



PROGRAMA EQ-ANP

**Processamento, Gestão e Meio Ambiente na
Indústria do Petróleo e Gás Natural**



**Simulação Numérica de Injeção de Água
em Reservatório de Petróleo**

Alexandre de França Cordeiro

Projeto de Final de Curso

Orientadores

Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Prof. Affonso Carlos S. da Silva Telles, Ph.D.

Novembro de 2007

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE INJEÇÃO DE ÁGUA EM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Alexandre de França Cordeiro

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente do Programa Escola de Química/Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria de Petróleo e Gás Natural, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Engenharia do Petróleo.

Aprovado por:

Prof. Frederico Wanderley Tavares, D.Sc.

Prof. Alexandre Castro Leiras Gomes, D.Sc.

Prof. Paulo Couto, D.Sc.

Orientado por:

Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Prof. Affonso Carlos S. da Silva Telles, Ph.D.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Novembro de 2007

Cordeiro, Alexandre de França.

Simulação Numérica de Injeção de Água em Reservatório de Petróleo/Alexandre de França Cordeiro, Rio de Janeiro, UFRJ/EQ, 2007.

xii, 58 p.; il

(Projeto Final de Curso) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Ano. Orientadores: Ricardo de Andrade Medronho e Affonso Carlos S. da Silva Telles e Cláudio José Alves Furtado

1. Reservatório. 2. CFD. 3. Injeção. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Ricardo de Andrade Medronho(Ph.D.) e Affonso Carlos S. da Silva Telles(Ph.D.)

*Aos meus pais, **Fernando e Joana**, meu irmão **Marcelo**, meus amigos e aos professores que contribuíram para minha formação como um cidadão melhor e um profissional qualificado.*

AGRADECIMENTOS

Ao professor **Ricardo Medronho**, pela orientação, a paciência diante das dificuldades e todo conhecimento compartilhado durante o projeto final.

Aos professores que marcaram minha formação acadêmica com verdadeiros exemplos de conhecimento e dignidade em educar: **Ana Campello, Ricardo Peçanha, Verônica Calado, Silvia Cruzeiro, Arnaldo Faro e Affonso Telles**.

A todos os meus queridos amigos, cuja amizade não se encerra com esta etapa concluída na Escola de Química.

Ao apoio financeiro da **Agência Nacional do Petróleo – ANP** – e da **Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP** – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT, em particular ao **PRH 13**, da Escola de Química - Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do Petróleo e Gás Natural.

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Engenharia de Petróleo.

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE INJEÇÃO DE ÁGUA EM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Alexandre de França Cordeiro

Novembro, 2007

Orientadores: Prof. Ricardo de Andrade Medronho(Ph.D.)
Prof. Affonso Carlos S. da Silva Telles(Ph.D.)

O estudo de simulações de reservatórios tem papel importante na exploração e produção de petróleo. A simulação numérica de reservatórios apesar de ser uma tarefa bastante complexa e envolver uma grande quantidade de parâmetros, é uma ferramenta crucial no gerenciamento de reservatórios. A Fluidodinâmica Computacional (CFD – Computacional Fluid Dynamics) é um conjunto de ferramentas numéricas e computacionais utilizadas para resolver, visualizar e interpretar a solução das equações de balanço de massa, momento e energia, sendo capaz de reproduzir e prever fenômenos físicos e físico-químicos que ocorrem em um dado escoamento. Diante da dificuldade de obtenção de dados experimentais, esta recente ferramenta vem sendo cada vez mais utilizada para muitas aplicações na indústria química e petroquímica.

O principal e mais convencional método de recuperação é a injeção de água do mar, ou mesmo a re-injeção de águas produzidas no reservatório. Os objetivos dos métodos de recuperação são o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção, mantendo a pressão do reservatório. Por conta da injeção de água em larga escala ocorrem danos ao reservatório, que atua como um meio filtrante, pois a água injetada muitas vezes contém gotas de óleo, particulados, material orgânico e mineral. Estes danos refletem diretamente na permeabilidade do reservatório (meio poroso) nas proximidades do poço de injeção. Para a previsão destes danos, utilizam-se dados de testes de fluxo realizados para obtenção do comportamento da permeabilidade ao longo do período de injeção.

Neste trabalho utilizou-se o software comercial CFX 10.0 da ANSYS para estudar o escoamento da água e do óleo ao longo do reservatório e os danos que possam ser causados pela a injeção de água. Utilizou-se o modelo disponível no software, de escoamento bifásico (água-óleo) com superfície livre. O modelo foi avaliado com testes iniciais e, em seguida foram geradas malhas mais bem estruturadas para o problema. A partir daí, analisou-se a influência do refinamento da malha, do passo de tempo do problema transiente, do método de interpolação e os efeitos causados pelo dano no reservatório. Os resultados mostraram que o modelo utilizado foi suficiente para gerar resultados condizentes com o problema físico assim como o dano foi simulado com a utilização de dados experimentais. Esta é uma forma de viabilizar a previsão de comportamento e das condições ideais da injeção e produção.

Abstract of a Final Project presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemical Engineer with emphasis on Petroleum and Natural Gas – Petroleum Engineering.

NUMERICAL SIMULATION OF WATER INJECTION INTO PETROLEUM RESERVOIR

Alexandre de França Cordeiro

November, 2007

Supervisors: Prof. Ricardo de Andrade Medronho(Ph.D.)
Prof. Affonso Carlos S. da Silva Telles(Ph.D.)

The study of reservoirs simulations has an important role in the exploration and production of oil. A numerical simulation of reservoirs although it is a task quite complex and involve a large number of parameters, it is a crucial tool in the management of reservoirs. The Computational Fluid Dynamic is a set of numerical and computational tools used to solve, view and understand the solution of mass, momentum and energy transfers. This solution allows reproducing and predicting physical and physical-chemical phenomenon occurring in fluid flows. Due to the difficulty of obtaining experimental data, this new tool is being increasingly used for many applications in chemical and petrochemical industry.

The main recovery method also more conventional is the injection of seawater, or even the re-injection of produced water into the reservoir. The purpose of the recovery methods are the increase of the recovery efficiency and the acceleration of the production, keeping the reservoir on high pressure. The injection of water high quantities takes to damages in the reservoir, that put up as a strainer, so as to the water injected usually contains oil drops, particles, organic material and mineral salts. These damages reflect directly in the reservoir (porous media) permeability near the injection wells. For the forecast of these damages, data of flow tests, named plug flow, are used for obtaining the permeability behavior along the injection period.

In this work the commercial software CFX 10.0 by ANSYS was used to study the water and oil flow in the reservoir and the damages that can be caused by the low quality water on injection wells. The available model in the software used is the two-phase (water-oil) with free surface flow. The model was evaluated with initial tests and, soon afterwards better structured meshes were generated for the problem. Then, the influence of the mesh refinement also the time step of the transient problem, the interpolation method and the reservoir damage were analyzed. The results show that the model was enough to generate proper results with the physical problem as well as the damage was simulated with the use of experimental data adjustment. This is the way of making possible the forecast of behavior and of the ideal conditions of the injection and production.

ÍNDICE

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO	1
I.1. Motivação	1
I.2. Organização	4
I.3. Objetivo	5
CAPÍTULO II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	6
II.1. O Reservatório.....	6
II.1.1. Porosidade	7
II.1.2. Compressibilidade	9
II.1.3. Saturação	9
II.1.4. Mobilidade.....	9
II.1.5. Permeabilidade	10
II.1.6. Escoamento em meios porosos.....	12
II.2. A injeção de água	13
II.2.1. Dano à formação.....	16
II.2.2. Testes de fluxo.....	18
II.3. Simulação de reservatório	20
II.4. Fluidodinâmica computacional (<i>CFD</i>).....	22
CAPÍTULO III. MODELO MATEMÁTICO	26
III.1. Equações De Conservação	26
III.1.1. Equação da Conservação da Massa (Continuidade – meio poroso)	
.....	26
III.1.2. Equação da Conservação do Momento	27
III.2. Modelo bifásico homogêneo com superfície livre.....	28
III.2.1. Escoamento com superfície livre (<i>Free Surface Flow</i>).....	28
III.2.2. Modelo Homogêneo	30
III.3. Modelo De Turbulência	31
CAPÍTULO IV. SIMULAÇÕES.....	32
IV.1. Geração das Geometrias	33
IV.2. Geração de Malhas.....	34
IV.3. Pré-Processamento e Controle da Solução	36

IV.3.1. Simulações iniciais - teste do modelo	38
IV.3.2. Análise de Malhas	39
IV.3.3. Análise da influência do passo de tempo	39
IV.3.4. Efeito do método de interpolação nos termos de convecção	40
IV.3.5. Dano no reservatório	40
CAPÍTULO V. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	44
V.1. Simulações Iniciais – Teste do Modelo Utilizado.....	44
V.2. Análise das Malhas	47
V.3. Análise da Influência do Passo de Tempo	49
V.4. Método de Interpolação	50
V.5. Dano no Reservatório.....	51
CAPÍTULO VI. CONCLUSÕES	55
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1. Representação do corte vertical de um reservatório sujeito a um processo de recuperação de petróleo com injeção de água.	2
Figura I.2. Metodologia global do trabalho	5
Figura II.1. Seqüência de formação de um Reservatório de Petróleo	7
Figura II.2. Formação de canais preferências de escoamento (<i>fingering</i>) da forma de esqueleto[12].....	15
Figura II.3. Representação do escoamento com formação de <i>fingering</i> ao longo do tempo[12].....	16
Figura II.4. Exemplo de imagem real de uma rocha reservatório encharcada de óleo..	17
Figura II.5. Dano causado pela presença de particulados na água de injeção.....	18
Figura II.6. Esquema do teste de fluxo <i>in-situ</i> realizado por EVANS ET AL (2004)[5]	19
Figura II.7. Esquemático da solução numérica das Equações Diferenciais parciais de conservação.....	23
Figura II.8. Tipos de elementos que podem constituir uma malha discretizada em 3-D	24
Figura III.1. Interface entre dois fluidos imiscíveis no modelo de superfície livre (<i>Free Surface Flow</i>).....	29
Figura IV.1. Representação do problema e suas faces de contorno.	32
Figura IV.2. Geometria da fatia do reservatório, respectivamente, plano <i>yx</i> , <i>zx</i> e nas três ordenadas.	34
Figura IV.3. Malha tetraédrica para o teste do modelo, refinamento nas proximidades do poço.....	35
Figura IV.4. Malha de 261.989 nós, elementos de prismas, plano <i>zx</i> e <i>yx</i>	36
Figura V.1. Representação de uma solução do problema, no caso, diferença de pressão de 200atm, a água do mar está representada em vermelho e em azul a fase de óleo, de acordo com a fração volumétrica. Em verde a iso-superfície de fração volumétrica 0,5.	44
Figura V.2. Frente de avanço de água ao longo do tempo de toda a simulação, diferencial de pressão de 100 atm e permeabilidade descrita pela expressão de k_C	51

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II.1. Valores típicos de porosidade para rochas reservatórios mais comuns	8
Tabela II.2. Qualidade das água injetadas nos testes de fluxo(EVANS ET AL [5]).....	20
Tabela II.3. Por que simular ?.....	21
Tabela IV.1. Dados da geometria do problema	33
Tabela IV.2. Malha geradas para estudo de sua influência.	36
Tabela IV.3. Propriedades e condições utilizadas nas simulações	37
Tabela IV.4. Condições de contorno para o teste do modelo.....	39
Tabela IV.5. Parâmetros relacionado ao tempo.....	40
Tabela IV.6. Resultado dos ajustes para os dados experimentais	42

NOMENCLATURA

LETRAS LATINAS

Símbolo	Descrição	Dimensão
A	Área da secção transversal	L^2
c	Constante dependente da matriz porosa.	adimensional
C	Constante	adimensional
c_f	Fator de compressibilidade	$M^{-1} L T^2$
D_p	Diâmetro volumétrico das partículas	L
k	Permeabilidade	L^2
k'	Energia cinética turbulente	$M L^2 T^{-2}$
N_p	Número de fases	adimensional
P	Pressão	$M L^{-1} T^{-2}$
Q	Vazão volumétrica	$L^3 T^{-1}$
R	Raio	L
r_α	Fração volumétrica do componente α	adimensional
S	Termo fonte do balanço	-
t	Tempo	T
U	Velocidade	$L T^{-1}$
V	Volume	L^3
X	Distribuição granulométrica das partículas	adimensional

LETRAS GREGAS

Símbolo	Descrição	Dimensão
β	Constante de forma	adimensional
∂	Operador derivada parcial	-
∇	Operador gradiente	-
ε	Esfericidade das partículas	adimensional
ε'	Energia de Eddy Dissipada	$M L^2 T^{-2}$
ϕ	Porosidade	adimensional
λ	mobilidade	$M^{-1} L^3 T$

μ	Viscosidade do fluido	$M L^{-1} T^{-1}$
ρ	Densidade	$M L^{-3}$
σ	Tensão superficial	$M L^{-1} T^{-2}$
\mathfrak{K}	Resistência ao escoamento no meio poroso	$M L^{-2} T^{-1}$

GRUPOS ADIMENSIONAIS

Símbolo	Descrição
$VPI = \frac{\ U_i\ t}{\phi R}$	Volume poroso injetado

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO

I.1. Motivação

Na indústria petroleira existe uma série de parâmetros que devem ser avaliados antes de se decidir pela viabilidade ou não de um reservatório natural de petróleo. Existem diversas tecnologias que podem contribuir para uma tomada de decisão. E, de uma forma geral elas são bem aceitas pela indústria de petróleo e gás. Assim, a simulação de reservatórios tem uma decisiva função na indústria, e por isso têm recebido muita atenção no desenvolvimento de pesquisas.

Os reservatórios de petróleo são constituídos por rochas porosas localizadas na região subterrânea, onde o petróleo cru está estocado, conforme ilustrado na Figura I.1. O petróleo é produzido originalmente na rocha geradora, porém ele migra, principalmente por capilaridade e forças de empuxo, para a rocha reservatório, não conseguindo se deslocar para cima em função da presença de uma rocha denominada selante, ou capeadora, que tem baixa permeabilidade e que o envolve na parte superior. O enfoque da simulação numérica é voltado ao domínio apenas da região onde o petróleo permanece armazenado - a rocha reservatório. Na maioria dos casos, a pressão em que o reservatório está submetido não é suficiente para garantir níveis de produção viáveis, com isso, são utilizados métodos de recuperação secundária. Quando o reservatório contém pressão suficiente para produzir volumes de petróleo consideráveis a recuperação é dita como primária.

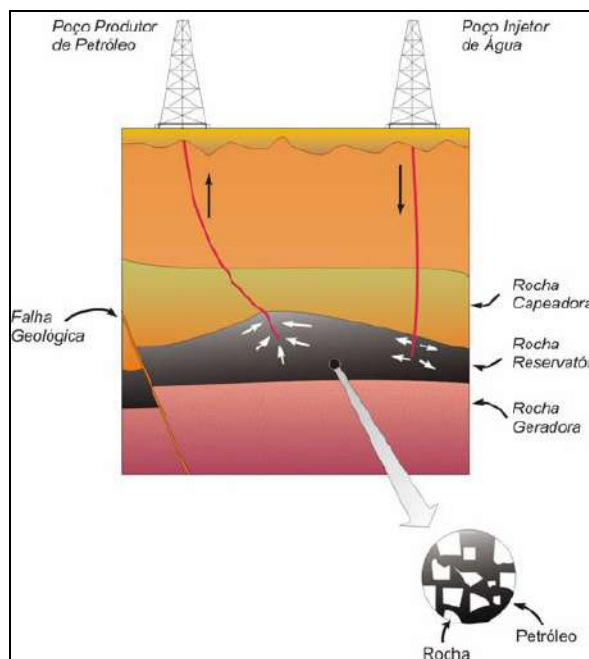


Figura I.1. Representação do corte vertical de um reservatório sujeito a um processo de recuperação de petróleo com injeção de água.

A injeção de água em reservatórios de petróleo é o processo de recuperação secundário mais utilizado em plataformas de exploração¹. Em um campo de petróleo, é usual existirem poços injetores de água com o objetivo de compensar perdas de pressão, causadas principalmente pela redução do volume de óleo presente no reservatório. Esta injeção aumenta a eficiência de recuperação do petróleo e mantém o nível de produção adequado à viabilidade econômica para a exploração do campo.

Existem muitos campos que apresentam baixa eficiência de recuperação. A eficiência de recuperação representa quanto está sendo explorado em relação ao volume total de petróleo contido no reservatório. Alguns campos, por exemplo, apesar de conterem quantidades relevantes de óleo, não apresentam viabilidade econômica para exploração e são chamados de campos maduros, derivados da baixa pressão existente. No Brasil, existem campos maduros no Recôncavo Baiano, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte, Espírito Santos, dentre outros. Este fato chama a atenção e mostra o potencial da pesquisa dos métodos de recuperação secundária, no caso, a injeção de água, no sentido de recuperar todo o óleo existente nestes reservatórios.

¹ Explorar : v.t. explorar economicamente os recursos naturais de determinada porção de terra.

Fatores como o preço do petróleo, custos de exploração, desenvolvimento e produção e o avanço tecnológico influenciam diretamente no gerenciamento do reservatório. A valorização do preço do petróleo pode tornar as atividades de investimento em novas tecnologias atrativas, assim como elevados custos de exploração, desenvolvimento e produção estimulam à aplicação de métodos de recuperação. Enfim, os avanços tecnológicos podem transformar projetos marginais, em projetos mais atrativos economicamente, em função do retorno do capital investido (lucro).

Em um campo de petróleo, o estudo de simulações de reservatórios é realizado em várias etapas desde a descoberta até avaliações para abandono de poço, tendo papel importante na construção da curva de produção de determinado poço, ou na simulação de *blend* de poços, onde existem poços produtores e injetores conjugados, havendo mútua influência.

A simulação numérica de reservatórios é uma tarefa bastante complexa, pois envolve uma grande quantidade de parâmetros. Por outro lado, a simulação é uma ferramenta crucial no gerenciamento de reservatórios. O paradigma existente é de um lado, a complexidade do problema e, de outro, a cobrança constante na tomada de decisões.

Durante a produção de petróleo, existe uma parcela do volume produzido que é de água, contendo impurezas, como partículas e gotas de óleo. Esta água é tratada na planta e, em seguida é descartada, ou, pode ser utilizada para reinjeção no reservatório. Esta reinjeção é ambientalmente correta, no entanto, a injeção de água produzida apresenta alguns problemas. Uma definição simples sobre o problema da injeção de água produzida foi dada por OCHI ET AL (1999)[4].

“A reinjeção da água produzida para manutenção de pressão tem se tornado cada vez mais atrativa na indústria a partir das novas regulamentações para descarte de águas no mar, rios, ou aquíferos profundos que introduzem o aumento de custos de tratamento. A principal dificuldade da reinjeção é a previsão do impacto da qualidade da água produzida na injetividade dos poços. Isto é devido ao pouco conhecimento dos

mecanismos de dano a formação por partículas sólidas e gotículas de óleo”.

Neste trabalho, foram realizadas simulações da injeção de água no reservatório utilizando a Fluidodinâmica Computacional (*CFD – Computational Fluid Dynamics*) através do software comercial CFX 10.0, da ANSYS[1]. Com um conjunto de ferramentas numéricas e computacionais utilizadas para resolver, visualizar e interpretar a solução das equações de balanço de massa, momento e energia, é capaz de reproduzir e prever fenômenos físicos e físico-químicos que ocorrem em um dado escoamento. Hoje, esta recente ferramenta vem sendo cada vez mais utilizada em muitas aplicações na indústria química e petroquímica, como por exemplo, na simulação de equipamentos e processos, tais como *risers*², ciclones, hidrociclones, bombas, membranas, dentre outras.

I.2. Organização

No CAPÍTULO II (FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA) são apresentados, resumidamente, os fundamentos teóricos para a compreensão das propriedades do reservatório, a injeção de água a simulação de reservatório e o contexto da Fluidodinâmica Computacional.

No CAPÍTULO III (MODELO MATEMÁTICO) são apresentados os modelos matemáticos utilizados pelo software para a representação do problema através das equações de conservação de massa e momento, além de considerações adicionais de modelos específicos.

No CAPÍTULO IV (MODELO MATEMÁTICO) são descritos os procedimentos adotados durante todas as simulações. No CAPÍTULO V e no CAPÍTULO VI estão apresentados, respectivamente, os resultados e as conclusões do trabalho.

A metodologia global adotada para o desenvolvimento deste trabalho pode ser resumida no esquema representado pela Figura I.2. Nos capítulos posteriores cada passo é explicitado.

² Dutos flexíveis ou rígidos que conectam a plataformas ao poço de produção ou injeção.

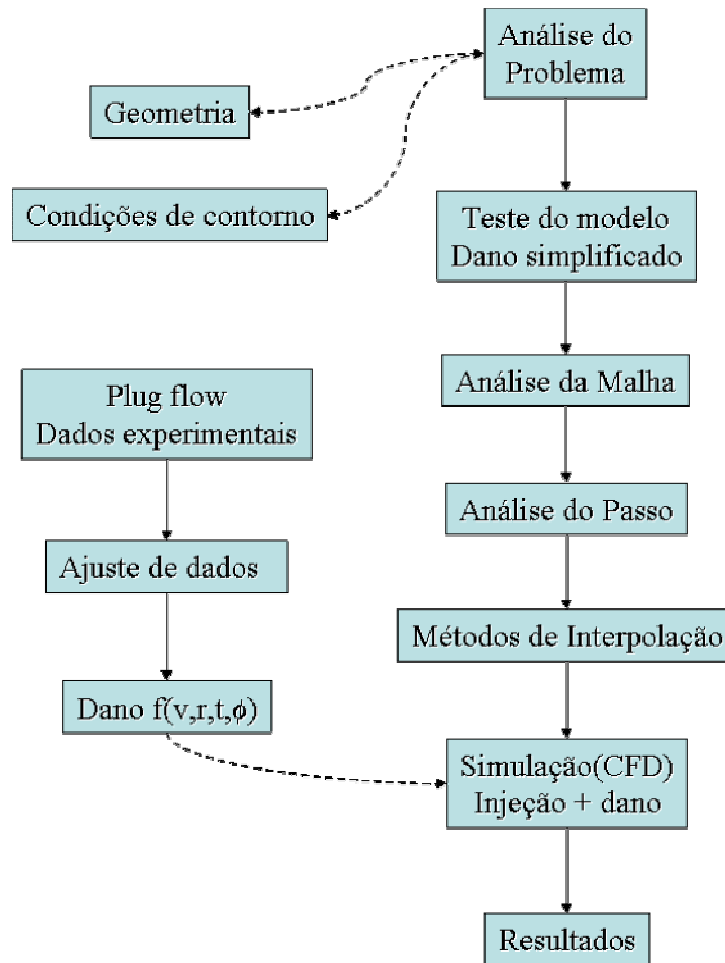


Figura I.2. Metodologia global do trabalho

I.3. Objetivo

Este trabalho tem como objetivo simular a injeção de água em reservatórios de petróleo, realizando um acompanhamento do escoamento através do meio poroso ao longo do tempo. O dano ao reservatório, causado pela injeção, é simulado utilizando-se equações que descrevem a permeabilidade do meio.

CAPÍTULO II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados conceitos importantes para o entendimento do problema. Os seguintes itens de forma resumida: a formação e acumulação do petróleo, as propriedades do reservatório, o escoamento em meios porosos, a importância da injeção de água, a simulação de reservatório e o contexto da fluidodinâmica computacional

II.1. O Reservatório

A deposição de material orgânico no solo e no fundo do mar forma uma lama de sedimentos considerada recente. Com os efeitos de altas pressões e temperatura e alguns milhões de anos, o material orgânico é convertido em petróleo líquido, disperso na rocha. Tipicamente o petróleo é formado em temperaturas de 50 a 100°C. Em temperaturas abaixo de 100°C, o óleo é convertido em gás natural, conseqüentemente, muitos campos contêm uma mistura de óleo e gás.[9]

Para ocorrer uma acumulação de petróleo é necessário que após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de alguma armadilha (*trap*) geológica – ou rocha selante. O petróleo gerado em uma rocha fonte de baixa permeabilidade, também chamada de rocha geradora se desloca, migrando para a rocha reservatório, onde ocorre o acúmulo do petróleo em grandes extensões que podem estar a quilômetros de profundidade. A Figura II.1 ilustra a seqüência para a formação de um reservatório de petróleo

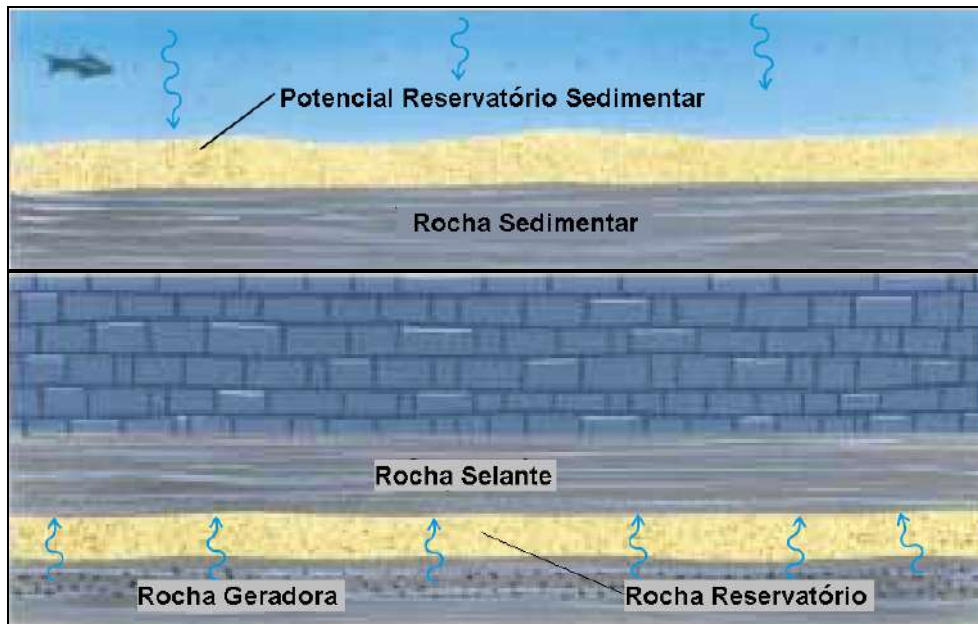


Figura II.1. Seqüência de formação de um Reservatório de Petróleo

O reservatório é definido como o espaço onde há o armazenamento dos hidrocarbonetos na rocha. Esta rocha pode apresentar qualquer origem ou natureza, entretanto, para se constituir em um reservatório, a rocha deve conter espaços vazios no seu interior, denominados porosidade. Estes vazios devem estar interconectados para conferir a rocha reservatório uma capacidade de transmitir e trocar fluidos ao longo do reservatório. Esta característica é chamada de permeabilidade [9].

II.1.1. Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, já que ela mede os espaços vazios presentes na rocha, diretamente relacionada com a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade é definida como o volume de vazios sobre o volume total do meio.

$$\phi = \frac{V_v}{V_T} \quad (\text{II-1})$$

Esta porosidade acima definida se refere à porosidade absoluta, no entanto não são todos os poros que se interconectam permitindo o armazenamento e o escoamento de fluidos através dos poros. Além da porosidade absoluta existem outros valores de porosidade, os quais são definidos a partir da origem dos poros:

1. A porosidade efetiva condiz com os espaços vazios que estão interconectados, o que realmente permite o escoamento do fluido, sem considerar espaços confinados.
2. A porosidade original proveniente da deposição de sedimentos é chamada de porosidade primária,
3. A porosidade devido à dissolução da rocha, especialmente as rochas de carbonatos, é denominada secundária[9].

Valores da porosidade dependem principalmente do tipo da rocha. A Tabela II.1 ilustra alguns valores comuns para os tipos de rochas.

Tabela II.1. Valores típicos de porosidade para rochas reservatórios mais comuns

Tipo de Rocha	Faixa de Porosidade (%)	Porosidade Típica (%)
Arenito	15-35	25
Arenito não consolidado	20-35	30
Carbonato		
Calcário Inter cristalino	5-20	15
Calcário Oolítico	20-35	25
Dolomita	10-25	20

Existem basicamente duas técnicas para medida de porosidade, análise em laboratório de amostra de rocha, e através de informações obtidas diretamente do poço. As medições em laboratório tendem a ter mais acurácia do que as medições no campo. Porém deve-se ter atenção especial na coleta destas amostras, pois mudanças nas propriedades da rocha podem ocorrer quando esta é trazida do reservatório para a superfície para ser analisada, além de ser pouco representativa para a rocha como um todo. Já as informações obtidas diretamente do poço, consideram uma porção maior do reservatório do que a análise de amostras, mas tipicamente fornece valores com maiores erros. Idealmente, os dados destas duas técnicas devem ser relacionados para a obtenção de informações mais representativas e com certa acurácia.

II.1.2. Compressibilidade

As rochas estão submetidas a altas pressões em profundidades da ordem de 1000 metros abaixo do nível do mar, de coluna d'água, e da mesma ordem de grandeza para profundidade abaixo do solo. Neste contexto, a compressibilidade se torna uma propriedade importante para a caracterização e o estudo do reservatório. Um corpo que inicialmente tem um volume V ao ser submetido a uma dada variação de pressão ΔP , sofrerá uma redução de volume ΔV . De forma diferencial a compressibilidade é definida de acordo com a Equação (II-2).

$$c_f = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad (\text{II-2})$$

Os poros de uma rocha reservatório apresentam-se cheios de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos mesmos. O volume dos poros é uma função da sua pressão interna. Ao ser retirada uma certa quantidade de fluido do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm seus volumes reduzidos. Aplicando-se a variação dos volumes dos poros, à uma dada diferença de pressão, encontra-se a compressibilidade efetiva da formação, muito aplicada na engenharia de reservatório. Neste trabalho o meio poroso é considerado incompressível, mas é uma importante propriedade que deve ser considerada.

II.1.3. Saturação

Nos reservatórios não há a presença de apenas hidrocarbonetos. A presença de água salgada é uma constante. Devido a isto, o conhecimento do volume poroso não é suficiente para se estabelecer as quantidades de óleo e gás contidas nas formações. Para que estas quantidades sejam estimadas, é necessário, se estabelecer que percentual do volume poroso é ocupado por cada fluido. Estes percentuais recebem o nome de saturação[9]. A saturação de óleo, água e gás correspondem ao percentual do volume poroso V_P ocupado por cada uma destas fases. Pode também ser representado pela fração volumétrica no meio poroso.

II.1.4. Mobilidade

A mobilidade de um fluido em um meio pode ser definida como sendo a relação entre a sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por $\lambda_o = k_o / \mu_o$ e da água (fluido injetado) por

$\lambda_w = k_w / \mu_w$. Assim, como as permeabilidades efetivas, as mobilidades também dependem das saturações. A razão de mobilidades é definida pela razão λ_w / λ_o . Quanto maior for a razão de mobilidades menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que devido à sua maior mobilidade o fluido injetado tenderá a furar o banco de óleo criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores[9]. Em muitos trabalhos na literatura, a mobilidade é um parâmetro calculado através de simulações numéricas, sendo um parâmetro fundamental para se estudar um reservatório. Em [15][16][17], por exemplo, reflete-se o efeito da permeabilidade e da mobilidade associadas à viscosidade na equação de *Darcy*, sendo apenas uma mudança de variável.

II.1.5. Permeabilidade

Mesmo que uma rocha contenha uma quantidade apreciável de poros e dentro desses poros existam hidrocarbonetos em uma quantidade razoável, não há a garantia de que eles possam ser extraídos. Para que a extração ocorra, é necessário que a rocha permita um fluxo de fluidos através dela. Assim, a permeabilidade pode ser definida como a capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos. Estes fluidos percorrem o que se pode chamar de canais porosos, ou gargantas. Quanto mais cheios de estrangulamento, mais estreitos e mais tortuosos forem essas gargantas, maior será o grau de dificuldade para os fluidos se moverem no seu interior. Esta característica corresponde a uma permeabilidade baixa. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos e a uma maior permeabilidade. A permeabilidade tem por símbolo a letra *k* e sua unidade de medida mais utilizada é o *Darcy*, em homenagem ao engenheiro francês Henry D'Arcy (1803-1858), que formulou a equação de deslocamento de fluidos em meios porosos.

A permeabilidade tem significado estatístico como uma representação de um grande número de poros. Em escala microscópica a distribuição de tamanhos do grão e suas formas afeta a permeabilidade. A permeabilidade normalmente decresce com o aumento dos tamanhos das partículas. Isto pode ser visto como uma conveniência matemática para descrever o comportamento estatístico de um experimento dado. Neste contexto, testes transientes fornecem a medida da permeabilidade para um grande volume. Apesar da sua importância no escoamento, a permeabilidade e sua distribuição não são bem conhecidas para os problemas de reservatórios.

Através de dados sísmicos é possível medir a permeabilidade entre poços. É usual definir a permeabilidade como dependente apenas de um componente direcional, sendo maior em uma direção do que nas outras. Quando o modelo começa a ser projetado, pode ser associado a todas as direções. Assume-se que a permeabilidade é alinhada em uma das três direções com um eixo principal do tensor. Em muitos casos, a permeabilidade vertical não é medida e deve ser assumida. Uma regra de acordo com FANCHI ET AL (2001) é assumir a permeabilidade vertical como aproximadamente um décimo da horizontal, e em muitos casos, problemas e estudo, considera-se apenas a permeabilidade horizontal[12].

A permeabilidade depende de vários fatores para o reservatório, além de posição, saturação e pressão, pode variar com o tempo e com a porosidade. O Gráfico II.1 é ilustrativo da dependência da permeabilidade com a porosidade e as faixas de tamanho de partículas[13].

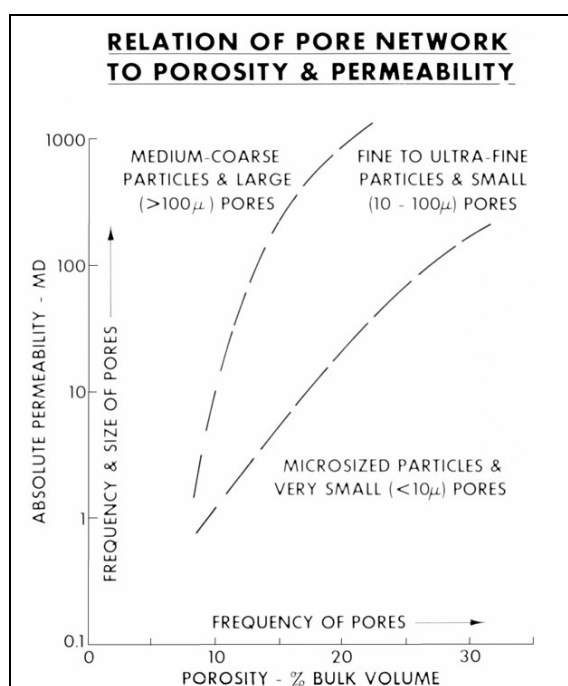


Gráfico II.1. Dependência da permeabilidade com a porosidade e as faixas de tamanho de partículas[13].

Quando existe apenas um fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de permeabilidade absoluta. Quando uma rocha reservatório contém dois ou mais fluidos, a facilidade com que cada fluido se move individualmente define a

permeabilidade efetiva. A permeabilidade efetiva é utilizada quando a permeabilidade absoluta não é suficiente para se chegar a resultados viáveis. Quando os valores de permeabilidade são submetidos a um processo de normalização, ou seja, estes valores de permeabilidade forem divididos por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base, tem o que chamamos de permeabilidade relativa.

II.1.6. Escoamento em meios porosos

A lei de Darcy diz que a vazão que escoar em um meio poroso isotrópico e homogêneo, no qual a permeabilidade é a mesma em todas as direções, é proporcional à área da secção transversal multiplicada pela diferença de pressão, e inversamente proporcional à viscosidade do fluido newtoniano incompressível. O sinal negativo indica que a direção do escoamento é oposta ao gradiente de pressão. O fluido escoar horizontalmente (sem ação da gravidade) na direção da maior pressão para a menor. A linearidade da lei de Darcy é uma aproximação geralmente utilizada por simuladores comerciais.

$$Q = -\frac{kA}{\mu} \Delta P \quad (\text{II-3})$$

Apesar das simplificações a equação de Darcy é amplamente utilizada na fluidodinâmica em meios porosos, sendo satisfatória mesmo em escoamentos acelerados. O escoamento pode ser descrito também, por uma aproximação não-linear através da equação de Forchheimer[14]. Os efeitos não-lineares na velocidade do fluido se tornam mais representativos em meios heterogêneos, como o escoamento de gases, por exemplo.

$$-\nabla P = \frac{\mu}{k} \left(1 + \frac{c\rho\sqrt{k}\|U\|}{\mu} \right) U \quad (\text{II-4})$$

Para o escoamento no meio poroso, a permeabilidade tem importância similar à condutividade térmica na transferência de calor, sendo uma propriedade que relaciona o fluido que escoar, com a matriz porosa.

O modelo capilar proposto por Kozeny-Carman permite correlacionar qualitativamente a permeabilidade através de parâmetros estruturais da matriz porosa. O modelo consiste em aproximar o meio poroso como um feixe de tubos paralelos, e leva a Equação (II-5).

$$k = \frac{(\overline{D_p \varepsilon})^2 \phi}{36\beta(1-\phi)^2} \quad (\text{II-5})$$

Onde:

$$\overline{D_p} = \frac{1}{\int_0^1 \frac{dX}{D_p}} \quad \text{Diâmetro médio de Sauter}$$

Por conta da dificuldade de análise e da indisponibilidade de dados estruturais da matriz porosa no reservatório, os modelos empíricos determinados por ajustes experimentais são os mais utilizados.

II.2. A injeção de água

A eficiência da recuperação primária depende do mecanismo de produção, das características do reservatório e das propriedades do fluido. Ela é geralmente muito baixa e pode chegar a ser zero. Apesar dos grandes avanços tecnológicos da indústria do petróleo, a maior parte dos volumes originais de óleo encontrados no mundo é considerada irrecuperável pelos métodos atuais de produção, inclusive os de recuperação secundária. A eficiência de recuperação para projetos bem-sucedidos pode ser superior a 60%, embora os valores mais frequentes sejam de 30-50% para métodos convencionais.

Acelerar a produção de um reservatório é o segundo objetivo, ou pelo menos, reduzir a velocidade de declínio. A aceleração da produção provoca a antecipação do fluxo de caixa esperado do projeto, aumentando, portanto, o seu valor presente e melhorando o valor econômico agregado ao campo.

Em um projeto de injeção de água existem dois pontos críticos: a manutenção de cota de injeção e o gerenciamento de água produzida. Neste último, devem ser considerados aspectos relacionados à incrustação e gerenciamento de Sulfeto (H_2S), bem como o controle de produção de água e reinjeção de água produzida.

Quando não se cumprem às cotas de injeção acarreta-se retardo na produção de óleo prevista no estudo de reservatório, levando à redução da rentabilidade do projeto. Os fatores que afetam a manutenção de cota de injeção são a eficiência operacional de injeção e a perda de injetividade dos poços.

A eficiência operacional é afetada pela eficiência da bomba, troca de filtros, manutenção de equipamentos e outros aspectos operacionais que reduzem a vazão injetada e ocasionam paradas freqüentes de injeção.

A perda de injetividade pode se dar em decorrência da geometria de poços, de fatores de reservatório (diferença de temperaturas entre este e a água injetada, razão de mobilidade e compressibilidade dos fluidos e da rocha) e de dano à formação, devido a migração de finos, entupimento de poros por partículas sólidas, de corrosão, oleosas, bactérias e precipitação de sais. A perda de injetividade é diagnosticada através do índice de injetividade, que idealmente deve ser calculado de modo a diferenciar efeitos de reservatório de efeitos de dano. Neste ponto é marcante a necessidade da monitoração em tempo real dos poços injetores submarinos, utilizando, pelo menos, registradores de pressão na Árvore de Natal³.

Para controlar a perda de injetividade podem ser adotadas diversas ações preventivas:

1. Tratamento para a melhoria da qualidade da água que inclui a definição da melhor profundidade de captação (no caso de água do mar) e o uso de filtros, hidrociclones, flotores, desaeradoras, colunas com maior resistência à corrosão, bactericidas e inibidores de migração de finos.
2. Uso de produtos químicos nas correntes de injeção para minimizar a corrosão e formação de bactérias.
3. Medidas corretivas, como intervenções periódicas para remoção de dano, através de acidificação.
4. Para o atendimento da cota de injeção planejada, caso haja disponibilidade de potência de bombas, pode-se também aumentar a pressão de injeção, chegando neste caso inclusive a injetar acima da pressão de propagação de fratura⁴, garantindo a manutenção da

³ Sistema de válvulas para controle da “cabeça” do poço instalada no leito submarino.

⁴ Para um projeto de poço injeção é necessário ter os dados de duas pressões principais: a pressão de poros, que se refere à pressão do reservatório, e a pressão de fratura. Caso a pressão de injeção seja maior que a de fratura, ocorre a fratura do meio poroso, formando fendas, podendo dificultar o escoamento do óleo, aumentando, por exemplo, a quantidade de água produzida, apesar de aumentar a porosidade.

injetividade. Estudos realizados[18] mostram que a propagação de fratura pela água injetada em poços direcionais, em reservatórios inconsolidados, não altera significativamente a eficiência de invasão da água no meio e a recuperação final.

5. Pode-se ainda manter a cota de injeção ou mesmo aumentá-la através da melhoria da injetividade de outros poços injetores e a perfuração de novos poços injetores. Este último caso pode não ser possível por limitação de número de poços e pela capacidade instalada na plataforma, de modo que outros métodos de injeção devem ser considerados como Sistema Submarino de Injeção de Água do Mar (*Subsea raw water injection*) ou Auto-injeção (*Dump flood*)[18]⁵.

No escoamento da água injetada no reservatório, é observada a formação de canais preferenciais (*fingering*), proveniente de um escoamento instável de um fluido menos viscoso percolando um de maior viscosidade. A formação destes “dedos” na injeção de água no reservatório influencia o escoamento no reservatório e impacta na recuperação do óleo. É importante notar que este fenômeno não ocorre apenas em meios porosos. Se um fluido de menor viscosidade é injetado em uma célula contendo um fluido com viscosidade maior, começarão a formar tais canais à medida que o fluido escoar. Não há uma tendência de nenhuma uniformidade para a formação destes canais. As figuras, Figura II.2 e Figura II.3 ilustram dois tipos, de forma "esqueleto", e mais “carnuda”, o que é de acordo com a diferença de viscosidades.

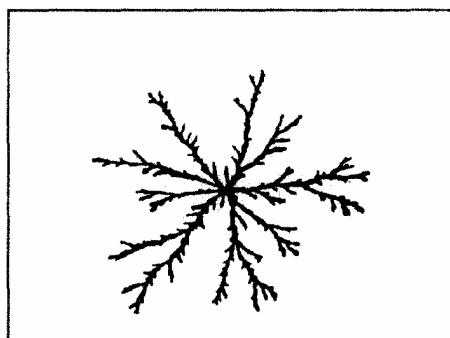


Figura II.2. Formação de canais preferências de escoamento (*fingering*) da forma de esqueleto[12].

⁵ Em recente notícia divulgada pela empresa PETROBRAS, o poço de Albacora conseguiu excelente recuperação, com aumento de cerca de 20% na produção até 2010, utilizando o método de auto-injeção

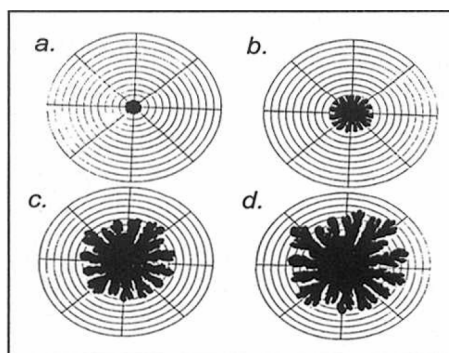


Figura II.3. Representação do escoamento com formação de *fingering* ao longo do tempo[12].

A simetria pode ser perdida se houver alguma heterogeneidade, conforme ilustrado na Figura II.3. Na maioria dos simuladores este efeito não é previsto. É possível melhorar o modelo, utilizando malhas cada vez mais finas, na área de interesse[12].

II.2.1. Dano à formação

A interação entre a água de injeção e o reservatório receptor pode ocasionar dano à formação, e comprometer as cotas de injeção previstas para o campo. Vários podem ser os mecanismos causadores de dano, porém, é fundamental para qualquer dos casos a caracterização mais completa possível da água a ser injetada no reservatório. São diversos parâmetros necessários à caracterização, tanto da água bruta da fonte, como da água de injeção, já tratada, imediatamente antes de ser injetada, como pH, salinidade, teor de Óleo e Graxas (TOG), teor de sólidos suspensos, distribuição dos tamanhos dos sólidos suspensos, dentre outros. A injeção de água produzida requer um tratamento adequado para garantir a sua qualidade, que é monitorada imediatamente antes das tubulações que encaminham a injeção

Durante a injeção de água a permeabilidade da formação tende a cair com o tempo, essa redução é chamada dano à formação. O dano à formação é principalmente função do entupimento do meio poroso pelas partículas contidas na água injetada. A redução de permeabilidade será função inversa da qualidade da água injetada, além de partículas sólidas e gotas de óleo presentes. Alguns outros fatores afetam a qualidade da água de injeção como o crescimento bacteriano e a distribuição dos raios dos poros do reservatório. Também podem causar dano à formação partículas finas constituintes naturais da própria rocha ou formadas pela sua dissolução. Elas podem migrar pelo

meio poroso e ficar retidas nos poros, da mesma forma que partículas presentes na água injetada.

A extensão do dano provocado depende do tamanho máximo das partículas (medido em μm), da distribuição desses tamanhos, do total de partículas sólidas em suspensão (total de sólidos em suspensão – TSS, medido em ppm) e da distribuição do tamanho das gargantas dos poros da rocha receptora. Já a injeção de água oleosa ocorre nos processos de injeção de água produzida de horizontes produtores de petróleo. A presença do óleo na água de injeção também pode causar dano à formação, agravando os problemas causados pelas partículas sólidas. Assim como no caso de particulados, as principais variáveis nesse processo são o diâmetro máximo das gotículas de óleo, a distribuição desses diâmetros, o total de gotículas em suspensão (TOG, teor de óleo e graxas, em ppm) e a distribuição do tamanho dos poros da rocha receptora. Os efeitos da presença de óleo na água de injeção sobre o dano são determinados, ainda, pelo tipo de óleo (suas propriedades) e pelo tipo de partículas sólidas que também se encontrem em suspensão na água de injeção. Assim sendo, a literatura relata casos em que a presença de óleo exerce pouca influência e casos em que uma combinação desfavorável do tipo de óleo e de sólidos induz danos severos.[5]

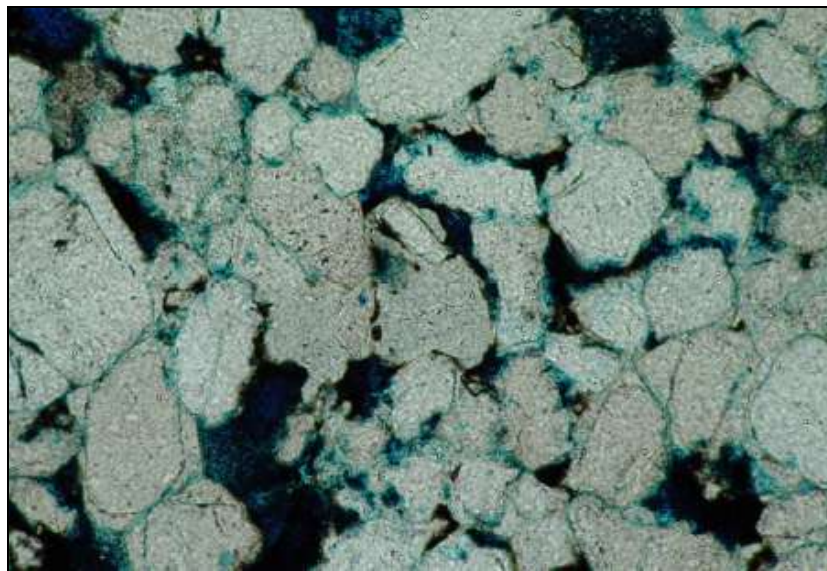


Figura II.4. Exemplo de imagem real de uma rocha reservatório encharcada de óleo

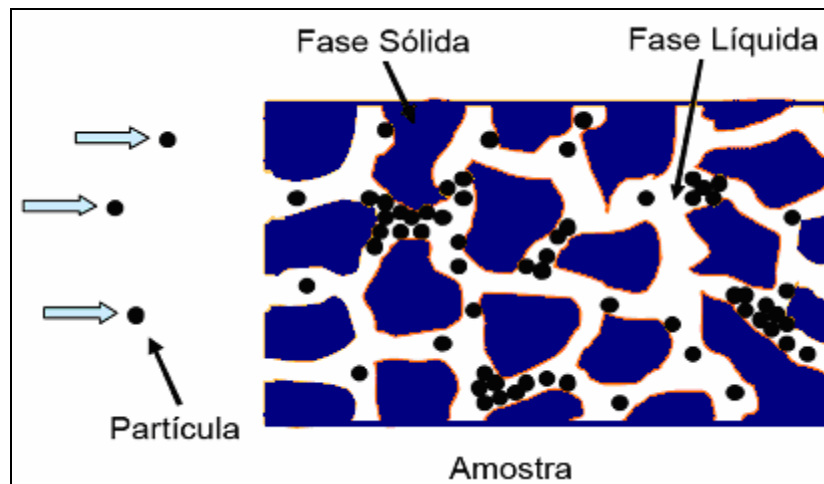


Figura II.5. Dano causado pela presença de particulados na água de injeção

A Figura II.4 apresenta uma imagem real de uma rocha reservatório encharcada de óleo. O tipo de dano ao meio poroso é função dos tamanhos das partículas e dos poros, funcionando como um filtro, o que prejudica substancialmente a permeabilidade ocasionando quedas na injetividade. A Figura II.5 ilustra o dano causado pela presença de particulados, prejudicando o escoamento dos fluidos.

II.2.2. Testes de fluxo

O objetivo do teste de fluxo (*on-site coreflooding*) é investigar os efeitos do potencial de injeção de água na permeabilidade de matrizes de rochas reservatórios, passando água através das amostras em *plug*⁶ preparadas do material da rocha, e gravando as mudanças na medida da permeabilidade. Os testes são realizados em vários pontos do sistema de injeção de água do mar. O estudo se inicia na captação da água do mar, na planta de tratamento da água, seguido do abastecimento e das estações com as bombas de injeção, e finalmente a injeção nos poços.

É comum encontrar avaliações dos modelos de escoamento e de transferência de fluxo utilizando os testes de fluxo, cujos resultados são aplicados ao reservatório[5]. Outra metodologia muito utilizada na indústria do petróleo é o ajuste de dados históricos para previsões de comportamento ao longo do tempo.

EVANS ET AL (2004)[5] realizou testes de fluxos, ilustrado na Figura II.6, de forma contínua conectada em uma linha que escoou a água do mar em um período de seis

⁶ Como são chamadas as amostras obtidas do reservatório para análises e testes de escoamento

semanas. Para o controle da concentração de partículas, utilizou-se três filtros do tipo cartucho, durante a duração do teste, e analisaram-se as mudanças na permeabilidade. Quatro tipos de qualidade e concentração de particulados na água foram gerados, ultrafiltrado, finamente filtrado, grosseiramente filtrado e não-filtrado. Este método foi baseado no padrão ASTM D 4520-95.

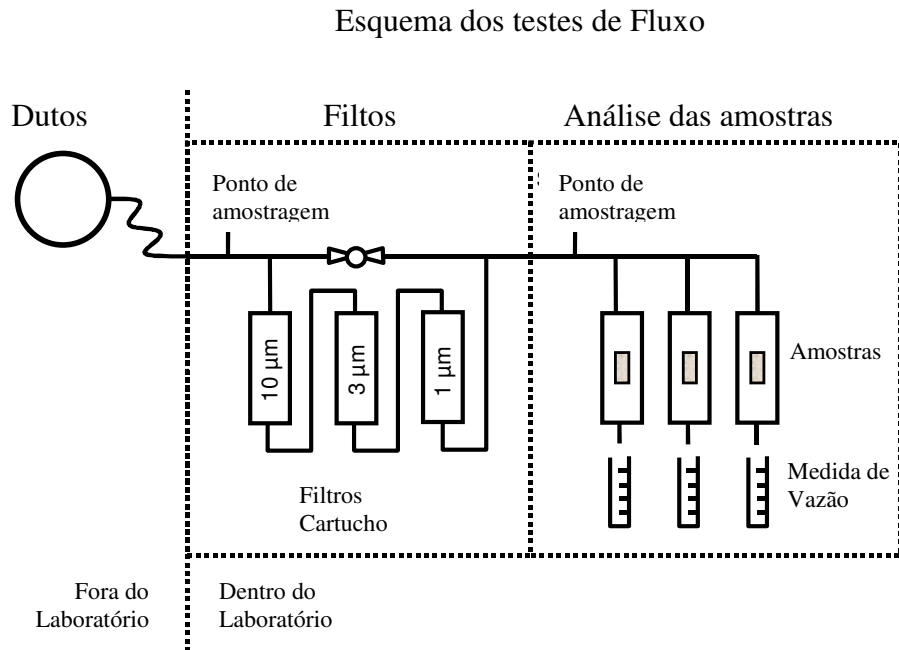


Figura II.6. Esquema do teste de fluxo *in-situ* realizado por EVANS ET AL (2004)[5]

O total de partículas suspensas na água, expressa em concentração (mg/L), foi determinada utilizando métodos padrões de filtração por membranas. A Tabela II.2 apresenta os resultados das análises. Devido às baixas concentrações de particulados, foi necessário filtrar cerca de 20 litros para obtenção de valores precisos. Entretanto, estas pequenas concentrações de sólidos na água de injeção, foram suficientes para resultar a queda da permeabilidade. O Gráfico II.2 apresenta a queda da permeabilidade, normalizada para as três maiores concentrações, 0,03 mg/L , 0,07 mg/L e 0,16 mg/L, em função do tempo adimensional, que representa o volume de água injetado nos poros.

Tabela II.2. Qualidade das água injetadas nos testes de fluxo(EVANS ET AL [5])

Água	Grau de Filtração	Tamanho filtrado(μm)	Total de Partículas Suspensas (mg/L)
#1	Ultrafiltrado	1	0,03
#2	Finamente filtrado	3	0,07
#3	Grosseiramente filtrado	10/20	0,10
#4	Não-filtrado	-	0,16

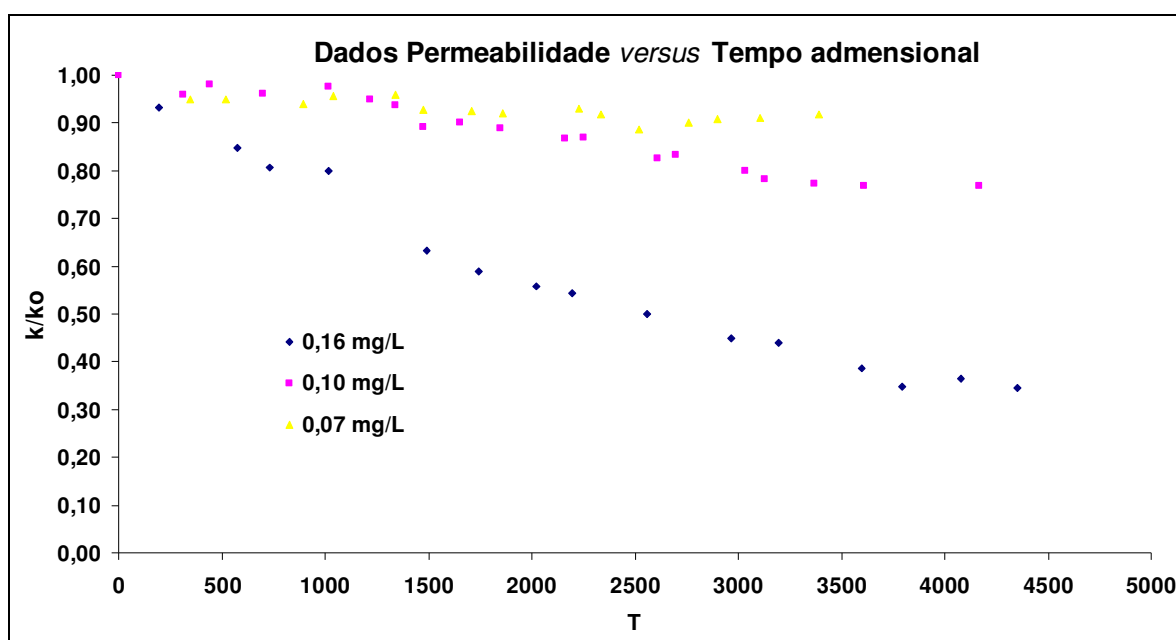


Gráfico II.2. Dados de permeabilidade obtidos a partir de testes de fluxo para três concentrações de partículas 0,07 ;0,10 e 0,16 mg/L(EVANS ET AL [5])

Observa-se que quanto maior a concentração de particulados, maior a queda dos valores de permeabilidade. Estes dados de permeabilidades serão posteriormente utilizados para simular o dano no reservatório.

II.3. Simulação de reservatório

A simulação de reservatórios existe no contexto do gerenciamento do reservatório. No entanto, usualmente não utilizado, o gerenciamento do reservatório é geralmente definido como a alocação de recursos para otimizar a recuperação do

petróleo, e minimizar o investimento de capital e as despesas operacionais. Estes dois objetivos – minimizar custos e otimizar a recuperação – são conflitantes, na maioria dos casos. A recuperação de óleo pode ser maximizada se o custo não for a questão principal, enquanto os custos podem ser minimizados se o operador de campo não tiver interesse ou a obrigação de prudentemente gerenciar os recursos disponíveis. O objetivo no estudo do gerenciamento do reservatório é determinar as condições ótimas para maximizar o retorno econômico do petróleo de um campo operando prudentemente[12]. As simulações fornecem um perfil de produção para as previsões econômicas relacionadas à produção. A combinação do perfil de produção e a previsão de preços fornecem uma estimativa futura de fluxo de caixa. Em sumo, a Tabela II.3 apresenta as razões para a realização de simulações de reservatórios

Tabela II.3. Por que simular ?

Impacto Corporativo
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior lucro com previsão de produção <ul style="list-style-type: none"> ○ Necessidade de previsão dos preços do Petróleo
Gerenciamento do Reservatório
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Avaliar a performance do projeto <ul style="list-style-type: none"> ○ Interpretar e entender o comportamento do Reservatório ▪ Sensibilidade do modelo para estimar dados <ul style="list-style-type: none"> ○ Verificar necessidade de dados adicionais ▪ Estimativa de vida útil do projeto ▪ Previsão de recuperação <i>versus</i> tempo ▪ Comparar diferentes tipos de recuperação ▪ Planejamento de mudanças operacionais ▪ Seleção e otimização do projeto

É neste contexto que surge a Fluidodinâmica Computacional, com sua robustez e larga abrangência de aplicações, o escoamento em reservatórios pode ser simulado e os modelos bem aplicados. O item II.4. a seguir apresenta uma simplificada explicitação do que envolve a resolução de problemas utilizando a Fluidodinâmica Computacional, em especial o *software* comercial CFX – ANSYS.

II.4. Fluidodinâmica computacional (*CFD*)

A Fluidodinâmica computacional (*CFD*) é uma ferramenta sob as quais muitos problemas de engenharia são estudados. Esta ferramenta esta sendo cada vez mais utilizada devido a um histórico de bons resultados na aplicação em diversas áreas, desde materiais até escoamento multifásicos de fluidos, podendo reduzir custos que envolvem a predição de experimentos, novos projetos e as incertezas na realidade do problema

Nestes escoamentos ocorrem a ação e a interação de fatores como dissipação, difusão, convecção e turbulência. A maioria das equações que descrevem estes fenômenos é não-linear e, não possuem solução analítica, portanto resolve-se através de métodos numéricos. No entanto, existem limitações para aplicação desta ferramenta para casos específicos, sendo necessário o desenvolvimento de modelos mais adequados, como modelos de turbulência, radiação, combustão, escoamentos multifásicos, dentre outros. Devido à resolução numérica apresentar desvios da solução real, o desenvolvimento de computadores e ferramentas capazes de realizar simulações mais refinadas, em termos de representatividade do problema (geometria) e da precisão para o domínio estudado, se torna importante para viabilizar soluções que possam se afastar da realidade, e ampliar a sua aplicação para problemas cada vez mais complexos.

Para a solução de um problema utilizando *CFD*, inicialmente determina-se o domínio onde ocorrerá a simulação, representado por uma geometria espacial (3-D). Nesta fase é importante identificar simetrias e detalhes que provém do entendimento do problema a ser solucionado.

O próximo passo envolve a subdivisão do domínio em elementos (malha), que podem influenciar nos resultados e devem se adequar ao tamanho do domínio. As condições de contorno devem ser especificadas, como por exemplo, vazões, perfis de velocidades e pressões conhecidos. Após a especificação do problema são resolvidas as equações de conservação de massa, momento e energia para volumes de controle aleatórios no domínio, utilizando métodos dos volumes finitos. Após a convergência do

método numérico, é realizado o avanço no passo de tempo, caso o problema seja transiente. A Figura II.7 ilustra a seqüência de resolução das equações de conservação para dada simulação.

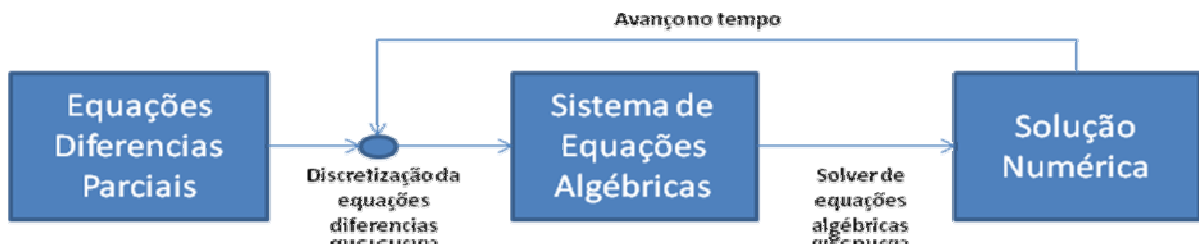


Figura II.7. Esquemático da solução numérica das Equações Diferenciais parciais de conservação

Os resultados são observados e tratados distribuídos no espaço (geometria) ou no tempo. De modo a fornecer um meio mais fácil de resolver e analisar problemas de escoamentos de fluidos, a grande maioria de programas computacionais de *CFD* é subdividida em cinco elementos principais: gerador de geometria, gerador de malha, um pré-processador, um processador que obtém a solução e um pós-processador, descritos subsequentemente.

Uma das motivações do desenvolvimento de técnicas de simulação do escoamento no reservatório é a redução das incertezas no escoamento, assim, a Fluidodinâmica Computacional (o programa CFX) se apresenta como uma ferramenta robusta sob as quais existe grande possibilidade de bons resultados. No entanto, existem poucos estudos utilizando o programa CFX, para esta aplicação.

II.4.1.1. Geometria e malha

A geometria é construída de forma a reproduzir o domínio da melhor forma possível, observando as características do problema, e do espaço físico a ser estudado.

Com a geometria definida, o domínio é discretizado em elementos que podem ter formas variadas, de poliedros como tetraedros, pirâmides, prismas e hexaedros, por exemplo (Figura II.8). As faces destes elementos formam linhas que distribuídos na geometria, constituem a malha. Os pontos localizados nas faces ou no centro da célula são nós. Como resultados da solução numérica do modelo de equações, para o escoamento, cada variável é obtida para cada nó da malha

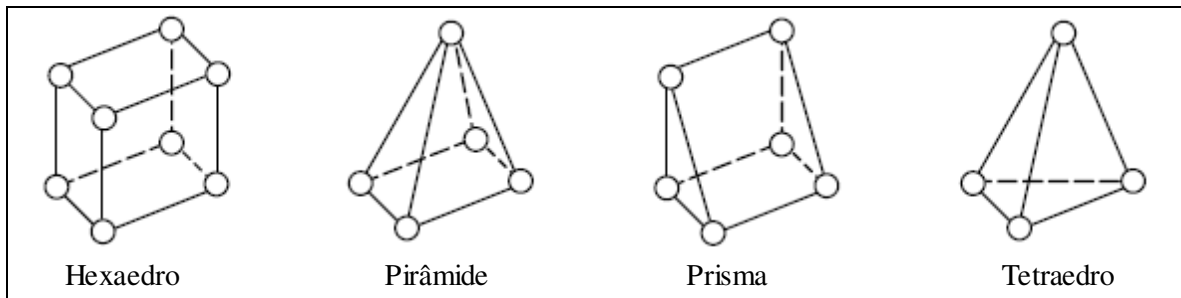


Figura II.8. Tipos de elementos que podem constituir uma malha discretizada em 3-D

A configuração e o refinamento da malha pode influenciar a convergência da solução e os resultados. O tipo de elemento mais utilizado é o tetraédrico, pois representa mais facilmente geometrias complexas, devido à sua flexibilidade de forma que seus elementos podem assumir. A escolha do tipo de elemento está relacionada diretamente à geometria.

A precisão da resolução do problema depende do número de elementos e da sua distribuição na malha. De uma forma geral, a precisão aumenta com o número de elementos. A fim de provar que a solução obtida é independente da malha e reduzir os esforços computacionais, é necessário construir diversas malhas que diferem no número de nós. Assim, é possível determinar o número de nós a partir do qual a solução não mudará com o aumento do refinamento.

II.4.1.2. Pré-processamento

No pré-processamento a simulação é configurada de forma a atender as condições impostas ao problema. Nesta etapa, definem-se as propriedades dos fluidos como, substância pura ou uma mistura, o estado físico, viscosidade, densidade, condutividade térmica, entre outras. Selecionam-se os fenômenos físicos e/ou químicos que serão modelados e simulados, o tipo de simulação (estacionário ou transiente) e se especificam as condições de contorno apropriadas para as regiões ou subdomínios da malha nas fronteiras do domínio, bem como as condições iniciais.

Existem inúmeros modelos para a solução dos mais variados problemas, está aí uma das grandes vantagens dos *softwares* comerciais, como o CFX-10, que abrangem a sua aplicabilidade.

II.4.1.3. Solução

A solução (*Solver*) é a etapa responsável pela solução dos balanços através de métodos numéricos, nos volumes de controle criados e configurados de acordo com as condições de contorno e iniciais. São utilizados critérios de convergência para a obtenção da solução final. O *Solver* segue a seguinte seqüência de forma iterativa, até a convergência:

1. As equações diferenciais parciais de balanço são discretizadas em funções lineares;
2. São aplicadas para cada elemento as equações de balanço e de estado, diante das condições de contorno, gerando um sistema linear de equações algébricas;
3. Solução das equações algébricas lineares – solução numérica.
4. Avanço no tempo para problemas transientes

Durante a resolução das equações pode-se acompanhar o desenvolvimento da simulação através da visualização dos resíduos de cada equação, sendo possível alterar parâmetros durante a simulação.

II.4.1.4. Pós-processamento

O pós-processamento envolve todo o tratamento que é realizado nos resultados obtidos da simulação. A interpretação dos resultados é de grande importância para a validação dos modelos utilizados com o fenômeno físico relacionado. Podem-se visualizar os resultados e manipulá-los, criando gráficos, linhas de corrente, superfícies, perfis de vetores, dentre outros, assim como criar animações e observar a geometria e malha utilizada.

CAPÍTULO III. MODELO MATEMÁTICO

III.1. Equações De Conservação

O escoamento estudado ocorre em um meio poroso. O modelo de escoamento no meio poroso é uma generalização da Equação de *Navier-Stokes*, juntamente com a equação de *Darcy*.

III.1.1. Equação da Conservação da Massa (Continuidade – meio poroso)

Para derivar a equação da continuidade, assume-se que o volume de controle e a superfície infinitesimal são grandes em relação ao espaço intersticial do meio poroso, embora relativamente pequeno na escala que se resolve o problema. Então, as células e superfícies de controle contêm ambas regiões, com sólidos e com fluidos.

A porosidade volumétrica em um ponto cuja importância, já abordada no texto, é a razão do volume disponível para o escoamento e o volume da célula infinitesimal ao redor daquele ponto – o volume físico da célula

Assume-se que o vetor área disponível para o escoamento em uma superfície de controle infinitesimal, de um vetor área A é dado pela Equação (III-1).

$$\underline{A'} = \underline{K} \cdot \underline{A} \quad (\text{III-1})$$

Onde $\underline{K} = (K_{ij})$ é um tensor de segunda ordem, denominado tensor área de porosidade. Vale notar que o produto de matrizes do tensor de segunda ordem por um vetor dá um vetor. Para este modelo o tensor área de porosidade é sempre isotrópico, ou seja tem o mesmo valor para todas as direções.

Assim, a equação da continuidade para o meio poroso é descrita na Equação (III-2).

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \underline{K} \underline{U}) = 0 \quad (\text{III-2})$$

Onde:

$$\rho = \sum_{i=1}^n r_i \rho_i \quad \text{Densidade para modelo homogêneo (kg/m}^3\text{)}$$

$$\underline{K} \quad \text{Tensor área de porosidade}$$

$$\underline{U} = \frac{1}{\rho} \sum_{\alpha=1}^{N_p} r_{\alpha} \rho_{\alpha} \underline{U}_{\alpha} \quad \text{Vetor velocidade para o modelo homogêneo}$$

III.1.2. Equação da Conservação do Momento

Para este transporte de momento, o modelo homogêneo assume que as quantidades transportadas, com exceção da fração volumétrica, são as mesmas para ambas fases, isto implica em resolver apenas uma equação de balanço, em vez de resolver para as duas fases. A equação da conservação do momento é descrita na Equação (III-3).

$$\frac{\partial(\phi \rho \underline{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho (\underline{K} \underline{U}) \otimes \underline{U}) - \nabla \cdot (\underline{\mu} \underline{K} (\nabla \underline{U} + \nabla \underline{U}^T)) = -\phi \underline{\mathfrak{R}} \underline{U} - \phi \nabla P \quad (\text{III-3})$$

$$\sum_{\alpha=1}^{N_p} r_{\alpha} = 1 \quad (\text{III-4})$$

Onde:

$$\underline{\mu} = \sum_{\alpha=1}^{N_p} r_{\alpha} \mu_{\alpha} \quad \text{Viscosidade média}$$

Onde \underline{U} é o vetor velocidade, μ é a viscosidade – laminar ou turbulento, e $\underline{\mathfrak{R}} = (\mathfrak{R}_{ij})$ representa a resistência ao escoamento no meio poroso. No limite, em que há grande resistência do meio, uma pressão oposta surge para balancear esta resistência. Nesse caso, os termos de convecção e de difusão se tornam desprezíveis para com os dois termos do lado esquerdo da Equação (III-3), assim reduz-se à Equação (III-5).

$$\underline{U} = -\underline{\mathfrak{R}}^{-1} \nabla P \quad (\text{III-5})$$

Com isto, obtém-se uma versão anisotrópica da Equação de Darcy, com a permeabilidade proporcional ao inverso do tensor resistência. Entretanto, diferente de Darcy, utilizam-se os componentes instantâneos da velocidade, \underline{U} , que são descontínuos, devido à descontinuidade da porosidade, ao invés da média da velocidade superficial, que é contínua.

$$\underline{Q} = \underline{KU}$$

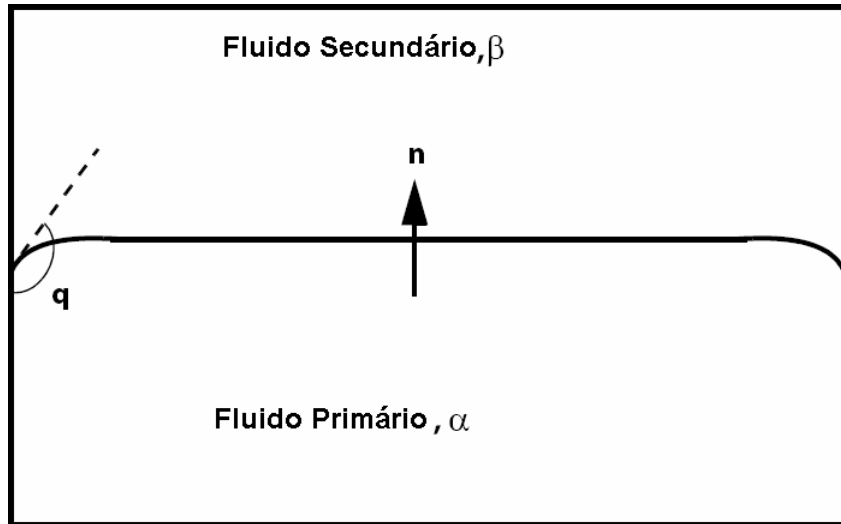
(III-6)

III.2. Modelo bifásico homogêneo com superfície livre

III.2.1. Escoamento com superfície livre (*Free Surface Flow*)

O modelo de escoamento bifásico com superfície livre aplica-se a situações onde as fases são separadas por uma interface bem definida, o caso de água-óleo no reservatório. Este tipo de escoamento deve ser considerado com o modelo homogêneo quando possível. Caso haja interação entre as fases pode-se utilizar o modelo não-homogêneo. Para este trabalho, não se considera a interação água-óleo. A implementação do modelo de superfície livre no CFX é essencialmente a mesma que a multifásica (homogêneo ou não-homogêneo), no entanto são realizadas algumas opções especiais de discretização para manter a interface bem definida : um esquema diferenciado para os termos de convecção (estacionário ou transiente), considerando as frações volumétricas, e um tratamento especial do gradiente de pressão e da gravidade para garantir o bom comportamento da interface.

O modelo das tensões interfaciais utilizado é baseado no modelo da Continuidade da Força Superficial, apresentado por BRACKBILL ET AL [11].A tensão superficial é tratada como uma força proveniente do volume concentrado na interface, ao invés de uma força da superfície. Considerando a interface livre entre os dois fluídos, ilustrados na (Figura III.1).



**Figura III.1. Interface entre dois fluidos imiscíveis no modelo de superfície livre
(Free Surface Flow)**

Define-se o fluido primário (fase líquida) e o secundário (fase líquida imiscível no primário ou fase gasosa). A tensão superficial dada pelo modelo é descrita na Equação (III-7).

$$F_{\alpha\beta} = f_{\alpha\beta} \delta_{\alpha\beta} \quad (\text{III-7})$$

$$f_{\alpha\beta} = -\sigma_{\alpha\beta} \kappa_{\alpha\beta} n_{\alpha\beta} + \nabla_s \sigma \quad (\text{III-8})$$

$$\delta_{\alpha\beta} = |\nabla r_{\alpha\beta}| \quad (\text{III-9})$$

Sendo $\sigma_{\alpha\beta}$ o coeficiente de tensão superficial, $n_{\alpha\beta}$ o vetor normal a interface, na direção do fluido primário para o secundário, e calculado do gradiente da fração volumétrica, ∇_s é o operador gradiente na interface, e $\kappa_{\alpha\beta}$ é a curvatura da interface definida pela

$$\kappa_{\alpha\beta} = \nabla \cdot n_{\alpha\beta} \quad (\text{III-10})$$

Os dois termos do lado direito da Equação (III-7) refletem os componentes normal e tangencial do tensor superficial, respectivamente. A componente normal provém da curvatura e a componente tangencial das variações do coeficiente de tensão superficial. O termo $\delta_{\alpha\beta}$ é geralmente chamado de função delta da interface é zero fora da interface, com isso, a força superficial é ativa apenas nas proximidades da interface[2].

III.2.2. Modelo Homogêneo

No modelo homogêneo em escoamentos multifásicos, o campo do escoamento é compartilhado por todos os fluidos, assim como outros campos relevantes, como temperatura e turbulência. Isto permite algumas simplificações a serem feitas para o modelo multifásico. Para um dado processo de transporte, o modelo homogêneo assume que as quantidades transportadas (com exceção da fração volumétrica) para este processo são as mesmas para todas as fases, por exemplo:

$$\Phi_\alpha = \Phi \quad 1 \leq \alpha \leq N_p \quad (\text{III-11})$$

Onde

Φ Propriedade transportada genérica

Devido a estas quantidades transportadas no escoamento multifásico homogêneo, basta resolver as equações para o campo compartilhado ao invés de resolver as equações de transporte para cada componente. As equações de transporte da fase *bulk* podem ser deduzidas, resumindo as equações individuais em uma única:

$$\frac{\partial(\rho\Phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \underline{U}\Phi - \Gamma \nabla \Phi) = S \quad (\text{III-12})$$

Onde:

$$\underline{U} = \frac{1}{\rho} \sum_{\alpha=1}^{N_p} r_\alpha \rho_\alpha \underline{U}_\alpha \quad \text{Velocidade global}$$

$$\Gamma = \sum_{\alpha=1}^{N_p} r_\alpha \Gamma_\alpha \quad \text{Propriedade global}$$

O modelo homogêneo não necessita ser aplicado consistentemente para todas as equações. Por exemplo, o campo de velocidades pode ser modelado como não-homogêneo, e acoplado com o modelo de turbulência homogêneo. De outra forma, o campo de velocidades homogêneo pode ser acoplado com um campo de temperaturas não-homogêneo. Ao utilizar este modelo há uma significativa diminuição do esforço computacional, comparado com o modelo não-homogêneo, que soluciona as equações de transporte para cada componente. Portanto deve-se utilizar o modelo homogêneo quando aplicável ao problema, diante das condições descritas, pois gera bons resultados e reduz o esforço computacional[2].

III.3. Modelo De Turbulência

Um dos modelos de turbulência mais utilizados, k-ε (k-epsilon), é implementado na maioria dos códigos de CFD, e é considerado o modelo padrão da indústria, pois é estável e numericamente robusto. Este modelo define a viscosidade turbulenta para o fluido em função da energia cinética turbulenta (k') e dissipação de Eddy (ε') via a seguinte relação:

$$\mu_t = C_\mu \cdot \rho \frac{k'^2}{\varepsilon'} \quad (\text{III-13})$$

Os valores de k e ε vêm diretamente das equações diferenciais de transporte para a energia cinética turbulenta e a taxa de dissipação.

$$\frac{\partial(\rho k')}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \underline{U} k') = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_{k'}} \right) \nabla k' \right] + p_{k'} - \rho \cdot \varepsilon' \quad (\text{III-14})$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon')}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \underline{U} \varepsilon') = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_{k'}} \right) \nabla \varepsilon' \right] + \frac{\varepsilon'}{k'} (C_{\varepsilon 1} p_{k'} - C_{\varepsilon 2} \rho \cdot \varepsilon') \quad (\text{III-15})$$

Nestas equações, $C_\mu(0,09)$, $C_{\varepsilon 1}(1,44)$, $C_{\varepsilon 2}(1,92)$, $\sigma_{k'}(1,00)$ e $\sigma_\varepsilon(1,30)$ são constantes adimensionais, e $p_{k'}$ representa a energia turbulenta produzida por forças viscosas e pelo empuxo, que também é modelada por uma equação.

CAPÍTULO IV. SIMULAÇÕES

Considerando a proximidade de um poço de injeção de água em um reservatório contendo inicialmente apenas óleo, e, a partir do instante inicial, a injeção de água no poço é induzida por um diferencial de pressão definida (injeção à pressão constante[12]), estudar o escoamento bifásico no meio poroso e as implicações da ocorrência do dano ao reservatório, através do impacto na permeabilidade. Nas simulações a água é considerada sem particulado, para simplificação do problema, o dano está sendo simulado com a expressão da queda da permeabilidade.

Isto resume o problema para a simulação. No entanto, outros parâmetros podem influir diretamente o resultado, como a malha utilizada, o espaço de tempo para a simulação transiente, assim como os métodos de interpolação para a solução do fluxo. Inicialmente, utilizando uma malha não-ótima (tetraédrica e não estruturada), e condições de contorno distintas realizou-se o teste do modelo. Em seguida, através da construção de uma malha mais bem ajustada para a geometria (com direção preferencial), fez-se a análise da influência da malha. De acordo com a influência do refinamento da malha, uma delas foi selecionada para a realização das simulações do dano no reservatório, utilizando os dados de permeabilidade ajustados. A Figura IV.1 representa o problema com as considerações de entrada, saída, simetria e parede sem influência no escoamento (*free slip*).

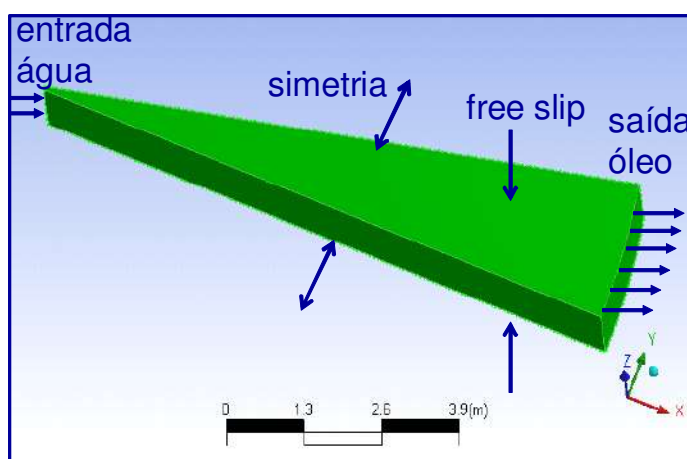


Figura IV.1. Representação do problema e suas faces de contorno.

Todas as simulações foram realizadas com o *software* CFX 11.0, da ANSYS. As geometrias e respectivas malhas foram geradas no pacote computacional *Workbench*, também da ANSYS (na malha com direção preferencial) utilizou-se o *Advanced Mesh*[2].

O problema é estritamente transiente e ocorre em intervalos de tempo da ordem de alguns anos, que esbarra no limite computacional, portanto, utilizam-se simulações em escalas, o que confere maior refinamento dos resultados, no entanto não representa a realidade temporal[15]. Ou, simulações que consideram o espaço geométrico real tendo perdas de refinamento. A influência do espaço de tempo pode sugerir a possibilidade de extrapolação do tempo, com a utilização de passos de tempos maiores para grandes períodos de escoamento. .

IV.1. Geração das Geometrias

Diante do problema da simulação de reservatório, cujas dimensões são da ordem de grandeza de quilômetros, é necessário delimitar a geometria nas proximidades do poço de injeção de água. As dimensões são apresentadas na Tabela IV.1 e ilustradas na .Figura IV.2

Tabela IV.1. Dados da geometria do problema

Altura do Reservatório	H	1,00	m
Raio do Poço de Injeção	R_w	0,22	m
Raio do Reservatório	R_f	10,22	m
Ângulo da fatia	α	12	°

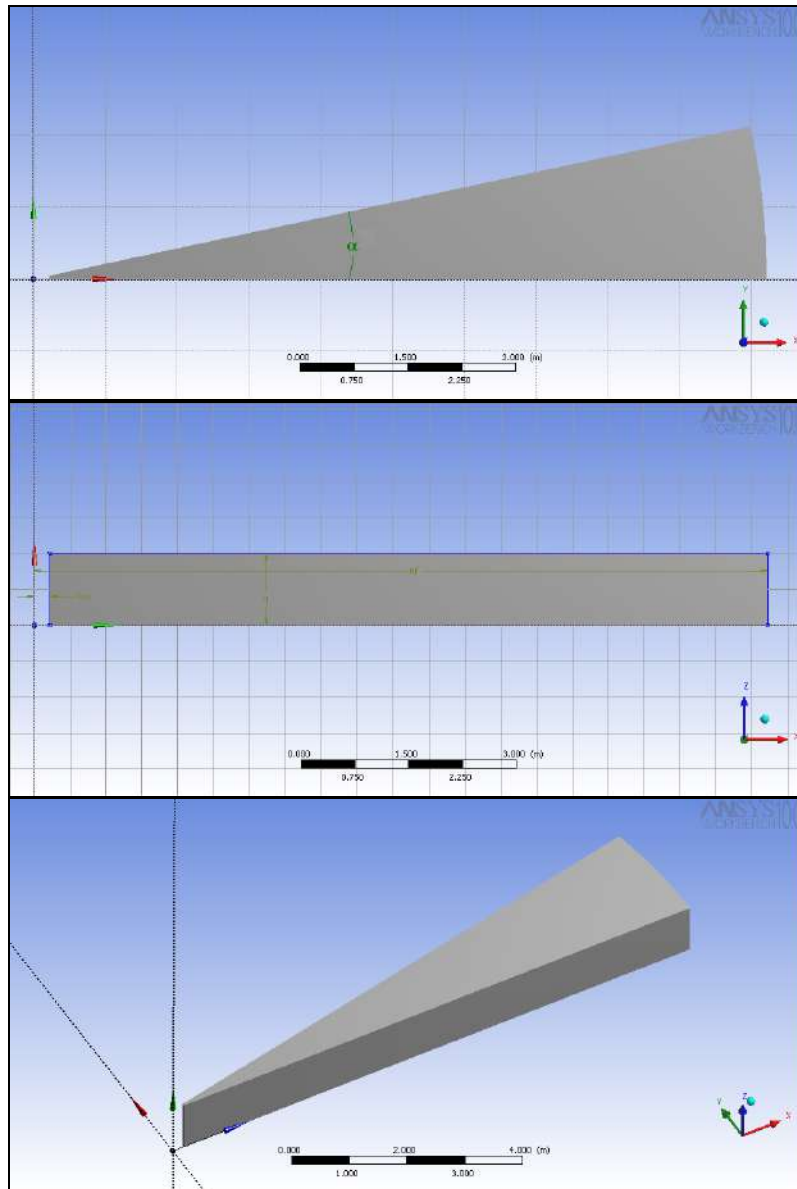


Figura IV.2. Geometria da fatia do reservatório, respectivamente, plano yx, zx e nas três ordenadas.

IV.2. Geração de Malhas

Como mencionado, a malha pode influenciar os resultados. O ideal é refinar o mínimo possível a malha, mas para isto deve-se determinar até que ponto a malha não passa a alterar os resultados, por isso são realizados testes das malhas, obtendo-se a ótima, que conjugue resultados confiáveis à mínimo esforço computacional.

Para as simulações iniciais, como teste do modelo, foi gerada uma malha com elementos tetraédricos, e um pequeno refinamento nas paredes da entrada de água. A

Figura IV.3 ilustra a malha que contém cerca de 101 mil nós e 545.842 elementos. Devido à escala do problema, com tamanhos significativos para o problema variando de 0,22 m (poço) até cerca de 2 m (comprimento do arco da saída do reservatório), fez-se um refinamento na malha nas proximidades do poço injetor.

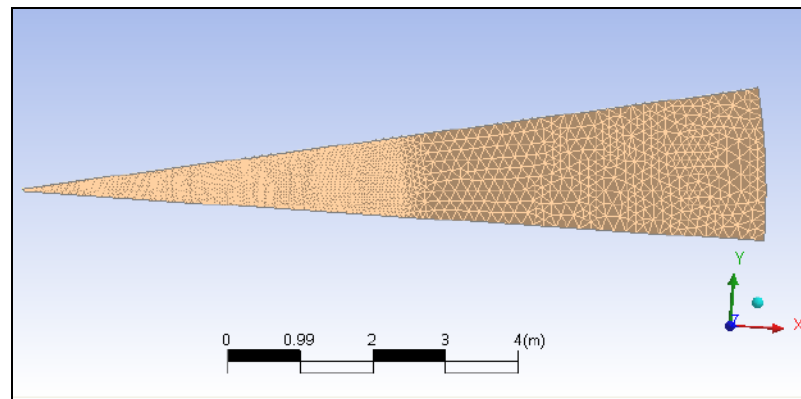


Figura IV.3. Malha tetraédrica para o teste do modelo, refinamento nas proximidades do poço

Após a realização das simulações para o modelo, fez-se necessário a configuração de uma malha mais apropriada à geometria. Devido à direção preferencial do escoamento radial, a metodologia para gerar a malha foi criar uma malha superficial na face superior mais refinada nas proximidades do poço, e menos na outra extremidade, e, rebater esta malha superficial ao longo do eixo que não tem influência no escoamento, o z; formando assim uma malha de elementos prisma. A Figura IV.4 apresenta o plano zx, onde a malha foi rebatida e não há a necessidade um refinamento e o plano yx, respectivamente, onde os elementos de face são triângulos, é contém um maior refinamento.

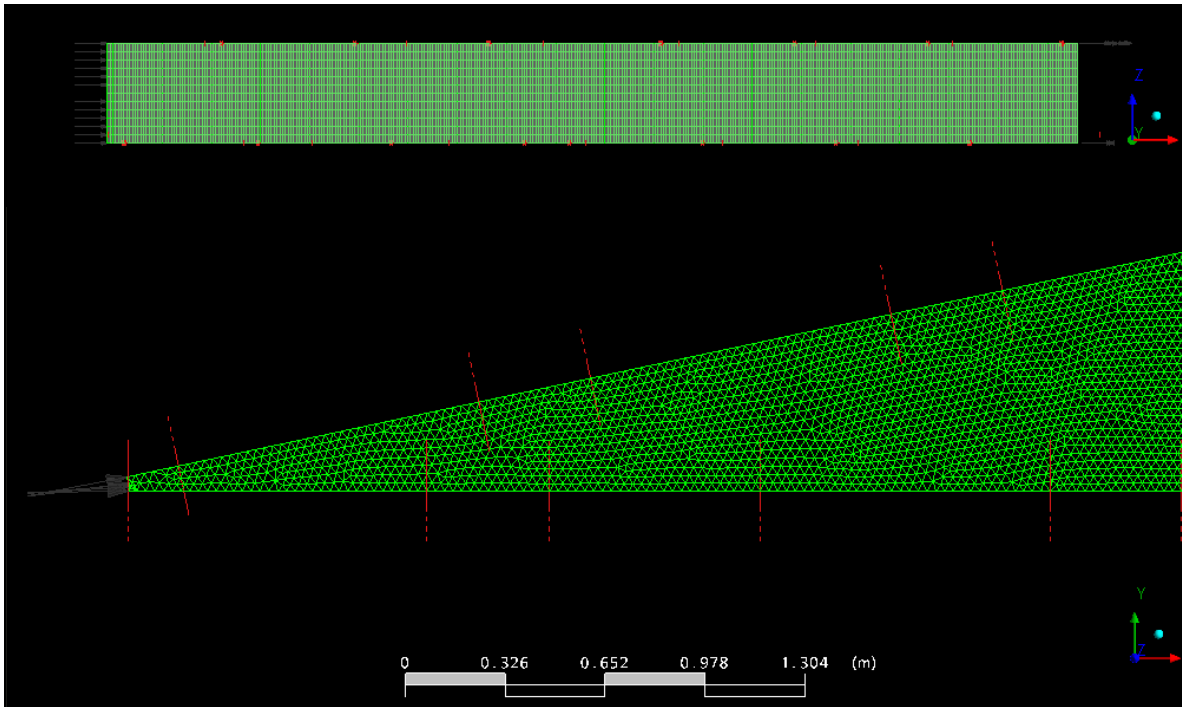


Figura IV.4. Malha de 261.989 nós, elementos de prismas, plano zx e yx.

Com esta mesma configuração de elementos foram geradas malhas entre um *range* de 100 mil a 300 mil nós. A Figura IV.4 , a seguir apresenta o número de nós e elementos das malhas geradas.

Tabela IV.2. Malha geradas para estudo de sua influência.

Nome da Malha	Número de Nós	Número de Elementos
100 mil	100.594	178.464
250 mil	261.989	471.012
300 mil	313.940	558.760
600 mil	575.234	1.031.300

IV.3. Pré-Processamento e Controle da Solução

O pré-processamento envolve a etapa de modelagem do problema , através das propriedades dos fluidos, da definição das condições de contorno e as condições iniciais pertinentes ao fenômeno físico. É importante conhecer os modelos disponíveis no programa, assim como as suas aplicações. No CFX, as condições de contorno do

domínio do problema são classificadas de cinco formas: entrada (*inlet*), saída (*outlet*), abertura (*opening*), parede (*wall*) e simetria (*symmetry*). No problema em questão, como apresentado na Figura IV.1, tem uma entrada de água na superfície do poço com certa pressão – igualmente distribuída – e uma saída de óleo, com pressão de referência (zero). A face superior e a inferior são paredes que não influem no escoamento, sem a condição de aderência (*free slip*). E, como está sendo simulada apenas uma fatia de 12° do reservatório, deve haver simetria, também não influenciando no escoamento e podendo replicar os resultados ao longo do eixo de rotação. O problema é considerado isotérmico. As fases óleo e água são consideradas imiscíveis, apesar de na realidade ocorrer prováveis emulsões, é uma simplificação adotada que pode gerar bons resultados com esforço computacional muito menor. É neste contexto que entra a formação de uma interface bem definida e possibilita a utilização do modelo de superfície livre, formando um escoamento em *plug* [17].

Segue na Tabela IV.3 as propriedades dos fluidos e do meio poroso adotadas a partir de estudos na literatura como valores comumente encontrados, assim como outras informações das simulações.

Tabela IV.3. Propriedades e condições utilizadas nas simulações

Propriedade	Valor	Unidade
Densidade da água do mar	1023	Kg/m ³
Densidade do óleo(24°API)	909	Kg/m ³
Viscosidade da água do mar	1	cP
Viscosidade do óleo	2	cP
Porosidade do reservatório	22	%
Permeabilidade inicial (k_0)	800	mD
Tempo inicial da simulação	0	h
Tempo total de simulação	2	h
Passo de tempo (exceto na avaliação)	2	min
Modelo de turbulência	K Epsilon	
Resíduo da raiz quadrada média (<i>RMS</i>)	10 ⁻⁴	
Máximo número de loops por espaço de tempo	10	
Transferência de fluxo (exceto na avaliação)	<i>Upwind</i>	
Modelo de superfície livre	<i>Ok</i>	
Modelo homogêneo	<i>Ok</i>	

IV.3.1. Simulações iniciais - teste do modelo

Estas simulações foram realizadas com a malha tetraédrica, previamente ilustrada. Não são considerados particulados na água do mar, o dano do poço é somente prescrito pela expressão da permeabilidade, que prevê uma queda de cerca de 70% no reservatório ao longo do raio, até a extremidade de saída. A curva é da forma de uma hipérbole na posição radial, no entanto não prevê nenhuma alteração desta curva ao longo do tempo, o meio fica sob o mesmo campo de permeabilidades do início ao fim da simulação.

$$k = \frac{k_0}{1 + 0,4 \left(\frac{R - R_w}{R_f - R_w} \right)} \quad (\text{IV-1})$$

O Gráfico IV.1 apresenta a curva k/k_0 ao longo do raio.

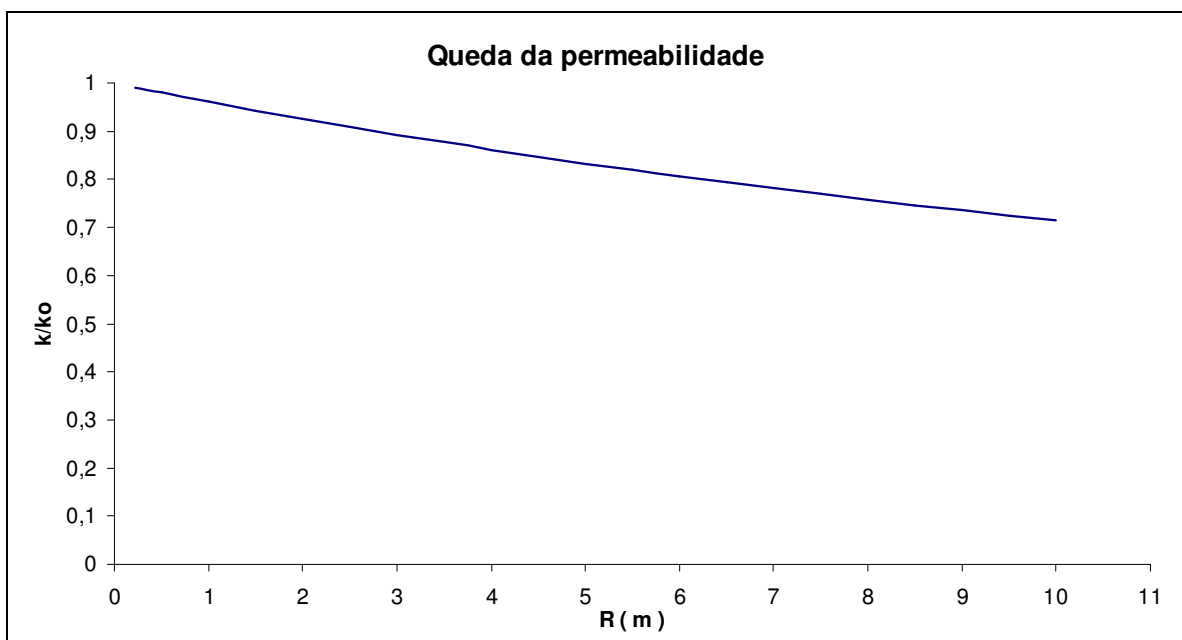


Gráfico IV.1. Queda da permeabilidade normalizada ao longo do raio.

Condições de contorno específicas foram aplicadas, a Tabela IV.4 apresenta os quatro casos simulados.

Tabela IV.4. Condições de contorno para o teste do modelo.

Casos	Entrada		Saída	ΔP
	r_i (água)	P_w (atm)	P_{sf} (atm)	(atm)
#1	1	50	0	50
#2	1	100	0	100
#3	1	150	0	150
#4	1	200	0	200

Com a variação do diferencial de pressão no reservatório pode-se avaliar a sua influência no escoamento, na interface óleo-água e nos perfis de velocidade. Para avaliar o efeito da injeção da água no reservatório, foram feitas simulações onde na entrada, sob os mesmos diferenciais de pressão entra óleo, ao invés da água, como se estivesse analisando o escoamento apenas do óleo no meio poroso – considerado simulação em “branco” para comparação.

IV.3.2. Análise de Malhas

A análise de malha foi realizada, para o meio poroso sujeito a um diferencial de pressão de 100 atm. A permeabilidade foi mantida constante para todo o meio, e ao longo do tempo, com valor de k_0 , 800 mD. Os outros parâmetros seguem a Tabela IV.3.

IV.3.3. Análise da influência do passo de tempo

Para avaliar a influência do passo de tempo, a partir do inicial (2 min), dividiu-se pela metade. Não há dano simulado, a permeabilidade permanece constante e igual à k_0 , e o diferencial de pressão é de 100 atm. A Tabela IV.5 apresenta os passos de tempo e sua razão em relação ao tempo total. Foi simulado o passo de tempo adaptativo cujo ajuste é realizado de acordo com os critérios e o controle da convergência a simulação.

Tabela IV.5. Parâmetros relacionado ao tempo

Tempo total	Passo de tempo	R(t_i/t_c)
2 h	15 s	480
2 h	30 s	240
2 h	1 min	120
2 h	2 min	60

IV.3.4. Efeito do método de interpolação nos termos de convecção

Na literatura são estudadas a influência do método de interpolação para o cálculo do fluxo convectivo[15][16][17]. HURTADO (2005) analisa a influência do método *upwind* e compara com um esquema proposto onde se faz uma ponderação com a influência de cada ponto a montante de acordo com sua contribuição de massa para o próximo ponto. Modelo semelhante pode ser encontrado no CFX, chamado de *high resolution*, é definido por um fator de mistura, ou da influência do nó anterior no posterior, é calculado para cada vetor e pode se transformar em um *upwind* (fator igual a 0) ou em uma interpolação de segunda ordem, que considera o gradiente da variável no nó anterior[1].

Foram consideradas condições constantes de permeabilidade (k_0), porosidade e diferencial de pressão de 100 atm para esta análise.

IV.3.5. Dano no reservatório

Para simular o dano no reservatório, utilizaram-se os dados experimentais de EVANS (2004) apresentados no Gráfico II.2. Os dados foram ajustados à uma função exponencial que descreve a queda da permeabilidade ao longo do tempo e em função da posição radial.

$$k = k_0 \exp\left(-C \frac{\|U_i\| t}{\phi R}\right) \quad (IV-2)$$

Define-se Volume Poroso Injetado (VPI), como a razão do volume de fluido injetado sobre o volume poroso disponível, e pode ser simplificado para o comprimento característico raio[17].

$$VPI = \frac{\int_0^t q_i dt}{\int_v \phi dV} = \frac{\|U_i\| t}{\phi R} \quad (IV-3)$$

O volume poroso injetado pode ser interpretado como o tempo adimensional no deslocamento do fluido

As curvas ajustadas são apresentadas a seguir no Gráfico IV.2

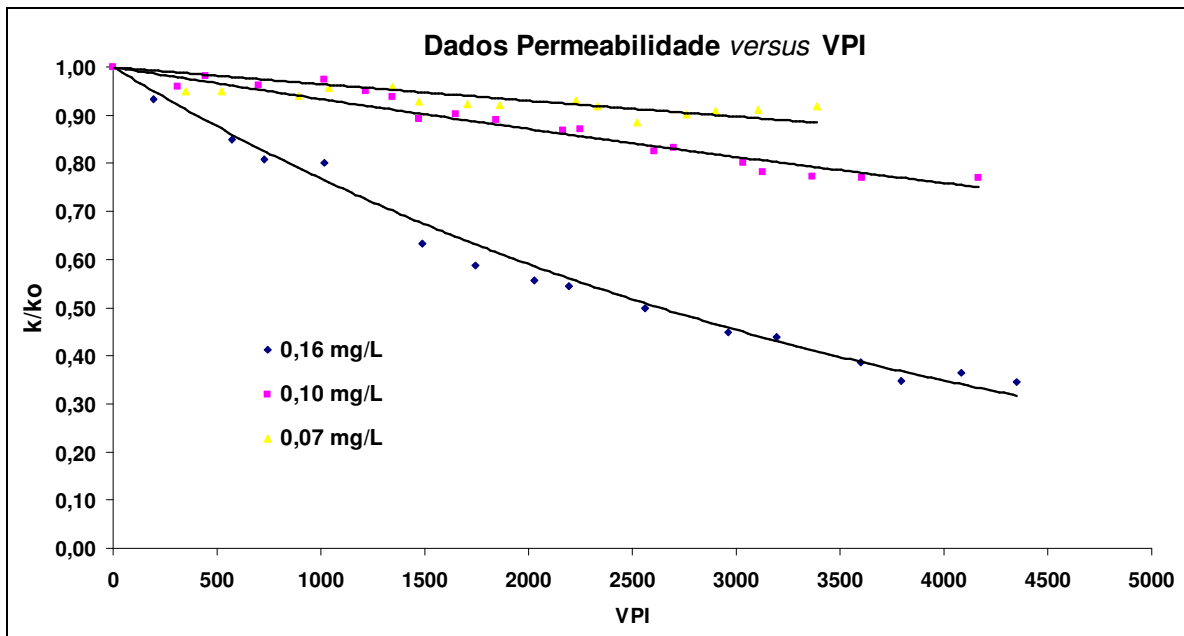


Gráfico IV.2. Ajuste dos dados experimentais para permeabilidade sob injeção de água com três diferentes concentrações

Para cada conjunto de dados de uma concentração realizou-se o ajuste para a Equação (IV-2), obtendo a constante C da equação. Na Tabela IV.6 são apresentadas as concentrações, as constantes C ajustadas e o R², para cada curva.

Tabela IV.6. Resultado dos ajustes para os dados experimentais

Total de Partículas Suspensas (mg/L)	Constante C (adimensional)	R ²
0,03 ⁷	-	-
0,07	4. 10 ⁻⁵	0,433
0,10	7. 10 ⁻⁵	0,9474
0,16	3. 10 ⁻⁴	0,9842

Com isso, obtêm-se as curvas de permeabilidade ao longo do raio e do tempo, que fica da forma ilustrada no Gráfico IV.3 .

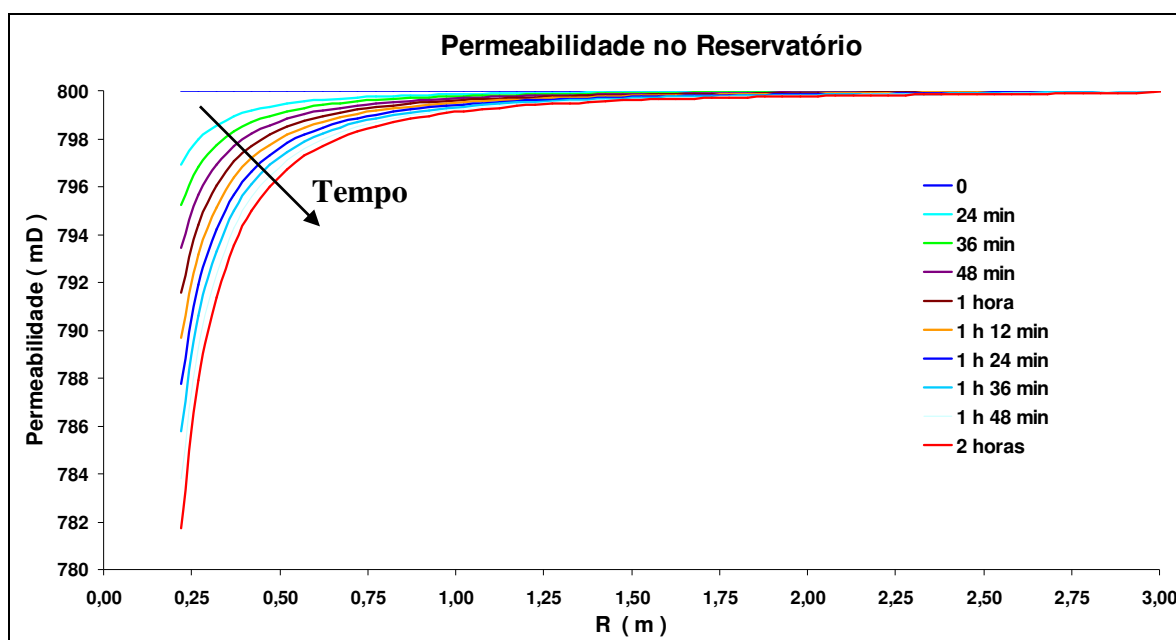


Gráfico IV.3. Permeabilidade no reservatório variando principalmente com o tempo e a posição, no caso ΔP de 100 atm e expressão de k_B .

Observa-se a maior queda na permeabilidade na região da entrada do poço, da ordem de 2%, para um período de 2 horas. Esta queda está simulando a presença de particulados na maior concentração de 0,16 mg/L. A partir de 1 metro de raio o dano passa a ser desprezível, pois, observando a forma da expressão, o valor de t ainda é

⁷ Não foi possível avaliar o dano, pois a concentração é muito pequena e os dados para esta concentração não foram obtidos no trabalho de referência[5].

pequeno e o valor da velocidade cai com a posição. Assim, o termo exponencial vai à zero e a permeabilidade fica praticamente constante.

CAPÍTULO V. RESULTADOS E DISCUSSÃO

V.1. Simulações Iniciais – Teste do Modelo Utilizado

A Figura V.1 representa uma das soluções para o problema. Pode-se claramente identificar a água do mar (vermelho) e o óleo. A superfície em verde é uma iso-superfície onde a fração volumétrica da água é 0,5, ou seja é meio da interface óleo-água.

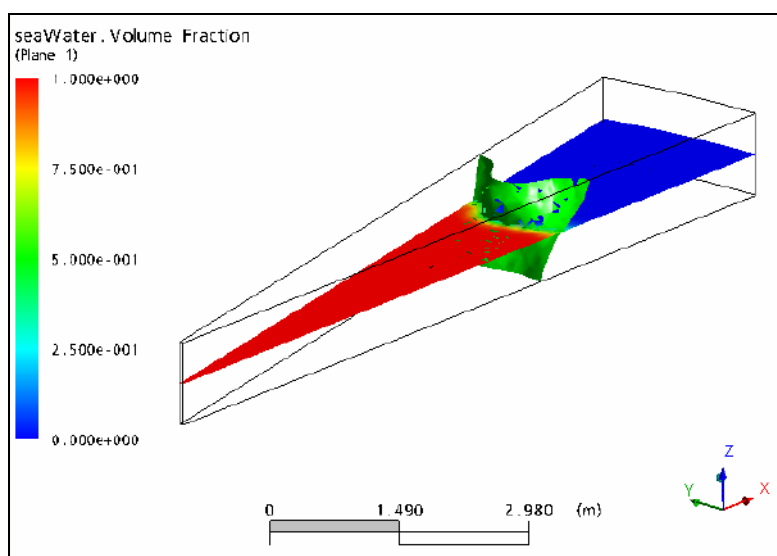


Figura V.1. Representação de uma solução do problema, no caso, diferença de pressão de 200atm, a água do mar está representada em vermelho e em azul a fase de óleo, de acordo com a fração volumétrica. Em verde a iso-superfície de fração volumétrica 0,5.

Para análise da frente de avanço da água no reservatório, utiliza-se um plano na meia-altura do reservatório, com valor de z de 0,5 m, e determina-se a fração volumétrica neste plano. A Figura V.1 apresenta os perfis de fração volumétrica no plano, nota-se o avanço da interface após as duas horas de injeção.

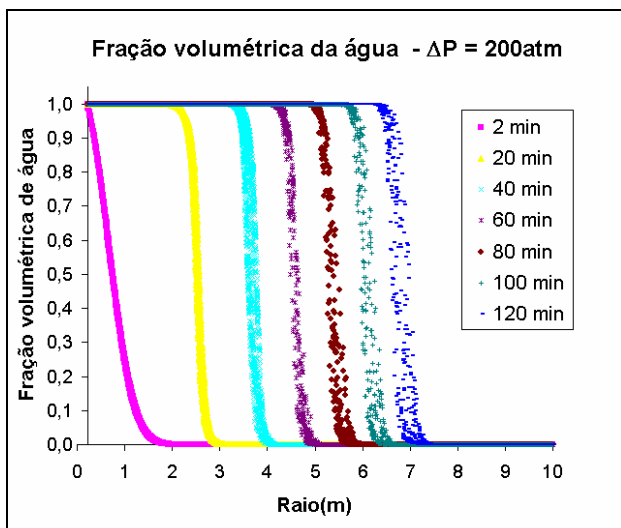


Gráfico V.1. Frente de avanço de água para diferencial de pressão de 200 atm ao longo do tempo e do raio.

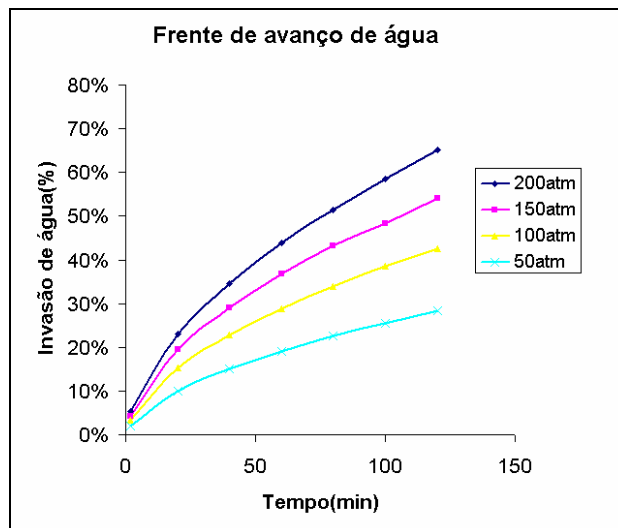


Gráfico V.2. Frente de avanço de água avaliado para todos os diferenciais de pressão, pela iso-superfície, onde a fração volumétrica é 0,5.

No Gráfico V.1 seguinte, observa-se o quanto o reservatório de 10m foi invadido pela água. Nota-se que por conta da utilização do modelo de superfície livre (que contém um algoritmo para “achatar” a interface), o gradiente da fração volumétrica é grande, passando por um ponto de inflexão. A dispersão dos pontos na interface é devido à forma da frente de avanço, pois, no gráfico, apresentam-se os pontos da interface espalhados em uma superfície.

A não-linearidade destas curvas, no Gráfico V.2, é consequência do dano no meio poroso, que é simulado pela expressão da permeabilidade hiperbólica na posição. Como esperado, quanto maior o diferencial de pressão, maior será a invasão de água no reservatório.

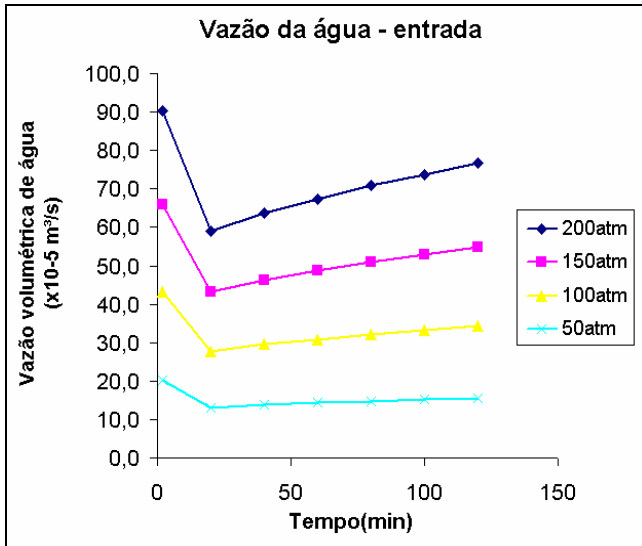


Gráfico V.3. Vazão de água do mar injetada no poço para todos os diferenças de pressão (tempo de 2 h).

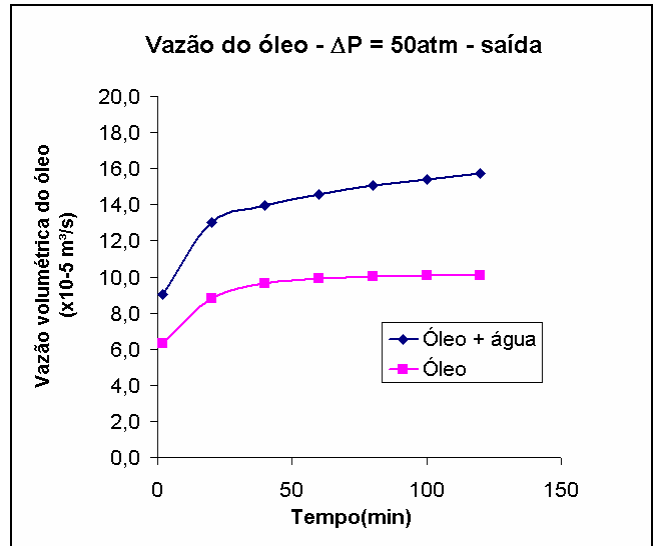


Gráfico V.4. Vazão de óleo produzido para o diferencial de pressão de 50 atm (tempo total de 2 h).

Em todos os casos a vazão de produção de óleo foi maior com a injeção de água do que apenas com óleo, isto comprova que o modelo simulado reflete as condições reais de injeção, pois realmente ocorre um arraste do óleo pela fase aquosa, com a transferência de momento entre as duas fases, o Gráfico V.4 ilustra o caso de ΔP de 50atm. Na injeção de água, para todas os ΔP 's, a vazão de injeção tende se manter constante, no entanto, apresentam taxas bem suaves de crescimento que se tornam maiores quanto maior o ΔP , Gráfico V.3.

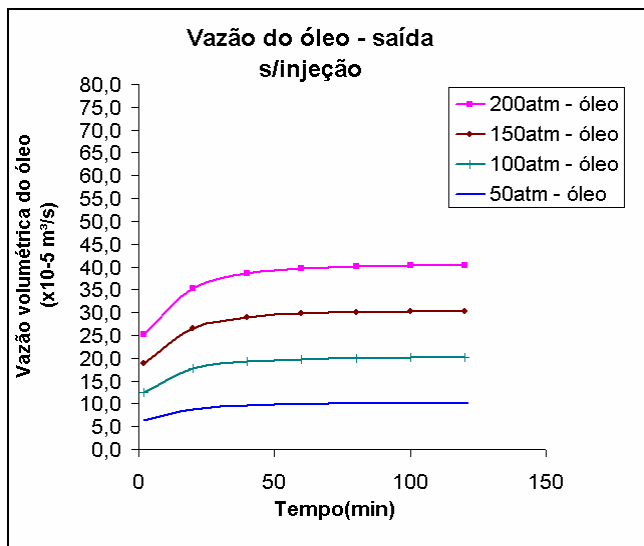


Gráfico V.5. Vazão de óleo sem injeção de água para todos os diferenciais de pressão (tempo de 2 h)

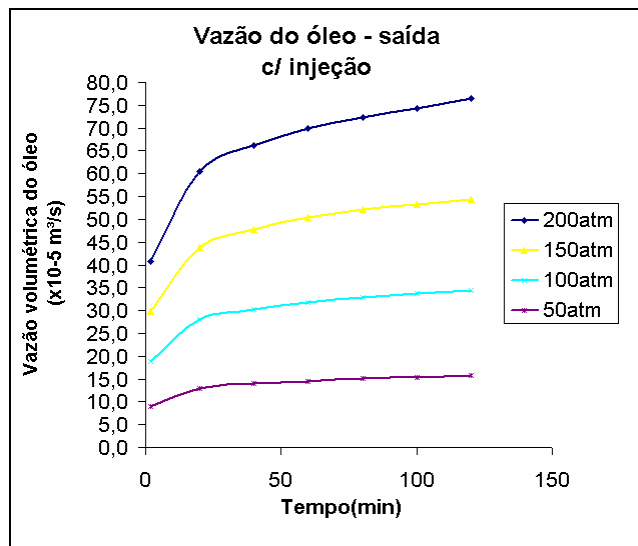


Gráfico V.6. Vazão de óleo produzido para todos os diferenciais de pressão, com injeção de água (tempo de 2 h).

Quando o óleo é produzido normalmente, por conta apenas da pressão do reservatório, no caso, pelo ΔP submetido, observa-se, no Gráfico V.5, que a vazão de produção tende a se manter constante após curto período de tempo. Sob a injeção de água, mesmo com a queda da permeabilidade, há um acréscimo de cerca de 30% na vazão de produção do óleo neste problema, o que já viabiliza a utilização do método de injeção. Pode-se observar para cada diferencial de pressão o aumento das vazões ilustradas no Gráfico V.6.

O estudo preliminar mostrou, nas simulações que o modelo utilizado encontrou resultados esperados, fisicamente para o problema. Para as próximas etapas do estudo, selecionou-se apenas um diferencial de pressão intermediário como condição de contorno, o de 100 atm.

V.2. Análise das Malhas

Os resultados da análise da malha mostraram que para a geometria utilizada, as malhas se comportaram da mesma forma, a menos a interface água-óleo. O Gráfico V.7 mostra o resultado para os perfis de velocidade para as malhas, tanto o perfil da água

como o do óleo para o tempo de duas horas. Observa-se uma indefinição na posição da interface, o que, provavelmente, ocorre devido ao modelo utilizado.

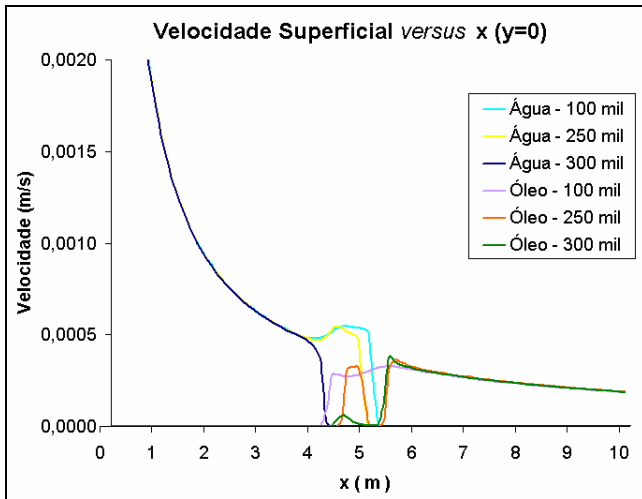


Gráfico V.7. Perfil de velocidades da água e do óleo para as três malhas, ao longo do x ($y=0$) em 2 horas.

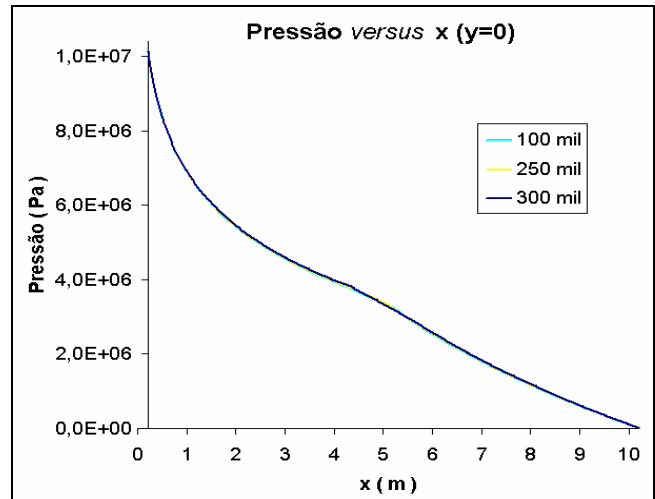


Gráfico V.8. Queda de pressão para as três malhas, em duas horas.

Entretanto, o perfil de velocidades superficiais no meio poroso, segue a tendência da transferência de momento da fase aquosa para a oleosa, inicialmente parada. A força motriz do movimento é o diferencial de pressão que têm o mesmo perfil, indo de 100 atm na entrada do poço até zero na outra extremidade do reservatório, é ilustrado no Gráfico V.8, para todas as malhas.

Outra forma de visualizar a indefinição da posição da interface é observar o Gráfico V.10, onde são apresentados os pontos onde a fração volumétrica é 0,5 no plano xy para altura em z de 0,5 m. Nota-se a formação de canais preferências de escoamento com o aumento do refinamento da malha no Gráfico V.9.

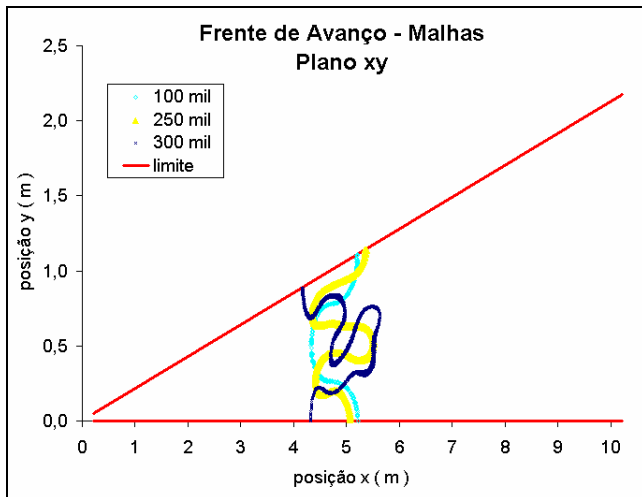


Gráfico V.9. Ilustração da forma da interface para as malhas, em duas horas e no plano xy ($z=0,5$)

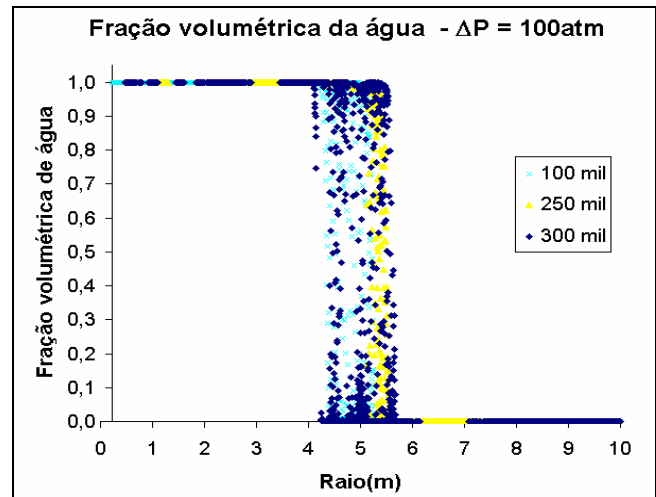


Gráfico V.10. Fração volumétrica da água dispersos no plano xy ($z=0,5$) para as três malhas em $t=2h$.

Assim, a influência da malha ocorreu apenas na interface, quando medido a fração volumétrica no plano, observa-se em ambos os gráficos, Gráfico V.9 e Gráfico V.10 que apesar da indefinição da posição da frente de avanço, a malha de 250 mil nós apresenta uma dispersão menor. Enfim para os estudo posteriores a malha selecionado foi a intermediária de 250 mil nós.

V.3. Análise da Influência do Passo de Tempo

As simulações foram realizadas em um tempo total para o problema de 2 h, mas em situações reais o escoamento se prolonga no tempo e no espaço em dimensões de anos e quilômetros. Com o intuito de avaliar a influência do passo de tempo nos resultados, a proposta é alimentar a possibilidade de extrapolação da simulação no tempo.

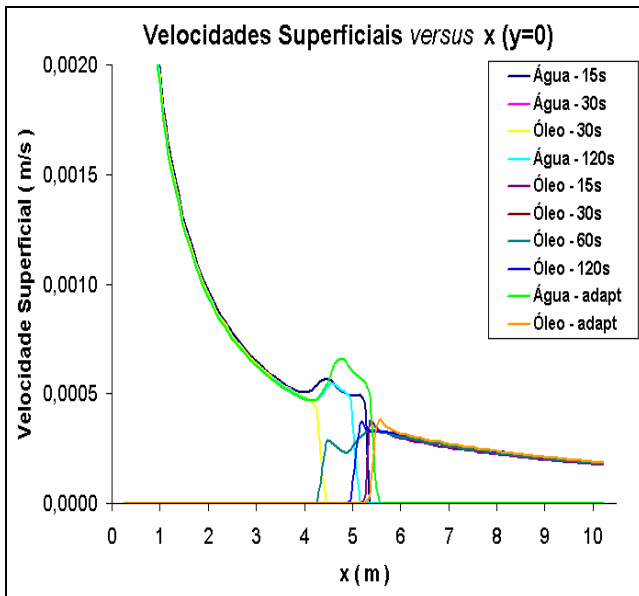


Gráfico V.11. Perfil de velocidades da água e do óleo para os diferentes passos de tempo, ao longo do x ($y=0$) em 2 horas

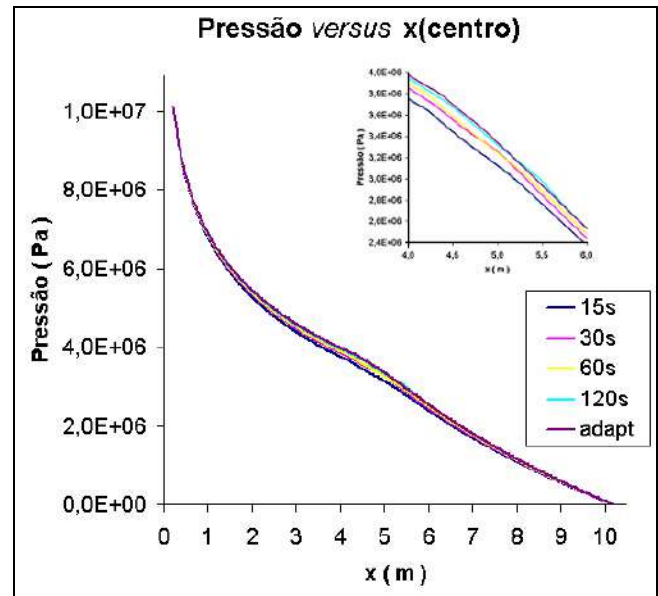


Gráfico V.12. Queda de pressão para os diferentes passos de tempo, em duas horas.

Para as simulações realizadas para avaliar os passos de tempo, não houveram diferenças nos resultados nas velocidades superficiais, da mesma forma que a malha, ocorre a influencia na posição da interface, mas não na transferência de momento, mesmo para a malha adaptativa Gráfico V.11. No perfil de pressão, Gráfico V.12, há uma pequena tendência de pressões maiores para passos de tempo menores, ilustrado no detalhe do gráfico .

V.4. Método de Interpolação

O método de interpolação utilizado nas simulações foi o *upwind*. Para avaliar a influência simulou-se o exemplo base, de diferencial de pressão 100 atm, com os outros parâmetros constantes utilizando o método de interpolação *high resolution*. Os resultados foram idênticos quando comparados os dois métodos. Então, para este problema proposto, utilizando estes dois métodos de interpolação, não houve influência do método de interpolação.

V.5. Dano no Reservatório

A Figura V.2 apresenta o perfil da fração volumétrica ao longo do tempo. Nota-se a formação de canais preferenciais (*fingerings*) a partir de 1 minuto de escoamento. Em vermelho a fase aquosa que está sendo injetada sob diferencial de pressão de 100 atm. A interface água-óleo está compactada, havendo uma transição entre as frações volumétricas de forma brusca.

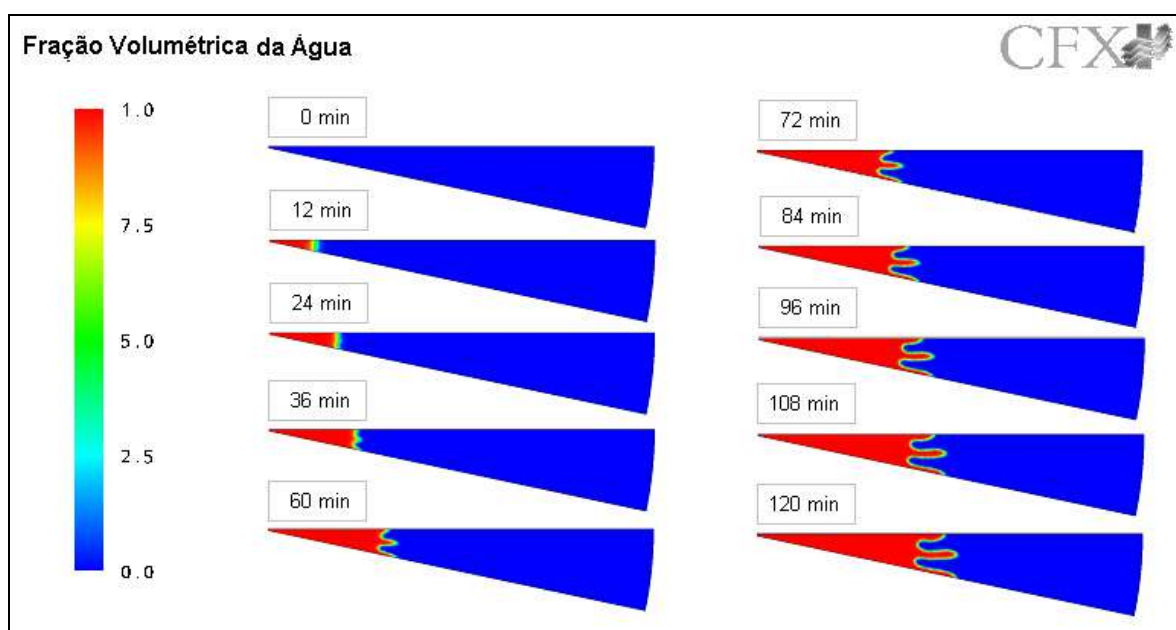


Figura V.2. Frente de avanço de água ao longo do tempo de toda a simulação, diferencial de pressão de 100 atm e permeabilidade descrita pela expressão de k_C .

O dano ao reservatório, causado pela injeção, é simulado utilizando-se equações que descrevem a permeabilidade do meio. Os ajustes dos dados experimentais apresentaram-se eficientes ($R^2 \sim 0,94$), exceto o de menor concentração cujo dano é muito pequeno quase não havendo decaimento na permeabilidade.

O Gráfico V.13 apresenta os resultados em porcentagem invadida do reservatório. São mostrados dois conjuntos de curvas, para quantificar o *range* de onde a interface está localizada, os pontos da iso-superfície mais distantes do raio (no gráfico, *Iso Max*) e os mais próximos (no gráfico, *Iso Mín*). Quando não há nenhum impacto no reservatório, ou seja, a permeabilidade é constante no meio, a interface está a frente das simulações onde estão aplicadas a expressão do dano, principalmente nos primeiros 90 minutos. Vale observar, voltando ao Gráfico IV.3, que ilustra a expressão da

permeabilidade ajustada, o dano ocorre nas proximidades do poço injetor, e a partir de 1 metro de raio não há mais impactos devido à presença de particulados.

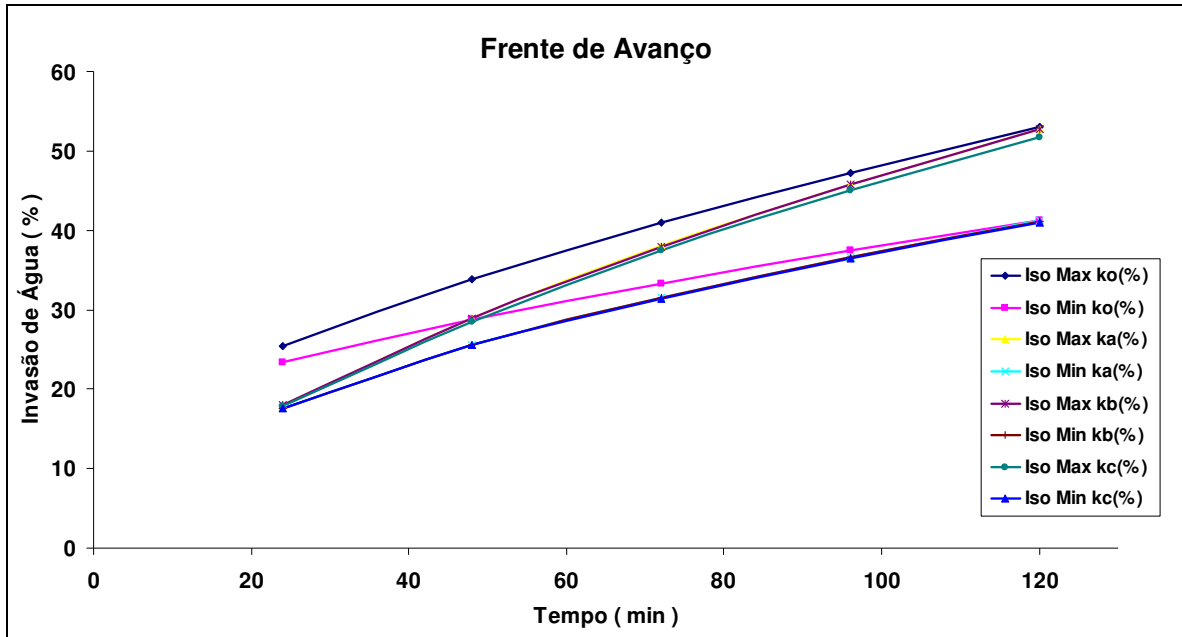


Gráfico V.13. Posição das frentes de avanço máxima e mínima ao longo do tempo.

Para avaliar o quanto a produção de óleo e a vazão de injeção estão sendo prejudicadas, o Gráfico V.14 apresenta os valores das vazões mássicas. Observa-se que o impacto na vazão é similar ao da frente de avanço. Está quantificado no Gráfico V.14 o impacto na vazão de injeção. Na vazão de produção a curva segue o mesmo perfil da injeção. Pode-se verificar que quanto maior a concentração de partículas, maior será dano causado (Gráfico V.15). Tanto para o k_A e o k_B há a variação de cerca de 6 a 1%, para a maior concentração (0,16 mg/L) decai de 6% para 4%, havendo uma tendência de se manter em torno de 4% com o passar do tempo.

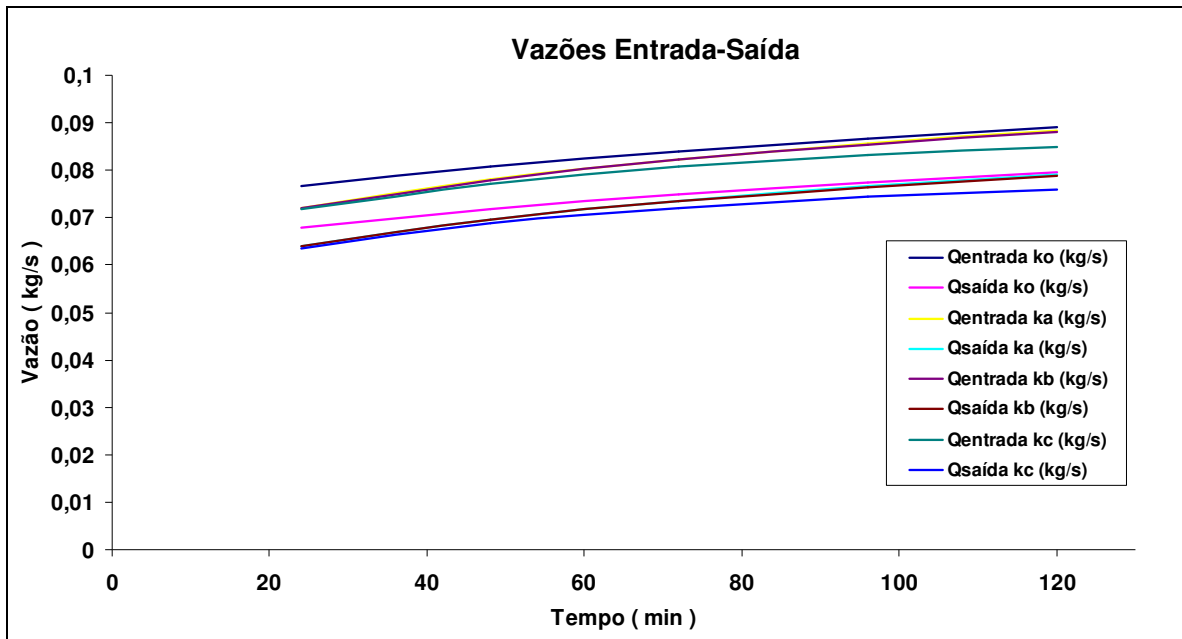


Gráfico V.14. Vazões mássicas de entrada de água e saída de óleo, com e sem o dano.

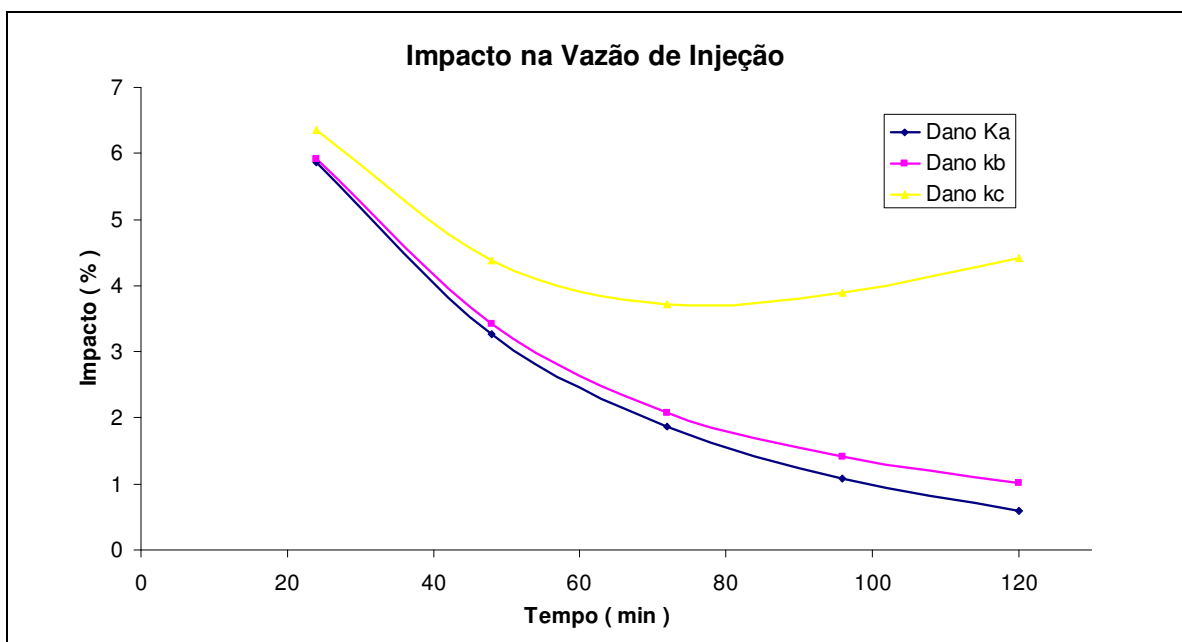


Gráfico V.15. Impacto na vazão de injeção para as três expressões de permeabilidade ajustadas, k_A (0,07 mg/L), k_B (0,10 mg/L) e k_C (0,16 mg/L) - \square P de 100atm.

O objetivo de simular a presença de particulados através da expressão da permeabilidade é simplificar o problema e obter bons resultados. É ilustrado no Gráfico V.16 a perda de carga no meio poroso. A queda de pressão tende a ser mais acentuada

quanto maior for o dano causado pela presença de particulados, devido ao entupimento dos poros, que afeta diretamente a permeabilidade do meio.

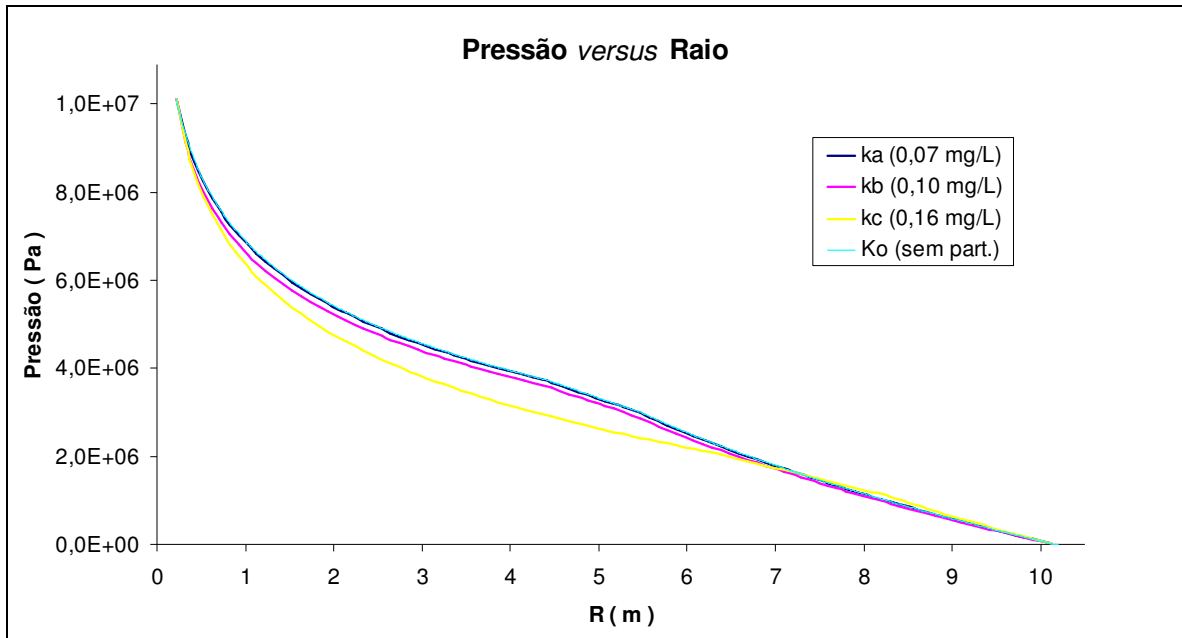


Gráfico V.16. Perfil de pressão com e sem a presença de particulado na água, ao longo do raio, tempo de 2 horas e ΔP de 100atm.

CAPÍTULO VI. CONCLUSÕES

O modelo de escoamento adotado nas simulações é simplificado. A água desloca o óleo em escoamento de *plug*, definindo regiões compostas de água ou de óleo, com uma interface achatada. A importância da aplicação destes modelos simplificados é a reprodução do problema físico com baixo custo computacional e com respostas rápidas (8 horas – 250 mil nós, 2 horas de transiente – Pentium D 2,8 GHz e 1 GB RAM). A utilização do software CFX para simulação de reservatórios ainda é limitada, assim, necessita-se de estudos mais aprofundados para definição das melhores práticas de simulação para estes tipos de problema.

A geometria proposta teve o intuito de reproduzir as proximidades do poço, onde ocorrem os maiores danos e efeitos físicos como o entupimento dos poros e a perda de injetividade. Os resultados mostraram que apesar de intuitivamente o problema ser simétrico, tal fato não ocorreu devido a formação de canais preferências de escoamento, com formas irregulares. A interface óleo-água apesar de bem definida para o modelo, não foi exatamente locada para um problema cujas condições de contorno são as mesmas e a malha ou apenas o passo de tempo é diferente. Isto ocorreu provavelmente, devido ao modelo utilizado de escoamento de superfície livre.

Neste problema estudado, a malha não influenciou os resultados, se analisados fora da interface, na interface não foi possível identificar nenhuma tendência de convergência, apenas, quanto maior o número de nós maiores *fingerings* parecem se formar (Gráfico V.9).

A análise de passo de tempo mostrou que não há influência nos resultados, da mesma forma que a malha, entretanto para o perfil de pressão ocorre uma leve tendência de pressões maiores para razões tempo total por passo de tempos maiores (mais refinado na discretização do tempo), mas não justifica a utilização de malhas mais refinadas. Para problemas de ordem de grandeza maiores, não basta extrapolar em ambos os conceitos, malha (geometria) e tempo, não se pode prever o comportamento para condições diferentes, são necessárias simulações em grandes escalas para comprovar tal robustez deste tipo de problema.

Um dos grandes problemas da simulação de reservatórios é a validação de resultados, comumente resultados de simulações são encontrados mas nem sempre

validados. Uma alternativa utilizada é mesclar dados experimentais com as simulações, e, foi uma das propostas desenvolvidas neste trabalho, ajustando dados experimentais de testes de fluxo, e aplicando na simulação para previsão do dano e do impacto na injeção e produção. Isto reduz o erro associado à solução e faz com que haja maior proximidade do problema real. Uma alternativa é realizar simulações padrões cujos resultados podem ser comparados com outros simuladores, como *five-spot*, domínio com uma malha quadrada contendo quatro poços de injeção nos vértices para um poço de produção no centro.

A ferramenta de simulação utilizada não foi totalmente explorada diante dos modelos disponíveis. Existem janelas para futuros desenvolvimentos de modelos, assim como estudos da melhor aplicação dos mesmos. São exemplos de futuros estudos: simulação bifásica sem a consideração do modelo homogêneo; a injeção de outros tipos de fluido como polímeros, álcalis, ou gás, como CO₂; a inclusão de particulado no escoamento e a simulação de escalas reais de reservatórios no espaço e no tempo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANSYS CFX; (2005); CFX-10 Solver Theory. Ansys Inc. Canonsburg, USA.
- [2] ANSYS CFX; (2005); CFX-10 Solver Modelling. Ansys Inc. Canonsburg, USA.
- [3] BIRD, R.B.; STEWART, W.E.; LIGHTFOOT, E.N.:(2002); Transport Phenomena. 2ªed. John Wiley & Sons, Inc.
- [4] OCHI, J.; DETIENNE, J. L.; RIVET, P.; LACOURIE, Y.; (1999), External Filter Cake Properties During Injection of Produced Waters, SPE 54773, SPE European Formation Damage Conference, The Hague.
- [5] EVANS, P.; ABU-KHAMSIN, S.; SANDERS, P.F.; AL-AMER, A.; (2004); Predicting Injectivity Decline In Water Injection Wells By Upscaling On-Site Core Flood Data; 6th International Conference and Exhibition on Chemistry in Industry,Bahrain.
- [6] BARKMAM, J.H.; DAVIDSON, D.H.:(1972); Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment; Journal of .Petroleum. Technology; 865-875.
- [7] KOICHEVSKY, A.N.:(2005); Possibilities Of Simulation Of Fluid Flows Using The Modern Cfd Software Tools; Department of Applied Fluid Mechanics, Sumy State University.
- [8] BARKMAM, J.H.; DAVIDSON, D.H.:(1972). Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment, J.Pet. technol, 865-875.
- [9] THOMAS, J.E. (2001). Fundamentos da Engenharia de Petróleo; Rio de Janeiro; Ed. Interciência.
- [10] THOMPSON & TURK. Introduction to Physical Geology.
- [11] BRACKBILL, J.U; KOTHE, D.B.;ZEMACH, C.(1992). A Continuum Method for Modelling Surface Tension; Journal of Computational Physics 100:335-354.
- [12] FANCHI, J. R.(2001). Principles of Aplied Reservoir Simulation; 2ªed;Gulf Professional Publishing.

- [13] LUCIA, F.J., CONTI, R. D.:(1987). Rock fabric, permeability, and log relationships in an upward shoaling, vuggy carbonate sequence; The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology Geological Circular 87 5, 22 p([link](#)).
- [14] MASSARANI, G; (2002). Fluidodinâmica em Sistemas Particulados; 2ªed;Rio de Janeiro;e-paper.
- [15] CORDAZZO, J.:(2006). Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método EbFVM e Multigrid Algébrico;Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Federal de Santa Catarina.
- [16] HURTADO, F.S.V.;CORDAZZO, J.; MALISKA, C. R.; A. F. C., SILVA;(2006). Advanced Numerical Techniques for Improving REservoir Simulation; Rio Oil & Gas Expo nad Conference 2006.
- [17] HURTADO, F.S.V.:(2005).Uma Formulação de Volumes Finitos Baseado em Elementos para a Simulação do Deslocamentos Bifásico Imiscível em Meios Porosos; Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Federal de Santa Catarina
- [18] FREITAS, M.:(2003).Caracterização do Reboco Externo Durante a Injeção de Água do Mar (aplicação para descarte de água produzida no aquífero);Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense