

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ESTUDO NUMÉRICO DO ACOPLAMENTO ENTRE  
POÇO HORIZONTAL E RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

**Dissertação submetida à**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

**para a obtenção do grau de**

**MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ROQUE TADEU MIRANDA**

**Florianópolis, Julho de 2010.**

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária  
da  
Universidade Federal de Santa Catarina

M672e Miranda, Roque Tadeu

Estudo numérico do acoplamento entre poço horizontal e reservatório de petróleo [dissertação] / Roque Tadeu Miranda ; orientador, Clovis Raimundo Maliska. - Florianópolis, SC : 2009.

117 p.: il., grafs., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Inclui referências

1. Engenharia mecânica. 2. Poço horizontal. 3. Acoplamentos. 4. Simulação de reservatórios. 5. Malhas não estruturadas. 6. Método dos volumes finos. I. Maliska, C. R. (Clovis Raimundo). II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

CDU 621

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ESTUDO NUMÉRICO DO ACOPLAMENTO ENTRE  
POÇO HORIZONTAL E RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

**ROQUE TADEU MIRANDA**

**Esta dissertação foi julgada adequada para a  
obtenção do título de**

**MESTRE EM ENGENHARIA  
ESPECIALIDADE ENGENHARIA MECÂNICA**

**sendo aprovada em sua forma final.**

---

Prof. Clovis Raimundo Maliska, Ph. D.  
Orientador

---

Prof. Eduardo Alberto Fancello, D. Sc.  
Coordenador do Curso

Banca Examinadora

---

Prof. Antônio Fábio Carvalho da Silva, Dr. Eng.  
Presidente

---

Prof. Antônio Augusto Ulson de Souza, Dr. Eng.

---

Prof. José Bellini da Cunha Neto, Dr. Eng.



“De absoluto só a Relatividade”  
Albert Einstein



À minha família e  
Ângela, minha eterna namorada.



## **AGRADECIMENTOS**

Aos professores do POSMEC em especial ao orientador, Clovis Raimundo Maliska, pela oportunidade de fazer parte do SINMEC e pelos conhecimentos transmitidos durante esse período.

A todos os colegas do laboratório, que de alguma maneira contribuíram para o desenvolvimento desse trabalho, especialmente a contribuição do Fernando S. V. Hurtado, Daniel M. Plucenio e Aymar V. B. Pescador Jr.



## RESUMO

A utilização de poços horizontais na exploração de reservatórios de petróleo é cada vez mais intensa. Devido à característica dos reservatórios de possuírem grande extensão e pequena espessura, os poços horizontais têm diversas vantagens quando comparado aos verticais, especialmente pela sua maior área de contato com o reservatório.

O presente trabalho tem o objetivo de propor uma forma de acoplamento entre poços horizontais e reservatórios de petróleo, empregando técnicas numéricas recentes e mais gerais, e que aos poucos vão incorporando-se às metodologias usadas na indústria do petróleo. Como o objetivo é o estudo do acoplamento entre os sistemas poço/reservatório, o modelo físico empregado tem as seguintes simplificações: fluido newtoniano, escoamento isotérmico, incompressível, bifásico e imiscível, além de domínio bidimensional para o reservatório e unidimensional para o poço horizontal. O poço é considerado um duto perfurado com entrada de massa pela interface e o reservatório recebe o tratamento usual em simuladores, isto é, meio poroso.

Na solução do escoamento no poço horizontal foi adotado um procedimento de marcha no qual foi considerado velocidade nula em uma extremidade do poço e pressão conhecida na outra, resultado do processo de bombeamento. O método numérico utilizado é o EbFVM (*Element based Finite Volume Method*), um método conservativo, importante no caso porque o acoplamento sugerido nesse trabalho é baseado na continuidade de pressão e fluxo de massa na interface poço/reservatório. A malha utilizada é do tipo não-estruturada com refino ao redor do poço. Também foi proposto um novo método para cálculo do índice de produtividade para poços horizontais quando o domínio do reservatório é bidimensional. Para a validação numérica foi utilizado o software comercial ECLIPSE e os resultados obtidos demonstram que a metodologia aqui desenvolvida pode ser estendida para problemas fisicamente mais complexos.

**Palavras-chave:** poço horizontal, acoplamento, simulação de reservatórios, malhas não estruturadas, método dos volumes finitos, formulação baseada em elementos

## **ABSTRACT**

The use of horizontal wells in the exploitation of petroleum reservoirs is continuously growing. Due to the large dimensions of the reservoirs and the small thickness, the horizontal wells have many advantages when compared to vertical wells, especially by its larger contact area with the reservoir.

This paper aims to propose a mathematical procedure for coupling horizontal wells and reservoirs. Since the main goal is the coupling procedure, some simplifications are done in the physical model. They are: Newtonian and isothermal fluids, incompressible and immiscible two-phase flow, 2D porous media flow for the reservoir and 1D for the horizontal well. The well is considered a perforated duct with mass flow entering through the interface.

In the solution of flow in the horizontal well a marching procedure was adopted in which it was considered zero velocity in one extremity of the well and prescribed pressure on the other one, as a result of the pumping system. The numerical method used is the EbFVM (Element based Finite Volume Method), a conservative method, important in this case, since the coupling suggested in this paper is based on continuity of pressure and mass flow at the interface. The mesh used is non-structured, with refinement around the well. It was also proposed a new method for calculating the productivity index for horizontal wells when the reservoir is considered 2D. For the numerical validation it was used the commercial software ECLIPSE and the results show that the coupling approach proposed herein can be extended to others more complex physical problems.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Regiões drenadas por um poço horizontal com reservatório fraturado.....	28
Figura 2 – Representação do problema a ser resolvido .....	31
Figura 3 – Entes geométricos utilizados no EbFVM. ....	45
Figura 4 – Elemento em um sistema de coordenadas global e local. ....	47
Figura 5 - Vetores área de face no elemento do plano físico transformado com suas orientações. ....	48
Figura 6 - Tipos diferentes de completações. ....	53
Figura 7 – Comportamento típico do fluxo local em um poço horizontal. ....	55
Figura 8 – Esquema representativo dos modelos de escoamentos. ....	56
Figura 9 – Volume de controle no poço horizontal idealizado.....	57
Figura 10 – Malha para a pressão e velocidade, utilizada na discretização do poço horizontal. ....	60
Figura 11 – Malha para a velocidade, utilizada na discretização do poço horizontal. ....	62
Figura 12 – Malha do poço horizontal coincidente com malha do reservatório. ....	66
Figura 13 – Malhas coincidentes e com refino localizado. ....	67
Figura 14 – Poço horizontal não coincidente com malha do reservatório. ....	67
Figura 15 – Hipótese de fluxo radial para cálculo do índice de produtividade. ....	70
Figura 16 – Fluxo do reservatório para o poço horizontal no modelo proposto. ....	72
Figura 17 – Poço horizontal coincidente com o eixo coordenado $x$ . ....	73
Figura 18 – Esquema de cálculo do $y_0$ no poço horizontal.....	74
Figura 19 – Ilustração dos procedimentos de marcha.....	77
Figura 20 – Fluxograma do acoplamento entre poço horizontal e reservatório. ....	80
Figura 21 – Localização dos poços e exemplo de malha utilizada.....	84
Figura 22 – Diferença entre as geometrias do poço horizontal no ECLIPSE e HWMModel.....	85
Figura 23 – Comparação da produção total, de óleo e de água para malha 40x40. ....	87
Figura 24 – Comparação da produção total, de óleo e de água para malha 80x80. ....	88
Figura 25 – Comparação da produção total, de óleo e de água para malha 120x120. ....	88
Figura 26 – Comparação do fluxo de óleo e de água para malha 40x40. ....	89
Figura 27 – Comparação do fluxo de óleo e de água para malha 80x80. ....	90
Figura 28 – Comparação do fluxo de óleo e de água para malha 120x120. ....	90
Figura 29 – Campo de saturação de água no tempo 100 dias com malha 120x120 – ECLIPSE. ....	92
Figura 30 – Campo de saturação de água no tempo 100 dias com malha 120x120 – HWMModel. ....	92
Figura 31 – Campo de saturação de água no tempo 500 dias com malha 120x120 – ECLIPSE. ....	93
Figura 32 – Campo de saturação de água no tempo 500 dias com malha 120x120 – HWMModel. ....	93

Figura 33 – Campo de saturação de água no tempo 1000 dias com malha 120x120 - ECLIPSE.....	94
Figura 34 – Campo de saturação de água no tempo 1000 dias com malha 120x120 – HWModel.....	94
Figura 35 – Campo de pressão no tempo 100 dias com malha 120x120 - ECLIPSE.....	95
Figura 36 – Campo de pressão no tempo 100 dias com malha 120x120 – HWModel.....	95
Figura 37 – Campo de pressão no tempo 500 dias com malha 120x120 – ECLIPSE.....	96
Figura 38 – Campo de pressão no tempo 500 dias com malha 120x120 – HWModel.....	96
Figura 39 – Campo de pressão no tempo 1000 dias com malha 120x120 – ECLIPSE.....	97
Figura 40 – Campo de pressão no tempo 1000 dias com malha 120x120 – HWModel.....	97
Figura 41 – Produção total acumulada ao longo do poço horizontal. ....	98
Figura 42 – Distribuição do fluxo ao longo do poço horizontal. ....	99
Figura 43 – Pressão total e composição de cada parcela ao longo do poço horizontal. ....	100
Figura 44 – Malha não estrutura com 3 poços injetores. ....	102
Figura 45 – Campo de saturação de água no tempo 100 dias.....	103
Figura 46 – Campo de saturação de água no tempo 500 dias.....	104
Figura 47 – Campo de saturação de água no tempo 1000 dias.....	104
Figura 48 – Campo de pressão no tempo 100 dias.....	105
Figura 49 – Campo de pressão no tempo 500 dias.....	105
Figura 50 – Campo de pressão no tempo 1000 dias.....	106
Figura 51 – Fluxo no <i>heel</i> do poço horizontal. ....	106
Figura 52 – Produção total acumulada ao longo do poço horizontal. ....	107
Figura 53 - Distribuição do fluxo ao longo do poço horizontal. ....	108
Figura 54 - Pressão total e composição de cada parcela ao longo do poço horizontal. ....	108

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Dados de entrada do problema para validação .....	86
Tabela 2 – Dados de entrada do caso com malha não-estruturada.....	101



## SÍMBOLOGIA

### Alfabeto Latino:

$a$	Coeficiente na forma discretizada de uma equação de conservação
$A$	Área do reservatório no plano areal ..... [m <sup>2</sup> ]
$[A^P]$	Matriz de coeficientes associada à equação da pressão
$[b]$	Operador vetorial para a construção da equação da pressão
$[B]$	Vetor de termos independentes associado à equação da pressão
$d$	Diâmetro do poço horizontal ..... [m]
$[D]$	Matriz de derivadas das funções de forma em relação às coordenadas locais
$e$	Rugosidade ..... [m]
$f$	Fator de atrito ..... [m]
$F$	Função fluxo fracionário ..... [adimensional]
$h$	Espessura vertical do reservatório ..... [m]
$IP$	Índice de poço ..... [m <sup>3</sup> ]
$[J]$	Matriz jacobiana da transformação de coordenadas
$k_r$	Permeabilidade relativa ..... [adimensional]
$\overline{\overline{K}}, [K]$	Tensor de permeabilidade absoluta ..... [m <sup>2</sup> ]
$L$	Comprimento total do poço horizontal ..... [m]
$N$	Função de forma
$[N]$	Vetor de funções de forma
$p$	Perímetro do poço horizontal ..... [m]
$P$	Pressão ..... [Pa]
$[P]$	Vetor de valores nodais da pressão
$q$	Vazão volumétrica ..... [m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> ]
$r$	Coordenada radial ..... [m]
$s$	Saturação ..... [adimensional]
$\vec{S}$	Vetor área de superfície ..... [m <sup>2</sup> ]
$t$	Tempo ..... [s]

$v$	Vetor velocidade .....	[m s <sup>-1</sup> ]
$V$	Volume .....	[m <sup>3</sup> ]
$x, y$	Coordenadas cartesianas	
$[\hat{x}], [\hat{y}]$	Vetores das coordenadas dos nós de um elemento	

### Alfabeto Grego:

$\alpha$	Parâmetros das correlações para permeabilidade relativa	
$\lambda$	Mobilidade .....	[Pa <sup>-1</sup> s <sup>-1</sup> ]
$\tau$	Tensão cisalhante.....	[kg m <sup>-1</sup> s <sup>-2</sup> ]
$\mu$	Viscosidade absoluta .....	[Pa s]
$\phi$	Porosidade .....	[adimensional]
$\rho$	Massa específica.....	[kg m <sup>-3</sup> ]
$\xi, \eta$	Coordenadas locais	

### Subíndices:

$()_e$	Elemento
$()_E$	Entrada
$()_f$	Face
$()_{heel}$	Local correspondente a extremidade do poço horizontal que é fechada ao fluxo
$()_m$	Propriedade média
$()_o$	Fase óleo
$()_p$	Nó
$()_S$	Saída
$()_T$	Total
$()_{toe}$	Local correspondente e região do poço horizontal em contato com a superfície
$()_w$	Fase água
$()_W$	Poço (injetor ou produtor)
$()_{hw}$	Poço horizontal

**Superíndices:**

$()^n$  Nível de tempo discreto

$()^r$  Reservatório

**Grupamentos Adimensionais:**

Fator de atrito de Darcy  $f = 8 \frac{\tau}{\rho u^2}$

Número de *Reynolds*  $Re = \frac{\rho u d}{\mu}$



# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>25</b>
1.1	O PETRÓLEO.....	25
1.2	POÇOS HORIZONTAIS .....	27
1.3	SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO .....	29
1.4	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA .....	30
1.5	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	32
1.6	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	38
<b>2</b>	<b>RESERVATÓRIO .....</b>	<b>41</b>
2.1	INTRODUÇÃO.....	41
2.2	EQUAÇÕES DO ESCOAMENTO BIFÁSICO IMISCÍVEL NO RESERVATÓRIO .....	41
2.3	DISCRETIZAÇÃO DAS EQUAÇÕES .....	44
<b>3</b>	<b>POÇO HORIZONTAL.....</b>	<b>53</b>
3.1	INTRODUÇÃO.....	53
3.2	COMPORTEMENTO DO ESCOAMENTO EM POÇOS HORIZONTAIS.....	54
3.3	MODELO HOMOGÊNEO.....	55
3.4	EQUAÇÕES DO ESCOAMENTO NO INTERIOR DO POÇO HORIZONTAL.....	56
3.5	DISCRETIZAÇÃO DAS EQUAÇÕES .....	60
<b>4</b>	<b>ACOPLAMENTO POÇO HORIZONTAL E RESERVATÓRIO.....</b>	<b>65</b>
4.1	INTRODUÇÃO.....	65
4.2	ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE PARA POÇOS VERTICAIS .....	68
4.3	ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE PARA POÇOS HORIZONTAIS .....	71
4.4	ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE PROPOSTO .....	72
4.5	ALGORITMO DE SOLUÇÃO PARA O RESERVATÓRIO .....	76
4.6	ALGORITMO DE SOLUÇÃO PARA O POÇO HORIZONTAL .....	77
4.7	CONDIÇÃO DOS POÇOS INJETORES .....	79
4.8	DESCRIÇÃO DO ACOPLAMENTO .....	79
<b>5</b>	<b>RESULTADOS OBTIDOS .....</b>	<b>83</b>
5.1	INTRODUÇÃO.....	83
5.2	VALIDAÇÃO NUMÉRICA .....	84
5.3	APLICAÇÃO EMPREGANDO MALHAS NÃO-ESTRUTURADAS .....	101
5.4	CONSIDERAÇÕES .....	109
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>111</b>
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	112
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>113</b>



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 O Petróleo

Dentre as teorias sobre a origem do petróleo, uma das mais difundidas e aceita é a teoria orgânica. Segundo ela, o petróleo tem origem a partir da matéria orgânica e sedimentos inicialmente depositados no fundo de oceanos pela ação das chuvas. Com o passar do tempo e devido o aumento da carga sedimentar pela deposição de mais camadas de sedimentos, a matéria orgânica inicialmente depositada fica submetida a elevadas pressões e temperaturas. A combinação desses fatores (matéria orgânica, sedimentos e condições termoquímicas) é a base para o início do processo que leva à formação do petróleo. Esse processo de transformação da matéria orgânica em petróleo é conhecido como geração e o local onde essa etapa ocorre é denominado rocha geradora.

Após a geração, devido o aumento da pressão e temperatura ou micro faturamento das rochas geradoras, ou a combinação de ambos, o petróleo deixa a rocha geradora por efeito do empuxo e vai migrando pelo meio poroso até ser contido por uma rocha capeadora, ou selante, e formar o reservatório. A rocha-reservatório, diferente da selante, deve possuir características como elevada porosidade e permeabilidade, ou seja, é necessário que os seus poros estejam interconectados (TOMAS, 2004).

No processo de recuperação do petróleo, a etapa seguinte à acumulação é a identificação das reservas para futura extração do petróleo armazenado. Essa etapa é denominada prospecção e envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares, utilizando-se os mais variados métodos disponíveis. Dentre os vários métodos utilizados para identificação dos locais mais favoráveis para a ocorrência do petróleo podemos citar os geológicos, potenciais e sísmicos (VAN DYKE, 1997).

Após a identificação do local se faz necessário a confirmação da reserva que ocorre por meio da perfuração

de um poço, conhecido como poço exploratório ou poço pioneiro. Esse poço também pode ser utilizado para coletar dados do subsolo e complementar as informações geológicas obtidas pelos métodos de prospecção. Com os testes realizados nesse poço é possível confirmar ou não a existência de uma reserva comercialmente explorável. Obtido sucesso, passa-se então para a nova etapa que é a exploração propriamente dita, onde os poços são perfurados e completados. A completação consiste basicamente na colocação de todos os equipamentos necessários para exploração.

Devido à pressão inicial do reservatório, quando os primeiros poços são perfurados o petróleo pode jorrar espontaneamente. Esse período é chamado de surgência e essa capacidade do petróleo jorrar também é um importante parâmetro na avaliação da quantidade de petróleo contido na reserva.

Entretanto, essa condição de surgência normalmente é por um período curto, especialmente para óleos pesados, na exploração de petróleo quando comparado com o tempo total de exploração de um reservatório, que normalmente é de vários anos. Então, quando a pressão do reservatório não é mais suficiente para suplantiar as perdas de carga existentes, se faz necessário adotar métodos para continuar a exploração. Esses métodos podem ser: bombeio mecânico com hastes, bombeio centrífugo submerso, injeção contínua ou intermitente de gás, injeção de água etc., e recebem o nome de métodos de recuperação secundária<sup>1</sup>.

A injeção de água em poços denominados injetores com a retirada de petróleo pelos poços produtores é um dos métodos largamente utilizados e, é o método empregado neste trabalho para provocar a movimentação dos fluidos no meio poroso.

---

<sup>1</sup> A quantidade de óleo que pode ser retirada de um reservatório devido à própria energia natural existente é denominada recuperação primária. Toda quantidade adicional de óleo recuperado por algum outro método é chamado na indústria do petróleo, de recuperação secundária.

## **1.2 Poços Horizontais**

Até o início da década de 1980, tanto os poços exploratórios como os posteriormente perfurados para extração do petróleo eram predominantemente verticais, devido às limitações das técnicas de perfuração existentes até então. Esse cenário começou a mudar com o desenvolvimento de uma nova tecnologia de perfuração, que permite perfurações direcionais e assim os poços horizontais passaram a ser, cada vez mais, empregados.

Pela característica dos reservatórios de petróleo possuírem espessura reduzida quando comparados a sua extensão areal, a maneira de reduzir a quantidade de poços perfurados e ao mesmo tempo aumentar a área de contato com o reservatório é utilizando este tipo de poço.

Com a utilização de poços horizontais é possível atingir reservatórios situados em águas profundas a partir de uma plataforma localizada em águas mais rasas, por exemplo, e também reduzir a velocidade do escoamento nas imediações do poço, cuja tendência é danificar a estrutura porosa da interface poço/reservatório, especialmente em casos de reservatórios de alta permeabilidade, quando comparados a poços verticais.

Além do aumento da área de contato, os poços horizontais também podem drenar regiões de diferentes alturas e localizadas distantes entre si, a partir de um mesmo trecho inicialmente vertical, os chamados poços pés-de-galinha. Outra importante característica é que a área horizontal drenada pode mudar com o aumento do comprimento do poço horizontal, enquanto que a do poço vertical é fixa.

Com o decorrer do tempo de exploração, ou devido a algumas características do reservatório, especialmente aqueles de baixa permeabilidade, se faz necessário aumentar o índice de produtividade dos poços a fim de aumentar a quantidade de petróleo retirada do reservatório e viabilizar a continuidade de operação do campo petrolífero. Nesses casos, uma operação bastante utilizada é o fraturamento hidráulico, que consiste em provocar fraturas ao longo do reservatório através da injeção controlada de fluido sob alta pressão. Essas fraturas

tornam-se um canal de alta permeabilidade, facilitando o escoamento dos fluidos em direção ao poço. A tendência é que essas fraturas ocorram nas direções perpendiculares às direções de menor tensão. Assim, com exceção dos casos de poços pouco profundos, em que as tensões verticais são pequenas, as fraturas artificiais geralmente são verticais (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Os altos custos de implantação desses poços, que segundo Joshi (1991), em 1986, quando os primeiros poços horizontais começaram a ser utilizados eram de duas até quatro vezes maior que um poço vertical, já se reduziram para cerca de 1,4 vezes até o fim da década de 1980.

Com o auxílio da Figura 1 é possível observar as vantagens da utilização de poços horizontais em reservatórios com fraturas e, também a possibilidade de drenar diferentes regiões a partir de um mesmo trecho vertical.

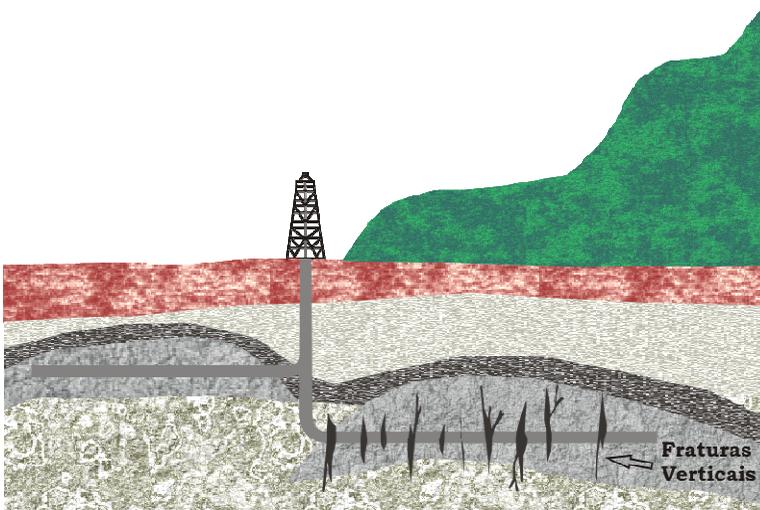


Figura 1 – Regiões drenadas por um poço horizontal com reservatório fraturado

Uma desvantagem dos poços horizontais comparado aos verticais é que uma vez inundados pela água proveniente de um contato óleo/água, terão

necessariamente que ser fechados ou transformados em poços injetores, não sendo possíveis recompletações. As recompletações são o fechamento da parte em contato com a água/gás deixando aberto para produção somente os intervalos em contato com a camada produtora. Entretanto, nos últimos anos têm surgido vários trabalhos na literatura buscando o melhor entendimento do fluxo do reservatório para o poço horizontal com o objetivo de minimizar essa desvantagem.

### **1.3 Simulação Numérica de Reservatórios de Petróleo**

As etapas envolvidas durante a vida útil de um campo de petróleo são classificadas em prospecção, desenvolvimento e abandono. A etapa do desenvolvimento ou exploração, que consiste na perfuração de poços produtores após a confirmação da existência da reserva, é a que demanda mais tempo e tem merecido crescentes esforços.

A simulação tem um importante papel na determinação da quantidade e localização dos poços que devem ser perfurados para a exploração de uma reserva. Além disso, também é importante estimar o fluido existente em uma jazida de petróleo, assim como a quantidade que pode ser comercialmente extraída.

A estimativa do fluido no reservatório pode ser realizada, por exemplo, utilizando curvas de declínio de produção, ou por meio de soluções do modelo da fonte linear e da equação de balanço de matérias etc. Diferente do método de balanço de materiais, que utiliza uma única equação descrevendo o comportamento<sup>2</sup> do reservatório como se fosse um único bloco com propriedades uniformes, a simulação numérica permite a subdivisão em células com propriedades diferentes, pois envolve a solução

---

<sup>2</sup> O uso do termo comportamento se refere em como o petróleo contido no reservatório vai se “comportar” diante da localização e quantidade de poços injetores e produtores da reserva e também em relação às pressões e fluxo nos poços.

simultânea de um conjunto de equações que representam o fluxo no meio poroso.

Essa tecnologia se encontra em constante evolução pelo crescente desenvolvimento de computadores de alta velocidade, versatilidade e generalidade dos métodos numéricos aliados à simplicidade de aplicação das técnicas de simulação. Soma-se a isso o fato que a experimentação nos campos petrolíferos ser extremamente difícil e onerosa (MALISKA, 2004).

#### **1.4 Descrição do problema**

Atualmente, uma grande quantidade de soluções numéricas para auxiliar nos processos de recuperação secundária de petróleo consiste na discretização de um domínio bidimensional para o reservatório com fronteira impermeável. Tanto os poços injetores como produtores são verticais e nesses casos são tratados como pontos com fluxo de massa ou pressão conhecida. Somente o escoamento no interior do reservatório é avaliado, pois o interesse é no comportamento do escoamento no meio poroso onde a água injetada desloca o óleo inicialmente contido no reservatório em direção aos poços produtores. Mas, logicamente, o escoamento no reservatório influencia o escoamento no poço e vice-versa, exigindo o tratamento acoplado.

A existência de poços horizontais nos reservatórios, mesmo em formulações 2D, não permite que seja utilizada na simulação numérica a abogagem de fontes ou sumidouros de massa como são tratados os poços verticais. Existe também a diferença de escalas entre o poço horizontal e o reservatório, que merece atenção especial na malha utilizada na simulação, pois não é computacionalmente possível refinar a malha em todo o domínio. Uma técnica utilizada é o refino localizado (somente ao redor do poço horizontal) para captar as alterações das propriedades do escoamento na interface. Mesmo com esse refino localizado ainda é necessário a utilização de modelos de poços.

A proposta desse trabalho é realizar um estudo numérico do acoplamento entre o reservatório e o poço horizontal, conforme mostrado esquematicamente pela Figura 2 abaixo.

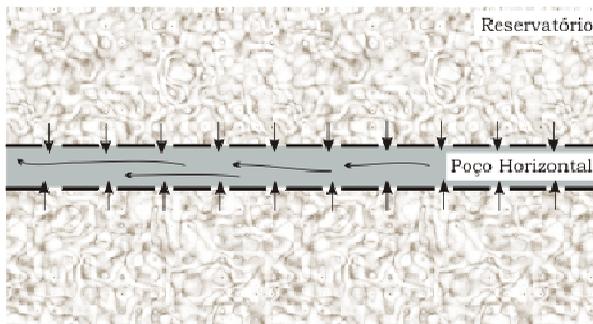


Figura 2 – Representação do problema a ser resolvido

Para isso, algumas simplificações foram realizadas, que são:

- Toda a área lateral do poço horizontal foi considerada em contato com o reservatório, mesmo que em situações reais podem existir entre o poço e o reservatório telas de contenção de areia, por exemplo, causando uma resistência adicional no contato poço/reservatório.
- O reservatório foi considerado homogêneo com escoamento 2D enquanto que no poço horizontal o escoamento é considerado 1D. O escoamento tanto no poço como no reservatório será tratado como bifásico imiscível e o fluido incompressível.
- Os efeitos da gravidade foram desconsiderados, ou seja, nesse trabalho o reservatório e o poço horizontal estão em um plano horizontal.
- Na obtenção das equações do escoamento foi considerado modelo de escoamento bifásico (água e óleo) imiscível, que é uma simplificação do modelo *Black-Oil* utilizado para reservatórios que possuem óleos pesados e com baixa volatilidade. Nesse modelo, as propriedades podem ser caracterizadas

com maior facilidade quando comparado aos modelos denominados composicionais, pois o fluido é assumido isotérmico e não existe transferência de massa entre as fases.

- Para o escoamento no reservatório foi utilizado um simulador desenvolvido no SINMEC (Laboratório de Simulação Numérica e Mecânica dos Fluidos e Transferência de Calor) e para o poço horizontal foi desenvolvido um código em linguagem de programação C++, juntamente com todo o procedimento de acoplamento entre o poço e o reservatório.
- O método numérico utilizado foi o EbFVM (*Element Based Finite Volume Method*), devido a possibilidade de discretização utilizando malhas não-estruturadas e também por se tratar de um método conservativo. Além disso, a formulação numérica permite que sejam utilizadas no simulador tanto malhas estruturadas como não-estruturadas, sendo possível representar com mais fidelidade a complexa geometria dos reservatórios de petróleo, condição essencial para reproduzir numericamente os problemas reais, além de permitir refinamentos localizados ao longo do poço horizontal.

O uso de malhas não-estruturadas e EbFVM em simulação de reservatórios é uma área de trabalho atual e de fronteira na pesquisa, e este trabalho traz como contribuição importante estas tecnologias agora empregadas em mais um tópico avançado, o acoplamento poço/reservatório.

## **1.5 Revisão Bibliográfica**

Devido ao recente desenvolvimento das tecnologias de utilização de poços horizontais em campos de exploração de petróleo, a literatura disponível tem aumentado bastante nos últimos anos. A seguir estão relacionados os trabalhos que consideraram o escoamento

monofásico, ordenados cronologicamente. Salienta-se, mais uma vez, que nenhum tipo de contribuição é previsto com relação ao aumento de complexidade nos modelos físicos empregados em relação aos disponíveis na literatura. Mesmo assim, ao relatar a literatura é feita menção aos modelos físicos empregados pelos diversos autores.

Um dos primeiros trabalhos sobre o assunto foi o proposto por Dikken (1989). Segundo o autor no interior do poço horizontal o regime laminar ocorre em uma situação particular e para diâmetros pequenos, portanto, ele admitiu em seu trabalho somente o regime turbulento para o fluido que entra no poço horizontal. O autor considerou que todo o intervalo do poço estivesse aberto ao fluxo e propôs uma relação para descrever o gradiente ao longo do poço horizontal. O gradiente de pressão no reservatório na direção do poço horizontal foi negligenciado comparando com o gradiente de pressão ao longo do poço, assim, o reservatório pode ser dividido em finas camadas perpendiculares à direção do poço horizontal. Com isso, ele considerou o reservatório com propriedades homogêneas e desconsiderou as variações com o tempo e posição do poço e do reservatório.

Landman (1991) estendeu o modelo de Dikken (1989) tratando o poço horizontal com um tubo perfurado com entrada de massa e relacionou o índice de produtividade do poço com a permeabilidade e a densidade das perfurações. O autor também desenvolveu uma metodologia para calcular a quantidade ótima de perfurações para que o fluxo ao longo do poço seja uniforme. A uniformidade do fluxo ao longo do poço é requerida em casos de reservatórios com alta permeabilidade combinado com existência de capa de gás ou cone de água, pois com essa combinação pode ocorrer o *breakthrough*<sup>3</sup>.

Novy (1992) também utilizou como base o modelo proposto por Dikken (1989), porém o autor utilizou

---

<sup>3</sup> Breakthrough é a entrada de fluidos indesejáveis (água ou gás) para dentro do poço que conseqüentemente diminui a produção de petróleo.

coordenadas cilíndricas no poço horizontal e assumiu reservatório homogêneo e isotrópico. O autor introduziu no modelo uma opção que analisa a importância do atrito na queda de pressão ao longo do poço horizontal. Utilizando diferenças finitas e com base no comprimento do poço, vazão de produção e diâmetro do poço, o autor verificou que o atrito pode ser responsável pela redução de produtividade na ordem de 10% ao longo do poço horizontal.

Suzuki (1992) apresentou uma solução transiente e de condutividade finita para poços horizontais utilizando um método semi-analítico. No poço o autor considerou escoamento monofásico e incompressível. Para o reservatório utilizou a lei de Darcy e considerou o escoamento monofásico e fluido levemente compressível. Os resultados foram comparados com os modelos de condutividade infinita.

Ozkan, Sarica e Haiislamoglu (1995) apresentaram um modelo semi-analítico para acoplamento de poço reservatório onde os efeitos de escoamento laminar e turbulento no poço foram considerados. Eles assumiram que o reservatório é infinito e a condição transiente não foi considerada no modelo proposto.

Dickstein et al. (1997) propuseram um modelo numérico totalmente implícito, com refinamento local ao redor do poço para solucionar o acoplamento poço reservatório em escoamento monofásico levemente compressível. Foram consideradas as perdas de carga devido ao atrito, efeitos inerciais e de aceleração e para o acoplamento foi considerado a continuidade de fluxo na interface e continuidade da pressão. As equações foram resolvidas pelo método dos volumes finitos.

Cho (2001) apresentou um modelo para estimar o melhor comprimento do poço, baseado em fatores econômicos e também em um índice de produtividade modificado. Esse novo índice difere do índice de produtividade introduzido por Peaceman (1977), pois considera além do gradiente de pressão entre o poço e o reservatório, o gradiente devido à perda de carga no interior do poço.

Os trabalhos recentes na literatura, quase na sua totalidade, estão voltados para os escoamentos multifásicos e, a seguir, estão listados os trabalhos com escoamento bifásico que apresentam as considerações mais recentes e de alguma forma também foram úteis no desenvolvimento desse trabalho.

Stone e Kristoff (1989) desenvolveram um modelo totalmente implícito e tridimensional, para simulação de escoamento multifásico no poço e reservatório, incluindo os efeitos térmicos. A lei de Darcy, juntamente com a equação do balanço de energia foi utilizada para o meio poroso. Para o modelo do poço, as equações da conservação da massa, energia e quantidade de movimento foram aplicadas em todas as fases. Os autores apresentaram um modelo de equações juntamente com condições de contorno e técnicas de soluções. O conceito de índice de produtividade introduzido por Peaceman (1977) foi utilizado para determinar o fluxo do reservatório para o poço.

Islam e Chakma (1990) desenvolveram um modelo para dispersão de bolhas utilizando a equação da conservação da massa e conservação da quantidade de movimento. O poço foi acoplado com um modelo composicional para o reservatório por meio de uma discretização híbrida. Uma série de testes de laboratório foi realizada com óleo, água e ar em um tubo de aço inoxidável com 1 m de comprimento e diâmetros de 2,54 cm e 7,6 cm, para avaliar o comportamento do escoamento através das perfurações. Os autores concluíram que a queda de pressão em poços horizontais pode ter papel significativo na determinação do escoamento para elevados índices de produtividade, pequenos raios e longos intervalos de perfuração.

Collins et al. (1991) descreveram um método diferente para acoplamento entre poço e reservatório, considerando o poço como um meio poroso de altíssima permeabilidade. O simulador utilizou um sistema de discretização híbrida e as equações da pressão e saturação foram resolvidas simultaneamente.

Folefac, Archer e Issa (1991) desenvolveram um modelo numérico para escoamento unidimensional bifásico (líquido e gás) para descrever o escoamento em poços horizontais. As equações governantes da conservação da massa e conservação da quantidade de movimento foram utilizadas para representar o escoamento no poço e no reservatório, e foram resolvidas simultaneamente em um regime pseudopermanente<sup>4</sup> negligenciando os termos de inércia. Os autores mostraram que, sob as mesmas condições, a queda de pressão no poço quando o escoamento é bifásico (líquido-gás) pode ser maior que duas vezes a observada quando o escoamento é monofásico.

Ihara, Brill e Shoham (1992) realizaram avaliação teórica e experimental para poços horizontais e o acoplamento com o reservatório. No modelo experimental, foi utilizado um poço horizontal de aproximadamente 7,92 m de comprimento, com ar e água escoando através de furos ou ranhuras. Para o acoplamento entre perda de carga no poço e fluxo, os autores utilizaram as curvas de IPR (*Inflow Performance Relationship*), que relaciona a pressão de fundo de poço com a vazão de fluido no meio poroso. O modelo foi desenvolvido para avaliar escoamento bifásico e regime permanente ou pseudopermanente e de acordo com os autores, obtiveram resultados aceitáveis quando compararam os resultados teóricos e experimentais.

Ouyang (1998) apresentou um estudo do escoamento no interior do poço que inclui perdas de carga devido a quatro fatores: variação da energia cinética, atrito, fluxo de massa pelas perfurações e efeitos gravitacionais. Considerando escoamento isotérmico e incompressível, o autor realizou um balanço de quantidade de movimento relacionando o gradiente de pressão ao longo do poço

---

<sup>4</sup> É possível destacar quatro regimes de fluxos que se referem a quatro períodos distintos de tempo, que são: a) curtíssimo; b) curto; c) intermediário e d) longo. O regime pseudopermanente é correspondente ao tempo longo, mencionado no último item. Isso é equivalente a dizer que esse regime ocorre quando a massa de fluido localizada na fronteira externa do reservatório ou nos limites de drenagem, começa a fluir em direção ao poço produtor.

horizontal aos fatores acima descritos. O autor introduziu três números adimensionais para relacionar os gradientes devido à pressão, variação da energia cinética, atrito e variação da pressão devido a entrada de massa. Ele também demonstrou que a queda de pressão devido ao fluxo de massa na interface sofre alterações com o regime de escoamento do fluido. Também, os efeitos da variação da energia cinética podem ser tão importantes quanto o atrito, dependendo da geometria do poço, propriedades dos fluidos e condições de fluxo.

Vicente (2000) propôs um modelo totalmente implícito para acoplamento de um reservatório tridimensional com um poço horizontal unidimensional. Ele combinou as equações de conservação da massa e quantidade de movimento para o meio poroso (equação de Darcy) e equações de estado para descrever as propriedades PVT (Pressão-Volume-Temperatura) do fluido. O autor considerou continuidade de pressão e preservou o balanço de massa na interface do poço com o reservatório, como forma de acoplamento. Ele utilizou discretização híbrida no domínio com malha cartesiana no reservatório, radial ao redor do poço e refinamento local. Também assumiu condições isotérmicas e propôs a solução para escoamento monofásico levemente compressível e compressível, e também para escoamento bifásico (óleo e gás).

Gui e Cunha (2007) desenvolveram um modelo numérico acoplado para resolver o escoamento tanto no reservatório como no poço horizontal. Os autores utilizaram uma discretização híbrida e a continuidade de pressão e o balanço de massa na interface foram as condições utilizadas no acoplamento. Todas as variáveis foram resolvidas simultaneamente e os autores comprovaram que o fluxo ao longo do poço não é uniforme, demonstrando assim os efeitos da perda de carga ao longo do poço.

No decorrer da revisão bibliográfica, alguns fatores são mencionados com frequência nos métodos descritos e/ou devem ser observados em trabalhos que tratam de simulação de reservatório com poço horizontal, são eles:

- Utilização de discretização híbrida do domínio sendo o reservatório representado por malhas cartesianas estruturadas e o poço horizontal com malhas radiais;
- Além da discretização híbrida a necessidade de refinamento local devido à diferença de ordem de grandeza entre as malhas utilizadas no reservatório e no poço horizontal;
- Alguns trabalhos diferenciam os métodos de soluções do reservatório e poço horizontal como segregados e acoplados;
- Hipótese de condutividade infinita não é válida na grande maioria dos casos reais, pois o fluxo de massa do reservatório ao longo do poço horizontal não é constante;
- Necessidade de avaliar o fluxo ao longo do poço para evitar o indesejável *breakthrough* em casos de reservatórios com cone de água ou capa de gás;
- O poço horizontal é tratado com um tubo perfurado com entrada de massa;
- A densidade de perfurações pode ser utilizada para controlar o fluxo ao longo do poço horizontal reduzindo a possibilidade de *breakthrough*;
- Não existe um único padrão de escoamento do reservatório para o poço horizontal, com isso é necessário identificar os diferentes regimes de escoamento nos casos reais;
- Continuidade de pressão e de fluxo de massa são as condições de acoplamento consistentes, pois no escoamento real não existe descontinuidade e sim a continuidade do processo físico. A interface entre poço e reservatório é resultado do procedimento matemático adotado.

## 1.6 Organização do Trabalho

O capítulo 2 apresenta as equações de conservação para o escoamento bifásico com a discretização utilizando o método numérico EbFVM. Os conceitos relacionados ao

método numérico e suas particularidades são também apresentadas.

O comportamento típico de um escoamento no interior do poço horizontal é ilustrado no capítulo 3, assim como o tipo de completação utilizada no presente trabalho. Nesse capítulo também são descritas as equações de conservação para o poço com suas respectivas aproximações numéricas, assim como o modelo homogêneo de escoamento que será utilizado.

O capítulo 4 aborda como foi equacionado o acoplamento entre o poço horizontal e o reservatório. Inclui comentários sobre índice de poço<sup>5</sup> e também descreve o índice de poço proposto nesse trabalho. O algoritmo de solução utilizado no trabalho também está descrito nesse capítulo.

A primeira parte do capítulo 5 é destinada à validação numérica, onde o código desenvolvido é comparado com o software comercial ECLIPSE (2006). São ilustrados campos de saturação, pressão, produção total acumulada, dentre outros. Com o objetivo de explorar as generalidades do código, na segunda parte desse capítulo é apresentado um caso de malha não-estruturada com refino ao redor do poço horizontal e 3 (três) poços injetores.

No capítulo 6 estão contidas as considerações finas sobre o trabalho desenvolvido e os resultados obtidos, assim como sugestões para desenvolvimentos futuros.

---

<sup>5</sup> Na literatura o índice de poço ou *Well Index (WI)* é utilizado devido aos gradientes acentuados no reservatório existentes na interface e que não são captados pela malha empregada. Um refino que consiga bem captar a física da interface elimina a necessidade do uso do índice de poço.



## 2 RESERVATÓRIO

### 2.1 Introdução

É possível descrever o escoamento de um fluido no meio poroso utilizando uma abordagem microscópica, onde as equações de conservação são utilizadas para descrever o comportamento do fluido no espaço vazio, isto é, nas regiões não ocupadas pela matriz sólida. Para isso é necessário conhecer detalhadamente a estrutura geométrica do meio poroso e as ligações entre os poros, o que não é uma tarefa fácil, ou podemos dizer, impossível atualmente. Outra forma é um tratamento macroscópico possibilitando assim a utilização de variáveis médias para descrever o comportamento do fluido no meio. Esta é a abordagem utilizada nesse e nos demais trabalhos que simulam o escoamento em meios porosos de reservatórios de petróleo.

Inicialmente uma propriedade macroscópica importante deve ser definida, a porosidade ( $\phi$ ). Essa propriedade é a relação entre o volume de poros e o volume total, para um determinado volume de referência<sup>6</sup>, representado por

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad (2.1)$$

onde  $V_p$  é o volume de poros ou volume de vazios e  $V_T$  é o volume total de referência do meio poroso.

### 2.2 Equações do Escoamento Bifásico Imiscível no Reservatório

O método de recuperação secundária utilizado nesse trabalho consiste na injeção de água em poços preestabelecidos para coletar o óleo no poço produtor

---

<sup>6</sup> O volume de referência ou volume elementar representativo é o mínimo volume de rocha considerado representativo do meio poroso.

horizontal, inicialmente contido no reservatório. O fluido que escoar no meio poroso é considerado como sendo composto de duas fases com a hipótese que cada fase é composta somente de um único fluido, ou seja, a fase água tem apenas água e a fase óleo apenas óleo. Para obtermos a equação da conservação da massa para escoamentos bifásicos em meios porosos é necessário introduzir o conceito de saturação ( $s$ ). A saturação é definida como a razão entre o volume ocupado por uma das fases do escoamento e o volume total disponível no meio poroso, definida como

$$s_\alpha = \frac{\text{volume ocupado pela fase } \alpha}{\text{volume poroso}} \quad (2.2)$$

Considerando escoamento bidimensional, fluidos imiscíveis, cada fase composta somente de um componente e fazendo um balanço de massa em um volume de controle, obtém-se a seguinte equação para cada fase

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_\alpha s_\alpha) + \bar{\nabla} \cdot (\rho_\alpha \bar{v}_\alpha) = 0 \quad (2.3)$$

Na equação acima, além da saturação e porosidade definidas anteriormente,  $\rho_\alpha$  e  $\bar{v}_\alpha$  que representam respectivamente a massa específica e a velocidade média associadas à fase genérica  $\alpha$ , podendo ser óleo ou água.

A lei de Darcy estendida para escoamentos bifásicos é definida como

$$\bar{v}_\alpha = -\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \bar{\bar{K}} \bar{\nabla} P \quad (2.4)$$

onde  $P$  é a pressão,  $k_{r\alpha}$  e  $\mu_\alpha$  são respectivamente a permeabilidade relativa e a viscosidade da fase  $\alpha$ , e  $\bar{\bar{K}}$  o tensor permeabilidade absoluta do meio sendo representado pela matriz

$$\bar{\bar{K}} = \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} \\ K_{yx} & K_{yy} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Além disso, temos a definição da mobilidade da fase  $\alpha$ , denominada por  $\lambda_\alpha$ , dada por

$$\lambda_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \quad (2.6)$$

Para o escoamento bifásico em meios porosos, tem-se até o momento disponível duas equações, uma para a fase água e outra para a fase óleo. Embora a permeabilidade relativa  $k_{r\alpha}$  é função da saturação da fase e da temperatura, é possível assumir dependência somente da saturação, assim as incógnitas para solução do problema são a pressão e as saturações de cada fase. Dessa forma, além da equação da conservação da massa, para concluir a formulação, é utilizada a equação da restrição volumétrica, dada por

$$s_o + s_w = 1 \quad (2.7)$$

Introduzindo a definição de mobilidade e com a hipótese de escoamento incompressível, podemos escrever a equação da conservação da massa para cada fase e depois de combinadas algebricamente é possível obter as seguintes equações

$$\vec{\nabla} \cdot (\vec{v}_T) = 0 \quad (2.8)$$

$$\phi \frac{\partial s}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (F \vec{v}_T) = 0 \quad (2.9)$$

$$\vec{v}_T = -\lambda_T \overline{\overline{K}} \vec{\nabla} P \quad (2.10)$$

Nas equações,  $\vec{v}_T$  e a velocidade total, que é a soma das velocidades de cada fase e  $\lambda_T$  a mobilidade total. A saturação ( $s$ ) já foi anteriormente definida e  $F$  representa a função fluxo fracionário, definida por

$$F = \frac{\lambda_w}{\lambda_T} \quad (2.11)$$

Neste caso estamos admitindo a inexistência de pressão capilar entre as fases e, portanto, a pressão é a

mesma para ambas as fases. A equação (2.9) é a chamada equação de Buckley-Leverett sendo escrita em função da velocidade total. Admitindo que as viscosidades das fases água e óleo são constantes, tanto o fluxo fracionário quanto a mobilidade total são funções apenas da saturação.

A formulação numérica básica utilizada para descrever o comportamento do fluido no meio poroso é obtida por meio das equações (2.8), (2.9) e (2.10). Após a integração das mesmas em um volume arbitrário  $V$  e utilizando o teorema da divergência, obtém-se

$$\int_{\partial V} \vec{v}_T \cdot d\vec{S} = 0 \quad (2.12)$$

$$\int_V \phi \frac{\partial s}{\partial t} dV + \int_{\partial V} F \vec{v}_T \cdot d\vec{S} = 0 \quad (2.13)$$

Dessa forma, utilizando as curvas de permeabilidade relativas e as equações acima descritas é possível conhecer o comportamento do escoamento dos fluidos em um reservatório de petróleo. Maiores detalhes podem ser encontrados em Hurtado (2005).

### 2.3 Discretização das Equações

Antes da aproximação das equações, convém mencionar os aspectos geométricos do método numérico utilizado, o EbFVM. A ilustração da Figura 3 representa um exemplo de reservatório bidimensional com malha não-estruturada de elementos quadriláteros. É possível observar os elementos que cobrem completamente o domínio e que nos vértices de cada elemento estão localizados os nós, locais onde às variáveis são calculadas. Ao redor do nó, estão representados os respectivos volumes de controle que são compostos de vários subvolumes de diferentes elementos. Os volumes de controle são delimitados pelas faces em cujo centróide estão localizados os pontos de integração, locais onde são calculados os fluxos. A disposição dos elementos no domínio pode ser completamente arbitrária, pois se trata de malhas não-

estruturadas e cada elemento é representado utilizando sistema de coordenadas locais. Maiores detalhes sobre os aspectos geométricos do método podem ser observados em Maliska (2004) e Hurtado (2005).

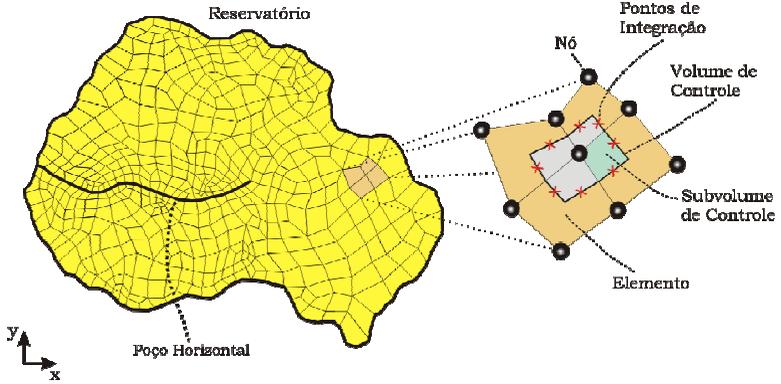


Figura 3 – Entes geométricos utilizados no EbFVM.

Após a identificação das propriedades geométricas é necessário realizar a aproximação numérica das equações. Assim, integrando no tempo e no espaço as equações (2.12) e (2.13) com auxílio da regra do ponto médio para aproximação das integrais de superfície e uma expressão de diferenças finitas para frente na aproximação do termo temporal, obtêm-se respectivamente

$$\sum_{e \in E_p} \left\{ \sum_{f \in \mathbb{C}_p} (\bar{v}_T)_f^n \cdot \Delta \bar{S}_f \right\} = 0 \quad (2.14)$$

$$\left( \frac{S_p^{n+1} - S_p^n}{\Delta t^n} \right) \phi_p \Delta V_p + \sum_{e \in E_p} \left\{ \sum_{f \in \mathbb{C}_p} F_f^n (\bar{v}_T)_f^n \cdot \Delta \bar{S}_f \right\} = 0 \quad (2.15)$$

As equações acima se referem a um volume de controle obtido ao redor do nó analisado (denominado  $p$ ), constituídas, portanto, de subvolumes de diferentes elementos. Além das grandezas já definidas anteriormente,

saturação ( $s$ ), porosidade ( $\phi$ ) e velocidade total ( $\vec{v}_T$ ), e sabendo que ( $\Delta t$ ) representa o intervalo de tempo, define-se também

Subíndice - indica local de avaliação da variável;

Superíndice - representa o nível de tempo;

$\Delta V_p$  - Magnitude do volume de controle ao redor do ponto  $p$ ;

$E_p$  - Elemento ao redor do ponto  $p$ ;

$C_p$  - Conjunto de faces sobre as superfícies de controle;

$\Delta \vec{S}_f$  - Vetor área de direção normal à face e sentido apontando para fora do volume.

Utilizando a forma matricial do tensor permeabilidade absoluta e fazendo uma aproximação da velocidade total no centróide de uma face, podemos reescrever a equação (2.10) da seguinte forma

$$(\vec{v}_T)_f^n = -(\lambda_T)_f^n [K]_e [\vec{V}P]_f^n \quad (2.16)$$

Para a aproximação numérica do gradiente de pressão no centróide da face  $f$ ,  $[\vec{V}P]_f^n$ , são utilizadas as conhecidas funções de forma, que para elementos quadriláteros são dadas pela expressão

$$P \approx [N]^T [\hat{P}]_e \quad (2.17)$$

onde  $[\hat{P}]_e$  é o vetor de valores nodais da pressão no elemento  $e$ . O vetor de funções de forma  $[N]^T$  é definido por

$$[N]^T = 0,25[(1+\xi)(1+\eta) \quad (1-\xi)(1+\eta) \quad (1-\xi)(1-\eta) \quad (1+\xi)(1-\eta)]_e \quad (2.18)$$

As funções de forma também são utilizadas na transformação entre as coordenadas do sistema global  $(x,y)$  e local  $(\xi,\eta)$ , da seguinte forma:

$$\begin{cases} x = [N]^T [\hat{x}]_e \\ y = [N]^T [\hat{y}]_e \end{cases} \quad (2.19)$$

onde os vetores  $[\hat{x}]_e$  e  $[\hat{y}]_e$  representam as coordenadas globais dos nós localizadas nos vértices dos elementos. A Figura 4 ilustra a transformação de um elemento quadrilátero de um plano físico para o plano transformado.

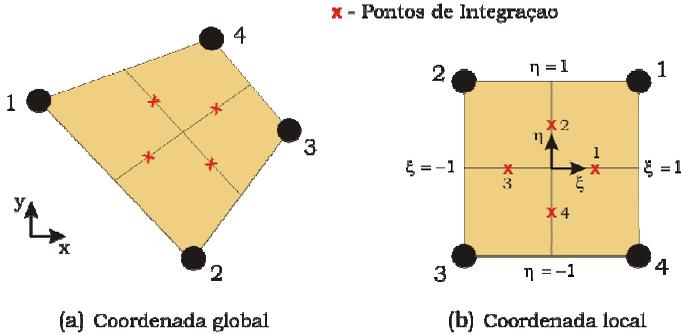


Figura 4 - Elemento em um sistema de coordenadas global e local.

Utilizando as definições da matriz jacobiana da transformação  $[J]^T$ , da matriz das derivadas parciais das funções de forma  $[D]^T$ , da matriz de coordenadas dos nós que definem um elemento da malha  $[Z]_e$ , e a partir da aproximação da variação da pressão no elemento dada pela equação (2.17), é possível escrever o gradiente de pressão como

$$\nabla P \approx ([J]^T)^{-1} [D]^T [\hat{P}]_e \quad (2.20)$$

onde  $[J]^T = [D]^T [Z]_e$  ;

$$[D]^T = 0,25 \begin{bmatrix} 1+\eta & -1-\eta & -1+\eta & 1-\eta \\ 1+\xi & 1-\xi & -1+\xi & -1-\xi \end{bmatrix};$$

$$[Z]_e = \begin{bmatrix} \hat{x}_1 & \hat{y}_1 \\ \hat{x}_2 & \hat{y}_2 \\ \hat{x}_3 & \hat{y}_3 \\ \hat{x}_4 & \hat{y}_4 \end{bmatrix}.$$

Os valores das coordenadas locais  $\xi$  e  $\eta$  da matriz das derivadas, correspondem aos valores nos pontos 1, 2, 3 e 4 representados na Figura 5, (b).

Dessa forma, a vazão da face  $f$ , de cada elemento pode ser descrita pela equação

$$(\bar{v}_T)_f^n \cdot \Delta \bar{S}_f = \pm (\lambda_T)_f^n [\Delta S]_f^T [K]_e ([J]^T)^{-1} [D]^T [\hat{P}]_e \quad (2.21)$$

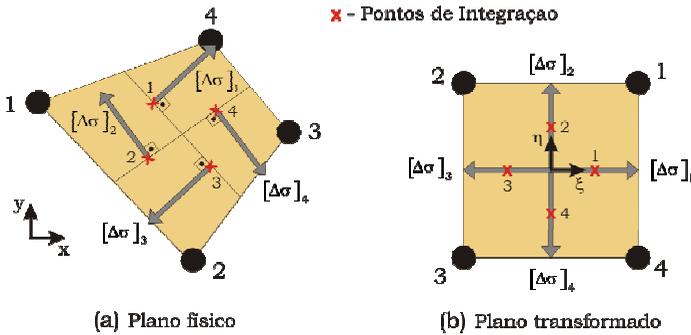


Figura 5 - Vetores área de face no elemento do plano físico transformado com suas orientações.

onde  $[\Delta S]_f^T$  representa o vetor área da face  $f$  com orientação definida em relação ao elemento em que se encontra essa face, sendo obtido pela equação

$$[\Delta S]_f = h [R] [J]_f^T [\Delta \sigma]_f \quad (2.22)$$

onde  $h$  é a espessura do reservatório,  $[R]$  a matriz de rotação,  $[\Delta \sigma]_f$ , o vetor de componentes  $\Delta \xi$  e  $\Delta \eta$ . A matriz de rotação e o vetor de componentes são definidos por

$$[R] = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

$$\begin{aligned} [\Delta\sigma]_1 &= \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}; & [\Delta\sigma]_2 &= \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}; \\ [\Delta\sigma]_3 &= \begin{bmatrix} -1 \\ 0 \end{bmatrix} & e & [\Delta\sigma]_4 = \begin{bmatrix} 0 \\ -1 \end{bmatrix}; \end{aligned} \quad (2.24)$$

Precisamos agora definir o volume de controle, que é a soma dos quatro subvolumes de cada elemento ao redor do nó, pois os elementos são todos quadriláteros, assim,

$$\Delta V_p = \sum_{e \in E_p} \{\Delta V_s\}_e \quad (2.25)$$

onde  $s$  representa cada subvolume que contribui para o volume de controle analisado. Pode-se concluir que cada subvolume possui volume numericamente igual ao jacobiano da transformação, avaliado no centróide do subvolume (HURTADO, 2005).

Devido à geometria do domínio não mudar com o tempo, assim como a permeabilidade do meio, é possível definir um operador a ser calculado no início da simulação para ser utilizado ao longo do processo. Esse operador  $([b]_f)$  é definido por

$$[b]_f^T \equiv [\Delta S]_f^T [K]_e ([J]^T)^{-1} [D]^T \quad (2.26)$$

Reescrevendo a equação (2.21) utilizando o operador geométrico, tem-se

$$(\bar{v}_T)_f^n \cdot \Delta \bar{S}_f = \pm (\lambda_T)_f^n [b]_f^T [\hat{P}]_e \quad (2.27)$$

Assim, a contribuição de cada elemento na equação (2.14) pode ser aproximada por

$$\sum_{e \in E_p} \left\{ \sum_{f \in C_p} (\bar{v}_T)_f^n \cdot \Delta \bar{S}_f \right\}_e \approx \left\{ (\lambda_T)_a^n [b]_a^T - (\lambda_T)_b^n [b]_b^T \right\}_e [\hat{P}]_e \quad (2.28)$$

onde  $a$  e  $b$  são os índices locais das faces em que o vetor  $[\Delta S]$  aponta para fora do volume de controle e para dentro, respectivamente. Utilizando a forma matricial para o lado

direito da equação acima para um elemento quadrilátero, tem-se

$$[A^P]_e [\hat{P}]_e^n \equiv \begin{bmatrix} (\lambda_T)_1^n [b]_1^T - (\lambda_T)_2^n [b]_2^T \\ (\lambda_T)_2^n [b]_2^T - (\lambda_T)_3^n [b]_3^T \\ (\lambda_T)_3^n [b]_3^T - (\lambda_T)_4^n [b]_4^T \\ (\lambda_T)_4^n [b]_4^T - (\lambda_T)_1^n [b]_1^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{P}_1 \\ \hat{P}_2 \\ \hat{P}_3 \\ \hat{P}_4 \end{bmatrix}_e^n \quad (2.29)$$

Com a definição da matriz global  $[A^P]$ , podemos definir o sistema de equações lineares que permite calcular o campo de pressão no domínio da solução para cada nível de tempo  $n$ . Sendo  $[B^P]$  o vetor global de termos independentes, podemos escrever o sistema na seguinte forma

$$[A^P][\hat{P}]^n = [B^P] \quad (2.30)$$

Assumindo conhecido o campo de saturação no tempo  $n$  e depois de resolvido a campo de pressão, podemos obter o campo de saturação no tempo  $n+1$  utilizando a equação (2.15), que pode ser reescrita como

$$\hat{s}_p^{n+1} = \hat{s}_p^n - \frac{\Delta t^n}{\phi_p \Delta V_p} \sum_{e \in E_p} \left\{ \sum_{f \in \mathbb{C}_p} (\pm) F_f^n (q_T)_f^n \right\} \quad (2.31)$$

onde  $(q_T)_f^n$  é a vazão que atravessa uma face.

Utilizando o operador geométrico anteriormente definido esta quantidade pode ser expressa por

$$(q_T)_f^n = (\lambda_T)_f^n [b]_f^T [\hat{P}]_e^n \quad (2.32)$$

Para obtenção dos valores da função fluxo fracionário  $(F_f^n)$  nos centróides das faces dos subvolumes de controle é utilizado o esquema de um ponto a montante, assim,

$$F_f^n = \hat{F}_{pu} \quad (2.33)$$

Na obtenção dos valores da mobilidade é empregada a interpolação linear. Assim, com auxílio das funções de forma

$$(\lambda_T)_f^n = [N]_f^T [\hat{\lambda}_T]_e^n \quad (2.34)$$

Maiores detalhes sobre esses esquemas de interpolação, assim como as etapas de discretização utilizados podem ser verificados em Hurtado (2005) e Maliska et al. (2008). No EbFVM, os elementos são tratados individualmente através das coordenadas locais, assim é necessário utilizar um sistema de numeração que permita identificar cada elemento na matriz global de coeficientes. Os detalhes da formação dessa matriz podem ser encontrados em Hurtado (2005) e Cordazzo (2006).

Esses itens não estão sendo abordados nesse capítulo devido à existência de trabalhos utilizando o EbFVM em meios porosos. A formulação do problema para a determinação do comportamento do escoamento no reservatório, com os cuidados devidos ao acoplamento, este sim, novidade neste trabalho, pode ser considerado resolvido e não se constitui em contribuições deste trabalho. O foco principal do trabalho é analisar o escoamento no interior do poço horizontal e seu acoplamento com o reservatório, o que será abordado nos capítulos seguintes.

Estando equacionado o problema do escoamento no reservatório, o próximo capítulo é dedicado ao problema do escoamento no interior do poço horizontal.



### 3 POÇO HORIZONTAL

#### 3.1 Introdução

Existem na literatura diversos métodos de completção do poço produtor e vários os fatores que determinam a escolha da completção a ser utilizada, como, propriedades físicas da rocha reservatório, presença de areia etc. Dentre os diversos métodos é possível destacar 03 (três) tipos básicos, ilustrados na Figura 6, que são: completção a poço aberto, liner rasgado e revestimento canhoneado (GARCIA, 1997).

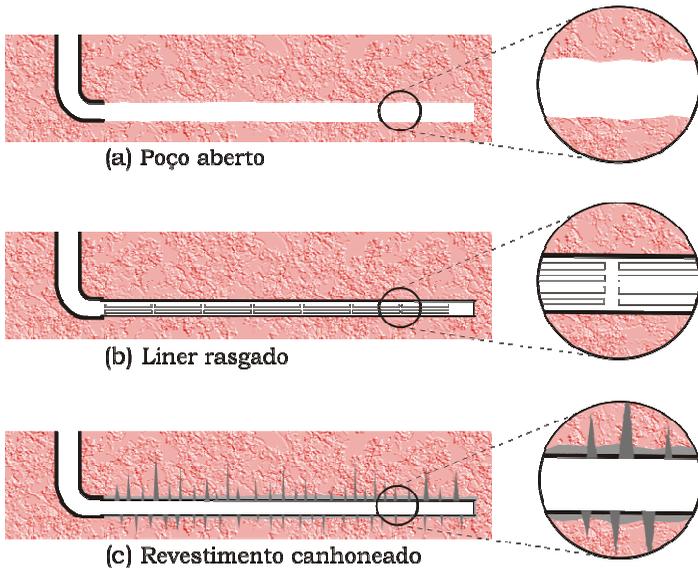


Figura 6 - Tipos diferentes de completções.

Nesse trabalho não é importante o método de completção empregado, pois independente do método físico de completção, o resultado na simulação sempre será uma entrada de massa no poço, vinda do reservatório. As telas, pedras especiais e canhoneio que possam ser adicionadas na interface, podem ser representados por

coeficientes hidráulicos distintos na formulação deste trabalho. Mesmo assim, alguns comentários são aqui tecidos sobre estes métodos, mesmo sendo utilizado neste trabalho a completação a poço aberto, onde toda a área do poço fica em contato com o reservatório. Diferente dos demais métodos, nessa completação não são necessários revestimento e cimentação, tampouco canhoneio. Entretanto, esse método é recomendado em alguns casos, por exemplo, onde a rocha reservatório é do tipo bem consolidada ou quando não existe excesso de areia na formação.

O segundo e o terceiro tipo descritos na figura têm aplicações específicas de acordo com a característica de cada tipo de rocha onde o petróleo é encontrado. O revestimento com *liner* rasgado é utilizado em casos que pode ocorrer desmoronamento da rocha onde o poço é perfurado e também onde existe risco de obstrução do poço devido a presença de areia. Nesse caso juntamente com o *liner* são utilizadas telas de contenção.

O método mais comum de completação envolve cimentação do revestimento na área de interesse, onde a comunicação entre poço e reservatório é realizada através de buracos perfurados no revestimento e no cimento, denominados canhoneados.

### **3.2 Comportamento do Escoamento em Poços Horizontais**

Analisando os históricos de produção de poços horizontais, é possível estabelecer um padrão de comportamento para algumas variáveis, como fluxo na interface do reservatório e poço, produção de óleo e variação da pressão ao longo do poço horizontal. Para o caso específico de reservatório e poço horizontal com completação do tipo poço aberto, o comportamento esperado dessas variáveis é ilustrado na Figura 7.

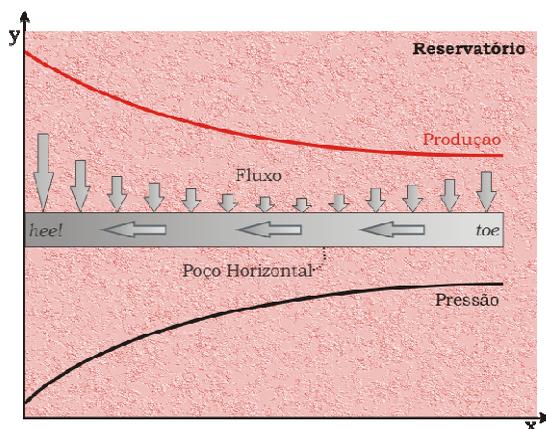


Figura 7 – Comportamento típico do fluxo local em um poço horizontal.

A configuração descrita na Figura 7 é uma situação idealizada que considera um reservatório de propriedades constantes onde o fluxo local no início do poço tem maior magnitude em função da área de drenagem ser maior naquela posição.

Outra observação sobre a figura anterior é com referência a nomenclatura. No desenvolvimento desse trabalho foi seguida a mesma nomenclatura utilizada na literatura para se referir a duas localizações nos poços horizontais. A extremidade do poço é convencionalmente chamada de *toe* e o oposto, que coincide com o local próximo à curva onde o fluido irá escoar na vertical até a cabeça do poço, é denominado *heel*. Desse ponto em diante, nesse trabalho também serão utilizadas essas mesmas denominações quando o item em questão estiver se referindo a poços horizontais.

### 3.3 Modelo Homogêneo

Uma das hipóteses consideradas no presente trabalho é que o escoamento no interior do poço é bifásico e imiscível. Portanto, é necessário utilizar um modelo para descrever o comportamento das duas fases (água e óleo) no

interior do poço. A Figura 8 ilustra de uma maneira geral, as diferentes abordagens encontradas na literatura para descrever o comportamento dos escoamentos multifásicos.

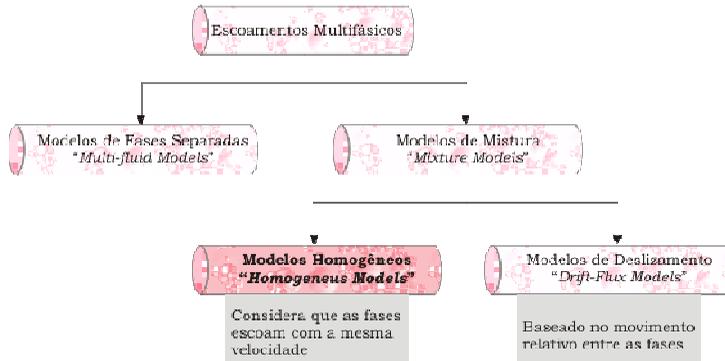


Figura 8 – Esquema representativo dos modelos de escoamentos.

No presente trabalho o modelo escolhido foi o modelo homogêneo. Este modelo é baseado na hipótese de que determinadas variáveis de escoamento podem ser consideradas as mesmas para todas as fases. Se a hipótese de homogeneidade pode ser adotada, então pode-se utilizar uma única equação de conservação para todas as fases, como se fosse uma mistura perfeita (PALADINO, 2001). Utilizando a definição da saturação já mencionada nesse texto é possível encontrar uma relação para a velocidade média, como

$$u_m = u_w s_w + u_o s_o \quad (3.1)$$

### 3.4 Equações do Escoamento no Interior do Poço Horizontal

O escoamento ao longo de um poço horizontal pode ser modelado considerando o poço como um duto perfurado com entrada de massa pela parede lateral. Na determinação das equações que regem esse escoamento, o poço horizontal foi tratado como ilustrado na Figura 9.

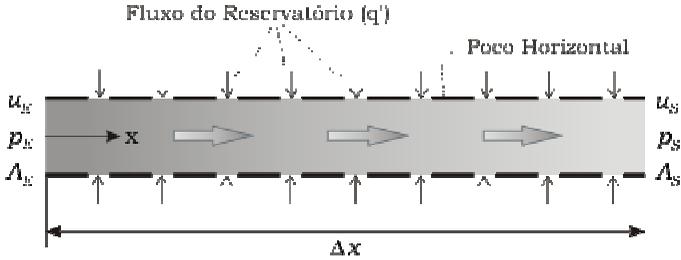


Figura 9 – Volume de controle no poço horizontal idealizado.

O balanço de massa para a fase água no volume de controle de comprimento  $\Delta x$  ilustrado na Figura 9 é dado por

$$(\rho_w A_w u_w)_E + \rho_w q_w^r - (\rho_w A_w u_w)_S = \frac{\Delta}{\Delta t} (S_w \rho_w V) \quad (3.2)$$

onde o subíndice  $e$  e  $s$  representam entrada e saída de massa pelas extremidades do poço horizontal e  $w$  indica a fase água. Os termos  $\rho_w$ ,  $A_w$  e  $u_w$  são a massa específica, a área da secção transversal ocupada pela fase no poço horizontal e a velocidade da fase água. A saturação da água é representada por  $S_w$ ,  $V$  é a magnitude do volume de controle e  $q_w^r$  a vazão volumétrica da fase água do reservatório que entra no poço horizontal. Se  $\Delta x$  é o comprimento do volume de controle, o seu volume será dado por  $V = A \Delta x$ . Substituindo a área da fase água pelo produto da saturação pela área total ( $A_w = S_w A$ ), resulta em

$$(\rho_w S_w A u_w)_E + \rho_w q_w^r - (\rho_w S_w A u_w)_S = \frac{\Delta}{\Delta t} (S_w \rho_w A \Delta x) \quad (3.3)$$

Admitindo constante a secção do poço horizontal e também a massa específica da água, é possível dividir a equação por  $\rho_w A \Delta x$  obtendo uma equação para a fase água.

$$\frac{(S_w u_w)_E - (S_w u_w)_S}{\Delta x} + \frac{q_w^r}{V} = \frac{\Delta}{\Delta t} (S_w) \quad (3.4)$$

Com as mesmas considerações é obtida a equação para a fase óleo, representada por

$$\frac{(S_o u_o)_E - (S_o u_o)_S}{\Delta x} + \frac{q_o^r}{V} = \frac{\Delta}{\Delta t} (S_o) \quad (3.5)$$

Somando as equações de cada fase, obtém-se uma expressão para a conservação da massa total.

$$\frac{(S_w u_w + S_o u_o)_E - (S_w u_w + S_o u_o)_S}{\Delta x} + \frac{q_T^r}{V} = \frac{\Delta}{\Delta t} (S_w + S_o) \quad (3.6)$$

Utilizando a equação de restrição volumétrica, onde a soma das saturações é igual a unidade, tem-se

$$\frac{(S_w u_w + S_o u_o)_E - (S_w u_w + S_o u_o)_S}{\Delta x} + \frac{q_T^r}{V} = 0 \quad (3.7)$$

Introduzindo a definição de velocidade média, da seção anterior, é possível reescrever a equação (3.7) da seguinte maneira

$$\frac{(u_m)_E - (u_m)_S}{\Delta x} + \frac{q_T^r}{V} = 0 \quad (3.8)$$

Considerando o limite  $\Delta x \rightarrow 0$  obtém-se a equação da conservação da massa em sua forma diferencial

$$\frac{\partial u_m}{\partial x} = \frac{q_T^r}{V} \quad (3.9)$$

O balanço de quantidade de movimento para o volume de controle pode ser escrito, para o caso unidimensional considerado, como

$$(\dot{m} u)_{entra} - (\dot{m} u)_{sai} + \sum F_x = \frac{\Delta}{\Delta t} (\dot{m} u)_{VC} \quad (3.10)$$

Com base no volume de controle na ilustração da Figura 9, é possível escrever os primeiros dois termos do lado esquerdo como  $(\rho u^2 A)_E - (\rho u^2 A)_S$ . O somatório das forças, representado pelo terceiro termo, compreende as forças devidas à pressão  $(PA)_E - (PA)_S$  e também a força de atrito na parede, dada por  $\tau p \Delta x$ , onde  $\tau$  representa a

tensão cisalhante e  $p$  o perímetro da seção do poço. Substituindo essas expressões na equação (3.10), tem-se

$$\left[ (\rho u^2 A)_E - (\rho u^2 A)_S \right] + [(P A)_E - (P A)_S] - \tau p \Delta x = \frac{\Delta}{\Delta t} (\rho u A \Delta x) \quad (3.11)$$

O sinal negativo do termo que representa a força viscosa é devido ao atrito ser contrário ao movimento. Dividindo a equação por  $\Delta x$  e considerando os limites  $\Delta x \rightarrow 0$  e  $\Delta t \rightarrow 0$ , obtém-se a equação em sua forma diferencial

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho u A) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho u^2 A) = -\frac{\partial}{\partial x} (P A) - \tau p \quad (3.12)$$

Admitindo que a seção do poço horizontal é constante, a equação anterior pode ser dividida pela área, assim

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho u) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho u^2) = -\frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\tau p}{A} \quad (3.13)$$

Considerando também que além de constante o poço horizontal possui seção circular, tem-se que  $A = \pi d^2/4$  e  $p = \pi d$ . Além disso, o fator de atrito de Darcy é dado por  $f = 8\tau/\rho u^2$ . Introduzindo essas definições é possível reescrever a equação (3.13) da seguinte forma

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho u) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho u^2) = -\frac{\partial P}{\partial x} - \frac{f \rho u^2}{2d} \quad (3.14)$$

Considerando que ambas as fases escoam com a mesma velocidade e utilizando o subíndice  $m$  para indicar as variáveis médias, a equação de conservação da quantidade de movimento para a mistura pode ser escrita da seguinte forma

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_m u_m) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho_m u_m^2) = -\frac{\partial P}{\partial x} - \frac{f_m \rho_m u_m^2}{2d} \quad (3.15)$$

Para o caso da fase água, a equação evolutiva da saturação é proveniente da equação (3.4), que depois de fazer o limite de  $\Delta x \rightarrow 0$  e  $\Delta t \rightarrow 0$  e rearranjar os termos tem a seguinte forma

$$\frac{\partial}{\partial t}(S_w) + \frac{\partial}{\partial x}(S_w u_w) = \frac{q_w^r}{V} \quad (3.16)$$

Na obtenção da saturação da fase óleo é utilizada a equação de restrição volumétrica.

### 3.5 Discretização das Equações

Como já mencionado anteriormente, o modelo de escoamento considerado para o poço horizontal é 1D, portanto, na aproximação numérica das equações diferenciais, o poço horizontal pode ser idealizado como uma linha segmentada em que cada segmento corresponde a um volume de controle. Ainda, dada a estrutura das equações do modelo considerado, um arranjo de variáveis desencontrado simplifica significativamente a solução do conjunto de equações discretizadas. Neste arranjo, a pressão é calculada nos centros dos volumes de controle, enquanto que a velocidade é calculada nas interfaces entre volumes. A Figura 10 representa a malha utilizada para a discretização da equação da conservação da massa. Além da pressão, a saturação também está armazenada no centro dos volumes de controle do poço horizontal.

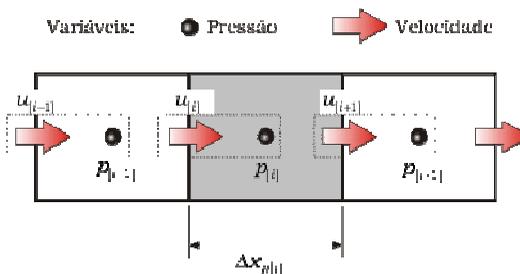


Figura 10 – Malha para a pressão e velocidade, utilizada na discretização do poço horizontal.

A integração no espaço para a equação da conservação da massa (3.9) resulta

$$\int \frac{\partial u_m}{\partial x} dx = \int \frac{q_T^r}{V} dx \quad (3.17)$$

$$u_{m[i+1]} - u_{m[i]} = \frac{q_{T[i]}^r \Delta x_{p[i]}}{V_{[i]}} \quad (3.18)$$

A equação acima pode ser reescrita numa forma mais conveniente, isolando a velocidade  $u_{m[i+1]}$

$$u_{m[i+1]} = u_{m[i]} + \frac{q_{T[i]}^r \Delta x_{p[i]}}{V_{[i]}} \quad (3.19)$$

A simplificação de domínio 1D para o poço horizontal permite que a velocidade em uma face possa ser calculada com os valores da velocidade da face vizinha. Essa condição possibilita a utilização de um procedimento de marcha para o cálculo das velocidades ao longo do poço. Mais detalhes desse procedimento será abordado no próximo capítulo.

Conforme mencionado anteriormente, além da equação da conservação da massa é necessária também uma equação para saturação no interior do poço horizontal, para isso a integração da equação (3.16), que representa a saturação da fase água, resulta em

$$\iint \frac{\partial}{\partial t} (S_w) dt dx + \iint \frac{\partial}{\partial x} (S_w u_w) dt dx = \iint \frac{q_w^r}{V} dt dx \quad (3.20)$$

$$\begin{aligned} (S_{w[i]} - S_{w[i]}^0) \Delta x_{p[i]} + (S_{w[i+1]} u_{w[i+1]} - S_{w[i]} u_{w[i]}) \Delta t = \\ \frac{q_{w[i]}^r}{V_{[i]}} \Delta x_{p[i]} \Delta t \end{aligned} \quad (3.21)$$

Isolando  $S_{w[i]}$ , obtém-se

$$S_{w[i]} = \left( \frac{1}{\Delta x_{p[i]} - u_{w[i]} \Delta t} \right) \left( \frac{q_{w[i]}^r}{V_{[i]}} \Delta x_{p[i]} \Delta t + S_{w[i]}^0 \Delta x_{p[i]} - S_{w[i+1]} u_{w[i+1]} \Delta t \right) \quad (3.22)$$

A malha para a discretização da equação da quantidade de movimento é mostrada na figura abaixo.

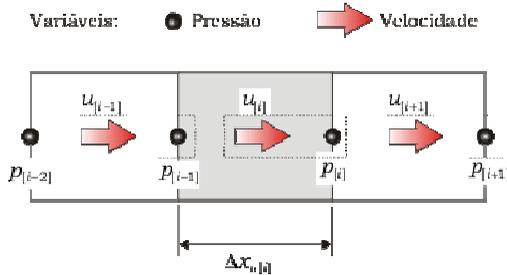


Figura 11 – Malha para a velocidade, utilizada na discretização do poço horizontal.

Integrando no tempo e no espaço a equação (3.15), obtém-se

$$\iint \frac{\partial}{\partial t} (\rho_m u_m) dt dx + \iint \frac{\partial}{\partial x} (\rho_m u_m^2) dt dx = \iint -\frac{\partial P}{\partial x} dt dx - \iint \frac{f_m \rho_m u_m^2}{2d} dt dx \quad (3.23)$$

Utilizando esquema de interpolação do tipo *upwind* para o termo advectivo e diferenças centrais para o termo da pressão, já que o primeiro é parabólico e o segundo elíptico, tem-se

$$\left( \rho_{m[i]} u_{m[i]} - \rho_{m[i]}^o u_{m[i]}^o \right) \Delta x_{u[i]} + \left( \rho_{m[i+1]} u_{m[i+1]}^2 - \rho_{m[i]} u_{m[i]}^2 \right) \Delta t = - \left( P_{[i]} - P_{[i-1]} \right) \Delta t - \frac{f_{m[i]} \rho_{m[i]} u_{m[i]}^2}{2d} \Delta x_{u[i]} \Delta t \quad (3.24)$$

Dividindo a equação por  $\Delta t$  e isolando  $P_{[i-1]}$ , tem-se

$$P_{[i-1]} = P_{[i]} + \left( \rho_{m[i]} u_{m[i]} - \rho_{m[i]}^o u_{m[i]}^o \right) \frac{\Delta x_{[i]}}{\Delta t} + \rho_{m[i+1]} u_{m[i+1]}^2 - \rho_{m[i]} u_{m[i]}^2 + \frac{f_{m[i]} \rho_{m[i]} u_{m[i]}^2}{2d} \Delta x_{[i]} \quad (3.25)$$

Assim como no caso da equação de conservação da massa, esta equação mostra que para o cálculo da pressão ao longo do poço pode ser adotado um procedimento de marcha. Portanto, a resolução das equações discretizadas não precisa da solução de sistemas lineares de equações.

Para finalizar a formulação é necessário adotar alguma correlação para o cálculo do fator de atrito. Diferentemente de alguns modelos propostos na literatura que calculam esse fator para o regime laminar através de uma expressão analítica e uma correlação para o regime turbulento, nesse trabalho é utilizada uma única correlação válida para todos os regimes, a correlação de Churchill (CHURCHILL, 1977), dada pela relação matemática

$$f_m = 8 \left[ \left( \frac{8}{\text{Re}} \right)^{12} + \frac{1}{(A+B)^{3/2}} \right]^{1/12} \quad (3.26)$$

onde os parâmetros  $A$  e  $B$  são dados, respectivamente, por

$$A = \left\{ 2,457 \ln \left[ \left( \frac{7}{\text{Re}} \right)^{0,9} + 0,27 \frac{e}{d} \right]^{-1} \right\}^{16} \quad (3.27)$$

$$B = \left( \frac{37530}{\text{Re}} \right)^{16} \quad (3.28)$$

Nas equações acima, além do diâmetro ( $d$ ),  $e$  é a rugosidade,  $\text{Re}$  é o número de Reynolds ( $\text{Re} = \rho u d / \mu$ ) e a relação  $e/d$  representa a rugosidade relativa.

Duas ressalvas devem ser mencionadas sobre a correlação na obtenção do fator de atrito. A primeira delas

é que a correlação de Churchill foi desenvolvida para escoamentos monofásicos e a segunda, que o tratamento dado nesse trabalho ao poço horizontal de duto perfurado com entrada de massa é diferente da situação de duto fechado para o qual a correlação foi estabelecida. Não é um objetivo deste trabalho escolher ou empregar a melhor correlação para o fator de atrito, mas sim desenvolver uma metodologia que, depois, possa ser testada com diferentes coeficientes de atrito. É importante salientar que a determinação do coeficiente de atrito para escoamentos em dutos com entrada lateral de massa é um assunto de vanguarda na literatura. Sua determinação requer medições experimentais ou simulações numéricas precisas considerando escoamentos multifásicos e possivelmente turbulentos.

## **4 ACOPLAMENTO POÇO HORIZONTAL E RESERVATÓRIO**

### **4.1 Introdução**

Na literatura são relacionados dois métodos de solução para o problema que envolve poços horizontais e reservatórios de petróleo, os acoplados e os segregados. Nos métodos denominados acoplados, todas as equações são resolvidas simultaneamente em um único sistema linear, enquanto que para os métodos segregados é necessário estabelecer uma forma de acoplamento entre as equações que descrevem o comportamento do fluido no meio poroso (reservatório) e as equações de Navier-Stokes (poço horizontal).

Esse trabalho é enquadrado no segundo tipo, pois se propõe a estabelecer um método de acoplamento entre o poço horizontal e o reservatório de forma segregada, procurando evitar os problemas de mal-condicionamento da matriz de coeficientes quando a forma acoplada é empregada devido as diferentes escalas dos problemas do reservatório e do poço. Esse acoplamento é fortalecido pela utilização de um método numérico conservativo, sendo possível garantir que todo fluxo que atravessa a fronteira do poço seja proveniente do reservatório, sem geração ou sumidouro de fluxo.

Quanto ao tamanho do domínio em estudo, são encontrados na literatura trabalhos que dividem o mesmo em partes simétricas. Essa divisão permite resolver com melhor precisão cada parte com a vantagem de redução do tempo computacional, visto que esses tempos na simulação de reservatórios são elevados. Considerando uma divisão do domínio em 04 partes, é possível chegar à solução com quase um quarto do tempo comparando com o domínio completo, entretanto, a desvantagem desse tratamento é que a condição de simetria é difícil de ser encontrada em problemas reais. A escolha do domínio de solução depende sempre da análise do problema em questão e não pode ser uma regra. Conforme as exigências

e requisitos do problema esta hipótese (simetria) pode ser feita ou não.

Outra importante questão que surge na discretização do domínio é a diferença na ordem de grandeza entre as malhas utilizadas no reservatório e no poço horizontal. Utilizando malhas não-estruturadas é possível discretizar o domínio de três diferentes maneiras, que são: poço horizontal coincidente com a malha do reservatório, poço coincidente com a malha do reservatório, mas com refino localizado e poço não coincidente com a malha do reservatório. Essas três maneiras estão ilustradas nas figuras seguintes.

Na Figura 12 é ilustrado o primeiro caso mencionado, quando as malhas do poço horizontal e do reservatório são coincidentes. Tratando-se de soluções segregadas, nessa e nas demais situações é necessário encontrar uma forma de relacionar as pressões dos nós do reservatório com as pressões do poço horizontal e também uma forma de relacionar os fluxos ao longo da interface.

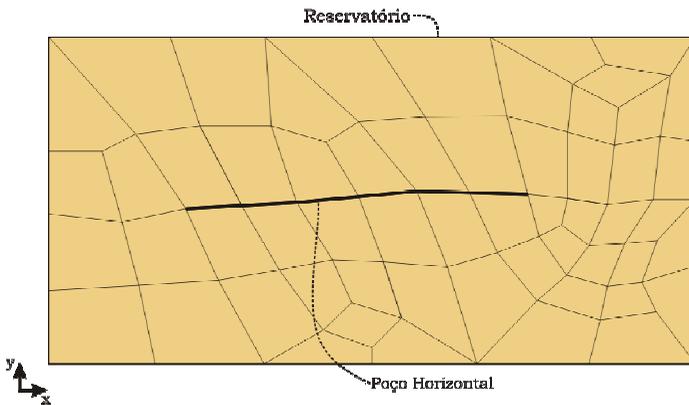


Figura 12 – Malha do poço horizontal coincidente com malha do reservatório.

A outra possibilidade, com as malhas coincidentes, é realizar um refino na malha do reservatório ao longo do poço horizontal como demonstrado na Figura 13.

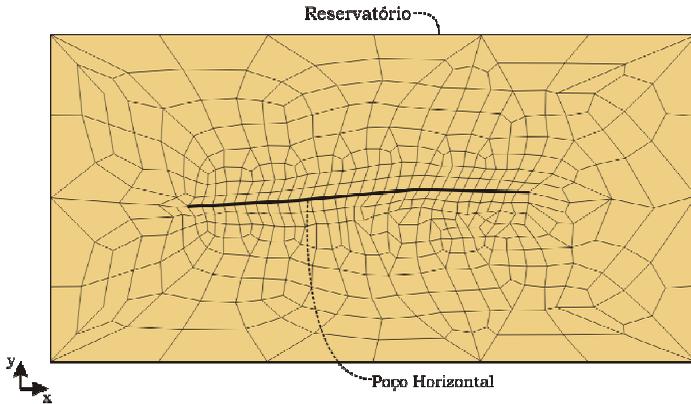


Figura 13 – Malhas coincidentes e com refinamento localizado.

A terceira situação, quando o poço não é coincidente com a malha do reservatório, está ilustrada na Figura 14.

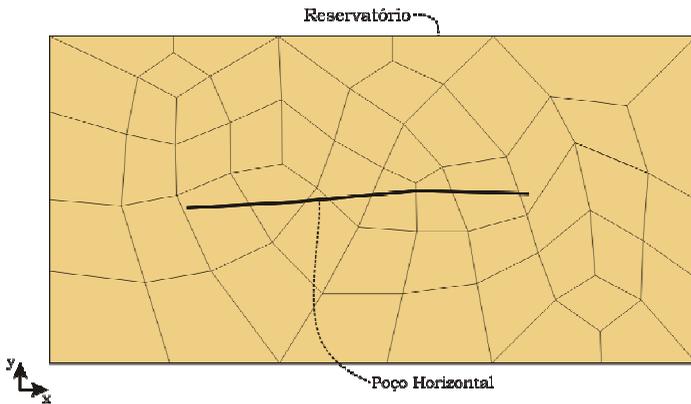


Figura 14 – Poço horizontal não coincidente com malha do reservatório.

Nos três casos existe a necessidade de um modelo de poço que conecte as pressões do poço com as do reservatório. No segundo caso, se a malha for extremamente refinada no reservatório nas vizinhanças do poço, então a solução local estará sendo satisfeita e o

modelo de poço não é requerido. Os modelos de poços diferem quando o poço coincide com os nós da malha do reservatório ou não, e esta é uma questão importante na literatura e em aberto.

A segunda situação descrita é a que será abordada nesse trabalho. Entretanto, mesmo com a opção de refino localizado ao redor do poço horizontal, a dimensão das malhas utilizadas não é suficiente para captar os altos gradientes de pressão que ocorrem ao redor do poço. Como a velocidade de escoamento é proporcional ao gradiente de pressão, um possível erro nos valores da pressão pode provocar erros na avaliação do fluxo na interface. Para contornar isso, é usual utilizar os chamados modelos de poço, que relacionam as pressões dos nós ao longo do poço com os nós dos elementos vizinhos. Modelos de poços nada mais são do que soluções locais que fazem a ligação entre as pressões do poço e reservatório. Em geral essas soluções locais são analíticas e definem um índice de produtividade do poço, assunto abordado na próxima seção.

## **4.2 Índice de Produtividade para Poços Verticais**

Os reservatórios possuem, em geral, extensas áreas, que podem variar de centenas de metros até quilômetros, diferentemente do diâmetro dos poços horizontais que variam na ordem de centímetros. Devido a essa acentuada diferença de dimensões, uma malha normalmente utilizada na discretização dos reservatórios não é capaz de captar as variações das propriedades do escoamento nas proximidades do poço. Atualmente, mesmo que um refino localizado seja realizado ao redor do poço, não é possível avaliar os gradientes de pressão próximos ao poço e conseqüentemente o escoamento pode não ser bem resolvido na interface. Nesses casos, um modelo baseado em soluções analíticas simplificadas para o escoamento ao redor do poço, tem sido largamente utilizado.

Desde o surgimento dos poços horizontais várias publicações foram realizadas utilizando maneiras diferentes para o cálculo do índice de poço. Esses índices consideram que o escoamento ortogonal ao eixo do poço

horizontal, pode ser circular, elíptico, retangular ou mistos. Alguns autores inicialmente consideraram índices de poço constante para poços horizontais, mas essa aproximação não representa a realidade, principalmente em casos de reservatório com baixa permeabilidade. Nessas situações ocorre um aumento acentuado do fluxo proveniente do reservatório na região próxima ao *heel* e esse aumento é responsável pelo *breakthrough*. O problema do *breakthrough* é de tal importância em casos de poços horizontais que alguns autores têm proposto técnicas diferentes de completação, a fim de corrigir o perfil do fluxo ao longo do poço, tornando-o mais uniforme. Essas técnicas vão desde a diminuição do intervalo de perfuração próximo ao *heel*, em casos de completações canhoneadas, até a colocação de um revestimento interno para controlar o fluxo nessa região (BREKKE, 1994).

Anklam e Wiggins (2005) realizaram uma revisão de vários métodos para cálculo do índice de produtividade de poços horizontais publicados até então. Os autores concluíram o que é esperado para a maioria das situações, que a aproximação de condutividade infinita, onde a pressão é considerada constante ao longo do poço não é válida para poços horizontais, pois ocorre variação de pressão ao longo do mesmo. Os autores também desenvolveram um novo modelo para avaliar o índice de produtividade.

Hill e Zhu (2006) propuseram um método para cálculo do índice de poço e introduziram um novo número adimensional (*Horizontal Well Number*). Essa grandeza relaciona a permeabilidade do reservatório, comprimento e diâmetro do poço horizontal e também um fator de geometria do reservatório. Com a utilização de dois números adimensionais, (Número de *Reynolds* e *Horizontal Well Number*), os autores relacionaram a queda de pressão ao longo do poço horizontal com a queda de pressão no reservatório e também demonstraram a influência do aumento da permeabilidade do reservatório no comportamento do índice de produtividade.

Um dos modelos largamente utilizado em simulações de reservatórios é o desenvolvido por Peaceman

(1977). Em seu trabalho, o autor realizou algumas simplificações, que são: escoamento incompressível e monofásico, fluxo radial permanente e meio isotrópico (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). A Figura 15 ilustra o problema formulado por Peaceman (1977).

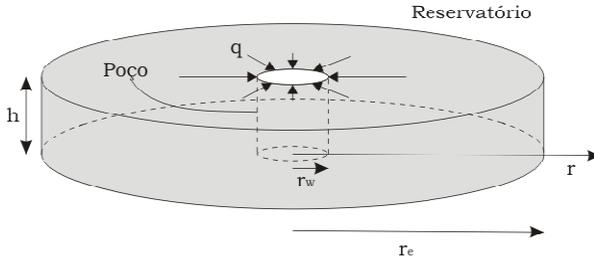


Figura 15 – Hipótese de fluxo radial para cálculo do índice de produtividade.

Utilizando a equação de Darcy em coordenadas cilíndricas,

$$v_r = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (4.1)$$

Assim, escrevendo a velocidade em função do fluxo e da área, e integrando entre o raio do poço ( $r_w$ ) e um raio genérico ( $r$ ), é possível obter uma expressão para a variação da pressão, por

$$P(r) = P_w + \frac{q\mu}{2\pi hK} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (4.2)$$

Peaceman (1977) introduziu o conceito de raio equivalente  $r_0$ , definido como a posição radial onde a pressão nodal calculada numericamente tem o mesmo valor da pressão calculada pela expressão analítica. Assim é possível obter uma relação entre vazão e queda de pressão

$$q = \frac{2\pi hK}{\mu \ln(r_0/r_w)} (P_p - P_w) \quad (4.3)$$

onde o  $P_p$  representa a pressão nodal. A partir da equação (4.3) pode-se definir o índice de produtividade (IP), por

$$IP = \frac{2\pi hK}{\ln(r_0/r_w)} \quad (4.4)$$

Esse índice de produtividade descrito, obtido através das simplificações, é utilizado em casos de poços verticais e domínios tridimensionais. Entretanto, para o problema em estudo, que considera o reservatório bidimensional, algumas modificações devem ser realizadas.

### 4.3 Índice de Produtividade para Poços Horizontais

O índice de produtividade descrito por Peaceman (1977) é utilizado em casos de poços verticais. Com a crescente utilização dos poços horizontais vários índices de produtividade foram propostos na literatura e um desses modelos é descrito por Joshi (JOSHI, 1991), calculado por

$$IP = \frac{2\pi kh}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 + (L/2)^2}}{L/2}\right) + (h/L)\ln[h/(2r_w)]} \quad (4.5)$$

onde  $a = (L/2)\left[0,5 + \sqrt{0,25 + (2r_{eh}/L)^4}\right]^{0,5}$ ,  $r_w$  representa o raio do poço,  $r_{eh}$  o raio de drenagem do poço horizontal,  $h$  a espessura do reservatório e  $L$  o comprimento total do poço horizontal. O raio de drenagem é o raio de um círculo de área equivalente a área de drenagem ou de influência de um poço horizontal.

Foi obtido no presente trabalho um índice de produtividade para cada segmento entre os nós do poço horizontal, por isso no valor do comprimento total  $L$  foi atribuído o valor da distância entre os nós do poço horizontal. Para a espessura do reservatório foi considerado o valor unitário e para o valor do raio de drenagem  $r_{eh}$  foi atribuído o valor do raio equivalente  $r_0$ , descrito na secção anterior.

Nesse momento é importante enfatizar as adaptações no cálculo do índice de produtividade proposto por Joshi com o utilizado nesse trabalho. Os modelos analíticos e o descrito acima fornecem um valor único de índice de produtividade enquanto que o método proposto nesse trabalho fornece um valor de índice de produtividade para cada nó em que o poço é discretizado. Essas adaptações foram necessárias para possibilitar a comparação do índice de produtividade proposto com um modelo descrito na literatura.

#### 4.4 Índice de Produtividade Proposto

Como estamos trabalhando com uma situação idealizada 2D, mas que é suficiente para testar o algoritmo de acoplamento, objeto deste trabalho, é necessário desenvolver um modelo de poço cujo comportamento nas vizinhanças do poço não seja radial. Considerando um domínio bidimensional para o reservatório e unidimensional para o poço horizontal, o comportamento esperado do fluxo do reservatório para o poço é ilustrado na Figura 16. A espessura do reservatório nessa situação é considerada unitária.

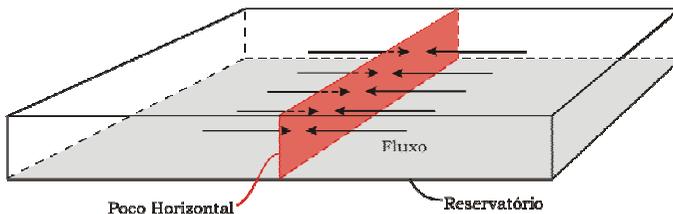


Figura 16 – Fluxo do reservatório para o poço horizontal no modelo proposto.

Representando o poço horizontal em um sistema de coordenadas ortogonal, sendo o poço coincidente com o eixo coordenado  $x$  (Figura 17), e utilizando a lei de Darcy para fluxo no meio poroso, é possível escrever o fluxo no poço para um elemento infinitesimal  $dx$ , como

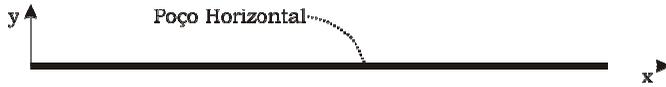


Figura 17 – Poço horizontal coincidente com o eixo coordenado x.

$$-\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dy} = \frac{q}{\Delta x} \quad (4.6)$$

Assim como para poços verticais, a pressão é considerada apenas variável com a coordenada  $y$ , e estamos também considerando que o fluxo nesse trecho infinitesimal depende somente dessa coordenada. Integrando a equação (4.6) de  $y_{hw}$  até um  $y$  qualquer, obtemos uma expressão para a variação da pressão

$$P(y) = P_W + \frac{q \mu (y - y_{hw})}{K \Delta x} \quad (4.7)$$

Utilizando o mesmo conceito de raio equivalente (posição onde a pressão nodal calculada numericamente tem o mesmo valor da pressão analítica) de Peaceman, com a diferença que nesse caso a coordenada equivalente ( $y_0$ ) leva em consideração apenas um lado do poço horizontal, e admitindo somente o sentido positivo do eixo coordenado, podemos escrever a equação para a vazão como

$$q = \frac{K \Delta x}{\mu (y_0 - y_{hw})} (P_p - P_W) \quad (4.8)$$

Onde o  $P_p$  representa a pressão nodal e, assim como no caso de poços verticais, o índice de produtividade é definido por

$$IP = \frac{K \Delta x}{(y_0 - y_{hw})} \quad (4.9)$$

A diferença entre o índice de produtividade proposto acima é que nesse caso a variação da pressão possui

comportamento linear, diferente do comportamento exponencial do índice de produtividade de Peaceman.

Para determinar a coordenada equivalente ( $y_0$ ) é necessário tornar compatíveis as soluções analítica e numérica. Admitindo a hipótese de continuidade de fluxo observa-se na Figura 18 que a vazão que atravessa a interface deve ser numericamente igual àquela que sai do reservatório

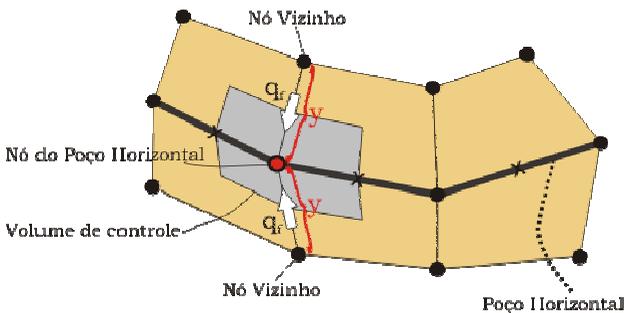


Figura 18 – Esquema de cálculo do  $y_0$  no poço horizontal.

Utilizando a notação descrita no capítulo 2, equação (2.32),

$$(q_T)_f^n = (\lambda_T)_f^n [b]_f^T [\hat{P}]_e^n \quad (4.10)$$

onde o fluxo calculado numericamente em cada nó da malha que contém o poço horizontal relacionado com os valores nodais da pressão é então escrito como

$$q = \sum_{k \in C_p} \lambda a_k^P P_k \quad (4.11)$$

A mobilidade ( $\lambda$ ) da equação acima é o inverso da viscosidade do fluido, pois estamos considerando escoamento monofásico no reservatório.  $C_p$  representa o conjunto de todos os nós que compõe a equação discretizada associada ao volume de controle em questão. O coeficiente  $a_k^P$  são combinações de alguns componentes

dos vetores  $[b]_f$  da equação (4.10) e possui a propriedade da soma de todos os coeficientes do mesmo nó ser nula. Subtraindo do lado direito da equação (4.11) o termo  $P_p \sum_{k \in \mathbb{C}_p} a_k^P P_k$ , que pela definição é nulo, obtém-se

$$q = \sum_{\substack{k \in \mathbb{C}_p \\ k \neq p}} \lambda a_k^P (P_k - P_p) \quad (4.12)$$

Esta equação refere-se agora somente aos nós vizinhos ao nó  $p$ , nó onde está localizado o poço horizontal. Realizando uma integração da equação (4.6) entre uma coordenada  $y_0$  e  $y_k$ , obtemos uma equação para calcular a variação da pressão semelhante à equação (4.7),

$$P_k = P_p + \frac{q \mu (y_k - y_0)}{K \Delta x} \quad (4.13)$$

Substituindo a equação (4.13) na equação (4.12), utilizando a definição da mobilidade para escoamentos monofásicos ( $\lambda = 1/\mu$ ) e lembrando que o fluxo deve ser calculado para os dois lados do poço horizontal, obtém-se

$$q = \sum_{\substack{k \in \mathbb{C}_p \\ k \neq p}} a_k^P \frac{q (y_k - y_0)}{2 K \Delta x} \quad (4.14)$$

Desta equação é possível obter uma expressão para a dimensão equivalente  $y_0$ , que tem a forma final dada por

$$y_0 = \frac{\sum_{\substack{k \in \mathbb{C}_p \\ k \neq p}} (a_k^P y_k - 2 K \Delta x)}{\sum_{\substack{k \in \mathbb{C}_p \\ k \neq p}} (a_k^P)} \quad (4.15)$$

Na obtenção da equação (4.6) foi considerado apenas um lado do poço horizontal, mas para determinar a coordenada equivalente ( $y_0$ ) foi computado o fluxo total, ou seja, de ambos os lados do poço horizontal.

## 4.5 Algoritmo de Solução para o Reservatório

O procedimento utilizado na solução para o reservatório é o método IMPES<sup>7</sup>, em que as equações são resolvidas sequencialmente, sendo a pressão de forma implícita e a saturação de forma explícita. Embora o método IMPES seja de fácil implementação computacional e somente um sistema linear de equações é resolvido para cada passo de tempo, o que permite reduzir o esforço computacional, existem restrições no passo de tempo. Essa restrição tem origem na aproximação explícita da saturação e torna o método lento.

Para aproveitar as características do método, Hurtado (2005) propôs uma forma para desacoplar as variáveis (pressão e saturação) utilizando diferentes aproximações temporais na discretização. Assim, enquanto o sistema linear resultante da montagem das equações da pressão possui incógnitas que correspondem a um nível de tempo, a equação da saturação possui incógnitas correspondentes a um nível de tempo subsequente. Essa aproximação facilita o emprego de um algoritmo sequencial na obtenção da solução numérica e possibilita adotar estratégias para aceleração da solução.

A estratégia de aceleração parte do princípio que, na maioria dos casos, o campo de velocidade total evolui mais lentamente que o campo de saturação. Com isso, o campo de saturação pode ser avançado na simulação com passos de tempo diferentes dos campos de velocidade total e pressão. Assim, os passos de tempo do campo da saturação são avançados baseados na estabilidade da solução, enquanto que os passos de tempo dos campos da velocidade total podem ser bem maiores, reduzindo os tempos na obtenção da solução. Dessa forma, o sistema linear da pressão não necessariamente é resolvido em todas as iterações. Os detalhes sobre essa forma de aceleração da solução são encontrados em Hurtado (2005).

Ainda, com o objetivo de reduzir o tempo de solução é utilizado uma implementação do método multigrid de

---

<sup>7</sup> *IMPLICIT Pressure, EXPLICIT Saturation*

correções aditivas, que tem uma descrição detalhada em Maliska (2004).

#### 4.6 Algoritmo de Solução para o Poço Horizontal

Para esse trabalho, no modelo 1D do poço, serão consideradas duas condições iniciais, fluxo nulo no *toe* e pressão conhecida no *heel*. A condição de fluxo nulo na extremidade final do poço (*toe*) permite adotar o procedimento de marcha na solução da velocidade no interior do poço horizontal (Figura 19).

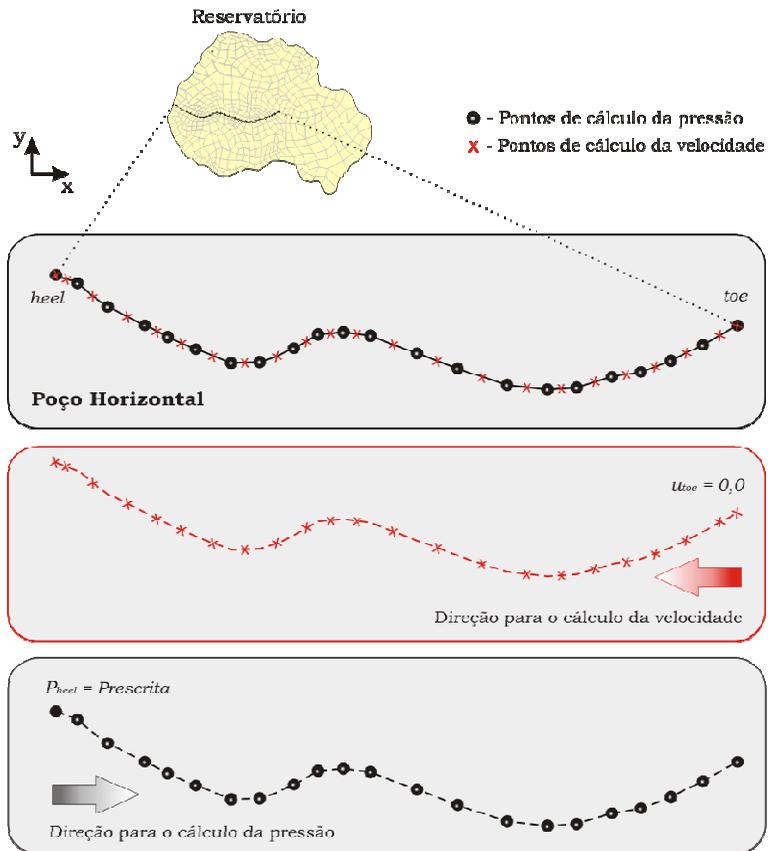


Figura 19 – Ilustração dos procedimentos de marcha

Com essa condição, é possível calcular todas as velocidades, na direção do *toe* ao *heel*. Com todas as velocidades calculadas é possível obter o número de *Reynolds* e o fator de atrito ( $f$ ) pela correlação de Churchill. Com a outra condição, de pressão conhecida no *heel* juntamente com os valores das incógnitas previamente calculadas, adotando o procedimento de marcha agora no sentido *heel-toe*, é possível calcular a pressão em todos os pontos nodais. O fluxo utilizado no cálculo da equação da conservação da massa é o proveniente da solução do reservatório. Convém salientar que as pressões são calculadas nos pontos nodais enquanto que as velocidades são calculadas nos pontos médios entre os nós da pressão, conforme descrito no arranjo desencontrado (MALISKA, 2004).

Dessa forma, podemos resumir o procedimento de obtenção da solução para o modelo do poço horizontal em um passo de tempo, da seguinte maneira:

1. Como uma das extremidades do poço é fechada,  $u_{toe} = 0.0 \text{ m/s}$ , utilizando o procedimento de marcha, é possível obter todas as velocidades utilizando a equação de conservação da massa;
2. Com os valores da velocidade, número de *Reynolds*, fluxo do reservatório, fator de atrito e da pressão no *heel* ( $P_{heel}$ ), obtém-se o campo de pressão.

O modelo do poço horizontal também não é necessariamente resolvido em cada passo de tempo, sendo calculado somente após as equações do sistema linear da pressão serem resolvidas. A justificativa para essa condição é que a velocidade total depende dos valores nodais da pressão e o fluxo do reservatório ao poço horizontal depende dos valores da velocidade total. Então, é coerente somente calcular o modelo do poço horizontal quando os valores do fluxo forem alterados significativamente. Esse critério está sendo considerado dentro da estratégia de aceleração da convergência encontrada em Hurtado (2005).

#### **4.7 Condição dos Poços Injetores**

São duas as condições que podem assumir os poços verticais injetores: fluxo ou pressão prescrita. Quando a condição de fluxo prescrito é especificada, o modelo utiliza uma função denominada Condição\_fluxo. Como o modelo possibilita a utilização de vários poços injetores, essa função soma o fluxo de todos os poços e divide esse valor igualmente entre todos os nós do poço horizontal produtor. Esse valor do fluxo dividido é então utilizado na equação da conservação da massa do problema do poço horizontal para determinar as velocidades em cada nó e posteriormente a distribuição da pressão ao longo do poço horizontal. Esse procedimento é realizado antes da primeira solução do reservatório e a pressão calculada em cada nó do poço horizontal é utilizada como estimativa inicial para o problema do reservatório.

Quando a segunda condição é selecionada (pressão prescrita), a pressão de entrada do problema (pressão no *heel*) é atribuída a todos os nós do poço horizontal. Essa é a estimativa inicial do poço horizontal para o problema do reservatório.

Em ambos os casos sempre existe a pressão prescrita em pelo menos um dos poços, que é condição básica para solução dos problemas com a hipótese de escoamento incompressível.

#### **4.8 Descrição do Acoplamento**

Conforme anteriormente mencionado, o problema foi dividido em duas partes, o escoamento no reservatório e no interior do poço horizontal. Para o reservatório foi utilizado um simulador desenvolvido no laboratório onde foi adicionado um módulo denominado HWModel. Nessa etapa, será descrita como ocorre a interação entre os mesmos. O modelo proposto vai continuar tratando os poços injetores como verticais, portanto, pontos na malha com entrada ou saída de massa. A diferença é que os poços produtores em questão serão essencialmente horizontais.

A Figura 20 ilustra de maneira geral e bastante simplificada como é realizado o acoplamento entre o modelo numérico desenvolvido para o poço horizontal, HWModel e o modelo utilizado na simulação numérica do reservatório, aqui denominado EbFVM.

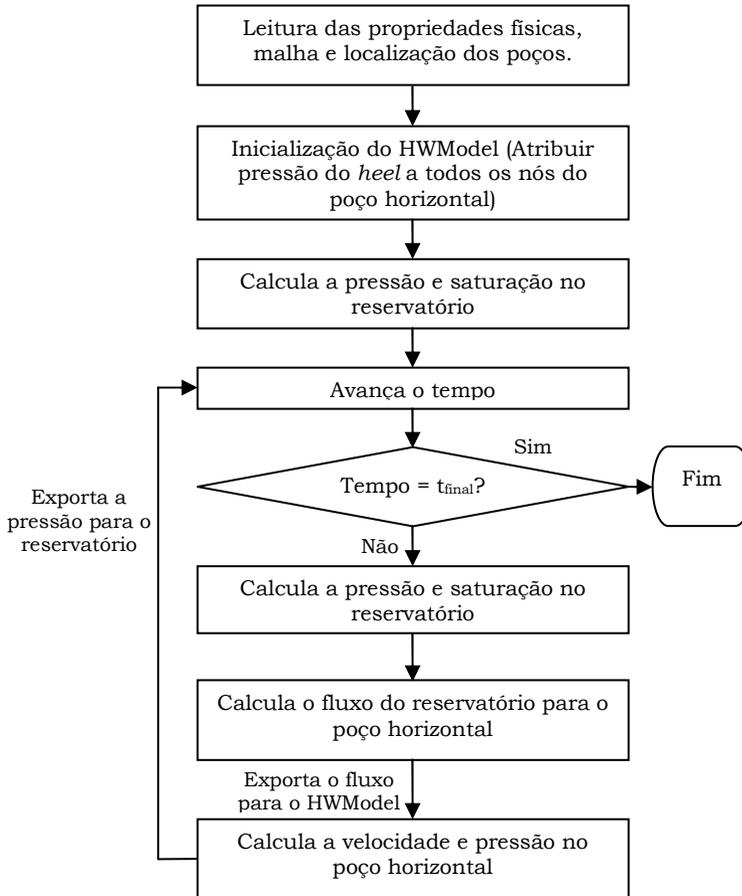


Figura 20 – Fluxograma do acoplamento entre poço horizontal e reservatório.

O início do procedimento é a leitura das coordenadas da malha e das propriedades físicas do reservatório e do poço horizontal. Nessa etapa são

definidas também as condições de operação do(s) poço(s) injetor(es), de pressão ou fluxo de massa prescrito. Em seguida, o HWModel constrói o poço horizontal, sendo o início coincidente com as coordenadas do ponto denominado *toe*, definido pelo usuário na entrada de dados. Quando a condição do poço injetor é fluxo de massa, o HWModel calcula o fluxo em cada nó do poço horizontal produtor para estimativa inicial ou define a pressão de fundo de poço, conforme descrito na seção anterior.

Após este passo são resolvidas as equações do reservatório e cada vez que o sistema linear da pressão é calculado, e conseqüentemente o valor do fluxo em cada nó do reservatório, esse valor é informado ao HWModel. O HWModel recebe o valor do fluxo, recalcula as velocidades nas interfaces e as pressões em cada nó do poço horizontal e realimenta o reservatório com os valores da pressão. Lembrando que esse procedimento é realizado para cada passo de tempo e somente após a solução do sistema linear da pressão no reservatório.



## 5 RESULTADOS OBTIDOS

### 5.1 Introdução

A primeira etapa do presente capítulo está voltada para a validação numérica do código desenvolvido. Como não existem soluções analíticas deste problema para validações, os resultados obtidos são comparados com o software comercial ECLIPSE. O principal motivo da escolha desse software foi grande utilização entre as empresas exploradoras de petróleo e também pelas várias opções de configurações de problema que o software possui, incluindo a de poços horizontais. Por outro lado, é um software exaustivamente testado no qual pode-se confiar.

Com o objetivo de explorar as opções do código desenvolvido, na segunda parte desse capítulo são apresentados os resultados para um caso de malha não-estruturada com refino localizado ao longo do poço horizontal.

Na apresentação dos resultados foram consideradas situações de malhas estruturadas cartesianas e não-estruturadas, ambas formadas de elementos quadriláteros. Também são apresentados resultados de produção total acumulada no *heel* do poço horizontal, distribuição do fluxo proveniente do reservatório ao longo do poço horizontal e composição das parcelas referentes à queda de pressão no interior do poço horizontal, dentre outros.

As curvas de permeabilidade relativa utilizadas nos resultados são baseadas nas expressões parametrizadas da correlação de Corey (MALISKA et al., 2008), sendo as equações descritas por

$$\text{Água} \quad k_{rw} = \alpha_1 \bar{s}^{\alpha_2} \quad (5.1)$$

$$\text{Óleo} \quad k_{ro} = \alpha_3 (1 - \bar{s})^{\alpha_4} \quad (5.2)$$

onde  $k_{rw}$  e  $k_{ro}$  representam a permeabilidade relativa das fases água e óleo, respectivamente. Os parâmetros

ajustáveis das curvas de permeabilidade relativa são representados por  $\alpha$ . O valor de  $\bar{s}$  é calculado por

$$\bar{s} = \frac{s - s_{\min}}{s_{\max} - s_{\min}} \quad (5.3)$$

Todos os resultados apresentados a seguir foram obtidos através de um computador com processador Pentium IV 3,0GHz e 1GB de memória RAM.

## 5.2 Validação Numérica

Na comparação dos resultados foi utilizada malha estruturada cartesiana com 1 poço horizontal produtor e 1 poço injetor. O domínio bidimensional do reservatório é quadrado e o poço injetor localizado no canto superior esquerdo e o poço horizontal centralizado, conforme pode ser observado na Figura 21.

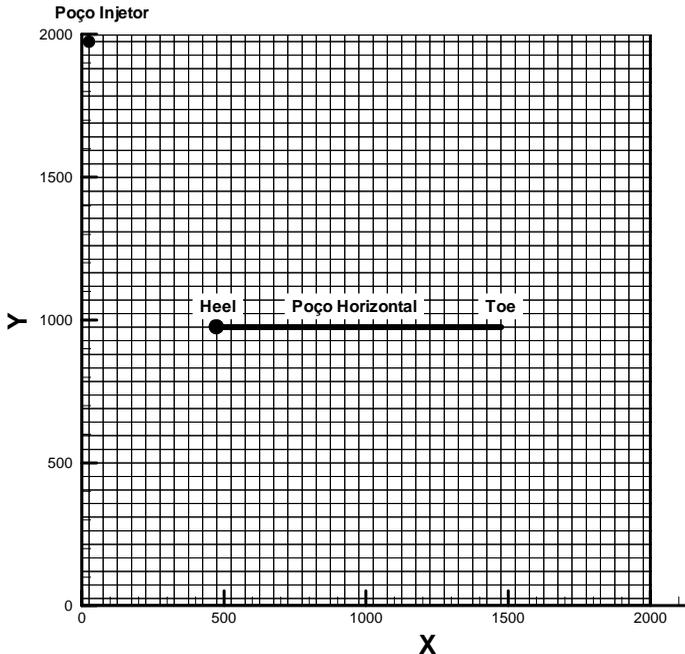


Figura 21 – Localização dos poços e exemplo de malha utilizada

Essa figura ilustra a malha utilizada no código desenvolvido nesse trabalho e é possível verificar meios volumes na fronteira da malha, devido as diferenças entre os códigos comparados. Enquanto no ECLIPSE a localização é definida no centro dos volumes da malha, no código desenvolvido os poços estão localizados nos vértices. Esse fato é devido à formulação numérica de volumes finitos no ECLIPSE e no EbFVM no presente trabalho. Dessa forma, para que os poços estejam localizados na mesma posição geométrica no domínio, foi necessária a utilização de meios volumes na fronteira para a malha do código desenvolvido.

Outra diferença é em relação a geometria do domínio em questão. O ECLIPSE, por se tratar de um software largamente utilizado para simulações de reservatórios, permite geometrias 3D (poço horizontal e reservatório). Esse trabalho, devido as simplificações já mencionadas, considera o reservatório 2D e poço horizontal 1D. Nessa situação, a representação do poço horizontal no ECLIPSE é circular enquanto que no HWMModel é retangular. A Figura 22 ilustra essas diferenças.

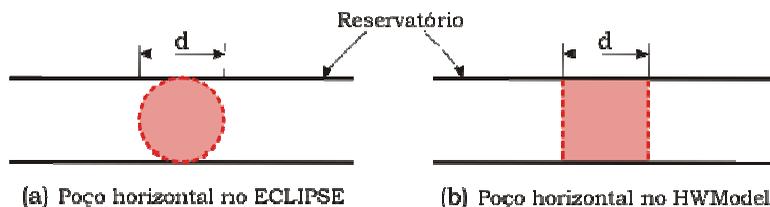


Figura 22 – Diferença entre as geometrias do poço horizontal no ECLIPSE e HWMModel

A espessura do reservatório foi considerada de valor unitária em ambos os casos.

Os dados de entrada para o caso utilizado na validação são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados de entrada do problema para validação

Dimensões da Malha		2000 m x 2000 m
Porosidade		22,7 %
Permeabilidade		$2 \times 10^{-13} \text{ m}^2$
Densidade	Água	$1000 \text{ kg m}^{-3}$
	Óleo	$850 \text{ kg m}^{-3}$
Viscosidade	Água	0,0143 Pa s
	Óleo	0,143 Pa s
Permeabilidade Relativa Água	$\alpha_1$	0,3
	$\alpha_2$	1,2
Permeabilidade Relativa Óleo	$\alpha_3$	0,8
	$\alpha_4$	3,0
Poço Injetor	Pressão	$1 \times 10^{10} \text{ Pa}$
	Diâmetro	0,10 m
Poço horizontal produtor	Pressão no <i>Heel</i>	0,0 Pa
	Diâmetro	0,12 m
	Comprimento	1000 m
	Rugosidade	0,0001 m

No capítulo anterior foi proposta uma forma para o cálculo do índice de produtividade para casos de poços horizontais localizados em domínios bidimensionais. A primeira comparação realizada foi com o objetivo de avaliar esse novo método. Para isso, foi analisado o comportamento da produção total acumulada no poço horizontal e a produção de óleo e água, em um intervalo de tempo de 1000 dias e para diferentes tamanhos de malha.

Devido o ECLIPSE permitir a utilização de poços verticais e situações tridimensionais, segundo as informações do manual (ECLIPSE, 2006), o cálculo do índice de produtividade é o desenvolvido por Peaceman (1977).

Inicialmente foi avaliada a produção total acumulada no poço horizontal ao longo do tempo, juntamente com a produção total de óleo e água. As malhas utilizadas para essa comparação foram de 40x40, 80x80 e 120x120 volumes. A Figura 23 mostra esses resultados obtidos para uma malha 40x40. A linha cheia representa a produção total acumulada no poço horizontal obtida pelo método de cálculo do índice de produtividade proposto nesse trabalho. Os símbolos com fundo branco referem-se aos valores calculados pelo método descrito por Joshi (JOSHI, 1991) com as adaptações mencionadas na secção 4.3. Os símbolos com fundo preto são os resultados do software ECLIPSE.

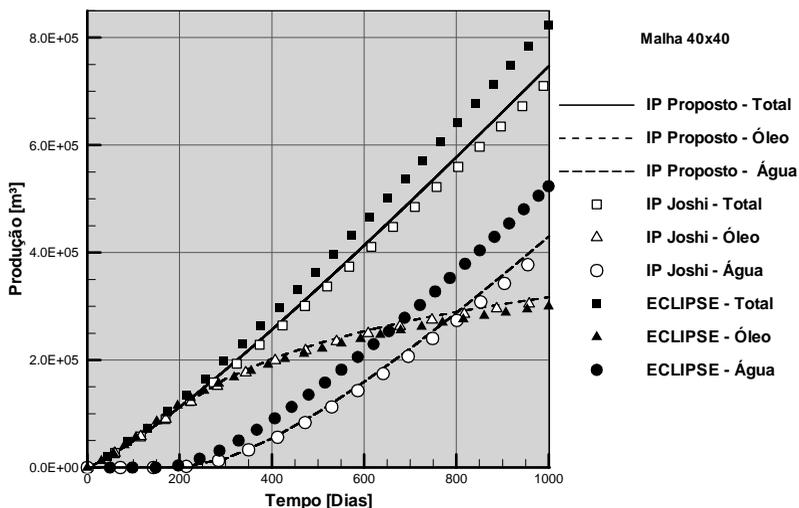


Figura 23 – Comparação da produção total, de óleo e de água para malha 40x40.

Os resultados obtidos utilizando a malha 80x80 podem ser observados na Figura 24 e a Figura 25 apresenta os resultados com malha 120x120. A legenda segue os mesmos padrões acima mencionados.

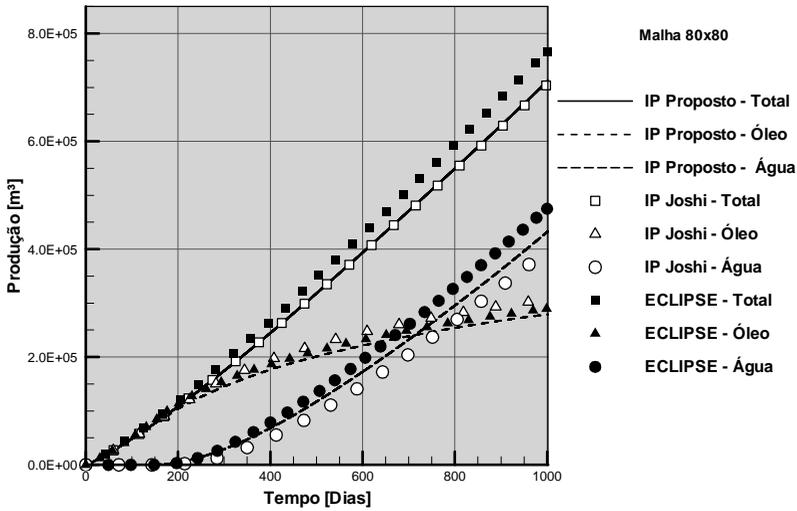


Figura 24 – Comparação da produção total, de óleo e de água para malha 80x80.

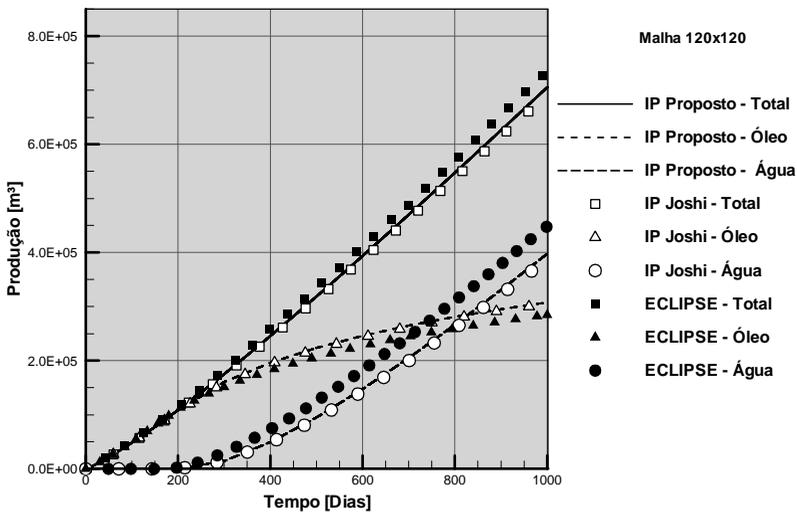


Figura 25 – Comparação da produção total, de óleo e de água para malha 120x120.

Analisando os resultados apresentados acima é possível verificar que os valores da produção total e também da produção de óleo e água obtidos por meio dos métodos de cálculo de índice de produtividade proposto nesse trabalho e o desenvolvido por Joshi (JOSHI, 1991), são menores que os apresentados pelo ECLIPSE. Este comportamento vai desaparecendo à medida que a malha vai sendo refinada.

Como o caso em questão consiste na injeção de água no poço injetor para remoção do óleo através do poço horizontal produtor, as figuras acima demonstram que a água começa a chegar ao poço produtor próximo do 200º dia de simulação. Esses gráficos são de produção acumulada e para visualizar melhor esse tempo são apresentados a seguir os valores de fluxo.

Os refinamentos de malha são os mesmos e os resultados são de fluxo no *heel* do poço horizontal para o tempo de 1000 dias. A Figura 26 mostra o fluxo de óleo e água para malha de 40x40 volumes. A comparação de fluxo para malha 80x80 é ilustrada na Figura 27 e para malha 120x120 os resultados estão na Figura 28. As legendas seguem o mesmo padrão das figuras anteriores.

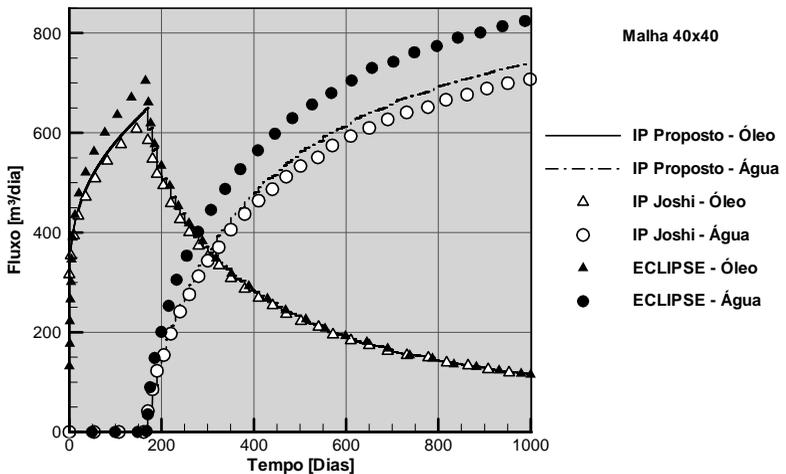


Figura 26 – Comparação do fluxo de óleo e de água para malha 40x40.

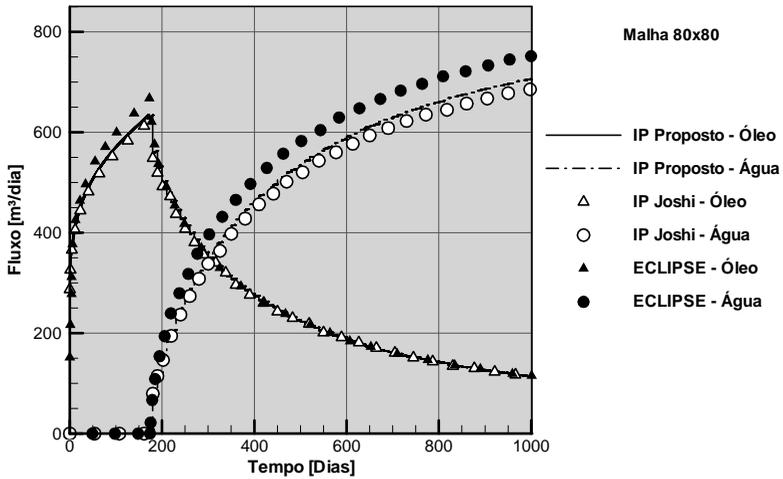


Figura 27 – Comparação do fluxo de óleo e de água para malha 80x80.

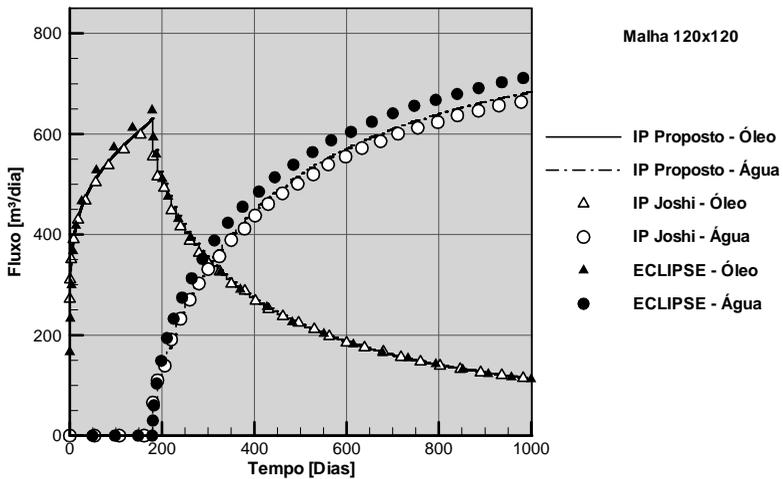


Figura 28 – Comparação do fluxo de óleo e de água para malha 120x120.

Observando os resultados da malha 40x40 apresentados na Figura 26, podemos observar uma diferença acentuada no fluxo de óleo próximo do tempo em que a água chega ao poço horizontal. Para a malha 120x120, cujos resultados estão mostrados na Figura 28, o fluxo de óleo não mais apresenta esta diferença significativa nos dias antecedentes à chegada da água no poço horizontal (*breakthrough*). A diferença continua sendo apenas para o fluxo de água.

Com o refino de malha, a variação dos valores obtidos com o ECLIPSE, de fluxo de óleo antes do dia 200 e do fluxo de água após essa data, apresentam uma variação bem maior quando comparada com os valores obtidos pelo código desenvolvido no presente trabalho. Para ambas as malhas o tempo de início do fluxo de água no poço produtor, observados no pico de fluxo do óleo, são muito próximos para os diferentes métodos de cálculo de índice de produtividade apresentados.

De uma maneira geral, os resultados com maior concordância com o ECLIPSE para o caso em questão, são os obtidos com o índice de produtividade proposto neste trabalho. Por isso, esse foi o método utilizado para obtenção dos campos de pressão e saturação de água no reservatório, apresentados a seguir. Esses resultados foram obtidos somente com a malha de 120x120 volumes e para tempo de simulação de 100, 500 e 1000 dias. Nas figuras a seguir, quando a legenda mencionar HWMModel, estará referindo-se ao código desenvolvido no presente trabalho.

As figuras apresentadas a seguir foram obtidas de *softwares* distintos. Os dados do ECLIPSE foram obtidos em um visualizador específico para reservatórios, diferente do utilizado no HWMModel. Assim, pequenas diferenças na forma de apresentação podem ser observados, mas sem comprometer a interpretação dos resultados.

SWAT

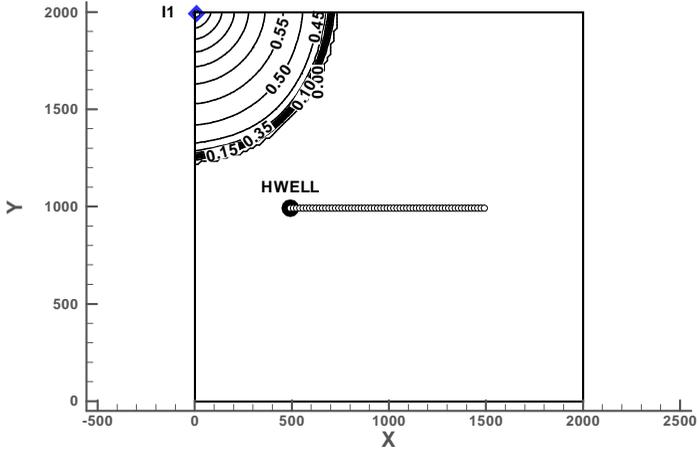


Figura 29 – Campo de saturação de água no tempo 100 dias com malha 120x120 – ECLIPSE.

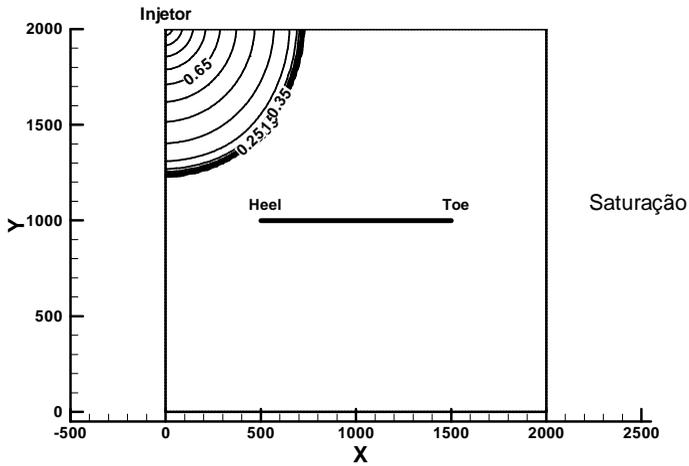


Figura 30 – Campo de saturação de água no tempo 100 dias com malha 120x120 – HWModel.

SWAT

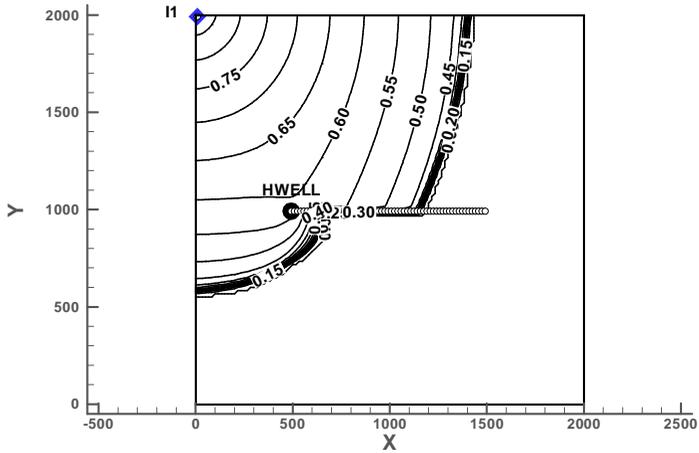


Figura 31 – Campo de saturação de água no tempo 500 dias com malha 120x120 – ECLIPSE.

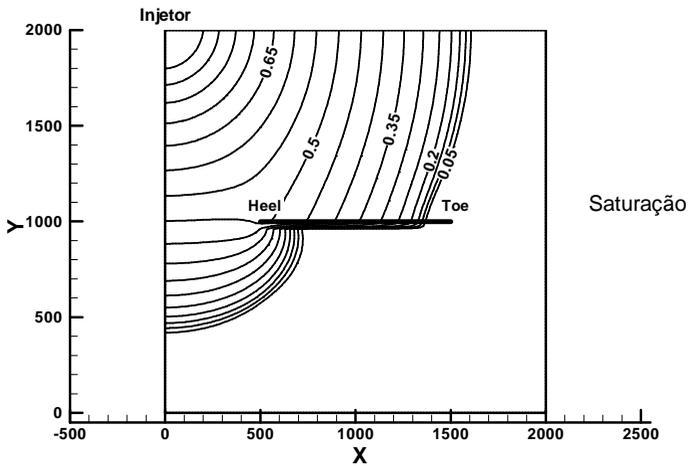


Figura 32 – Campo de saturação de água no tempo 500 dias com malha 120x120 – HWMODEL.

SWAT

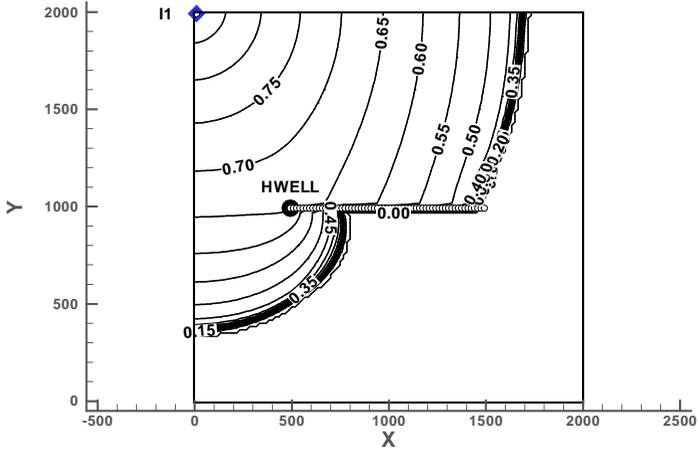


Figura 33 – Campo de saturação de água no tempo 1000 dias com malha 120x120 - ECLIPSE

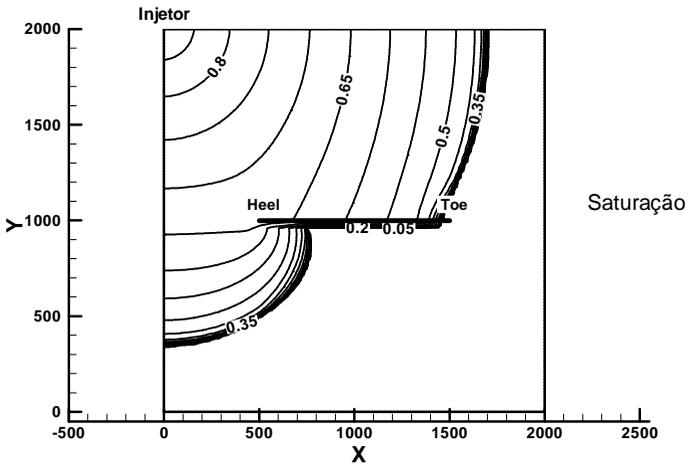


Figura 34 – Campo de saturação de água no tempo 1000 dias com malha 120x120 – HWMModel

PRESSURE [Pa]

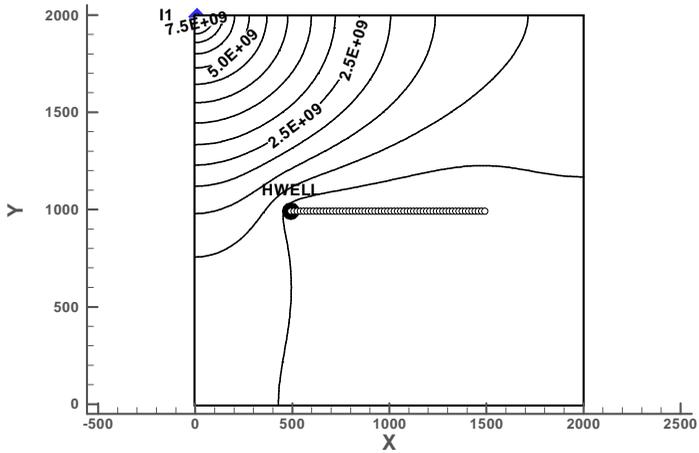


Figura 35 – Campo de pressão no tempo 100 dias com malha 120x120 - ECLIPSE

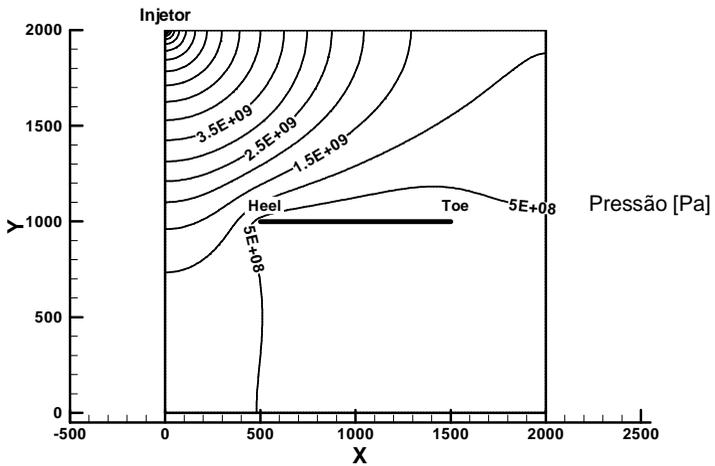


Figura 36 – Campo de pressão no tempo 100 dias com malha 120x120 – HWMModel.

PRESSURE [Pa]

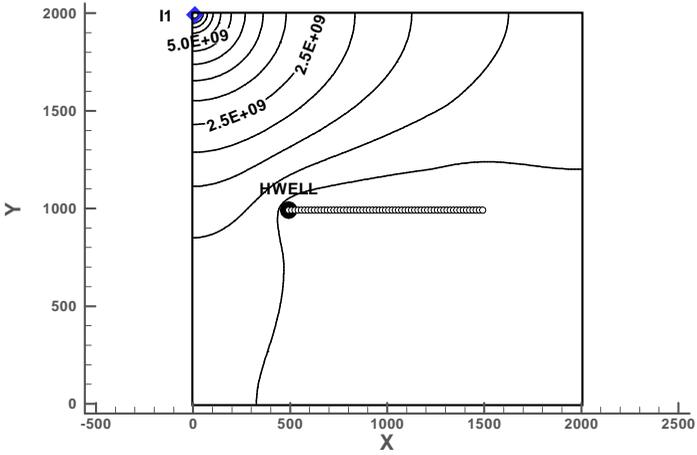


Figura 37 – Campo de pressão no tempo 500 dias com malha 120x120 – ECLIPSE.

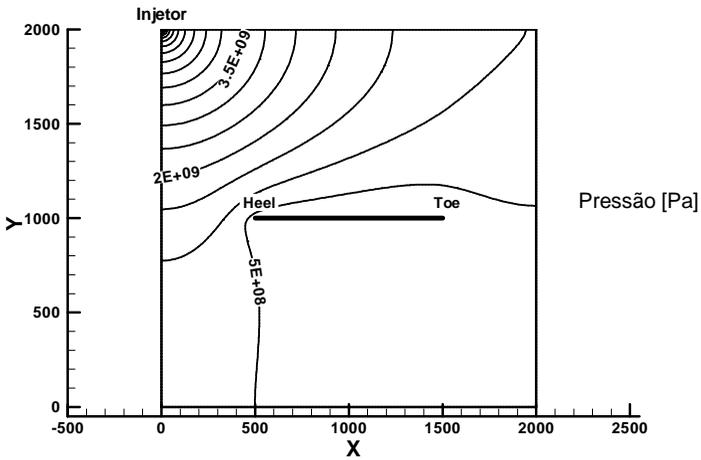


Figura 38 – Campo de pressão no tempo 500 dias com malha 120x120 – HWModel.

PRESSURE [Pa]

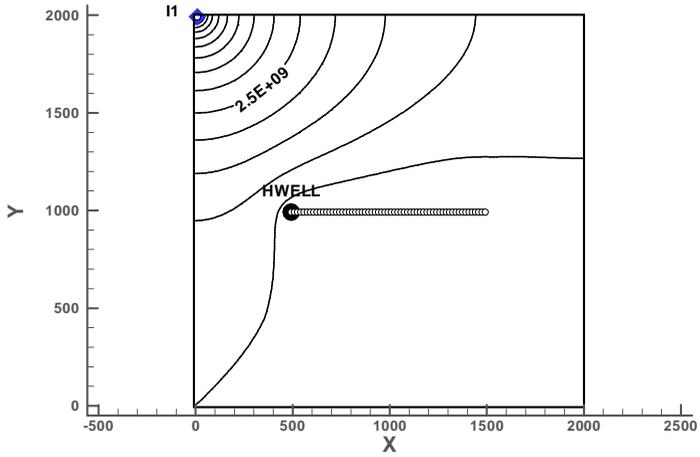


Figura 39 – Campo de pressão no tempo 1000 dias com malha 120x120 – ECLIPSE.

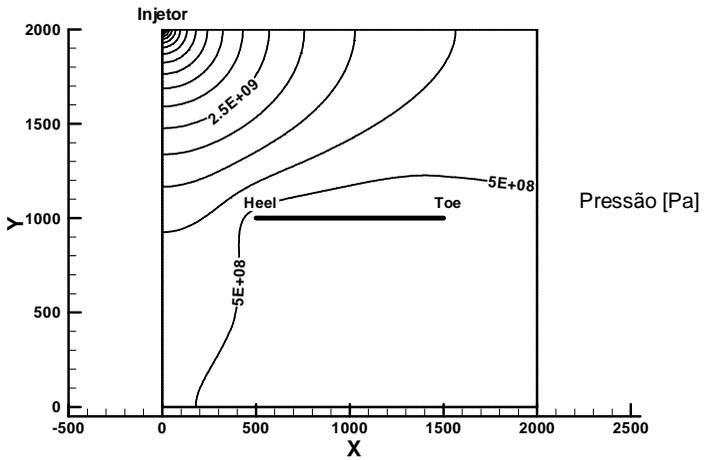


Figura 40 – Campo de pressão no tempo 1000 dias com malha 120x120 – HWModel.

Como forma de complementar a validação, são apresentados a seguir os resultados da produção total acumulada, distribuição de fluxo do reservatório ao longo do poço horizontal e queda de pressão. É esperado que esses resultados apresentem aspecto similar aos resultados típicos mencionados na literatura que foram ilustrados na Figura 7 do capítulo 3.

Os resultados apresentados a seguir, como produção total acumulada, distribuição de fluxo, queda de pressão, estão descritos com essa variável no eixo das ordenadas e o poço horizontal no eixo das abscissas. Independente da maneira que o poço está disposto no domínio, sempre a coordenada zero do poço horizontal, representada nos gráficos, é coincidente com o *heel* e consequentemente a coordenada final do eixo é representado pelo *toe*.

Assim, a Figura 41 apresenta a produção total acumulada ao longo do poço horizontal.

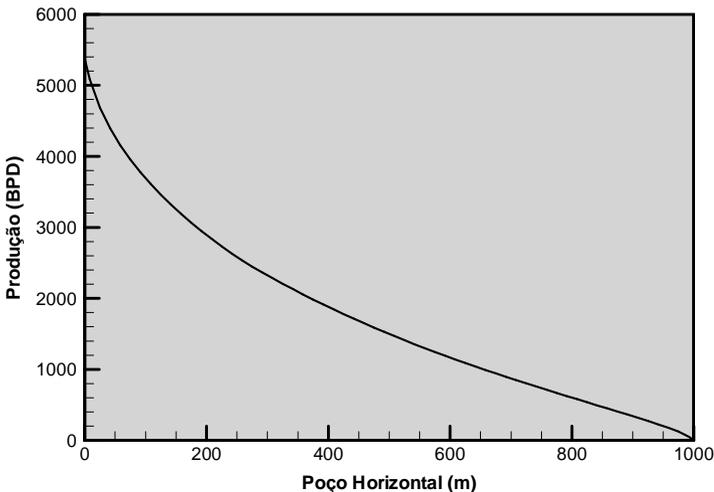


Figura 41 – Produção total acumulada ao longo do poço horizontal.

A unidade da produção descrita na figura acima é barril por dia (BPD). Esse valor é cumulativo começando em zero no ponto correspondente ao *toe* do poço horizontal,

pois a extremidade é fechada ao fluxo, e varia até o valor máximo coincidente com o valor injetado, visto que o escoamento é incompressível.

O segundo resultado apresentado é a distribuição do fluxo ao longo do poço horizontal, que pode ser observado na Figura 42. A distribuição do fluxo é dividida pela distância entre os nós do poço, evitando que o refino da malha apresente resultados diferentes.

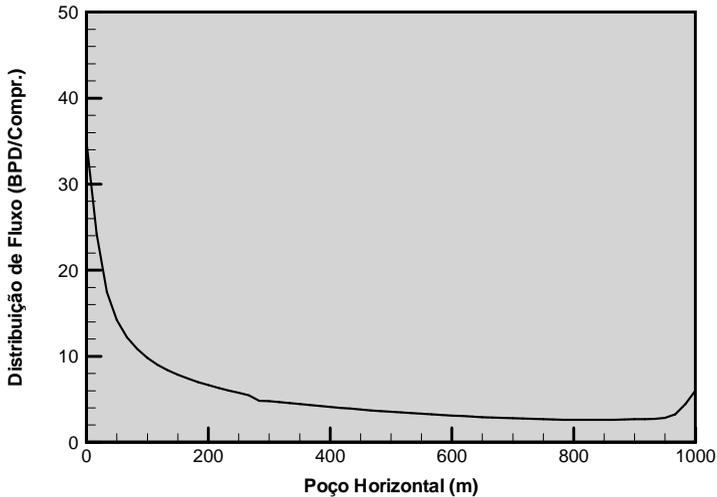


Figura 42 – Distribuição do fluxo ao longo do poço horizontal.

O próximo resultado demonstra o comportamento da queda de pressão ao longo do poço horizontal, que é dada pela equação 3.15, que depois de rearranjar os termos tem a forma

$$\frac{\partial P}{\partial x} = - \left( \frac{\partial}{\partial t} (\rho_m u_m) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho_m u_m^2) + \frac{f_m \rho_m u_m^2}{2d} \right) \quad (5.4)$$

É possível separar em dois efeitos a queda de pressão, quais são: aceleração e atrito, representados pelos seguintes termos da equação

$$\text{Aceleração} \approx \frac{\partial}{\partial x} (\rho_m u_m^2)$$

$$\text{Atrito} \approx \frac{f_m \rho_m u_m^2}{2d}$$

A parcela de responsabilidade de cada termo na queda total de pressão ao longo do poço horizontal está representada na Figura 43. Para o caso em questão, o atrito é o termo de maior representatividade na queda da pressão.

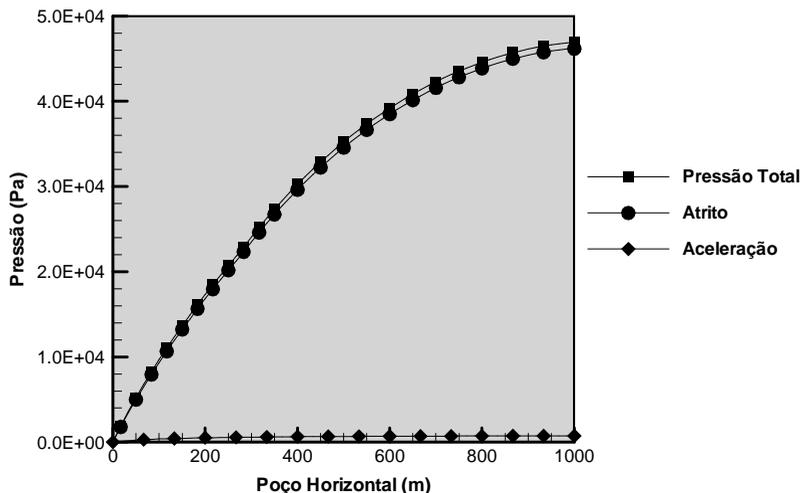


Figura 43 – Pressão total e composição de cada parcela ao longo do poço horizontal.

Assim como os resultados anteriores de distribuição de fluxo e produção, a queda de pressão também possui comportamento semelhante ao encontrado na literatura.

Em suma, analisando os resultados apresentados até então (exceto das três últimas figuras) é possível observar que os resultados do código desenvolvido apresentam resultados semelhantes quando comparados com o ECLIPSE, para o caso de propriedades conforme a Tabela 1. Com estes resultados considera-se validada a implementação do código, bem como o modelo de poço empregado. Após a validação numérica do modelo, são apresentados a seguir resultados para uma malha não-estruturada, procurando mostrar a generalidade do modelo

desenvolvido, que pode ser utilizado com malhas não-estruturadas, uma tendência moderna na área de simulação de reservatórios.

### 5.3 Aplicação empregando malhas não-estruturadas

Visando explorar as generalidades do HWMModel, são apresentados a seguir os resultados para uma malha não-estruturada com a utilização de três poços injetores e um poço horizontal com refino localizado.

As propriedades e dados dos poços estão descritos na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados de entrada do caso com malha não-estruturada.

Numero de elementos quadrangulares		3367
Porosidade		22,7 %
Permeabilidade		$8 \times 10^{-13} \text{ m}^2$
Densidade	Água	$1000 \text{ kg m}^{-3}$
	Óleo	$850 \text{ kg m}^{-3}$
Viscosidade	Água	0,0143 Pa s
	Óleo	0,143 Pa s
Permeabilidade Relativa Água	$\alpha_1$	0,3
	$\alpha_2$	1,2
Permeabilidade Relativa Óleo	$\alpha_3$	0,8
	$\alpha_4$	3,0
Poço Injetor 01, 02 e 03	Pressão	$1 \times 10^9 \text{ Pa}$
	Diâmetro	0,10 m
Poço horizontal produtor	Pressão no <i>Heel</i>	0,0 Pa
	Diâmetro	0,12 m
	Comprimento	1764 m
	Rugosidade	0,0001 m

A geometria da malha não-estruturada, assim como a localização do poço horizontal e dos poços injetores podem ser vistos na Figura 44. É possível verificar também a opção de refino localizado ao redor do poço horizontal,

condição que permite melhor avaliação do fluxo na interface com pouco aumento do tempo de solução do problema.

Essa condição, caso fosse tridimensional, poderia representar um domínio real e a divisão do domínio em regiões simétricas, encontradas em alguns trabalhos da literatura, não poderia ser aplicada.

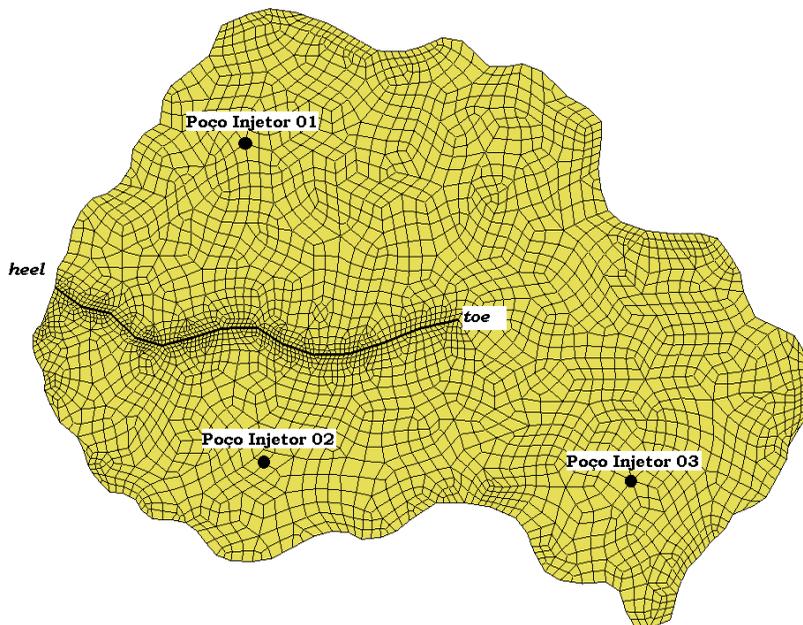


Figura 44 – Malha não estrutura com 3 poços injetores.

Os resultados apresentados a seguir são os campos de saturação de água e pressão para diferentes tempos de simulação. No início da simulação o reservatório contém somente óleo, representado pela área azul cujo valor da saturação é zero. A água, que começa entrar no reservatório pelos poços injetores tem saturação igual a um. A Figura 45 ilustra o campo de saturação para o tempo de 100 dias. Percebe-se que a frente de água do poço injetor 02 começa a chegar ao poço horizontal para este tempo.

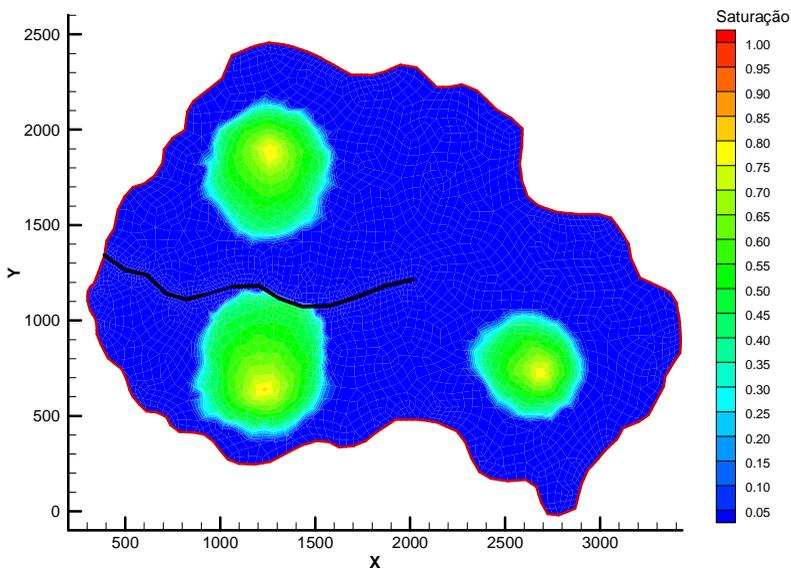


Figura 45 – Campo de saturação de água no tempo 100 dias.

Na Figura 46, cujo tempo de simulação é de 500 dias a água proveniente dos poços injetores alcança o poço horizontal, sendo totalmente absorvida pelo mesmo. Nessa figura é possível observar também que a água do poço injetor 01 não ultrapassa o poço horizontal na região próxima ao *heel*, o que é coerente com o propósito do modelo bidimensional do reservatório, uma vez que o escoamento não pode contornar o poço horizontal produtor. Na Figura 47, correspondente a 1000 dias de simulação, todo o poço horizontal foi inundado pela água.

Os comportamentos do campo de pressões para os tempos de 100 500 e 1000 dias de simulação estão representados na Figura 48, Figura 49 e Figura 50, respectivamente.

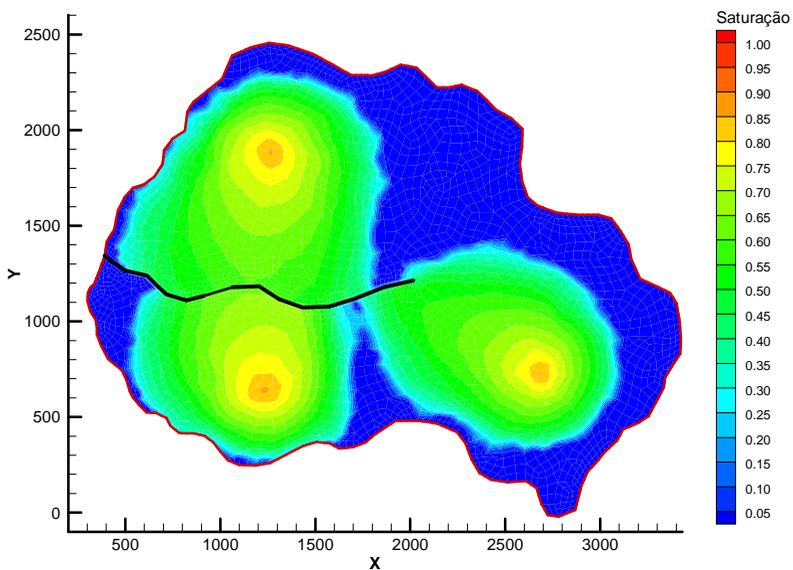


Figura 46 – Campo de saturação de água no tempo 500 dias.

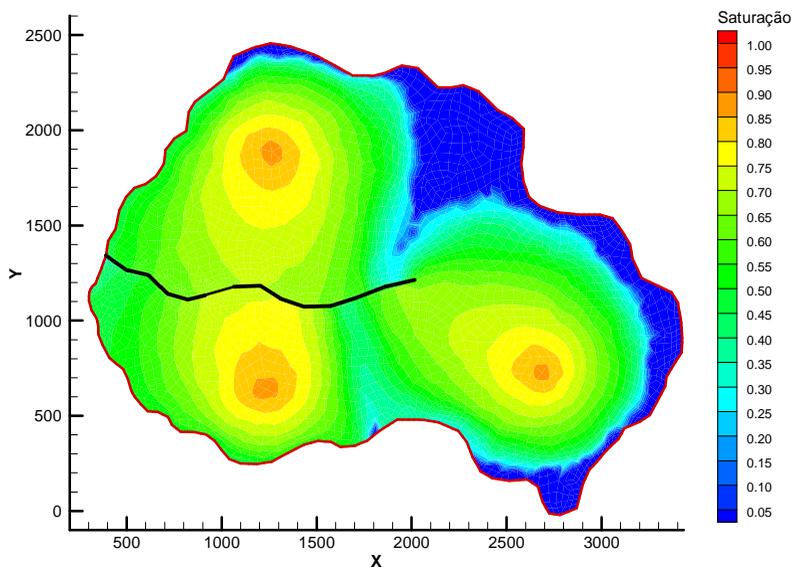


Figura 47 – Campo de saturação de água no tempo 1000 dias.

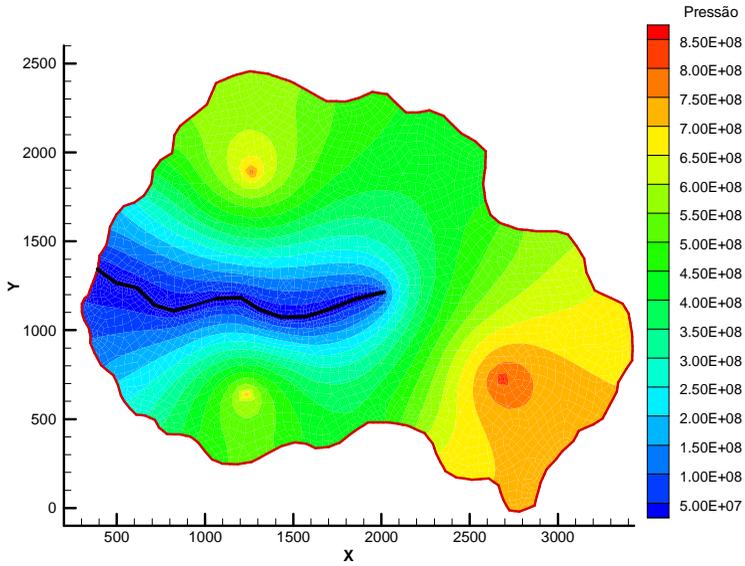


Figura 48 – Campo de pressão no tempo 100 dias.

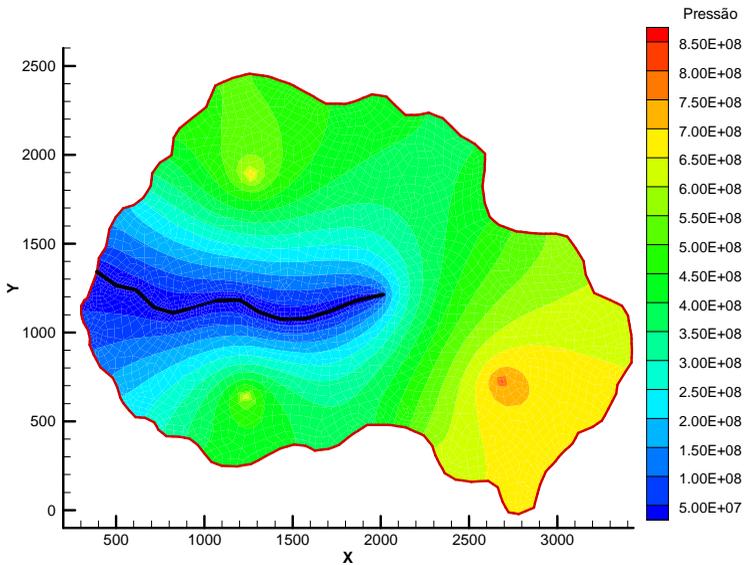


Figura 49 – Campo de pressão no tempo 500 dias.

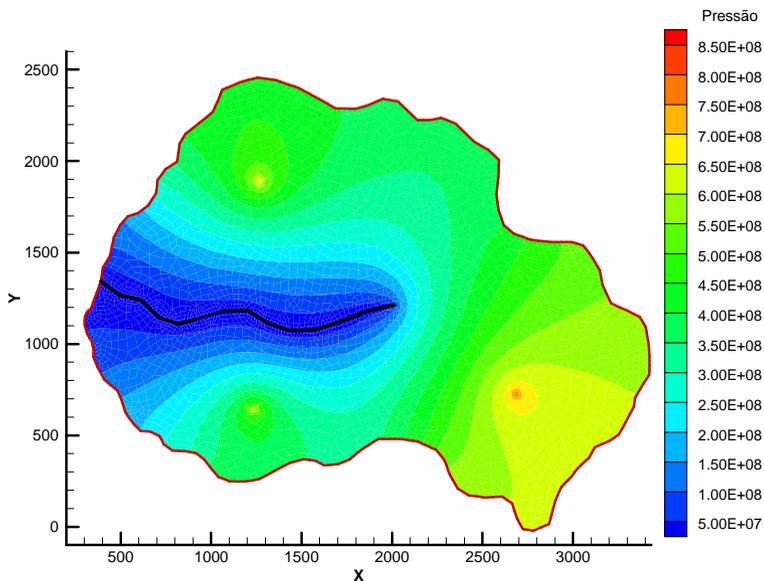


Figura 50 – Campo de pressão no tempo 1000 dias.

A Figura 51, ilustra o fluxo total de óleo e água no *heel* do poço horizontal ao longo do tempo de simulação.

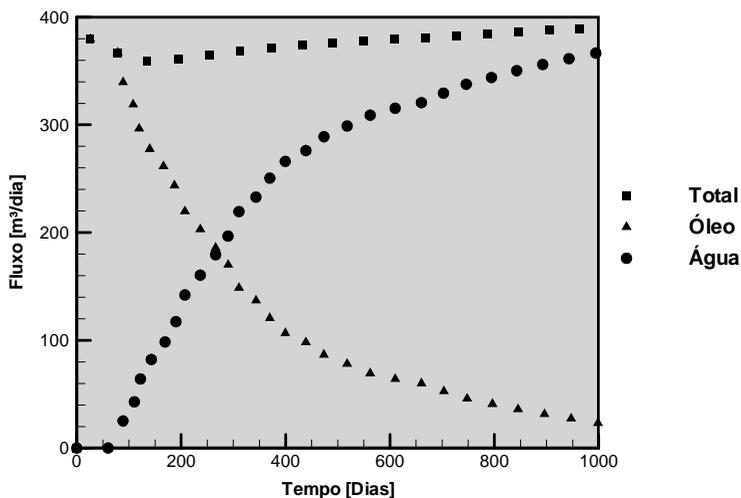


Figura 51 – Fluxo no *heel* do poço horizontal.

É possível verificar que no tempo de simulação 100 dias a água já começou a escoar no *heel* do poço horizontal. Analisando a Figura 45, que apresenta o campo de saturação para o tempo 100 dias, pode-se constatar que esse fluxo de água é proveniente do poço injetor 02.

A Figura 52 abaixo representa a produção total acumulada e seu comportamento segue o mesmo padrão do caso anterior, pois o escoamento é incompressível.

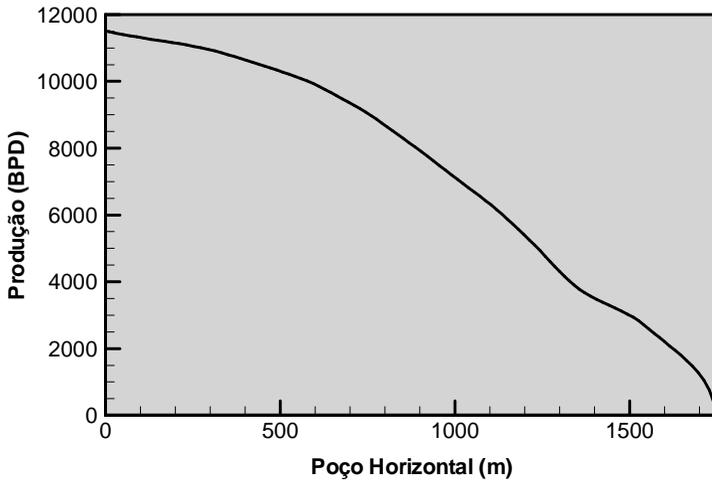


Figura 52 – Produção total acumulada ao longo do poço horizontal.

Diferente da situação descrita na Figura 7 do capítulo 3, onde a distribuição de fluxo é maior no *heel* comparando com o *toe* e menor nas demais regiões do poço horizontal, a distribuição de fluxo ilustrada na Figura 53 não segue esse comportamento. Essa condição é devido as diferenças da geometria do reservatório e da quantidade e localização dos poços injetores. Assim como a Figura 42, a distribuição do fluxo é dividida pela distância entre os nós do poço, evitando que o refino da malha apresente resultados diferentes.

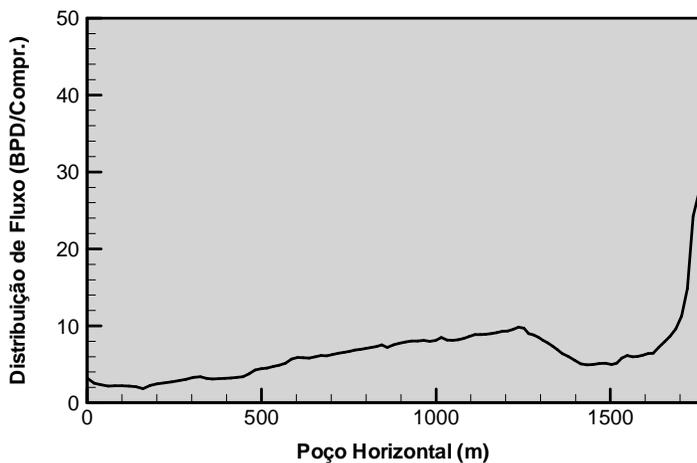


Figura 53 - Distribuição do fluxo ao longo do poço horizontal.

A queda de pressão no interior do poço horizontal é, como esperado, principalmente devido o atrito, ver Figura 54.

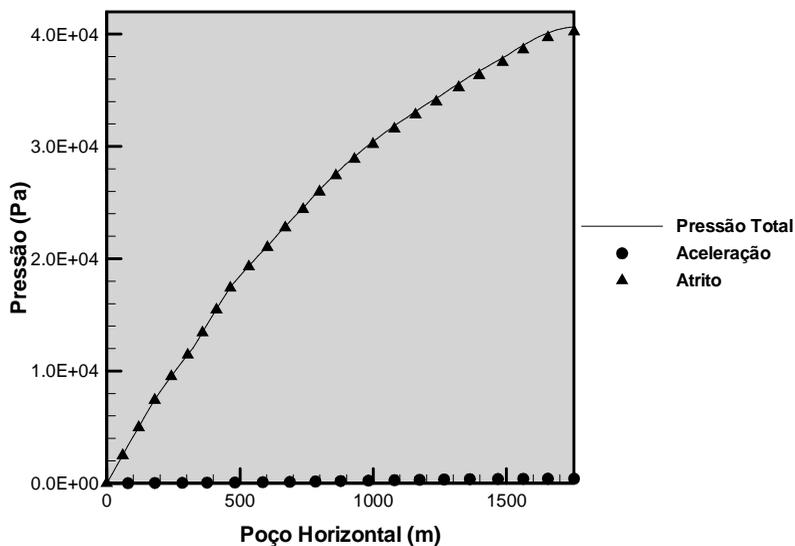


Figura 54 - Pressão total e composição de cada parcela ao longo do poço horizontal.

Tanto nesse, onde o comprimento do poço horizontal é de 1754m, como no caso da malha estruturada, onde o poço tem 1000m de comprimento, a parcela referente a aceleração, que corresponde à variação da velocidade do escoamento ao longo do poço horizontal entre os nós vizinhos, é pequena. Essa pequena contribuição deve-se ao fato que os resultados apresentados na figura acima são para o tempo final de simulação. Nesse tempo, a variação da velocidade ao longo dos nós do poço horizontal é pequena, pois a parcela devida ao fluxo, que poderia alterar significativamente a velocidade no nó seguinte também é pequena.

#### **5.4 Considerações**

Na seção 4.7 do capítulo anterior foram mencionadas as condições de entrada possíveis dos poços verticais injetores. Conforme pode ser observado nas tabelas dos casos apresentados até então, ambos foram com pressão prescrita. No segundo caso, para a malha não-estruturada, também foi considerado a condição de fluxo prescrito no poço injetor onde a função denominada *Condição\_fluxo* foi implementada. Entretanto, essa condição não apresentou ganhos nos tempos de simulação e para dar maior generalidade ao código desenvolvido não está sendo considerada na versão final. Assim, independente da condição de entrada do poço injetor ser pressão ou fluxo prescrito, sempre o código vai atribuir a pressão especificada no *heel* ( $P_{heel}$ ) como condição inicial em todos os nós do poço horizontal.



## 6 CONCLUSÕES

O presente trabalho estuda o acoplamento entre os escoamentos no reservatório e em poços horizontais. É uma linha de pesquisa de vanguarda e de grande interesse em engenharia de reservatórios. No reservatório foi considerado domínio bidimensional e no poço horizontal unidimensional. As hipóteses de fluido newtoniano, escoamento isotérmico, incompressível e bifásico imiscível foram aplicadas. O reservatório foi descrito como um meio poroso onde foram utilizadas as equações de Darcy para descrever o escoamento. O poço horizontal foi tratado como um duto perfurado com entrada de massa pelas laterais. Como uma das contribuições específicas do trabalho, foi proposto um método para o cálculo do índice de produtividade em domínios bidimensionais seguindo o modelo utilizado por Peaceman (1977) em poços verticais. A condição de domínio unidimensional do poço horizontal possibilitou adotar um procedimento de marcha na solução das equações de conservação.

Na solução do reservatório foi utilizado um código existente no laboratório, tendo sido implementada uma classe para o poço horizontal. O EbFVM-Element-based Finite Volume Method, foi a metodologia numérica empregada para a discretização das equações. Todo o código é baseado na linguagem de programação C++. A malha utilizada no código é não-estruturada e para a sua geração foi utilizado um software comercial.

O algoritmo de acoplamento escolhido resolve independentemente o escoamento no reservatório e no poço horizontal, evitando os problemas de escalas, e suas consequências na matriz de coeficientes, que acontecem quando o problema é tratado de forma implícita (acoplada) entre poço e reservatório. O trabalho contribui com o desenvolvimento de algoritmos em malhas não-estruturadas utilizando o método dos volumes finitos baseados em elementos para o tratamento do acoplamento poço-reservatório.

Os testes realizados para validação da metodologia empregaram, para as comparações, o software ECLIPSE, muito utilizado na área de simulação de reservatórios, o que permite inferir a correção da implementação dos algoritmos e métodos desenvolvidos e de seus desempenhos para as situações testadas.

### **6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros**

São muitos os trabalhos que podem ser recomendados na área de simulação do acoplamento poço/reservatório. Os que serão aqui citados são temas que estão em desenvolvimento na atualidade, no entanto são listados por completeza.

1. A primeira delas, logicamente, considerando a extensão do presente trabalho, é a aplicação para geometrias 3D;
2. Incluir modelos multifásicos e miscíveis, que permitem identificar os vários regimes de escoamento para o poço horizontal;
3. Estudar os acoplamentos implícitos, isto é, resolvendo os escoamentos no poço e no reservatório em um mesmo sistema linear e comparar os resultados com o modelo empregado neste trabalho;
4. Estudar modelos de poços (determinação de IP) para geometrias 3D e poços arbitrários horizontais. Esta é uma questão chave para o desenvolvimento de algoritmos para solução de problemas reais.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANKLAM, E.G.; WIGGINS, M.L. **A Review of Horizontal Wellbore Pressure Equations.** Paper SPE 94314. Production and Operations Symposium, Oklahoma City, U.S.A., April 17-19, 2005.

BREKKE, K.; LIEN, S.C. **New, Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production performance in High-Permeability Thin Oil Zones.** Paper SPE 24762, Drilling & Completion, September, 1994.

CHO, H. **Integrated Optimization on a Long Horizontal Well Length.** Paper SPE 83669, Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, U.S.A., April 2-3, 2001.

CHURCHILL, S.W. **Friction Factor Equation Spans All Fluid Flow Regimes.** 12<sup>th</sup> International Congress of Refrigeration, Madrid, Spain, pp. 1069-1077, 1977.

COLLINS, D.A.; NGHIEN, L.X.; SHARMA, R.; AGARWAL, R.K. **Field-Scale Simulation of Horizontal Wells With Hybrid Grids.** Paper SPE 21218, 11<sup>th</sup> Symposium on Reservoir Simulation, Anaheim, California, U.S.A., February 17-20, 1991.

CORDAZZO, J. **Simulação de reservatórios de petróleo usando o método EbFVM e multigrid algébrico.** 2006. 250p. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2006.

DICKSTEIN, F.; LARA, A.Q.; NERI, C.; PERES, A.M. **Modeling and Simulation of Horizontal Wellbore-Reservoir Flow Equations.** Paper SPE 39064, Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, 1997.

DIKKEN, B.J. **Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance.** Paper SPE 10824, Annual Technical Conference, San Antonio, Texas, U.S.A., October 8-11, 1989.

ECLIPSE, **Technical Description.** Schlumberger Geoquest, 2006.

FOLEFAC, A.N.; ARCHER, J.S.; ISSA, R.I. **Effect of Pressure Drop Along Horizontal Wellbores on Well Performance,** Paper SPE 23094, Offshore Europe Conference, Aberdeen, September 3-6, 1991.

GARCIA, J.E.L. **A Completação no Mar.** CEN-NOR, PETROBRÁS, Maio, 1997.

GUI, P.G.; CUNHA, J.C. **A Numerical Two-Phase Flow Model Coupling Reservoir and Multisegment Horizontal Well.** Paper SPE 100989. Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, Colorado, U.S.A., April 16-18, 2007.

GUO, B.; GHALAMBOR, A. **A Rigorous Composite-IPR Model for Multilateral Wells.** Paper SPE 100923. Annual Technical Conference, San Antonio, Texas, U.S.A., September 24-27, 2006.

HILL, A.D.; ZHU, D. **The Relative Importance of Wellbore Pressure Drop and Formation Damage in Horizontal Wells.** Paper SPE 100207. Europec/EAGE Annual Conference, Viena, Austria, June 12-15, 2006.

HURTADO, F.S.V. **Uma Formulação de Volumes Finitos baseada em Elementos para a Simulação do Deslocamento Bifásico Imiscível em Meios Porosos.** 2005. 165p. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2005.

IHARA, M.; BRILL, J.P.; SHOHAM, O. **Experimental and Theoretical Investigation of Two-Phase Flow in Horizontal Wells.** Paper SPE 24766, 67<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, District of Columbia, U.S.A., October 4-7, 1992.

ISLAM, M.R.; CHAKMA, A. **Comprehensive Physical and Numerical Modeling of a Horizontal Well.** Paper SPE 20627, Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, U.S.A., September 23-26, 1990.

JOSHI, S.D. **Horizontal Well Technology.** U.S.A.: PennWell Publishing Company, 1991.

LANDMAN, M.J. **Optimization of Perforation Distribution for Horizontal Well.** Paper SPE 23005, Asia-Pacific Conference, Perth, Western Australia, November 4-7, 1991.

MALISKA, C.R.; da SILVA, A.F.C.; HURTADO, F.S.V.; DONATTI, C. N.; AMBRUS, J.; KARPINSKI, L. **Relatório Técnico nº 1.** Rede Temática de Gerenciamento e Simulação de Reservatórios - SIGER, PETROBRÁS e SINMEC, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2008.

MALISKA, C.R. **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional.** Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., Segunda Edição, 2004.

NOVY, R.A. **Pressure Drop in Horizontal Wells: When Can They Be Ignored?** Paper SPE 24941, Annual Technical Conference, Washington, District of Columbia, U.S.A., October 4-7, 1992.

OUYANG, L.B. **Singel Phase and Multiphase Fluid Flow in Horizontal Wells.** 1998. 248p. Thesis. Stanford of University, U.S.A., 1998.

OZKAN, E.; SARICA, S.; HACIISLAMOGLU, M. **Effect of conductivity on Horizontal Well Pressure Behavior.** Paper SPE 25502. Advanced Technology Series, Vol. 3, N° 1, 1995.

PALADINO, E.E. **Estudo do Escoamento Multifásico em Medidores de Vazão do tipo Pressão Diferencial,** Proposta de Tese, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2001.

PEACEMAN, D.W. **Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation.** Paper SPE 6983, Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Denver, U.S.A., October 9-12, 1977.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda. PETROBRÁS, 2006.

STONE, T.W.; KRISTOFF, B.J. **A Comprehensive Wellbore/Reservoir Simulator.** Paper SPE 18149, Symposium on Reservoir Simulation, Houston, Texas, U.S.A., February 6-8, 1989.

SUZUKI, K. **Influence of Wellbore Hydraulics on Horizontal Well Pressure Transient Behavior.** Paper SPE 24684. Annual Technical Conference, Washington, District of Columbia, U.S.A., October 10-14, 1992.

TOMAS, J.E. (Ed.) **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda. 2ª Edição, PETROBRÁS, 2004.

VAN DYKE, K. **Fundamentals of Petroleum.** Texas: Library of Congress Cataloging-in-Publication Data, Fourth Edition, 1997.

VICENTE, R. **A numerical Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics.** 2000. 234p. Thesis. The Pennsylvania State University, U.S.A., 2000.