



PROGRAMA EQ-ANP

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



Estudo do Acoplamento Poço-Reservatório para Poços Horizontais com Fluidodinâmica Computacional

Ricardo Terra de Melo Marques

Projeto de Final de Curso

Orientadores

Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Tânia Suaiden Klein, Ph.D.

Andressa Ribeiro de Melo, B.Sc.

Fevereiro de 2014

ESTUDO DO ACOPLAMENTO POÇO-RESERVATÓRIO PARA POÇOS HORIZONTAIS COM FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL

Ricardo Terra de Melo Marques

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

Aprovado por:

Átila Pantaleão Silva Freire, Ph.D.

Luiz Fernando Lopes Rodrigues Silva, D.Sc.

Fabio Pereira dos Santos, M.Sc.

Orientado por:

Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Tânia Suaiden Klein, Ph.D.

Andressa Ribeiro de Melo, B.Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Fevereiro de 2014

Marques, Ricardo Terra de Melo.

Estudo do Acoplamento Poço-Reservatório para Poços Horizontais com Fluidodinâmica Computacional / Ricardo Terra de Melo Marques. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2014.

xi, 97 p.; il.

(Projeto Final de Curso) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2014. Orientadores: Ricardo de Andrade Medronho, Tânia Suaiden Klein e Andressa Ribeiro de Melo

1. Reservatório. 2. CFD. 3. Poço Horizontal. 4. Projeto Final. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Ricardo de Andrade Medronho (Ph.D.), Tânia Suaiden Klein (Ph.D.), Andressa Ribeiro de Melo (B.Sc.).

“Although this may seem a paradox, all exact science is dominated by the idea of approximation. When a man tells you that he knows the exact truth about anything, you are safe in inferring that he is an inexact man.”

Bertrand Russell

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço aos meus pais, Cesar e Fátima, exemplos de sabedoria e perseverança, pela compreensão e força ao longo de todos esses anos que passei na graduação. Também agradeço o apoio dado pela minha ‘mãedrasta’ Monica e minha querida irmã Raphaela.

À Taiane, minha namorada, que esteve ao meu lado nessa jornada, com muito amor, carinho e compreensão.

Saudações aos amigos que estiveram junto ao longo dessa jornada sempre dispostos a uma boa conversa, risadas e um tempinho para o café.

Aos orientadores Ricardo Medronho e Tânia pelo excelente suporte, oportunidade de realização desse trabalho e paciência nas muitas dúvidas e idas e vindas das correções.

A engenheira Andressa Ribeiro por acreditar na minha capacidade e me guiar pelos caminhos tortuosos dos códigos e simulações com muito empenho.

Ao professor Luiz Fernando pelos lampejos de sabedoria e paciência nas horas mais difíceis.

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

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

ESTUDO DO ACOPLAMENTO POÇO-RESERVATÓRIO PARA POÇOS HORIZONTAIS COM FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL

Ricardo Terra de Melo Marques

Fevereiro, 2014

Orientadores: Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.
Prof. Tânia Suaiden Klein, Ph.D.

Nas duas últimas décadas, poços horizontais e direcionais foram empregados em larga escala nas perfurações *off-shore* brasileiras. Isto ocorreu devido ao surgimento de novas técnicas de completação e perfuração desenvolvidas para suportar uma exploração mais eficiente.

Os poços horizontais possuem uma série de vantagens quando comparados a outros tipos de poços, tais como: maior área efetiva de drenagem, maior capacidade de exploração em reservatórios delgados, fraturas naturais, formações com baixa permeabilidade, redução na formação de cones de água/gás, e aumento da eficiência na recuperação secundária. Além disso, também é relatado na literatura que esses poços são mais viáveis economicamente e operam em sistemas com produção de areia.

Neste trabalho, um estudo de caso de um poço horizontal foi realizado através de fluidodinâmica computacional, visando investigar a influência das hipóteses de condutividade finita e infinita nos perfis de produção. Para tal, foi proposta uma simulação 3D-1D do acoplamento, isto é, simular o reservatório em 3D e obter a correlação para a perda de carga calculada em 1D, reduzindo assim o esforço computacional e, conseqüentemente, poupando tempo de simulação.

Os resultados devem fornecer uma melhor compreensão acerca dos fenômenos que ocorrem em reservatórios explorados com poços horizontais, viabilizando, desta forma, estudos que tenham por objetivo otimizar a produção de petróleo em reservatórios de idade mais avançada.

O acoplamento poço-reservatório 3D-1D estudado apresentou resultados consistentes com os dados experimentais, mostrando ser uma metodologia adequada, uma vez que é capaz de descrever com boa precisão o interior de um reservatório.

Também foi possível reduzir o custo computacional e o tempo de simulação sem comprometer a acurácia dos resultados. Foi possível observar a diferença entre a abordagem de condutividade finita e infinita e as conseqüências que isto implica para o escoamento nas proximidades do poço horizontal. Também foi possível compreender a causa de maior ocorrência de cones de água e gás na região próxima ao calcanhar (*heel*), devido ao maior gradiente de pressão.

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

STUDY OF THE RESERVOIR-WELL COUPLING OF HORIZONTAL WELLS USING COMPUTACIONAL FLUID DYNAMICS

Ricardo Terra de Melo Marques

February, 2014

Supervisors: Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.
Prof. Tânia Suaiden Klein, Ph.D.

In the last two decades horizontal and directional wells have been widely employed in Brazilian offshore oil drilling. This happened due to new completion and drilling techniques developed to support more efficient well exploration.

Horizontal wells present some advantages compared to other types of wells such as: larger effective drainage area, higher capacity of exploration in thin reservoirs, natural fractured and low permeability formations, less formation of water/gas cones and higher efficiency in secondary recovery. Moreover, these wells are reported to be economically more viable and can also work on systems with sand production. It is also reported in the literature that the hypothesis of infinite conductivity is often adopted in wells simulations, that is, the pressure drop in the well is assumed to be negligible due to the pressure difference between the well and the reservoir. However, this assumption must be employed carefully, since it may disturb prediction of global production rates, especially with regard to their distributions along the well.

In this work a horizontal well case study was carried out with computational fluid dynamics in order to predict the production rate, the flux distribution and the pressure profile along the horizontal well. Both finite and infinite conductivity hypothesis were investigated. A coupled methodology was used in a way that the mass flux is estimated with computational fluid dynamics for a 3-D reservoir and exported to a 1-D horizontal well routine which calculates the pressure drop in the well and exports it back to the reservoir simulation and so on until convergence.

The simulation considering finite conductivity was shown to be more appropriate than that with the infinite conductivity hypothesis and presented agreement with experimental data.

ÍNDICE

Capítulo I – INTRODUÇÃO	1
1.1 – Motivação	2
1.2 – Objetivos	3
1.3 – Organização do Texto	3
Capítulo II – FUNDAMENTOS TEÓRICOS	5
2.1 – Reservatórios	5
2.1.1 - Descrição	5
2.1.2 – Tipos de Reservatório	7
2.1.3 – Histórico de Simulações	8
2.2 – Escoamento em Meios Porosos	12
2.2.1 – Equação de Darcy	12
2.2.2 – Propriedades dos Fluidos	13
2.2.2.1 – Equação de Estado	13
2.2.2.2 – Massa Específica	14
2.2.2.3 – Viscosidade	14
2.2.2.3 – Compressibilidade de Líquidos	14
2.2.2.5 – Grau API	15
2.2.3 – Propriedades das Rochas	15
2.2.3.1 – Porosidade	16
2.2.3.2 – Saturação	17
2.2.3.3 – Compressibilidade de Rochas	18
2.2.3.4 – Capilaridade	19
2.2.3.5 – Permeabilidade	22
2.3 – Poços Horizontais	24
2.3.1 – Descrição	24
2.3.2 – Completação	27
2.3.4 – Escoamento no Poço Horizontal	29
2.4 – Acoplamento Poço-Reservatório	41

Capítulo III – FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL	45
3.1 – Introdução	45
3.2 – Equações de Conservação	46
3.2.1 – Equação da Continuidade	47
3.2.2 – Equação do Movimento	44
3.4 – O Método dos Volumes Finitos	49
3.5 – Resolução de Sistemas	50
3.6 – Malhas	52
3.7 – Termo Fonte	56
Capítulo IV – METODOLOGIA	59
4.1 – Simulação	59
4.1.1 – Proposta de Análise	59
4.1.2 – Dados de Entrada	60
4.1.3 – Configurações	61
4.2 – Geração de Malha	62
4.2.1 – Geometria, Blocagem e Refino	62
4.2.2 – Condições de Contorno	64
4.3 – Seleção de Parâmetros	65
4.4 – Aplicação do Acoplamento	66
Capítulo V – RESULTADOS E DISCUSSÃO	71
5.1 – Parte I – Teste de Malha	71
5.2 – Parte II – Validação dos Dados e Comparação de Hipóteses	72
5.3 – Parte III – Investigação de Parâmetros	75
5.3.1 – Rugosidade Relativa	75
5.3.2 – Diâmetro do Poço	75
5.3.3 – Comprimento do Poço	79
Capítulo VI – Conclusão	82
Referência Bibliográfica	84
Apêndice A – <i>User-Defined Functions</i> (UDF)	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Esquema das rochas que compõem o reservatório de petróleo	6
Figura 2.2	Esquema dos sistemas de produção em alto mar	7
Figura 2.3	Classificação dos reservatórios a) Produção de Óleo; b) Produção de Óleo e Gás Condensado; c) Produção de Gás	8
Figura 2.4	Evolução dos modelos de simulação de reservatórios	9
Figura 2.5	Reservatório discretizado com malha de <i>corner-points</i>	11
Figura 2.6	Reservatório discretizado com malha de <i>Voronoi</i>	11
Figura 2.7	Seção transversal de uma amostra de rocha	17
Figura 2.8	Rocha-reservatório saturada pelas 3 fases: água, óleo e gás	18
Figura 2.9	Efeito da profundidade das rochas na sua porosidade	19
Figura 2.10	Superfície sólida sujeita a um fluido não molhante (esquerda), fluido molhante (direita), e um exemplo de balanço de forças superficiais (centro)	21
Figura 2.11	Curva de permeabilidade relativa <i>versus</i> saturação de água	23
Figura 2.12	Comparação entre o raio de drenagem do poço vertical e horizontal	25
Figura 2.13	Formação de cones de água em poços verticais e horizontais	26
Figura 2.14	Diferença de drenagem em reservatórios fraturados	26
Figura 2.15	Tipos de completação	28
Figura 2.16	Escoamento do reservatório para o poço horizontal	29
Figura 2.17	Perfis de escoamento para o poço horizontal	31
Figura 2.18	Evolução dos modelos para descrição dos poços horizontais	32
Figura 2.19	Perfil de vazão e pressão para um poço submetido à condutividade finita	34
Figura 2.20	Mapeamento do Campo de <i>Troll</i>	35
Figura 2.21	Vista em perspectiva da geometria de Ozkan <i>et al.</i> (1993)	36
Figura 2.22	Vista lateral da geometria de Ozkan <i>et al.</i> (1993)	36
Figura 2.23	Curvas de produção acumulada de Ozkan <i>et al.</i> (1993)	37
Figura 2.24	Curvas de distribuição de fluxo de Ozkan <i>et al.</i> (1993)	37
Figura 2.25	Comparação entre as perdas de carga por fricção e aceleração	38
Figura 2.26	Diagrama Esquemático para um acoplamento genérico	44
Figura 3.1	Etapas de uma simulação numérica CFD	46

Figura 3.2	Malha Ortogonal descrevendo uma semicircunferência	53
Figura 3.3	Malha Não-Ortogonal descrevendo uma semicircunferência	54
Figura 3.4	Malha Não-Ortogonal Estruturada	54
Figura 3.5	Malha Estruturada construída em 3 blocos	55
Figura 3.6	Malha Não-Estruturada	56
Figura 4.1	Especificações da geometria do reservatório	63
Figura 4.2	Refinamento no reservatório	63
Figura 4.3	Detalhe do refinamento nas proximidades do poço	64
Figura 4.4	Localização das condições de contorno	65
Figura 4.5	Fluxograma do acoplamento explícito poço-reservatório	67
Figura 4.6	Metodologia de divisão do poço horizontal em segmentos	68
Figura 5.1	Relação entre o resíduo de continuidade e número de elementos	72
Figura 5.2	Comparação da distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço simulada com pontos os experimentais de Ozkan <i>et al.</i> (1993)	73
Figura 5.3	Linhas de corrente do escoamento reservatório-poço: <i>toe</i> (rosa) e <i>heel</i> (azul).	74
Figura 5.4	Comparação da produção acumulada com pontos experimentais de Ozkan <i>et al.</i> (1993)	75
Figura 5.5	Efeito da rugosidade relativa na distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço	76
Figura 5.6	Efeito da rugosidade relativa na produção acumulada	77
Figura 5.7	Efeito do diâmetro na distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço	78
Figura 5.8	Efeito do diâmetro na produção acumulada	78
Figura 5.9	Efeito do comprimento na distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço	79
Figura 5.10	Efeito do comprimento na produção acumulada	80
Figura A.1	Pontos de inserção de UDF no código numérico	89
Figura A.2	Entidades geométricas reconhecidas pelas UDF's	90
Figura A.3	Exemplos de funções e sua macro correspondente	91
Figura A.4	Exemplos de funções e sua macro correspondente	91
Figura A.5	UDF para divisão do poço horizontal em segmentos	92

Figura A.6 UDF para cálculo do poço sob hipótese de condutividade infinita

94

Figura A.7 UDF para cálculo do poço sob hipótese de condutividade finita e atualização do perfil de pressão

97

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1	Dados de entrada para o modelo de Ozkan <i>et al.</i> (1993)	37
Tabela 4.1	Dados do reservatório, poço horizontal e óleo	60
Tabela 4.2	Resumo das configurações do simulador	70

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de um campo de petróleo por meio do emprego de poços horizontais em áreas novas ou maduras possui grande relevância na produção de hidrocarbonetos nos reservatórios. A geometria do poço horizontal é desenvolvida de forma que haja uma maior área de contato com o reservatório, o que permite uma maior eficiência na exploração e produtividade (Rocha, 2006).

Nas duas últimas décadas poços horizontais e direcionais foram empregados em larga escala nas perfurações *offshore* brasileiras. Segundo dados da Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2011) cerca de 90% da produção de petróleo brasileira se encontra em alto mar, o que abrange perfurações na costa e em águas profundas. O avanço tecnológico permitiu o surgimento de novas técnicas de completação e perfuração desenvolvidas para suportar a exploração de petróleo de forma viável e mais eficiente nessa nova fronteira.

Um dos principais objetivos de uma simulação numérica de um reservatório de petróleo é obter uma estimativa da produção para que se possa propor uma estratégia de otimização que torne a operação mais viável. Este processo tradicionalmente é abordado em duas fases distintas e dependentes: modelagem e simulação do reservatório e do sistema de produção (Rosa, 2006).

No cenário atual de produção em escala global, são encontrados diversos sistemas de exploração com suas particularidades intrínsecas: permeabilidades distintas, mistura de fluidos, profundidade, pressão, temperatura, entre outros. Desta forma se justifica a necessidade em se obter uma estratégia cujos os modelos de reservatório e produção estejam integrados (Jahn, 2012).

Diversas metodologias foram propostas ao longo dos anos a fim de se obter a integração poço-reservatório, dentre elas destacam-se dois modelos conhecidos como hipótese da condutividade finita e infinita. Estes modelos se diferenciam pelo fato da perda de carga ser desprezada ao longo do poço na condutividade infinita, enquanto que na outra abordagem a perda de carga é considerada (Joshi, 1991).

1.1 Motivação

Desde meados da década de 70, muitos trabalhos acadêmicos e técnicos têm apresentado propostas de como abordar os modelos de condutividade finita e infinita de forma a atender critérios de confiabilidade e eficiência.

A literatura revela que, frequentemente em simulações de reservatórios, é adotada a hipótese de condutividade infinita, isto é, assume-se como desprezível a perda de carga sofrida devido ao escoamento no interior do poço horizontal, quando comparada com o diferencial de pressão poço-reservatório. Autores como Ozkan *et al.* (1999) discutem que essa simplificação pode ser aplicada restritamente a sistemas de baixa produção, em que o gradiente de pressão devido ao escoamento através do poço é desprezível em relação à perda de carga no reservatório (*drawdown*), enquanto que autores como Dickstein *et al.* (1997) indicam ausência de simetria na distribuição de fluxo ao longo de poços horizontais quando a perda de carga é considerada. Desta forma, a consideração de condutividade infinita deve ser empregada com cautela, pois, embora ocasione um menor esforço computacional, tende a gerar desvios nas taxas de produção global e, principalmente, na distribuição dessa produção ao longo do poço.

Esta abordagem pode, no médio prazo, trazer aspectos adversos à exploração de petróleo em poços horizontais, principalmente quando há formação de cone d'água, efeito este que implica em uma sobrecarga das etapas de separação em superfície. Pode-se, inclusive, chegar ao ponto crítico de inviabilizar o poço sem atingir a meta projetada de recuperação, quando a taxa de avanço real dos cones d'água é superior àquela prevista por modelos operando em condutividade infinita.

Com o surgimento de novas ferramentas de simulação e o avanço do poder computacional, foi possível propor novas soluções para problemas que até então não eram representados da maneira mais adequada, devido a uma série de simplificações. Por exemplo, Sansoni *et al.* (2007) estudaram um acoplamento poço-reservatório utilizando ferramentas de fluidodinâmica computacional para ambas abordagens infinita e finita por meio da interação entre as simulações 3D do reservatório e a simulação 3D do poço. Esta simulação 3D-3D permitiu obter a solução completa do escoamento no interior do poço, assim como obter a perda de carga sem que fossem utilizadas correlações empíricas, porém com maior custo computacional. Todavia, com o decorrer do tempo, foram observadas dificuldades na aplicação de tal metodologia associada à

modelagem física tanto do reservatório quanto do poço, à frequência com que as informações são repassadas entre os domínios, às instabilidades numéricas da simulação e à capacidade computacional disponível.

É importante, portanto, desenvolver-se uma metodologia mais robusta para tais simulações.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é investigar a fluidodinâmica do escoamento na interface poço-reservatório para se avaliar de que forma as hipóteses de condutividade finita e infinita influenciam na distribuição de fluxos ao longo do poço, e na produtividade global do sistema.

Para tal, foi realizado um estudo de caso de um poço horizontal por meio de fluidodinâmica computacional, sendo proposta uma simulação 3D-1D do acoplamento, isto é, simular o reservatório em 3D e obter a perda de carga no poço por meio de correlação empírica calculada em 1D. Desta forma espera-se reduzir o esforço computacional e, conseqüentemente, poupar tempo de simulação.

Por fim, busca-se analisar os perfis de produção do poço horizontal submetidos a diferentes especificações de projeto, como por exemplo, simular casos sob diferentes diâmetros, rugosidades relativas e comprimentos.

1.3 Organização do Texto

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. No **Capítulo 1** é apresentada uma breve introdução sobre o tema proposto, fazendo um preâmbulo acerca das motivações e objetivos.

No **Capítulo 2** são apresentados os fundamentos teóricos e conceitos que servem de base para o pleno entendimento do trabalho. Além de uma revisão bibliográfica da modelagem matemática e física referente ao reservatório, poço horizontal.

O **Capítulo 3** fornece uma introdução em linhas gerais sobre conceitos referentes à fluidodinâmica computacional.

No **Capítulo 4** a metodologia de execução do trabalho é apresentada, assim como, a seleção de dados, análise de caso, e configurações da simulação numérica.

O **Capítulo 5** apresenta os resultados obtidos pela aplicação da metodologia e sua validação por meio de um estudo de caso.

Finalmente, o **Capítulo 6** destaca as contribuições deste trabalho, encerrando com as considerações finais. Além disso, são feitas recomendações para trabalhos futuros de forma a garantir o aperfeiçoamento da metodologia.

CAPÍTULO II. FUNDAMENTAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo será realizada uma breve revisão acerca dos principais conceitos teóricos que envolvem a interface existente entre reservatório e sistemas de produção.

2.1 Reservatórios

2.1.1 Descrição

Segundo Jahn *et al.* (2012) os reservatórios de petróleo são constituídos por rochas porosas localizadas em regiões subterrâneas tanto em solo terrestre quanto abaixo do leito oceânico, que contém em sua matriz o petróleo cru. Várias condições devem ser satisfeitas para sinalizar a existência de acumulação de hidrocarbonetos, isto é, um reservatório que reúna as condições necessárias de ter seu petróleo explorado.

Primeiramente, deve haver uma bacia sedimentar que contenha a sequência adequada de rochas que propicie ao longo do tempo geológico a formação, migração e aprisionamento do petróleo.

Nessa sequência, a rocha geradora deve fornecer o ambiente adequado à degradação da matéria orgânica que se encontra abundante em folhelhos, com ausência de oxigênio e submetida a condições severas de alta pressão e temperatura até atingir a maturação. Logo após ocorre a migração do petróleo formado, por meio de forças capilares e de empuxo, para a rocha reservatório: uma rocha porosa e permeável capaz de armazenar os hidrocarbonetos por longos períodos. É importante ressaltar que uma última camada de rocha selante ou capeadora é necessária para impermeabilizar a rocha reservatório a fim de preservar e impedir novas migrações de hidrocarboneto para estratos superiores ou invasão de água no reservatório. A Figura 2.1 mostra a sequência de rochas que constituem o reservatório.

De acordo com Economides *et al* (1994) a produção de petróleo, de maneira geral, envolve dois sistemas distintos, porém bem associados entre si: o reservatório como sendo um meio poroso contendo uma capacidade diferenciada de armazenar e escoar esse petróleo, e a estrutura e o maquinário responsável pela exploração do

mesmo, incluindo o poço e demais equipamentos auxiliares de fundo. Na superfície se localizam as instalações de coleta, separação, estocagem e transporte desse petróleo.

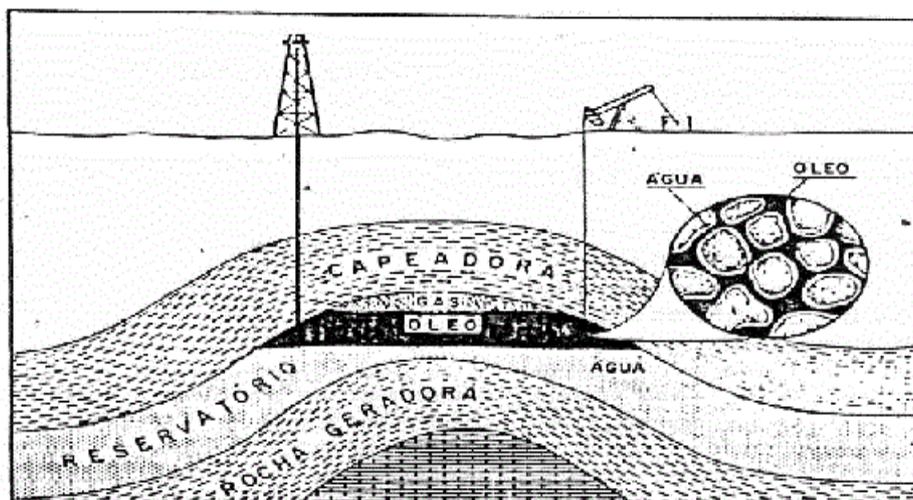


Figura 2.1 – Esquema das rochas que compõem o reservatório de petróleo (PETROGAS, 2011).

Diez *et al* (2005) propuseram uma divisão da produção em quatro subsistemas: o reservatório localizado abaixo da superfície, composto por rocha porosa e permeável suficientes para armazenar e difundir fluidos; o sistema de produção em poços, constituído por perfurações através do reservatório em pontos específicos; o sistema de coleta representado por uma rede de tubulação que transporta e controla o escoamento de fluidos do poço para a planta de estocagem e/ou processamento; e por último as instalações de superfície para transporte e separação.

A Figura 2.2 mostra um esquema contendo os subsistemas de produção integrados: reservatório, poços, tubos de coleta com, mais especificamente, árvore de natal, *manifold*, *risers* e o módulo de superfície.

A compreensão das leis físicas que regem o escoamento dos fluidos desde sua movimentação no meio poroso do reservatório até a chegada à superfície é de suma importância para uma modelagem matemática mais acurada da produção de petróleo e o pleno gerenciamento das reservas.

Neste trabalho são abordados: o reservatório e o poço, como sendo um sistema contendo uma seção de bacia sedimentar que faz contato com o poço que conduz o escoamento para os pontos de coleta.

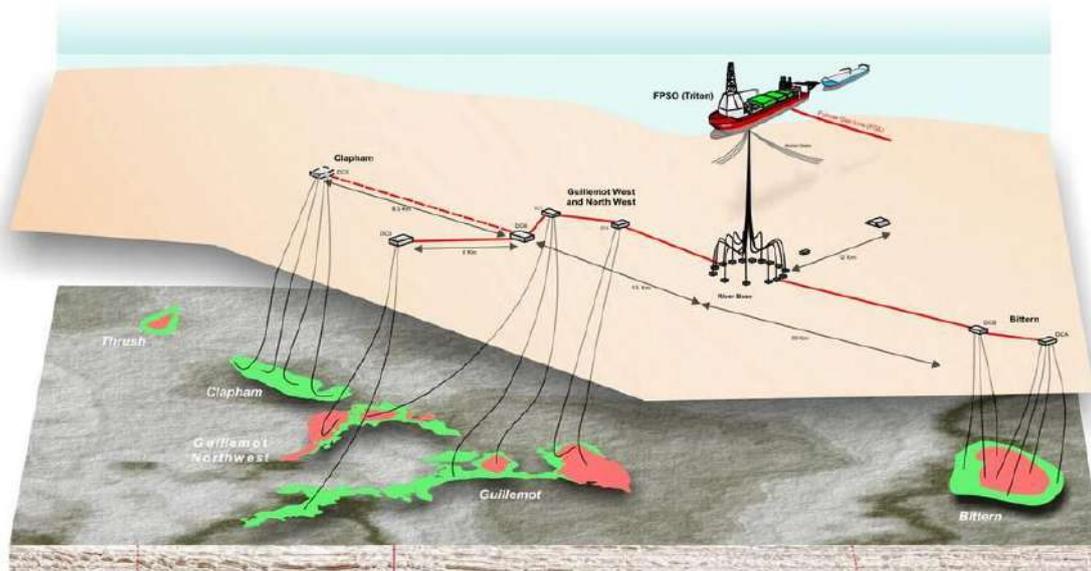


Figura 2.2 – Esquema dos sistemas de produção em alto mar (OET, 2012).

2.1.2 Tipos de Reservatório

Os reservatórios de petróleo possuem em sua composição uma ampla mistura de hidrocarbonetos, água, gás carbônico, gás sulfídrico entre outros constituintes em menor proporção. Dependendo do histórico geológico, da formação rochosa ou das condições termodinâmicas um reservatório pode conter uma fração superior ou inferior de gás em relação à fração de líquido. Isto representa um fator importante no estudo e planejamento de produção de petróleo nesses reservatórios (Rosa, 2006).

Neste ponto uma classificação importante refere-se ao conceito de reservatório produtor de gás natural associado, isto é, um reservatório que produz principalmente óleo, tendo o gás como produto secundário estando ele dissolvido na fase líquida, condensado ou formando uma capa de gás na parte superior do reservatório. É válido ressaltar uma produção à baixa e média pressão, com alto teor de hidrocarbonetos mais pesados (Jahn, 2012).

Em contrapartida, um reservatório pode ser classificado como produtor de gás natural não associado, o que representa um reservatório que possui o gás como principal produto e muitas vezes único produto norteando os sistemas de produção. Este sistema opera em altas pressões, possuindo baixo teor de pesados, pois a extração geralmente ocorre direto da capa de gás como pode ser visto na Figura 2.3 (Jahn, 2012).

O conceito adotado para determinar a classificação de reservatório é chamado de Razão Gás – Líquido ou RGL, definido pela Equação 2.1, que avalia as vazões instantâneas da produção de gás e de líquido, ambas medidas a 20°C e 1 atm.

$$RGL = \frac{V_{gás}}{V_{líquido}} \quad (2.1)$$

- Reservatório de Óleo: $RGL \leq 900 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$
- Reservatório de Gás Condensado: $900 \leq RGL \leq 18.000 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$
- Reservatório de Gás: $RGL \geq 18.000 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$

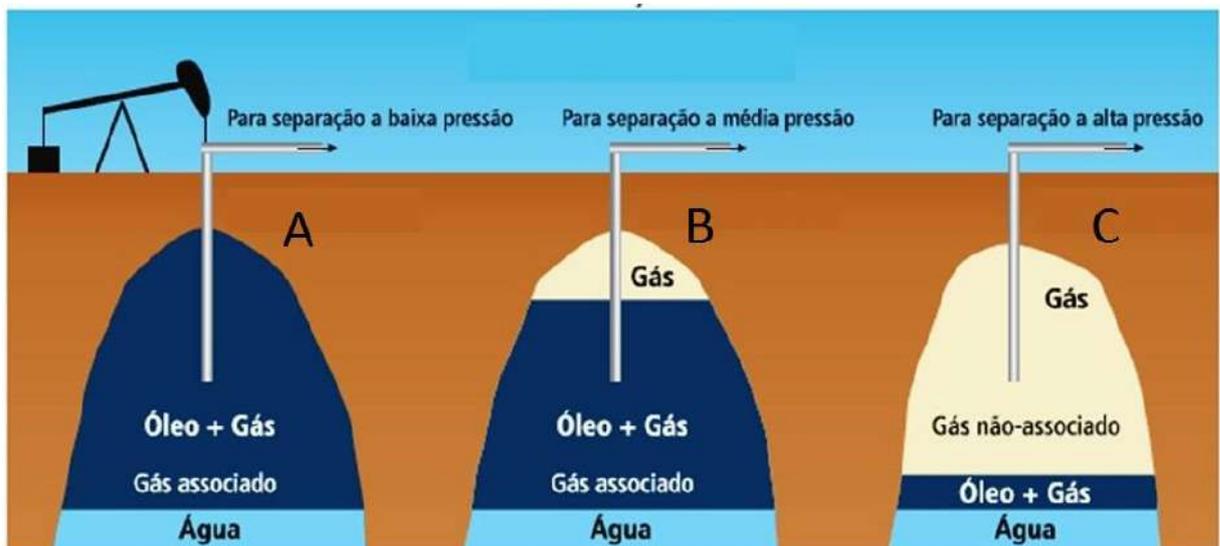


Figura 2.3 – Classificação dos reservatórios a) Produção de Óleo; b) Produção de Óleo e Gás Condensado; c) Produção de Gás (SILVA, 2011).

2.1.3 Histórico de Simulações

Desde a perfuração dos primeiros poços de petróleo em meados da segunda metade do século XIX até os primórdios do século XX, não havia uma preocupação referente aos aspectos técnicos dos mecanismos físicos presentes nos reservatórios. Foi só a partir da década de 1930 que começaram os primeiros estudos utilizando-se

modelos físicos análogos, como escoamentos em caixas de areia e circuitos elétricos (Nash, 1990).

Ainda segundo Nash (1990), a engenharia de reservatórios tradicional que se desenvolveu no início do século XX, se utilizava de artifícios pouco sofisticados como calculadoras mecânicas e régua de cálculo, fornecendo análises muito simplificadas e com pouca acurácia. Destaca-se que nesse período o reservatório era simplificado como um único bloco na qual se fazia um balanço material. Devido às limitações tecnológicas, as equações empregadas nos modelos em sua maioria dependiam de soluções analíticas unidimensionais limitadas à suposição de uma ou duas fases.

Os primeiros simuladores de reservatórios de petróleo surgiram na década de 1950 e, segundo Dalton *et al* (1990), tal desenvolvimento teve participação conjunta de corporações da indústria petrolífera. Desta forma foram feitos investimentos em pesquisa na área computação digital e análise numérica a fim de desenvolver métodos que resolvessem modelos contendo menos simplificações, isto é, modelos mais complexos.

De acordo com Aziz *et al* (1994), em meados de 1970, a simulação de reservatórios tornou-se mais consolidada com o avanço tecnológico dos processadores computacionais e diminuição dos custos de *hardware*. Isto permitiu a manipulação de um número maior de variáveis, assim como a solução de sistemas envolvendo grande número de equações não-lineares. Além disso, o desenvolvimento de métodos numéricos mais robustos, equações de estado, modelos multifásicos e inovações na discretização em malhas permitiu que os reservatórios fossem descritos e simulados com mais detalhes. A Figura 2.4 ilustra a evolução dos modelos de simulação.



Figura 2.4 – Evolução dos modelos de simulação de reservatórios (CORDAZZO, 2006).

A principal motivação que justificou o investimento em simuladores mais eficientes foram as atividades de planejamento de médio e longo prazo da produção, pois demandavam um volume maior de dados e cenários para um gerenciamento mais consciente do reservatório (Coats, 2003).

Na atualidade, a maioria dos simuladores comerciais empregam as denominadas malhas *corner-points*, para a representação geométrica dos reservatórios, e são baseadas na proposta inicial de Hirasaki *et al* (1970) de utilizar coordenadas curvilíneas ortogonais. Essas malhas são formadas por hexaedros, os quais mantêm a mesma estrutura lógica das malhas cartesianas. No entanto, como nas malhas *corner-points* é possível especificar as coordenadas dos vértices dos hexaedros, estas podem ser não-ortogonais. Este método tem a vantagem de gerar malhas coincidentes com a fronteira, o que possibilita a representação mais fiel de reservatórios com fronteiras complexas e falhas geológicas ao longo do reservatório. Contudo, como a malha deve manter uma estrutura lógica rígida, a representação de algumas dessas características geométricas do reservatório pode ser bastante grosseira.

Maliska *et al* (2004) afirmam que a maior limitação desse modelo, no entanto, é a utilização de apenas dois valores nodais no cálculo do fluxo nas interfaces de dois volumes de controle, o que resulta sempre em um padrão (*stencil*) de 5 pontos para 2D. Como a parcela dos fluxos cruzados é desprezada, surgem erros numéricos que aumentam com a não-ortogonalidade da malha. Para resolver tal impasse foi proposto um modelo de 9 pontos para 2D, o que é suficiente para calcular o fluxo de forma exata em malhas estruturadas, a menos dos erros de truncamento.

A utilização deste método, no entanto, provoca uma pequena alteração na estrutura matricial do sistema linear que passa a ser mais cheia, o que ocasiona um maior esforço computacional devido à utilização de métodos numéricos mais sofisticados. A Figura 2.5 ilustra a representação de um reservatório empregando a malha *corner-points*.

Mais recentemente, no início da década de noventa, deu-se início à utilização de malhas não-estruturadas para simulação de reservatórios, sendo denominadas malhas de *Voronoi*, como visto na Figura 2.6. Essas malhas são compostas por prismas diversificados, de forma que a interface entre os volumes de controle vizinhos sejam perpendiculares aos segmentos que unem os pontos em que as variáveis são aproximadas, cortando esses segmentos no ponto médio. Desta forma, o fluxo da interface pode ser aproximado considerando somente os valores correspondentes dos

dois pontos vizinhos à interface. Em termos práticos esta simplificação tende a reduzir o esforço computacional, entretanto é válida somente se o meio poroso em questão for representado como sendo isotrópico (Hurtado, 2011).

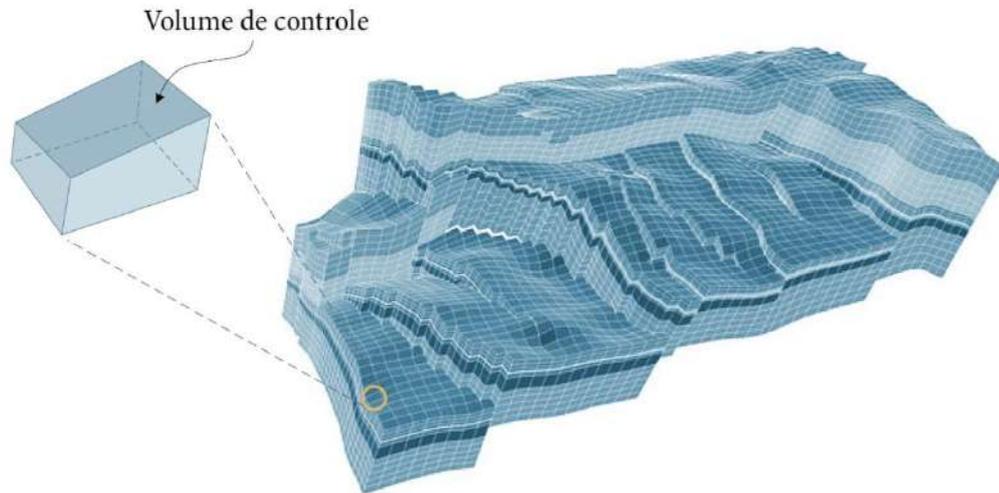


Figura 2.5 – Reservatório discretizado com malha de *corner-points* (Hurtado, 2011).

Vale ressaltar que foram desenvolvidos modelos de malhas adicionais que abrangessem casos anisotrópicos, no entanto essas discretizações são limitadas a baixos níveis de anisotropia devido ao fato de que tais malhas são não-estruturadas apenas no plano horizontal.

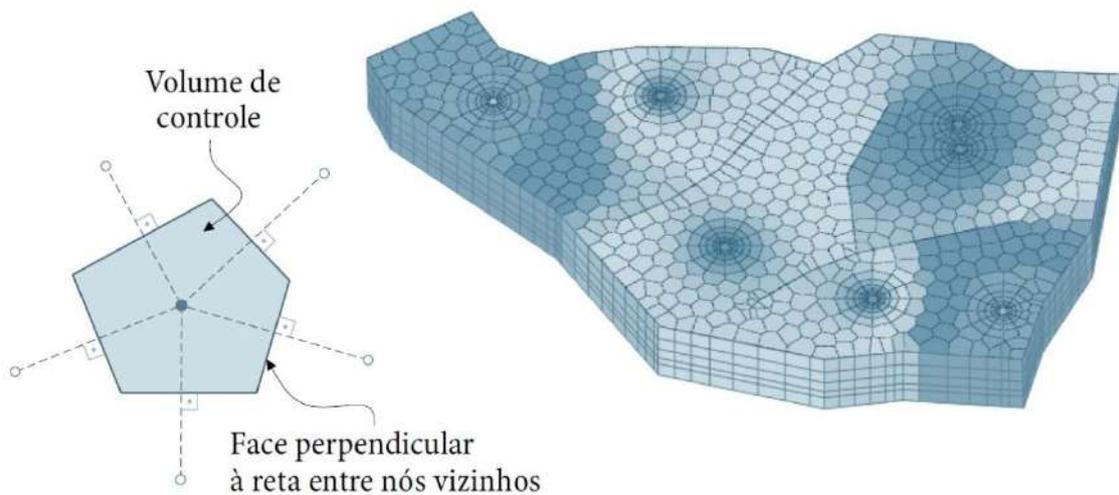


Figura 2.6 – Reservatório discretizado com malha de *Voronoi* (Hurtado, 2011).

Analisando-se as características das malhas *corner-points* e *Voronoi*, percebe-se que para o proposto trabalho a malha não estruturada se apresenta como uma opção mais robusta e com capacidade de fornecer resultados mais confiáveis quando aliada à fluidodinâmica computacional e ao método de volumes finitos. Visto que se pretende considerar um meio poroso com certo grau de anisotropia, porém sem falhas geológicas, o que reforça a escolha pela malha não estruturada hexaédrica em multiblocos que será abordada com mais detalhes nas seções a seguir.

2.2 Escoamento em Meios Porosos

2.2.1 Equação de Darcy

A equação de Darcy relaciona a velocidade de fluido com o gradiente de pressão existente no meio poroso em escoamentos laminares (Darcy, 1856). Segundo esta equação, a velocidade de escoamento de um fluido escoando em um meio poroso é inversamente proporcional à sua viscosidade (μ) e diretamente proporcional à sua permeabilidade (k). A Equação de Darcy aplicada ao escoamento horizontal de um fluido newtoniano incompressível escoando em um meio isotrópico assume a forma:

$$v_x = \frac{Q}{A} = -\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (2.2)$$

O sinal negativo na Equação 2.2 indica que a direção do escoamento é oposta ao gradiente de pressão.

A equação de Darcy é largamente utilizada em fluidodinâmica devido à sua ampla faixa de funcionalidade para diversos materiais, incluindo rochas de reservatório. No entanto, Carlson *et al* (1996) observam que esta equação é válida para escoamentos laminares, logo para elevados números de Reynolds, ela não fornece bons resultados.

2.2.2 Propriedades dos Fluidos

As propriedades dos fluidos existentes nos reservatórios de petróleo constituem importantes informações para o estudo do comportamento desses reservatórios. Essas propriedades devem ser determinadas, de preferência, experimentalmente em análises de laboratório. No entanto, em algumas situações por motivos econômicos ou operacionais, isso não se torna possível. Nesses casos, as propriedades dos fluidos do reservatório devem ser calculadas por meio de equações de estado ou estimadas usando-se gráficos ou correlações empíricas disponíveis na literatura (Rosa, 2006).

Como dito anteriormente, reservatórios de petróleo possuem uma mistura de hidrocarbonetos como principais constituintes, dessa forma, é válido uma formalização quanto ao conceito de óleo e de gás natural no que tange suas propriedades físicas. De acordo com Rosa *et al* (2006), óleo representa a fração de petróleo que permanece no estado líquido quando a mistura líquida de hidrocarbonetos é levada das condições pressão e temperatura do reservatório para as condições da superfície. De forma análoga, gás natural é a fração de petróleo que se apresenta em estado gasoso quando exposta às condições da superfície.

2.2.2.1 Equação de Estado

Segundo Rosa *et al.* (2006) a equação de estado é uma expressão que relaciona a pressão, temperatura ou volume de um gás ou líquido. Para gases, pode-se optar pela forma mais simplificada de gás ideal, pela combinação das leis de Boyle-Mariotte, Charles e Avogadro, originando a Equação 2.3, conhecida como equação de Clapeyron. Outrossim, pode-se optar por modelos mais sofisticados de gás real.

$$pV = nRT \quad (2.3)$$

2.2.2.2 Massa Específica

Por definição, a massa específica de um gás está relacionada ao número de moles (n) e ao seu peso molecular (M). Assumindo-se um modelo de equação de estado para gases ideais, se obtém a Equação 2.4.

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT} \quad (2.4)$$

Para uma substância pura ou mistura líquida, a massa específica é definida como a relação entre a massa e o volume, visto na Equação 2.5.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.5)$$

2.2.2.3 Viscosidade

A viscosidade de um fluido é uma medida da sua resistência ao escoamento. A viscosidade varia com a pressão e a temperatura do meio (Bird, *et al.*, 2002), embora a dependência com a temperatura seja dominante (Schlichting e Gersten, 2000). Enquanto que para líquidos a viscosidade diminui com a temperatura, para gases pouco densos ela aumenta com a temperatura, invertendo esta tendência à medida que se aproxima a temperatura crítica (Bird, *et al.*, 2002). Além disso, para líquidos observa-se uma diminuição na viscosidade quando há aumento de gases dissolvidos em solução (Rosa, 2006).

2.2.2.4 Compressibilidade de Líquidos

De forma análoga ao estudo de gases, é necessário que se tenha uma modelagem para representar a variação da massa específica em função da pressão para os líquidos. Geralmente se usa a equação de compressibilidade isotérmica como equação de estado, por fornecer uma boa aproximação.

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (2.6)$$

Substituindo a Equação (2.5) na Equação (2.6), se obtém a Equação (2.7) que explicita a relação entre pressão e massa específica para líquidos.

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad (2.7)$$

2.2.2.5 Grau API

A densidade de um líquido ou de uma mistura líquida pode também ser expressa em graus API ($^{\circ}$ API), que é uma função hiperbólica da densidade, isto é, o grau API varia inversamente com a densidade relativa do líquido. Desta forma, constitui uma escala arbitrária criada pela *American Petroleum Institute* (API) bastante usada na indústria de petróleo.

$$^{\circ} API = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5 \quad (2.8)$$

De acordo com a definição, γ é a densidade relativa à água a 60°F, desta forma para a água tem-se γ igual a 1, e conseqüentemente, grau API igual a 10. Para óleos presentes em reservatórios de petróleo o grau API geralmente varia de 20 a 35, podendo atingir valores mais baixos para óleos mais densos (Rosa, 2006).

2.2.3 Propriedades das Rochas

As rochas-reservatório contêm geralmente dois ou mais fluidos retidos nos seus interstícios. Sendo assim, informações a respeito das propriedades acerca das rochas como o volume de fluido e a transmissibilidade dos mesmos constituem fatores de

grande relevância no estudo do comportamento de reservatórios de petróleo (Rosa, 2006).

2.2.3.1 Porosidade

Representa uma das propriedades mais importantes da engenharia de reservatórios no estudo de meio porosos, pois mede a capacidade de armazenamento de fluidos pela rocha. Define-se porosidade, ϕ , como sendo a relação entre o volume de vazios, V_V , (ocupados por fluidos) e o volume total de uma rocha, V_T , como descrito pela Equação 2.9.

$$\phi = \frac{V_V}{V_T} \quad (2.9)$$

A porosidade descrita anteriormente é dita absoluta por abordar somente uma relação entre volumes. No entanto, sabe-se que nem todos os poros da rocha estão interconectados de forma a permitir um escoamento através desses poros. Desta forma, foram criadas classificações adicionais para abranger uma maior variedade de estruturas porosas que atendam aos interesses da engenharia de reservatórios.

A porosidade efetiva considera somente os espaços vazios interconectados da rocha, isto é, representa a relação entre os espaços ocupados por fluidos, que podem ser deslocados no meio poroso, e o volume total da rocha.

A porosidade é dita primária quando se desenvolveu ao longo do período de deposição do material sedimentar. Como exemplo, é válido citar a porosidade intergranular dos arenitos a as porosidades intercrystalina e oolítica de calcários (Rosa, 2006).

A porosidade secundária é aquela resultante de processos geológicos que levaram à transformação de sedimentos em rochas. Por exemplo, desenvolvimento de fraturas em arenitos, folhelhos e calcário, assim como, dissolução de parte dessa rocha formando cavidades (Rosa, 2006).

De acordo com Lake *et al.* (2007), a geometria dos poros da rocha reservatório é resultado de seu histórico deposicional e diagenética. O tamanho e a estrutura dos grãos

são determinados pelo ambiente deposicional e alterações diagenéticas, ocasionadas por ciclos de cimentação e lixiviação. Além da geometria, a conectividade dos poros impacta na permeabilidade da rocha, de forma que uma maior conectividade entre os poros permite uma melhor difusividade hidráulica.

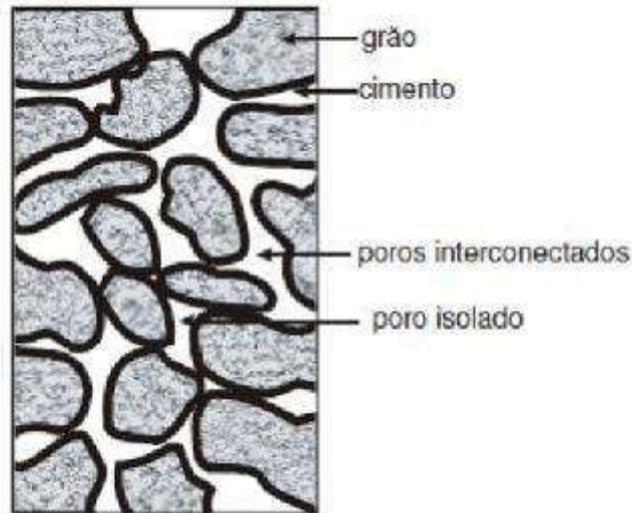


Figura 2.7 – Seção transversal de uma amostra de rocha (Rosa, 2006).

2.2.3.2 Saturação

A saturação de um fluido, S_f , no meio poroso representa a fração do volume do meio poroso que está ocupada pelo fluido. Dessa forma, para um reservatório que contenha somente um único fluido, a saturação deste será de 100%. Para reservatório de petróleo, é sabido que no decorrer da exploração ocorre o deslocamento do óleo pela água, além do aumento da fração da fase gasosa em virtude da queda de pressão, neste caso a soma das saturações de água (S_w), gás (S_g) e óleo (S_o) deve ser 1, explicitado nas Equações 2.10 e 2.11, onde f representa um fluido genérico podendo ser água, óleo ou gás.

$$S_f = \frac{V_f}{V_{poroso}} \quad (2.10)$$

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (2.11)$$

A distribuição inicial das saturações de água, óleo e gás se apresenta como um fator importante que controla a eficiência de métodos de recuperação de óleo pela injeção de água, vapor ou gás em determinadas porções do reservatório. Além disso, também pode ser relacionada à saturação de óleo residual após o processo de recuperação (Lake, 2007).

Em termos geológicos, a saturação fornece indícios do histórico de como ocorreram as migrações de hidrocarbonetos para a rocha-reservatório, e conseqüentemente, promoveu o deslocamento da água para demais estratos.

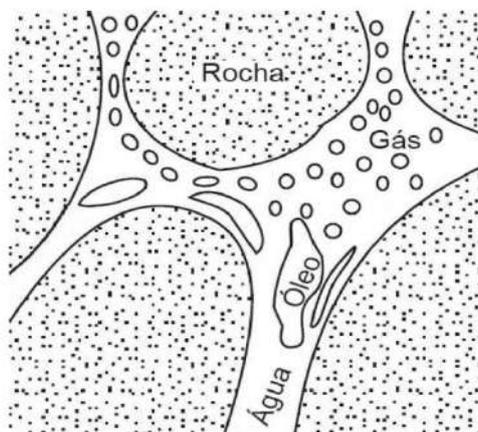


Figura 2.8 – Rocha-reservatório saturada pelas 3 fases: água, óleo e gás (Rosa, 2006).

2.2.3.3 Compressibilidade de Rochas

A compressibilidade de rochas é uma função do grau de compactação que a formação foi ou é submetida. Quanto maior a profundidade maior será a pressão exercida nas rochas sedimentares, o que provoca a compactação e redução da porosidade. Isto ocorre devido à reorganização dos grãos em volumes menores, ou seja, mais compactos, sendo ilustrado pela Figura 2.9 (Jahn, 2012).

Vale ressaltar a existência de três tipos distintos de compressibilidade aplicada a rochas: primeiramente a compressão da rocha matriz, na qual ocorre a redução do volume material sólido da rocha; compressão total da rocha, com a redução do volume

total da rocha; e por último, a compressão dos poros, com a redução no volume poroso da rocha (Rosa, 2006).

No decorrer da exploração de reservatório de petróleo, pode ocorrer a depleção de fluido em determinadas regiões, gerando poros vazios. O esgotamento desses fluidos provoca uma variação de pressão interna da rocha, permitindo que as tensões resultantes modifiquem a estrutura de grãos, poros e até mesmo o volume total da rocha.

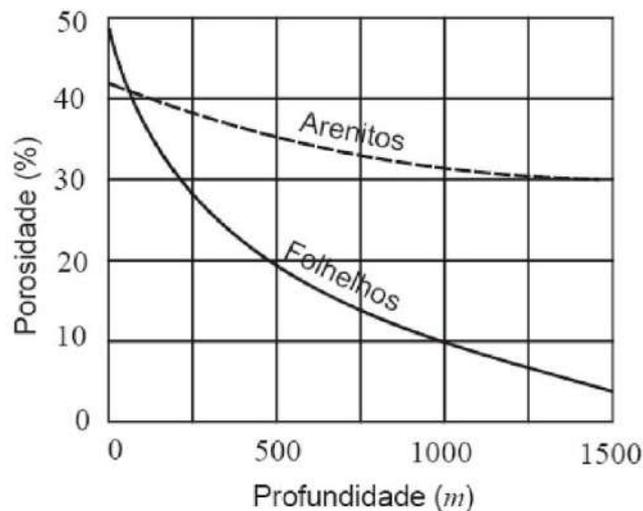


Figura 2.9 – Efeito da profundidade das rochas na sua porosidade (Rosa, 2006).

Para a engenharia de reservatório, a compressibilidade efetiva do volume poroso se apresenta como a de maior relevância, modelada pela Equação 2.12.

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad (2.12)$$

2.2.3.4 Capilaridade

Geralmente, a produção de fluidos de um reservatório de petróleo está associada a um escoamento multifásico. Isto se deve à saturação de frações de água, óleo e gás orientadas pelo mecanismo de formação e migração de fluidos nas rochas sedimentares. Dessa forma, rochas-reservatório contêm dois ou mais fluidos imiscíveis, considerando-se o sistema água-óleo para reservatório de óleo, e o sistema água-gás para reservatório

de gás natural. Além disso, a maioria dos processos de recuperação avançada de óleo utiliza fluidos que não são completamente miscíveis em ambas as fases (Jahn, 2012).

Os fenômenos capilares são resultantes das interações entre as moléculas da fase fluida. Para moléculas situadas no interior da mistura, as interações ocorrem de forma homogênea em todas as direções pelas moléculas situadas nas suas proximidades. Entretanto, para moléculas situadas na superfície do líquido as interações ocorrem de forma heterogênea por estarem cercadas por diferentes moléculas, gerando uma tensão superficial resultante dessas interações no caso do contato com fase gasosa, ou uma tensão interfacial no caso do contato com outra fase líquida imiscível (Rosa, 2006).

Sendo assim, se torna necessário o entendimento das propriedades que governam a interação entre rocha e fluido devido à presença de fluidos imiscíveis que saturam o reservatório de petróleo.

De acordo com Willhite *et al.* (1998) a interface entre duas fases é uma região de limitada solubilidade que tem, no máximo, algumas camadas de moléculas de espessura, delimitando uma fronteira entre os dois fluidos imiscíveis.

A tensão superficial é uma propriedade termodinâmica de interface e é definida como a energia requerida para se aumentar a área da interface. Também é considerada como uma medida de miscibilidade, de forma que quanto menor a tensão interfacial entre dois fluidos, mais estes serão miscíveis (Willhite, 1998).

No mesmo contexto, pode-se definir a molhabilidade como a tendência de um fluido se espalhar ou aderir sobre uma superfície sólida. Segundo Agbalaka *et al.* (2008), para a engenharia de reservatório a molhabilidade representa a tendência da rocha-reservatório estar preferencialmente em contato com um fluido em detrimento de outro em um sistema bifásico ou multifásico. Este fluido que é atraído e se espalha preferencialmente sobre a superfície recebe o nome de fluido molhante.

A molhabilidade é determinada quantitativamente pelo balanço de forças interfaciais, no caso da rocha-reservatório esse balanço se dá pela resultante das forças interfaciais do sistema água-óleo-rocha. Desse balanço pode aferir o ângulo de contato, isto é, o ângulo que a interface do fluido molhante faz com a superfície sólida, variando de 0° para completamente não molhante e 180° para completamente molhante, como ilustrado na Figura 2.10.

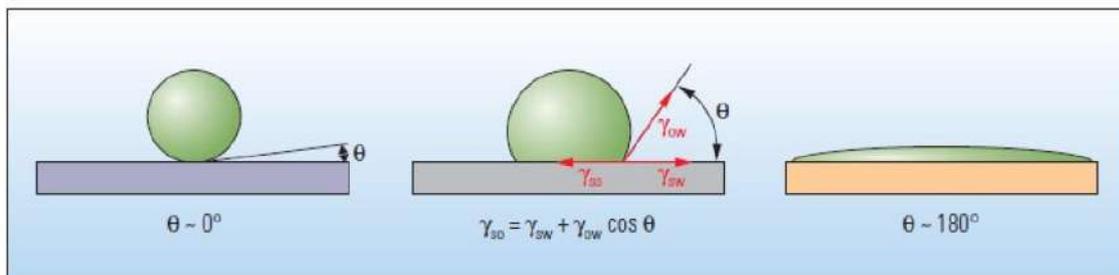


Figura 2.10 – Superfície sólida sujeita a um fluido não molhante (esquerda), fluido molhante (direita), e um exemplo de balanço de forças superficiais (centro). (Abdallah, 2007)

De acordo com balanço de forças explicitado na Figura 2.10, chega-se a formulação para o ângulo de contato expressa pela Equação 2.13.

$$\cos \theta_{wo} = \frac{\gamma_{so} - \gamma_{sw}}{\gamma_{wo}} \quad (2.13)$$

Vale ressaltar que para a engenharia de reservatórios, as rochas-reservatório assumem muitas vezes estruturas complexas, e desta forma, não se apresentam como totalmente molháveis à água ou ao óleo. Estas rochas possuem composição variada de minerais, como quartzo e carbonato que são molháveis preferencialmente pela água. No entanto, podem sofrer modificações na saturação ao longo do tempo, originando uma molhabilidade alterada preferencialmente pelo óleo, caracterizando uma molhabilidade mista ou não homogênea.

A molhabilidade de uma rocha afeta a distribuição das saturações de fluidos e as características gerais de permeabilidade relativa de um sistema rocha-fluido (Willhite, 1998).

Por último, a pressão capilar está relacionada com os fenômenos interfaciais que ocorrem em tubos de diâmetro reduzido, conhecidos como capilares. As forças de superfície são induzidas pela molhabilidade preferencial do sólido por um dos fluidos que se estende pela superfície ao longo do diâmetro reduzido, causando diferenças de pressão e provocando a subida do fluido no capilar (ascensão) ou a descida do fluido (depressão). Diâmetros superiores provocam a dispersão dessa tensão superficial numa área maior, o que constitui uma menor diferença de pressão entre as interfaces, e logo, uma menor adesão.

A pressão capilar em um tubo capilar de raio r imerso em um sistema água-óleo é modelada pela Equação 2.14.

$$p_{cow} = p_o - p_w = \frac{2\gamma_{ow} \cos \theta}{r} \quad (2.14)$$

Os poros de uma rocha-reservatório por analogia podem ser aproximados a tubos capilares devido ao seu diâmetro reduzido. Entretanto, em função da geometria complexa dos poros envolvendo fatores como tortuosidade e conectividade e da saturação dos fluidos, o cálculo da pressão capilar torna-se dificultado nesses sistemas.

Normalmente, a determinação da pressão capilar é feita experimentalmente em laboratório e extrapolada para grandes escalas (Jahn, 2012).

2.2.3.5 Permeabilidade

A permeabilidade de um meio poroso representa a capacidade deste ser atravessado por fluidos, isto é, mede o quão uma rocha permite que um fluido escoe através de seus poros. Em outras palavras a permeabilidade constitui uma medida de condutividade de fluidos que escoam por um dado material. Analogamente à condutividade elétrica, a permeabilidade é o inverso da resistência que o material oferece ao fluxo de fluidos.

A equação de Darcy, descrita anteriormente, é a equação de maior utilização para o estudo do escoamento confinado em meio porosos, por suas simplificações e validade experimental. Em sua dedução consegue definir a permeabilidade, inicialmente supondo-se um escalar para meio poroso isotrópico, ou um tensor para o anisotrópico, como descrito na Equação 2.15.

$$\underline{k} = \begin{bmatrix} k_{11} & k_{12} & k_{13} \\ k_{21} & k_{22} & k_{23} \\ k_{31} & k_{32} & k_{33} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Contanto, quando se considera que em um reservatório podem coexistir duas fases, mais comumente água e óleo, deve-se empregar o conceito de permeabilidade relativa para diferenciar as mobilidades de ambas as fases em relação à permeabilidade natural da rocha-reservatório.

A permeabilidade relativa de um fluido é um valor adimensional que, geralmente varia entre zero e um, sendo função da saturação de cada fluido no meio poroso (Lake, 2007). A Figura 2.11 apresenta valores de permeabilidade relativa para o intervalo de valores de saturação de água.

Desta forma, pode-se reescrever a equação de Darcy considerando-se escoamento unidimensional, porém multifásico, aplicado a cada fase que escoar no meio poroso. As Equações 2.16 e 2.17 descrevem o escoamento de água e óleo.

$$v_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \quad (2.16)$$

$$v_w = \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (2.17)$$

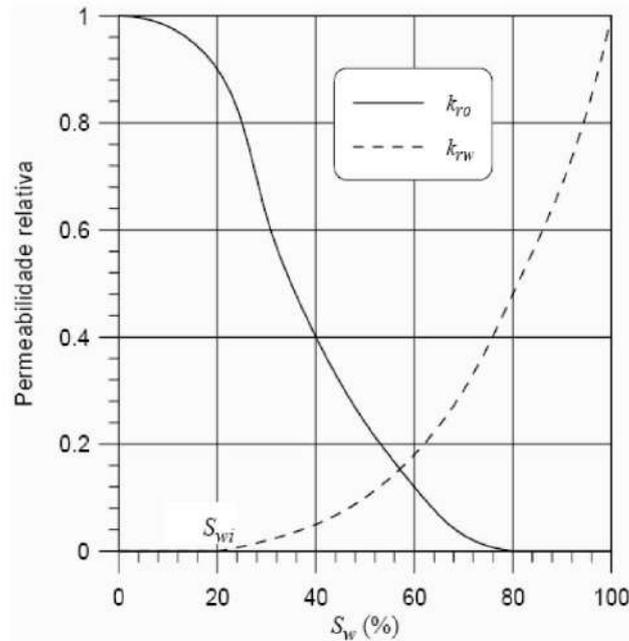


Figura 2.11 – Curva de permeabilidade relativa *versus* saturação de água (Rosa, 2006).

Analisando-se as equações acima, percebe-se que a modelagem contempla duas pressões distintas para as fases aquosa e oleosa. Isto se deve à diferença entre a pressão capilar de ambas as fases, evidenciando comportamentos diferenciados para cada fase na interface com a estrutura de rocha-reservatório.

2.3 Poços Horizontais

2.3.1 Descrição

No início da década de 80, a tecnologia para perfuração de poços horizontais ainda estava no estágio de desenvolvimento e sua utilização era limitada. Nos anos 90, a tecnologia amadureceu e sua aceitação na indústria de petróleo aumentou significativamente. Desde então, o uso de poços horizontais tem crescido e tornou-se uma importante ferramenta para o gerenciamento de reservatórios (Rocha, 2008).

A maioria dos poços horizontais encontra-se na América do Norte, mas sua utilização cresce em muitos campos ao redor do mundo, que apesar das diferentes necessidades tecnológicas devido às variadas condições geológicas, as metas a serem alcançadas são as mesmas: aumentar reservas, produtividade e reduzir custos e riscos.

Segundo Joshi *et al.* (2003) recentes avanços no desenvolvimento e aperfeiçoamento na tecnologia de perfuração de poços permitiram que, nos últimos anos, uma grande quantidade de poços horizontais fosse perfurada no mundo. De acordo com Fernandes *et al.* (2006), a Petrobras, desde a década de 90, vem desenvolvendo vários campos com poços horizontais para drenar desde carbonatos de baixa permeabilidade até arenitos altamente friáveis. Além disto, vários poços horizontais têm sido perfurados e completados para injeção de água, predominantemente em arenitos da Bacia de Campos.

Poços horizontais em geral possuem variadas conformações específicas para atender aos diversos tipos de formação rochosa, em especial fraturas, existentes nos reservatórios. Desta forma, geralmente, se estendem por centenas de metros, possuem raio de dobradura curto, intermediário ou longo, e diâmetro reduzido na faixa de 10 a 20 cm.

Segundo Vicente *et al.* (2000) as principais vantagens de se perfurar poços horizontais em detrimento dos poços verticais são:

- Maior área de exposição ao fluxo de hidrocarbonetos: poços verticais possuem uma zona de varredura cilíndrica, enquanto que poços horizontais possuem uma zona elipsoidal que garante maior área de contato com o reservatório, como indicado na Figura 2.12.

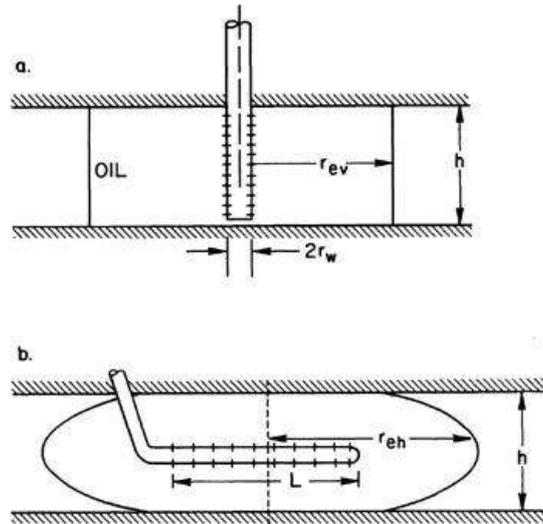


Figura 2.12 – Comparação entre o raio de drenagem do poço vertical e horizontal (Joshi, 1991).

- Menor incidência de cones de água e de gás: grande parte das formações rochosas produtoras contém água ou gás juntamente com o óleo, sendo assim, a queda de pressão sofrida ao longo da exploração facilita o surgimento de água e gás nas proximidades do poço, em formato de cone. Entretanto, como a queda de pressão em poços horizontais é relativamente pequena quando comparada com poços verticais, este fenômeno é atenuado, como indicado na Figura 2.13.

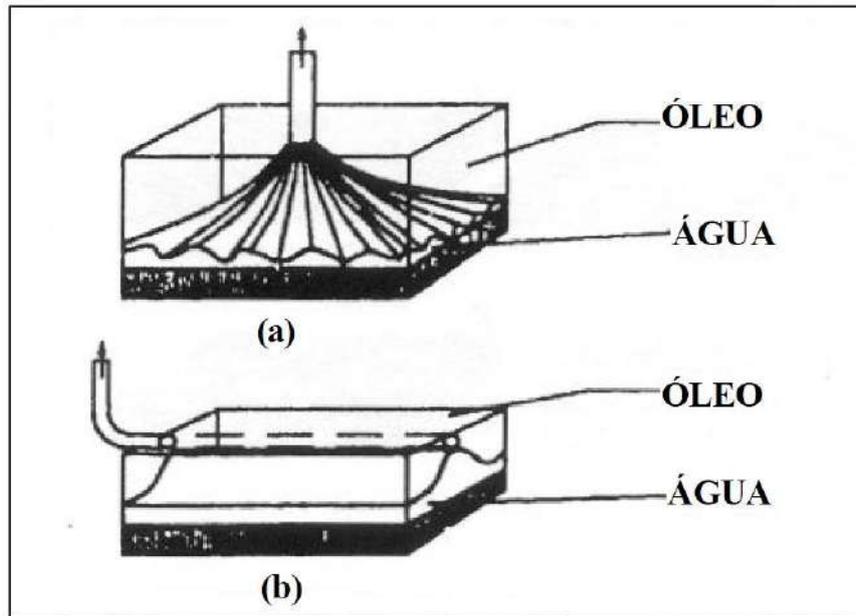


Figura 2.13 – Formação de cones de água em poços verticais e horizontais (Lima, 2011).

- Reservatórios Fraturados: rochas carbonáticas tendem a apresentar fraturas verticais devido a sua baixa porosidade e permeabilidade, formando um cenário na qual o poço horizontal pode atravessar essas fraturas e manter sua produtividade, como ilustrado na Figura 2.14.

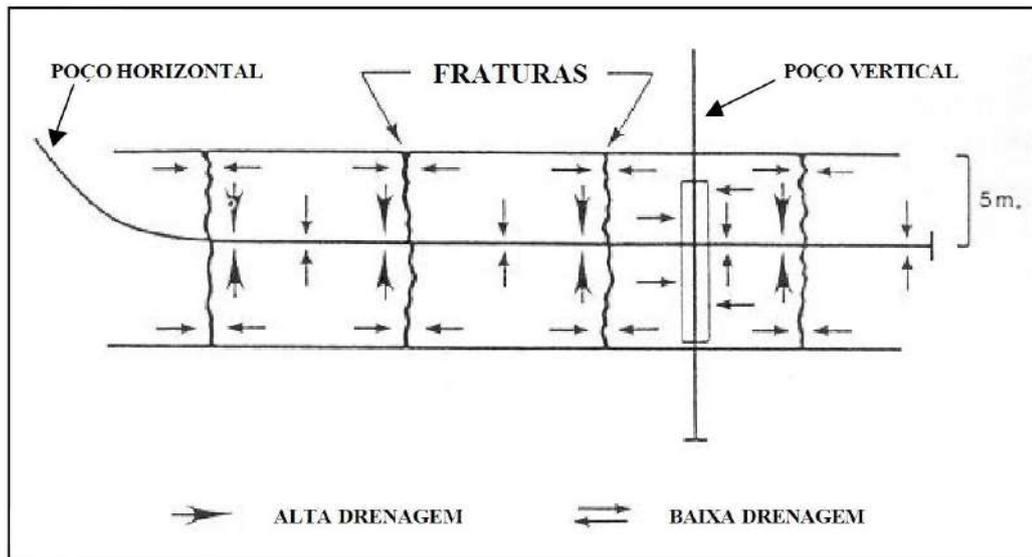


Figura 2.14 – Diferença de drenagem em reservatórios fraturados (Lima, 2011).

- Recuperação Secundária: poço horizontal possui maior área de exposição, e isto pode aumentar a eficiência de métodos de recuperação como a injeção de vapor ou água.
- Viabilização de campos *offshore*: a construção de poços com longos trechos horizontais tende a tornar viável economicamente a exploração de campos em alto mar, onde o posicionamento de plataformas é crítico devido às condições adversas.

2.3.2 Completação

A literatura revela diversos métodos de completção do poço produtor e vários fatores que determinam a escolha da completção a ser utilizada, como, propriedades físicas da rocha-reservatório, presença de areia, etc. Segundo Joshi *et al.* (1991) a escolha de um tipo específico de completção de ser feita com cautela, pois pode acarretar grande impacto na produção dos poços. De acordo com Rocha *et al.* (2008) as técnicas de completção devem ser consideradas quando se analisa a viabilidade econômica da perfuração e produção.

Dentre os diversos métodos é válido ressaltar três tipos básicos, que são: completção a poço aberto, *liner* rasgado e revestimento canhoneado (Garcia, 1997).

A completção a poço aberto permite que toda a área do poço fique em contato com o reservatório. Diferente dos demais métodos, nesse tipo de completção não são necessários revestimento e cimentação, tampouco canhoneio, como pode ser visto na Figura 2.15.

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. Além disso, é importante ter conhecimento sobre a origem da rocha-reservatório no que tange à estabilidade do poço. Geralmente perfurações em calcário no sentido das menores tensões possuem completção a poço aberto, e, fornecem poços horizontais com excelente estabilidade (Joshi, 1991).

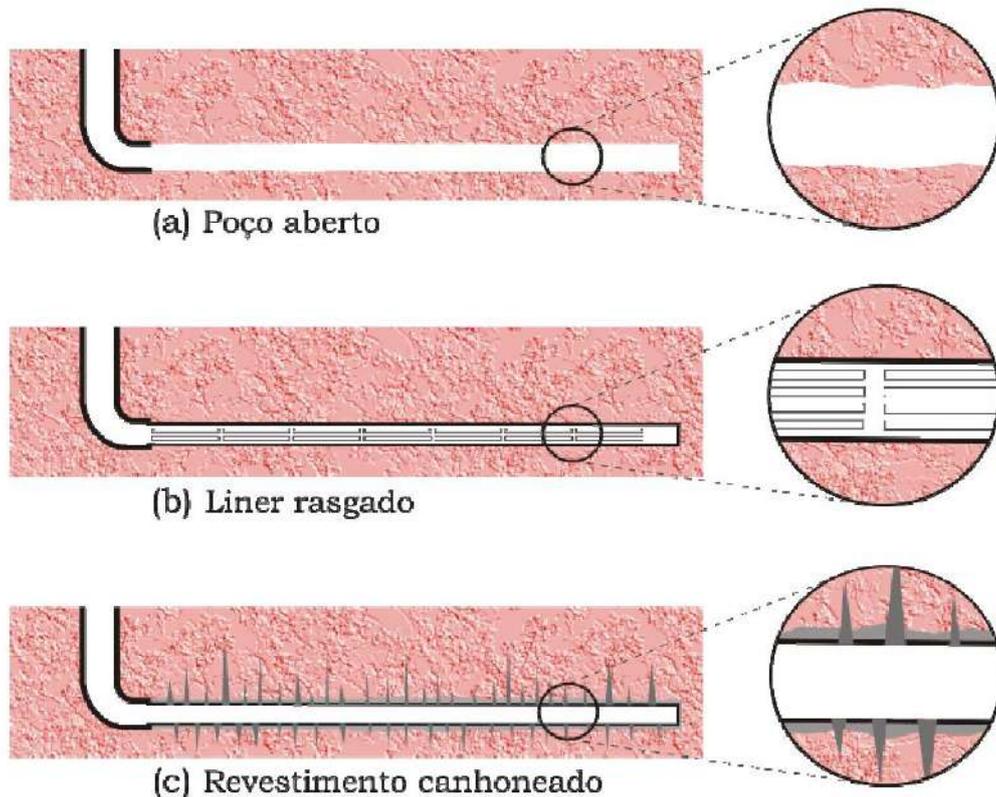


Figura 2.15 – Tipos de completação (Miranda, 2010).

Para a completção utilizando *liner* rasgado é necessário que se tenha conhecimento acerca das pressões mecânicas e do dimensionamento dos rasgos para que não ocorra o desmoronamento da rocha onde o poço é perfurado. Desta forma, a principal função do *liner* rasgado é impedir o colapso do poço (Joshi, 1991). Caso seja detectado o risco de obstrução pela presença de areia, faz-se uso conjunto de telas de contenção.

A técnica de revestimento consiste em cimentar a porção aberta do poço e utilizar o canhoneio para abrir rasgos e permitir a entrada de fluxo de reservatório. Este método de completção. Além disso, se mostra interessante quando o poço é perfurando em formações instáveis, está previsto a implementação de telas para controle da produção de areia (*gravel packing*) ou alguma técnica de estimulação (Rocha, 2008).

No presente trabalho o método de completção empregado não é relevante, pois independentemente do método físico de completção, o resultado na simulação será uma entrada de massa (fluido – óleo) no poço, vinda do reservatório. Desta forma, telas

de controle, pedras especiais e canhoneio que possam estar presentes na interface, podem ser representados por coeficientes hidráulicos distintos, isto é, termos de perda de carga adicionais no equacionamento do poço horizontal.

2.3.3 Escoamento no Poço Horizontal

O escoamento ao longo de um poço horizontal pode ser modelado considerando o poço como sendo um trecho de tubulação perfurado com entrada de massa pela parede lateral, e desta forma ocorre, simultaneamente, o escoamento longitudinal e radial, destacado pela Figura 2.16, onde $q_w(x)$ é vazão num dado trecho e Q é a vazão total.

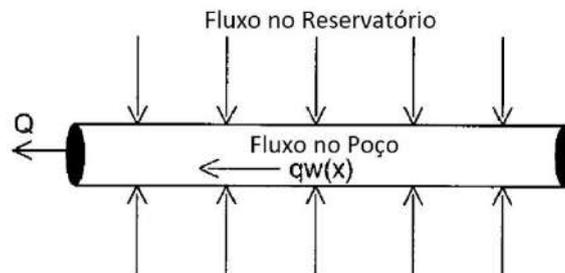


Figura 2.16 – Escoamento do reservatório para o poço horizontal (adaptado de Joshi, 1991).

O crescimento da exploração de petróleo ao longo da segunda metade do século XX favoreceu o desenvolvimento de correlações empíricas que descrevessem a vazão de produção dos poços horizontais, e como estava distribuído o fluxo ao longo do poço. Desta forma, foram desenvolvidas soluções para o fluxo permanente, isto é, considerando que a pressão é constante no tempo para qualquer ponto do reservatório.

Apesar das simplificações adotadas e dos erros associados, tais correlações foram largamente empregadas por sua fácil dedução analítica, baixo custo computacional e servir como condição inicial para soluções transiente e pseudopermanente (Joshi, 1991).

Considerando-se um reservatório de óleo como meio poroso com permeabilidade isotrópica, destacam-se as seguintes correlações:

• **Borisov**

$$q_h = \frac{2\pi k_h h (p_e - p_w)}{B\mu \{ \ln[4r_{eh} / L] + (h/L) \ln[h / (2\pi r_w)] \}} \quad (1964) \quad (2.18)$$

- **Giger (1983)**

$$q_h = \frac{2\pi k_h L(p_e - p_w)}{B\mu \left\{ (L/h) \ln \left[\frac{1 + \sqrt{1 - [L/(2r_{eh})]^2}}{L/(2r_{eh})} \right] + \ln [h/(2\pi r_w)] \right\}} \quad (2.19)$$

Em que:

- q_h : vazão de óleo do poço horizontal
- k_h : permeabilidade horizontal
- h : espessura
- p_e : pressão limite de drenagem
- p_w : pressão de fluxo no poço horizontal
- B : fator de volume-formação do fluido
- μ : viscosidade do óleo
- r_{eh} : raio de drenagem
- r_w : raio do poço
- L : comprimento do poço

Entretanto, caso haja necessidade de se analisar um reservatório anisotrópico com valores distintos de permeabilidade horizontal (k_h) e vertical (k_v) e admitindo-se fluxo permanente somente nas direções horizontal (x) e vertical (z), faz-se necessário resolver a seguinte equação diferencial parcial:

$$k_h \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_v \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (2.20)$$

Joshi *et al.* (1991) demonstraram que por meio de substituições da Equação 2.20, pode-se chegar uma correlação empírica única que leve em conta o fluxo num reservatório anisotrópico nas direções horizontal e vertical.

Apesar das soluções supracitadas fornecerem boas aproximações, elas compartilham uma suposição em comum, a hipótese de condutividade infinita, o que representa não considerar na modelagem a perda de carga no influxo do poço

horizontal. A motivação para tal simplificação se encontra no fato que o termo de perda de carga pode ser desprezado devido a sua menor ordem de grandeza frente ao diferencial de pressão entre o poço e o reservatório.

Embora a hipótese da condutividade infinita sirva de base para se obter um maior conhecimento acerca da produção de poço horizontais, ela não fornece indícios consistentes de como o fluxo na interface poço-reservatório está distribuído. Isto ocorre porque possui como suposição inicial, um poço horizontal que funciona como um sumidouro de massa operando a uma pressão limite de drenagem (*drawdown*) igual para todo ponto do poço. Neste caso, a geometria juntamente com as condições de anisotropia do reservatório vão orientar o comportamento do fluxo ao longo do poço, como visto na Figura 2.17.

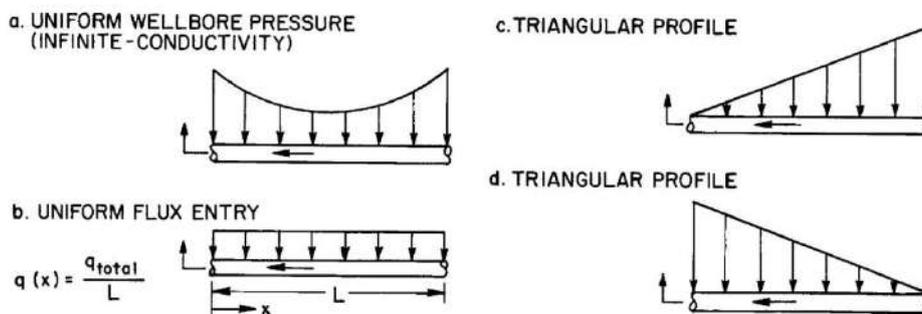


Figura 2.17 – Perfis de escoamento para o poço horizontal (Joshi, 1991).

Observa-se que autores como Joshi *et al.*, Ginger *et al.* e Badu *et al.* entre outros na década de 80 foram responsáveis por um grande volume de publicações no desenvolvimento de modelos empíricos que resolvem o poço pela hipótese de condutividade infinita como mostra a Figura 2.18.

gradiente de pressão próximo ao *heel* provoca um influxo maior de fluido nessa porção do poço horizontal. Isto favorece o aumento da razão água-óleo e gás-óleo no sistema de produção, sendo caracterizado pelo surgimento do fenômeno de cone de água ou gás.

Dikken *et al.* (1989) foram os primeiros a propor um modelo semi-analítico para avaliar o comportamento da produção em um poço horizontal sob a condição de perda de carga no poço horizontal devido ao atrito. As hipóteses adotadas no seu trabalho para o modelo de escoamento no poço são: escoamento monofásico, turbulento e em regime permanente, sendo o reservatório homogêneo, com índice de produtividade (IP) independente da posição ao longo do poço. O modelo proposto se apresenta da seguinte forma:

- **Termo de Perda de Carga:**

$$\frac{d}{dx} p_w(x) = c_w q_w(x)^{2-\alpha} \quad (2.21)$$

- **Distribuição de Vazão:**

$$Q(x) = \frac{IP(p_e - p_w)(x-L)}{\cosh(L\sqrt{IPC_w})} \quad (2.22)$$

- **Resistência ao Fluxo:**

$$c_w = \left[0,316 \left(\frac{\pi \mu D}{4\rho} \right)^\alpha \frac{8\rho}{\pi^2 D^5} \right] \quad (2.23)$$

- **Índice de Produtividade:**

$$IP = \frac{q_h}{p_e - p_w} \quad (2.24)$$

Em que:

- q_h : vazão de óleo do poço horizontal
- p_e : pressão limite de drenagem
- p_w : pressão de fluxo no poço horizontal
- c_w : coeficiente de resistência ao fluxo

- x : posição de um ponto no poço
- L : comprimento do poço
- D : diâmetro do poço
- ρ : massa específica do óleo
- μ : viscosidade do óleo
- Q : vazão de óleo com perda de carga
- α : coeficiente da equação de Blasius, 0 para superfícies rugosas, 0,25 para superfícies lisas.

A partir dessa modelagem o autor demonstra a ausência de uniformidade da vazão ao longo do poço, devido ao fato de a vazão aumentar na direção do *heel*, e conseqüentemente, o *drawdown* apresentar comportamento inverso, como mostra a Figura 2.19.

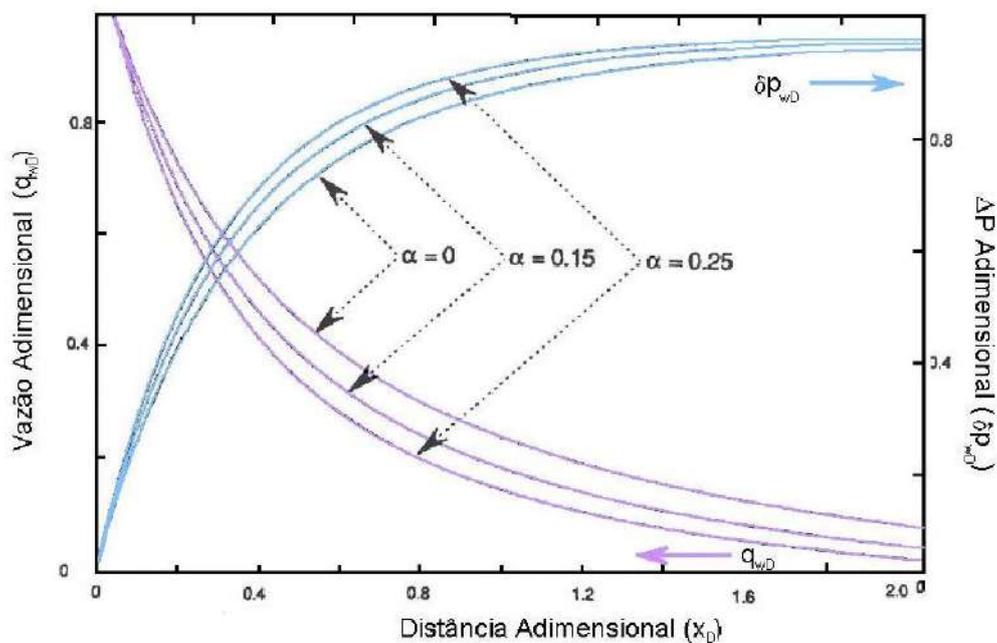


Figura 2.19 – Perfil de vazão e pressão para um poço submetido à condutividade finita (Dikken, 1989).

Novy *et al.* (1992) utilizaram como base o modelo proposto por Dikken *et al.* (1989), porém, o autor utilizou coordenadas cilíndricas no poço horizontal e assumiu reservatório homogêneo e isotrópico. O autor introduziu no modelo um fator de análise referente ao 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.

Ozkan *et al.* (1993) apresentaram um estudo detalhado de um reservatório explorado por um poço horizontal na qual a perda carga ao longo do mesmo é investigada. Baseados em trabalhos anteriores, os autores obtiveram uma correlação empírica para a perda de carga por atrito devido ao influxo de fluido no poço.

A análise apresentada em Ozkan *et al.* (1993) contém dados do campo de *Troll* no Mar do Norte como pode ser visto na Figura 2.20. *Troll* é constituído por uma enorme reserva de gás e óleo, estimado em 1,8 trilhão de metros cúbicos e 2 bilhões de barris STD de reservas comprovadas. Desta forma apesar de ser considerado principalmente um campo de gás, possui uma grande quantidade de óleo em camadas finas e extensas por debaixo da capa de gás. Localiza-se a uma distância de 60 km oeste da costa da Noruega, possuindo uma profundidade de 300 a 400 m. Atualmente, esta reserva é explorada por um consórcio liderado pela *Statoil*.



Figura 2.20 – Mapeamento do Campo de *Troll* (Rigzone, 2005).

O caso modelado por Ozkan *et al.* (1993) se trata de uma camada delgada do reservatório, contendo maior parte de óleo. Portanto sua modelagem aborda o escoamento monofásico de óleo do reservatório para o poço. O óleo foi considerado um

fluido pouco compressível com viscosidade constante. O reservatório, sob a forma aproximada de um paralelepípedo, foi modelado como um meio poroso anisotrópico nas direções vertical e horizontal, sendo assim contendo uma permeabilidade horizontal, vertical e uma porosidade constante ao longo de toda a geometria. Fraturas, falhas e acidentes não foram considerados para a geologia do reservatório. O poço horizontal fica localizado no centro da geometria e se estende ao longo do eixo x. As Figuras 2.21 e 2.22 ilustram os detalhes da geometria utilizada no trabalho de Ozkan *et al.* (1993).

O modelo foi resolvido no estado estacionário, recebendo como dados de entrada as variáveis apresentadas na Tabela 2.1.

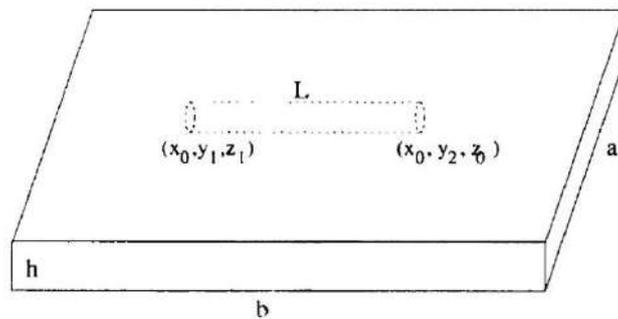


Figura 2.21 – Vista em perspectiva da geometria de Ozkan *et al.* (1993)

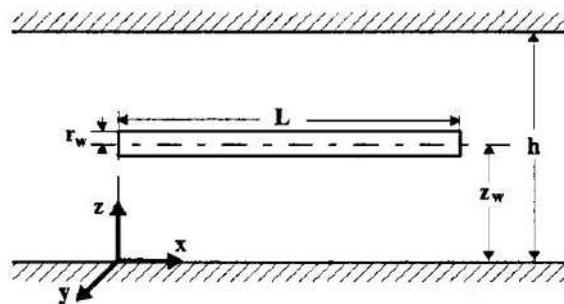


Figura 2.22 – Vista lateral da geometria de Ozkan *et al.* (1993)

Como resultado os autores obtiveram as curvas de produtividade e distribuição de fluxo para os casos nos quais as hipóteses condutividade finita e infinita foram empregadas, como pode ser visto nas Figuras 2.23 e 2.24, respectivamente.

Tabela 2.1 – Dados de entrada para o modelo de Ozkan *et al.* (1993).

TABLE 1– RESERVOIR AND FLUID DATA (REF. 17) (EXAMPLE APPLICATION)	
Initial Pressure, p_i (psi)	2,300
Reservoir Radius, r_e (ft)	2,776
Formation Thickness, h (ft)	72
Horizontal Permeability, k (md)	8,500
Vertical Permeability, k_z (md)	1,500
Oil Viscosity, μ (cp)	1.43
Oil Density, ρ (lbm/ft ³)	55
Formation Volume Factor, B (bbl/stb)	1.16
Total Compressibility, c_t (psi ⁻¹)	6.9×10^{-6}
Porosity, ϕ (Fraction)	0.25
Vertical Location of the Well, z_w (ft)	11.5
Wellbore Radius, r_w (ft)	0.25
Horizontal-Well Length, L (ft)	2,625
Relative Well Surface Roughness, ϵ_D	10^{-4}

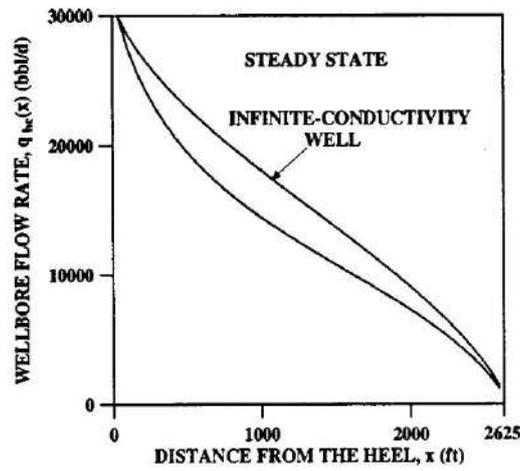


Figura 2.23 – Curvas de produção acumulada de Ozkan *et al.* (1993)

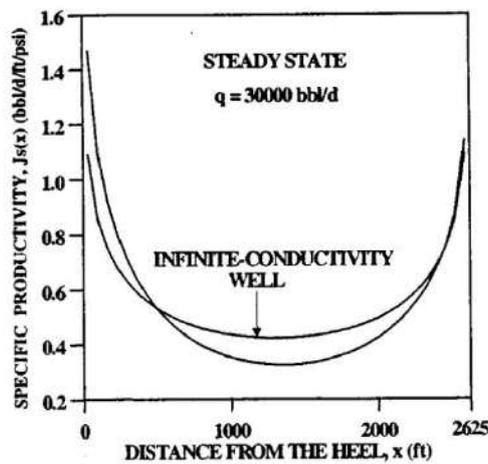


Figura 2.24 – Curvas de distribuição de fluxo de Ozkan *et al.* (1993)

Ozkan *et al.* (1993) concluíram que há uma diferença significativa tanto nos perfis de produção quanto no de distribuição ao se considerar perda de carga ao longo do escoamento no interior do poço horizontal, e, portanto, considerar a hipótese de condutividade finita se faz necessário na análise das variáveis que influenciam na produtividade de um sistema de produção.

Para ambos os casos, foi considerada uma produção total fixa de 30.000 BPD, em seguida as condições da simulação foram variadas de forma a se considerar a perda de carga no poço. Para a curva de produção observa-se um declínio na parte central (Fig. 2.23), que pode ser justificado pelo deslocamento da distribuição de fluxo (Fig. 2.24), na qual, a perda de carga provoca uma diminuição de fluxo na região do *toe* e um aumento considerável na região do *heel*.

Ouyang *et al.* (1996) apresentaram um estudo geral do escoamento do poço incorporando as perdas de pressão causadas pela aceleração, pela gravidade e pelo atrito, além de incorporar as perdas causadas pelo influxo do reservatório no poço. Além disso, foi proposta a utilização de novas correlações para achar o fator de atrito com transferência de massa nas paredes.

Seus resultados mostraram que tanto a injeção quanto a produção afetam o comportamento do fator de atrito na parede da tubulação. Também foi mostrado que a queda de pressão devido à aceleração pode ser ou não importante quando comparada com a perda por atrito, dependendo da geometria do tubo, das propriedades do fluido e das condições do escoamento. Joshi *et al.* (1991) também reportaram que a perda de carga por aceleração possui uma contribuição muito reduzida na perda de carga total quando comparada com perda por atrito, como mostra a Figura 2.25.

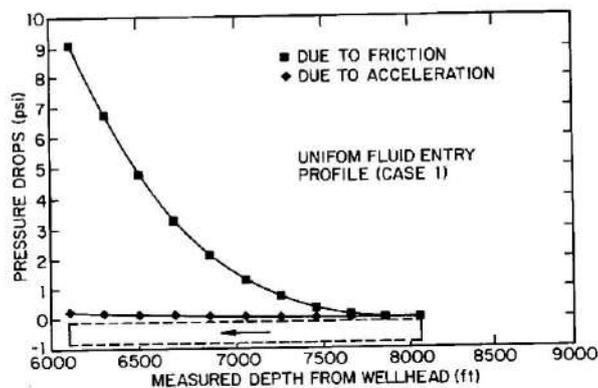


Figura 2.25 – Comparação entre as perdas de carga por fricção e aceleração (Joshi, 1991).

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.

Vicente *et al.* (2000) propuseram 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. Foi empregado a discretização híbrida no domínio com malha cartesiana no reservatório, radial ao redor do poço e refinamento local. Além disso, foi assumida condição isotérmica e de baixa compressibilidade para o escoamento monofásico.

Mais tarde, Vicente *et al.* (2001) refinaram o modelo matemático desenvolvido previamente, com a inclusão de escoamento multifásico. Através deste novo modelo, foi possível observar como os parâmetros de reservatório e os do poço afetam a produtividade. Os autores constataram que a idealização de condutividade infinita para o poço horizontal pode ser aplicada nos casos de baixa produção com reservatórios de baixa permeabilidade. Nestes casos, a perda de pressão no poço é desprezível quando comparada com a diferença de pressão poço-reservatório. A síntese dos resultados do trabalho de Vicente *et al* (2001). estão listadas a seguir:

- **Permeabilidade:**

Quanto maior é a permeabilidade do reservatório, maior o erro quando se considera condutividade infinita para modelar poço. Quanto menor a permeabilidade da rocha, as perdas de carga no poço são muito pequenas comparadas com a perda de pressão no reservatório. Assim, o poço pode ser considerado como um conduto de condutividade infinita.

- **Vazão:**

Quanto maior a vazão, maior a perda de carga ao longo do poço e, portanto maior erro de condutividade infinita. Por outro lado, a contribuição da porção mais afastada do calcanhar permanece basicamente a mesma independentemente da quantidade de vazão.
- **Saturação:**

O erro gerado no cálculo da perda de carga ao longo do poço quando se assume modelo de escoamento monofásico, enquanto que as condições reais são multifásicas é muito alto. O modelo monofásico subestima o valor real da perda de pressão.
- **Viscosidade:**

Quando a viscosidade aumenta, a perda de pressão no reservatório é mais significativa do que no poço. A distribuição de vazão ao longo do poço é mais uniforme quanto maior a viscosidade do fluido.
- **Posição:**

A localização do poço dentro do reservatório é um parâmetro que afeta as linhas de fluxo. Dependendo da posição do poço, a contribuição do reservatório pode variar em cada trecho.
- **Diâmetro:**

Quanto maior o diâmetro do poço, menor a perda de carga e, portanto, obtém-se uma distribuição de fluxo mais uniforme ao longo do poço.
- **Comprimento:**

A maior quantidade de fluxo vem da zona mais próxima do calcanhar do poço, por exemplo, para o estudo feito ($L = 5.000$ ft., $L = 3.000$ ft., $L = 2.000$ ft. e $L = 1.000$ ft.) 80 % do índice de produtividade são devidos aos primeiros 1300 ft., independente do comprimento da seção horizontal.

- **Anisotropia:**

Quanto maior a relação de anisotropia (k_h/k_v), mais uniforme é a distribuição de fluxo ao longo do poço. Notando que uma distribuição mais uniforme é obtida quando a permeabilidade mais alta é controlada. Assim, é preferível que o canhoneio seja feito ortogonalmente à maior permeabilidade.

Sanson *et al.* (2007) propuseram o acoplamento poço-reservatório com uso de ferramentas de fluidodinâmica computacional num modelo tridimensional completo. Desta forma foi obtida uma solução numérica para os balanços de massa e movimento nas simulações 3D do reservatório e 3D do poço. Os resultados apresentados tornaram possível observar com mais clareza as previsões de desvio de fluxo com a adoção da hipótese de condutividade finita em detrimento da infinita.

2.4 Acoplamento Poço-Reservatório

Na literatura destacam-se diversos trabalhos que abordam a relevância e as vantagens de integração entre os modelos de reservatório e os componentes envolvidos na produção, como por exemplo, poços e *risers*, de forma a se obter uma maior compreensão acerca de tais sistemas.

A necessidade por um maior controle a nível global de sistemas de óleo e gás integrados é impulsionada pelo desenvolvimento de campos de produção operando em regiões de fronteira tecnológica, podendo-se citar: exploração de petróleo em águas profundas, campos maduros e exploração de gás em folhelhos (também conhecido como *shale gas*).

Estes sistemas, em geral, possuem equipamentos usuais da indústria de petróleo, isto é, a engenharia básica possui uma grande base na aplicação em diversos cenários. No entanto, vale ressaltar que as condições de operação para fronteiras como águas profundas e *shale gas* são os fatores limitantes tanto no planejamento quanto no controle do processo. Portanto, um conhecimento mais sólido acerca dos sistemas integrados se faz necessário.

Autores como Coats *et al.* (2003) e Kosmala *et al.* (2003) apresentam os benefícios obtidos pelo uso de um acoplamento entre simulador de reservatórios e um modelo para os sistemas de produção, de forma a obter uma representação mais realista

do sistema integrado, permitindo um melhor entendimento do ciclo de vida e controle do processo.

Magalhães *et al.* (2005) comprovou a relevância em se considerar as restrições operacionais na definição das estratégias de produção. Em termos gerais, o autor concluiu que o desempenho estava aquém do ponto considerado ótimo, quando as restrições de vazão de líquido e limitação no suprimento na operação não eram consideradas. Além disso, foi observado que processos muito sensíveis a variação de pressão deveriam possuir um tratamento dinâmico e iterativo para as eventuais quedas de pressão.

De acordo com Bento *et al.* (2010) mostrou que a perda de carga e o limite de escoamento de fluidos no poço são restrições operacionais que possuem influencia na definição da estratégia de produção, porém isto pode ser minimizado ao se adotar as condição de operação do sistema como um todo.

Além dos autores citados, muitos outros se empenharam em investigar os benefícios e particularidades do acoplamento dos sistemas de produção ao reservatório. Em termos gerais, foi concluído que o acoplamento dinâmico entre o reservatório e os sistemas de produção tende a fornecer dados mais consolidados a respeito dos seguintes itens:

- Interação de pressão e fluxo de propriedade entre superfície e entre diferentes reservatórios;
- Tratamento adequado da mistura de diferentes fluidos e avaliação da garantia de escoamento;
- Respeito às restrições operacionais das unidades produtoras;
- Identificação dos “gargalos” e contrapressões no sistema;
- Eliminação de perturbações desnecessárias;
- Avaliação de oportunidades de completação de poços;
- Melhoria de projetos de recuperação secundária;
- Seleção e análise de variáveis críticas que interferem na produção.

Existem diversas nomenclaturas, divisões e tipos de acoplamentos. A seguir serão descritos os acoplamentos do ponto de vista de cálculo numérico, estando divididos em dois tipos: acoplamento explícito e implícito.

No acoplamento explícito, os cálculos dos sistemas de produção são efetuados simultaneamente ou sequencialmente apenas no início do passo de tempo, sendo os resultados mantidos fixos (como condições de contorno) durante a resolução dos modelos de poço e reservatório até o final do passo de tempo.

Constitui a abordagem mais simplificada, pois a interação entre os modelos de reservatório e do sistema de produção ocorre apenas uma vez, demandando menor custo computacional.

Os *softwares* comerciais disponíveis na indústria de petróleo que utilizam esta metodologia possuem maior flexibilidade. Geralmente são compostos por dois simuladores, uma para o reservatório e outro para o sistema de produção, estando acoplados por uma interface que permite a troca de dados.

No acoplamento implícito, as equações de conservação do sistema de produção são resolvidas simultaneamente com as equações governantes do reservatório para um meio poroso, no final de cada passo de tempo.

Esta metodologia é considerada mais rigorosa do ponto de vista numérico, contudo possui maior custo computacional. Como se trata da interação entre modelos com formulações distintas, pode-se não atingir a convergência para todas as variáveis (campo de pressão, velocidade, saturação, etc) presentes em sistemas mais complexos.

Neste caso, geralmente é utilizado um código único, que possui todos os modelos de reservatório e sistemas de produção. Contudo também podem ser encontrados *softwares* modulados, na qual dois ou mais simuladores possuem uma interface de troca de dados entre si.

Um diagrama de acoplamento explícito/implícito genérico pode ser observado na Figura 2.26, contendo os laços de iteração necessários para a convergência.

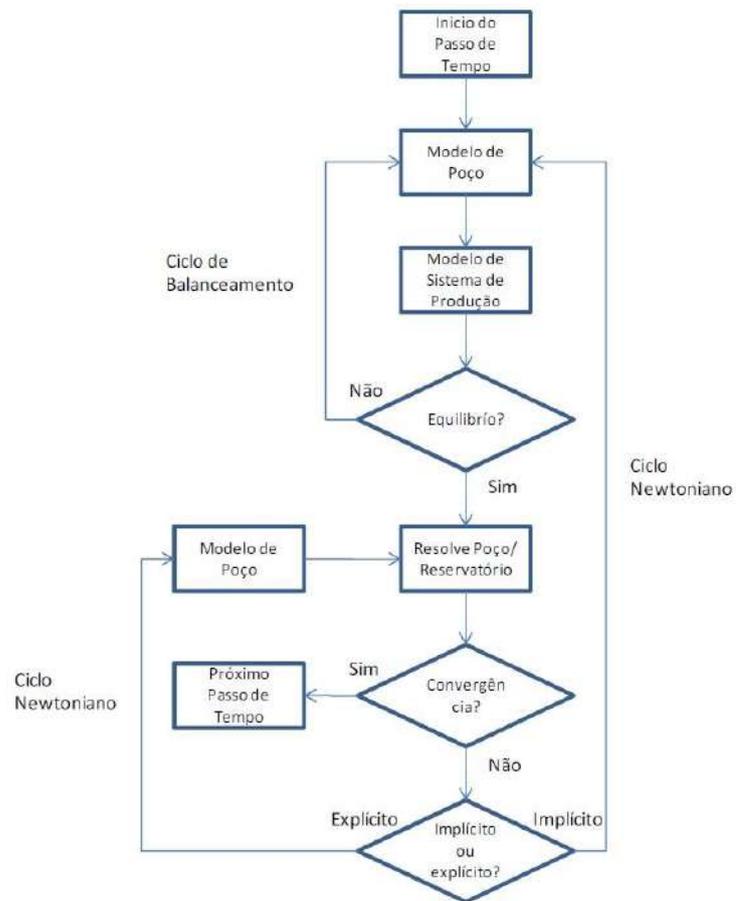


Figura 2.26 – Diagrama Esquemático para um acoplamento genérico (Hohendorff, 2012).

Um fator muito importante do acoplamento é a escala de tempo relevante para o fenômeno que está sendo simulado. A integração do reservatório aos sistemas de produção muitas vezes resulta numa solução divergente. Isto ocorre devido ao fato de que as escalas de tempo para que ocorram mudanças efetivas no escoamento ao longo do reservatório são maiores que as escalas de tempo para o escoamento num poço que opera nas proximidades desse reservatório. Desta forma o controle do passo de tempo deve ser usado para reduzir erros nas metodologias de acoplamento, de forma a estar adequado com o modelo físico atuante em cada parte: reservatório e sistema de produção.

CAPÍTULO III. FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL

Neste capítulo serão introduzidos os fundamentos teóricos a respeito da fluidodinâmica computacional, como: equações de conservação, métodos numéricos para solução das equações diferenciais e discretização em malhas.

3.1 Introdução

De acordo com Versteeg *et al.* (1995), a fluidodinâmica computacional (*Computational Fluid Dynamics*), ou simplesmente CFD é definida como o conjunto de ferramentas e metodologias que, aliadas ao poder de cálculo computacional, permitem resolver problemas como: escoamentos de fluidos, transferência de calor e massa, reações químicas, etc.

O uso de técnicas numéricas para a resolução de problemas complexos de engenharia e de física é hoje, uma realidade, graças ao desenvolvimento de computadores de alto desempenho e de grande capacidade de armazenamento.

Em função dessa disponibilidade computacional, que tem vindo a crescer exponencialmente, o desenvolvimento de algoritmos para a resolução dos mais diversos problemas tem sido alvo de muitos estudos.

De uma forma geral, a aplicação correta da CFD deve aliar uma correta modelagem matemática a um método numérico que permita a resolução do modelo de forma satisfatória. O resultado da simulação numérica obtida deve ser capaz de reproduzir o fenômeno de interesse, sem a necessidade de um esforço computacional que torne inviável a aplicação da técnica, em termos de custo financeiro e tempo.

Também é possível realizar o estudo de condições operacionais, visando a investigação de variáveis que seriam de difícil medição ou envolveriam algum risco associado caso se optasse por estudos via análise de experimentos.

Os *softwares* comerciais de CFD, geralmente, são divididos em quatro operações sequenciais para que se obtenha uma simulação numérica: primeiramente deve-se gerar uma geometria que represente o domínio (região onde ocorrerá o escoamento de fluido) de interesse da forma mais real possível; em seguida, deve-se discretizar essa geometria, originando uma malha formada por nós, faces e elementos de volume, os quais

determinam as posições para as quais as equações discretizadas serão resolvidas, e conseqüentemente, as posições para as quais se terá a solução numérica decorrente dos métodos aplicados e resolvidos.

A segunda etapa é de modelagem do problema ou pré-processamento, que engloba a seleção das equações de conservação de massa, energia e movimento, equações de estado e equações constitutivas, assim como as condições iniciais e de contorno que melhor se adequam ao caso a ser simulado.

A terceira etapa é de solução ou *solver* e contém o pacote de ferramentas numéricas responsáveis pela solução das equações de balanço ao longo da discretização espacial da malha ou no tempo, caso se trate de uma simulação transiente. Vale ressaltar que para *softwares* com código aberto, o controle do usuário sobre a escolha e configuração dos métodos é total, enquanto que para *softwares* comerciais de código fechado ela é limitada a mudança de alguns parâmetros.

Existe na literatura, uma enorme quantidade de metodologias disponíveis para resolução destas equações, uma noção mais detalhada deste assunto será abordada nos tópicos a seguir.

Por último a leitura dos resultados ou pós-processamento, neste ponto as variáveis de interesse são analisadas em pontos, linhas, planos, vetores, linhas de corrente, etc. Desta forma, facilitando o entendimento dos fenômenos físicos presentes na simulação, e viabilizando a identificação dos resultados obtidos para comparação com os dados de medição ou teóricos. A Figura 3.1 mostra as etapas envolvidas numa simulação numérica CFD.

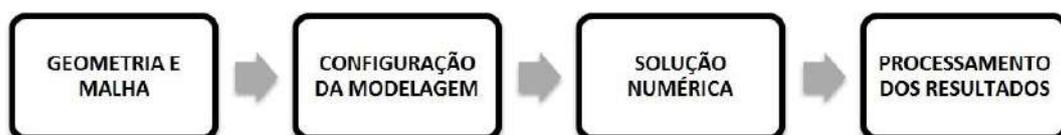


Figura 3.1 – Etapas de uma simulação numérica CFD.

3.2 Equações de Conservação

A modelagem matemática de escoamento de fluidos tem como base os princípios da conservação de massa, momento linear e energia. Tais equações podem

ser formuladas em termos de volumes de controle infinitesimais ou volumes de controle finitos. A formulação em termos de volumes de controle infinitesimais resulta em um sistema constituído por equações diferenciais, ao passo que a utilização de volumes de controle finitos resulta em um sistema de equações integrais. De acordo com Fox *et al.* (2004), a formulação diferencial deve ser utilizada quando existe a necessidade de um estudo detalhado do escoamento e a formulação integral deve ser preferida quando houver interesse no comportamento global do sistema.

Como o escoamento abordado neste trabalho será tratado como isotérmico, somente as equações de continuidade e movimento serão descritas nesta seção.

3.2.1 Equação da Continuidade

A equação de conservação da massa, também conhecida como equação da continuidade descreve a taxa de variação temporal da massa específica do fluido em uma posição fixa no espaço, sendo expressa pela Equação 3.1:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \underline{v}) = 0 \quad (3.1)$$

Em que:

- ρ : massa específica do fluido
- t : tempo
- \underline{v} : vetor velocidade do fluido

3.2.2 Equação do Movimento

A equação de conservação da quantidade de movimento relaciona as mudanças na quantidade de movimento de uma partícula fluida pela ação de forças, sendo representada por um balanço de forças, partindo da Equação 3.2 e substituindo os termos, chega-se na Equação 3.3:

$$\frac{d\underline{P}}{dt} = \sum \underline{F}_{EXT} \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \underline{v}) + \nabla \cdot (\rho \underline{v} \underline{v}) + \nabla p - \nabla \cdot \underline{\underline{\tau}} - \rho \underline{f}_m = 0 \quad (3.3)$$

Em que:

- \underline{P} : vetor momento linear total
- \underline{F}_{ext} : forças externas atuando na partícula de fluido
- $\underline{\underline{\tau}}$: tensor tensão viscosa
- p : pressão
- \underline{f}_m : forças de corpo

No caso específico para fluidos incompressíveis, o tensor tensão viscosa é descrito pela equação constitutiva de Newton para o caso unidimensional, ou pela equação de Navier-Poisson para o caso tridimensional e transiente, como mostra a Equação 3.4:

$$\underline{\underline{\tau}} = \mu [\nabla \underline{v} + (\nabla \underline{v})^T] \quad (3.4)$$

Em que:

- μ : viscosidade
- $\nabla \underline{v}$: gradiente da velocidade
- $(\nabla \underline{v})^T$: transposto do gradiente da velocidade

Substituindo na Equação 3.3, chega-se a expressão para a equação de Navier-Stokes, ilustrada na Equação 3.5:

$$\frac{\partial(\rho \underline{v})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \underline{v} \underline{v}) + \nabla p - \rho \underline{f}_m - \mu \nabla^2 \underline{v} = 0 \quad (3.5)$$

3.3 O Método dos Volumes Finitos

Para a aplicação de um método numérico visando à solução das equações de conservação é necessário gerar uma malha para o problema, nesta etapa o domínio é transformado de um domínio contínuo para um domínio discreto, num segundo momento, o sistema original de equações diferenciais é aproximado por um sistema de equações algébricas. Desta forma a solução não existirá em todos os pontos do domínio, como no caso de soluções analíticas, e sim apenas em pontos específicos do problema, os denominados pontos de discretização.

Existem vários métodos numéricos para a solução aproximada das equações de conservação discretizadas, sendo os mais conhecidos: Método das Diferenças Finitas (MDF), Método dos Elementos Finitos (MEF) e o Método dos Volumes Finitos (MVF).

Vale ressaltar que todos os tipos de métodos deveriam produzir resultados semelhantes, caso a malha utilizada atenda a determinados critérios de qualidade. Contudo, alguns métodos são mais apropriados para determinadas classes de problemas do que outros.

De acordo com Maliska *et al.* (2004), o MVF é a técnica mais empregada pelos pacotes comerciais de CFD, sendo que esta preferência está diretamente relacionada às características conservativas que este método apresenta, uma vez que na simulação de escoamentos é extremamente importante satisfazer as leis de conservação em nível discreto. Desta forma, não existe a possibilidade de gerações/consumo artificiais de quantidades, tais como massa, energia, quantidade de movimento, no interior do volume de controle. Por outro lado, os métodos de diferenças finitas e de elementos finitos não garantem a conservação da propriedade em nível discreto.

De acordo com Patankar *et al.* (1980), a aplicação do MVF consiste basicamente em subdividir o domínio do problema em volumes de controle, quando então duas diferentes abordagens podem ser utilizadas. A primeira é a utilização do balanço da propriedade conservada em cada um dos subdomínios do problema, e a segunda é a integração direta das equações governantes do processo, em sua forma conservativa, no volume do subdomínio.

As condições de contorno podem ser incorporadas à solução do problema de diferentes formas, tais como: adequação da malha à condição de contorno, utilização de

volumes virtuais e utilização de balanços para volumes inteiros no contorno (Pinto e Lage, 2001).

As equações governantes são então integradas em cada um destes volumes, resultando em um sistema de equações constituídos pelas variáveis localizadas nas faces dos volumes de controle.

Como os valores das variáveis localizadas nas faces dos volumes de controle não são conhecidos é necessária a utilização de funções interpoladoras que tem por finalidade obter valores aproximados para estas variáveis por meio dos valores das variáveis localizadas nos centro dos volumes de controles vizinhos. Por fim o sistema algébrico resultante é resolvido através de uma rotina numérica.

Sendo assim, destaca-se a seguir algumas metodologias empregadas para discretização utilizando MVF, como:

O esquema das diferenças centrais aproxima a variável localizada na interface do volume de controle pela média ponderada da propriedade localizada no centro dos volumes vizinhos, resultando em uma aproximação de segunda ordem.

O método *upwind* é uma metodologia de primeira ordem que aproxima o valor da variável na interface no volume de controle pelo valor da variável no centro do volume adjacente, sendo a escolha do ponto realizada de acordo com a direção na qual o escoamento ocorre. A utilização desta metodologia não apresenta coeficientes negativos em sua matriz de discretização do sistema, de forma a fornecer soluções fisicamente coerentes.

Para ordens superiores é válido citar o método QUICK (*Quadratic Upwind Interpolation for Convective Kinematics*), porém como se trata de um método de ordem superior pode apresentar oscilações na solução numérica obtida. Além disso, dependendo das condições iniciais e de contorno, podem surgir coeficientes negativos na matriz que representa o sistema discretizado, o que pode gerar problemas de instabilidade e soluções incoerentes.

3.4 Resolução de Sistemas

Na resolução do sistema discretizado por MVF, pode ser empregado uma série de métodos matemáticos analíticos, numéricos ou híbridos. Vale ressaltar que o sistema

linear resultante tende a apresentar termos não lineares, o que dificulta a estruturação do problema na forma matricial, portanto tais termos devem ser linearizados previamente, por exemplo, usando expansão em séries de Taylor.

Segundo Hirsh *et al.* (1990), dentre os diversos métodos disponíveis, a estratégia de solução “*multigrid*” tem se destacado em pacotes computacionais devido a sua ampla faixa de atuação e eficiência. Este método iterativo consiste, primeiramente, em mesclar progressivamente os erros de baixa frequência com os erros de alta frequência nos pontos mais críticos da malha, isto é, regiões menos refinadas, e num segundo momento, relaxar e eliminar os erros ao varrer toda a extensão da malha.

Outro ponto importante para a resolução do sistema de equações originado pelo MVF é o problema do acoplamento pressão-velocidade. Este acoplamento resulta da resolução do sistema de equações de Navier-Stokes, na qual o gradiente de pressão deve ser resolvido de forma que resulte em um campo de velocidade capaz de satisfazer a equação da continuidade. Desta forma, a equação da continuidade não pode ser utilizada como uma equação evolutiva, mas como uma condição de restrição para verificar o cumprimento do acoplamento pressão-velocidade.

A solução do acoplamento pressão-velocidade em pacotes comerciais segue, mais comumente, pela abordagem segregada, isto é, utiliza um procedimento iterativo para resolução das equações linearizadas de Navier-Stokes. Portanto, é necessário que cada variável apresente uma equação evolutiva que permita controlar seu avanço a cada iteração do processo até que o critério de convergência seja obtido. A estratégia e frequência de como determinadas variáveis são atualizadas durante o processo iterativo origina diferentes algoritmos de acoplamento pressão-velocidade.

A análise da literatura permite destacar alguns métodos bem consolidados para resolução do acoplamento pressão-velocidade:

O método SIMPLE (*Semi Implicit Method for Pressure Linked Equation*) desenvolvido na década de 80 por Patankar e Spalding, consiste na estimação e correção dos campos de pressão e velocidade com a finalidade de satisfazer as equações de conservação.

O método SIMPLER (*Semi Implicit Method for Pressure Linked Equation Revised*) desenvolvido mais tarde em 1981, também por Patankar e Spalding como uma versão melhorada do SIMPLE. A nova estratégia consiste em usar a equação da continuidade com a finalidade de gerar uma equação para cálculo da pressão, que tem

seu valor obtido diretamente. A correção da pressão é feita na equação que corrige o campo de velocidade.

O método PISO (*Pressure Implicit with Splitting of Operators*) propõe o uso de métodos de predição-correção dividido em uma etapa de predição e duas etapas de correção. Esta metodologia pode ser associada como uma extensão do SIMPLE, entretanto com etapas adicionais de correção dos campos de pressão e velocidades, e, portanto mais custosa em termos computacionais. Geralmente aplicada em casos transientes.

3.5 Malhas

Para que o sistema de equações apresentado previamente seja resolvido numericamente é necessário que o domínio do problema seja representado em uma forma discreta, através da divisão do domínio do problema em um número finito de sub-regiões. O formato e o número de células utilizadas definem a posição geométrica num dado sistema de coordenadas e a quantidade de pontos para os quais as variáveis do problema serão calculadas. Vale ressaltar a importância que a distribuição e arranjo dos elementos exercem na construção das malhas de discretização para que sejam capazes de representar adequadamente o domínio físico do problema.

O domínio de interesse pode ser dividido seguindo dois diferentes tipos de estratégia de construção: estruturada e não-estruturada. A interação entre as linhas de construção modela a forma do volume de controle adotado como, por exemplo, triângulos, quadrado ou demais polígonos no caso bidimensional; poliedros, prismas e paralelepípedos para o caso tridimensional.

Para Malalasekera *et al.* (1995), a etapa de geração da malha é tão importante na aplicação da CFD que cerca de metade do tempo gasto na execução de um projeto é dedicado a definição da geometria e a geração da malha do problema.

A precisão da solução gerada está associada ao número de células que constroem a malha. Em geral, quando mais refinada, isto é, uma densidade de elementos superior em determinadas regiões da malha, melhor a precisão da solução obtida. Entretanto, é necessário ponderar entre precisão e o custo computacional referente ao refino da malha (Shaw, 1992).

De maneira simplificada os tipos de malhas podem ser agrupados do seguinte modo: malhas ortogonais e não-ortogonais, podendo ser do tipo estruturada ou não-estruturada, vale ressaltar que as malhas ortogonais são necessariamente estruturadas.

As malhas ortogonais foram primeiramente propostas, pois sua simplicidade vem do fato de serem governadas pelo sistema de coordenadas cartesiano com os eixos (x,y,z) ortogonais entre si, como ilustra a Figura 3.2. Uma série de vantagens pode ser atribuída a sua simplicidade como, por exemplo, a facilidade em discretizar geometrias de baixa complexidade, menor esforço computacional e problemas de convergência associados.

Entretanto, para geometrias mais complexas, envolvendo curvaturas em sistemas de coordenadas cilíndricos e esféricos, a malha ortogonal apresenta uma série de deficiências em descrever as fronteiras com precisão, originando uma série de problemas que tendem por atrapalhar a convergência do problema.

Outra desvantagem da utilização de sistemas de coordenadas ortogonais é o desperdício de recursos computacionais, pois a introdução de um refinamento local implica num refinamento global, o que aumentam, desnecessariamente, os custos para resolução de um dado problema.

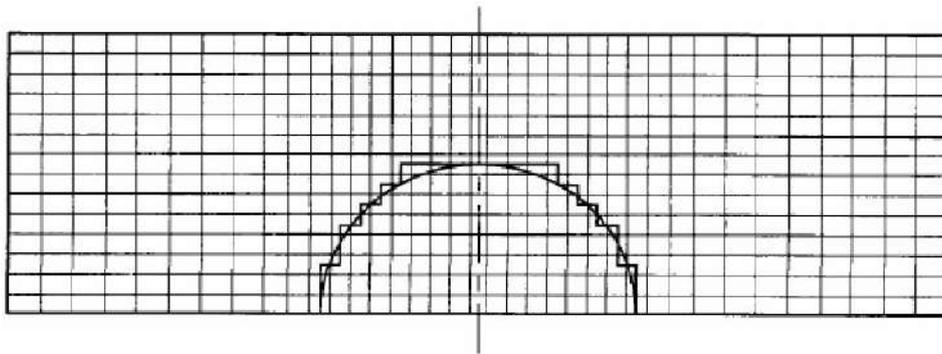


Figura 3.2 – Malha Ortogonal descrevendo uma semicircunferência (Gonçalves, 2007).

Neste ponto, surge como alternativa para geometria mais complexas, as malhas não-ortogonais, na qual não se limitam aos princípios de construção cartesianos, logo não necessitam de uma estrutura ortogonal de seus elementos. Os métodos de adaptação das malhas foram desenvolvidos para superar as limitações referidas anteriormente e são cada vez mais utilizadas nos pacotes comerciais de CFD. A Figura 3.3 mostra uma malha não ortogonal adaptada a um cilindro.

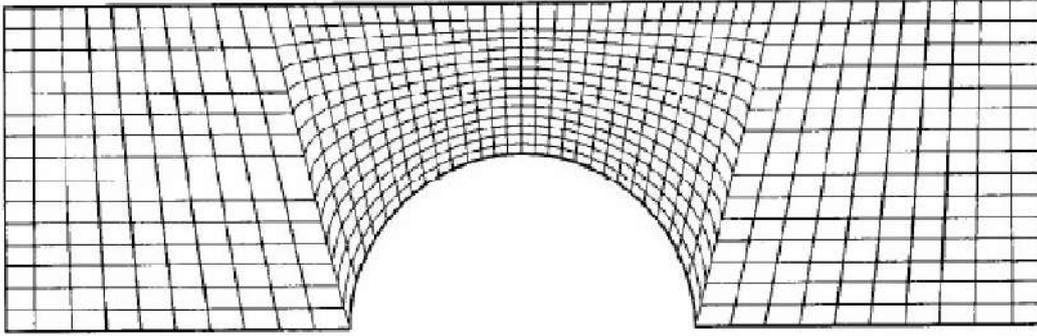


Figura 3.3 – Malha Não-Ortogonal descrevendo uma semicircunferência (Gonçalves, 2007).

As malhas não-ortogonais podem dividir-se em dois grupos: malhas estruturadas e não-estruturadas.

Ferziger *et al.* (2002) define uma malha estruturada quando esta é gerada através de um procedimento de discretização, em que a aresta de todos os volumes de controles são linhas coordenadas e todos os volumes de controle possuem o mesmo número de faces.

Em termos geométricos pode-se caracterizar a malha estruturada se para cada volume interno existir sempre o mesmo número de volumes vizinhos. Esta é a estrutura de malha mais simples, uma vez que é logicamente equivalente a uma malha ortogonal (Cartesiana). Cada ponto tem quatro elementos vizinhos mais próximos numa estrutura bidimensional e seis no caso tridimensional. Um exemplo de uma malha estruturada é apresentado na Figura 3.4.

A conectividade entre células vizinhas simplifica a programação e a matriz do sistema de equações algébricas apresenta uma estrutura regular, que pode ser explorada desenvolvendo técnicas de resolução adequadas.

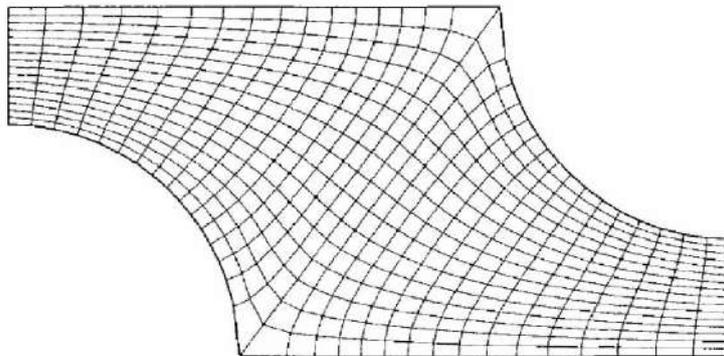


Figura 3.4 – Malha Não-Ortogonal Estruturada (Gonçalves, 2007).

Uma grande desvantagem da utilização de malhas estruturadas está na impossibilidade de refinar uma região específica do domínio do problema sem que outras regiões sejam também refinadas.

Com o objetivo de contornar algumas limitações associadas à utilização de malhas estruturadas convencionais, foi desenvolvido o conceito de malhas estruturadas por blocos ou multiblocos. Neste tipo de malhas existem dois (ou mais) níveis de subdivisão do domínio de solução. Num nível mais grosseiro existem blocos lógicos com regiões relativamente largas do domínio; a sua estrutura pode ser irregular ou podem sobrepor-se. Em níveis mais finos (dentro de cada bloco) é criada uma malha estruturada. Neste tipo de malhas é necessário um tratamento especial nas interfaces dos blocos. Na Figura 3.5 é apresentada uma malha estruturada por blocos com continuidade nas interfaces que mapeia uma geometria bidimensional em torno de um cilindro, sendo proposta uma divisão em 3 blocos. Desta forma é possível utilizar um bloco com a malha mais refinada para uma ou mais regiões e um bloco com refinamento mais grosseiro para o restante do domínio.

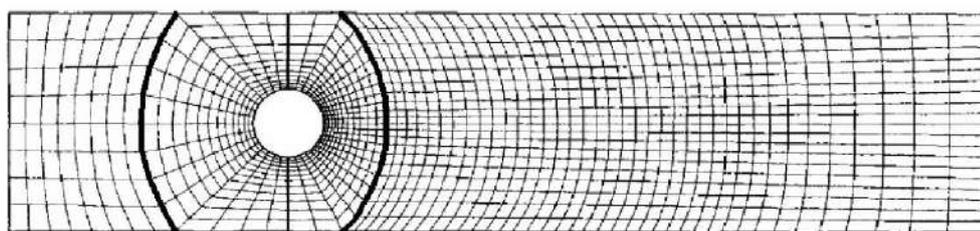


Figura 3.5 – Malha Estruturada construída em 3 blocos (Gonçalves, 2007).

No entanto, para geometria de alta complexidade, muitos autores recomendam a utilização de malhas não-estruturadas devido à melhor capacidade de adaptação, principalmente em geometrias irregulares, tais como saliências e cantos, reconhecidas como zonas de recirculação de fluidos.

Neste tipo de malha os volumes de controle podem apresentar qualquer forma, na prática, triângulos, quadrados ou qualquer polígono em geometria bidimensional e tetraedros, hexaedros ou prismas em geometria tridimensional, e não existe restrição com relação ao número de volumes vizinhos. A Figura 3.6 ilustra um exemplo de malha não estruturada.

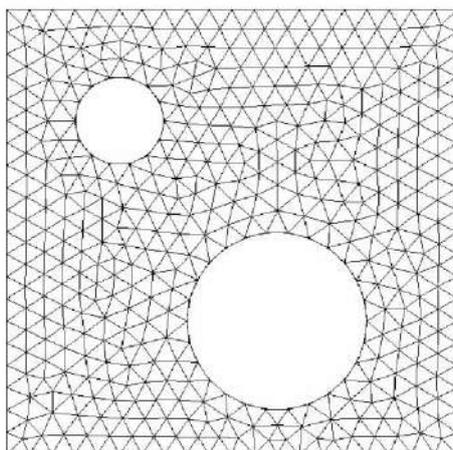


Figura 3.6 – Malha Não-Estruturada (Gonçalves, 2007).

Teoricamente, estas malhas podem ser usadas com qualquer método de discretização, mas adaptam-se melhor às aproximações pelo método dos elementos finitos (MEF) ou método dos volumes finitos (MVF).

Vale ressaltar que a estrutura utilizada para geração de malha não altera a forma como o MVF é aplicado, já que no desenvolvimento do método é considerado um volume elementar qualquer, seja ele estruturado ou não.

Na prática, malhas feitas de triângulos ou quadriláteros em 2D e tetraedros ou hexaedros em 3D são as mais frequentemente usadas. A vantagem da maior flexibilidade recorrente das malhas não-estruturadas é compensada pela desvantagem da irregularidade da estrutura dos dados e aumento de complexidade e formulação. A matriz do sistema de equações algébricas já não tem estrutura diagonal regular. Os algoritmos que resolvem os sistemas de equações algébricas são necessariamente mais lentos que os algoritmos para malhas estruturadas.

Sendo assim, é possível observar que existem vantagens e desvantagens para cada tipo de construção de malha, a opção por aplicar uma ou outra deve ser feita considerando características do problema, precisão de resultados e tempo computacional.

3.6 Termo Fonte

A finalidade do termo fonte numa equação de balanço geral é associar todos os termos que não se enquadram na forma generalizada da expressão da conservação.

Muitas vezes, tal termo armazena informações importantes do modelo, como por exemplo, a taxa de uma reação química, sumidouro ou fonte de uma propriedade qualquer, e, portanto, assume uma forma não linear. Desta forma, deve-se tomar extremo cuidado no seu tratamento a fim de que o processo de solução iterativo utilizado na resolução do sistema não apresente problemas de convergência.

Maliska *et al.* (2004) ressalta que há certos casos em que o termo fonte expressa uma relação não linear, algumas vezes, sendo necessário linearizar a expressão de forma que o termo fonte possa ser atualizado a cada etapa do processo iterativo. Entretanto, dependendo da importância do termo fonte, apenas a linearização não é suficiente, sendo necessário atualizá-lo com mais frequência que os demais coeficientes.

Um ponto importante a ser abordado nessa sessão diz respeito à resolução da equação do movimento para meios porosos, tema central do presente trabalho. O software comercial empregado, no caso o ANSYS FLUENT 13.0, trata a perda de carga provocada pela passagem de fluido no meio poroso como um termo fonte presente na equação do movimento.

De acordo com o Manual de Aspectos Teóricos do próprio ANSYS 13.0 a equação do movimento é escrita da seguinte forma:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \underline{v}) + \nabla \cdot (\rho \underline{v} \underline{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\underline{\tau}) + \rho \underline{g} + \underline{F} \quad (3.6)$$

Sendo o termo F , de forças externas de corpo, incorporado no termo fonte, é possível acoplar neste termo aqueles referentes à perda de carga para escoamento em meios porosos e demais termos de sumidouro de momento (*momentum sink*) e fonte de momento (*momentum source*). Entretanto, a modelagem do termo F , não é fornecida pela documentação do *software*, desta forma pode-se aferir que para o problema abordado neste trabalho, F atua como uma função não linear de variáveis do meio poroso.

$$\underline{F} = \underline{F}(\underline{v}, \nabla p, \mu, \phi, k_x, k_y, k_z) \quad (3.7)$$

Em que:

- \underline{v} : vetor velocidade

- ∇p : gradiente de pressão
- μ : viscosidade
- ϕ : porosidade
- k_x : permeabilidade na direção do eixo x
- k_y : permeabilidade na direção do eixo y
- k_z : permeabilidade na direção do eixo z

Em termos numéricos, para o escoamento em meio poroso, a ordem de grandeza do termo F supera os demais termos da equação do movimento, e, portanto, pode-se dizer que a equação do movimento se torna uma forma reduzida da equação de Darcy, na qual o escoamento passa a ser governado pelo termo fonte.

CAPÍTULO IV. METODOLOGIA

Neste capítulo serão abordados os aspectos práticos de como certas ferramentas foram empregadas e utilizadas na execução do presente trabalho. Além disso, também será apresentada a proposta das simulações, assim como o caso a ser analisado.

4.1 Simulações

4.1.1 Proposta de Análise

O presente trabalho está focado na simulação de um reservatório que é explorado por um poço horizontal, e como será abordado mais a frente, é importante que os sistemas de produção estejam integrados de forma dinâmica. Desta forma, o acoplamento poço-reservatório é considerado na modelagem do problema.

Uma busca na literatura forneceu uma grande quantidade de dados de reservatórios bem diversificados quanto à forma, pressão operacional, composição das fases, posicionamento dos poços, tipos de poço, etc. Entretanto, é importante que o reservatório assim como o sistema de produção vigente possam ser reproduzidos no ambiente de simulação. Isto implica na necessidade de uma geometria que reproduza o volume de controle e de uma malha que atenda determinados critérios de qualidade.

Em vista dos fatores supracitados o trabalho de Ozkan *et al.* (1993), que é detalhado previamente no Capítulo 2, fornece dados experimentais de um poço horizontal real que pode ser usado para validar uma simulação numérica.

Além disso, o formato do reservatório e a disposição do poço no interior são possíveis de serem adaptados com relativa facilidade por meio das ferramentas CAD para reprodução da geometria e obtenção de uma malha.

Ao invés de modelar por meio de correlações empíricas como feito por Ozkan *et al.* (1993), será proposta a resolução das equações de conservação na discretização da malha e, conseqüente, utilização do método de volumes finitos por meio da utilização do *software* comercial de fluidodinâmica ANSYS FLUENT 13.0.

4.1.2 Dados de Entrada

Em vista do que foi abordado previamente, os dados de entrada para compor o modelo devem ser selecionados com base no trabalho do Ozkan *et al.* (1993) de forma a reproduzir com fidelidade as condições de sua simulação.

Desta forma, a Tabela 4.1, apresenta os principais dados empregados no modelo da simulação numérica.

Vale ressaltar que trabalhos de autores como Sansoni *et al.* (2007) e Vicente *et al.* (2000) também serviram como ponto partida para as simplificações que serão apresentadas a seguir.

Os dados referentes à geometria do sistema de produção, como o diâmetro e os comprimentos serão, *a priori*, mantidos constantes para fins de comparação com os dados de Ozkan *et al.* (1993). Entretanto, posteriormente, eles receberão valores distintos com a finalidade de se analisar o comportamento do sistema submetido a diferentes condições de exploração.

Diferentemente de Ozkan *et al.* (1993), que calcularam as variáveis por meio de correlações empíricas, o presente trabalho propõe a solução das equações de conservação. Consequentemente, surge a necessidade de se criar a variável *drawdown* como sendo o diferencial de pressão poço-reservatório. Sansoni *et al.* (2007) utilizam uma proposta semelhante nos seus cálculos de forma a atender a condição de contorno como será visto mais adiante.

Tabela 4.1 – Dados do reservatório, poço horizontal e óleo.

Parâmetro	Valor
Raio de Drenagem - rd (m)	850
Espessura Total do Reservatório (m)	22
Porosidade (%)	25
Permeabilidade Horizontal (mD)	8500
Permeabilidade Vertical (mD)	1500
Drawdown (bar)	2,02
Comprimento do trecho horizontal do poço (m)	800

Diâmetro do Poço (m)	0,1524
Massa Específica do Óleo (kg/m ³)	881
Viscosidade Dinâmica do Óleo (cP)	1,43

4.1.3 Configurações

Foram consideradas as seguintes configurações para a simulação CFD do caso proposto, respeitando a devida física do problema:

- **Estado Estacionário:** assim como o trabalho original o presente trabalho irá considerar as propriedades constantes ao longo do tempo, pois em termos de simulação de reservatórios as mudanças tendem a ocorrer para tempos muito longos;
- **Escoamento Monofásico:** será considerada somente a fase oleosa na simulação, pois como foi abordado anteriormente, os reservatórios do campo de *Troll* possuem porções delgadas ricas em gás ou óleo;
- **Incompressível:** razoável supor que a fase de óleo líquida não sofra efeitos significativos de compressibilidade;
- **Isotérmico:** não serão consideradas as trocas térmicas, pois não há fonte de calor significativa no sistema, por exemplo, sistemas com injeção de vapor;
- **Meio Poroso Anisotrópico:** o reservatório foi resolvido em 3D pela lei de Darcy, sendo consideradas as permeabilidades horizontal e vertical;
- **Escoamento de Baixo Número de Reynolds:** o regime de escoamento no interior do meio poroso foi suposto como lento, isto é, apresenta reduzido número de Reynolds, que por sua vez atende à lei de Darcy, o que reduz o esforço computacional;
- **Método SIMPLE:** por ser considerado o mais simples e menos custoso em termos computacionais, devido a física do problema que não apresenta grande complexidade entre os campos de pressão-velocidade por ser tratar de um escoamento com baixo número de Reynolds;
- **Upwind:** escolhido por se tratar de um método de primeira ordem que preserva a física do problema e assegura a convergência de sistemas;

- **AMG (Algebraic MultiGrid solver):** inerente ao *software* FLUENT 13.0 como principal *solver* de sistemas lineares;
- Poço Horizontal resolvido analiticamente 1D por rotinas implementadas via código (*User-Defined Functions*) no próprio FLUENT 13.0, como será visto logo a frente.

4.2 Geração de Malha

4.2.1 Geometria, Blocagem e Refino

A geometria primária foi baseada no modelo simples de paralelepípedo representando o reservatório, e um cilindro representando o poço, como pôde ser observado previamente nas Figuras 2.21 e 2.22.

Entretanto, por questões de simplificação, a geometria foi reduzida a um quarto da forma original, explorando suas simetrias, reduzindo-se o reservatório e o poço a uma seção de um quarto de paralelepípedo e cilindro, respectivamente.

Sendo assim, foi gerada uma geometria na forma de um paralelepípedo com as dimensões 2500 x 850 x 11 dadas em metros, ilustrada na Figura 4.1. O comprimento de 2500 m no eixo x corresponde ao comprimento do poço (800 m) mais duas vezes o raio de drenagem (850 m). No eixo y foi empregado o comprimento de um raio de drenagem (850 m) somente, pois há um plano de simetria operando neste eixo. No eixo z foi empregada uma cota de 11 m, pois a espessura possui 22 m, entretanto, novamente se fez uso do plano de simetria, logo só há necessidade de representar a metade.

Foi utilizado o software de CAD *Geometry Modeler* interno do próprio ANSYS 13.0 para elaborar o domínio, conforme ilustrado na Figura 4.1 que contém as medidas relevantes.

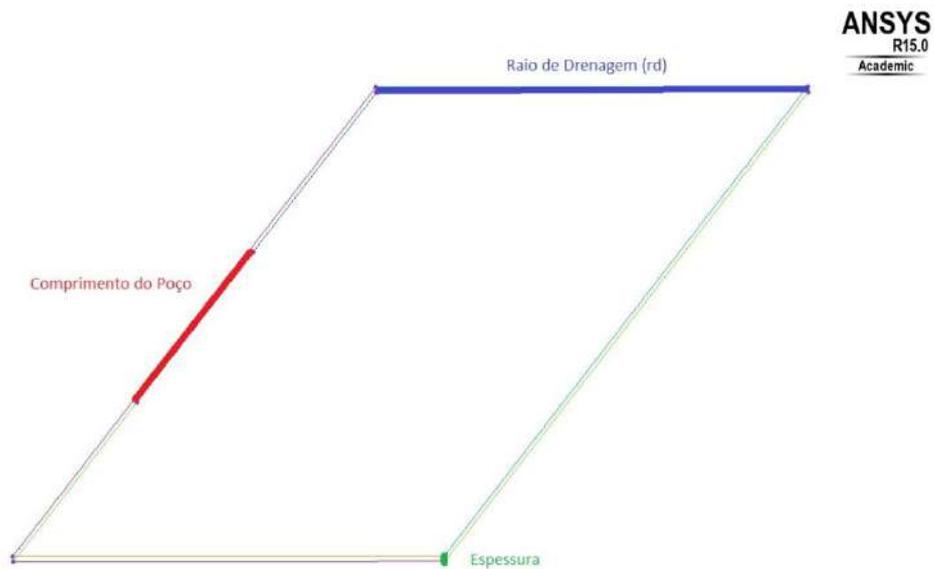


Figura 4.1 – Especificações da geometria do reservatório.

O reservatório recebeu um tratamento em multiblocos vertical e horizontal para facilitar o refino e torná-lo mais localizado, a Figura 4.2 ilustra a vista superior contendo os três principais blocos de malha, sendo o central o que recebeu maior refino devido a presença do poço horizontal. Ao se analisar o refino na vertical, percebe-se que a porção inferior contém mais elementos que a superior, isto também é devido a presença do poço.

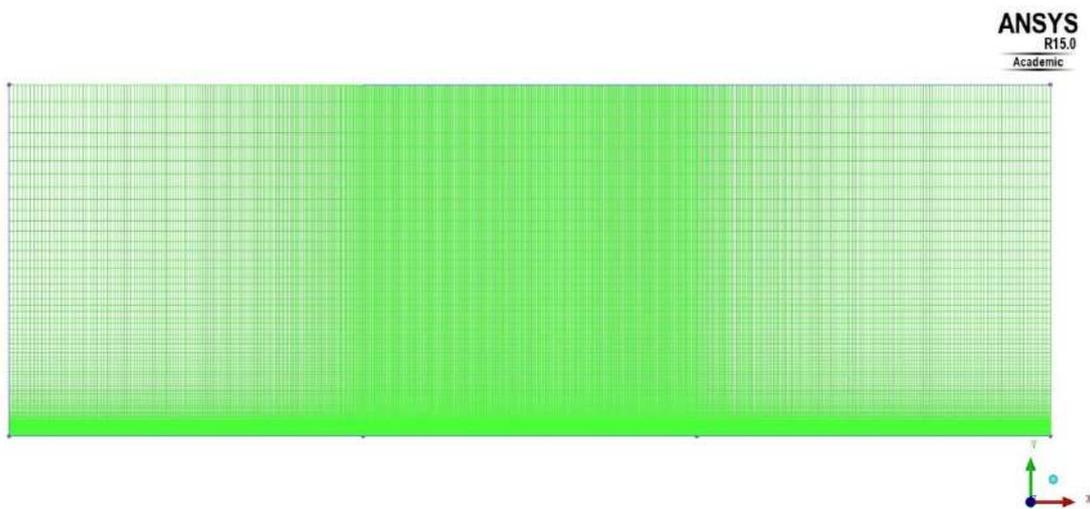


Figura 4.2 – Refinamento no reservatório.

O poço foi representado como um quarto de cilindro na região inferior do reservatório, como se trata de uma região de grande relevância na simulação, recebeu

uma quantidade maior de elementos em suas proximidades. A Figura 4.3 apresenta o detalhe do refino nas imediações no poço com o reservatório.

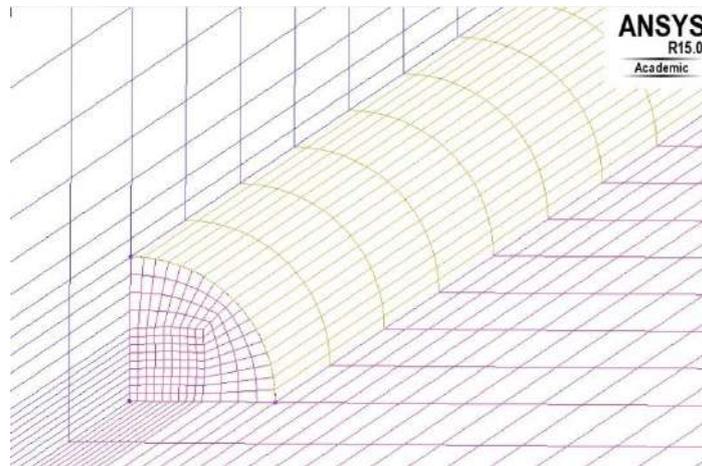


Figura 4.3 – Detalhe do refinamento nas proximidades do poço.

4.2.2 Condições de Contorno

As superfícies da geometria restante receberam as seguintes condições de contorno, como pode ser visto na Figura 4.4:

- **Entrada de Pressão (*pressure-inlet*):** fluxo de entrada de óleo em 3 superfícies laterais a uma pressão constante de 2,02 bar;
- **Saída de Pressão (*pressure-outlet*):** fluxo de saída de óleo na superfície cilíndrica do poço horizontal a uma pressão constante de 0 bar;
- **Parede (*wall*):** teto do reservatório impermeável como uma parede sem atrito, isto é, *free-slip*;
- **Simetria (*symmetry*):** dois planos de simetria situados nas superfícies adjacentes ao poço, criados com objetivo de reduzir o tamanho da malha e consequentemente o esforço computacional.
- **Parede (*wall*):** os limites do cilindro que representa o poço horizontal foram tratados como uma parede com aderência, isto é, *no-slip*.

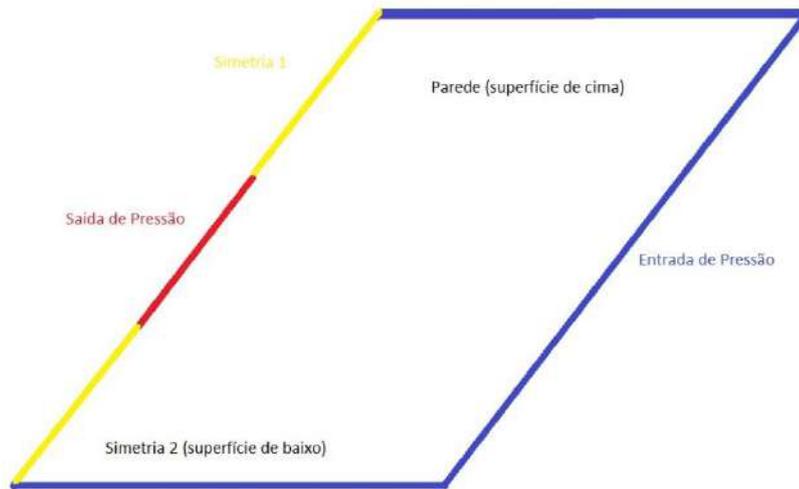


Figura 4.4 – Localização das condições de contorno.

4.3 Seleção de Parâmetros

Primeiramente, vale enfatizar que a rugosidade relativa é um parâmetro fundamental na compreensão do escoamento poço-reservatório. Como dito anteriormente, o poço horizontal pode ser aberto, isto é, em contato direto com o reservatório, possuir o *liner* rasgado ou possuir um *gravel-pack* para reter material particulado como areia e detritos ou mesmo receber um canhoneio. Cada um desses cenários vai apresentar uma rugosidade distinta que vai permitir um fluxo maior ou menor para o poço horizontal.

No caso estudado o poço foi considerado com completação do tipo aberta com fluxo somente no sentido radial, logo as condições geológicas do reservatório nas proximidades do poço fornece uma miríade de rugosidades relativas que tendem a afetar a produtividade.

Desta forma, foi proposta uma série de simulações numéricas utilizando uma faixa de rugosidades relativas de zero até $1.E-1$.

A seleção do diâmetro da tubulação de um poço horizontal deve atender a critérios estruturais da própria tubulação dimensionada para uma dada vazão e pressão

na qual a mesma vai estar submetida interna e externamente, assim como critérios econômicos inerentes à própria exploração do reservatório.

Neste trabalho, o diâmetro foi variado numa faixa contendo extremos 30% maior e menor, logo são obtidos os diâmetros de 4 e 8 polegadas.

O comprimento da tubulação do poço horizontal é uma variável crítica no processo de implantação de sistema de produção, assim como no próprio andamento da exploração. Trechos muito longos de tubulação tendem a encarecer e inviabilizar o processo ou acelerar demais a exploração de um dado campo favorecendo a depleção prematura.

Entretanto, é reportado na literatura que trechos muito curtos tendem a provocar quedas significativas na produção, pois em certos casos inviabilizam o processo de exploração de um campo submetido a fraturas ou falhas inerentes à própria formação rochosa.

Desta forma, é válido investigar a influência de diferentes comprimentos de trecho de tubulação para o poço horizontal na faixa de 400, 1.000 e 1.200 m.

4.4 Aplicação do Acoplamento

O presente trabalho está focado na simulação de um reservatório que é explorado por um poço horizontal, e como visto anteriormente, é importante que os sistemas de produção estejam integrados de forma dinâmica. Desta forma, o acoplamento poço-reservatório é considerado na modelagem do problema.

Como dito anteriormente o poço horizontal foi resolvido analiticamente 1D por equações previamente estabelecidas para o modelo, de forma que fosse possível realizar um cálculo sequencial. O modelo proposto tem início pela resolução das equações de conservação no reservatório empregando-se o simulador ANSYS FLUENT 13.0, o fluxo mássico do reservatório para o poço, é exportado e sobre ele são realizados cálculos para se obter a perda de carga no poço, que em seguida é “re-alimentada” no código numérico. O simulador resolve novamente as equações de conservação para o novo perfil de pressão do poço, obtendo um valor atualizado de fluxo mássico para o poço horizontal, este processo permanece num *loop* iterativo até que o critério de convergência de $1.E-6$ seja obtido com relação ao balanço mássico.

Logo, se trata de um acoplamento explícito. A Figura 4.5 apresenta um fluxograma da sequência de cálculo.

Vale ressaltar que o diagrama exposto, previamente, na Figura 2.26 retrata um acoplamento transiente, no presente trabalho o acoplamento será feito para o estado estacionário, desta forma, no próprio diagrama onde se pode ler “próximo passo de tempo” pode-se considerar como “próxima iteração”.

Outro ponto importante é a frequência de atualização das variáveis entre as partes do acoplamento, é plausível de se considerar que dependendo do caso a ser resolvido por acoplamento, uma das partes exija um maior custo computacional para ser resolvida que as demais.

Neste caso, é interessante que haja uma defasagem na atualização das variáveis, permitindo que os resíduos numéricos se estabilizem antes de serem atualizados novamente. Em termos numéricos isto pode ser descrito como uma atualização de variáveis entre as partes do acoplamento após um determinado número de iterações.

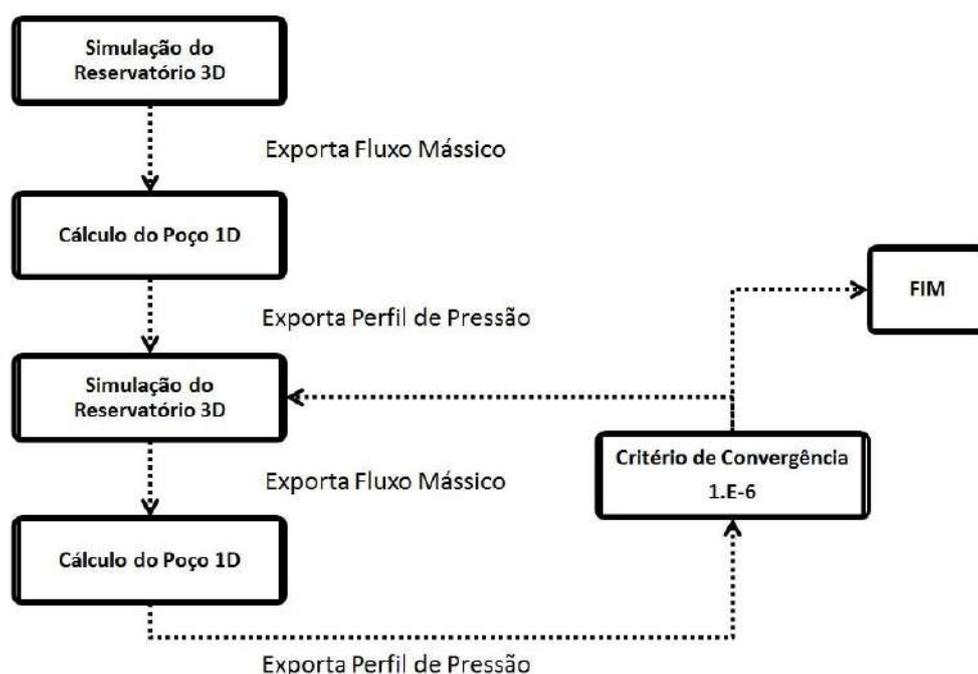


Figura 4.5 – Fluxograma do acoplamento explícito poço-reservatório.

O equacionamento utilizado tem como objetivo montar uma estratégia de cálculo sequencial que, a partir do fluxo mássico fornecido pelo simulador, obtenha a perda de carga ao longo do poço horizontal.

Primeiramente, é válido ressaltar que caso fosse considerado o poço horizontal como sendo composto por uma única seção, a base de cálculo estaria vinculada somente a um fluxo global que permeia pela parede do poço. Sabe-se que isto não é totalmente verdadeiro, pois a vazão do poço horizontal é composta por dois fluxos principais de fluidos, o fluxo que permeia pelo interior de cada seção do poço em adição ao fluxo que permeia por uma dada seção da parede do poço. Logo, a vazão do poço horizontal é cumulativa sendo mais baixa na região do *toe*, e mais elevada conforme se aproxima do *heel*.

Desta forma, para representar a física do problema de forma mais realista foi proposta a divisão do poço horizontal em diversos segmentos de comprimento constante, na qual cada segmento receberá o equacionamento para que o fluxo de cada porção forneça uma perda de carga distinta e, conseqüentemente, possa fornecer um perfil da pressão do poço horizontal a cada iteração.

O modelo de divisão pode ser visto na Figura 4.6, assim como uma breve apresentação da geometria do poço reduzida a um quarto de cilindro. A vazão de um dado segmento (i) é descrita como a vazão do segmento anterior (i-1) mais a vazão que entra pela parede do próprio segmento (i).

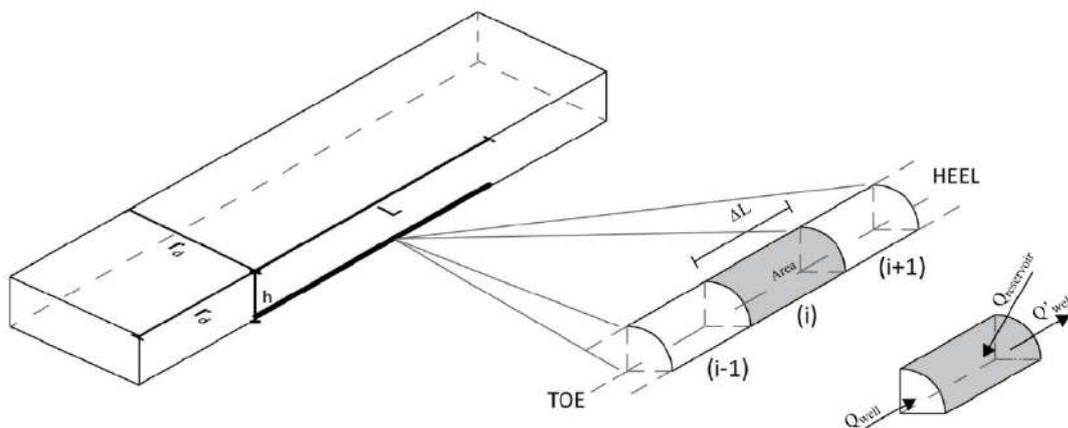


Figura 4.6 – Metodologia de divisão do poço horizontal em segmentos.
Adaptado de (Oliveira, 2011).

Desta forma, para cada segmento i foi proposto o seguinte equacionamento com base no fluxo mássico fornecido pelo simulador a cada iteração.

$$Q_{wi} = Q_{Ri} + Q_{wi-1} \quad (4.1)$$

$$v_i = \frac{Q_{wi}}{A} \quad (4.2)$$

$$Re_i = \frac{\rho v_i D}{\mu} \quad (4.3)$$

$$f_i = \left\{ \left(\frac{64}{Re_i} \right)^8 + 9,5 \left[\ln \left[\left(\frac{\varepsilon}{3,7D} \right) + 5,74 Re_i^{-0,9} \right] - \left(\frac{2500}{Re_i} \right)^6 \right]^{-16} \right\}^{0,125} \quad (4.4)$$

$$\Delta P_i = - \left(\frac{f_i \rho v_i^2}{2D} \right) \Delta L \quad (4.5)$$

Conforme indicado na Equação 4.1, a vazão volumétrica acumulada de óleo Q_{wi} é representada pela soma entre a vazão de óleo Q_{Ri} que está entrando no segmento i , *output* da simulação numérica, e a vazão de óleo acumulado até o segmento anterior a este Q_{wi-1} .

Como o diâmetro do poço é conhecido, por meio da Equação 4.2 pode-se determinar a velocidade do óleo escoando em cada segmento i . Com as propriedades do óleo conhecidas e a velocidade, pode-se calcular o número de Reynolds para cada segmento i .

Na Equação 4.4, f_i é o fator de atrito, Re_i é o número de Reynolds (definido na Equação 4.3), D é o diâmetro do poço e ε é a rugosidade da parede do poço, definida, neste trabalho, como 1.E-4 m, para fins de comparação com trabalho de Ozkan *et al.* (1993). A correlação escolhida para o cálculo da perda de carga no interior do poço foi a de Swamee-Jain (1976) válida para qualquer valor de número de Reynolds.

Na Equação 4.5, que é a clássica equação de Darcy-Weisbach, ΔP_i é a perda de carga no poço calculada para o i -ésimo segmento, ρ é a massa específica do óleo, ΔL é o comprimento de cada segmento e v_i é a velocidade do óleo referente à vazão acumulada no interior do poço para o i -ésimo segmento. O modo como as equações foram implementadas e resolvidas são abordados com mais detalhes no Apêndice A.

A Tabela 4.2 contém um resumo sobre as configurações das simulações, vale ressaltar que foram feitos teste quanto ao métodos *First Order Upwind* e *Second Order*,

revelando resultados idênticos, logo o método *Upwind* foi selecionado por apresentar menor custo computacional.

Tabela 4.2 – Resumo das configurações do simulador.

Parâmetro	Valor
Regime	Estacionário
Escoamento	Laminar
Acoplamento Pressão-Velocidade	SIMPLE
Discretização Espacial	
Gradiente	Least Squares Cell Based
Pressão	Standard
Momento	First Order Upwind
Número de Iterações	10000
Frequência de Atualização do Acoplamento	Cada 5 iterações

CAPÍTULO V. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo inclui as três partes que compõem os resultados obtidos: teste de malha, validação dos dados, comparação de hipóteses e investigação de parâmetros.

5.1 Parte I – Teste de Malha

O teste de malha tem como objetivo determinar a malha, idealmente com o menor número possível de elementos, capaz de gerar resultados da simulação numérica que sejam independentes do tamanho da malha, para malhas mais refinadas que aquela. Isto é, em termos numéricos, determinar o tamanho de malha adequado na qual os resultados se encontrem numa faixa de erro aceitável sem inviabilizar o processo em termos de custo computacional ou tempo.

A principal variável responsável por mensurar o tamanho de uma malha é seu número de elementos, isto é, quantas células piramidais, prismáticas e/ou hexaédricas compõem a geometria.

Desta forma, o teste de malha foi composto por uma série de simulações fazendo uso de malhas das mais grosseiras até as mais refinadas. A variável de comparação escolhida como base para a qualidade foi o critério de convergência do balanço de massa, ou seja, o resíduo da solução da equação da continuidade.

As malhas selecionadas para o teste possuem uma quantidade de elementos na faixa de 100.000 a 4,5 milhões, como mostra a Figura 5.1.

As malhas correspondentes foram construídas utilizando-se elementos hexaédricos não-estruturados no *software* ICEM CFD.

Percebe-se que para malhas muito grosseiras, isto é, inferior a 1 milhão de elementos, o resíduo da continuidade permanece bem acima do critério estabelecido de 1.E-6.

Conforme o refino foi sendo aplicado nas proximidades do poço horizontal, o resíduo foi sendo reduzido na faixa de 1.E-5, sendo que o melhor resíduo foi obtido com a malha mais refinada contendo mais de 4 milhões de elementos.

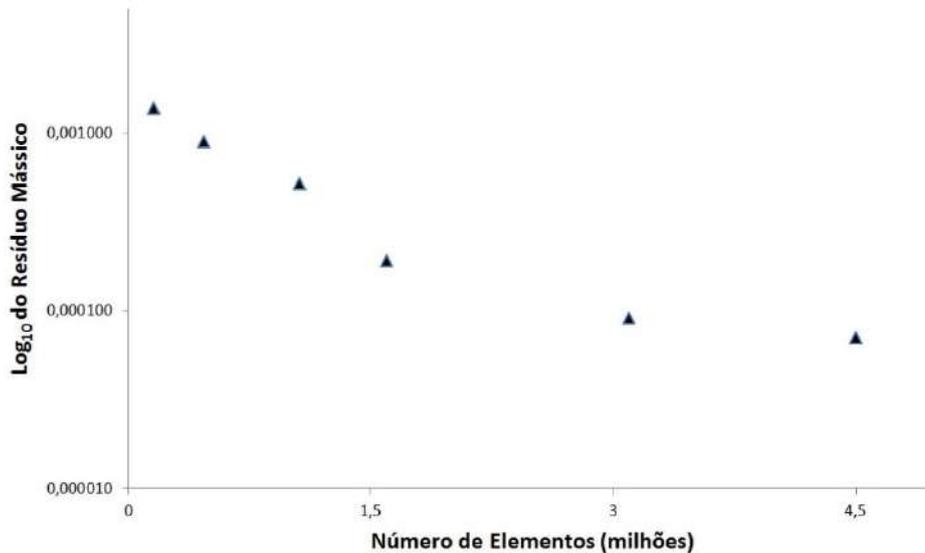


Figura 5.1 – Relação entre o resíduo da continuidade e o número de elementos.

Embora o resíduo apresentado pela malha de 3,1 milhões de elementos ser ligeiramente superior ao da malha de 4,5 milhões, o custo computacional apresentou um desempenho superior em termos de tempo de simulação.

Portanto, a malha contendo em torno de 3,1 milhões de elementos foi escolhida para as demais simulações do presente trabalho.

As simulações foram executadas num computador contendo processador Intel i5, 2,66 GHz, 4 Gb de RAM e 500 Gb de memória física, utilizando processamento paralelo com 2 processadores. Cada simulação levou em torno de 10 a 12 horas para ser concluída.

5.2 Parte II – Validação de Dados e Comparação de Hipóteses

As simulações iniciais tiveram como objetivo validar a simulação numérica usando o *software* ANSYS FLUENT 13.0 com os dados de Ozkan *et al.* (1993) obtidos por meio de correlações. Desta forma, as condições experimentais foram utilizadas como dados de entrada na simulação, isto é, sem variar nenhum parâmetro característico. A Tabela 4.2 apresenta os dados utilizados nas simulações preliminares.

A Figura 5.2 apresenta os resultados da validação de dados entre o caso simulado e os dados de Ozkan *et al.* (1993) para a distribuição de fluxo ao longo do poço horizontal dada em BPD/m.

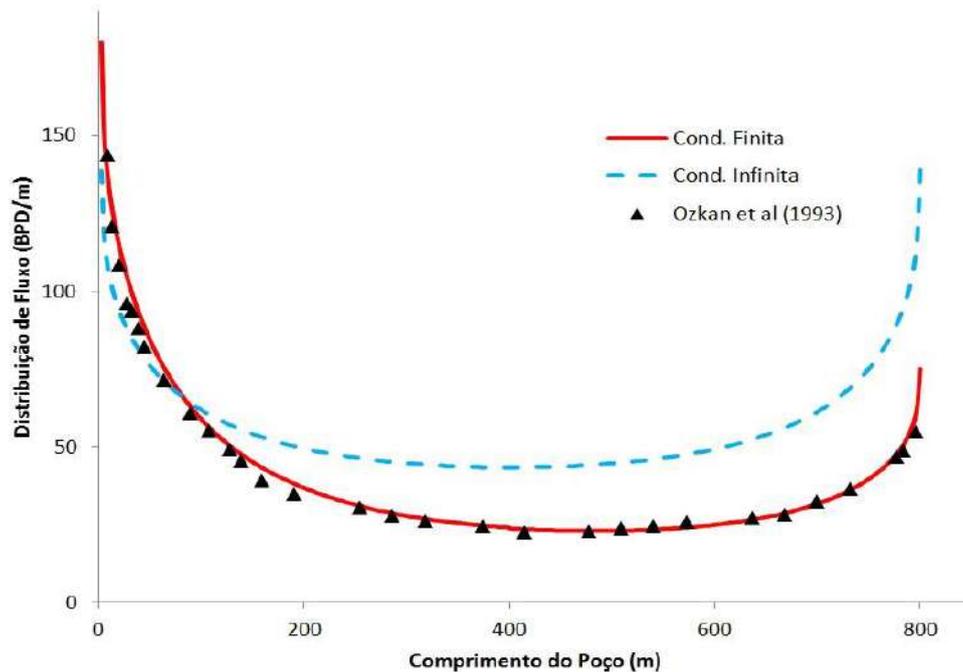


Figura 5.2 – Comparação da distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço simulada com pontos os experimentais de Ozkan *et al.* (1993).

De acordo com o gráfico acima, os resultados da simulação numérica concordam bem com os dados de Ozkan *et al.* (1993). Nesta primeira abordagem ambos os dados se referem a um sistema sob a hipótese de condutividade finita, isto é, com uma perda de carga associada a cada um dos segmentos ao longo do poço horizontal.

Como esperado observa-se um fluxo inferior na região do *toe* (800 m) e um fluxo superior deslocado conforme se aproxima do *heel* (0 m), orientado pela perda de carga em cada segmento originada pelo escoamento cumulativo na direção do próprio *heel*. Além disso, nota-se que essa distribuição passa por um ponto de mínimo próximo ao ponto central, o que pode ser justificado pela própria geometria do reservatório, que tende a favorecer, devido ao diferencial de pressão, um fluxo superior nos extremos do poço horizontal. A Figura 5.3 apresenta as linhas de corrente do escoamento do reservatório para o poço horizontal, nota-se uma maior densidade de linhas de corrente

nos extremos do poço, o que corrobora o maior fluxo verificado nas regiões extremas, em destaque rosa a região do *toe* e azul a região do *heel*.

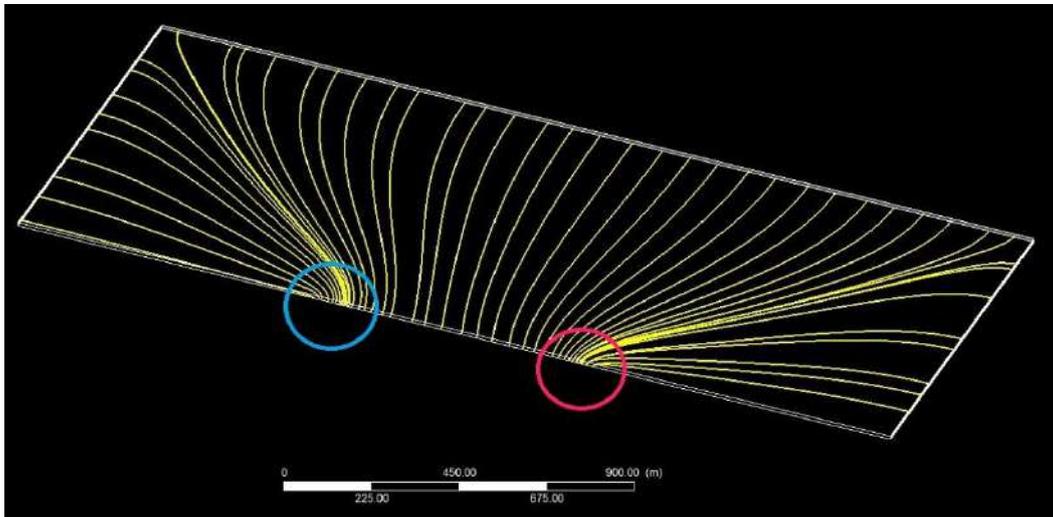


Figura 5.3 – Linhas de corrente do escoamento reservatório-poço, destacando-se as regiões próximas ao *toe* (rosa) e *heel* (azul).

Entretanto, observa-se grande diferença quando o sistema é submetido à hipótese de condutividade infinita, como pode ser visto na Figura 5.2. Neste caso, a distribuição de fluxo adquire um caráter simétrico em relação às extremidades do poço, isto se dá pela ausência de um perfil de pressão dominante.

A Figura 5.4 apresenta os resultados em termos da produção acumulada ao longo do poço horizontal.

Novamente, os resultados apresentam grande proximidade com os dados de Ozkan *et al.* (1993).

Uma grande disparidade surge quando se analisa a simulação numérica sob efeito da condutividade infinita, porque a produção acumulada total, verificada no *heel*, sofre um aumento significativo da ordem de 50% quando se compara com a simulação com a condutividade finita. Isto revela que para a formação de reservatório estudada tal suposição acarretaria num superdimensionamento das previsões de produção, acima inclusive dos cenários mais otimistas.

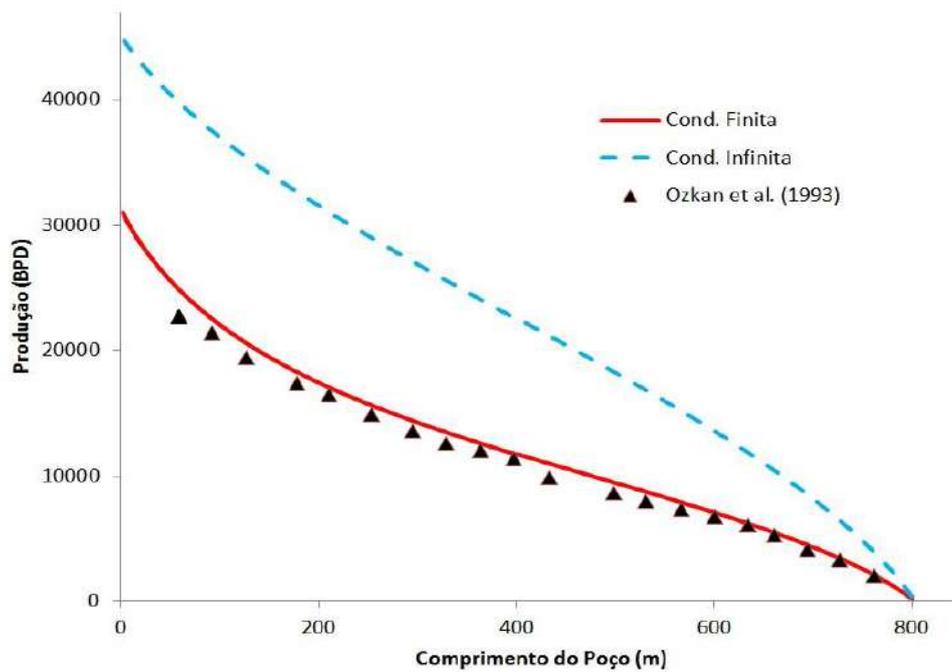


Figura 5.4 – Comparação da produção acumulada com pontos experimentais de Ozkan *et al.* (1993).

Em termos logístico-estruturais, uma produção mal estimada pode ocasionar dimensionamento incorreto de equipamentos e folgas que tendem a encarecer e inviabilizar economicamente uma operação.

5.3 Parte III – Investigação de Parâmetros

Tendo em vista que a simulação numérica foi validada com os dados experimentais, como visto no item anterior, pode-se variar alguns parâmetros individualmente para verificar o comportamento do sistema submetido a novas condições.

5.3.1 Rugosidade Relativa

Ao se elevar a rugosidade relativa percebe-se que a curva de distribuição torna-se mais deslocada para baixo, o que representa uma redução global no fluxo ao longo de todo o poço. Estando de acordo com a fluidodinâmica do problema.

Vale ressaltar que as rugosidades relativas de valor zero, 1.E-4 e 1.E-3 apresentam vazões resultantes muito próximas entre si. Logo, apenas para valores maiores que 1.E-3 a produção é sensivelmente impactada, como mostra a Figura 5.6.

A explicação para tal comportamento está associada a faixa de número de Reynolds sob qual cada segmento do poço opera, de forma, que em conjunto com a rugosidade relativa, forneça um valor para o fator de atrito que ocasione uma perda de carga mais elevada e, conseqüentemente, uma produção inferior.

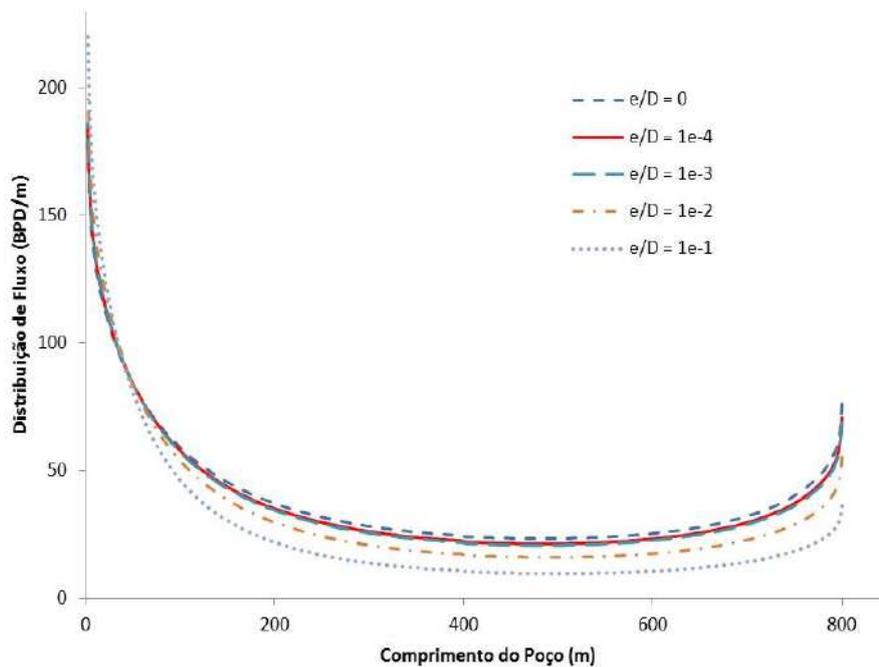


Figura 5.5 – Efeito da rugosidade relativa na distribuição de vazão por unidade de comprimento do poço.

Desta forma, para o sistema estudado, as melhores produções ocorrem para rugosidades relativas menores que 1.E-3, reduzindo de forma mais aguda caso esse limite fosse ultrapassado.

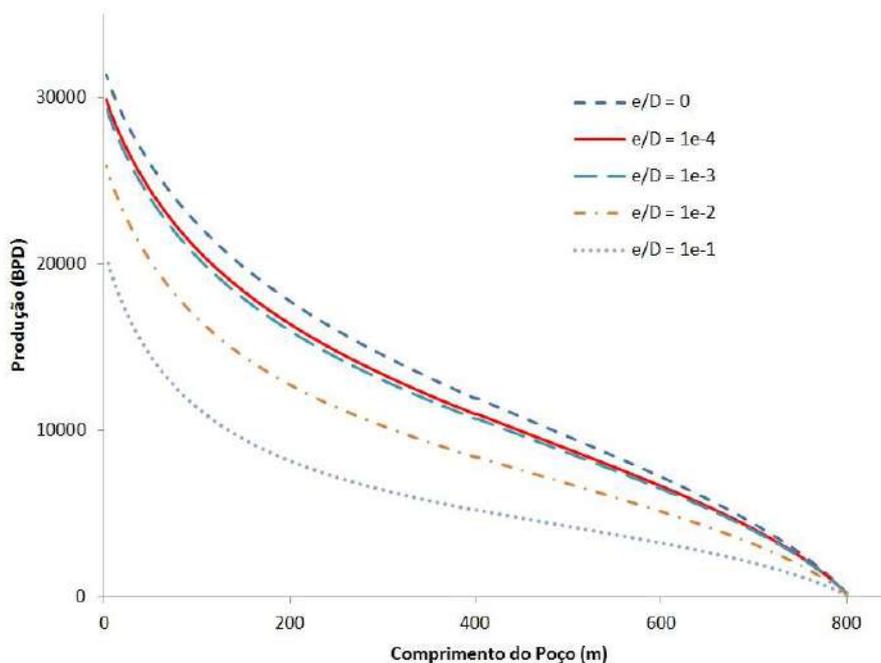


Figura 5.6 – Efeito da rugosidade relativa na produção acumulada.

5.3.2 Diâmetro do Poço

Para o diâmetro de 4 polegadas, como mostra a Figura 5.7, a distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço sofre um deslocamento acentuado para baixo na região do *toe* que não chega a ser compensado pelo ligeiro aumento de fluxo nas proximidades do *heel*, o que implica em uma queda na vazão global final no *toe* devido à menor área superficial disponível para escoamento, também constatado na Figura 5.8.

O inverso ocorre para o diâmetro de 8 polegadas que revela um aumento de fluxo no *toe*, e uma ligeira diminuição no *heel*, e portanto, um aumento global na vazão devido a maior superfície de contato com o reservatório.

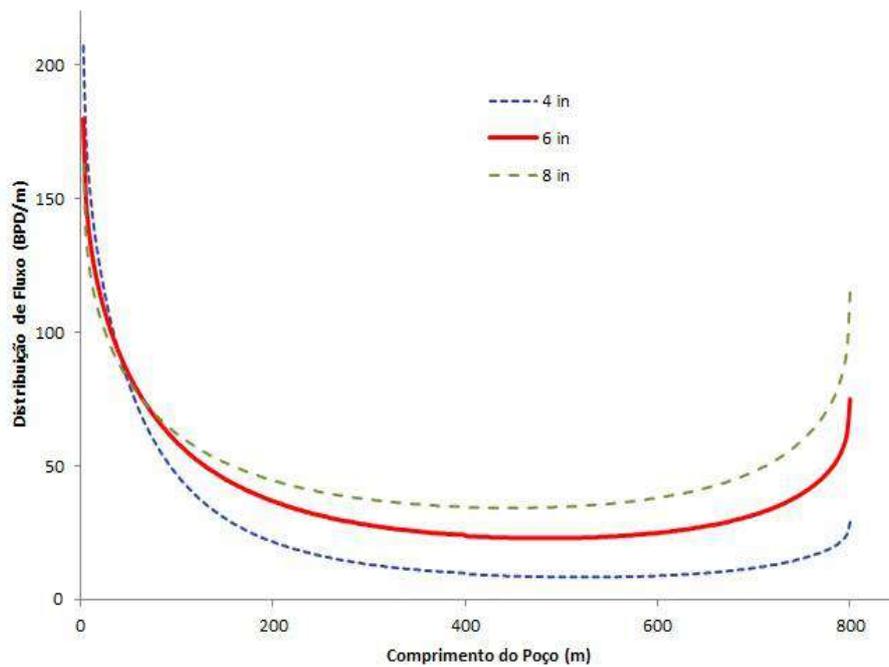


Figura 5.7 – Efeito do diâmetro na distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço.

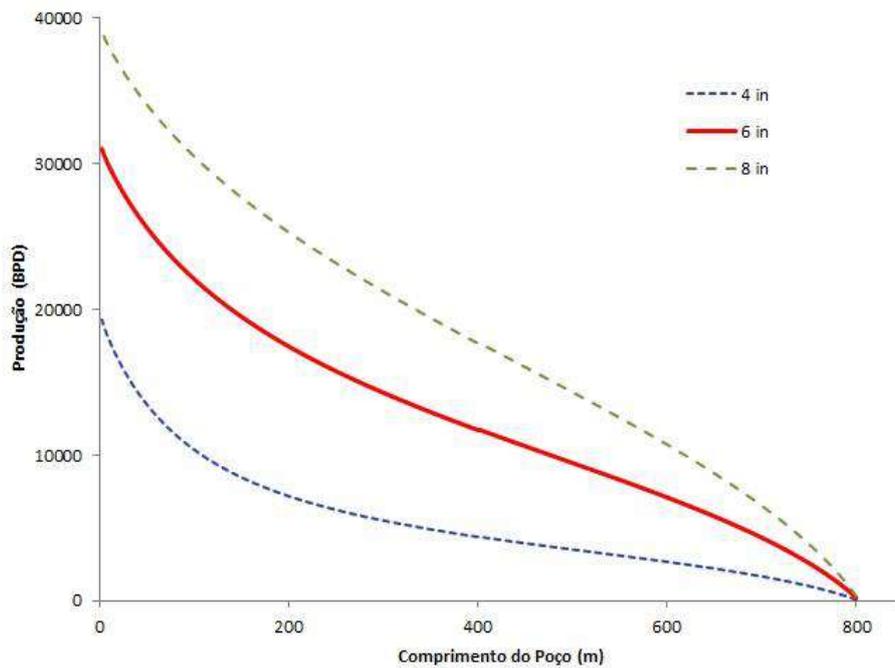


Figura 5.8 – Efeito do diâmetro na produção acumulada.

Pode-se notar a ausência de linearidade no aumento da produção em função do diâmetro do poço. Para o sistema em estudo, ao se aumentar o diâmetro de 6 para 8 polegadas, ou seja, em 30%, obtêm-se um aumento na produção total de cerca de 20%

e, ao se reduzir o diâmetro de 6 para 4 polegadas, ou seja, em 30%, têm-se a produção cortada em torno de 40%.

5.3.3 Comprimento do Poço

Para o menor comprimento de 400 m, visto na Figura 5.9, a distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço apresenta uma menor diferença entre os fluxos totais do *toe* e *heel*. Conforme o comprimento do poço aumenta, aumenta a diferença entre vazões por unidade de comprimento do poço nas regiões extremas do poço.

A Figura 5.10 apresenta a variação da produção acumulada quando o sistema foi submetido a diferentes comprimentos. É interessante notar que para os maiores comprimentos (1.000 e 1.200 m), o ganho de produtividade é relativamente baixo, pois para um incremento de 25 e 50% no comprimento, em relação a 800 m, têm um aumento de pouco mais de 5% em BPD.

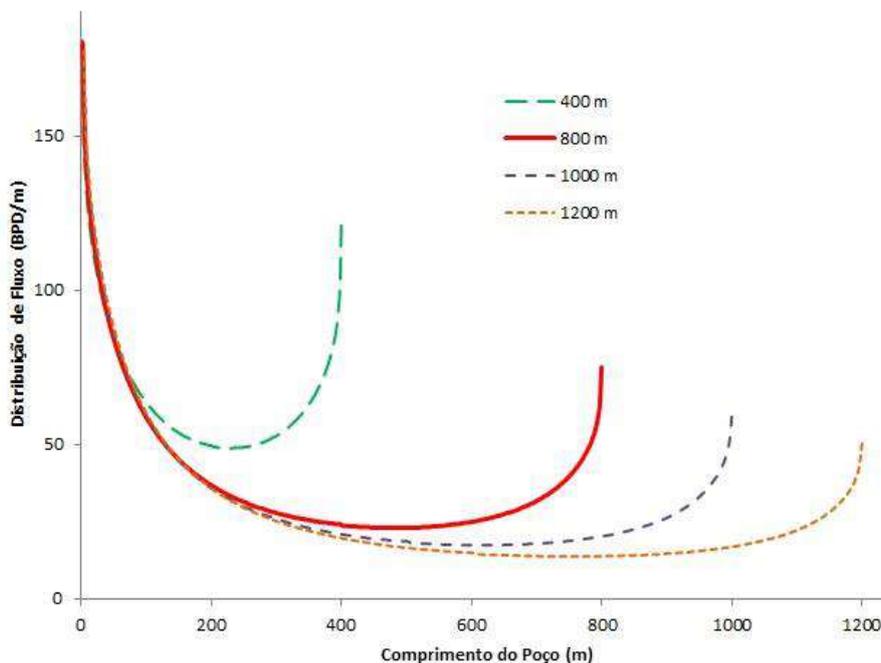


Figura 5.9 – Efeito do comprimento na distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço.

Isto pode ser justificado pelo diferencial de pressão entre o reservatório e o poço, que para o sistema estudado garante uma produção na faixa de 800 m em torno de 30.000 BPD. Qualquer incremento no comprimento do poço não é compensado em

termos de produtividade, pois o *drawdown*, por se tratar um parâmetro do campo, não acompanha esse incremento, e, portanto, não garante o escalonamento da produção.

Em vista disso, comprimentos superiores a 800 m apresentam a desvantagem de encarecer o processo de exploração sem garantir um retorno em termos de produção.

Para o comprimento de 400 m, embora tenha ocorrido uma redução em 50% do comprimento original, a produção se manteve num nível bem aceitável, em torno de 25.000 BPD, constituindo uma queda na produção de aproximadamente 20%.

Novamente, o diferencial de pressão entre o reservatório e o poço pode ser empregado para explicar tal comportamento, uma vez que a redução no comprimento foi compensada pela menor perda de carga global no interior do poço, garantindo assim uma boa vazão resultante.

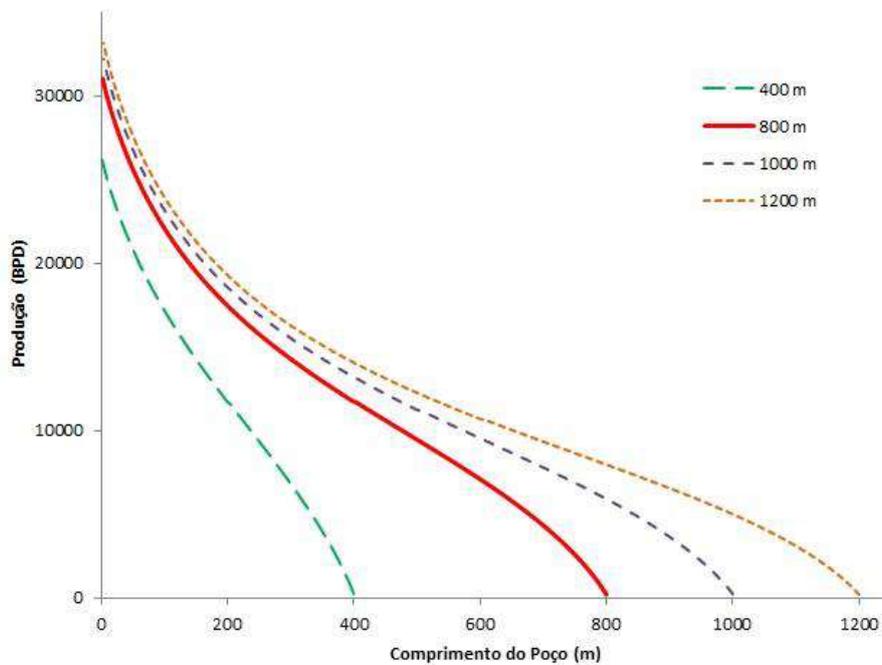


Figura 5.10 – Efeito do comprimento na produção acumulada.

Com base nos dados obtidos, pode-se inferir que o possível comprimento ótimo estaria na proximidade de 600 m. Entretanto, é necessário levar em consideração outros pontos fundamentais para a seleção do comprimento, tais como a formação rochosa e aspectos econômicos. A presença de fraturas ou falhas verticais/horizontais na formação rochosa tende a forçar a seleção de novas rotas para a passagem do poço ou a opção por

se utilizar um comprimento maior a fim de sobrepujar essas barreiras naturais e garantir a produção esperada.

Da mesma forma, existe uma dependência forte da produtividade estimada e o retorno financeiro da operação, além dos custos de manutenção inerentes (CAPEX e OPEX). Estes parâmetros devem estar presentes como critérios mediadores na seleção do comprimento ótimo para uma dada operação com o poço horizontal, para uma melhor análise econômica.

CAPÍTULO VI. CONCLUSÃO

O presente trabalho foi bem sucedido e alcançou os objetivos inicialmente propostos, apresentando resultados coerentes com a modelagem e a física utilizada.

A utilização do acoplamento poço-reservatório permitiu que os dados da simulação numérica fossem validados com os dados de Ozkan *et al.* (1993) de maneira segura e acurada, evidenciando que a física do problema foi respeitada e corretamente modelada. Desta forma, a opção pelo acoplamento 3D-1D se mostrou uma escolha bem sucedida, reduzindo o esforço computacional empregado em todas as análises em relação a proposta de Sansoni *et al.* (2007) de acoplamento 3D-3D.

A simulação numérica utilizando a tecnologia CFD se mostrou uma ferramenta adequada na predição de escoamentos nas proximidades da interface poço-reservatório, capaz de descrever com boa precisão os fenômenos envolvidos.

Para a formação estudada as hipóteses de condutividade infinita e finita apresentaram resultados distintos, tanto na distribuição de fluxo quanto na produtividade total. Isto mostra que estas hipóteses devem ser assumidas com grande cautela e conhecimento acerca da formação do reservatório e as condições do sistema de produção.

No caso estudado a distribuição de fluxo sofre um deslocamento por conta da perda de carga em cada segmento do poço sob a condutividade finita, gerando um fluxo reduzido *toe* que é compensado pelo aumento no *heel*. O que explica a maior incidência de cones de água e gás nessa região, por conta dos maiores gradientes de pressão.

Para a produtividade foi observado que a condutividade infinita forneceu um valor cerca de 50% superior de BPD totais em relação ao caso submetido à condutividade finita, revelando que a consideração ou não de tal hipótese tende a induzir erros no dimensionamento dos sistemas de produção.

A investigação dos parâmetros: rugosidade relativa, diâmetro e comprimento do poço revelou que em todos os casos simulados ocorre uma não-linearidade na produção, isto é, tanto a distribuição de vazões por unidade de comprimento do poço quanto a produção são impactados de forma distinta por variações nesses parâmetros.

Ao se analisar a relação do sistema de produção com a rugosidade relativa, percebe-se que a queda na produção é amena para valores muito baixos na faixa de zero

a 1.E-4 e começa a ser significativa para valores acima de 1.E-3, na qual ocorrem perdas, em BPD, superiores à 20% para 1.E-2 e 30% para 1.E-1.

A distribuição de fluxo e a produtividade são muito sensíveis à variação do diâmetro, pois aqueles estão diretamente relacionados à superfície efetiva na qual ocorre o influxo do reservatório para o poço horizontal. Portanto, uma redução no diâmetro tende a tornar a perfuração e completação menos custosos, entretanto provoca uma queda significativa na produção. Do mesmo modo, um incremento no diâmetro tende a encarecer a instalação e manutenção do poço, mas com um aumento significativo da produção. Sendo assim, a seleção do diâmetro ótimo para dada operação está fortemente atrelada a variáveis estruturais, como pressão, espessura da tubulação, material utilizado na confecção do mesmo, assim como a sensibilidade econômica da operação e produtividade total prevista.

Por último, foi possível observar que o comprimento foi a variável que apresentou o comportamento mais diferenciado, revelando que comprimentos superiores ao padrão de 800 m não compensariam em termos econômicos, pois os ganhos de produção seriam muito pequenos. Além disso, também foi possível verificar que o comprimento de 400 m (50% do padrão) entregou uma produção, evidentemente menor, porém num nível aceitável (26.000 BPD para o poço com 400 m contra 31.000 BPD para o poço com 800 m).

Proposta para trabalhos futuros

- Aplicar a metodologia desenvolvida para outros sistemas de exploração com poços horizontais, principalmente sistemas ativos brasileiros que já se encontram com certa maturidade, além dos campos recém-descobertos na região do pré-sal.
- Fazer uma contínua implementação do modelo físico, expandindo a análise para sistemas com escoamentos bifásicos: água-óleo ou gás-óleo com a finalidade de se obter maiores informações sobre o surgimento de cones de água e gás.
- Conduzir simulações transientes, com o objetivo de se analisar a depleção dos sistemas petrolíferos e a disposição das fases ao longo de grandes escalas de tempo.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ABDALLAH, W. *Fundamentals of Wettability*. Oilfield Review. 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). *Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <www.anp.gov.br/conheca/apresenta.asp?id=1>. Acesso em: 31 de maio 2013.

AZIZ, K. *Petroleum Reservoir Simulation*. Stanford University, 1994.

AGBALAKA, C. *The Effect of Wettability on Oil Recovery: A Review*. SPE, 2008.

BADU, D.K. *Productivity of a Horizontal Well*. SPE RE, 1989.

BENTO, D. F. *Influência de Restrições de Produção na Definição da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo*. Universidade Estadual de Campinas, 2010.

BREKKE, K.; LIEN, S. C. *New simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin oil zones*. SPE Drilling and Completion, v. 9, n. 3, p. 205-209, Sep. 1994. (Paper 24762-PA).

CARLSON, M. *Practical Reservoir Simulation*. Pennwell, 2006.

COATS, K. H. *A Generalized Wellbore and Surface Facility, Fully Coupled to a Reservoir Simulation*. SPE 79704, 2003.

CORDAZZO, J. *Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método EbFVM e Multigrid Algébrico*. Tese de Doutorado. UFSC, 2006.

DALTON, R. L. *Reservoir Simulation*. SPE Monograph Series, Vol 13, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1990.

DARCY, H. *Les Fontaines Publiques de la Vile Dijon*. Victor Dalmond, France, 1856.

DICKSTEIN, F.; LARA, A. Q.; NERI, C.; PERES, A. M. *Modeling and simulation of horizontal wellbore-reservoir flow equations*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1997. 8 p. (Paper 39064-MS). Paper presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 30 August-3 September 1997, Rio de Janeiro, Brazil.

DIEZ, M., Brusdal, K., Evensen, G., Barkve, T. and Mjaavatten, A. *Opportunities and challenges of using sequential quadratic programming (SQP) for optimization of petroleum production networks*. 15th European Symposium on Computer Aided Process Engineering, 2005.

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.

ECONOMIDES, M.J. *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1994.

FERNANDES, P. D.; SILVA, M. G. F.; BEDRIKOVETSKY, P. A. *A New IOR technology to homogenize horizontal well injectivity/productivity profile*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. 8 p. (Paper 99343-MS). Paper presented at the SPE/DOE Symposium of Improved Oil Recovery, 22-26 April, Tulsa, Oklahoma, USA.

FERZIGER, J. H., PERIC, M. *Computational Methods for Fluid Dynamics*. 3 ed. New York, Springer, 2002.

FOX, R. W., MCDONALD, A. T., PRITCHARD, P. J. *Introdução à Mecânica dos Fluidos*. 6 ed., LTC Editora, 2004.

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

GONÇALVES, N. D. *Método dos Volumes Finitos em Malhas Não-Estruturadas*. Tese de Mestrado. Universidade do Porto, 2007.

HIRASAKI, G. J. and O'DELL, P. M. *Representation of Reservoir Geometry for Numerical Simulation*. SPE Journal, 1970.

HIRSCH, C. *Numerical Computation of Internal and External Flows*. 2 ed. USA, Elsevier, 2007.

HOHENDORFF, J. C. *Avaliação do Acoplamento Explícito Entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção*. Tese de Mestrado. UNICAMP, 2012.

HURTADO, F. S. V. *Formulação Tridimensional de Volumes Finitos para Simulação de Reservatórios de Petróleo com Malhas Não-Estruturadas Híbridas*. Tese de Doutorado. UFSC, 2011.

JAHN, F. *Introdução a Exploração de Hidrocarbonetos*. Elsevier, Rio de Janeiro, 2012.

JOSHI, S.D. *Horizontal Well Technology*. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, USA, 1991.

KOSMALA, A. *Coupling of a Surface Network with Reservoir Simulation*. SPE 84220, 2003.

LAKE, L. W. *Petroleum Engineering Handbook*. SPE, 2007.

LIMA, S. R. *Escoamento Monofásico em Poços Horizontais – Acoplamento Poço Reservatório*. UNICAMP – SPE, Junho, 2011.

MAGALHÃES, T. C. *Influência de Restrições Operacionais na Definição de Estratégias de Produção*. Universidade Estadual de Campinas, 2005.

MALISKA, C. R. *Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional*, 2ª. Edição revista e ampliada, Livros Técnicos e Científicos Editora, Rio de Janeiro, 2004.

MANUAL ANSYS. *Theory Guide 13.0*, 2011.

MANUAL ANSYS. *UDF Guide 13.0*, 2011.

MIRANDA, R. T. *Estudo Numérico do Acoplamento Entre Poço Horizontal e Reservatório de Petróleo*. Tese de Mestrado. UFSC, 2010.

NAISA, V. C. *Estudo do Acoplamento Poço-Reservatório para Poços Horizontais*. 4º PDPETRO, Outubro, 2007.

NASH, S. G. *A History of Scientific Computing*. Addison-Wesley, USA, 1990.

NOVY, R.A. *Pressure Drop in Horizontal Wells: When Can They Be Ignored?* Paper SPE 24941, 1992.

OET – OFFSHORE ENERGY TODAY. *Norway: BG Allowed to Use Subsea Facilities and Pipelines on Gaupe*. Disponível em <<http://www.offshoreenergytoday.com/norway-bg-allowed-to-use-subsea-facilities-and-pipelines-on-gaupe>>. Acessado em: 30 de Agosto de 2013.

OLIVEIRA, R. *Study of the horizontal Wellbore and Reservoir Coupling*. SPE 152372. 2011.

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

OZKAN, E. SARICA, C. *The Influence of Pressure Drop Along the Wellbore on Horizontal Well Productivity*. SPE 25502, 1993.

OZKAN, E.; SARICA, C.; HADI, M. *Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity*. SPE Journal, v. 4, n. 3, p.288-301, Sep. 1999. (Paper 57687-PA).

PATANKAR, S. V. *Numerical Heat Transfer and Fluid Flow*. McGraw Hill, 1980.

PETROGAS. *Geologia do Petróleo*. 2011. Disponível em <<http://petrogasnews.wordpress.com/2011/03/14/geologia-do-petroleo/>> . Acessado em: 30 de Agosto de 2013.

PINTO, J. C., LAGE, P. L. C. *Métodos matemáticos em Problemas de Engenharia Química*. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Editora e-papers, 2001.

RIGZONE. *Map: Troll Oil Field*. Disponível em <http://www.rigzone.com/news/image_detail.asp?img_id=2326>. Acessado em: 18 de Dezembro de 2013.

ROCHA, L. A. *Perfuração Direcional*. 2. ed. PETROBRAS. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2008

ROSA, A.J.; DE SOUZA CARVALHO, R. e XAVIER, J.A.D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência, PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2006.

SANSONI, U. FERNANDES, P.D. *Study of oil reservoir coupling: the use of CFD tools for analysis of near well flow*. Boletim Técnico da Produção de Petróleo: vol 2, nº2, p.287-302. Petrobras 2007.

SHAW, C. T. *Using Computational Fluid Dynamic*. 1 ed. USA, Prentice Hall, 1992.

SILVA, S. *Bahia Gás planeja fornecimento de gás natural à cidade de Caetité*. Disponível em <<http://silvanosilvass.blogspot.com.br/2011/04/bahiagas-planeja-fornecer-gas-natural.html>>. Acessado em: 1 de Outubro de 2013.

SU, Z. *Pressure Drop in Perforated Pipes for Horizontal Well*. Norwegian University of Science and Technology, 1996.

VERSTEEG, H.K. and MALALASEKERA, W. *An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method*. Prentice Hall, 1st Edition, 1995.

VICENTE, R. *A Numerical Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics*. 2000. Phd thesis. Pennsylvania State University, Pennsylvania.

WILLHITE, P. G. *Enhanced Oil Recovery*. SPE, 1998.

APÊNDICE A. USER-DEFINED FUNCTIONS

A.1 Introdução

Segundo o Manual do FLUENT, uma *user-defined function* ou UDF é uma função escrita em linguagem C de programação que pode ser carregada de forma dinâmica, isto é, em diversos estágios da simulação numérica com o *software* FLUENT com o objetivo de aprimorar a solução numérica ou o pós-processamento indo além de suas funções básicas. A Figura A.1 ilustra em vermelho diversos pontos do código numérico onde o uso de UDF's é permitido.

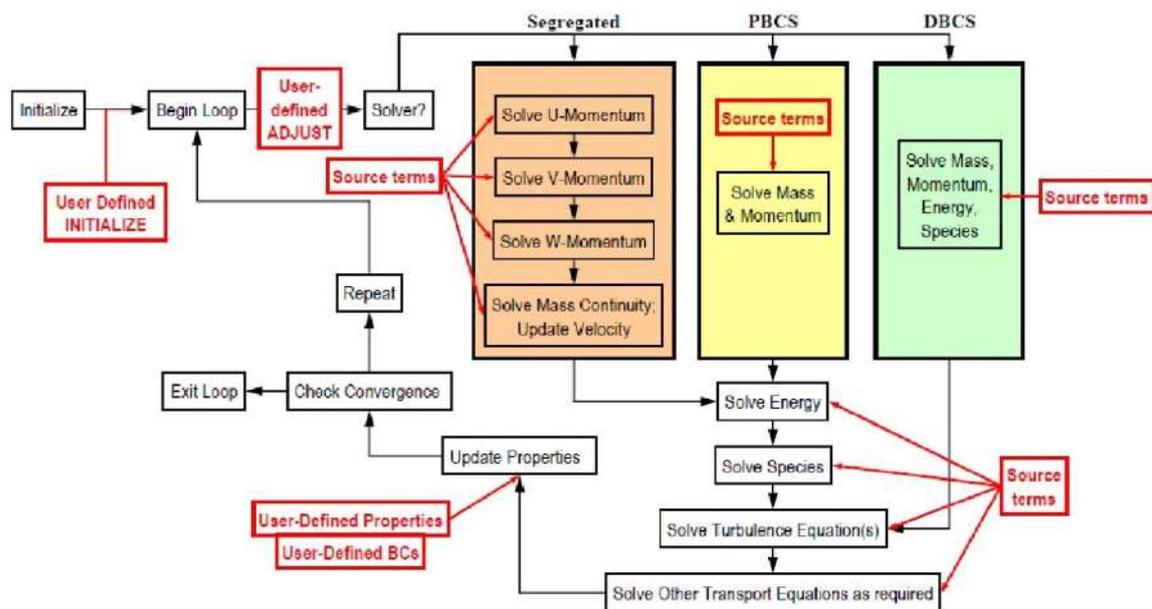


Figura A.1 – Pontos de inserção de UDF no código numérico (MANUAL ANSYS, 2011).

Dentre as diversas aplicações pode-se citar algumas principais como:

- Customizar condições de contorno, propriedades físicas, condições iniciais;
- Alterar parâmetros das equações de transporte;
- Criação de termos fonte;
- Atualizar a frequência de atualização de valores da solução numérica;
- Inicializar uma solução;

- Executar um comando no início ou término de uma iteração ou passo de tempo;

Vale ressaltar que o código UDF se comunica com o *solver* numérico por meio de entidades geométricas presentes na malha, a Figura A.2 apresenta as diversas entidades, assim como define nomes próprios para cada uma.

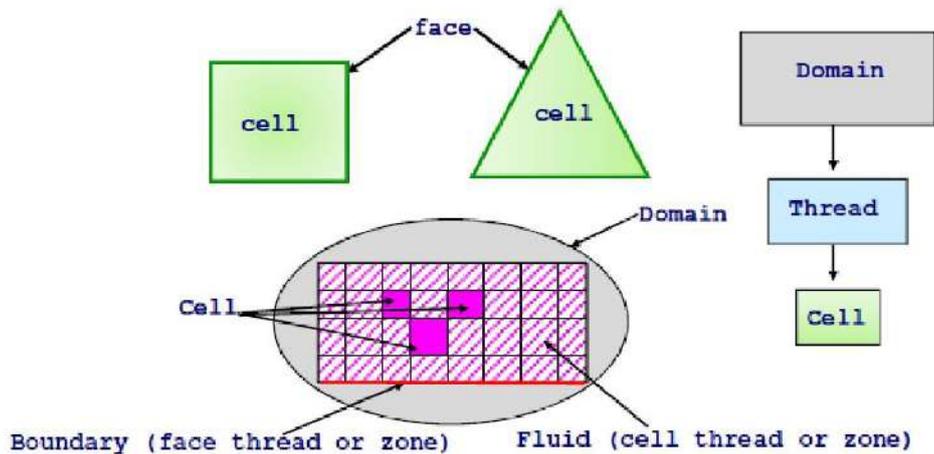


Figura A.2 – Entidades geométricas reconhecidas pelas UDF's (MANUAL ANSYS, 2011).

Essa conceituação a respeito das entidades se mostra importante, pois as UDF's operam suas tarefas por meio de macros pré-definidas, sendo que cada uma das diversas macros possuem aplicações específicas atuando somente sobre determinada entidade geométrica, isto é, algumas atuam somente em faces, células ou domínios.

A.2 Macros

As UDF's atuam por meio de macros, isto é, funções pré-definidas internalizadas no próprio FLUENT, em termos de código são sempre precedidas pelo nome DEFINE_ "nome da macro" e devem possuir o cabeçalho udf.h.

Cada macro deve receber os argumentos corretos, dependendo da entidade geométrica, aplicação e limite de funcionalidade da mesma.

Dentre as mais variadas aplicações das macros, pode-se citar:

- Acesso a variáveis de campo, informações de células, face ou domínio;
- Criação de *loops*;

- Manipular variáveis características de um problema ou a duração e um passo de tempo.

As Figuras A.3 e A.4 mostram cada uma um quadro contendo de forma generalizada os objetivos de algumas tarefas, assim como o nome da macro correspondente.

Function	DEFINE Macro	Dialog Box Activated In
manipulates variables	DEFINE_ADJUST	User-Defined Function Hooks
time step size (for time dependent solutions)	DEFINE_DELTAT	Adaptive Time Step Settings
initializes variables	DEFINE_INIT	User-Defined Function Hooks
executes asynchronously	DEFINE_ON_DEMAND	Execute On Demand
reads/writes variables to case and data files	DEFINE_RW_FILE	User-Defined Function Hooks

Figura A.3 – Exemplos de funções e sua macro correspondente (MANUAL ANSYS, 2011).

velocity at a boundary	DEFINE_PROFILE	boundary condition
pressure at a boundary	DEFINE_PROFILE	boundary condition
temperature at a boundary	DEFINE_PROFILE	boundary condition
mass flux at a boundary	DEFINE_PROFILE	boundary condition

Figura A.4 – Exemplos de funções e sua macro correspondente (MANUAL ANSYS, 2011).

A.3 Implementação

Os códigos gerados para a resolução 1D do poço horizontal, basicamente se utilizaram das macros DEFINE_ON_DEMAND para divisão do próprio poço em zonas, DEFINE_ON_DEMAND para cálculo das propriedades do poço sob a hipótese da condutividade infinita e DEFINE_PROFILE para cálculo das propriedades do poço sob hipóteses da condutividade finita e atualização do perfil de pressão.

Além disso, é válido mencionar que forma utilizadas estruturas comuns da linguagem C de programação, como os *loops*, condicionais, vetores, contadores e por fim macros especiais para computação paralela.

Em vista disso, os 3 códigos principais gerados estão expressos nos quadros abaixo, na formatação original.

```

/*****
Outlet Zone Flux
*****/

#include "udf.h"

DEFINE_ON_DEMAND(zone_split)
{
#if !RP_HOST /* serial or node */

#define zone 300

real x[ND_ND];
real zone_length;
real well_length = 800.0;
int index;
int outlet_ID = 19; /* O erro esta aki, deve atualizar o novo numero do outlet_id */

Domain *d = Get_Domain(1);
Thread *t_outlet = Lookup_Thread(d,outlet_ID);

face_t face;
cell_t cell;

////////////////////////////////////

zone_length = well_length/zone;

begin_f_loop(face,t_outlet)
if(PRINCIPAL_FACE_P(face,t_outlet))
{
F_CENTROID(x,face,t_outlet);
index = (int)floor((x[0]-850.0)/zone_length);
F_UDMI(face,t_outlet,0) = index; /* Alocar memoria para UDMI */
}
end_f_loop(face,t_outlet)

#endif
}

```

Figura A.5 – UDF para divisão do poço horizontal em segmentos.

```

/*****
Fluxo Volumetrico no Outlet
*****/

#include "udf.h"
#include "stdio.h"

DEFINE_ON_DEMAND(fluxes_per_zone)
{
    #if !RP_HOST /* serial or node */

        #define zone 300
        FILE * pFile;

        real Qtot = 0.0;
        real Qall = 0.0;
        real Q[zone];
        real Qin[zone];
        real Qs[zone];
        real rho = 881.;

        int index;
        int i;
        int outlet_ID = 19; /* colocar novo numero de ID */

        Domain *d = Get_Domain(1);
        Thread *t_outlet = Lookup_Thread(d,outlet_ID);

        face_t face;
        cell_t cell;

        ///////////////////////////////////////////////////////////////////

        for(i=0;i<zone;i++)
        {
            Q[i] = 0.0;
            Qin[i] = 0.0;
            Qs[i] = 0.0;
        }

        begin_f_loop(face,t_outlet)
        if(PRINCIPAL_FACE_P(face,t_outlet))
            {
                index = F_UDMI(face,t_outlet,0);
                Q[index] += (F_FLUX(face,t_outlet)/rho);
            }
        end_f_loop(face,t_outlet);

        ///////////////////////////////////////////////////////////////////

        for(i=0;i<zone;i++)
        {
            #if RP_NODE /* Perform node synchronized actions here
                Does nothing in Serial */

                Q[i] = PRF_GRSUM1(Q[i]); /*Superficial Flux 1/4*/

            #endif /* RP_NODE */
        }
    #endif /* RP_HOST */
}

```

```

        Qtot += Q[i];
    }

    Qin[0] = 4.0*Q[0]; /*Volumetric Flow 4/4*/

    for(i=1;i<zone;i++)
    {
        Qin[i] = 4.0*Q[i] + Qin[i-1]; /*Cumulative Volumetric Flow 4/4*/
    }

    Qall = Qin[4]; /*Cumulative Volumetric Flow - all zones*/

    for(i=0;i<zone;i++)
    {
        Qs[i] = 4.0*Q[i]; /*Superficial Flux 4/4*/
    }

    //////////////////////////////////////

#ifdef RP_NODE /* Perform node synchronized actions here
    Does nothing in Serial */

    if(I_AM_NODE_ZERO_P)
    {
        pFile = fopen ("Infinite_Conduivity_Data_30psi.txt","w");
        fprintf(pFile, "Zone \t");
        fprintf(pFile, "Superficial Flow (m3/s) \t");
        fprintf(pFile, "Cumulative Flow (m3/s) \n");

        for(i=0;i<zone;i++)
        {
            fprintf(pFile, "%f \t", i);
            fprintf(pFile, "%f \t", Qs[i]);
            fprintf(pFile, "%f \n", Qin[i]);
        }

        fclose(pFile);
    }
#endif /* RP_NODE */

#ifdef !RP_HOST /*
}

```

Figura A.6 – UDF para cálculo do poço sob hipótese de condutividade infinita.

```

/*****
Fluxo Volumetrico no Outlet
*****/

#include "udf.h"
#include "stdio.h"
#include "math.h"
#define zone 300

real p_prev[zone];
real p_relaxed[zone];

int counter = 0;

DEFINE_PROFILE(pressure_adjust,thread,bc_index)
{
#if !RP_HOST /* serial or node */

    FILE * pFile;

    real Qtot = 0.0;
    real Q[zone];
    real Qin[zone];
    real Qs[zone];
    real v[zone];
    real Re[zone];
    real f[zone];
    real dp[zone];
    real p[zone];
    real p_heel = 0.0;
    real rho = 881.;
    real mi = 0.00143;
    real R = 0.076;
    real D = 2*R;
    real eps = 0.00001524;
    real area = 0.25*M_PI*pow(D,2.0);
    real dl = 800.0/zone;
    real F = 0.05;

    int index;
    int i;

    face_t face;
    cell_t cell;

    ///////////////////////////////////

    if(counter == 0)
    {
        for(i=0;i<zone;i++)
        {
            p_prev[i] = 0.0;
        }
        counter = counter + 1.0;
    }
}

```

```

for(i=0;i<zone;i++)
{
    Q[i] = 0.0;
    Qin[i] = 0.0;
    Qs[i] = 0.0;
    v[i] = 0.0;
    Re[i] = 0.0;
    f[i] = 0.0;
    dp[i] = 0.0;
    p_relaxed[i] = 0.0;
    p[i] = 0.0;
}

begin_f_loop(face,thread)
if(PRINCIPAL_FACE_P(face,thread))
{
    index = F_UDMI(face,thread,0);
    Q[index] += (F_FLUX(face,thread)/rho);
}
end_f_loop(face,thread);

////////////////////////////////////

for(i=0;i<zone;i++)
{
#ifdef RP_NODE /* Perform node synchronized actions here
Does nothing in Serial */

    Q[i] = PRF_GRSUM1(Q[i]); /*Superficial Flux 1/4*/

#endif /* RP_NODE */

    Qtot += Q[i];
}

Qin[0] = 4.0*Q[0]; /*Volumetric Flow 4/4*/

for(i=1;i<zone;i++)
{
    Qin[i] = 4.0*Q[i] + Qin[i-1]; /*Cumulative Volumetric Flow 4/4*/
}

for(i=0;i<zone;i++)
{
    Qs[i] = 4.0*Q[i]; /*Superficial Flux 4/4*/
    v[i] = Qin[i]/area; /*Velocity Inside Wellbore 4/4*/
    Re[i] = rho*v[i]*D/mi; /*Reynolds Inside Wellbore 4/4*/
    f[i] = pow((pow((64.0/Re[i]),8.0) + 9.5*pow((log(eps/(3.7*D) +
5.74/(pow((Re[i]),0.9))) - pow((2500.0/Re[i]),6.0)), -16.0)),0.125); /*Friction factor Inside Wellbore
4/4*/
    dp[i] = -(f[i]*rho*pow((v[i]),2.0))*dl/(2.0*D); /*Pressure Drop Inside Wellbore
4/4*/
}

////////////////////////////////////
p[zone-1] = p_heel - dp[zone-1];
for(i=zone-1;i>=1;i--)
{
    p[i-1] = p[i] - dp[i]; /*Pressure Drop Correction Wellbore 4/4*/
}

```

```

for(i=0;i<zzone;i++)
{
    p_relaxed[i] = (1.0-F)*p_prev[i] + F*p[i]; /*Pressure Drop Relaxed Wellbore 4/4*/
}

begin_f_loop(face,thread)
if(PRINCIPAL_FACE_P(face,thread))
{
    index = F_UDMI(face,thread,0);
    F_PROFILE(face,thread,bc_index) = p_relaxed[index];
}
end_f_loop(face,thread);

for(i=0;i<zzone;i++)
{
    p_prev[i] = p_relaxed[i]; /*Previous Pressure Update 4/4*/
}

//////////

#if RP_NODE /* Perform node synchronized actions here
    Does nothing in Serial */

if(I_AM_NODE_ZERO_P)
{
    pFile = fopen ("Finite_Conductivity_Data_eps2.txt","w");
    fprintf(pFile, "Zone \t");
    fprintf(pFile, "Superficial Flow (m3/s) \t");
    fprintf(pFile, "Cumulative Flow (m3/s) \t");
    fprintf(pFile, "Velocity (m/s) \t");
    fprintf(pFile, "Reynolds No \t");
    fprintf(pFile, "Friction factor \t");
    fprintf(pFile, "Pressure Drop (Pa) \t");
    fprintf(pFile, "Relaxed Pressure (Pa) \n");

    for(i=0;i<zzone;i++)
    {
        fprintf(pFile, "%f \t", i);
        fprintf(pFile, "%f \t", Qs[i]);
        fprintf(pFile, "%f \t", Qin[i]);
        fprintf(pFile, "%f \t", v[i]);
        fprintf(pFile, "%f \t", Re[i]);
        fprintf(pFile, "%f \t", f[i]);
        fprintf(pFile, "%f \t", dp[i]);
        fprintf(pFile, "%f \n", p_relaxed[i]);
    }

    fclose(pFile);
}
#endif /* RP_NODE */

#endif /* !RP_HOST */
}

```

Figura A.7 – UDF para cálculo do poço sob hipótese de condutividade finita e atualização do perfil de pressão.