



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  
Escola Politécnica

# **UMA INTRODUÇÃO AO ESTUDO DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA COMO INSTRUMENTO DE GERENCIAMENTO DE RESERVATÓRIOS**

Ricardo Vivas Thiers  
Juliana Machado Vieira da Cruz

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Paulo Camargo Silva

Rio de Janeiro

Março de 2018

# **UMA INTRODUÇÃO AO ESTUDO DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA COMO INSTRUMENTO DE GERENCIAMENTO DE RESERVATÓRIOS**

Ricardo Vivas Thiers

Juliana Machado Vieira da Cruz

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinada por:

---

Prof. Paulo Camargo Silva (D.Sc)

---

Prof. Santiago Drexler (Msc)

---

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho (D.Sc.)

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Thiers, Ricardo Vivas

Cruz, Juliana Machado Vieira

Uma Introdução Ao Estudo De Simulação Numérica Como Instrumento De Gerenciamento De Reservatórios/ Ricardo Vivas Thiers e Juliana Machado Vieira da Cruz – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica,2017.

XIV,172 p .: il .; 29,7cm

Orientador: Paulo Camargo Silva

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2017.

Referências Bibliográficas: p.164-172

1.Gerenciamento de Reservatórios 2. Simulação de Reservatórios  
I. Camargo Silva, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Escola Politécnica, Engenharia de Petróleo. III. Uma Introdução Ao Estudo De Simulação Numérica Como Um Instrumento De Gerenciamento De Reservatórios.

Dedico este trabalho às minhas avós, Penha e Neusa, que sem dúvida continuam a me acompanhar em minha jornada.

*Ricardo Vivas Thiers*

Dedico este trabalho com muito carinho aos meus avós, Izabel e Trajano, que são minhas eternas inspirações.

*Juliana Machado Vieira da Cruz*

# **Agradecimentos**

Em primeiro lugar agradeço à minha família, em especial aos meus pais, que sempre forneceram as condições necessárias ao meu desenvolvimento.

Aos meus professores, em especial Paulo Couto e Paulo Camargo, pelo apoio e paciência que sempre demonstraram.

Ao Programa de Recursos Humanos da ANP, PRH-21, pelo auxílio e incentivo à pesquisa.

Aos meus amigos de curso e faculdade, que sem dúvida são o que de mais valioso eu levarei daqui.

*Ricardo Vivas Thiers*

# Agradecimentos

Gostaria de agradecer em primeiro lugar aos meus pais, Ana e Roberto, pela constante dedicação, por sempre estarem ao meu lado nesta jornada intensa, e pelo apoio incondicional em todos os âmbitos da minha vida, sem eles nada disso teria sido possível.

Meu mais sincero obrigado, a todos os meus amigos, principalmente aqueles do curso de Engenharia de Petróleo, companheiros em todos os momentos desafiadores desta graduação, em especial ao Ricardo Thiers pela parceria no desenvolvimento desta monografia. Eles foram e continuam sendo a melhor experiência da minha formação.

Agradeço a todos os professores que estiveram presentes na minha trajetória, em especial ao coordenador Paulo Couto que foi tão importante na minha vida acadêmica, sempre disponível a me ajudar.

Ao meu orientador, Paulo Camargo pelo empenho, pelo incentivo, e pela força dedicados à elaboração desta monografia.

Por fim, agradeço a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

*Juliana Machado Vieira da Cruz*

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica da UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

## UMA INTRODUÇÃO AO ESTUDO DA SIMULAÇÃO NUMÉRICA COMO INSTRUMENTO DE GERENCIAMENTO DE RESERVATÓRIOS

Ricardo Vivas Thiers

Juliana Machado Vieira da Cruz

Março/2018

Orientador: Paulo Camargo Silva

Curso: Engenharia de Petróleo

Com o desenvolvimento dos simuladores numéricos e softwares acoplados nos últimos anos, o uso de simuladores numéricos tem recebido ainda mais destaque como ferramenta para o gerenciamento de reservatórios. Mesmo com grande importância na indústria de petróleo, poucos são os textos presentes na literatura que tratam de forma abrangente todos os aspectos teóricos e aplicações da simulação numérica no gerenciamento de reservatórios. Esta monografia busca preencher essa lacuna, integrando diversos temas que normalmente são abordados separadamente. Serão apresentados, um a um, diferentes conceitos e atividades envolvidos: modelagem e simulação numérica, *upscaling*, modelos *proxy*, ajuste de histórico, otimização de campos e avaliação de riscos. Além de ser realizada uma fundamentação teórica para cada um desses assuntos, serão expostos também casos exemplificativos e estudos relacionados, de modo a provir tanto o embasamento teórico quanto o conhecimento prático. Espera-se que o leitor, ao final do texto, adquira o conhecimento específico pertinente a cada tópico discutido assim como o seu respectivo papel dentro do processo de gerenciamento de reservatórios.

*Palavras-chave: Simulação de Reservatórios, Gerenciamento de Reservatórios, Upscaling, Ajuste do Histórico da Produção, Modelagem Geológica.*

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

AN INTRODUCTION TO THE STUDY OF NUMERICAL SIMULATION AS A  
RESERVOIR MANAGEMENT TOOL

Ricardo Vivas Thiers  
Juliana Machado Vieira da Cruz

March/2018

Advisors: Paulo Camargo Silva

Course: Petroleum Engineering

With the development of numerical simulators and coupled softwares in the latest years, the employment of numerical simulators as a tool for reservoir management has received even more emphasis. Despite its importance in the oil industry, there are not many works in literature that widely cover all the theoretical aspects and applications of the numerical simulation in reservoir management. This monograph seeks to fill this gap by integrating different themes usually discussed separately. Different related concepts and activities are presented one by one: numerical simulation and modelling, proxy models, history matching, field optimization and risk assessment. In addition to providing a theoretical basis for each of these subjects, examples and related studies are presented, in order to provide both theoretical and practical knowledge. The reader is expected to acquire, by the end of the text, both specific knowledge about each topic discussed and its role in the reservoir management process.

*Keywords: Reservoir Simulation, Reservoir Management, Upscaling, Production History Matching, Geological Modeling.*

# Sumário

Lista de Figuras.....	xi
1. Introdução.....	1
1.1. Contexto.....	5
1.2. Objetivo.....	5
1.3. Organização do Texto .....	5
2. Processo de Gerenciamento de Reservatórios (Da Sísmica à Simulação de Reservatórios)...	8
2.1. Abordagem multidisciplinar.....	8
2.1.1. <i>Geologia</i> .....	9
2.1.2. <i>Geofísica</i> .....	9
2.1.3. <i>Petrofísica</i> .....	10
2.1.4. <i>Engenharia de Reservatórios</i> .....	10
2.1.5. <i>Engenharia de Produção</i> .....	11
2.1.6. <i>Engenharia de Instalações</i> .....	12
2.1.7. <i>Engenharia de perfuração de poços</i> .....	12
2.1.8. <i>Geoquímica</i> .....	13
2.1.9. <i>Geomecânica</i> .....	13
2.2. Integração de disciplinas.....	13
2.3. Processo de Gerenciamento De Reservatórios.....	15
2.4. Revisão Bibliográfica .....	19
3. Modelagem Geológica e dos Fluidos .....	22
3.1. Descrição geológica.....	23
3.2. Descrição dos Fluidos.....	26
3.3. Aquisição de Dados.....	29
3.4. Construção de um modelo geológico .....	32
4. <i>Upscaling</i> Aplicando Métodos Analíticos e Numéricos .....	40
4.1. Métodos Analíticos de <i>Upscaling</i> .....	45
4.2. Métodos Numéricos baseados em fluxo no <i>Upscaling</i> Monofásico.....	48
4.2.1. <i>Técnicas Upscaling Local</i> .....	50
4.2.2. <i>Upscaling Local Estendido</i> .....	51
4.2.3. <i>Técnicas de Upscaling Global</i> .....	52

4.3.	Métodos Numéricos Baseados Fluxo Bifásicos.....	53
4.3.1.	<i>Métodos de Cálculo de Pseudo-funções</i> .....	54
4.4.	Estudo Comparativo de Métodos de <i>Upscaling</i> .....	55
4.4.1.	<i>Resultados do Upscaling</i> .....	62
4.4.2.	<i>Discussão</i> .....	71
5.	Conceitos de Simulação de Reservatórios.....	72
5.1.	Análise Inicial .....	72
5.2.	Tipos dos simuladores de fluxo.....	75
5.2.1.	<i>Classificação de acordo com o número de dimensões</i> .....	75
5.2.2.	<i>Classificação de acordo com o tratamento matemático</i> .....	76
5.2.2.1.	Modelo <i>Black-Oil</i> .....	76
5.2.2.2.	Modelo Composicional .....	76
5.2.2.3.	Modelo Térmico.....	77
5.2.3.	<i>Classificação de acordo com o número de fases</i> .....	77
5.3.	Coleta de dados e preparação do modelo numérico .....	78
5.4.	Equacionamento .....	80
5.4.1.	<i>Leis básicas</i> .....	80
5.4.2.	<i>Fenômenos de transporte</i> .....	80
5.4.3.	<i>Equações de estado</i> .....	81
5.5.	Métodos Numéricos de Solução .....	83
6.	Modelos de <i>Proxies</i> como Substitutos de Simuladores Numéricos .....	87
6.1.	Combinação de planejamento de experimentos e modelos de <i>proxy</i> .....	89
6.1.1.	<i>Definição das Variáveis de Entrada</i> .....	89
6.1.2.	<i>Análise de Sensibilidade</i> .....	90
6.1.3.	<i>Amostragem da base de dados</i> .....	90
6.1.4.	<i>Estimação do Modelo Proxy</i> .....	93
6.1.4.1.	Regressão Polinomial – Superfície de Respostas.....	93
6.1.4.2.	Redes Neurais ( <i>Artificial Neural Network</i> ) e Sistemas <i>Fuzzy</i> .....	93
6.1.5.	<i>Verificação do Modelo de Proxy</i> .....	98
6.2.	Aplicações .....	99
6.2.1.	<i>Modelos de Proxy para Otimização da Produção</i> .....	99
6.2.2.	<i>Modelos de Proxy para Ajuste do Histórico da Produção</i> .....	102
7.	Ajuste do Histórico da Produção do Modelo Dinâmico.....	108

7.1.	Ajuste de Histórico Manual.....	109
7.2.	Ajuste de Histórico Automatizado ou Assistido.....	110
7.2.1.	<i>Parametrização – Analise da sensibilidade</i> .....	112
7.2.2.	<i>Outros Métodos de Parametrização</i> .....	119
7.2.3.	<i>Função Objetivo</i> .....	121
7.2.4.	<i>Algoritmos de Otimização</i> .....	123
7.2.5.	<i>Critérios de parada</i> .....	125
7.2.6.	<i>Caso Exemplificativo</i> .....	126
7.3.	Ajuste do Histórico da Produção Usando Filtros de Kalman em Conjunto.....	130
7.4.	Ajuste Sísmico do Histórico da Produção .....	131
8.	Otimização no Gerenciamento do Reservatório.....	134
9.	Análise de Incerteza e Risco no Gerenciamento de Reservatórios .....	138
9.1.	Análise de Risco na Fase de Desenvolvimento do Campo.....	140
9.1.1.	<i>Discretização de Distribuições de Atributos Incertos</i> .....	141
9.1.2.	<i>Árvores de derivação</i> .....	143
9.1.3.	<i>Método de Monte Carlo</i> .....	144
9.1.4.	<i>Fluxo de Trabalho da Análise de Risco para Desenvolvimento do Campo</i> .....	144
9.1.5.	<i>Curva de Risco</i> .....	145
9.1.6.	<i>Casos Exemplificativos</i> .....	146
9.2.	Estudo Relacionado: Modelos de <i>Proxy</i> na Análise de Risco.....	148
9.3.	Análise de Incerteza e Risco no Ajuste do Histórico e Previsão da Produção .....	150
9.3.1.	<i>Fluxo de Trabalho da Análise da Incerteza e Risco no Ajuste do Histórico e Previsão da Produção</i> .....	153
9.3.2.	<i>Aplicação</i> .....	153
9.4.	Análise de Risco para Modelos com Múltiplas Realizações Geoestatísticas .....	156
10.	Conclusão .....	160
	Referências.....	164

# Lista de Figuras

Figura 1-1: Técnicas que têm sido acopladas nos dias de hoje ao simulador numérico. Modificada de <a href="http://www.cpge.utexas.edu/">http://www.cpge.utexas.edu/</a> .....	4
Figura 2-1: Modelagem Estática e Dinâmica dos Reservatórios. Modificado de BAKILER (2013). .....	15
Figura 2-2: Processo de Gerenciamento de Reservatórios. Modificado de ALA (2017).....	16
Figura 2-3: Processo do projeto de Completação, Estimulação e Elevação Artificial. Modificado de ALA (2017).....	17
Figura 2-4: Processo de construção do Modelo Ajustado. Modificado de ALA (2017).....	18
Figura 2-5: Simulação de todo o Sistema e Modelagem Econômica. Modificado de ALA (2017). .....	19
Figura 3-1: Modelo sintético de um reservatório carbonático mostrando o mapa de permeabilidades. Obtido do Site do UNISIM Benchmark. ....	22
Figura 3-2: Curva de permeabilidade relativa em função da saturação de água. Modificada de JEONG e LEE (2016).....	24
Figura 3-3: Curvas de pressão capilar em um sistema com gás e água onde o reservatório é preferencialmente molhado pela água. Modificada de PETROWIKI – CAPILLARY PRESSURE. ....	25
Figura 3-4: Gráfico representando o comportamento do Bo em função da pressão. Modificado do site da <i>Applied Petroleum Reservoir Engineering</i> (2018).....	28
Figura 3-5: Gráfico representando o comportamento de Rs em função da pressão. Modificado do site da <i>Applied Petroleum Reservoir Engineering</i> (2018).....	29
Figura 3-6: Seção sísmica interpretada da bacia de Sergipe-Alagoas. O horizonte verde escuro representa o topo do gerador, enquanto dois possíveis reservatórios turbidíticos foram mapeados em amarelo. ANP (2015).....	30
Figura 3-7: Camadas (esquerda) e falhas (direita) de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil. Modificado de AVANSI e SCHIOZER (2015).....	34
Figura 3-8: Modelo estrutural (esquerda) e resolução da célula (direita) de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. Modificado de AVANSI e SCHIOZER (2015).....	35
Figura 3-9: Distribuições de fácies (esquerda) e porosidade (direita) de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. Modificado de AVANSI e SCHIOZER (2015).....	36
Figura 3-10: Análise de porosidade x permeabilidade horizontal realizada em laboratório a partir de testemunhos (esquerda) e relação das fácies com o NTG na construção de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. AVANSI e SCHIOZER (2015).....	37
Figura 3-11: Distribuições de permeabilidade horizontal (esquerda) e <i>Net to Gross Ratio</i> (direita) de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. Modificado de AVANSI e SCHIOZER (2015).....	37
Figura 3-12: Método de interceptação de gradientes. Modificado de JAHN <i>et al.</i> (2003). ....	38
Figura 4-1: Processo de Modelagem do Reservatório incluindo <i>Upscaling</i> . Modificada de KING (2006). .....	40
Figura 4-2: Representação do processo de <i>Upscaling</i> . Modificado de HILDEN (2016).....	41
Figura 4-3: Métodos de <i>Upscaling</i> . Modificado de SALAZAR (2007). .....	42
Figura 4-4: Representação do <i>Upscaling</i> da permeabilidade por alguns métodos analíticos. Modificado de <a href="http://www.epgeology.com/static-modeling-f39/how-upscale-permeability-t6045.html">http://www.epgeology.com/static-modeling-f39/how-upscale-permeability-t6045.html</a> . ....	46
Figura 4-5: <i>Upscaling</i> da permeabilidade empregando médias combinadas. Modificado de LIE (2017)..	48
Figura 4-6: Representação da condição de contorno de não-fluxo ou <i>no-flow</i> . ....	49

Figura 4-7: Área de computação para o <i>Upscaling</i> Local, Local-Estendido e Global.....	52
Figura 4-8: Distribuição de porosidade e localização dos poços do Modelo 2. CHRISTIE e BLUNT (2001). .....	56
Figura 4-9: Resultados do Modelo 2 (refinado) para produção de óleo do campo (a) e pressão média do campo (b). Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	58
Figura 4-10: Resultados do Modelo 2 (refinado) para a produção de óleo (a) e <i>Water Cut</i> (b) do poço Produtor 1. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).....	58
Figura 4-11: Curvas de Produção para o poço Produtor1 após o <i>upscaling</i> do modelo 2. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).....	63
Figura 4-12: Curvas de Produção para o poço Produtor1 após o <i>upscaling</i> elaboradas pela empresa Coats para o modelo 2. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).....	63
Figura 4-13: Comparação das curvas de taxa de óleo do Produtor 1 de modelos não-pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	64
Figura 4-14: Variação da taxa de petróleo do Produtor 1 para métodos analíticos e numéricos de <i>upscaling</i> monofásico para uma malha grossa fixa. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).....	65
Figura 4-15: Comparação das curvas de <i>water cut</i> do Produtor 1 de modelos usando pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	65
Figura 4-16: Variação das curvas de <i>water cut</i> do Produtor 1 de modelos usando métodos de <i>upscaling</i> monofásico com malha grossa fixa. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	66
Figura 4-17: Variação das curvas de produção acumulada de óleo do Produtor 1 de modelos usando pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).....	66
Figura 4-18: Variação na produção acumulada de óleo do Produtor 1 para abordagens não-pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	67
Figura 4-19: Variação da produção acumulada de óleo do produtor 1 de acordo com diferentes métodos de <i>upscaling</i> monofásicos e analíticos com malha grosseira fixada. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).....	67
Figura 4-20: Comparação dos resultados dos modelos usando pseudos para a taxa de produção de óleo do Produtor 3. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).....	68
Figura 4-21: Comparação dos resultados da taxa de produção de óleo do Produtor 3 para modelos não-pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).....	68
Figura 4-22: Comparação dos resultados do corte d'água do Produtor 3 para modelos com pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	69
Figura 4-23: Comparação dos resultados do corte d'água do Produtor 3 para modelos não-pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	69
Figura 4-24: Comparação dos resultados de pressão média do campo para modelos com pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	70
Figura 4-25: Comparação dos resultados de pressão média do campo para diferentes métodos de <i>upscaling</i> monofásico com um tamanho fixo de malha. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001). ....	70
Figura 5-1: Modelo tanque (“zero dimensões”). ODEH (1969). ....	73
Figura 5-2: Modelo unidimensional. ODEH (1969). ....	74
Figura 5-3: Modelo bidimensional. ODEH (1969). ....	74
Figura 5-4: Modelo tridimensional. ODEH (1969).....	75
Figura 5-5: Discretização do domínio.....	79
Figura 6-1: Fluxo de trabalho da modelagem de Proxies usando Planejamento de Experimentos. Modificado de ZUBAREV (2009).....	89
Figura 6-2: Representação do Hipercubo Latino com dois parâmetros. Modificado de ZUBAREV (2009). .....	91

Figura 6-3: Comparação de Planejamentos com três parâmetros de entrada. Modificado de YETEN <i>et al.</i> (2005).....	92
Figura 6-4: Rede Neural Multicamadas. Modificado de ZUBAREV (2009). ....	94
Figura 6-5: Nó da Camada Oculta da Rede Neural. Modificado de ZUBAREV (2009).....	94
Figura 6-6: Evolução da superfície de resposta para otimização da produção de um poço de preenchimento produtor, Modelo 1. Modificado de ZUBAREV (2009).....	100
Figura 6-7: Evolução da Superfície de Resposta para otimização da produção de um poço de preenchimento produtor, Modelo 2. Modificado de ZUBAREV (2009).....	101
Figura 6-8: Distribuição de Permeabilidade Horizontal do modelo em questão ( <i>miliDarcy</i> ). SILVA <i>et al.</i> (2007).....	102
Figura 6-9: Repostas de 43 experimentos para as <i>proxies</i> geradas pela Regressão Generalizada em comparação com as do Simulador Numérico. Modificado de SILVA <i>et al.</i> (2007).....	104
Figura 6-10: Repostas de 43 experimentos para as <i>proxies</i> geradas pelo Sistema <i>Fuzzy</i> em comparação com o Simulador Numérico. Modificado de SILVA <i>et al.</i> (2007). ....	104
Figura 6-11: Repostas de 43 experimentos para as <i>proxies</i> geradas pela <i>Radial Basis Network</i> Tipo 1 em comparação com o Simulador Numérico. Modificado de SILVA <i>et al.</i> (2007). ....	105
Figura 6-12: Repostas de 43 experimentos para as <i>proxies</i> geradas pela <i>Radial Basis Network</i> Tipo 2 em comparação com o Simulador Numérico. Modificado de SILVA <i>et al.</i> (2007). ....	105
Figura 6-13: Fluxo de trabalho de ajuste do histórico combinando <i>Proxy</i> e Otimizadores Global e Local. Modificado de SILVA <i>et al.</i> (2006).....	106
Figura 6-14: Taxa de óleo do campo para o modelo inicial, histórico da produção, e modelo ajustado. Modificado de SILVA <i>et al.</i> (2006).....	107
Figura 6-15: Produção de água do campo para o modelo inicial, histórico da produção, e modelo ajustado. Modificado de SILVA <i>et al.</i> (2006).....	107
Figura 7-1: Fluxo de trabalho do Ajuste Automático de Histórico. Modificado de OLDENZIEL (2003). ....	111
Figura 7-2: Duas formas de realizar Análise de Sensibilidade. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).....	113
Figura 7-3: Resultados da produção acumulada de gás do campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016). ....	115
Figura 7-4: Análise de Sensibilidade para a produção acumulada de gás do campo. Fonte: Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016). ....	116
Figura 7-5: Análise da Regressão entre Resultados da Produção Acumulada de Gás gerados pela <i>Proxy</i> e pelo Simulador Numérico. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).....	117
Figura 7-6: Análise da Sensibilidade para Produção acumulada de água do campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).....	118
Figura 7-7: Análise da Sensibilidade da Pressão. Fonte: Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).....	119
Figura 7-8: Divisão por zonas simples e adaptável. Modificado de RWECHUNGURA <i>et al.</i> (2011)....	120
Figura 7-9: Abordagens computacionais para o ajuste do histórico. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016). ....	125
Figura 7-10: Evolução de 500 experimentos do Ajuste do Histórico, em um software comercial. O ponto vermelho indica o modelo ajustado. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016). ....	127
Figura 7-11: Ajuste do Histórico relativo à Produção Acumulada de gás do campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).....	128

Figura 7-12 Ajuste do Histórico relativo à Produção Acumulada de Óleo do Campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).....	128
Figura 7-13: Ajuste do Histórico relativo à Produção Acumulada de Água do Campo. Fonte: Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016). .....	129
Figura 7-14: Ajuste do Histórico relativo à Pressão Média do Campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016). .....	129
Figura 7-15: Ajuste do Histórico do Log (K) com EnFK, EnFK Transformada Discreta do Cosseno, e Transformada de Escore Normalizada.....	131
Figura 7-16: Integração da Sísmica ao Ajuste do Histórico. Modificado de RWECHUNGURA et al. (2011). .....	133
Figura 8-1: Esquema simplificado de um algoritmo de otimização de poços. Fonte: modificado de ALQAHTANI <i>et al.</i> (2012). .....	137
Figura 9-1: Distribuição de probabilidade discretizada em três níveis. ....	142
Figura 9-2: Exemplo de modelos otimista, provável e pessimista para saturação de óleo. Modificado de LIGEIRO (2008).....	142
Figura 9-3: Árvore de Derivação de Modelos. Modificada de MADEIRA (2005). ....	143
Figura 9-4: Curva de Risco para VPL. Modificada de COSTA (2003).....	145
Figura 9-5: Exemplo de Análise da Sensibilidade para escolha de Atributos Críticos. MADEIRA (2005) .....	146
Figura 9-6: Exemplo de Curvas de Risco. MADEIRA (2005). ....	147
Figura 9-7: Comparação entre curvas de risco (FDA) obtidas com <i>proxies</i> e com o simulador numérico. Modificado de POLIZEL et al. (2017).....	150
Figura 9-8: Funções Objetivo obtidas dos modelos da Árvore Derivativa comparados com dados da produção. Modificado de MADEIRA (2005). ....	152
Figura 9-9: Produção de água e óleo poço produtor W3. Curvas azuis representam as produções dos modelos antes da redução de incertezas e curvas verdes depois da mesma. A curva vermelha indica o ajuste do histórico determinístico. Valores calculados no período do histórico e da previsão. Modificado de MASCHIO <i>et al.</i> (2005). .....	155
Figura 9-10: Produção de água e óleo poço produtor W3. Curvas azuis representam as produções dos modelos antes da redução de incertezas e curvas verdes depois da mesma. A curva vermelha indica o ajuste do histórico determinístico. Valores calculados no período do histórico e da previsão. Modificado de MASCHIO <i>et al.</i> (2005). .....	155
Figura 9-11: Fluxograma das metodologias. Caixas amarelas: etapas comuns. Caixas azuis: etapas exclusivas ao JMM. Caixas verdes: etapas de simulação. Caixas rosa: etapas de sorteio. Caixas brancas: Objetivo Final. Modificado de SANTOS (2014). ....	157
Figura 9-12: Curvas de risco para a produção acumulada de óleo (Np) utilizando diferentes metodologias. SANTOS (2014). .....	158
Figura 9-13: Desvio D correspondente à diferença relativa entre as curvas de risco em análise (Produção Acumulada de Óleo, Np, Produção Acumulada de água, Wp, Fator de Recuperação do Óleo, FRo, e Volume Estimado de Óleo <i>In Place</i> ) e a curva de risco de referência (MC). SANTOS (2014).....	158

# 1. Introdução

O gerenciamento de reservatórios de petróleo é considerado uma tarefa extremamente complexa. Apresenta como um dos principais objetivos, entre outros, a otimização da produção levando impreterivelmente em consideração as limitações impostas pelos aspectos políticos, econômicos, ambientais e técnicos (OLDENZIEL, 2003). A ferramenta utilizada como base de tal processo é o modelo de simulação do reservatório, uma vez que permite a análise de seu comportamento e possibilita o cálculo das produções futuras de acordo com diferentes cenários impostos.

A construção do modelo geológico do reservatório tem como *input* dados bastante limitados obtidos na fase exploratória, uma vez que o campo ainda não foi colocado em produção. Uma estratégia amplamente adotada nesta etapa é a realização de testes e correlações de dados de campos vizinhos para avaliar a viabilidade da operação. As sísmicas são utilizadas, pois permitem inferir aspectos estruturais da área de interesse. Uma vez conhecida a estrutura existente, poços exploratórios podem ser perfurados, através dos quais é possível realizar a descida de perfis. Com isso, extraem-se testemunhos das rochas, através dos quais diversas propriedades litológicas e dos fluidos presentes no reservatório podem ser obtidas, constituindo assim mais uma ferramenta para auxiliar na tomada da decisão de produzir ou não tal campo.

O modelo geológico é criado com uma grande quantidade de detalhes, em alta resolução, o que não o torna adequado para a simulação de fluxo, uma vez que apresenta uma escala muito fina, sendo assim necessário realizar o seu *upscaling*. Uma vez construído o modelo de simulação do reservatório, as características de escoamento do fluido podem ser inseridas, melhorando sua qualidade de simulação. Para que esse melhor represente o reservatório real, seus parâmetros devem ser perturbados, até que ele possa reproduzir os dados reais observados na produção do reservatório. Este procedimento é chamado ajuste do histórico da produção (OLDENZIEL, 2003).

É importante observar que, uma vez que o modelo de simulação do reservatório desenvolvido compreende uma significativa quantidade de parâmetros, o ajuste do histórico da produção, usando

todos os parâmetros simultaneamente se torna impraticável do ponto de vista computacional. Com isso, para que o ajuste seja viável, deve-se reduzir o número de parâmetros a serem perturbados. Este procedimento de redução pode ser realizado de diferentes formas, tais como:

- Usando como referência o grau de incerteza associado a cada parâmetro. De maneira que parâmetros mais incertos tenham preferência para serem perturbados;
- Escolha dos parâmetros a serem perturbados com base na experiência dos engenheiros,
- Escolha dos parâmetros a serem perturbados usando análise de sensibilidade. Ou seja, os parâmetros com impacto de primeira ordem sobre a função objetivo têm maior preferência.

Esta redução de parâmetros é chamada de parametrização, existem ainda outros tipos de métodos de parametrização. Este procedimento é muito importante, porque impacta diretamente sobre o tipo e a qualidade da solução obtida pelo ajuste de histórico (OLDENZIEL, 2003).

O ajuste do histórico da produção é um procedimento de otimização, onde uma função objetivo, relativa à diferença entre curvas geradas pelo modelo de simulação do reservatório e curvas reais observadas na produção, deve ser minimizada. Várias curvas podem ser usadas, como, por exemplo, produção acumulada de óleo, produção acumulada de água, pressão média do reservatório e outras. Quando a função objetivo é suficientemente pequena o modelo de simulação do reservatório é dito ajustado. Existem estudos que, ao invés de associar todas as curvas em uma só função objetivo, usam funções multi-objetivo.

O ajuste do histórico da produção é um procedimento subdeterminado uma vez que diferentes combinações de valores dos parâmetros perturbados podem minimizar a Função Objetivo.

Cabe destacar também que o ajuste de histórico tal como descrito acima é uma ferramenta de extrema importância no gerenciamento de reservatórios de petróleo, uma vez que possui como objetivo central a otimização do modelo de simulação desenvolvido usando como referência os dados de campo obtidos. Modelos de simulação de reservatórios são executados em simuladores numéricos (óleo negro, composicional, térmicos e outros), os quais possibilitam a realização da parametrização, ajuste do histórico da produção, previsão do desempenho do campo em um ou

mais esquemas de produção, além de outras tarefas.

Se considerarmos que um campo pode ser produzido apenas uma vez, a uma despesa considerável, e que um modelo de simulação pode ser produzido ou executado em simuladores numéricos muitas vezes com baixas despesas, é muito vantajoso trabalhar com modelos de simulação de reservatórios. A observação dos resultados das simulações, que representam diferentes condições de produção, ajuda a selecionar um conjunto ótimo das condições para o desenvolvimento do reservatório.

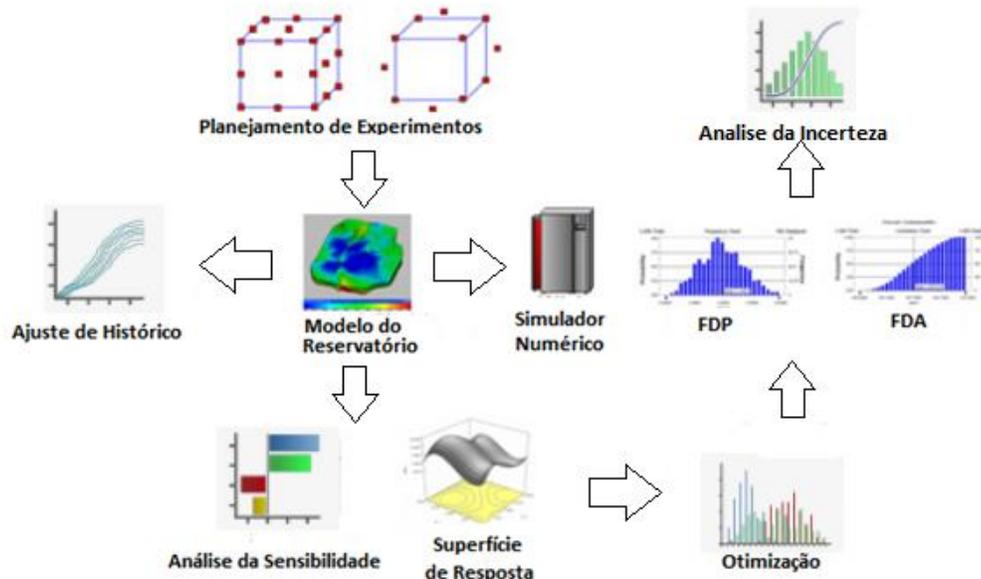
Uma questão importante a ser discutida é a análise da incerteza das previsões no modelo. A incerteza está presente em diferentes fatores, tais como: erros na medição dos dados, parametrização, tipo de modelo utilizado, *upscaling*, ajuste de histórico, entre outros. Logo, pode-se concluir que a quantificação da incerteza configura um problema relevante na previsão da produção. Associada a quantificação da incerteza está a análise de risco na tomada de decisões. Outra questão crítica são atividades que necessitam de um grande número de simulações de reservatórios. Os simuladores numéricos processam simulações de reservatórios complexos em dias até semanas, de forma que atividades que visem à redução do tempo de execução de simulações, tais como modelos de proxies, são também muito importantes.

Modelos de simulação de reservatórios devidamente ajustados encontram um grande número de aplicações. Companhias de petróleo e gás usam modelos de simulação de reservatório no desenvolvimento de novos campos. De maneira que os modelos ajudam: na identificação do número de poços necessários para uma produção ótima, além determinar sua localização, são também úteis na definição das atividades adequadas para a operação dos poços, além de determinarem as necessidades presentes e futuras de métodos de elevação artificial, assim como a produção esperada de água, óleo e gás. Modelos de simulação são também usados em campos desenvolvidos, onde as previsões de produção são necessárias para ajudar a tomar decisões de investimento. Dessa forma, podem ajudar na avaliação das características do reservatório para aplicação de processos de EOR (*Enhanced Oil Recovery*), assim como, os recursos dos softwares de simulação podem representar processos de EOR químico, EOR-CO<sub>2</sub>, além de outros processos complexos de EOR.

Áreas de aplicação de simulação numérica de reservatório incluem ainda, entre outros:

- Análise dos efeitos da vazão de produção e/ou injeção na recuperação;
- Determinação do melhor esquema de desenvolvimento do campo;
- Determinação do efeito de espaçamento na recuperação final;
- E outras.

Nos dias de hoje *softwares* de simulação desenvolvem modelos de reservatórios, de forma rápida. Os modelos gerados podem ser executados em computadores pessoais, o que facilita muito a execução de tarefas relacionadas à simulação. Em alguns *softwares* avançados estão acoplados instrumentos que incorporam técnicas tais como: Aprendizagem de máquina; Inteligência artificial; Planejamento de experimentos e superfícies de resposta; Análise da sensibilidade; Otimizadores (locais e globais); Tratamentos estatísticos e probabilísticos; Simuladores de Monte Carlo; Redes Neurais; Avaliadores de Incerteza e Risco; entre outras. A Figura 1-1 mostra o esquema de alguns das técnicas que estão sendo usados em atividades relacionadas a simulações de reservatórios.



**Figura 1-1: Técnicas que têm sido acopladas nos dias de hoje ao simulador numérico.**  
Modificada de <http://www.cpge.utexas.edu/>.

Apesar do avanço tecnológico dos *softwares* de gerenciamento de reservatórios, existem na literatura poucos textos (praticamente nenhum) no nível nacional e internacional relativos a gerenciamento de reservatórios que envolvam todas estas atividades e técnicas mencionadas acima. De maneira que, este trabalho busca contribuir para elaboração de textos desta natureza, de forma a ampliar o conhecimento que possibilite explorar todo o potencial que é oferecido hoje em virtude dos avanços tecnológicos.

## **1.1. Contexto**

Este trabalho está sendo desenvolvido em um momento em que o gerenciamento de reservatórios, ganha a cada dia maior importância, e onde *softwares* acoplados a simuladores de reservatórios estão cada vez mais integrados incorporando grande avanço tecnológico. Mas que por outro lado, o desenvolvimento vigoroso das atividades de pesquisa e ensino é limitado em virtude da falta de textos completos que explique detalhadamente o embasamento teórico e prático das atividades que podem ser realizadas com estes *softwares* que constituem o mais importante instrumento do gerenciamento de reservatórios.

## **1.2. Objetivo**

O objetivo deste trabalho é criar um texto abrangente que possibilite que estudos e pesquisas possam ser desenvolvidos relativos ao gerenciamento de reservatórios usando *softwares* acoplados a simuladores numéricos de reservatórios. Por esse motivo, o texto inclui: modelagem numérica, o processo do gerenciamento de reservatórios, *upscaling*, ajuste do histórico da produção, otimização, modelos de *proxies* como simuladores de reservatórios, análise de incertezas e risco, entre outros.

## **1.3. Organização do Texto**

O presente trabalho encontra-se dividido em 10 capítulos, onde o capítulo 1 compreende a introdução, a motivação e os objetivos, além de apresentar uma revisão da literatura, na qual os

principais estudos relacionados ao gerenciamento de reservatórios de petróleo foram abordados com o intuito de embasar esta monografia.

No capítulo 2, foi detalhado o processo de gerenciamento de reservatórios, mencionando as diferentes etapas envolvidas, desde as sísmicas até simulações e tomada de decisões, evidenciando, assim, seu aspecto multidisciplinar.

O capítulo 3 é sobre modelagem geológica e dos fluidos, além de conter uma breve descrição dos parâmetros pertencentes a um modelo geológico (como porosidade, saturação dos fluidos, capilaridade, entre outros), abrange todo o processo da obtenção de dados e da construção de um modelo geológico.

No capítulo 4, o procedimento de *upscaling* é esclarecido, bem como seus diferentes tipos. Nele, o leitor adquire as ferramentas fundamentais para o entendimento de como o modelo geológico gerado é adaptado para seu futuro uso no simulador de reservatórios.

Um detalhamento acerca dos conceitos de simulação constitui o ponto central do capítulo 5, que discorre sobre os fundamentos de um modelo de simulação, seu equacionamento e, então, a construção de um modelo empregando métodos numéricos de solução.

O capítulo 6 expõe o uso de modelos de *proxies* como substitutos de simuladores numéricos. Este tópico possui extrema relevância, dado que as simulações numéricas requerem um altíssimo esforço computacional, assim, neste capítulo, podemos encontrar uma solução usual a fim de resolver tal problema.

No capítulo 7 o ajuste de histórico da produção é apresentado. Este processo é crucial em estudos de reservatórios, uma vez que só a partir dele o modelo até então construído é considerado confiável para ser utilizado como base de previsões futuras.

As motivações e vantagens acerca da otimização de aspectos do plano de desenvolvimento de um campo podem ser encontradas no capítulo 8, onde são apresentados os fundamentos dos algoritmos utilizados nesses processos.

O capítulo 9 aborda a importância do estudo das incertezas e dos riscos dentro do gerenciamento de reservatórios. Ele evidencia a propagação das incertezas provenientes da obtenção dos dados da geologia do campo e seu possível impacto sobre os resultados.

Por fim, o capítulo 10 engloba as considerações finais e conclusões alcançadas pelos autores desta monografia acerca dos estudos de simulação numérica como instrumento de gerenciamento de reservatórios.

## **2. Processo de Gerenciamento de Reservatórios (Da Sísmica à Simulação de Reservatórios)**

De uma maneira geral na literatura relacionada ao Gerenciamento de Reservatórios, artigos e textos de livros se referem ao tema de forma de forma fragmentada. Onde as partes que compõem o gerenciamento não são apresentadas de forma unificada, bem definida e organizada, para que se tenha uma noção do fluxo de trabalho completo do Gerenciamento de Reservatórios. Esta fragmentação dificulta o ensino e pesquisa uma vez que vários textos com diferentes graus de aprofundamento têm que ser combinados para que se tenha uma compreensão da totalidade do tema.

Para superar esta dificuldade este capítulo apresenta dados, modelos de interpretação, integração de informações de diferentes fontes, processos de tomada de decisão, e outras de forma que o processo de gerenciamento de reservatórios (da sísmica a simulação e tomada de decisão) seja percebido como um todo. Mostrando, assim, como diferentes disciplinas se enquadram em uma estrutura única para favorecer que diversos tipos de operações possam ser realizados sobre reservatórios de petróleo com reduzida incerteza e valorizando todas as informações disponíveis.

Uma melhor compreensão de como as diferentes partes do processo de gerenciamento se integram facilita o entendimento dos diferentes assuntos abordados posteriormente nesse trabalho.

### **2.1. Abordagem multidisciplinar**

O gerenciamento de reservatórios é um processo multidisciplinar que trabalha simultaneamente com um conjunto de disciplinas, tais como: Geologia; Geofísica; Petrofísica; Geoquímica; Geomecânica; Engenharia de reservatórios; Engenharia de Produção; Engenharia de instalações; Engenharia de perfuração; entre outras. Com o objetivo de mostrar o papel destas disciplinas no Gerenciamento de Reservatórios, abaixo são apresentados os aspectos mais relevantes de cada uma dessas disciplinas e suas respectivas atividades principais no processo de Gerenciamento de reservatórios.

### **2.1.1. Geologia**

As disciplinas da geologia mais importantes para o Gerenciamento de Reservatórios são: Geologia Estrutural, Sedimentologia, Geo-Modelagem, e Geologia de produção. Tarefas da Geologia no Gerenciamento:

- Estudos regionais e estudos de ambientes deposicionais: Auxilia na definição de um modelo estrutural do reservatório, assim como na distribuição das rochas reservatório.
- Estudos de testemunhos: Descrição dos testemunhos para definir os tipos de rochas, unidades de fluxo, mineralogia, ambientes deposicionais, diagêneses e outros.
- Correlação estratigráfica: A partir de perfis de poço seleciona o topo e a base das camadas do reservatório, além definir sua distribuição no reservatório onde dados de perfis não são disponibilizados.
- Construção do modelo estrutural do reservatório: Combina o topo da formação, espessura e informações de falhas de geologia, análise geofísica e petrofísica para criar o trabalho de estrutura geométrica do modelo geológico (estático).
- Popular o modelo estático do reservatório: Preenche o modelo com dados de:
  - Estudos petrofísicos (análise de testemunho e perfil: porosidade, permeabilidade, contatos fluidos, distribuição inicial de saturação).
  - Estudos de engenharia de reservatórios (amostra de fluido e análise do teste de fluxo: propriedades de óleo, água e gás, pressão do reservatório, permeabilidade do sistema, contatos fluidos).

### **2.1.2. Geofísica**

Aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos. A interpretação de dados sísmicos ajuda a definir propriedades de rocha e fluido dos reservatórios. O topo, a base, a espessura e as falhas do reservatório podem ser obtidos usando dados sísmicos. Tarefas da geofísica mais importantes no Gerenciamento de Reservatórios:

- Revisão e controle de qualidade dos dados disponíveis em 2D e 3D.
- Geração de sismogramas sintéticos.
- Mapeamento das estruturas temporais.

- Criação de mapas de profundidade.
- Interpretação de falhas.
- Análise de Atributos.
- Uso de Sísmica 4D para o Monitoramento do movimento do fluido no reservatório.

### **2.1.3. Petrofísica**

A petrofísica fornece informações sobre as propriedades da rocha e fluido do reservatório usando análise de testemunhos e perfis de poço. As tarefas da petrofísica no Gerenciamento de Reservatórios são:

- Interpretação de perfis de poço e testemunhos para determinação de litologia, porosidade, permeabilidade e distribuição da saturação de fluidos.
- Identificação de diferentes tipos de rocha no reservatório.
- Derivação de relações de porosidade versus permeabilidade.
- Especificação de incertezas e necessidade de aquisição de dados adicionais.

### **2.1.4. Engenharia de Reservatórios**

Responsável pela caracterização do fluxo de fluido no reservatório. O escopo do trabalho inclui dados de fluidos, dados de permeabilidade relativa, identificação de mecanismos de recuperação, modelagem, cenários de produção, previsões de desempenho e otimização de recuperação pela aplicação de métodos de refluxo de água e EOR. As tarefas da Engenharia de Reservatórios no gerenciamento de reservatórios são:

- Propriedades de Fluidos:
  - Controle de qualidade dos dados disponíveis;
  - Preparação do programa de aquisição de dados e análise dos dados;
  - Definir as variâncias horizontais e verticais nas características dos fluidos:
    - Compartimentação e separação gravitacional;
  - Análise PVT.
- Propriedades de Rochas:
  - Controle de qualidade dos dados disponíveis;

- Descrição de Unidades de Fluxo com Geólogo e Petrofísico;
- Preparação do programa de aquisição de dados para análises SCAL;
- Curvas de Permeabilidade Relativa (óleo/água, óleo/gás);
- Saturação residual de óleo;
- Curvas de pressão capilaridade (drenagem e imbibição);
- Molhabilidade.
- Planejamento e análise de testes de poços (Ensaio de formação de repetição DST/ Downhole / Testes de fluxo para determinar permeabilidade, *Skin*, pressão, PI, limites de fluxo, etc.);
- Identificação dos mecanismos de recuperação do reservatório;
- Descrição do aquífero;
- Previsão do desempenho do reservatório baseada em métodos volumétricos, balanço de Materiais, Análise de Curva de Declínio, e Simulação Numérica;
- Estimativas de Reservas.
- Contribuição para o modelo estático/geológico (contatos de fluidos, distribuição de saturação de fluido, propriedades de fluidos, compartimentação);
- Modelagem dinâmica;
- Upscaling do modelo estático;
- Ajuste do Histórico da Produção;
- Previsão de desempenho para diferentes cenários de desenvolvimento;
- Planejamento e aplicação de *Waterflooding* / EOR.

### **2.1.5. Engenharia de Produção**

Responsável pelo fluxo dos fluidos do reservatório, do poço até a superfície. O escopo do trabalho inclui a melhoria da produtividade do poço com tratamentos de estimulação, técnicas de perfuração e completação, métodos de elevação artificial, análise nodal para determinação de gargalos no sistema e problemas de garantia de escoamento. Papel e Tarefas do Tecnólogo de Produção na Gerenciamento de Reservatórios:

- Garantia de escoamento (*Scaling*, deposição de parafina, corrosão, hidratos de gás, emulsão, espuma, carga líquida em poços de gás, produção de areia, e outras);

- Preparação de programas de estimulação (tratamentos com ácido, fraturamento hidráulico);
- Análise diagnóstica para a melhoria dos sistemas de produção (análise nodal);
- Seleção e aplicação de elevação artificial;
- Testes periódicos de taxas de produção de poços.

### **2.1.6. Engenharia de Instalações**

Responsável pela concepção e operação de todas as instalações de superfície para maximizar os lucros. Papel e Tarefas do Engenheiro de Instalações na Gerenciamento de Reservatórios:

- Projeto conceitual da rede de superfície;
- Sistemas de coleta (linhas de fluxo, *manifolds*);
- Estações (aquecedores, separadores, dispositivos de medição de fluxo para desidratação, degaseificação e medição dos fluidos produzidos);
- Tanques;
- Estratégia e sistema de transporte;
- Preparação de dados para a aquisição do equipamento de superfície;
- Operar e manter instalações de superfície, resolver problemas operacionais, minimizar custos operacionais;
- Rever e atualizar as instalações conforme necessário.

### **2.1.7. Engenharia de perfuração de poços**

Responsável pelo projeto e perfuração de poços com base na estratégia de aquisição e produção de dados estabelecida na fase do planejamento de desenvolvimento. Papel e Tarefas do Engenheiro de Perfuração no gerenciamento de Reservatórios:

- Design de poço (vertical, inclinado, horizontal, lateral único, multilaterais, etc.).
- Preparação e execução de programas de perfuração.
- Fornecer suporte para a aquisição de dados exigidos pela equipe subterrânea (testemunhos, perfis, e teste da coluna de perfuração).

### **2.1.8. Geoquímica**

A Geoquímica de Reservatórios é uma área de conhecimento relativamente nova das Geociências, que estuda as variações na composição molecular dos fluidos contidos em reservatórios de petróleo. O objetivo principal é entender as origens destas variações e usá-las para melhorar as estratégias de exploração e, mais particularmente, de produção e desenvolvimento de campos de petróleo.

### **2.1.9. Geomecânica**

As contribuições da geomecânica para o gerenciamento de reservatórios incluem:

- Contribuir para o projeto de construção de poços (design de invólucro, peso da lama, estabilidade do poço e planejamento das trajetórias dos poços).
- Compactação de reservatório.
- Produção de areia.
- Contribuir para o modelo geológico ou modelo estático (modelagem estrutural, modelagem de falhas e caracterização do sistema de fratura natural).

## **2.2. Integração de disciplinas**

A fim de mostrar a integração das disciplinas mencionadas anteriormente no gerenciamento de reservatórios, nesta seção é apresentada esta integração na modelagem estática e dinâmica de reservatórios. Note que esta modelagem será detalhada mais adiante, em capítulo próprio.

A modelagem do reservatório começa antes de iniciar produção quando existe somente a disponibilidade dos dados estáticos, tais como: a geologia da área, o conhecimento de campos vizinhos, dados sísmicos regionais, e dados de perfis de poços e de testemunhos dos poços de exploração. Os dados sísmicos são utilizados para fornecer a base do modelo estrutural do reservatório, dados de geologia também ajudam nesta tarefa. Os perfis de poços e testemunhos obtidos dos poços de exploração além de testes de laboratório sobre estes testemunhos fornecem informação sobre propriedades de rocha e fluido.

Quando a produção inicia dados dinâmicos são obtidos, os quais compreendem testes de poços, perfis de testes de produção (*production logging tests*) e histórico da produção. Testes de poço ou testes de pressão transitória são realizados para avaliar o desempenho do fluxo de fluido do poço. O comportamento da pressão em um poço é observado durante algumas horas ou dias de produção. Informações valiosas são deduzidas sobre a permeabilidade, *skin* e barreiras de fluxos.

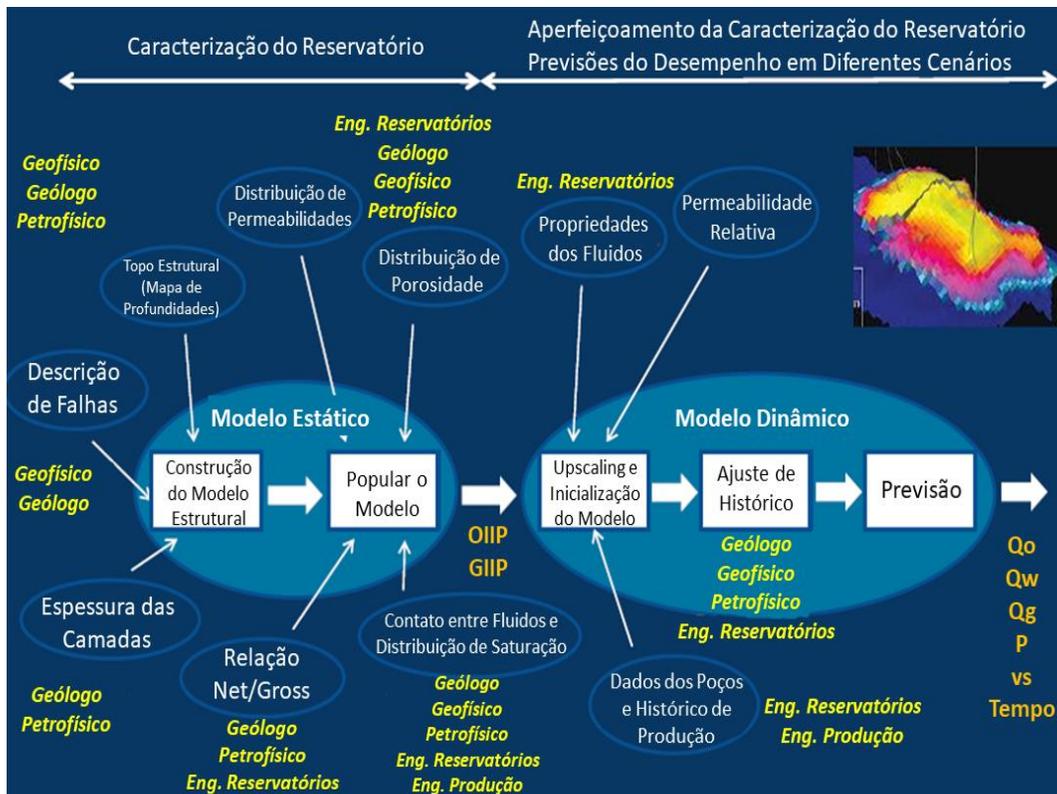
Para dar uma explicação mais completa a Figura 2-1 mostra a modelagem numérica do reservatório como os seguintes blocos de construção:

### **Modelagem Estática:**

- **Construção do modelo estrutural:** A estrutura do topo do reservatório, os mapas das profundidades, a descrição das falhas, e a espessura bruta das camadas compõem a construção do modelo estrutural que é feita por geofísicos, geólogos e petrofísicos. De forma que o conhecimento da geologia local, informações de perfis de poços e a inversão de dados sísmicos fornece a estrutura do reservatório.
- **Popular o modelo:** Com o modelo estrutural devidamente definido, geofísicos, geólogos, engenheiros de reservatório, e engenheiros de produção contribuem para popular o modelo estrutural com informações de porosidade, permeabilidade, contatos de fluídos, saturação de fluídos, Razão NTG.

### **Modelagem Dinâmica:**

- **Upscaling e Inicialização do modelo:** Engenheiros de reservatório e engenheiros de produção fazem o *upscaling* do modelo estático. As propriedades de fluidos, dados de permeabilidade relativa, informações de poços e histórico da produção são incorporados no modelo dinâmico.
- **Ajuste do Histórico:** Engenheiros de reservatórios, geólogos, geofísicos e petrofísicos contribuem para o Ajuste do histórico da produção.
- **Previsão:** Previsões de diferentes cenários de produção podem ser realizados pelos engenheiros de reservatório e engenheiros de petróleo e produção.

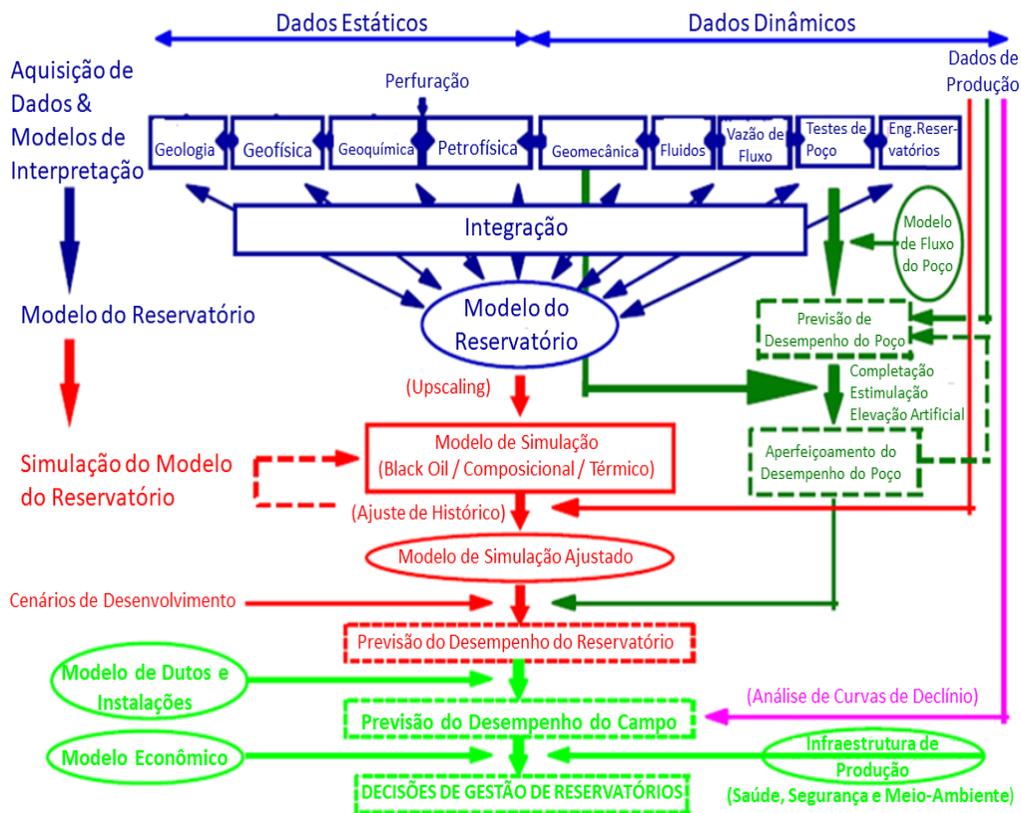


**Figura 2-1: Modelagem Estática e Dinâmica dos Reservatórios. Modificado de BAKILER (2013).**

A modelagem apresentada na figura 2-1 é feita apenas para melhorar a compreensão da integração das disciplinas no Gerenciamento de Reservatórios.

### 2.3. Processo de Gerenciamento De Reservatórios

O processo completo do gerenciamento de reservatórios, apresentado na figura 2-2, inicia-se com a coleta de dados. Os dados relativos a geologia, geofísica, petrofísica, geomecânica, geoquímica, testes de poços, entre outros, são adquiridos de diferentes fontes para auxiliarem na composição do modelo estático e dinâmico do reservatório. Os dados coletados não podem ser inseridos nos modelos sem um controle de qualidade. Ou seja, um processo de verificação de consistência deve ser realizado para que os dados possam ser utilizados nos modelos de interpretação do reservatório, os quais serão integrados nos modelos de reservatório estático e dinâmico.

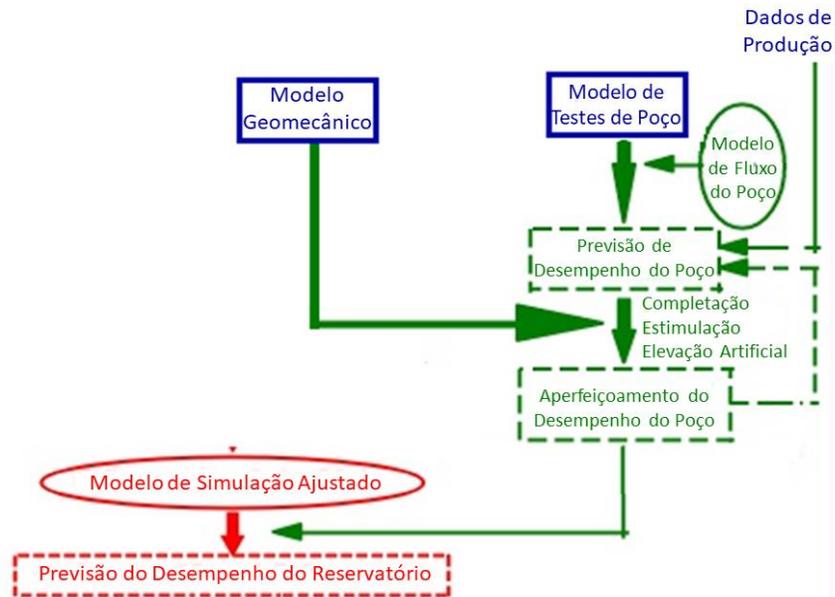


**Figura 2-2: Processo de Gerenciamento de Reservatórios. Modificado de ALA (2017).**

Após passarem por um processo de consistência e compatibilidade, esses dados são invertidos com o objetivo de se produzir modelos interpretativos. Cada tipo de dado tem um processo de inversão específico. Além disso, note que apesar da figura 2-2 não denotar os diferentes momentos em que as informações obtidas dos dados são incorporadas no modelo de alta resolução, existem diferentes momentos de incorporação, o que é melhor denotado na figura 2-1. Verifica-se, também, que as informações de determinada fonte são utilizadas em diferentes etapas da modelagem estática e dinâmica do reservatório.

- **Fluxo de trabalho – Linhas Azuis:** Apesar dos fluxos apresentados nas figuras 2-1 e 2-2 serem diferentes, eles são complementares. Na figura. 2-1 as linhas azuis representam o processo de modelagem que já foi previamente estabelecido na figura. 2-1.
- **Fluxo de trabalho – Linhas Verdes:** A geomecânica é um componente importante do projeto de completação, seja para evitar a produção de areia, ou para desenvolver uma

estratégia de estimulação com o intuito de aumentar a produção. O uso da geomecânica na concepção da estimulação do reservatório fornece um método para otimizar a locação de poços, além de permitir completar os poços com os métodos mais eficientes e econômicos, melhorando assim o valor presente líquido do ativo. O fluxo de trabalho aqui descrito está representado na figura 2-3:



**Figura 2-3: Processo do projeto de Completação, Estimulação e Elevação Artificial. Modificado de ALA (2017).**

- **Fluxo de trabalho – Linhas Vermelhas:** As linhas vermelhas da figura 2-4 denotam um fluxo de trabalho, que inclui um *upscaling* do modelo estático que produz um modelo de simulação inicial (*Black Oil*, composicional ou térmico, de acordo com o tratamento adotado para o problema). O modelo estático é um modelo de alta resolução que não permite a simulação do fluxo de fluidos, sendo necessário se realizar o *upscaling*. Contudo, o modelo de simulação inicial gerado não reproduz o comportamento os dados de produção observados. Para que possa reproduzir estes dados ele tem que ser submetido a um Ajuste do Histórico da Produção. Depois de realizado o ajuste o Modelo calibrado pode ser usado para fazer a previsão do desempenho do reservatório de diferentes cenários de desenvolvimento. Além disso, pode ser usado, em aplicações, tais como:
  - Avaliar os efeitos da recuperação final no espaçamento dos poços.
  - Determinar a localização ótima dos poços.

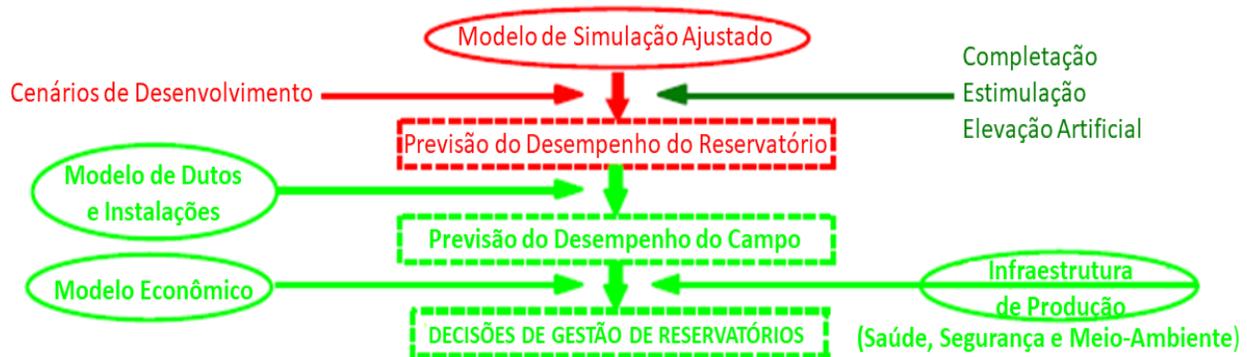
- Análise do comportamento do reservatório.
- Determinação do melhor esquema de desenvolvimento do campo.
- Analisar o efeito da vazão da produção e/ou injeção na recuperação de óleo.
- Fazer a provisão da produção acumulada de água, óleo e gás.
- E outras.



**Figura 2-4: Processo de construção do Modelo Ajustado. Modificado de ALA (2017).**

- **Fluxo de trabalho – Linha Verde Claro:** Uma vez que um modelo de reservatório consistente é obtido, este modelo pode ser usado para prever comportamentos futuros do reservatório em vários cenários de desenvolvimento. O comportamento da produção do reservatório (pressão, taxas de produção e saturações) é calculado com um modelo de fluxo calibrado ou ajustado. Contudo, para prever o comportamento do campo como um todo, é necessário considerar todo o sistema, isto é, o reservatório, os poços e as instalações de superfície (figura 2-5). Estes devem ser tratados em conjunto, pois eles se influenciam mutuamente. A simulação do comportamento de todo o sistema reservatório para vários cenários de desenvolvimento, combinados com restrições econômicas, ambientais e de segurança, produz-se um plano de desenvolvimento para o reservatório. A implementação deste plano gera novos dados. O modelo do reservatório deve, portanto, ser testado quanto à consistência com esta nova informação. Se forem encontradas

inconsistências, o modelo do reservatório deve ser atualizado e todo o processo repetido, a fim de corrigir o plano de desenvolvimento.



**Figura 2-5: Simulação de todo o Sistema e Modelagem Econômica. Modificado de ALA (2017).**

Esse capítulo apresentou o processo de gerenciamento de reservatórios completo onde mostra as diferentes partes do gerenciamento de forma integrada. Isto facilita o ensino e a pesquisa.

## 2.4. Revisão Bibliográfica

Com o crescente avanço tecnológico de *softwares* na área de engenharia de petróleo, torna-se cada vez mais relevante e frequente o estudo de gerenciamento de reservatórios. Nesta revisão de trabalhos referentes a este assunto, ficam evidentes a evolução e o conseqüente detalhamento com o decorrer do tempo.

- WIGGINS e STARTZMAN (1990) começam a constatar que pelo fato de a indústria de óleo e gás encontrar-se em um momento de declínio de produção, um maior estudo do gerenciamento de reservatórios torna-se imprescindível para intensificar a recuperação.
- THAKUR (1990) discorre sobre a importância do aspecto multidisciplinar no gerenciamento de petróleo, enfatizando que este deve ser compreendido como um sistema que engloba diversas áreas da indústria, anteriormente vistas de maneira isolada. Ainda entra no mérito da necessidade de definir o conceito de gerenciamento de reservatórios por

considerar que não existe um significativo entendimento geral da diferença entre o mesmo e a engenharia de reservatórios.

- TRICE Jr. e DAWE (1992) apresentam um estudo detalhado das práticas de gerenciamento empregadas pela *Esso Production Malaysia Inc.* com o objetivo principal de maximizar a recuperação de óleo.
- SATTER, A. e THAKUR, G.C. (1994) o primeiro livro completo sobre Gerenciamento Integrado do Reservatório. Apresenta uma descrição completa deste os conceitos do Gerenciamento de Reservatórios até processos de elaboração de planos de gestão.
- THAKUR (1996) publica mais um artigo dentro de gerenciamento de reservatórios, este agora mais aprofundado, contendo aspectos práticos na área. Apresenta também estudos de caso exemplificando e destacando a importância da multiplicidade de profissionais de campos diferentes na composição de uma equipe de gerenciamento eficaz.
- FOWLER *et al.* (1996) reconhecem a crescente visibilidade e destaque que o estudo de gerenciamento de reservatório vem conquistando com os anos. Fowler menciona o programa de pesquisa cooperativa na área implementado pelo departamento de energia do governo americano e como isso impactou o desenvolvimento de projetos dentro de gerenciamento de reservatórios.
- JOSHI e DING (1996) revisam as principais aplicações e vantagens do gerenciamento de reservatórios que englobem projetos de poços horizontais, enfatizando a importância que estes poços têm no aumento da recuperação de óleo. Os autores discutem também os parâmetros mais relevantes a serem analisados nestes projetos.
- EZEKWE (2003) tem como objetivo central mostrar, através de estudos de caso, as aplicações do que o autor considera como os cinco princípios do gerenciamento de reservatórios, e como eles acarretam estratégias eficazes, maximizando o retorno econômico.
- SAPUTELLI, NIKOLAU e ECONOMIDES (2005) propõem a integração de diversos aspectos e parâmetros envolvidos na tomada de decisões dentro do gerenciamento de reservatórios em uma única interface com o principal objetivo de otimizar continuamente

a produção. Os autores empregam tal estratégia em um estudo de caso obtendo resultados satisfatórios com o aumento significativo da rentabilidade do projeto.

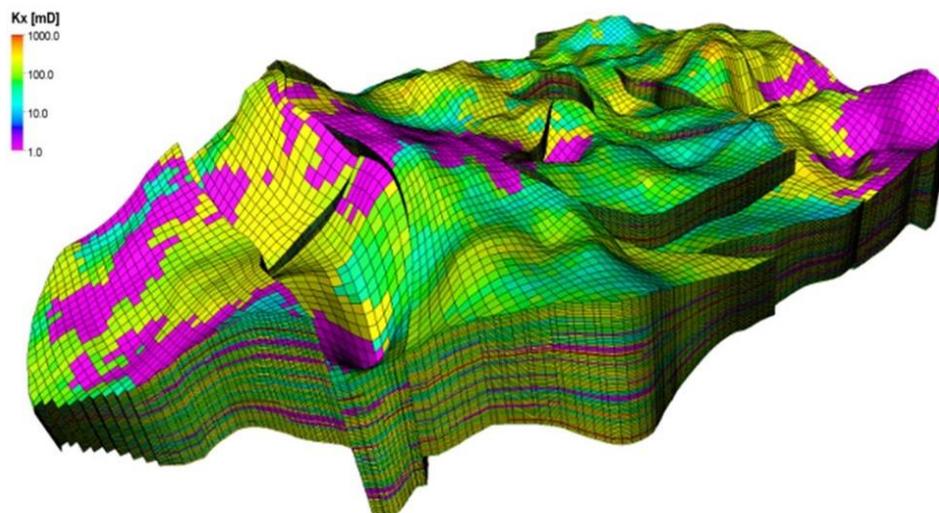
- GLANDT (2005) discute a aplicação de poços inteligentes como ferramenta a ser considerada no gerenciamento de reservatórios. Além disso, ressalta as vantagens associadas ao fato de os poços conterem meios de recolher dados durante a produção, para que esta ocorra de maneira eficiente de forma economicamente viável.
- KHAN e CALLARD (2010) revelam a importância de implementar um bom estudo de gerenciamento para reservatórios não convencionais. Os autores expõem as principais diferenças entre o procedimento que deve ser executado nestes cenários e aquele referente aos reservatórios convencionais. O artigo analisa dados de 40 poços, apresentando uma nova metodologia para estimar reservas e obter fatores de recuperação.
- VIMERCATIET *et al.* (2014) apresentam um caso bem-sucedido de gerenciamento de reservatório contendo análises de estratégias de injeção de água com o intuito de otimizar a produção. Ressaltam que, após a implementação das práticas de otimização, foi empregado um monitoramento automatizado dos parâmetros de desempenho e sua análise, identificando, assim, possíveis aspectos a serem otimizados.
- HANSSEN, CODAS e FOSS (2017) esclarecem as principais diferenças entre previsões *open-loop* e *closed-loop* dentro de gerenciamento de reservatórios e apresentam como o uso de previsões *closed-loop* pode ser benéfico na otimização do reservatório, levando em consideração as incertezas inerentes ao processo.

### 3. Modelagem Geológica e dos Fluidos

Após a aquisição dos direitos sobre um campo, ocorre a chamada fase de exploração. Nela, realizam-se estudos geológicos, geofísicos e geoquímicos, procurando determinar as regiões mais propícias ao acúmulo de hidrocarbonetos. Em seguida, perfuram-se poços pioneiros para confirmar a sua presença e delimitar as fronteiras dos reservatórios. Mesmo com o avanço das diferentes técnicas, a exploração ainda envolve um alto risco, com elevados custos relacionados e baixa probabilidade de sucesso.

Confirmada a presença de hidrocarbonetos, procede-se com avaliação e delimitação das jazidas, de modo a confirmar a sua comercialidade. Com a comercialidade declarada, é o momento de se pensar na maneira mais eficiente de conduzir o desenvolvimento do reservatório.

A modelagem adequada do reservatório e dos fluidos, necessária à entrada de dados em um simulador numérico, é crucial para o melhor desenvolvimento do mesmo. A partir das informações obtidas nas fases de exploração e avaliação, cria-se um modelo geológico inicial. As informações requeridas quanto aos fluidos presentes são obtidas a partir de ensaios realizados com amostras coletadas.



**Figura 3-1: Modelo sintético de um reservatório carbonático mostrando o mapa de permeabilidades. Obtido do Site do UNISIM Benchmark.**

O modelo geológico é uma representação tridimensional do reservatório, respeitando as suas características estruturais e geológicas. Como as formações apresentam alto grau de heterogeneidade e anisotropia, divide-se o reservatório em volumes menores, conhecidos como células ou blocos, visando representar mais fielmente as propriedades da rocha. Atribui-se propriedades como porosidade, permeabilidade efetiva e outras à cada uma das células, sendo consideradas homogêneas. Deve-se modelar também outras características que possam influenciar o fluxo de fluidos, tais como a presença de falhas, fraturas e aquíferos adjacentes.

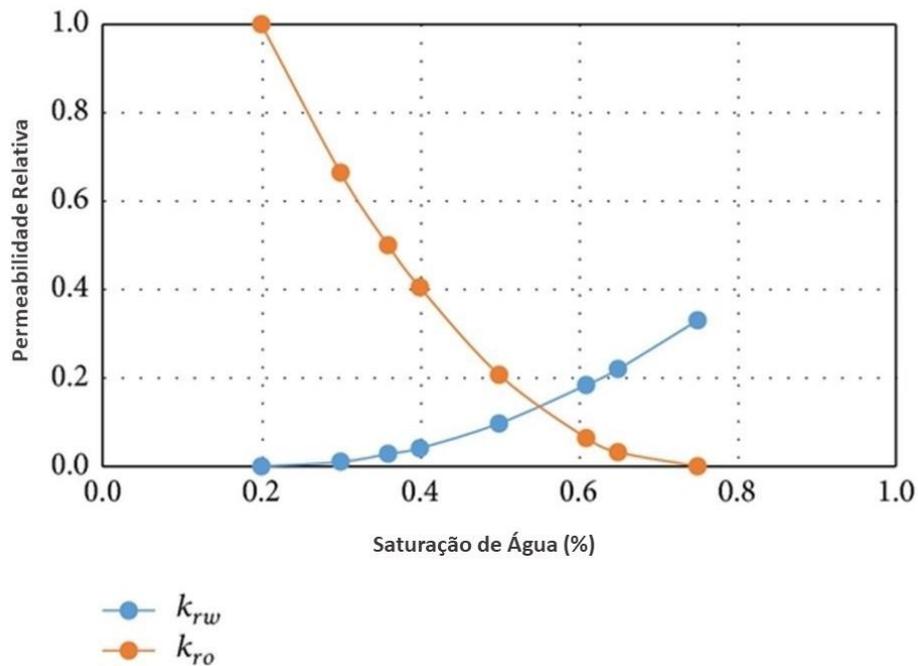
### 3.1. Descrição geológica

Como mencionado anteriormente, o domínio do reservatório é discretizado e, então, atribui-se propriedades relacionadas à formação a cada uma das células. As propriedades consideradas são:

- Porosidade ( $\phi$ ): é definida como a relação entre o volume de vazios e o volume total da rocha, medindo a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade que interessa à engenharia de reservatórios é a efetiva, que leva em conta os vazios interconectados da rocha. Depende do grau de compactação da rocha, ou seja, da pressão à qual está submetida. É uma grandeza adimensional, podendo ser expressa em termos de porcentagem (%).
- *Net to Gross Ratio* (NTG) ou *Net/Gross* (N/G): O NTG é uma propriedade que quantifica a porção da rocha contribuindo efetivamente para o escoamento e produção de fluidos. Um exemplo simples seria um arenito com grande presença de folhelhos, onde o escoamento não ocorre de forma efetiva em toda a dimensão da rocha. É expresso em termos de porcentagem (%).
- Compressibilidade ( $c_f$ ): é definida como a variação fracional do volume da rocha com a variação da pressão à qual está submetida. Da mesma forma, interessa a compressibilidade efetiva, relacionada à variação no volume poroso. É expressa em  $psi^{-1}$  ou de maneira análoga com outras unidades de pressão.
- Permeabilidade absoluta ( $k$ ): é uma medida da capacidade do meio poroso de permitir que os fluidos o atravessem. É definido em função apenas do tipo de rocha, ou seja, não varia de acordo com o fluido que satura o meio. A permeabilidade é expressa em *Darcy* ( $D$ )

ou, mais comumente, *miliDarcy* ( $mD$ ), unidade nomeada em homenagem ao engenheiro Henry Darcy, responsável por estudos de escoamento em meios porosos.

- Permeabilidade efetiva ( $k_i$ ): é uma medida da capacidade de transmissão de um meio poroso em relação à fase  $i$ , quando o meio se encontra saturado por mais de um fluido. Naturalmente, essa capacidade é reduzida, de acordo com a saturação de fluidos, quando há a presença de dois ou mais fluidos, ou seja, a permeabilidade efetiva sempre é menor que a permeabilidade absoluta.
- Permeabilidade relativa ( $k_{ri}$ ): é o quociente entre as permeabilidades efetiva e absoluta. Indica o quanto a capacidade de transmissão da fase  $i$  é reduzida quando não ocupa sozinha o meio poroso. Assim como a permeabilidade efetiva, é função da saturação de fluidos. É uma grandeza adimensional, expressa normalmente através de curvas em função da saturação de fluidos.

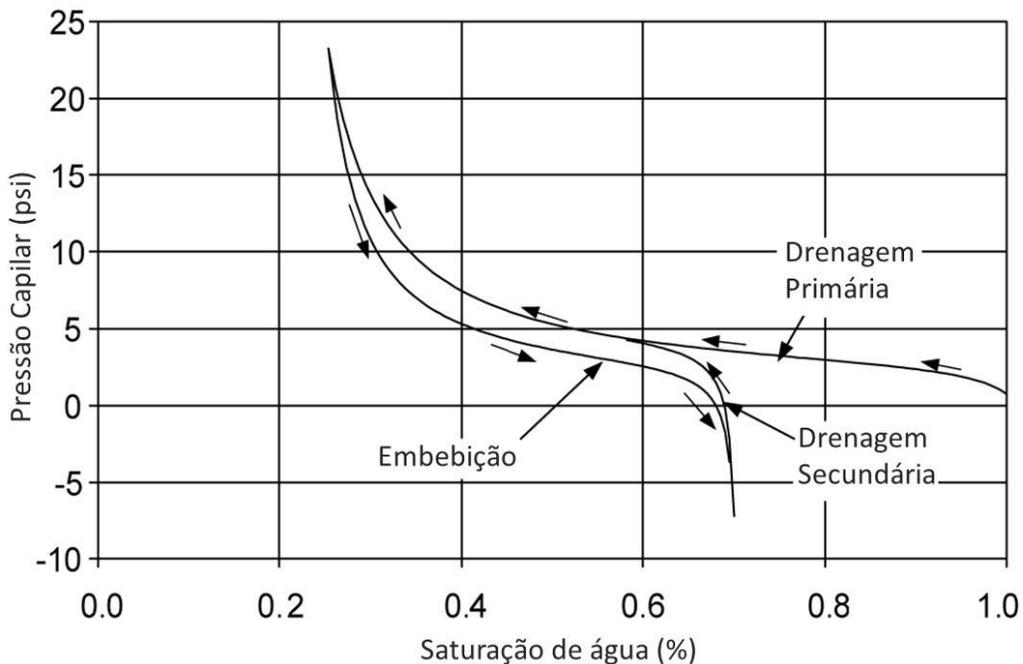


**Figura 3-2: Curva de permeabilidade relativa em função da saturação de água. Modificada de JEONG e LEE (2016).**

- Saturação de Fluidos ( $S_i$ ): é uma medida de quanto do volume poroso é ocupado pela fase  $i$ . A definição da saturação é importante pois está relacionada à permeabilidade relativa e pressão capilar, além de ser a distribuição inicial de saturação de fluidos no reservatório

ser uma condição inicial para o uso do simulador numérico. É expressa em termos de porcentagem (%). Vale destacar aqui as saturações de água conata ( $S_{wi}$ ) e residual de óleo ( $S_{or}$ ), que são os valores a partir dos quais ocorre o fluxo, respectivamente da água e do óleo na rocha.

- Capilaridade: os fenômenos capilares ocorrem no meio poroso devido à presença de um ou mais fluidos imiscíveis. A pressão capilar ( $P_c$ ), importante para a modelagem do escoamento, é a diferença de pressão que ocorre entre duas fases localizadas no mesmo ambiente, resultante do desequilíbrio de forças na sua superfície de contato. Um aspecto importante a ser destacado é o fato de que a passagem da zona de óleo ou gás (onde a saturação de água é a inicial ou conata) a zona de água (onde a saturação de água é 100%) acontece de forma gradual e não uniforme. Isso se deve ao fenômeno da ascensão capilar e à heterogeneidade dos poros onde os fluidos se aloca. É possível mapear essa transição relacionando a pressão capilar (proporcional à profundidade) com a saturação de água. O processo de deslocamento dos fluidos que ocorreu no reservatório (embebição, drenagem primária ou secundária) apresenta grande influência nas curvas de pressão capilar.



**Figura 3-3: Curvas de pressão capilar em um sistema com gás e água onde o reservatório é preferencialmente molhado pela água. Modificada de PETROWIKI – CAPILLARY PRESSURE.**

- Molhabilidade: proveniente, também, dos fenômenos capilares, mais uma característica a ser considerada é a molhabilidade. A partir das interações presentes nas superfícies dos fluidos e rocha, determina-se qual o fluido que a molha preferencialmente. É necessário leva-la em consideração já que tem grande influência na distribuição e escoamento dos fluidos nos volumes de poros. A permeabilidade relativa, por exemplo, tem forte relação com a molhabilidade da rocha pelos fluidos. Apesar de a maior parte dos reservatórios ser molhada preferencialmente pela água, há casos em que, entretanto, a preferência é do óleo, resultando em situações com distribuições e modelagem distintas.

Além de todas as propriedades mencionadas, é necessário representar durante a modelagem aspectos como a geometria do reservatório e a presença de estruturas geológicas (ocorrência de falhas e fraturas, entre outros) que possam vir a intervir na simulação do escoamento.

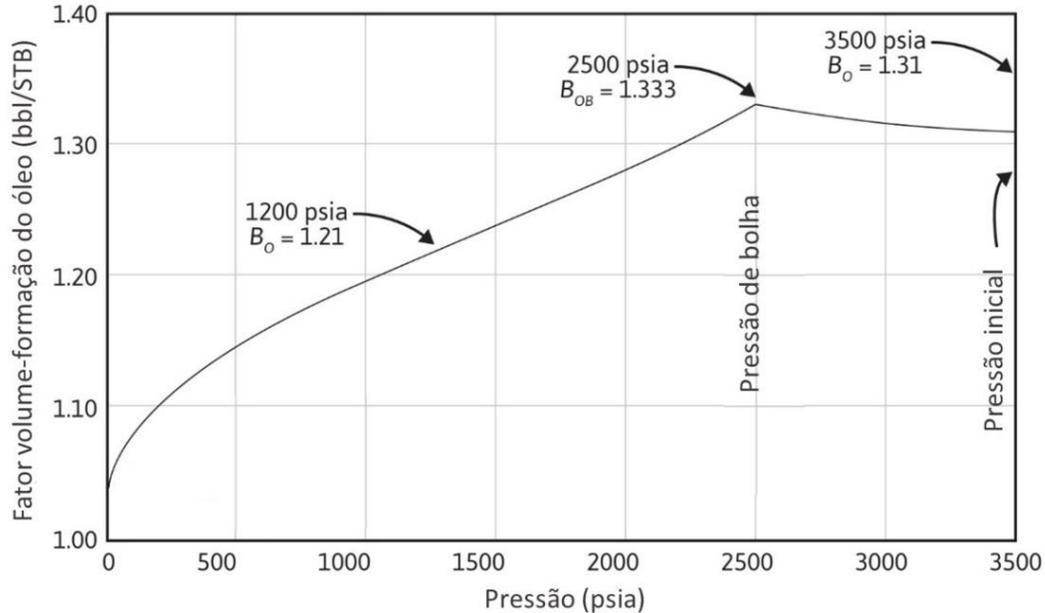
### 3.2. Descrição dos Fluidos

Tão importante quanto a caracterização da rocha é a modelagem adequada dos fluidos presentes no reservatório. A partir de ensaios realizados com amostras de fluidos retiradas do reservatório, definem-se características necessárias para a modelagem, tais como:

- Composição: o petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, sendo naturalmente necessário conhecer detalhes sobre sua composição, em especial quando se trabalha com um modelo composicional.
- Massa específica ( $\rho$ ) e densidade ( $d$ ): a massa específica é definida como o quociente entre a massa e o volume ocupado por ela. Já a densidade é definida como a razão entre a massa específica da substância ou mistura em questão e a massa específica do ar, para gases, e a massa específica da água, para líquidos, a condições de temperatura e pressão preestabelecidas. No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) define que a condição básica de temperatura para a medida de densidade de líquidos seja de 20°C. Em unidades americanas, o *American Petroleum Institute* (API) determina que a medida seja realizada a 60°F. A densidade também pode ser expressa em graus API, a partir da relação:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d_{60/60^{\circ}F}} - 131,5 \quad (3-1)$$

- Compressibilidade isotérmica: é a variação fracional de volume de um fluido com a alteração da pressão a qual está submetido, em uma determinada temperatura constante. Como a compressibilidade da rocha, pode ser expressa em  $psi^{-1}$  ou de maneira análoga com outras unidades de pressão.
- Viscosidade: é a propriedade física que caracteriza a resistência de um fluido ao escoamento. É função da composição, pressão e temperatura do fluido e geralmente é expressa em *centipoise* (cP).
- Pressão de bolha ( $P_b$ ): uma substância ou mistura pode ser encontrada nos estados sólido, líquido ou gasoso, dependendo das condições de pressão e temperatura às quais está sujeita. Na temperatura do reservatório, chama-se de pressão de bolha a pressão na qual se forma a primeira bolha, ou seja, a mistura de hidrocarbonetos no reservatório começa a passar do estado líquido para o gasoso. Como a liberação de gás influencia diretamente o escoamento e propriedades do óleo, é necessário especificar em que ponto ela se inicia durante a modelagem dos fluidos.
- Fator de Compressibilidade ( $Z$ ): o fator de compressibilidade para gases reais certas condições de temperatura e pressão e o volume que essa mesma massa ocuparia se fosse considerada um gás ideal. O fator de compressibilidade varia com a composição, pressão e temperatura do gás, e também pode ser estimado a partir de correlações com a pressão e temperatura pseudo-reduzidas.
- Fator volume-formação ( $B_i$ ): como a pressão e temperatura na superfície são diferentes das do reservatório, os fluidos ocupam volumes diferentes em cada situação. O fator volume-formação de um fluido  $i$ , a uma determinada condição de temperatura e pressão, é, então, definido como a razão entre o volume ocupado pelo fluido nessas condições e o volume medido nas condições padrão. É bom lembrar que, nas condições do reservatório, a fase líquida é constituída tanto por óleo como por uma quantidade de gás dissolvido, sendo ambos considerados para a medida do volume na formação. O fator volume-formação do óleo, assim, cresce com a redução da pressão até se alcançar a pressão de bolha, a partir da qual o  $B_o$  começa a sofrer maior decréscimo devido à liberação de gás.



**Figura 3-4: Gráfico representando o comportamento do Bo em função da pressão. Modificado do site da *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (2018).**

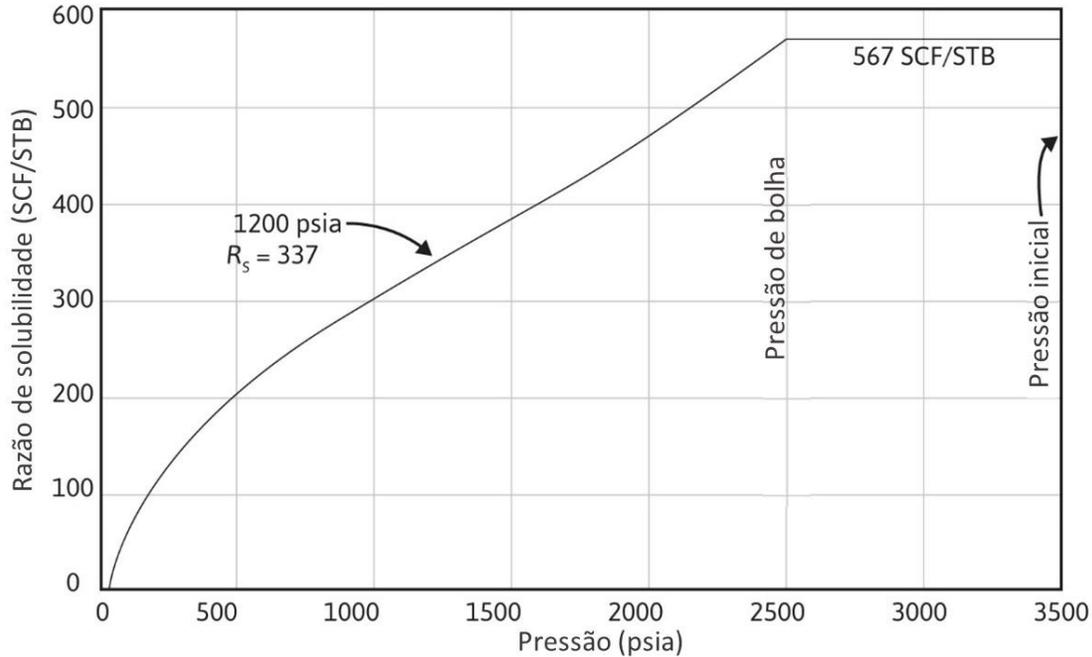
A partir da equação de estado dos gases reais, é possível estimar o fator volume-formação do gás em função do fator de compressibilidade:

$$B_g = \frac{P_0}{T_0} \frac{Z T}{P} \quad (3-2)$$

Onde  $P_0$  e  $T_0$  são a pressão e temperatura nas condições padrão,  $P$  e  $T$  são a pressão e temperatura nas condições de reservatório e  $Z$  é o fator de compressibilidade do gás natural.

- Razão de solubilidade ( $R_s$ ): como mencionado anteriormente, a fase líquida presente no reservatório é constituída de óleo mais gás dissolvido. A razão de solubilidade de uma mistura líquida é definida como a razão entre o volume de gás dissolvido e o volume de líquido obtido a partir da mistura, medidos em condições padrão. É importante lembrar que não somente o óleo, mas também a água presente no reservatório pode dissolver o gás. Deve-se, então, definir também a razão de solubilidade do gás na água. Enquanto

acima da pressão de bolha, a razão de solubilidade se mantém constante, sofrendo decréscimo abaixo da mesma devido à liberação do gás dissolvido no próprio reservatório.



**Figura 3-5: Gráfico representando o comportamento de  $R_s$  em função da pressão. Modificado do site da *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (2018).**

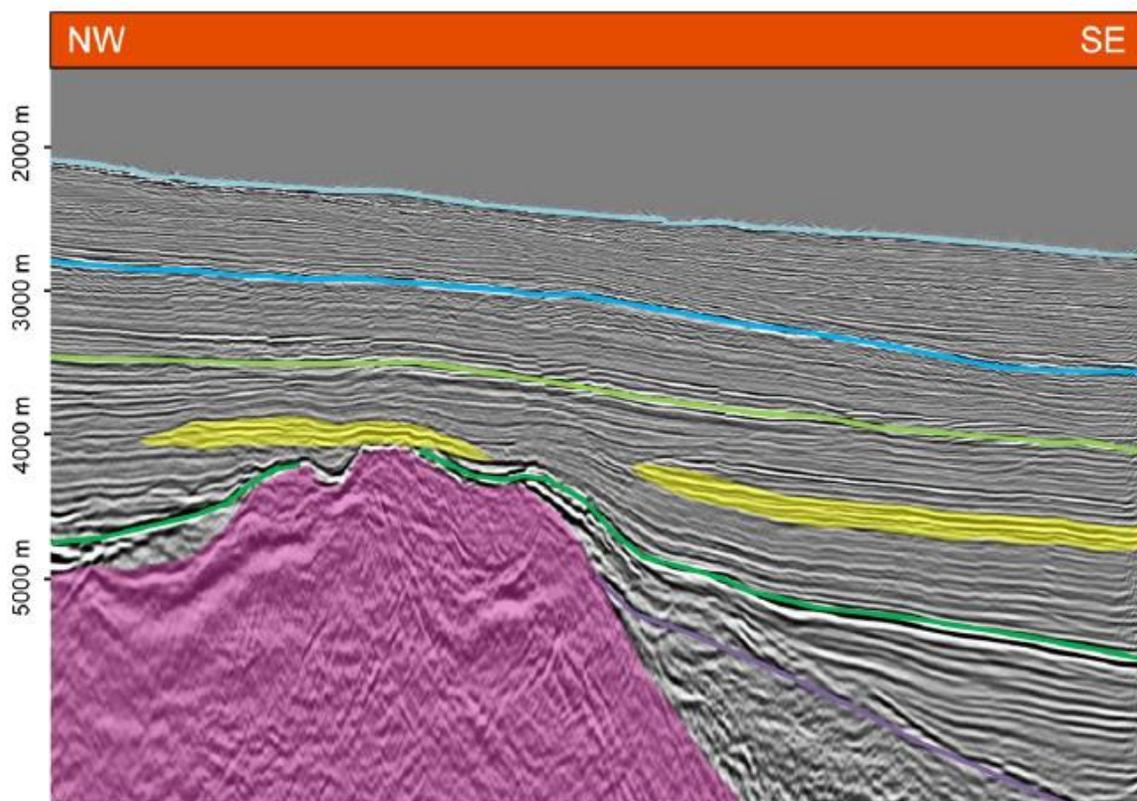
### 3.3. Aquisição de Dados

Como citado anteriormente, ao longo das fases de exploração e avaliação, ocorre a extensiva aquisição de dados com o fim de provar a viabilidade econômica e auxiliar no desenvolvimento de um campo.

Durante a prospecção de petróleo, os investimentos são majoritariamente aplicados em métodos sísmicos de reflexão. Esses métodos fornecem boas definições das feições geológicas encontradas em subsuperfície a um custo relativamente baixo. Tanto em terra como no mar, a aquisição de dados sísmicos acontece com a geração de uma perturbação mecânica na superfície e o registro das reflexões em canais de recepção, onde são captadas por sofisticados equipamentos de registro (conhecidos como geofones, no continente, ou hidrofones, no mar). Na captação para

a sísmica 2-D, os receptores são dispostos ao longo de uma única linha, enquanto que na 3-D se trabalha com diversas linhas, espaçadas entre si na mesma distância entre os receptores.

A partir do processamento dos dados, produzem-se imagens da subsuperfície com a maior fidelidade possível, atenuando as distorções e ruídos presentes na captação. Essas imagens, de acordo com o método de aquisição e disponibilidade de informações, podem ser apresentadas em seções bidimensionais ou mapas tridimensionais, a serem interpretados posteriormente (ver figura 3-6).



**Figura 3-6: Seção sísmica interpretada da bacia de Sergipe-Alagoas. O horizonte verde escuro representa o topo do gerador, enquanto dois possíveis reservatórios turbidíticos foram mapeados em amarelo. ANP (2015).**

Os dados sísmicos oferecem aos geólogos e engenheiros informações importantíssimas para a caracterização do reservatório. A sua interpretação permite mapear características estruturais, reconhecendo a presença de falhas, assim como os limites e a geometria do reservatório. Também é possível identificar outras feições geológicas através de padrões típicos relacionados com o

histórico de deposição sedimentar, variação lateral de fácies, presença de camadas ou sequências, entre outros.

Após a prospecção, perfuram-se poços exploratórios para se confirmar a presença de petróleo, avaliar o potencial de produção e determinar propriedades do reservatório. Durante a perfuração dos poços, realizam-se perfis e recolhem-se amostras da formação, o que fornece informações úteis para a caracterização geológica.

A perfilagem consiste na medição de características da rocha, em relação à profundidade, nas proximidades do poço durante a perfuração. Essas características são a resistividade elétrica, potencial eletroquímico, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural, entre outras. É possível correlacionar esses dados com propriedades de interesse da rocha, como porosidade, saturação de fluidos ou presença de argilas. A medição ocorre através da descida de uma sonda de perfilagem ou simultaneamente a perfuração, com a sonda de perfilagem estando localizada na coluna de perfuração (*Logging While Drilling* ou LWD). Entre os perfis mais comumente usados, destacam-se: potencial espontâneo (SP), raios gama (GR), nêutrons (NPHI), indução (ILD), densidade (RHOB) e sônico (DT).

Além dos perfis, busca-se coletar amostras reais de rochas da subsuperfície ao longo da perfuração. Com a análise em laboratório dessas amostras, também conhecidas por testemunhos, obtém-se informações relevantes para a caracterização do reservatório: litologia, porosidade, permeabilidades efetiva e relativa, saturação de fluidos, curvas de pressão capilar, molhabilidade, etc. É preciso cuidado para a amostragem ser realizada de modo a causar alterações mínimas nas propriedades naturais das rochas.

Depois de perfurados os poços, realizam-se testes de pressão e de produção. Esses testes consistem na abertura e selamento dos poços aos fluxos (*Drawdown* e *Build-up*, respectivamente). Inicialmente, o poço se encontra na pressão estática inicial do reservatório. Quando se começa a extrair fluidos, a pressão no poço experimenta uma queda e essa redução se propaga pelo reservatório. O poço é, então, selado e, naturalmente, a pressão tende a aumentar até entrar em equilíbrio com o restante da formação. A pressão verificada no poço ao fim do período de estática

é denominada pressão média do reservatório. Os testes realizados podem ser classificados como de curta ou longa duração de acordo com o tempo e volume de fluidos produzido.

A variação de pressão que ocorre no poço com os testes depende das características do reservatório, propriedades dos fluidos presentes e do perfil de vazões com o tempo. Assim, conhecendo as propriedades dos fluidos e definindo as condições de vazão, é possível obter informações úteis quanto às características da rocha-reservatório analisando os resultados dos testes. Destacam-se: extensão e propriedades do reservatório, identificação dos fluidos presentes, pressão estática e depleção, produtividade e dano/estímulo da formação.

Durante a realização dos testes, são coletadas também amostras dos fluidos da formação. A análise desses fluidos em laboratório permite o melhor conhecimento do comportamento da mistura de hidrocarbonetos, o que é fundamental em todas as fases da vida produtiva do campo. Como os testemunhos, essas amostras devem ser representativas das condições originais da formação. Assim, a amostragem costuma ser realizada em poços pioneiros ou em zonas não depletadas, antes que a queda de pressão os influencie. As suas análises em laboratórios, genericamente denominadas de PVT (pressão, volume e temperatura) fornecem propriedades dos fluidos como fator volume formação, viscosidade, compressibilidade, razão de solubilidade, pressão de bolha, entre outros.

### **3.4. Construção de um modelo geológico**

Após a aquisição dos dados, é preciso construir, então, o modelo geológico representativo do reservatório real. A interpretação e incorporação das informações obtidas de modo a se criar o modelo tridimensional é uma tarefa extremamente complexa, interdisciplinar e pode variar de acordo com a complexidade do reservatório, qualidade e quantidade dos dados adquiridos.

A seguir, além de apresentar os principais passos e aspectos a serem considerados durante a composição de um modelo geológico, explicita-se os processos desenvolvidos por AVANSI e SCHIOZER (2015), para fins de exemplificação, ao longo da criação de um modelo geológico para simulação (UNISIM-I-D) a partir dos dados disponíveis no início do desenvolvimento do Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. Vale ressaltar que, no texto original

de AVANSI e SCHIOZER (2015), a construção de dois modelos distintos é descrita: o UNISIM-I-R e o UNISIM-I-D. O primeiro é um modelo refinado, construído com todas as informações disponíveis do campo e utilizado como referência para o segundo, que é um modelo construído com informações limitadas representativas da fase de exploração.

O processo de construção de ambos é bem semelhante, com a diferença de que, para o UNISIM-I-D, os dados de poços são mais escassos, as dimensões das células são distintas, considera-se que apenas a falha principal foi detectada (vide figura 3-7) e há uma análise quanto às incertezas dos parâmetros, como pode ser melhor verificado em AVANSI e SCHIOZER (2015) ou no capítulo de avaliação de riscos desse estudo. É destacar também que o modelo UNISIM-I-D é construído inicialmente com as mesmas dimensões de células do UNISIM-I-R, porém sofre uma mudança de escala para um modelo mais apropriado à simulação numérica. Esse processo é conhecido como *upscaling* e será melhor abordado no capítulo seguinte.

É importante destacar, de antemão, que os dados disponíveis variam bastante em termos de escala. Geralmente, quanto maior o volume condicionado por um método, menor a sua resolução. Assim, enquanto há resolução vertical aproximadamente na ordem de  $10^{-1}$ m para perfis e testemunhos, os dados provenientes de sísmicas e testes apresentam resolução vertical na ordem de 10m ou  $10^2$  m. A integração desses dados na construção do modelo não é uma tarefa trivial e deve ser realizada com extremo cuidado.

O primeiro passo é a criação de um modelo estrutural da formação, a partir, basicamente, das informações obtidas com as sísmicas realizadas. Como mencionado anteriormente, da interpretação dos dados sísmicos é possível caracterizar o reservatório em termos de geometria, horizontes, camadas ou sequências de deposição e presença de falhas. As camadas do reservatório e a falha modelada por AVANSI e SCHIOZER (2015) na construção do modelo sintético UNISIM-I-D podem ser observadas na figura 3-7. Para o modelo UNISIM-I-D, assumiu-se que só a falha principal mostrada na figura seria identificada com as informações disponíveis, enquanto o UNISIM-I-R conta com as falhas secundárias modeladas.

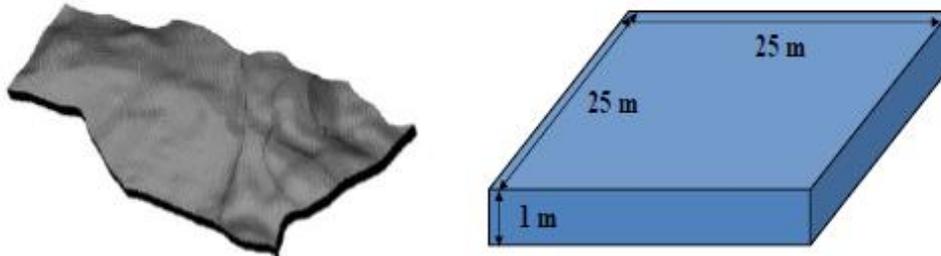


**Figura 3-7: Camadas (esquerda) e falhas (direita) de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil. Modificado de AVANSI e SCHIOZER (2015).**

O reservatório é, então, dividido em pequenos volumes, conhecidos como blocos ou células. Esse processo é chamado de *gridding*. O objetivo é a melhor representação das heterogeneidades presentes na formação, assim como para servir melhor aos propósitos de simulação de fluxo. A escolha das dimensões das células varia de acordo com o tamanho do reservatório, sua complexidade e com a qualidade dos dados disponíveis. Usualmente, modelo geológico é construído com uma quantidade muito alta de células (na ordem de milhões). É comum também as células serem dimensionadas com maior resolução vertical (na ordem de 1m, enquanto lateralmente apresenta grandezas da ordem de 10m ou 10<sup>2</sup>m), já que a heterogeneidade da formação é mais acentuada nessa direção graças ao processo de deposição ocorrido, e não são necessariamente regulares ao longo de toda a dimensão do reservatório. A escolha por uma resolução vertical maior também se deve a maior facilidade de se incorporar, dessa forma, as informações adquiridas dos perfis e testemunhos.

A orientação geométrica da malha ou *grid* pode ser radial, cartesiana ou não estruturada (não cartesiana). A escolha depende principalmente da complexidade geométrica do reservatório. Comumente, a orientação radial é empregada para estudos de poço, a cartesiana para os demais estudos e a não estruturada ainda não tem grande aplicabilidade na indústria. Dentre as cartesianas, é possível destacar a orientação centrada nos blocos e a CPG (*Corner Point Geometry*). A primeira apresenta maior facilidade em sua configuração, sendo adequada para geometrias mais simples, enquanto a última possui maior flexibilidade e é recomendada na presença de geometrias complexas. Naturalmente, quanto maior a complexidade envolvida na modelagem geológica,

maior o tempo empregado, a qualidade de dados necessário e a dificuldade na modelagem matemática do escoamento.



**Figura 3-8: Modelo estrutural (esquerda) e resolução da célula (direita) de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. Modificado de AVANSI e SCHIOZER (2015).**

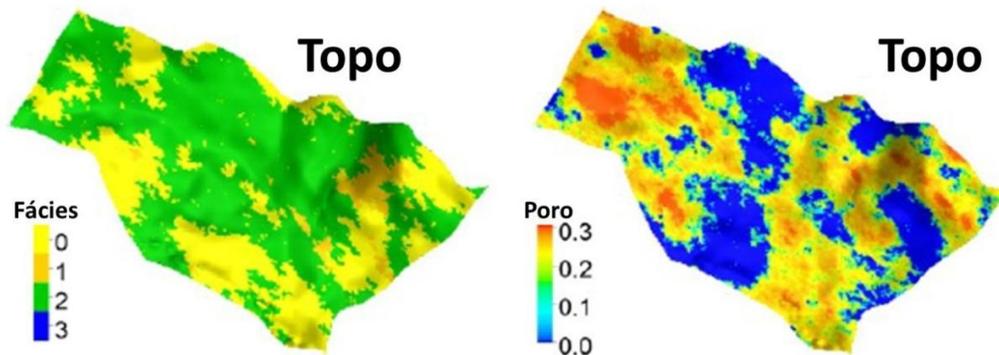
AVANSI e SCHIOZER (2015), na construção de seu modelo, optam por células com dimensões de 25x25x1m (figura 3-8) e por orientação de *Corner Point Grid*. A quantidade total de células ativas nessa configuração é de aproximadamente 3 milhões. É possível adaptar os dados obtidos pelos perfis à escala do bloco ainda representando a heterogeneidade. É importante ressaltar, contudo, que essa não são as dimensões finais das células do modelo de fluxo (UNISIM-I-D). Como mencionado previamente, para esse modelo, ainda é necessário que se realize uma mudança de escala, através de um processo denominado *upscaling*, de modo que esteja adequado a simulação. O *upscaling* é uma etapa importante na modelagem do reservatório, e será descrito detalhadamente no próximo capítulo.

A seguir é importante o agrupamento das fácies presentes na formação. É realizado a partir das informações dos perfis e de acordo com o critério do usuário. Lembrando, a perfilagem fornece medidas indiretas de uma série de propriedades, como porosidade e presença de argilas, que permitem o agrupamento das fácies. A interpretação dos perfis fornece uma descrição detalhada em fácies, sendo interessante reuni-las para a construção do modelo. Do ponto de vista da modelagem, esses agrupamentos podem ser considerados porções da formação que apresentam características similares, mas não necessariamente iguais, sendo reunidos para se facilitar a caracterização do reservatório. A frequência e probabilidade das fácies também após o agrupamento deve respeitar o que se verifica nos perfis. AVANSI e SCHIOZER (2015) decidem

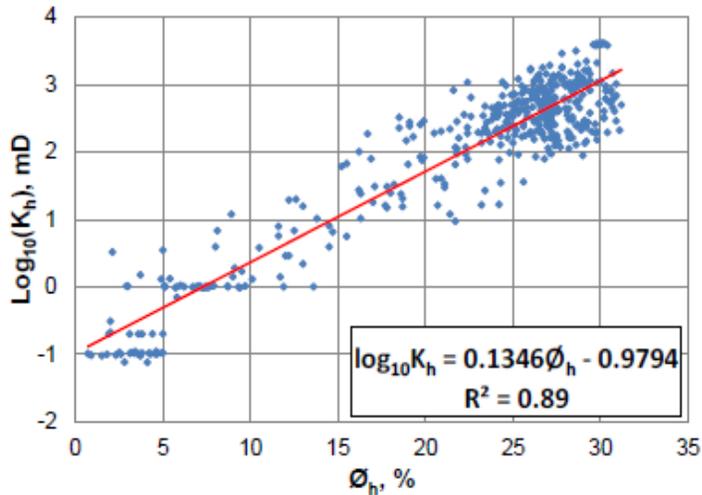
pelo agrupamento em quatro classes (0,1,2 e 3). A classe 0 consiste de fácies de reservatório com boas propriedades para o fluxo, as classes 1 e 2 são possíveis fácies de reservatório com propriedades intermediárias e a classe 3 engloba fácies desconsideradas como reservatório e com propriedades ruins para o fluxo.

A partir de dados dos perfis, é possível também estimar o grau de folhelhos presente na rocha (*Shaliness*), que determina aspectos como o NTG e a porosidade efetiva. O grau de folhelhos presentes é correlacionado com as fácies presentes.

É necessário, então, realizar a distribuição das fácies e propriedades ao longo de toda a formação. A cada célula deverá ser atribuído valores de porosidade, permeabilidade, NTG, entre outros. Como as informações disponíveis são escassas em relação ao todo e os dados provenientes dos poços amplamente espaçados entre si, definir essas distribuições é uma tarefa complexa, envolvendo rebuscadas técnicas de modelagem petrofísica e geoestatística. AVANSI e SCHIOZER (2015) realizam a distribuição das fácies e da porosidade a partir das medidas obtidas nos poços com certa confiabilidade. As medidas de permeabilidade são obtidas em laboratórios com base nas amostras adquiridas e são correlacionadas à porosidade da rocha. A distribuição de permeabilidade é feita, então, relacionada à porosidade, e a de NTG é realizada correlacionada com a distribuição das fácies (presença de folhelhos).

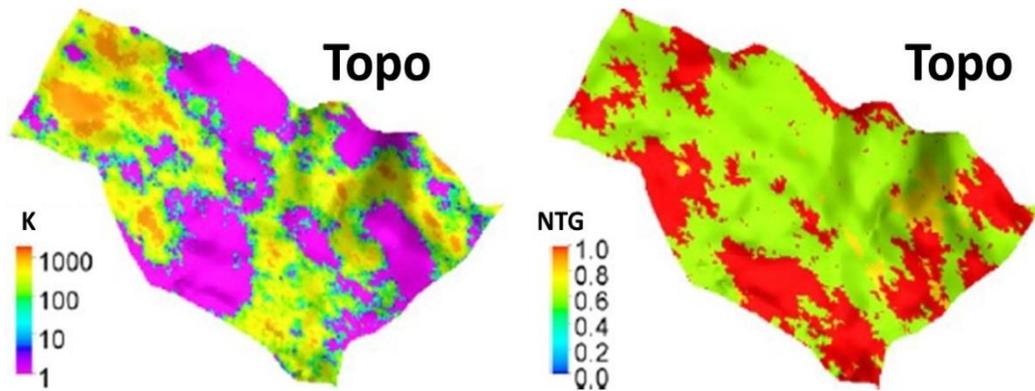


**Figura 3-9: Distribuições de fácies (esquerda) e porosidade (direita) de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. Modificado de AVANSI e SCHIOZER (2015).**



Facies	NTG
0	1.0
1	0.8
2	0.6
3	0.0

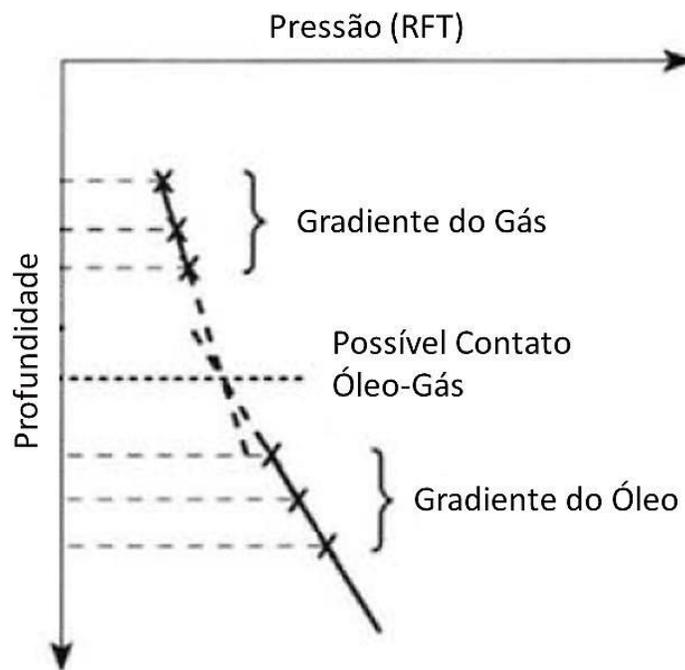
**Figura 3-10: Análise de porosidade x permeabilidade horizontal realizada em laboratório a partir de testemunhos (esquerda) e relação das fácies com o NTG na construção de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. AVANSI e SCHIOZER (2015).**



**Figura 3-11: Distribuições de permeabilidade horizontal (esquerda) e *Net to Gross Ratio* (direita) de um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. Modificado de AVANSI e SCHIOZER (2015).**

A permeabilidade relativa requer uma modelagem mais complexa, já que não pode ser descrita em função da porosidade e também varia com a saturação dos fluidos. Geralmente, obtém-se curvas de permeabilidade relativa para o modelo refinado a partir de ensaios no laboratório. Os valores de compressibilidade da rocha empregados na construção do modelo são aqueles definidos em laboratório.

Ainda é necessário definir os pontos de contatos entre os fluidos e a saturação. Quando não podem ser obtidos diretamente pela perfilagem, os contatos entre os fluidos podem ser estimados a partir da interceptação dos gradientes de pressão. Quanto maior a densidade do fluido saturando a rocha, maior se espera que seja o gradiente de pressão estática verificado. É possível medir o gradiente de pressão através de um teste de pressão conhecido como teste de formação repetitivo (RFT). Assim, o gradiente é modificado de acordo com a presença do fluido predominante. Os contatos entre as zonas são os pontos onde os gradientes se encontram.



**Figura 3-12: Método de interceptação de gradientes. Modificado de JAHN *et al.* (2003).**

É bom lembrar que, devido aos fenômenos de capilaridade no volume poroso, a transição entre as zonas de água, óleo e gás ocorre de forma gradual. Definidos os contatos entre os fluidos e com as curvas de pressão capilar adquiridas em laboratório, define-se a saturação inicial de fluidos em função da altura em relação aos contatos.

Por último, é preciso incluir as propriedades dos fluidos presentes na formação. Como mencionado anteriormente, elas são obtidas através de ensaios em laboratório com amostras da formação. Além do cuidado com a amostragem, é preciso atenção para que os ensaios realizados

representem de forma adequada, principalmente quanto à liberação de gás, os processos aos quais os fluidos são submetidos desde o reservatório até a superfície, caso contrário os resultados simulados, mesmo com uma modelagem eficiente do reservatório, apresentarão discrepâncias em relação ao verificado na realidade. A configuração dos separadores de superfície, inclusive, influencia o volume de óleo e gás obtidos e deve, portanto, ser levada em conta nos ensaios.

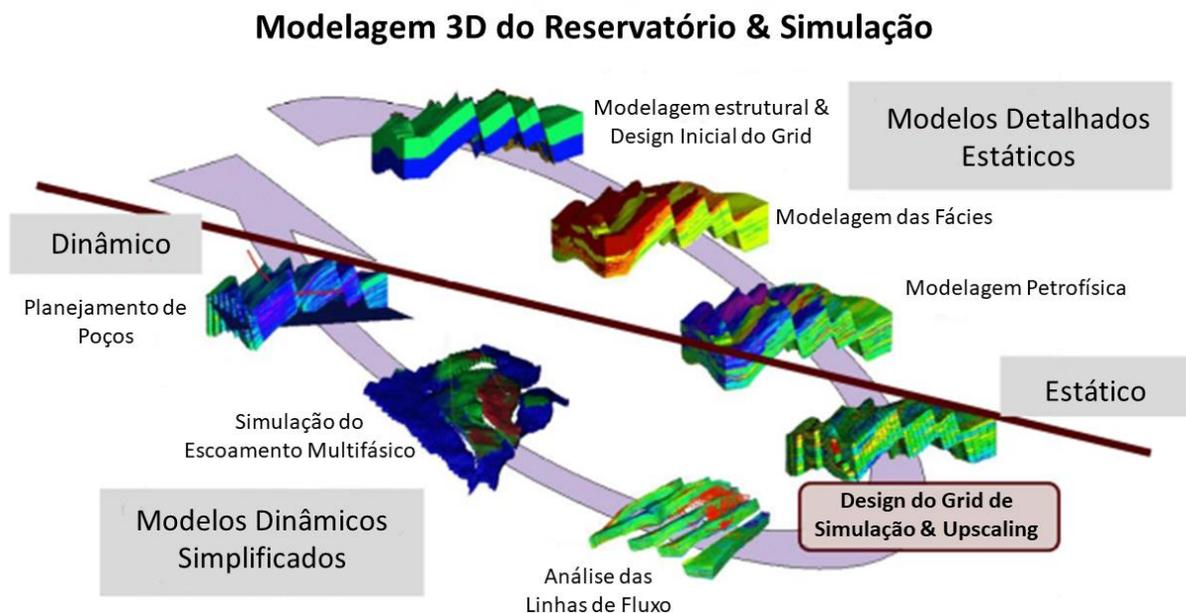
A construção do modelo geológico ocorre na fase inicial de desenvolvimento do campo, com dados obtidos de poucos poços exploratórios, sísmicas, testes e ensaios em laboratório. Apesar das diversas técnicas empregadas, as informações obtidas ainda são escassas em relação ao reservatório como um todo e largamente espaçadas entre si. Assim, o modelo criado possui, naturalmente, uma série de incertezas relacionadas.

Enquanto incertezas quanto a porosidade, NTG, contatos entre os fluidos e feições estruturais influenciam a quantidade de hidrocarbonetos presente, incertezas quanto a permeabilidade efetiva e relativa, compressibilidade e propriedades dos fluidos afetam a dinâmica do fluxo no meio poroso. É importante, então, a determinação e quantificação dessas incertezas para o melhor gerenciamento do reservatório, assim como a incorporação de novas informações à medida que são obtidas durante a vida produtiva do campo. Essas incertezas dos parâmetros ainda serão tratadas mais detalhadamente no decorrer desse estudo, especificamente no capítulo de análise de incerteza e risco.

## 4. *Upscaling* Aplicando Métodos Analíticos e Numéricos

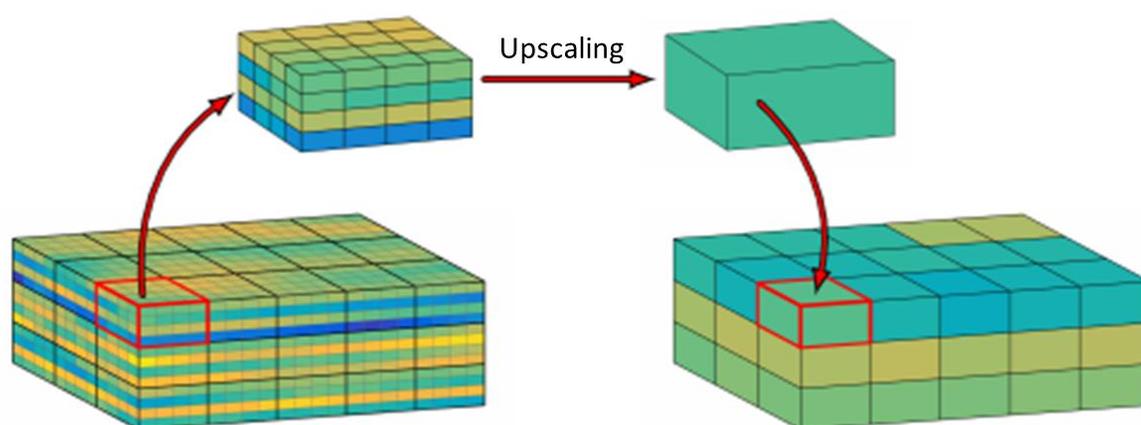
O modelo geológico construído não é apropriado para o uso no simulador de reservatórios. Ele não é necessariamente feito com a preocupação de determinar o fluxo no meio poroso e é realizado em uma escala bastante refinada, apresentando uma malha com um total de células geralmente na ordem de centenas de milhões, isto é, com o intuito de caracterizar melhor as heterogeneidades do reservatório e incorporar os dados de alta resolução. A Figura 4-1 mostra a posição do *upscaling* na modelagem e simulação 3D.

Contudo, trabalhar com uma malha com uma quantidade tão alta de células envolve capacidade e tempo computacional que muitas vezes não estão disponíveis, sendo necessário modificar este modelo de malha fina a fim de atender as necessidades de ordem prática. O principal processo envolvido na transformação do modelo de escala fina para um modelo de escala grossa é chamado de *Upscaling*.



**Figura 4-1: Processo de Modelagem do Reservatório incluindo *Upscaling*. Modificada de KING (2006).**

Nos dias de hoje, o *upscaling* é considerado uma prática comum na indústria. Ele se refere à substituição de uma região heterogênea, formada por diversas células pequenas, por uma única célula de maiores dimensões homogênea. Isto é realizado para cada uma das células do modelo de malha fina, convertendo as propriedades relacionadas ao escoamento de cada célula refinada em propriedades efetivas equivalentes para cada bloco da nova representação. Assim, é um processo no qual as características estáticas e dinâmicas de um modelo refinado são aproximadas para um modelo robusto de malha mais grossa. É importante que o modelo de malha grossa se comporte de maneira similar ao de menor escala quando submetido à simulação de escoamento. A figura 4-2 mostra uma representação esquemática do *upscaling*.



**Figura 4-2: Representação do processo de *Upscaling*. Modificado de HILDEN (2016).**

O *upscaling* pode ser uma tarefa extremamente complexa. Mesmo que técnicas modernas sejam utilizadas, informações são perdidas no processo e o resultado final não passa de uma aproximação. Seria preferível, até mesmo, evitá-lo. Contudo, mesmo com o avanço da capacidade computacional nos últimos anos, utilizar modelos tão refinados ainda não é viável ou eficiente para os engenheiros. Procura-se trabalhar com uma quantidade de células ativas na ordem de 100.000 unidades, enquanto que modelos geológicos podem apresentar dezenas de milhões de células, implicando em um custo de CPU e consumo de tempo bem elevados no caso de sua simulação.

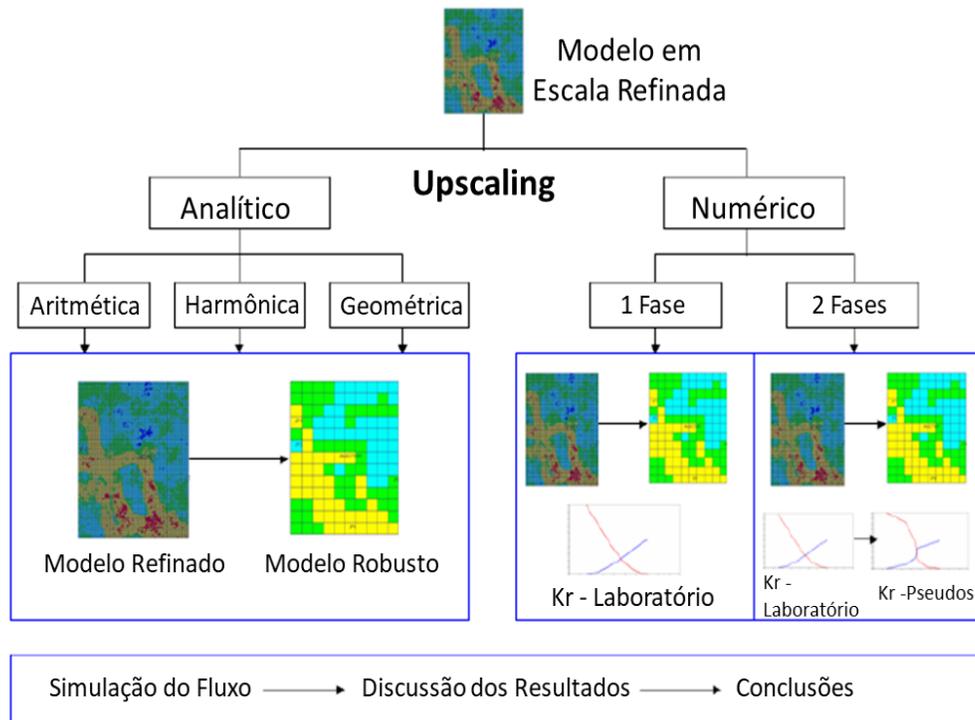
Além disso, existem aplicações de simulação de reservatórios nas quais o número de rodadas de simulação é muito elevado (ajuste de histórico e análise de incertezas, por exemplo), requerendo

que sejam realizadas em uma fração do tempo necessário a uma rodada típica. Nesses casos, emprega-se uma abordagem ainda mais agressiva na elevação de escala, geralmente referida como *upgridding*.

Buscando contornar as limitações do *upscaling* e reduzir os erros relacionados, uma abordagem comum entre os engenheiros é evitar a realização de *upscaling* em áreas mais críticas ao escoamento de fluidos, como ao redor dos poços e de fraturas.

Existem vários métodos para realizar o *upscaling*. Os mais importantes são (figura 4-3):

- Métodos Analíticos
- Métodos Numéricos ou Baseados em Fluxo (Monofásicos e Bifásicos).



**Figura 4-3: Métodos de *Upscaling*. Modificado de SALAZAR (2007).**

Os métodos analíticos, em geral envolvendo médias das propriedades, são usados para fazer o *upscaling* das propriedades da rocha consideradas volumétricas. Isso se deve ao fato destas propriedades apresentarem características aditivas e da necessidade de que haja conservação entre

os volumes. Propriedades como NTG, porosidade e saturação de fluidos são consideradas volumétricas.

Os métodos analíticos, geralmente, fornecem resultados de maneira relativamente bem rápida. Todavia, tanto a sua precisão como aplicabilidade são consideradas baixas em se tratando de propriedades não volumétricas. Nesses casos, são normalmente usados quando o tempo disponível é curto e quando a geometria do reservatório é mais simples. A abordagem analítica mais simples consiste da aplicação de médias aritméticas, harmônicas, lei de potência ou uma combinação entre elas. É possível empregar, inclusive, as médias aritmética e harmônica, dada sua alta velocidade e fácil aplicação, para se estimar os limites inferior e superior da permeabilidade efetiva quando se analisando as incertezas relacionadas.

Os métodos numéricos baseados no fluxo monofásico se referem ao *upscaling* da permeabilidade absoluta da rocha. Ela é considerada uma propriedade intrínseca ao fluxo na rocha e não possui a característica de ser aditiva. O processo envolve, assim, uma maior complexidade que o das propriedades volumétricas, sendo um grande foco de pesquisas na indústria. O objetivo é encontrar valores efetivos de permeabilidades absolutas para a nova célula, de modo que o fluxo de um fluido com determinadas condições de contorno ocorra de forma similar ao que ocorreria no modelo de malha fina. Neste caso mesmo aplicando técnicas modernas, obtém-se apenas aproximações das verdadeiras permeabilidades efetivas, exceto em alguns casos idealizados. Há, então, certo grau de incerteza relacionado ao *upscaling*. A qualidade das aproximações pode variar de acordo com a complexidade da distribuição e a técnica selecionada. Desenvolveram-se, então, ao longo dos anos, uma série de técnicas de *upscaling* para a permeabilidade.

Os métodos baseados no fluxo monofásico são também conhecidos como métodos de solução de pressão ou métodos numéricos. São bem precisos e baseados na solução numérica da equação diferencial que governa o fluxo monofásico, incompressível e permanente na região de interesse a partir de determinadas condições de contorno. É, necessário que se realize, a simulação numérica do modelo em escala fina. Alternativamente, pode-se utilizar um simulador de linhas de fluxo como substituto ao simulador numérico. Entre as técnicas desenvolvidas para o emprego desse método, é possível destacar:

- Local.
- Local Estendido ou Regional.
- Global.
- Quasi-Global ou Local-Global.

Para os métodos numéricos baseados no fluxo bifásico o upscaling não pode ser definido apenas pela obtenção da permeabilidade absoluta efetiva. O problema agora também engloba as curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar. De acordo com a dependência em relação à saturação de fluidos, a complexidade envolvida é, naturalmente, maior. Apesar de haver grande esforço em pesquisa e desenvolvimento, o *Upscaling* bifásico, diferentemente do monofásico, ainda não é muito bem compreendido e ainda não é amplamente empregado na indústria.

Abaixo uma descrição sobre as circunstâncias que os métodos de *upscaling* podem ser usados:

- Métodos analíticos podem ser aplicados com sucesso para fazer o *upscaling* de propriedades tais como porosidade e saturação de fluidos e outras. Mas para fazer *upscaling* de permeabilidade exigem condições de homogeneidade e isotropia dos reservatórios;
- Métodos de *upscaling* monofásicos são mais simples para serem usados do que os métodos de duas fases, mas apresentam resultados melhores que os métodos analíticos e menos precisos que os métodos de duas fases;
- Métodos *upscaling* bifásicos fornecem resultados melhores para problemas bifásicos, mas não são viáveis quando aplicados a grandes modelos geológicos, devido ao alto custo de tempo computacional.

A seleção do método apropriado de acordo com DURLOFSKY (2003) é feita a partir alguns parâmetros:

- O propósito para o qual o modelo de simulação construído deve responder;
- O método de recuperação (primário, secundário, terciário etc.).
- O nível de heterogeneidade que pode ser atribuído ao modelo de malha grossa.

Em resumo:

- Os métodos analíticos não exigem a execução da simulação do fluxo de fluido, de maneira que a, partir dos valores das propriedades das células de um bloco do modelo geológico, o valor da célula do modelo de simulação de reservatórios é determinado. O método é fácil de aplicar, contudo, condições ideais precisam estar presentes para que os resultados sejam satisfatórios quando aplicados em reservatórios complexos.
- Métodos de *upscaling* monofásicos requerem simulações de fluxo de fluido e podem fornecer melhores resultados que os métodos analíticos. O *upscaling* monofásico objetiva fazer o *upscaling* da permeabilidade absoluta resolvendo a equação de pressão (obtida com uma combinação da equação de fluxo de Darcy e a equação da conservação de massa). O desafio da utilização deste método é a seleção apropriada das condições de contorno.
- Métodos de *upscaling* bifásicos visam o *upscaling* de permeabilidade relativa e curvas de pressão de capilaridade para melhorar os resultados obtidos com o modelo de simulação depois do *upscaling* monofásico. Assim como no caso de *upscaling* monofásicos o *upscaling* bifásico usa equações de Darcy, contudo para fluxos de duas fases. Existem métodos de *upscaling* de duas fases que não usam a equação de fluxo de Darcy para calcular as pseudo-funções.

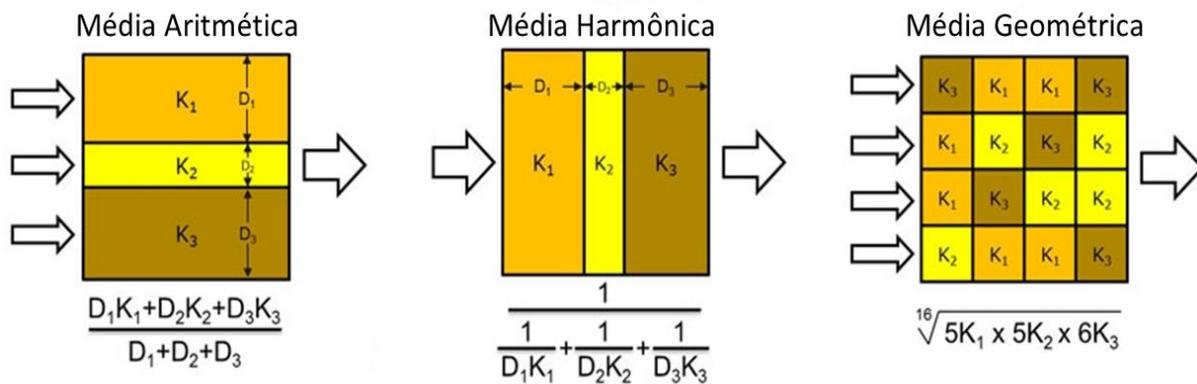
A seguir serão apresentados detalhes dos métodos apresentados acima. E maneira de calcular o *upscaling* usando cada um destes métodos. E um estudo de casos apresentando para ilustrar de maneira comparativa os métodos apresentados acima.

#### **4.1. Métodos Analíticos de *Upscaling***

Os métodos analíticos ou métodos da média incluem as médias aritmética, harmônica, geométrica e método de lei ou média de potência (*power averaging method* ou *power law*). Esses métodos procedem o *upscaling* através das médias das células do modelo de malha fina para células do modelo de malha grossa.

Estes métodos são usados para fazer o *upscaling* de várias propriedades do modelo. Contudo, para que sejam bem-sucedidas no *upscaling* da permeabilidade, um conjunto de circunstâncias idealizadas (figura 4-4), que geralmente não estão presentes nos reservatórios, devem ser atendidas, tais como:

- Médias aritméticas só podem ser aplicadas quando os fluidos fluem paralelamente em camadas uniformes.
- Médias harmônicas só podem ser aplicadas quando fluidos fluem através das camadas.



**Figura 4-4: Representação do *Upscaling* da permeabilidade por alguns métodos analíticos. Modificado de <http://www.epgeology.com/static-modeling-f39/how-upscale-permeability-t6045.html>.**

As duas abordagens mencionadas só podem ser usadas quando as hipóteses de isotropia e homogeneidade estão presentes nas camadas do reservatório. Na medida em que estas hipóteses não são sempre atendidas, o uso dessas médias para calcular a permeabilidade irá certamente produzir erros. Para o *upscaling* em um sistema de permeabilidade aleatória sem nenhuma direção de fluxo específica, a média geométrica pode ser aplicada (figura 4-4). Um resumo dos métodos analíticos é mostrado na tabela 4-1.

Muitos estudos usam combinações das médias para obter resultados satisfatórios. É o caso das médias aritméticas e harmônicas. A figura 4-5 mostra um exemplo dos resultados da média harmônica-aritmética em comparação com as outras médias.

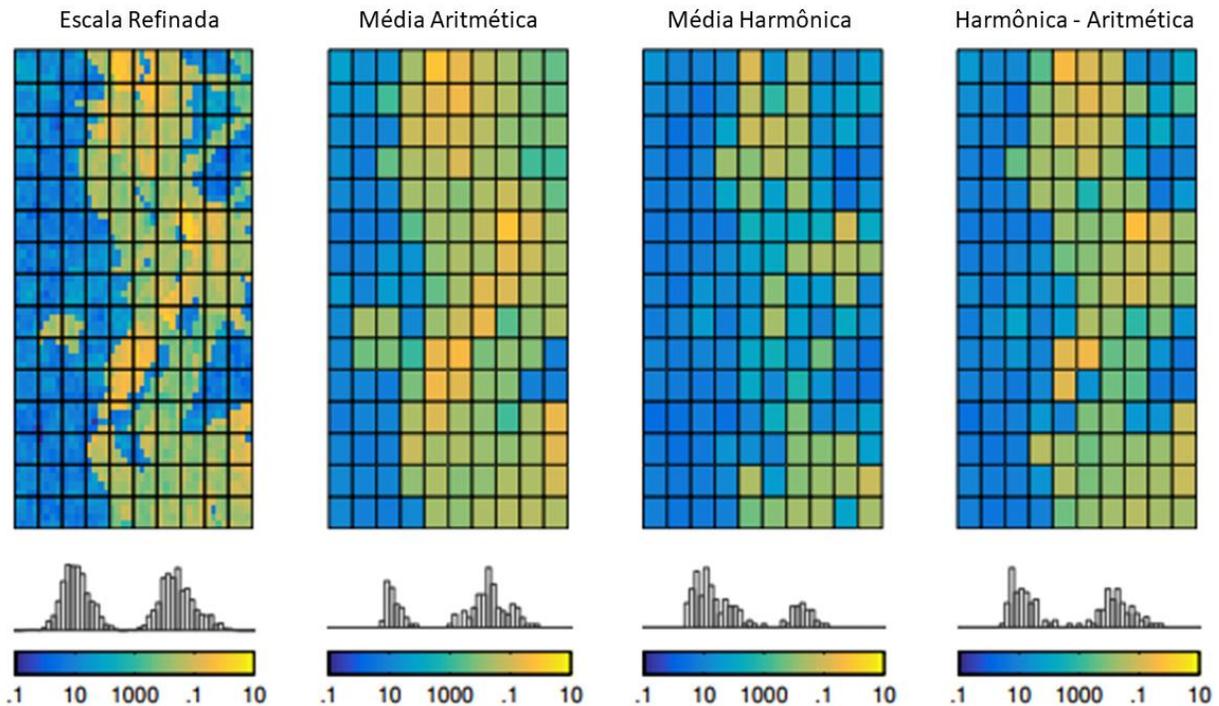
**Tabela 4-1: Métodos Analíticos comumente usados para o *upscaling* da permeabilidade absoluta.**

<p>Aritmética</p>	$k^* = k_a = \frac{\sum_{i=1}^n t_i k_i}{\sum_{i=1}^n t_i}$ <p><math>t_i</math> - espessura da camada <math>i</math>  <math>k_i</math> - permeabilidade da camada <math>i</math>  <math>n</math> - número de camadas</p>
<p>Harmônica</p>	$k^* = k_h = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\sum_{i=1}^n (t_i/k_i)}$ <p><math>t_i</math> - espessura da camada <math>i</math>  <math>k_i</math> - permeabilidade da camada <math>i</math>  <math>n</math> - número de camadas</p>
<p>Geométrica</p>	$k_g = \exp\left(\frac{\sum_{i=1}^n \ln(k_i)}{n}\right)$ <p><math>k^* = k_g(1 - \sigma^2/2)</math>      1D  <math>k^* = k_g</math>                      2D  <math>k^* = k_g(1 + \sigma^2/6)</math>      3D  <math>\sigma</math> : desvio padrão              <math>Y = \ln(k)</math></p>
<p>Lei de Potências</p>	$k^* = k_\omega = \left[\frac{\sum_{i=1}^n k_i^\omega}{n}\right]^{1/\omega}$ <p><math>\omega</math> - coeficiente de potência</p>

Como mencionado anteriormente, o mais recomendado em reservatórios mais complexos é o emprego de métodos numéricos ou baseados no fluxo, descritos mais adiante, para *upscaling* monofásico. Os métodos analíticos costumam ser utilizados nas seguintes situações:

- Reservatórios mais simples na presença das condições específicas explicitadas acima;
- Ausência de disponibilidade tanto de tempo como de potência computacional para a utilização de outros métodos;

- Estimar limites inferior e superior da permeabilidade efetiva, utilizando as médias aritmética e harmônica, quando se analisando as incertezas relacionadas ao *upscaling*, dada sua alta velocidade e fácil aplicação.



**Figura 4-5: *Upscaling* da permeabilidade empregando médias combinadas. Modificado de LIE (2017)**

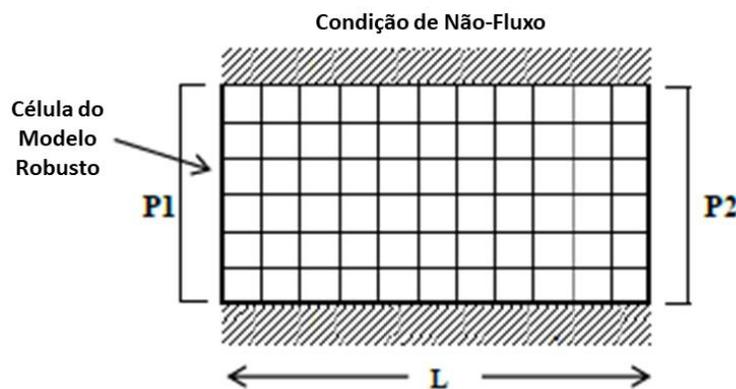
#### **4.2. Métodos Numéricos baseados em fluxo no *Upscaling* Monofásico**

Estes métodos podem ser usados na maioria dos casos práticos e são mais simples para calcular que os métodos bifásicos. Algumas hipóteses destes métodos incluem: (1) Assumir que o fluxo é linear e estacionário; (2) Assumir uma fase única no sistema. Note que apesar de considerar uma fase única no sistema, este método pode ser usado para duas ou mais fases. A precisão deste método depende dos seguintes fatores:

- Níveis de heterogeneidade do reservatório.
- Condições de contorno para resolver as equações de pressão.

Existem vários tipos de condições de contorno que podem ser usadas nos métodos numéricos baseados em fluxos monofásicos. Uma comparação entre estes tipos de condições de contorno e a precisão que podem produzir é feita em PICKUP *et al.* (1992).

Uma importante condição de contorno é a condição de não-fluxo, ou *no-flow*. Ela assume que não existe fluxo em dois lados do domínio e que a pressão é fixada nos outros dois. Este tipo de condição de contorno é a mais aplicada para modelos com pouco fluxo entre as camadas horizontais. A figura 4-6 mostra uma representação desta condição de contorno.



**Figura 4-6: Representação da condição de contorno de não-fluxo ou *no-flow*.**

Para exemplificar o desempenho da condição de contorno não fluxo. Em um estudo onde foram feitas comparações entre vários métodos de *upscaling* desenvolvido por CHRISTIE e BLUNT (2001), a condição de contorno não-fluxo apresentou o melhor desempenho para os casos estudados relacionados a abordagem de *upscaling* monofásico aplicados em modelos geológicos de escala fina complexos obtidos do SPE 10. No final deste capítulo este estudo é completamente mostrado.

Outros tipos de condições de contorno incluem:

- Condições de contorno periódicas: Permite fluxo através das bordas e queda de pressão periódica. Serve para calcular tensores de permeabilidade.

- Condições de contorno de fluxo linear: Combina condições de contorno periódicas e não-fluxo, mencionadas anteriormente. Este tipo de condição de contorno permite fluxo através das bordas e pressão fixada em cada lado.
- Condições de contorno de fluxo efetivo.
- Condições de contorno Well-Drive.

### **Equações de fluxo Monofásico**

O *upscaling* monofásico objetiva fazer o *upscaling* da permeabilidade absoluta a partir de uma combinação da equação monofásica de fluxo de Darcy e a equação da conservação de massa. As equações estão descritas no cap. Conceitos de Simulação de Reservatórios.

## **TÉCNICAS DE *UPSCALING* DE FLUXO MONOFÁSICO**

Como mencionado anteriormente existem algumas técnicas que são utilizadas para fazer *upscaling* da permeabilidade absoluta usando métodos monofásicos. Algumas destas técnicas são mostradas abaixo. Para aprofundar das técnicas de *upscaling* de fluxo monofásicos ver Farmer (2002).

### **4.2.1. Técnicas *Upscaling* Local**

Este tipo de técnica de *upscaling* seleciona uma região de células na malha fina e faz os cálculos das permeabilidades destas células para um valor da permeabilidade equivalente na célula correspondente da malha grossa. Este cálculo é feito de acordo com as condições de contorno selecionadas.

Abaixo, é apresentado um fluxo de trabalho para o cálculo da permeabilidade equivalente para o modelo de malha grossa usando a condição de contorno não-fluxo (DURLOFSKY, 2003, WARREN e PRICE, 1961):

1. Assumir que as condições de contorno de não-fluxo sejam aplicáveis na célula da malha grossa (isto é, não há fluxo em dois lados da célula e existe uma pressão constante nos outros dois lados);
2. Resolver a equação de pressão para obter pressões em cada bloco da malha fina incluída na célula da malha grossa;
3. Usar a equação de fluxo de fase única de Darcy para calcular as taxas de fluxo nas células da malha fina;
4. Somar as taxas de fluxo na face da célula da malha robusta;
5. Calcular a permeabilidade efetiva usando a seguinte equação:

$$k_{eff} = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad (4-1)$$

Onde:

$Q$  é a taxa de fluxo total na face da célula do modelo robusto;

$\mu$  é a viscosidade do fluido em fluxo.

$A$  é a área da face da célula do modelo robusto perpendicular ao fluxo;

$\Delta P$  é a queda de pressão;

$L$  é o comprimento da célula do modelo robusto paralelo ao fluxo.

Esse fluxo de trabalho acima deve ser repetido para calcular a permeabilidade efetiva para cada direção de fluxo. Assim, em um modelo tridimensional, o processo será repetido três vezes para cada direção  $x$ ,  $y$ , e  $z$ . Nesse caso, com condições de contorno de não-fluxo, o resultado obtido é um tensor diagonal de permeabilidade efetiva, ou seja, obtém-se um valor escalar para cada direção de fluxo.

#### **4.2.2. Upscaling Local Estendido**

As técnicas de *upscaling* local-estendidas adicionam uma borda (chamada de “*skin*” ou “*flow jacket*”) para o cálculo das permeabilidades na região do *upscaling* local na malha fina. Esta técnica mostra resultados melhores que o *upscaling* local em reservatórios complexos. Porém, assim como

as técnicas *upscaling* locais, estas técnicas são dependentes das condições de contorno selecionadas.

### 4.2.3. Técnicas de *Upscaling* Global

Estas técnicas necessitam rodar o modelo completo de malha fina para que os parâmetros da malha grossa sejam calculados. Como usa as fronteiras reais do modelo refinado, não há a necessidade de se definir condições de contorno para as células do modelo robusto. As dificuldades com estas técnicas são corpos de fluxo isolados tal como descritas por STONE *et al.* (2007). Outro obstáculo a ser destacado é o maior custo computacional envolvido em comparação às técnicas anteriores. Mesmo com essas dificuldades, esse método costuma apresentar boa precisão nos resultados.

Deve ser observado que o *upscaling* local, local-estendido e global são caracterizadas pelo tamanho da região do modelo de malha fina tomada para o cálculo das permeabilidades. A figura 4-7 mostra graficamente essas técnicas. Note que para o cálculo correspondente a área azul no modelo de malha grossa, existem 3 regiões que podem ser tomadas para o cálculo. A área azul para o *upscaling* local, a área amarela para o *upscaling* local-estendido (esta área inclui apenas borda em torno da área azul), e finalmente a área verde relativa ao *upscaling* global.

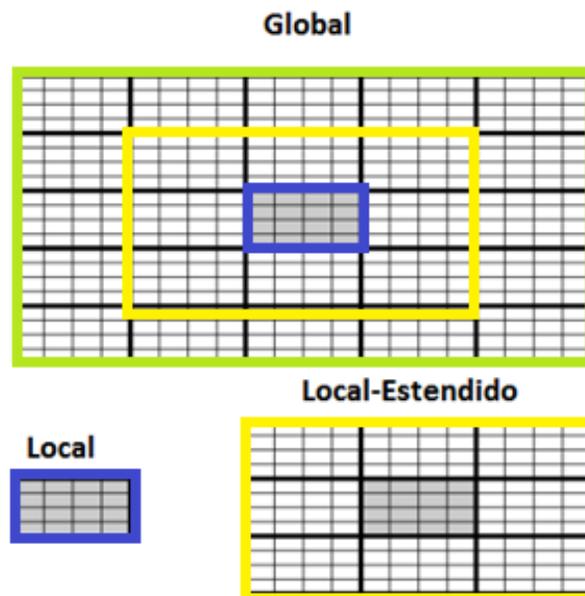


Figura 4-7: Área de computação para o *Upscaling* Local, Local-Estendido e Global.

Além das técnicas mencionadas acima, é possível destacar:

- *Upscaling* Quasi-Global ou Local-Global: Estas técnicas reduzem os requisitos computacionais dos procedimentos das Técnicas de *Upscaling* Global, substituindo desta forma algumas informações que são obtidas com as técnicas de *upscaling* global por informações aproximadas.
- *Upscaling* Próximo de Poços ou “*Near-Well Upscaling*”: O comportamento do fluxo de fluido na região dos poços foge aos padrões de fluxo esperados nas técnicas: local, local estendido e global, uma vez que o fluxo do fluido nestas regiões é radial. Se a heterogeneidade do reservatório é muito acentuada na região próxima dos poços estas técnicas apresentam em geral desempenho muito ruim. De maneira que estudos têm sido feitos para desenvolver *upscaling* específicos nas regiões dos poços.

#### **4.3. Métodos Numéricos Baseados Fluxo Bifásicos**

O uso direto de curvas de permeabilidade relativa obtida do modelo de malha fina na malha grossa gera erros significantes no comportamento do fluxo de fluido produzindo respostas ruins do modelo de malha grossa. De forma que o *upscaling* bifásico pode ser usado para fazer o *upscaling* de curvas de permeabilidade relativa e curvas de pressão de capilaridade.

Estas técnicas são usadas quando as técnicas de *upscaling* de fase única não produzem bons resultados. E apesar do *upscaling* bifásico produzir melhores resultados não são extensivamente usados devido ao grande número de cálculos que devem ser aplicados em casos reais. A curva de permeabilidade e de pressão de capilaridade que sofreram o processo de *upscaling* são chamados pseudo-funções ou pseudo. Isto é para diferenciar das curvas usadas no modelo de malha fina obtidas no laboratório ou calculadas usando equações. De maneira que o termo pseudo-funções é usado nas curvas obtidas através do *upscaling* bifásico ou multifásico.

#### **Equações de fluxo bifásico**

As equações que são usadas para *upscaling* de fluxo de duas fases são similares àquelas usadas em fluxo de uma fase. Ou seja, equação de Darcy e equação de conservação da massa. A diferença

é que neste caso a equação de fluxo de Darcy é de duas fases. As equações não serão apresentadas aqui.

#### 4.3.1. Métodos de Cálculo de Pseudo-funções

Existem vários métodos usados para gerar pseudo-funções a serem usadas para *upscaling*. Esses métodos podem ser divididos de acordo com o procedimento de cálculo da seguinte maneira:

- Pseudo-funções baseadas na taxa de fluxo individual de cada fase: buscam, com base na lei de Darcy, igualar a vazão individual de cada fase nos modelos refinado e robusto;
- Pseudo-funções baseadas na média da mobilidade total: procuram, através do uso de médias para a mobilidade total, igualar as pressões e gradientes nos modelos refinado e robusto;
- Pseudo-funções geradas pelo uso de linhas de fluxo: caracterizado pelo uso da simulação de linhas de fluxo para auxiliar a construção das pseudo-funções;
- Pseudo-funções geradas pelo ajuste do histórico: como descrito por TAN(1995).

Outras abordagens para o cálculo de pseudo-funções incluem:

- Simulações da malha fina denotada de FFG (*Full Fine Grid*) que roda o modelo de simulação de fluxo. E os resultados das simulações são usados para calcular pseudo-funções. Essas pseudo-funções são usadas para executar a simulação da malha grossa e comparar seus resultados com os resultados da malha fina para verificar a eficácia das pseudo-funções.
- Roda a simulação de fluxo de malha fina apenas para pequenas partes selecionadas do volume do reservatório, chamado Volume Elementar Representativo (REV). E depois usa os resultados para calcular as pseudos, que serão usados mais tarde para ajustar o modelo de malha grossa. A principal dificuldade na aplicação da abordagem REV é garantir o uso de condições de contorno apropriadas.
- A renormalização sucessiva na qual os tamanhos de blocos da malha são aumentados até que o modelo de simulação seja obtido. Este procedimento pode acelerar o processo de

*upscaling* porque as condições de contorno (por exemplo, pressão constante) são aplicadas para os blocos da malha permitindo soluções independentes.

- Métodos no nível de conjunto (*Ensemble-level method*) propõe gerar pseudo-funções usando procedimentos numéricos e estatísticos combinados para modelos com incerteza geológica.
- Têm sido propostos também métodos de *upscaling* para processos EOR com o objetivo de gerar pseudo-funções para compensar a dispersão numérica em modelos grosseiros.

### ***Upscaling Usando Ajuste Do Histórico Automático***

Como sabemos o ajuste do histórico da produção é um problema de otimização, onde uma função objetivo é minimizada. No caso da determinação da permeabilidade relativa este método usa a diferença entre um output do modelo fino com o mesmo output do modelo grosso (por exemplo: produção acumulada de óleo ou corte de água, e outros). E varia os valores das pseudo-funções até que a diferença entre os outputs dos modelos seja mínima.

Entre as abordagens mencionadas acima o ajuste do histórico automático, desenvolvido inicialmente por TAN (1995), para determinação da permeabilidade relativa merece destaque especial por diversas razões.

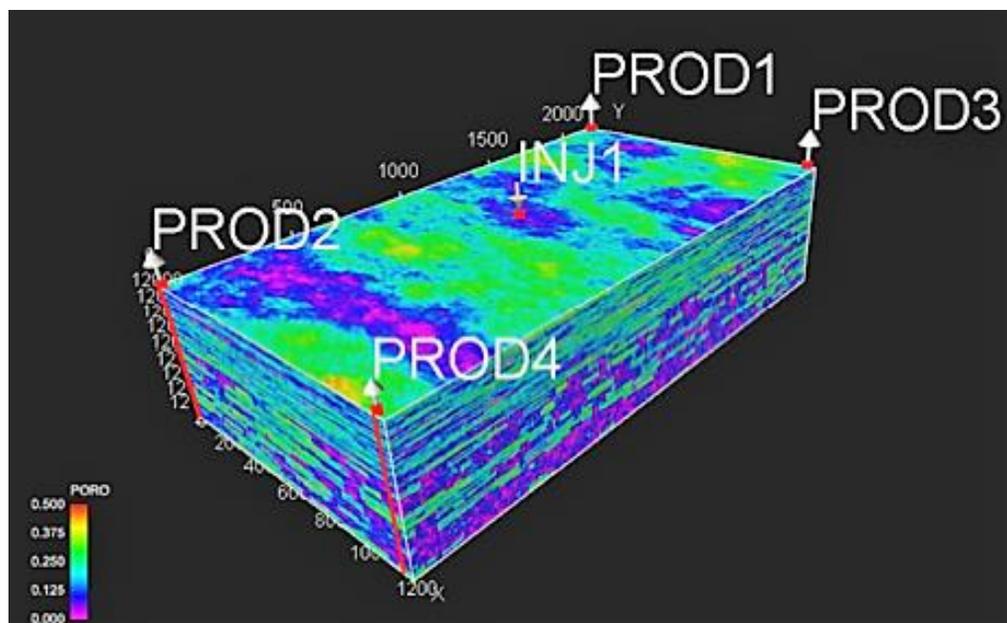
A primeira é a importância que a determinação da permeabilidade relativa tem para gerar bons modelos de malha grossa. Em geral os métodos numéricos de fluxo bifásico hábeis para gerar pseudos não são usados pelo grande tempo computacional que necessitam para ser rodados. E o método de ajuste de histórico automático pode gerar resultados bem-sucedidos com relativa rapidez. Além disso, são métodos simples de serem compreendidos e implementados. Ver os resultados apresentados em FAYAZI *et al.* (2017).

#### **4.4. Estudo Comparativo de Métodos de *Upscaling***

Nesta seção será discutido um estudo que tem sido analisado em um grande número de pesquisas sobre *upscaling* em todo o mundo. É um estudo apresentado no artigo CHRISTIE e

BLUNT (2001) no qual os resultados comparativos de diferentes metodologias de *upscaling* são mostrados. Neste estudo diversas empresas são solicitadas a realizar *upscaling* de dois modelos *benchmark* de malha fina. O primeiro é um modelo simples chamado modelo 1 e o segundo é um modelo complexo denominado modelo 2.

Estes modelos foram introduzidos originalmente no *SPE Comparative Solution Project*. Aqui será analisado o problema do modelo complexo com 1.1 milhões de células, o modelo 2. Este modelo é classificado no SPE 10 como um modelo muito difícil para se realizar tarefas de *upscaling*. O modelo é relativo à injeção de água 3D. Dados do modelo e descrição mais completa podem ser encontrados no site *SPE Comparative Solution Project - description of model 2*. A distribuição de porosidade e localização dos poços é mostrado na figura 4-8.



**Figura 4-8: Distribuição de porosidade e localização dos poços do Modelo 2. CHRISTIE e BLUNT (2001).**

Este modelo tem uma geometria simples, sem estrutura superior e sem falhas (figura 4-8). O modelo tem as seguintes características:

- O modelo geológico tem uma malha fina com dimensões de 1200x2200x170 fts;

- O topo do modelo geológico tem 70 fts (35 camadas) que representam a formação de *Tarbert*, e a base tem 100 pés (50 camadas) representa *Upper Ness*;
- O tamanho da célula da escala fina é de 20x10x 2 fts;
- O modelo matemático de malha fina possui células de 60x220x85 (células  $1.122 \times 10^6$ ).

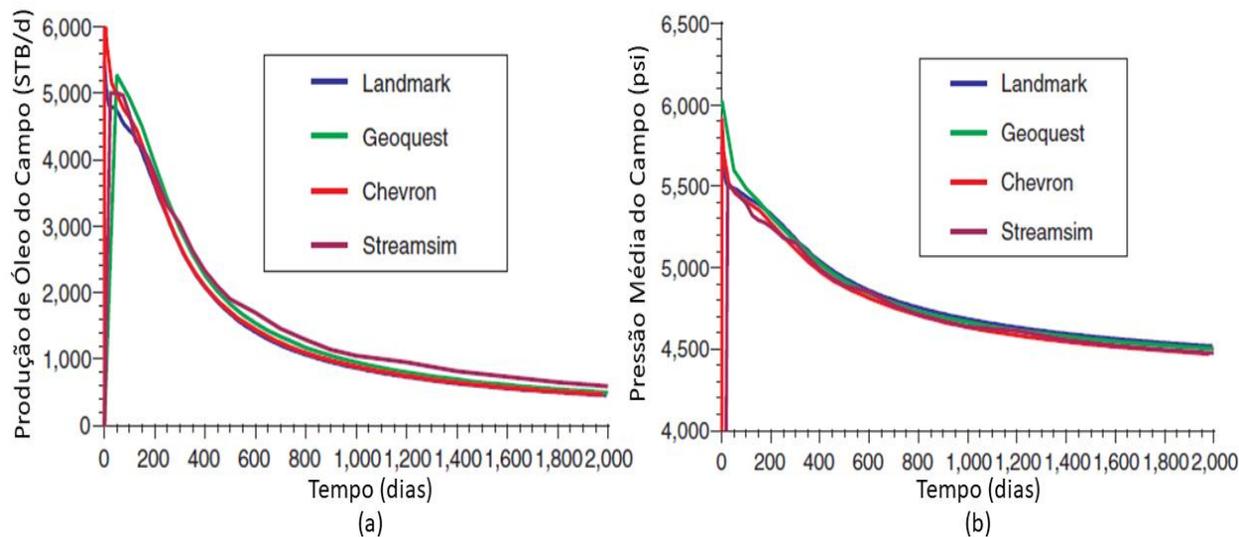
Este modelo foi originalmente gerado para o projeto **PUNQ**. Abaixo são discutimos os resultados obtidos para o upscaling deste modelo usando diferentes metodologias. Os resultados apresentados neste estudo são muito encorajadores para várias das metodologias vistas neste capítulo.

No estudo as empresas Chevron, Coats Engineering Inc., GeoQuest, LandMark, Phillips Petroleum, Roxar, StreamSim, TotalFinaElf, e University of New South Wales foram solicitadas para fazer o *upscaling* do modelo geológico de malha fina descrito acima. Algumas empresas rodaram totalmente o modelo geológico de malha fina:

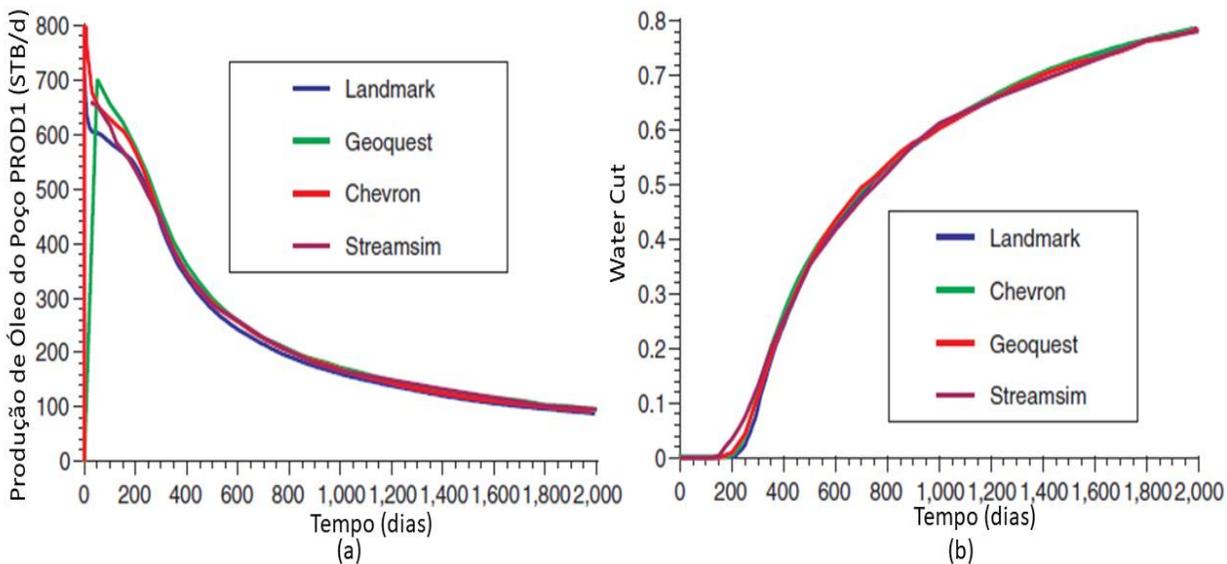
- Chevron: rodou o modelo de malha fina no seu simulador *in house*, o CHEARS, nas suas versões paralela e sequencial.
- GeoQuest: rodou o modelo de malha fina no FRONTSIM;
- Landmark: o modelo geológico foi rodado no VIP;
- Streamsim: rodou o modelo geológico de malha fina no 3DSL;
- TotalFinaElf: rodou o modelo geológico de malha fina no 3DSL.

As empresas Landmark e Chevron fizeram as simulações do modelo de malha fina em simuladores paralelos. GeoQuest e a Streamsim rodaram códigos simplificados. A TotalFinaElf usou o 3DSL assim como a Streamsim, obtendo os mesmos resultados.

Os resultados destas simulações são apresentados nas Figuras 4-9 e 4-10. Note que as empresas apresentaram resultados muito similares para a simulação do modelo de malha fina. Contudo, os resultados relacionados a tempo de CPU gastos para rodar as simulações não são mostrados no estudo de CHRISTIE e BLUNT (2001). Isto dificulta uma análise mais profunda do modelo.



**Figura 4-9: Resultados do Modelo 2 (refinado) para produção de óleo do campo (a) e pressão média do campo (b). Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**



**Figura 4-10: Resultados do Modelo 2 (refinado) para a produção de óleo (a) e *Water Cut* (b) do poço Produtor 1. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

**Tabela 4-2: Participantes e seus respectivos simuladores, grids e quantidade total de células de cada simulação. Elaborado a partir de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

<b>Companhia</b>	<b>Simulador</b>	<b>Grid</b>	<b>Células</b>
Chevron	CHEARS	Malha Fina	1.100.000
		22x76x42	70.000
Coats Engineering	Sensor	30x55x85	141.000
		10x20x10	2.000
		3x5x5	75
GeoQuest	Frontsim	Malha Fina	1.100.00
	Eclipse	15x55x17	14
Landmark	VIP	Malha Fina	1.100.000
		5x11x17	935
Philips Petroleum	Sensor	11x19x11	2300
Roxar	Nextwell	15x55x22 (Mais Ref. Local)	40.000
Streamsim	3DSL	Malha Fina	1.100.000
		30x110x85	280.000
		60x220x17	224.000
		30x110x17	56.000
		12x44x17	9.000
TotalFinalElf	3DSL	Malha Fina	1.100.000
	Eclipse	10x37x13	4.800

Quanto aos resultados obtidos no *Upscaling*, duas maiores abordagens foram seguidas por todas as empresas:

- Ajuste do Histórico usando informações da malha fina para ajustar pseudo-funções;
- Métodos de *upscaling standards*.

A Landmark, Phillips, e a Coats usaram informações de malha fina para determinar as pseudo-funções. Os demais usaram *upscaling* monofásico em combinação com técnicas de *upgridding* monofásico. A tabela 4-2 mostra os diferentes tamanhos de malha que foram usados por cada empresa. As metodologias empregadas (tabela 4-3) são resumidas abaixo:

- **LandMark:** rodou o modelo de malha fina. Usou *upscaling* baseado em fluxo monofásico para gerar um modelo de 5x11x17. Usou os resultados da malha fina para obter curvas de permeabilidade relativa usando o ajuste automático do histórico.
- **Coats:** Optou pelo *upscaling* do modelo de malha fina de 60x220x85 para malha 30x55x85 e 10x20x10. Para a primeira malha foi feito um *upscaling* baseado fluxo monofásico, e para as outras foram feitos ajustes do automático do histórico para gerar permeabilidades relativas.
- **Phillips:** Da malha de 60x220x85, criou uma malha intermediária de 31x55x85 através de um método baseado em fluxo monofásico, que substituiu a fina. Os resultados da simulação deste modelo foram usados para gerar um modelo de malha grossa *upscaled* para a dimensão 11x19x11. Um ajuste do histórico foi feito para criar as curvas de permeabilidade relativa.
- **Chevron:** O *upscaling* foi realizado usando o método de fase simples e um *upgridding* em uma malha de 22x76x42.
- **TotalFinaElf:** Usou um software para realizar o *upgridding* para uma malha de dimensão 10x37x13. Fez um *upscaling* usando método baseado em fluxo monofásico.
- **GeoQuest:** Usou um modelo de malha grossa de 15x55x17 e fez um *upscaling*. Usou para permeabilidade os seguintes métodos:
  - Aritmética-Harmônica;
  - Harmônica-Aritmética;
  - Lei de Potência;
  - Método baseado em fluxo monofásico (condições de contorno não-fluxo);
  - Método baseado em fluxo monofásico (condições de contorno de fluxo linear);
  - Permeabilidade meio-bloco.
- **StreamSim:** Usou método analíticos. Primeiro usou média aritmética para gerar uma malha de 60x220x17 da malha fina original e, então, usou essa malha para gerar novas usando a média aritmética.
- **Roxar:** Tensor Diagonal.

**Tabela 4-3: Metodologias empregadas por cada empresa para o *Upscaling* do Modelo 2. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

<b>Companhia</b>	<b>Método de Upscaling</b>	<b>Tamanho do Modelo Final</b>
GeoQuest	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aritmética-Harmônica</li> <li>2. Harmônica-Aritmética</li> <li>3. Lei de Potência</li> <li>4. Baseado no Fluxo - Condição de Não-fluxo</li> <li>5. Baseado no Fluxo - Condição Linear</li> <li>6. Permeabilidade Meio-Bloco</li> </ol>	15x55x17 (14.025 células)
Landmark	Baseado no Fluxo, Regressão para Permeabilidades Relativas	5x11x17 (935 células)
Roxar	Tensor Diagonal	15x55x22 (39.990 células - células globais mais refinamento local)
Streamsim	Medias Geométricas	12x44x17 (8.976 células) 30x110x17 30x110x85 60x220x17 60x220x85
Phillips	<i>Upscaling</i> Monofásico até Grid Intermediário, Regressão para Permeabilidades Relativas até o Modelo Final	11x19x11 (2.299 células)
TotalFinalElf	<i>Upgridding</i> e Baseado no Fluxo com Condição de Não-Fluxo	10x37x13 (4.810 células)
Coats	Baseado no Fluxo, Regressão para Permeabilidades Relativas	30x55x85 10x20x10 (2.000 células) 3x5x5
Chevron	<i>Upgridding</i> e Baseado no Fluxo	22x76x42 (70.224 células)

#### 4.4.1. Resultados do *Upscaling*

São apresentados resultados de três grupos de soluções para o *upscaling*:

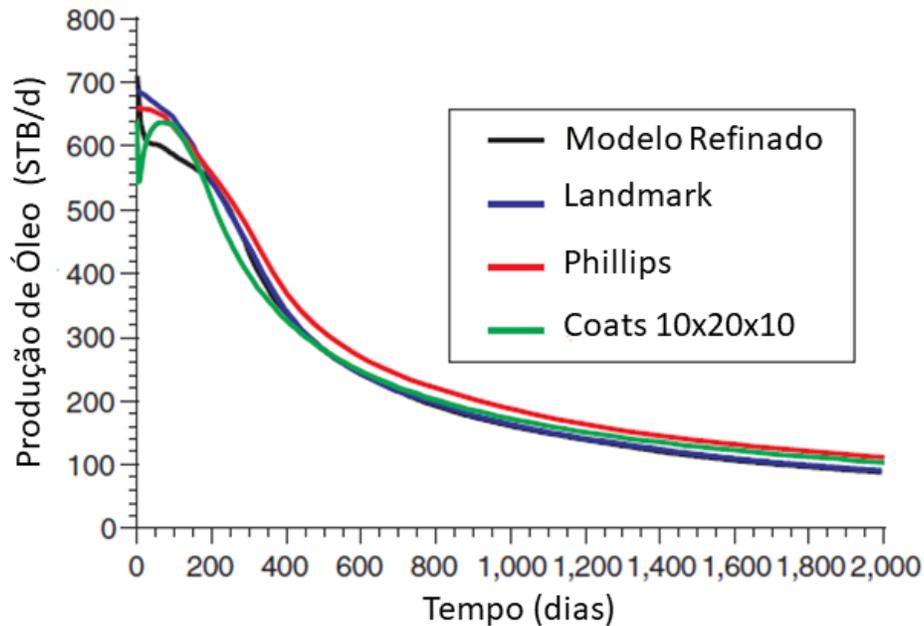
- Pseudo – Soluções de *upscaling* que usaram métodos envolvendo alguma forma de pseudo-funções, isto é, *upscaling* de permeabilidade relativas. As empresas que desenvolveram estas soluções foram: Phillips Petroleum; LandMark e Coats.
- Não-Pseudo – Soluções que não usaram nenhum método envolvendo pseudo-funções, isto é não houve nenhum *upscaling* da permeabilidade relativa. As empresas que desenvolverem estas soluções foram: TotalFinaElf; StreamSim; Roxar; Chevron; GeoQuest e Roxar.
- Monofásicos/Analíticos – Soluções usando métodos numéricos monofásicos ou métodos analíticos. As empresas que desenvolveram estes métodos foram: GeoQuest; LandMark; StreamSim; Phillips; TotalFinaElf; Coats e Chevron.

Os parâmetros usados para verificar os métodos de *upscaling* testados:

1. Taxa de produção de óleo do Produtor 1;
2. Corte de água do Produtor 1;
3. Produção acumulada de óleo do Produtor 1;
4. Taxa de produção de óleo do Produtor 3;
5. Corte de água de Produtor 3;
6. Pressão média do campo.

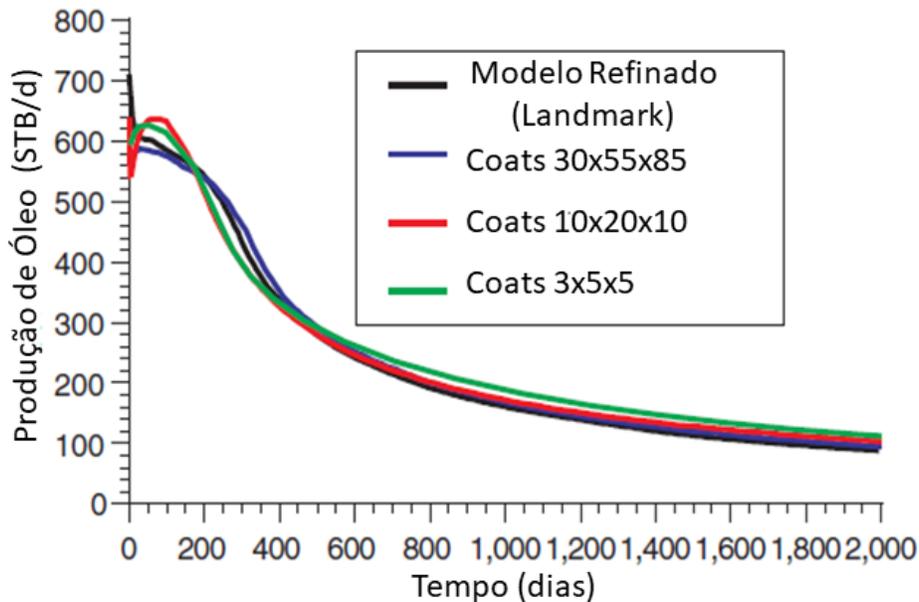
A seguir, serão mostrados aqui os resultados mais significativos apresentados em CHRISTIE e BLUNT (2001).

A Figura 4-11 mostra os resultados das simulações dos modelos de malha grossa com *upscaling* das permeabilidades relativas para taxa de óleo do produtor 1. Ao lado dos resultados obtidos com as malhas grossas, está o resultado obtido com o modelo de malha fina rodado pela LandMark. Notar que todas as curvas são muito próximas depois do dia 200.



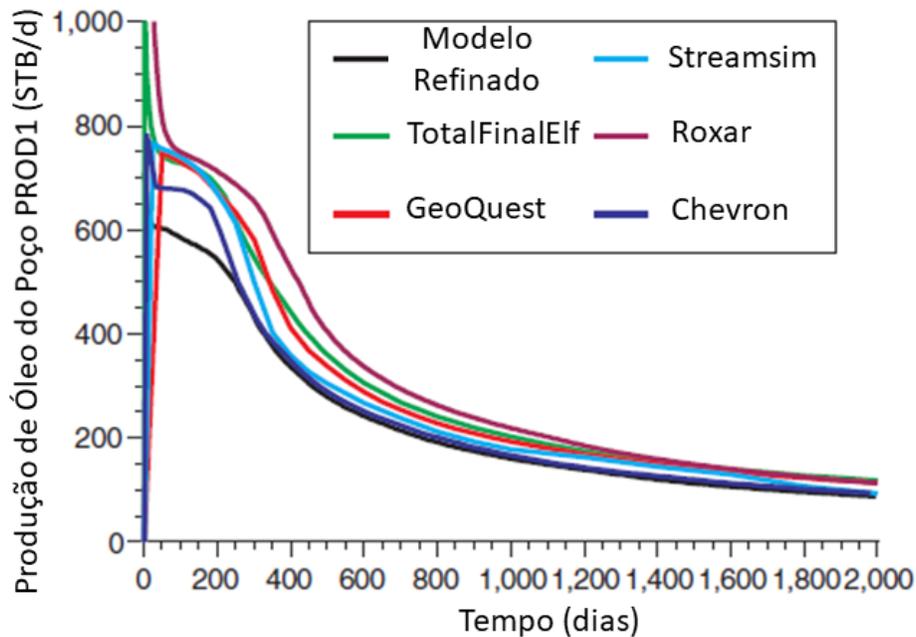
**Figura 4-11: Curvas de Produção para o poço Produtor1 após o *upscaling* do modelo 2. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

A Figura 4-12 mostra as diferentes malhas geradas pela Coats, a partir da malha intermediária. Todos os resultados são muito bons até antes do dia 200.



**Figura 4-12: Curvas de Produção para o poço Produtor1 após o *upscaling* elaboradas pela empresa Coats para o modelo 2. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

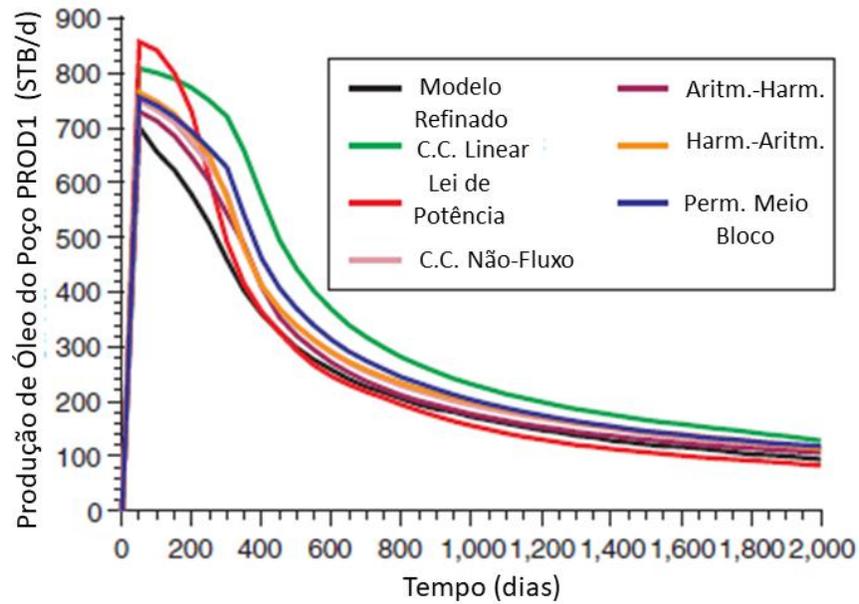
A Figura 4-13 mostra uma comparação dos métodos onde a permeabilidades relativas foram inalteradas. O método da Chevron foi melhor que os outros. Aqui é mostrado como o *upscaling* da permeabilidade relativa da malha fina pode ter um impacto importante na construção do modelo de malha grossa.



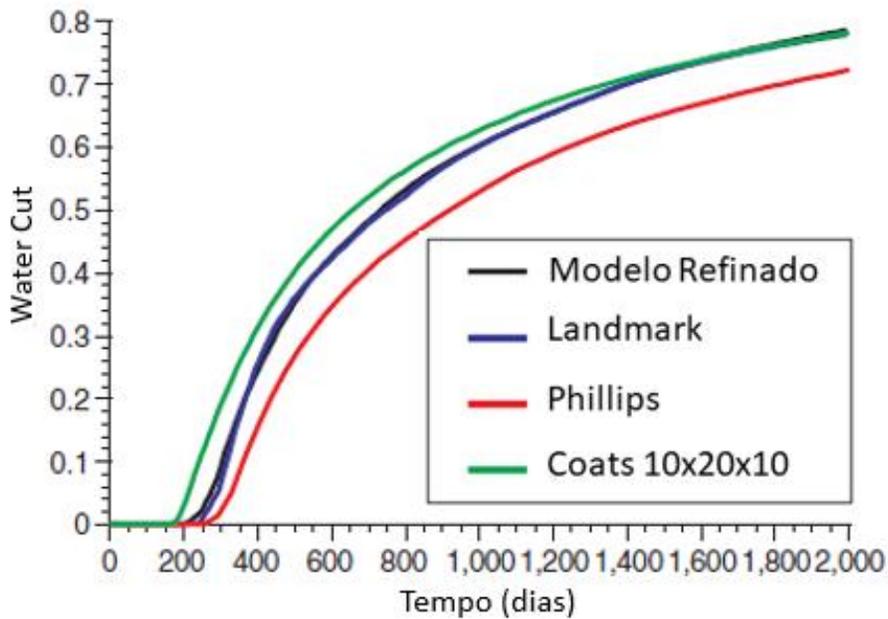
**Figura 4-13: Comparação das curvas de taxa de óleo do Produtor 1 de modelos não-pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

A Figura 4-14 mostra o desempenho dos resultados da GeoQuest em relação a comparação de diferentes metodologias de *upscaling* sobre a mesma malha grossa de 15x55x17. Pode-se notar que a média aritmética-harmônica mostra o melhor desempenho.

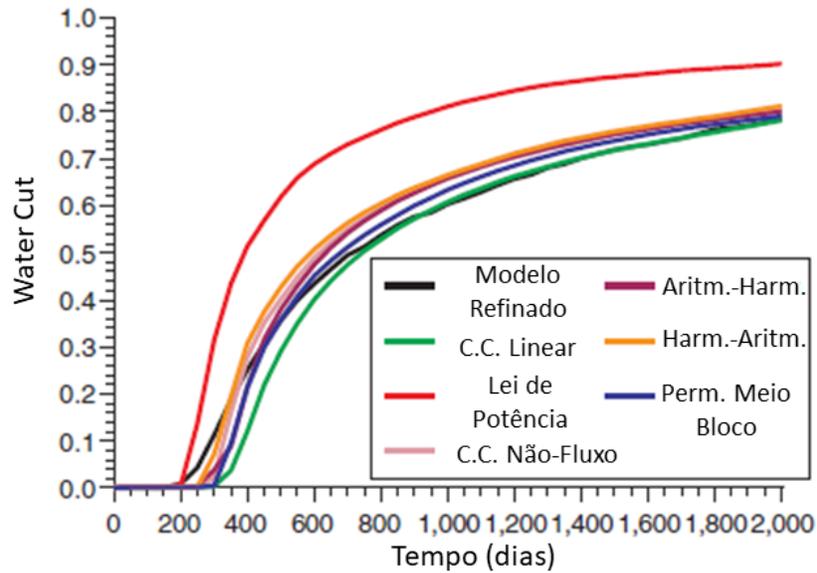
As figuras 4-15 e 4-16 mostram resultados do corte d'água (*water cut*) obtido no poço Produtor 1. A primeira contém as curvas das empresas que estimaram as pseudo-funções de permeabilidade relativa. A última mostra a diferença nas previsões de acordo com o método de *upscaling* escolhido de acordo com os resultados submetidos pela empresa GeoQuest. O método de lei de potência apresentou o pior resultado, enquanto que o emprego de condições de não-fluxo e média aritmética-harmônica gerou bom desempenho.



**Figura 4-14: Variação da taxa de petróleo do Produtor 1 para métodos analíticos e numéricos de *upscaling* monofásico para uma malha grossa fixa. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

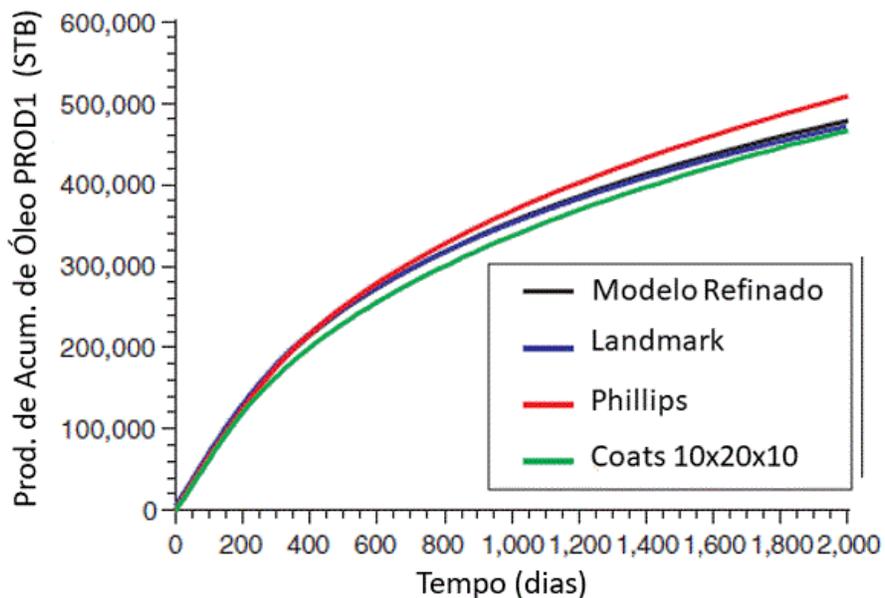


**Figura 4-15: Comparação das curvas de *water cut* do Produtor 1 de modelos usando peudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**



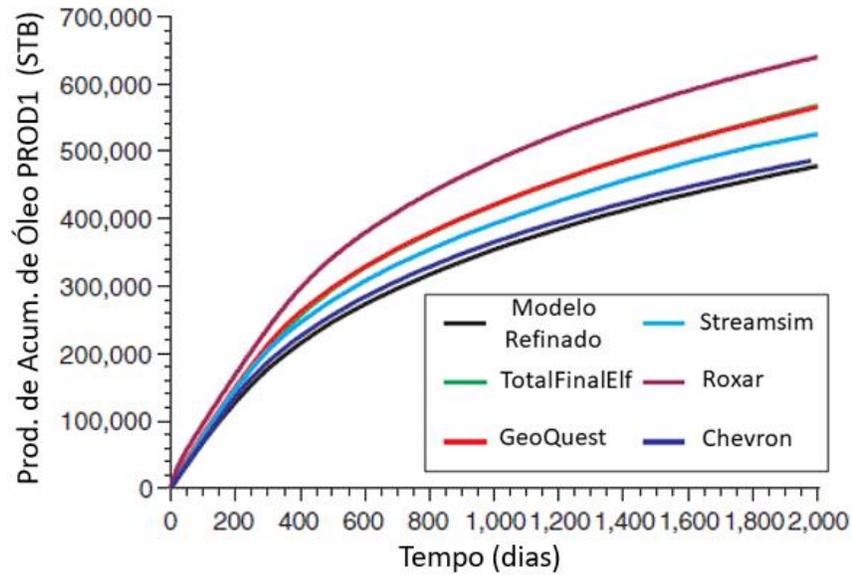
**Figura 4-16: Variação das curvas de *water cut* do Produtor 1 de modelos usando métodos de *upscaling* monofásico com malha grossa fixa. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

A Figura 4-17 mostra uma comparação dos resultados dos métodos baseados no *upscaling* da permeabilidade relativa para a produção acumulada de óleo do poço Produtor 1.

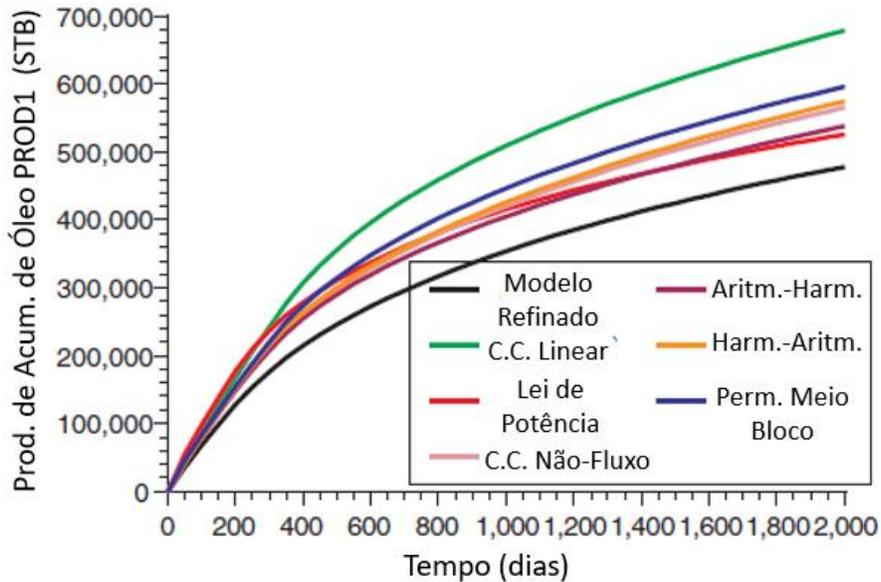


**Figura 4-17: Variação das curvas de produção acumulada de óleo do Produtor 1 de modelos usando pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

A Figura 4-18 mostra uma comparação dos resultados dos métodos que não fizeram *upscaling* da permeabilidade relativa para a mesma função da figura anterior. A Figura 4-19 mostra uma comparação dos resultados dos diferentes métodos numéricos monofásicos e analíticos com a mesma malha grossa.

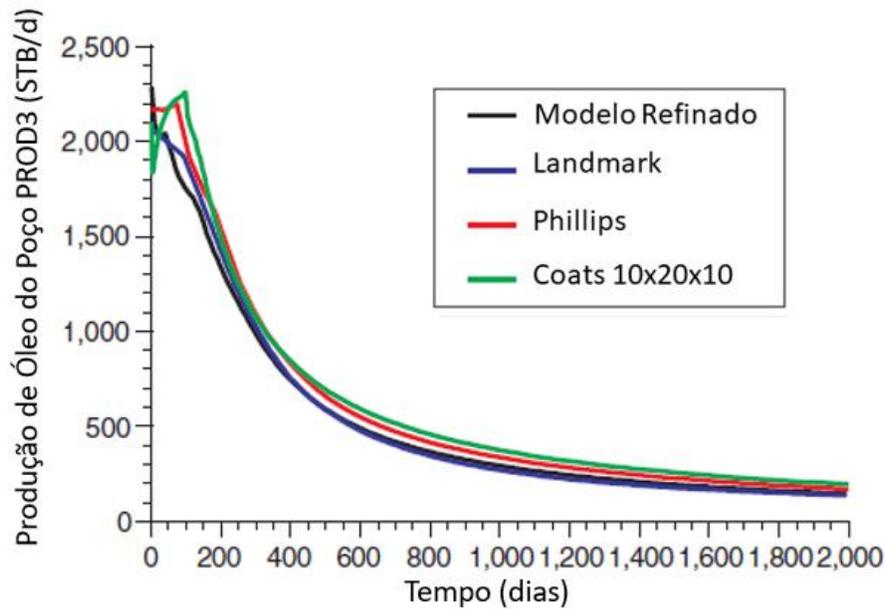


**Figura 4-18: Variação na produção acumulada de óleo do Produtor 1 para abordagens não-pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

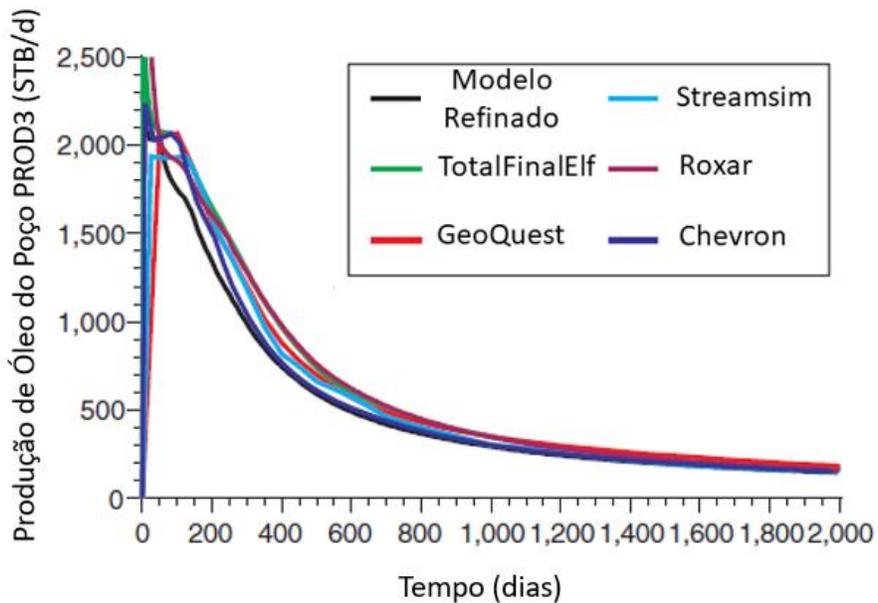


**Figura 4-19: Variação da produção acumulada de óleo do produtor 1 de acordo com diferentes métodos de *upscaling* monofásicos e analíticos com malha grosseira fixada. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

As figuras 4-20 e 4-21, mostram as produções de óleo do Produtor 3 para modelos que usaram pseudos e não-pseudos, respectivamente. Notar os bons resultados obtidos pelos modelos construídos com o *upscaling* da permeabilidade relativa.

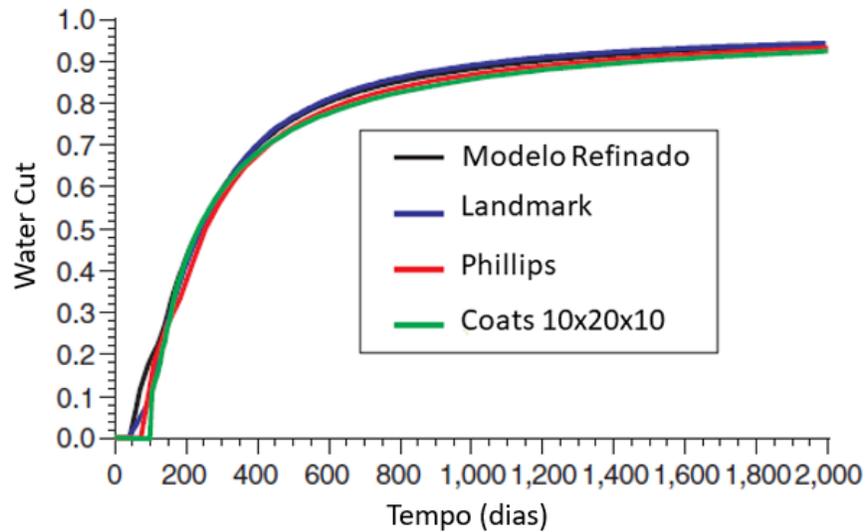


**Figura 4-20: Comparação dos resultados dos modelos usando pseudos para a taxa de produção de óleo do Produtor 3. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**



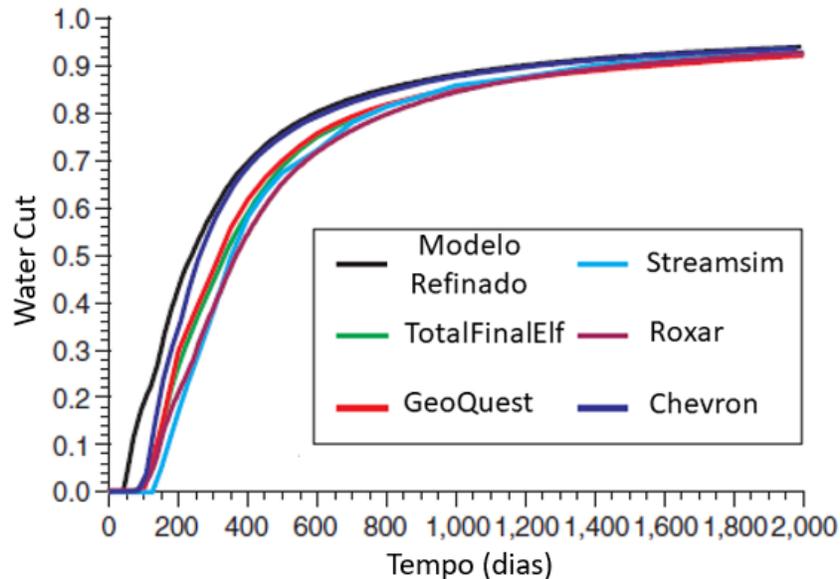
**Figura 4-21: Comparação dos resultados da taxa de produção de óleo do Produtor 3 para modelos não-pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

A Figura 4-22 mostra curvas de *water cut* do Produtor 3 obtidas de modelos usando pseudos.



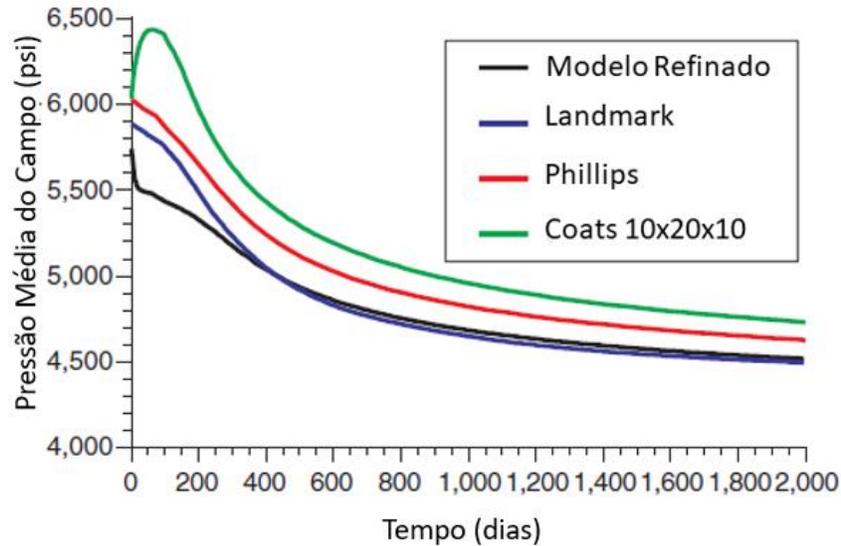
**Figura 4-22: Comparação dos resultados do corte d'água do Produtor 3 para modelos com pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

A figura 4-23 mostra os resultados do corte d'água do Produtor 3 para modelos sem *upscaling* da permeabilidade relativa. Note nestes casos que a Chevron sempre tem bom desempenho.

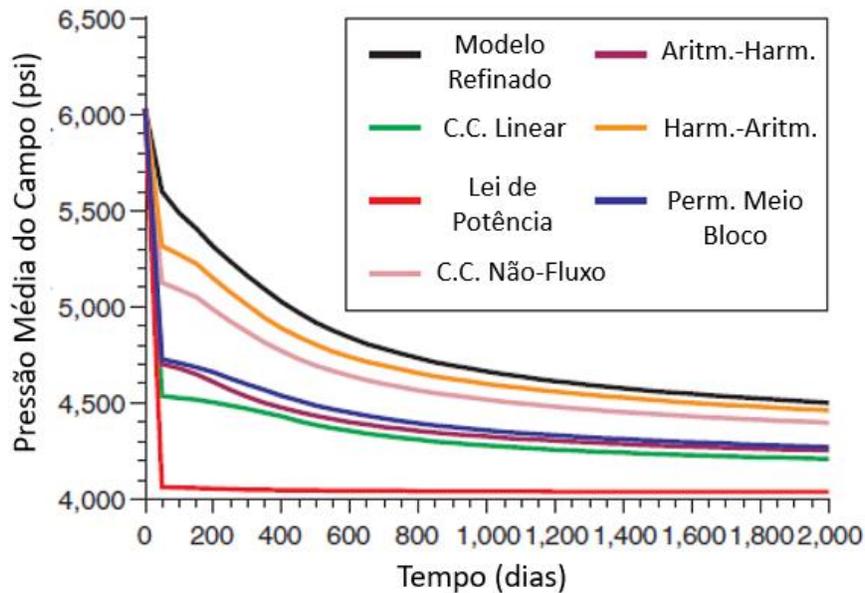


**Figura 4-23: Comparação dos resultados do corte d'água do Produtor 3 para modelos não-pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

A figura 4-24 expõe os resultados obtidos para a pressão média do campo dos modelos que estimaram novas permeabilidades relativas, sendo que a Landmark apresentou os melhores resultados. A figura 4-25 compara as curvas de pressão média obtidas de modelos com diferentes métodos de *upscaling* monofásico.



**Figura 4-24: Comparação dos resultados de pressão média do campo para modelos com pseudos. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**



**Figura 4-25: Comparação dos resultados de pressão média do campo para diferentes métodos de *upscaling* monofásico com um tamanho fixo de malha. Modificado de CHRISTIE e BLUNT (2001).**

#### 4.4.2. Discussão

Pode ser notado, em todos os casos, que os modelos com *upscaling* da permeabilidade relativa obtiveram melhores resultados. Eles apresentaram sempre uma faixa de resultados próximos aos resultados obtidos com o modelo de malha fina. Entre os métodos monofásicos, aqueles com condição de contorno não-fluxo, no geral, apresentaram melhores resultados. Os métodos monofásicos com condições de contorno linear não tiveram bons resultados.

Esse estudo é muito interessante uma vez que toda a discussão apresentada anteriormente neste capítulo pode ser analisada. Como exemplo, verifica-se que os métodos analíticos sempre apresentam um desempenho inferior aos métodos numéricos. Além disso, pode-se notar que a escolha das condições de contorno para os métodos monofásicos é muito importante. Ainda é possível notar que a condição de contorno linear teve um desempenho inferior a condição de contorno não-fluxo.

## 5. Conceitos de Simulação de Reservatórios

Simuladores de Reservatórios nada mais são do que ferramentas para solucionar, através de métodos numéricos e com auxílio de computadores, o problema físico-matemático que representa o escoamento de fluidos em meios porosos e para o poço.

Um reservatório de óleo e/ou gás pode ser produzido somente uma vez, enquanto um modelo de simulação de reservatórios pode ser realizado inúmeras vezes em um curto período de tempo e com um custo pequeno. A partir do simulador, além de previsões da produção, obtém-se a resposta do modelo em diferentes condições de produção, auxiliando na escolha do cenário ótimo (OLDENZIEL, 2003). Nesse contexto, é fácil perceber que a simulação de reservatórios representa uma ferramenta importantíssima para o engenheiro.

Além da simulação numérica, há outros métodos empregados para estimar características e prever o comportamento de reservatórios. Análises de curvas de declínio e a equação de balanços de materiais são exemplos disso, como é possível verificar em ROSA *et al.* (2006). Contudo, a simulação numérica consegue incorporar da melhor maneira tanto os dados geológicos (levando em conta aspectos como heterogeneidade e anisotropia do meio), como dos fluidos e de produção.

Uma vez desenvolvido o modelo geológico (a partir de dados obtidos na fase exploratória) e realizado seu *upscaling* como descrito nos capítulos anteriores é então possível construir um modelo de simulação que permitirá incorporar as características de escoamento dos fluidos para simulação.

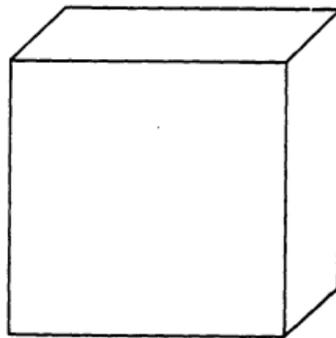
### 5.1. Análise Inicial

ODEH (1969), apresenta-nos a simulação de reservatórios como hoje a conhecemos. Antes de tudo, é preciso construir o modelo de simulação propriamente dito, assim como incorporar os dados disponíveis. Cabe destacar que, quanto maiores a quantidade e qualidade dos dados, mais confiável será o estudo.

Para entendermos melhor o conceito de discretização do domínio do reservatório em uma malha para simulação, podemos partir de um caso mais simples como um reservatório relativamente homogêneo. Nele suas propriedades básicas, como porosidade e permeabilidade, podem ser aproximadas por seus valores médios sem grande impacto na qualidade do resultado.

Uma vez assumidos valores médios para tais parâmetros, um balanço de materiais pode ser realizado comumente para calcular pressão média, tempo e comportamento da produção. Esse balanço é formulado da seguinte maneira: a diferença entre o óleo inicialmente presente no reservatório e o óleo presente em dado momento da produção resulta na produção acumulada de óleo.

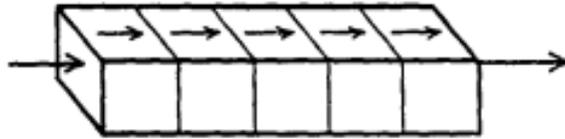
Tal modelo é classificado como zero dimensional dado que as propriedades do fluido, da rocha e os valores de pressão não variam no espaço. Essa simplificação é conhecida como o modelo de tanque (figura5-1), uma vez que o reservatório é considerado como uma caixa. Seu entendimento é importante já que o modelo tanque representa o bloco básico dos simuladores de reservatórios.



**Figura 5-1: Modelo tanque (“zero dimensões”). ODEH (1969).**

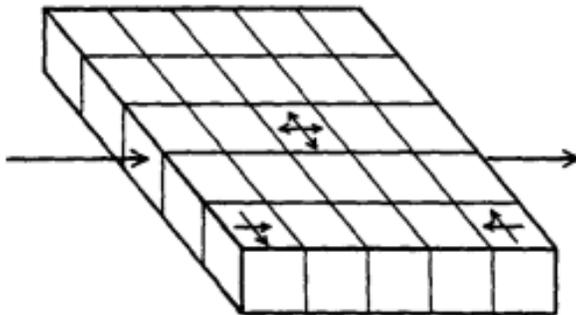
Incrementando este modelo podemos visualizar o domínio como dois tanques onde cada um representa uma litologia, podendo adquirir propriedades distintas. O interessante desta análise é que podemos incluir a migração de fluido entre uma célula e outra. Neste cenário o comportamento dos fluidos em cada bloco continua sendo descrito pelo balanço de energia e a transferência do fluido entre cada unidade é obtida pela Lei de Darcy. Este modelo é chamado de

modelo unidimensional, porque consiste de mais de uma célula em uma única direção (vide figura 5-2).



**Figura 5-2: Modelo unidimensional. ODEH (1969).**

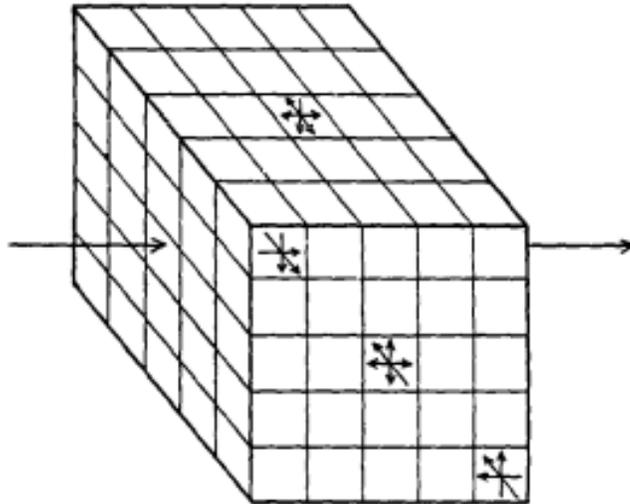
Se continuarmos com a mesma lógica chegaremos na classificação de modelo com duas e três dimensões (respectivamente figuras 5-3 e 5-4). Independentemente do número de dimensões, o problema é, em síntese, resolvido da mesma maneira descrita anteriormente, com o balanço de material para fluxo no interior das células e pela Lei de Darcy entre as células.



**Figura 5-3: Modelo bidimensional. ODEH (1969).**

De acordo com a dimensão do modelo, cada célula se relaciona com duas, quatro ou seis outras células. Malhas cartesianas são as mais utilizadas por sua versatilidade de aplicação na engenharia de reservatórios. Entretanto, em algumas situações ela não é a mais indicada, como por exemplo próximo ao poço, uma vez que a geometria de fluxo é mais semelhante a radial. Outro caso que ilustra a necessidade de uma malha diferente da cartesiana é quando se deseja modelar a formação de cones de água e gás em um poço produtor, onde se utiliza uma malha  $r/z$  para melhor se adequar à geometria local.

Um ponto interessante a se destacar é que, em regiões onde o gradiente de pressão é crescente, como em direção ao poço, é usual realizar um refino da malha, o que representa diminuir o tamanho das células conforme esse gradiente aumenta, gerando um resultado mais preciso. Ou seja, o tamanho das células que compõem a malha não é necessariamente constante.



**Figura 5-4: Modelo tridimensional. ODEH (1969).**

## **5.2. Tipos dos simuladores de fluxo**

A escolha do simulador de fluxo precisa ser realizada com cautela, devendo-se respeitar as características do escoamento e representar o tipo de hidrocarboneto e fases presentes bem como levar em consideração a quantidade e a qualidade dos dados disponíveis

A classificação é realizada normalmente de acordo com três características básicas: número de dimensões (unidimensional, bidimensional ou tridimensional), de acordo com o tratamento matemático

### **5.2.1. Classificação de acordo com o número de dimensões**

Uma explicação da classificação quanto ao número de dimensões do modelo já foi abordada no início deste capítulo. Levando em consideração sua simplicidade, não cabe aqui ser repetida.

Importa apenas mencionar que o modelo de simulação mais utilizado é o bidimensional, tanto em sua forma horizontal e vertical, quanto na radial, uma vez que modela diversos cenários da indústria sem exigir o esforço computacional de uma malha 3D, por exemplo.

### **5.2.2. Classificação de acordo com o tratamento matemático**

Em relação à maneira pela qual o comportamento físico e as características de desempenho são tratadas matematicamente, destacam-se os seguintes simuladores:

#### **5.2.2.1. Modelo *Black-Oil***

Este modelo, também conhecido como volumétrico, aborda funções da pressão e da temperatura do reservatório em seu tratamento matemático. A hipótese fundamental desse modelo é de que a composição química dos fluidos no reservatório permanece constante. Desse modo, cada uma das fases presentes no reservatório pode ser tratada como um único componente, não acontecendo transferência de massa entre os mesmos. Ou seja, o óleo, por exemplo, é considerado como uma fase composta por um único elemento. Cabe ressaltar que esse modelo é uma simplificação da realidade, uma vez que o óleo é constituído de uma grande variedade de hidrocarbonetos.

É o modelo mais empregado na indústria, podendo ser utilizado em casos de óleos com pouca ou baixa volatilidade ( $^{\circ}\text{API} < 40$ ), reservatórios com aquíferos, reservatórios de gás seco, entre outros. Na ocorrência de escoamento bifásico, teremos duas equações diferenciais (uma para cada componente). Analogamente, na ocorrência do escoamento de três fases, o modelo utilizará de três equações diferenciais.

#### **5.2.2.2. Modelo Composicional**

Como o próprio nome sugere, esse modelo leva em conta, além das funções de temperatura e pressão, a composição das fases presentes no reservatório. O óleo e o gás, agora, não são tratados como componentes únicos, mas sim como a mistura de carbonetos que realmente são. No lugar de

trabalhar com cada cadeia de carbono ( $C_1, C_2 \dots C_n$ ), agrupam-se os hidrocarbonetos em um número reduzido de pseudocomponentes ( $C_1, C_2-C_6, C_{7+}$ ), de acordo com o tamanho de sua cadeia e a necessidade do estudo, dado que trabalhar efetivamente com cada elemento demandaria um esforço computacional inviável para a simulação.

São utilizados para modelar casos mais complexos, como em reservatórios de gás condensado, na presença de óleos muito voláteis, métodos químicos e miscíveis de recuperação avançada, entre outros. A modelagem é bem mais complexa, dado que, para cada pseudocomponente, é preciso realizar o balanço de massa e de equilíbrio químico.

### 5.2.2.3. Modelo Térmico

Este modelo é utilizado quando é necessário levar em conta os efeitos de variação de temperatura e transferência de calor no reservatório, como na aplicação de métodos térmicos de recuperação secundária. Tratam-se de situações complexas, necessitando também de abordagem composicional.

### 5.2.3. Classificação de acordo com o número de fases

Os simuladores de reservatórios podem também ser classificados como:

1. **Modelo monofásico:** um modelo é classificado como monofásico quando aborda a presença de apenas uma fase na simulação do reservatório, sendo que a escolha dessa fase (água, óleo ou gás) depende do objetivo deste modelo.
2. **Modelo bifásico:** um modelo é considerado bifásico quando leva em conta duas fases presentes no reservatório. A escolha das duas fases é comumente empregada da seguinte maneira: em um reservatório de óleo selecionam-se o óleo e a água, já em um reservatório de gás as fases escolhidas são a água e o gás.
3. **Modelo trifásico:** em um modelo trifásico todas as três fases (água, óleo e gás) são incluídas na simulação, tornando o simulador mais completo.

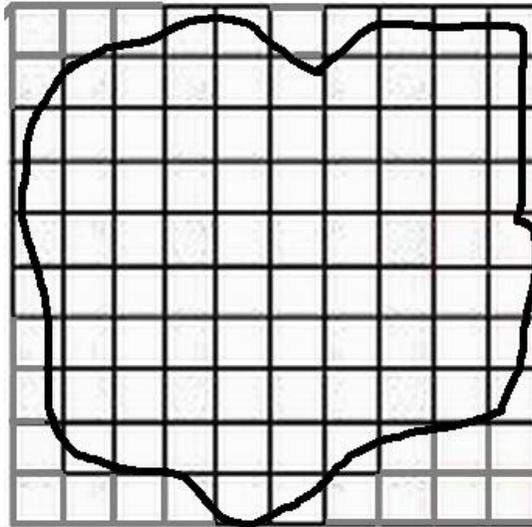
Para concluir, é importante ressaltar que, quanto maior o número de componentes, fases e fenômenos modelados, maior o número de equações e, conseqüentemente, maiores a complexidade e o custo/tempo computacional requeridos. Assim, a definição do tratamento matemático adequado é fundamental para modelar corretamente o problema de forma viável à simulação.

### **5.3. Coleta de dados e preparação do modelo numérico**

Depois da escolha de um tipo de modelo de simulação a ser usado no estudo. O próximo passo é dividir o reservatório em um número de células. Isto é, dado o alto grau de heterogeneidade de uma rocha reservatório, é preciso discretizar o domínio, atribuindo valores às propriedades em diferentes regiões da mesma uma simplificação dessa malha pode ser observada na figura 5-5 a seguir. O mais comum é dividir o reservatório em volumes menores, como mencionado na seção anterior, respeitando a geometria do mesmo e o tipo de simulador escolhido. A seguir, atribui-se a cada célula propriedades da formação rochosa e dos fluidos, tais como:

- Propriedades da rocha – permeabilidade absoluta, porosidade, permeabilidade relativa, pressão de capilaridade, entre outras;
- Geometria – profundidade, espessura, e localização dos poços (inicialmente localizar os poços no centro das células);
- Distribuição inicial dos fluidos – Saturações de óleo, água e gás, as pressões da célula no início da simulação;
- Propriedades dos fluidos – Dados PVT iniciais;
- Uma análise compatibilidade destes dados deve ser realizada.

A determinação dessas e outras propriedades ao longo do reservatório é cercada de dificuldades, visto que há uma pequena quantidade de amostras em relação ao todo, e envolve extenso tratamento de dados. Vale ressaltar que, quanto mais tempo gasto na análise dos dados, menos simulações serão necessárias.



**Figura 5-5: Discretização do domínio.**

A determinação dessas e outras propriedades ao longo do reservatório é cercada de dificuldades, visto que há uma pequena quantidade de amostras em relação ao todo, e envolve extenso tratamento de dados. Vale ressaltar que, quanto mais tempo gasto na análise dos dados, menos simulações serão necessárias.

Inserem-se, então, as condições inicial e de contorno. A condição inicial consiste da distribuição de pressão e de saturação de fluidos no reservatório antes do início da produção. As condições de contorno se relacionam com o sistema de coordenadas adotado, sendo necessárias duas para cada direção ortogonal. Elas descrevem o comportamento nas fronteiras do reservatório, representando os principais mecanismos de produção. Podem ser classificadas como de primeiro tipo, informando pressão conhecida (prescrita) na fronteira, ou de segundo tipo, explicitando ausência ou ocorrência de fluxo na mesma.

Por fim, necessita-se de um planejamento de produção e um índice de produtividade ou valor de *Skin* (quando há dano ou estímulo) para cada poço (ODEH, 1969), ou seja, suas condições de produção. Enquanto que em soluções analíticas se incluem essas informações através de uma condição de contorno interna, nas soluções numéricas normalmente as incorporamos através de um termo fonte, presente somente nas células onde se encontra cada um dos poços. Esses

parâmetros de produção nos fornecem características restritivas do nosso sistema, como a vazão de trabalho dos separadores de superfície e a pressão mínima necessária no fundo do poço.

## 5.4. Equacionamento

Para equacionar um processo físico é necessário seguir um certo conjunto de etapas, com o intuito de abranger todas as equações pertinentes ao modelo. Elas podem ser descritas como: aplicar leis básicas ao volume de controle (célula), descrever o fenômeno de transporte matematicamente e utilizar equações de estado.

### 5.4.1. Leis básicas

Deve-se equacionar o problema e definir hipóteses para sua solução, o que varia de acordo com o tipo de simulador. As leis básicas geralmente utilizadas na sua formulação são:

- Lei de conservação de massa;
- Lei de conservação de energia (energia térmica);
- Lei de conservação de “momentum”.

### 5.4.2. Fenômenos de transporte

É necessário incluir equações descrevendo os fenômenos de transporte considerados, variando, também, com a escolha do simulador. No fluxo de fluidos em meios porosos, as mais importantes são:

1. **Lei de Darcy:** é utilizada para descrever o fluxo viscoso em meios porosos. Parte das hipóteses de escoamento laminar e incompressível, relacionando a velocidade do fluido com o seu gradiente de pressão. Para o escoamento monofásico e unidimensional, esta lei é dada pela seguinte expressão:

$$v_x = -\frac{k_x}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (5-1)$$

Onde  $u_x$  é a velocidade de escoamento do fluido na direção  $x$  através de um meio poroso,  $k_x$  é a permeabilidade do meio na direção  $x$ ,  $\mu$  é a viscosidade e  $P$  é a pressão do fluido (ROSA *et al.*, 2006).

- 2. Lei de Forchheimer** no caso de fluxo de gases, é comum o regime de fluxo se tornar turbulento, impossibilitando, assim, sua correta representação pela lei de Darcy. Emprega-se, então, a lei de Forchheimer. Para o escoamento monofásico e unidimensional, ela é dada por:

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mu}{k_x} v_x - \beta \rho v_x^2 \quad (5-2)$$

Onde  $v_x$  é a velocidade de escoamento do fluido através de um meio poroso na direção  $x$ ,  $k_x$  é a permeabilidade do meio na direção  $x$ ,  $\mu$  é a viscosidade,  $P$  é a pressão do fluido,  $\rho$  é a massa específica do fluido e  $\beta$  é o coeficiente de fluxo não-Darcyano (ROSA *et al.*, 2006).

Para considerar o efeito do escoamento multifásico é necessário multiplicar a permeabilidade pela permeabilidade relativa do meio ao fluido em questão, obtendo-se a chamada permeabilidade efetiva. É possível, também, trabalhar com o potencial de fluxo do fluido, de modo que se inclua tanto a componente hidrostática da pressão como efeitos relacionados à compressibilidade do fluido:

$$\Phi = \int_{P_0}^P \frac{dP}{\gamma} + (z - z_0) \quad (5-3)$$

Temos que  $\Phi$  é o potencial de fluxo,  $\gamma$  é o peso específico do fluido,  $z$  é a altura em relação a um nível de referência arbitrário e  $P$  é a pressão atuante no nível  $z$ .

### 5.4.3. Equações de estado

Deve-se incluir ainda equações de estado apropriadas, de modo a obter equações diferenciais representativas do escoamento dos fluidos em meios porosos.

1. **Líquidos:** As relações normalmente empregadas no caso dos líquidos são derivadas da definição de compressibilidade isotérmica:

$$c = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (5-4)$$

Onde  $c$  é a compressibilidade isotérmica,  $\rho$  é a massa específica,  $V$  é o volume ocupado e  $p$  é a pressão.

2. **Gases:** no caso de gases, é comum aplicar a lei dos gases, tendo em vista o fator de compressibilidade para gases reais, dado por:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} \quad (5-5)$$

Onde  $\rho$  é a massa específica do gás,  $p$  é a pressão,  $M$  a massa molecular,  $Z$  o fator de compressibilidade,  $R$  é a constante universal dos gases e  $T$  a temperatura.

3. **Sólidos:** usa-se a chamada equação de compressibilidade efetiva para retratar o comportamento da formação (ROSA *et al.*, 2006):

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (5-6)$$

Onde  $c_f$  é a compressibilidade efetiva da rocha e  $\phi$  a porosidade.

Combinando-se as leis básicas, equações de fenômenos de transporte e de estado, formula-se uma equação diferencial parcial representativa do problema (ROSA *et al.*, 2006). Para o escoamento de fluidos em meios porosos, a mais empregada é a chamada Equação da Difusividade Hidráulica, que, considerando líquidos e assumindo escoamento laminar, monofásico e unidimensional, é dada por:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\mu \phi c_t}{k_x} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5-7)$$

Onde  $k_x$  é a permeabilidade do meio na direção  $x$ ,  $\mu$  é a viscosidade,  $p$  é a pressão do fluido,  $t$  é o tempo decorrido,  $\phi$  é a porosidade do meio e  $c_t$  é a chamada compressibilidade total, obtida a partir da compressibilidade e saturação dos fluidos e também da compressibilidade da formação.

Vale ressaltar que, além das equações aqui citadas, outras podem ser aplicadas considerando os fenômenos que se deseja simular e hipóteses assumidas. Para simuladores térmicos, por exemplo, o fenômeno de transferência de calor deve ser levado em conta. Nesse caso, o transporte de calor pode ocorrer por condução (expresso pela Lei de Fourier) ou por convecção (ROSA *et al.*, 2006).

É importante ter em mente que as equações previamente apresentadas consideram diversas hipóteses (fluxo monofásico, unidimensional, laminar) e não levam em conta a variação com a heterogeneidade e a anisotropia do meio. Quando formuladas matematicamente de maneira realista, obtemos equações ou sistemas de equações diferenciais parciais não lineares (ROSA *et al.*, 2006). As variáveis independentes seriam a localização e o tempo, enquanto que as dependentes seriam as pressões e as saturações dos fluidos, condicionadas às primeiras. Entre os parâmetros, temos: porosidade e permeabilidade, variando com a posição e a última também com a direção do escoamento; fatores volume-formação, viscosidade e razão de solubilidade, atreladas a cada fluido e sua respectiva pressão; e as permeabilidades relativas, ligadas à saturação de fluidos.

Dessa forma, é fácil perceber que o alto grau de complexidade e não-linearidade do problema nos impossibilita encontrar uma solução analítica, sendo necessário recorrer a métodos numéricos.

## **5.5. Métodos Numéricos de Solução**

Como ressaltado anteriormente, dada a alta complexidade do problema, o emprego de métodos numéricos para sua solução se faz imprescindível. Os métodos numéricos, por si só, apresentam características bem distintas das soluções analíticas, as quais importa destacar. Essas consistem de soluções exatas, diretas e contínuas no domínio, enquanto que os numéricos compreendem soluções aproximadas, sequenciais e discretas no domínio.

Entre os métodos mais empregados pelos *softwares* comerciais, temos o Método das Diferenças Finitas (FDM) e o Método de Volumes Finitos (FVM). A metodologia de ambos é parecida. Começam pela discretização do domínio e tratamento das não-linearidades, possibilitando a obtenção de um sistema linear de equações. Foca-se, então, na solução desse sistema e na sua análise de convergência, seguidas finalmente pelo tratamento de dados.

A representação das derivadas nos dois casos é realizada a partir do rearranjo da expansão em série de Taylor no ponto de interesse. As aproximações das primeiras derivadas podem ser ascendentes, descendentes ou centrais (de acordo com a direção da expansão em série), enquanto que para as derivadas segundas são utilizadas aproximações centrais.

A principal diferença entre os métodos citados está na forma de discretização do domínio adotada e na abordagem em relação às equações diferenciais.

No Método das Diferenças Finitas a malha criada é composta por uma quantidade finita de nós, e para cada um deles é obtida uma equação linear a partir da simplificação das equações diferenciais que governam o problema físico pela série de Taylor. Uma demonstração mais detalhada dessa simplificação pode ser encontrada em ROSA *et al.* (2006). Um problema deste método é que ele não determina o que existe entre esses nós.

Já no FVM, divide-se o reservatório em um número finito de volumes, assumindo-se que, dentro de cada um deles, as variáveis e os parâmetros pertencentes ao problema permanecem uniformes e são função apenas do tempo. Com essa hipótese é possível integrar as equações que dominam o problema físico dentro de cada um desses volumes bem como no tempo. Para maior aprofundamento na solução dessas equações diferenciais, vale consultar ROSA *et al.* (2006).

## **5.6. Simuladores Numéricos na Engenharia de Reservatórios**

O intuito deste capítulo, além de detalhar as etapas de uma simulação numérica de reservatórios, é também enfatizar a importância que tal ferramenta desempenha dentro da engenharia de reservatórios. Um simulador permite o estudo do reservatório e de seu desempenho

sob diversos cenários de produção para que se determine o melhor caso possível dadas as limitações impostas.

Além disso, os simuladores podem auxiliar na avaliação da implementação de métodos de recuperação secundária através de injeção de água e/ou gás, uma vez que nos proporcionam o comportamento do campo em determinadas situações. Outra aplicação de um simulador é prever a resposta do reservatório dependendo da localização dos poços de injeção e produção com o objetivo de otimizar suas posições. As etapas desenvolvidas em um estudo de reservatório serão discriminadas a seguir para uma melhor compreensão do processo como um todo.

### **5.6.1. Coleta e preparação de dados**

É necessário, para dar início a este procedimento, um levantamento de todos os dados disponíveis relacionados a geologia, propriedades dos fluidos e das rochas, produção e completação de cada um dos poços e uma posterior interpretação dos mesmos.

### **5.6.2. Construção do modelo numérico**

A etapa subsequente é composta pela discretização do reservatório, onde a malha (ou *grid*) de simulação será criada. Como este processo foi extensivamente abordado no presente capítulo, cabe citar aqui apenas uma síntese. Em cada uma das células dessa malha devem ser inseridas suas propriedades equivalentes, como permeabilidade, porosidade e espessura, por exemplo. Com isso, o *software* possui as informações necessárias para a simulação de fluxo.

### **5.6.3. Ajuste do histórico e previsão do desempenho**

Este processo será apenas resumido aqui uma vez que será abordado detalhadamente em um capítulo posterior. Neste passo deseja-se calibrar o modelo numérico desenvolvido para que ele represente, o mais próximo possível, a realidade a partir de informações de histórico de produção e de pressão. No ajuste, calcula-se o comportamento do reservatório, comparando-o ao histórico do campo. Parâmetros como porosidade e permeabilidade são manipulados até que a diferença

entre o modelo e o real atinja um valor mínimo aceitável; quando isso ocorre, o modelo numérico é dito confiável.

Uma vez ajustado o histórico, o modelo numérico pode ser empregado com o objetivo de prever o desempenho futuro do reservatório. Vale mencionar, entretanto que, como o comportamento do reservatório depende de inúmeros fatores, como porosidade, saturação dos fluidos presentes, espessura, entre outros, é possível que mais de uma combinação de tais fatores gere um ajuste satisfatório, isso é conhecido como não-unicidade. Devido a este motivo, o modelo construído, mesmo após ser ajustado, pode não ser representativo do caso real. Para minimizar este problema é aconselhável um longo e contínuo ajuste de histórico no decorrer da produção.

## 6. Modelos de *Proxies* como Substitutos de Simuladores Numéricos

Realizar simulações numéricas de reservatórios requer um elevado esforço computacional. Além de uma vasta quantidade de informações para descrever apropriadamente um reservatório, existe grande complexidade envolvida com o equacionamento e solução dos problemas envolvidos.

Mesmo com os consideráveis avanços tecnológicos na era recente, em se tratando de aplicações envolvendo um alto número de simulações de reservatórios a disponibilidade de recursos de processamento pode se tornar uma restrição. Entre essas aplicações, é possível, entre outros, destacar:

- Análises de sensibilidade;
- Ajuste do histórico da produção;
- Previsões probabilísticas e análises de riscos;
- Otimização da locação de poços;
- Programação de desenvolvimento do campo;
- Ajuste do histórico da produção com múltiplos modelos;
- Otimização global de sistemas de produção de petróleo;

Todas estas aplicações exigem um número muito elevado de simulações de reservatórios. Como sabemos simulações de grandes reservatórios podem levar dias até meses para serem realizadas. Desse modo, atividades que exigem um grande número de simulações podem ser altamente custosas do ponto de vista computacional.

A fim de resolver estes problemas nos últimos anos, têm sido desenvolvidas técnicas para reduzir o tempo computacional de atividades dependentes de simulações de reservatórios. Os modelos de *proxy*, como são normalmente conhecidos na indústria de petróleo, são funções, definidas matematicamente ou estatisticamente, que buscam replicar a saída de dados gerada pelo simulador a partir de determinadas variáveis de entrada. Ao criar essas funções, espera-se obter os

resultados próximos daqueles que seriam obtidos por simuladores numéricos de forma mais rápida e eficiente. Logo, para as aplicações mencionadas, e mesmo para outras aplicações, esses modelos constituem ferramentas importantes.

YETEN *et al.* (2005), combinou técnicas de planejamento de experimentos com modelos de *proxy* para investigar sua capacidade de prever incertezas no desempenho do campo. Foram analisados tanto resultados ótimos como outros com desempenho ruim.

PENG e GUPTA (2004) realizaram um estudo detalhado da combinação de diferentes técnicas de planejamento de experimentos com a krigagem e interpolação polinomial para previsão de hidrocarbonetos. Eles não encontraram diferença significativa na utilização da krigagem ou interpolação polinomial em combinação com o planejamento por hipercubos latinos, a ser detalhado mais adiante.

O Ajuste do Histórico da produção é uma técnica de calibração de modelos de simulação de reservatórios que exige um número muito grande de chamadas de função. Assim, naturalmente, o emprego de *proxies* é interessante nesse processo. OSTERLOH (2008) usou um modelo de *proxy* de krigagem para o ajuste do histórico da produção. Foram obtidos bons resultados a partir da combinação de modelos de *proxy* e planejamento por hipercubo latino. Redes neurais foram utilizadas por CULLICK *et al.* (2006) como modelo de *proxy* para ajuste do histórico.

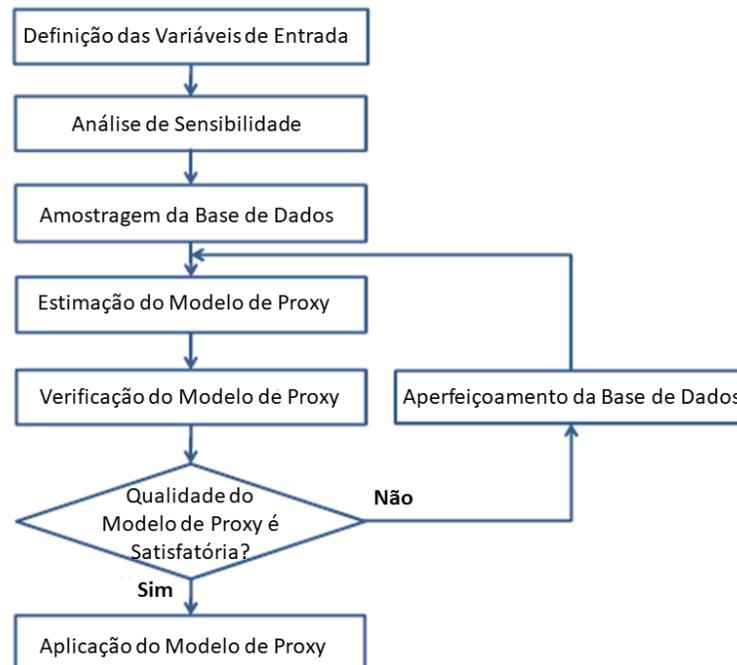
*Softwares* comerciais acoplados a simuladores de reservatórios usam amplamente *proxies* quando realizando procedimentos de otimização. Isto é, usam otimizadores globais com *proxies* para obter resultados de previsão probabilística, análise de incerteza, ajuste do histórico, entre outros.

ZUBAREV (2009) sintetiza uma construção de modelagem de *proxies* a qual combina técnicas de planejamento de experimentos com técnicas de modelagem propriamente dita. Na medida em que esta abordagem é muito didática, abaixo é feita sua descrição. Note que foram feitas muitas modificações na estrutura original do trabalho de ZUBAREV (2009) já que foram introduzidas várias técnicas.

## 6.1. Combinação de planejamento de experimentos e modelos de *proxy*

Rigorosamente falando, *proxies* buscam replicar, de forma mais rápida e eficiente, o conjunto de saídas obtido a partir de determinadas variáveis de entrada presentes em um simulador numérico de reservatórios. Ou seja, dado um conjunto de variáveis de entrada e saída modelos de *proxies* podem ser construídos usando diferentes técnicas, a fim de substituir o simulador em múltiplas tarefas. Para ilustrar a construção de modelos de proxy a metodologia apresentada abaixo segue aquela mostrada em ZUBAREV (2009).

A base desta metodologia é o fluxo de trabalho mostrado na figura 6-1. Em seguida são apresentados aspectos particulares deste fluxo de trabalho.



**Figura 6-1: Fluxo de trabalho da modelagem de Proxies usando Planejamento de Experimentos. Modificado de ZUBAREV (2009).**

### 6.1.1. Definição das Variáveis de Entrada

O fluxo de trabalho da figura 6-1 se inicia com a definição das variáveis que serão usadas para construir uma *proxy*. Ela depende do problema a que se destina a *proxy* e também do conhecimento

dos engenheiros. Existe de um lado o desejo de lidar satisfatoriamente com todas as incertezas envolvidas (de forma que as variáveis com maior incerteza devem ser selecionadas) e de outro o desejo de se obter uma solução rápida e simples. Na prática quanto maior o número de variáveis de entrada, mais complexa é a construção do modelo *proxy*. É sempre melhor incorporar todas as variáveis incertas no início e descartar aqueles sem importância na fase de análise de sensibilidade.

### **6.1.2. Análise de Sensibilidade**

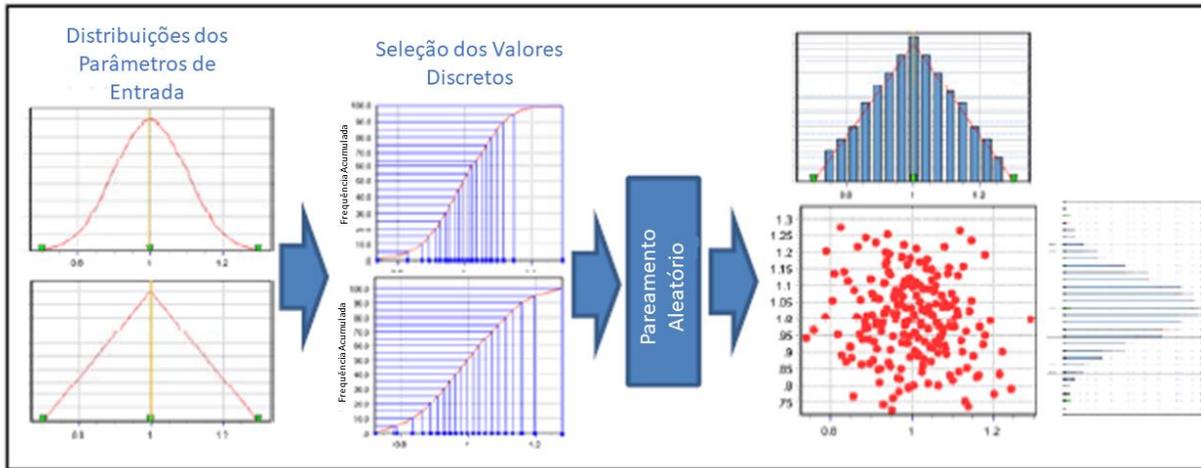
Após a definição das variáveis de entrada, com maior incerteza, é comum, principalmente se houver um número muito grande de variáveis, incluir uma análise de sensibilidade (veja no fluxo de trabalho da figura 6-1). Esta análise vai identificar aquelas que têm um impacto de primeira ordem sobre a função objetivo escolhida. Isto é, se a *proxy* se destina a um problema cuja função objetivo é a VPL, a análise da sensibilidade vai identificar entre as variáveis incertas quais tem um impacto de primeira ordem sobre os valores da VPL.

### **6.1.3. Amostragem da base de dados**

Deve-se, então, planejar quais experimentos serão implementados, ou seja, quais combinações das variáveis de entrada serão executadas no simulador para se obter os respectivos valores de saída. O objetivo é criar uma base de dados (com entradas e saídas) que será utilizada na criação do modelo de *proxy*. O planejamento ou amostragem desses experimentos é considerado uma das etapas mais importante na construção de um modelo *proxy*. A técnica de amostragem selecionada deve, com um número reduzido de simulações, captar a maior quantidade possível de informações à cerca das respostas do modelo de reservatórios. Dado o alto grau de não-linearidade entre as entradas e saídas, essa tarefa pode ser bem complexa.

A técnica que tem apresentado o melhor desempenho é Hiper-cubo Latino. Nesta técnica, para cada parâmetro de entrada selecionada, é calculada a distribuição de probabilidade acumulada, de maneira que, a partir desta distribuição de probabilidade acumulada, são selecionados pontos uniformemente, figura 6-2. Os valores das variáveis de entrada relativos a estes pontos são combinados aleatoriamente para produzir os experimentos. Para  $n$  experimentos são selecionados  $n$  pontos da distribuição acumulada de cada parâmetro de entrada, e os respectivos valores são

combinados. Cada um dos experimentos é executado no simulador e as saídas são então associadas as variáveis de entrada compondo amostras cada uma com variáveis de entrada e saída.



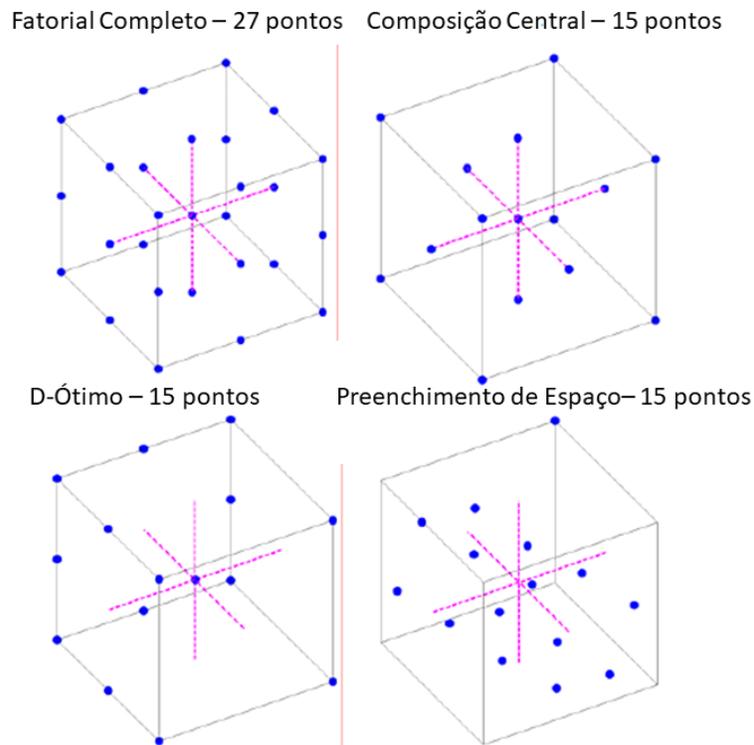
**Figura 6-2: Representação do Hipercubo Latino com dois parâmetros. Modificado de ZUBAREV (2009).**

Além do Hipercubo Latino, outras técnicas têm sido também utilizadas tais como:

- Planejamento Fatorial Completo (*Full Factorial Designs*): São atribuídos níveis aos  $n$  fatores (variáveis de entrada). Trabalhando-se com três níveis, por exemplo, há um valor superior, inferior e intermediário para cada. Seleciona-se, então, todas as combinações possíveis entre essas variáveis para a amostragem. No caso com três níveis, a quantidade de experimentos seria  $3^n$ .
- Planejamento Fatorial Fracionado (*Fractional Factorial Designs*): É semelhante ao planejamento fatorial completo, entretanto, procura-se selecionar uma quantidade menor de experimentos pertencentes a amostragem inicial.
- Planejamento *Plackett-Burman* (*Plackett-Burman Designs*): É semelhante a um planejamento fatorial fracionado ou completo em dois níveis. A seleção dos experimentos ocorre de tal forma que a quantidade amostrada é dada por um múltiplo de dois e não uma potência.
- Planejamento de Composição Central (*Central Composite Designs*): Esse planejamento parte de um delineamento fatorial completo ou fracionado, adicionando um ponto central e outros intermediários ao conjunto. Os pontos intermediários são definidos de modo que

a distância entre eles e o centro seja menor que entre o último e os fatoriais. Cada ponto intermediário representa, também, novos pontos de extremos para cada fator. A quantidade de pontos intermediários é, então, o dobro da de fatores.

- Planejamento D-ótimo (*D-Optimal Designs*): A partir de um conjunto inicial de experimentos, troca-se iterativamente os já selecionados por possíveis candidatos. Busca-se reduzir a variância dos coeficientes obtidos posteriormente a partir de uma regressão linear quadrática.
- Planejamento de Preenchimento de Espaço (*Space Filling Designs*): A ideia aplicada é de distribuir os experimentos amostrados o mais uniformemente possível dentro de espaço estudado, reduzindo, assim, a quantidade amostrada.



**Figura 6-3: Comparação de Planejamentos com três parâmetros de entrada. Modificado de YETEN *et al.* (2005).**

#### 6.1.4. Estimação do Modelo *Proxy*

O modelo de *proxy* é uma aproximação do modelo numérico do reservatório existente. Ele deve ser capaz de capturar as respostas não lineares do modelo real, além de ser fácil de construir e simples de aplicar. Os modelos de *proxy* são estimados com base nas respostas dos simuladores de reservatório. A seguir, serão introduzidos tipos de modelos de *proxies* bastante utilizados: Modelos de Regressão Polinomial (superfícies de resposta), Redes Neurais Artificiais e Sistemas *Fuzzy*.

##### 6.1.4.1. Regressão Polinomial – Superfície de Respostas

Modelos de regressão polinomial são amplamente empregados devido a sua simplicidade e fácil entendimento. A regressão polinomial quadrática é mais indicada do que a linear, e sua formulação geral é dada por:

$$y(x) = \beta_0 + \sum_{i=1}^{n_d} \beta_i x_i + \sum_{i=1}^{n_d} \sum_{\substack{j=1 \\ j>i}}^{n_d} \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^{n_d} \beta_{ii} x_i^2 \quad (6-1)$$

Onde  $x$  é o vetor de variáveis de entrada de tamanho  $n_d$  (isto é  $n_d$  variáveis de entrada),  $x_i$  denota o termo linear,  $x_i x_j$  o termo cruzado,  $x_i^2$  o termo quadrático,  $\beta_0$ ,  $\beta_i$ ,  $\beta_{ij}$ , e  $\beta_{ii}$  os coeficientes de regressão a serem determinados, e  $y$  é a variável de saída. A regressão polinomial linear, quadrática simples e quadrática são também chamadas de Superfícies de Resposta.

##### 6.1.4.2. Redes Neurais (*Artificial Neural Network*) e Sistemas *Fuzzy*

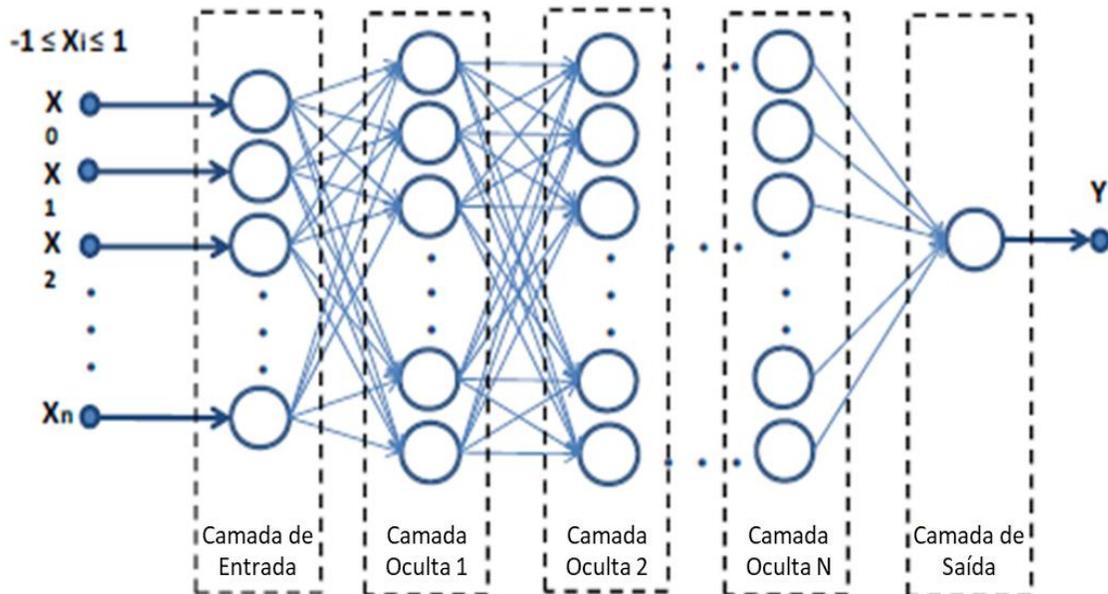
###### Redes Neurais

Estas redes são sistemas computacionais baseados no sistema nervoso central capazes de capturar não linearidades entre variáveis de entrada e saída. Em virtude dos resultados bem-

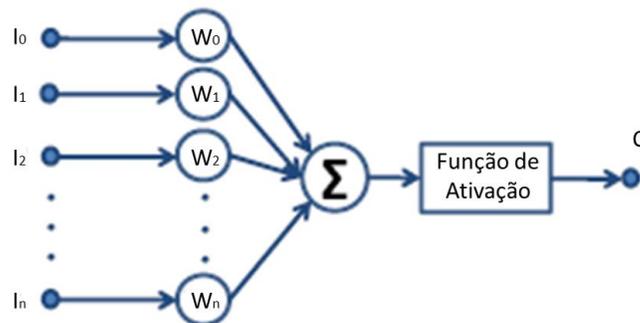
sucedidos, elas têm sido aplicadas em vários campos de pesquisa. Assim, muitos modelos *proxy* têm sido feitos usando redes neurais.

Uma rede neural é composta de uma camada de entrada uma camada de saída e várias camadas ocultas. Cada camada tem um conjunto de neurônios e cada neurônio de uma camada está conectado a todos os neurônios da camada seguinte, conforme é mostrado na figura 6-4. Esta conexão tem um peso, e cada neurônio tem uma função chamada função de ativação.

Quando valores das variáveis de entrada são introduzidos na rede, a rede processa estas entradas até a camada de saída produzindo um resultado. Cada neurônio da camada oculta processa a entrada de acordo com a figura 6-5.



**Figura 6-4: Rede Neural Multicamadas. Modificado de ZUBAREV (2009).**



**Figura 6-5: Nó da Camada Oculta da Rede Neural. Modificado de ZUBAREV (2009).**

Se esta rede for treinada ela consegue capturar não linearidades entre as entradas e saídas da rede. Isto é redes neurais podem aproximar qualquer função matemática complexa não-linear, desde que sejam treinadas com um conjunto de variáveis de entradas e saídas desta função. Uma vez treinada, dado qualquer valor do domínio da função como entrada, a resposta da rede será uma saída muito próxima daquela produzida pela função. As Funções de ativação podem ter várias diferentes formas. Existem diferentes tipos de funções de ativação tais como: identidade, *step*, binária, sigmoide, entre outras. A seguir, serão apresentados alguns tipos de redes neurais que podem ser empregadas na construção de modelos de *proxy*.

A Arquitetura *Multilayer Perceptron* (MLP) é a mais utilizada em questões relacionadas à engenharia. É uma arquitetura composta por várias camadas: uma de entrada, formada pelos neurônios que estão conectados às entradas globais da rede, ou seja, recebem as variáveis de entrada; uma ou mais camadas intermediárias, também denominadas camadas escondidas, formadas de neurônios cujas entradas e saídas estão conectadas restritamente a outros neurônios, não havendo, assim, interação com o ambiente externo à rede. ALMEIDA (2009) utilizou uma proxy baseada em Redes Neurais do tipo MLP, em que foi usado um simulador de reservatório comercial, como modelo da planta, e outros pacote comercial para processamento das redes neurais. ROCHA (2005) fez uma análise de fronteiras de reservatório de petróleo, usando a MLP, a escolha foi feita devido ao fato de que esta rede é mais utilizada em problemas envolvendo previsão e análises temporais.

A *Radial Basis Network* (RBN) é uma rede neural conhecida por aproximar funções (ORR, 1995). A arquitetura dessa rede é formada por três camadas:

1. A primeira camada é a de entrada;
2. A segunda é uma camada de base radial escondida, com a função de transferência:  
 $e^{(-n)^2}$ , onde  $n$  é a distância entre os vetores de entrada e os pesos das conexões;
3. A terceira camada é a camada de saída com uma função linear.

Existem duas variações importantes dessa arquitetura básica. O tipo 1 (RBN1) é caracterizado por um número fixo de neurônios na camada de base radial, ou seja, na segunda camada. Este número de neurônios é igual ao número de amostras no conjunto de treinamento. Já o tipo 2

(RBN2) é descrito com os neurônios na camada da base radial escondida adicionada em cada interação até alcançar o erro mínimo. Uma aplicação desta rede neural foi feita em SILVA *et al.* (2006), para ambos os tipos. De acordo com o artigo, a RBN1 necessitou de 60 simulações e 2880 segundos de processamento, enquanto a RBN2 gastou 100 simulações e 4800 segundos para processar. Ainda na literatura é citado, que estas redes neurais diminuiram significativamente o número de simulações.

A Rede Neural de Regressão Generalizada, ou *Generalized Regression Neural Network* (GRNN), é um tipo de rede neural é muito utilizada para aproximar funções. A arquitetura desse tipo de rede é formada por três camadas, similar à arquitetura RBN:

1. A primeira camada é uma camada de entrada;
2. A segunda camada é uma camada de base radial escondida com o número de neurônios igual ao número de amostras no conjunto de treinamento;
3. A terceira camada uma camada de saída.

A camada de saída desta rede tem uma função linear, mas a entrada desta função linear é a saída do segunda camada multiplicada pelos pesos submetidos a uma função de normalização (SHOIID *et al.*, 2004). Esta rede neural foi utilizada no estudo desenvolvido por SILVA, *et al.* (2006). Na execução, o GRNN teve comportamento idêntico à RBN2, citada anteriormente, necessitando de 100 simulações e 4800 segundos de processamento, e reduzindo a quantidade de simulações quando comparado ao simulador.

## **Sistemas Fuzzy**

Estes Sistemas tem a mesma aplicabilidade das Redes Neurais. Na medida em que as Redes Neurais são baseadas no sistema nervoso central, os Sistemas Fuzzy são inspirados em variáveis linguísticas. Ambas as técnicas são estudadas no âmbito da Inteligência Artificial. Sob determinadas condições Sistemas Fuzzy são capazes de aproximar qualquer função, isto é, são aproximadores universais. Sistemas Fuzzy podem ser combinados com Redes Neurais compondo Sistemas Neuro-Fuzzy. Estes sistemas encontram grandes aplicações em situações nas quais as descrições matemáticas são muito complexas. Sistemas Neuro-Fuzzy assim como Sistemas Fuzzy

têm sido aplicados com sucesso na construção de proxies. A seguir são introduzidos alguns destes sistemas.

Os Sistemas de Inferência *Fuzzy* (*Fuzzy Inference System* ou FIS) eram inicialmente aplicados na área de controle, na qual procurava-se modelar, por meio de regras linguísticas, o raciocínio humano. Buscava-se, inclusive, imitar a capacidade humana de tomar decisões coerentes em um ambiente de incerteza e precisão. Posteriormente, os sistemas FIS tiveram seu campo de aplicação ampliado, principalmente quando se tornaram capazes de lidar com o conhecimento objetivo, como, por exemplo, aquele expresso em dados numéricos. O estudo comparativo de SILVA *et al.* (2006) fez uso de tal técnica. Esta obteve um desempenho similar à RBN1, necessitando de 60 simulações e 2880 segundos de processamento para gerar o resultado similar ao do simulador de reservatórios.

O Sistema *Fuzzy* com *Clustering* Subtrativo (FSSC) funciona da seguinte forma: dado um conjunto de variáveis de entrada e saída de um sistema com saída simples e múltiplas entradas, uma análise *Cluster* é feita usando a técnica de agrupamento subtrativo (CHIU, 1994). Os centros dos *Clusters* são usados para definir as regras de inferência *fuzzy*. Isto significa que o Sistema *Fuzzy* foi estruturado baseado em regras extraídas pelo uso do agrupamento subtrativo de um conjunto de variáveis de entrada e saída.

Os sistemas Neuro-*Fuzzy* têm apresentado um desempenho superior quando comparado ao sistema *fuzzy* puro (BUCKLEY e HAYASHI, 1994). Como mencionado anteriormente, este tipo de sistema híbrido é a junção de duas ferramentas já bem consolidadas: Redes Neurais Artificiais e Sistemas *Fuzzy*. Esse sistema tem, como produto, a transparência de raciocínio da lógica *fuzzy* aliada à capacidade de aprendizado e generalização das redes neurais artificiais. Uma das características desse sistema é a capacidade para tratar as incertezas presentes na informação, resultando, assim, em um sistema de alta eficiência. Isso se deve ao fato desses sistemas agregarem as propriedades de aproximação universal e aprendizagem das redes neurais com a facilidade de manipulação de informação linguística e dedutiva dos FIS em um único sistema.

Proposto por JANG (1993), o Sistema de Inferência Neuro-*Fuzzy* Adaptativo (ANFIS – *Adaptive-Neuro-Fuzzy Inference System*) tem como fundamento a ideia de implementar um FIS através de uma arquitetura paralela distribuída, neste caso, a de uma Rede Neural, de e tal maneira que os algoritmos de aprendizado sirvam para ajustar os parâmetros do Sistema de Inferência *Fuzzy*. O ajuste dos parâmetros é feito usando o algoritmo de retropropagação ou uma combinação deste com um algoritmo do tipo mínimos quadrados (*Least Squares*). O modelo ANFIS é do tipo *Takagi-Sugeno* (TAKAGI, 1985), com funções lineares ou constantes nos consequentes das regras que formam o sistema, tendo estas regras pesos unitários. Dentre as aplicações desse modelo, tem-se a aplicação em problemas de aproximação de função e identificação de sistemas. Uma aplicação de ANFIS no gerenciamento de reservatórios, foi feita por SILVA *et al.* (2006), no qual mostrou a grande eficácia dessa técnica. Foram as *proxies* que necessitaram do menor número de simulações e tempo de simulação. Mostraram, assim, grande eficiência, visto o objetivo em reduzir o tempo computacional.

### **6.1.5. Verificação do Modelo de *Proxy***

Depois da elaboração do modelo de *Proxy*, deve ser feita uma verificação para constatar a sua precisão, isto é, realiza-se um processo de avaliação da precisão de previsão do modelo de *proxy*. Assim, são comparados os resultados obtidos da *proxy* com os derivados da simulação numérica.

Essa verificação é realizada com base em um conjunto de experimentos, chamado de conjunto teste, constituído de experimentos definidos pelos engenheiros ou por algum método de amostragem. A escolha do conjunto de dados de teste desempenha um papel importante na avaliação da precisão da previsão do modelo de *proxy*. Se a comparação for suficientemente satisfatória, então o fluxo de trabalho é finalizado e o *proxy* pode ser utilizado para o estudo. Caso contrário, é preciso aumentar a base de experimentos, incluindo preferencialmente regiões de interesse ou com alto grau de incerteza, seguido pela reavaliação. Esse processo deve ser repetido até se alcançar o grau de precisão desejado (ver figura 6-1).

## 6.2. Aplicações

A seguir, serão apresentados estudos que buscam determinar a eficácia da utilização de *proxies* em diferentes aplicações. O objetivo é, além de exemplificar o emprego de um modelo *proxy* como substituto ao simulador numérico, explicitar a possibilidade da utilização de *proxies* em diferentes aplicações do gerenciamento de reservatórios.

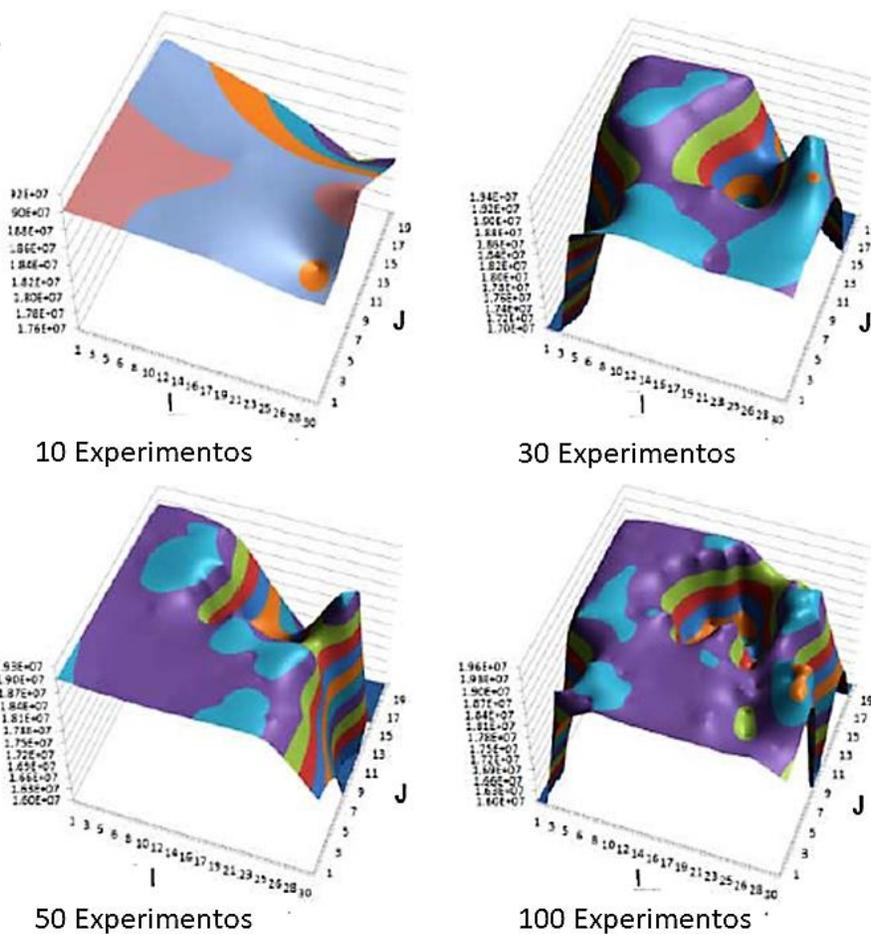
Aqui, especificamente, serão apresentados dois tipos de aplicações. O primeiro tipo de aplicação é um processo de otimização da produção através da localização ótima de poços de preenchimento. Resumidamente, o processo consiste na utilização da *proxy* para se determinar a quantidade e localização ótima de poços de preenchimento, de modo a se otimizar a produção acumulada de óleo no campo. O segundo tipo de aplicação é um processo de ajuste de histórico da produção. Esse processo consiste na modificação de variáveis do modelo inicial construído, de modo a ajustar a previsão do mesmo aos dados de produção verificados na realidade.

Vale ressaltar, ainda, que ambos os processos serão detalhados mais adiante, em capítulos próprios. São processos de grande importância no gerenciamento de reservatórios e, assim, serão melhor descritos posteriormente. O foco aqui, como mencionado, resume-se a exemplificar a aplicação de modelos *proxy* como substituto ao simulador numérico para esses processos.

### 6.2.1. Modelos de *Proxy* para Otimização da Produção

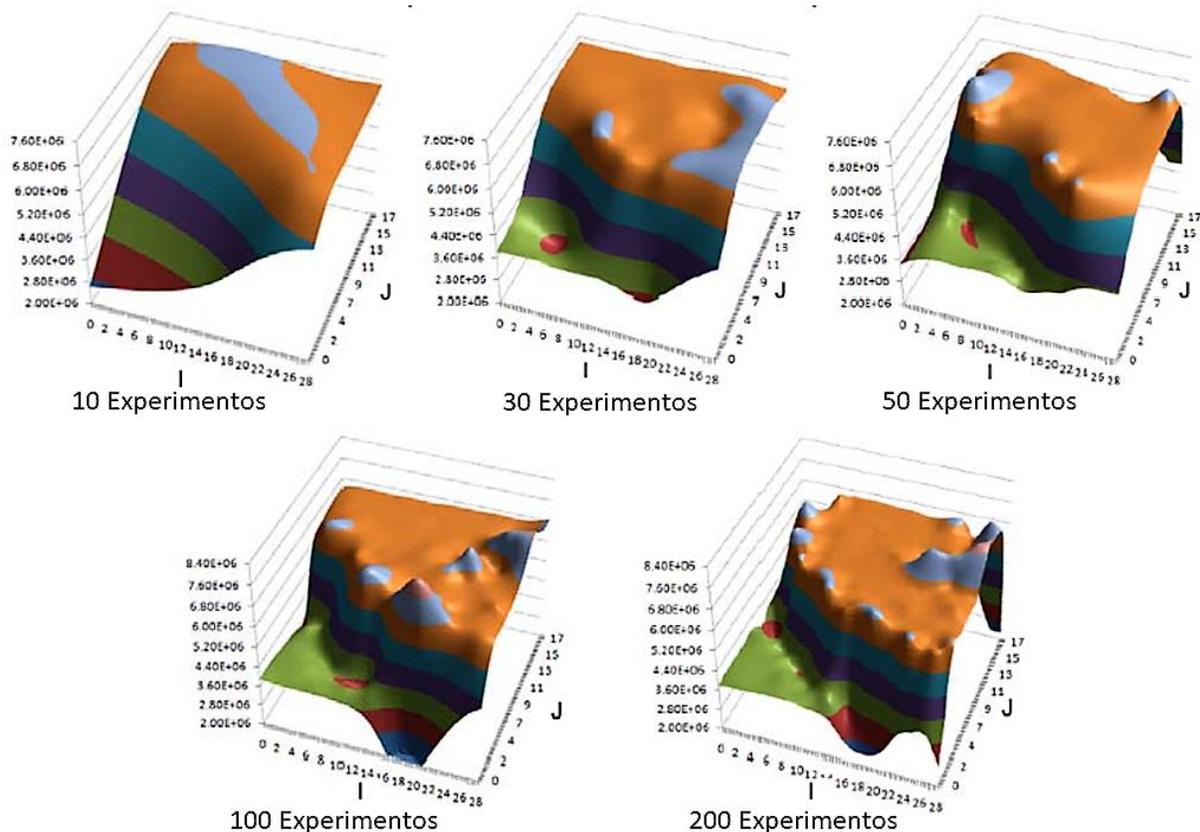
A seguir dois exemplos do fluxo de trabalho mostrado na figura 6-1 são apresentados na elaboração de *proxies* para dois modelos, um para cada exemplo. Estes modelos foram elaborados para estudos de otimização da produção, na locação de poços de preenchimento. Realizou-se um planejamento de Hipercubo Latino com diferentes números de experimentos e os *proxies* foram estimados por quatro métodos distintos: regressão polinomial, redes neurais artificiais (ANN), *kriging* (KG) e *Thin-plate Splines Model* (TPS). Aqui serão apresentados só os experimentos de Hipercubo Latino com regressão polinomial. Os modelos foram usados como referência para um estudo comparativo do desempenho de modelos *proxies* elaborado por ZUBAREV (2009) e são descritos abaixo:

- Modelo 1:** este modelo foi obtido de um exemplo de campo real e representa um reservatório de óleo com falhas e com um aquífero. É um modelo de duas fases com 31x21x17 células, ou seja, 11,067 blocos de grade no total e 9,955 deles ativos. Existem três areias principais no reservatório. O sistema de produção é representado por 3 produtores verticais (PROD1, PROD2 e PROD3) e um injetor vertical (INJ1). Existem seis anos de dados de produção, incluindo corte de água para todos os produtores e pressão de fechamento para o PROD-2. Um erro de medição de dados da produção assumido como sendo 1% e 50 bars para corte de água e pressão, respectivamente. A Figura 6-6 mostra a evolução da Superfície de Resposta usando 10, 30 50 e 100 experimentos aplicando a tecnica de Hipercubo latino combinada com Regressão Polinomial para o Modelo 1.



**Figura 6-6: Evolução da superfície de resposta para otimização da produção de um poço de preenchimento produtor, Modelo 1. Modificado de ZUBAREV (2009).**

- **Modelo 2:** O caso PUNQS3 foi usado como um segundo modelo de teste. É um caso sintético derivado de um campo real de dados. O modelo consiste em 5 camadas cercadas por um aquífero ao norte e oeste e delimitadas por uma falha ao sul e ao leste. O modelo contém 19x28x5 blocos de grade, incluindo 1761 blocos ativos. Relação gás/óleo, o corte de água e as medições de pressão de fundo para 6 produtores verticais estão disponíveis para todos os 9 anos do histórico. A precisão da medição dos dados de produção é considerada como  $\pm 5\%$ . A Figura 6-7 mostra a evolução da Superfície de Resposta usando 10, 30 50 e 100 experimentos usando técnica de Hipercubo latino combinada com Regressão Polinomial para o Modelo 2.

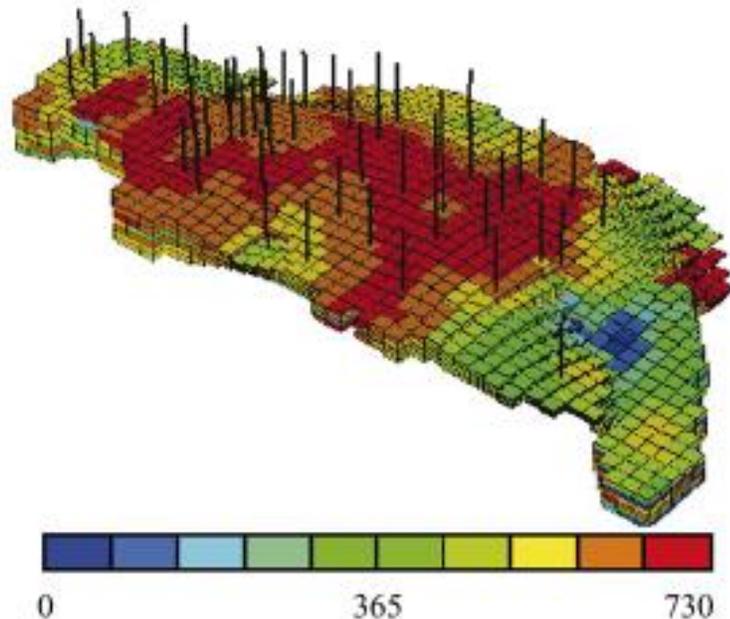


**Figura 6-7: Evolução da Superfície de Resposta para otimização da produção de um poço de preenchimento produtor, Modelo 2. Modificado de ZUBAREV (2009)**

### 6.2.2. Modelos de *Proxy* para Ajuste do Histórico da Produção

A combinação de técnicas de planejamento de experimentos com superfícies de resposta, como visto acima, não é a única forma de se criar *proxies*. Existem diversas outras formas bem-sucedidas de obter esses modelos. Nesta seção são apresentados Modelos de *Proxy*, substituindo simuladores de reservatórios para o ajuste do histórico da produção, que foram construídos usando modificações do fluxo de trabalho anterior. As *proxies* foram feitas usando Redes Neurais e Sistemas *Fuzzy*, seus resultados foram verificados usando rodadas de simulações numéricas. Para aprofundamento desta aplicação ver SILVA *et al.* (2007).

O modelo utilizado nesse estudo é derivado de um reservatório real. A figura mostra um mapa de permeabilidade horizontal 3D do reservatório. As principais características desse podem ser verificadas com mais detalhes em MASCHIO *et al.* (2005) e MASCHIO e SCHIOZER (2004).



**Figura 6-8: Distribuição de Permeabilidade Horizontal do modelo em questão (*miliDarcy*). SILVA *et al.* (2007).**

Nesse caso, foi realizada um ajuste do histórico da produção. A função objetiva foi composta por pressão de campo, taxa de água de campo e taxa de óleo de campo. Os parâmetros de ajuste (todos eles no domínio do campo) eram porosidade e NTG, ambos com 9 multiplicadores variando

entre 0,7 e 1,3, permeabilidade horizontal com 9 multiplicadores entre 0,4 e 2,0, permeabilidade vertical com 9 multiplicadores entre 0,3 e 2,5. Os detalhes dos resultados do ajuste também podem ser encontrados em MASCHIO *et al.* (2005) e MASCHIO e SCHIOZER (2004).

A função objetivo (FO), que denota a qualidade do ajuste, foi definida como:

$$FO = \frac{D_{mod}}{D_{base}} \quad (6-2)$$

Onde  $D_{mod}$  e  $D_{base}$  denotam o desvio do modelo modificado e do modelo base, respectivamente, em relação aos dados históricos. O desvio D entre dados simulados e dados do histórico é dado por:

$$D = \sum_{i=1}^n (S_i - O_i)^2 \quad (6-3)$$

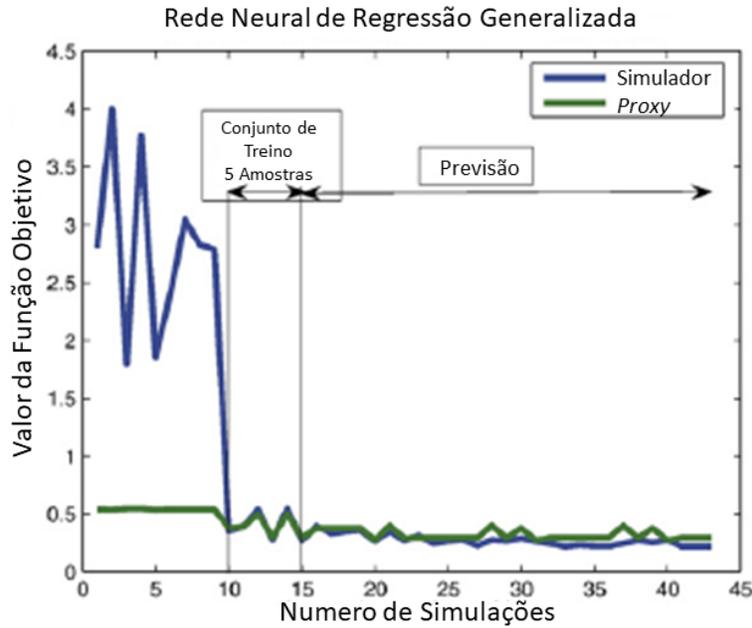
Onde  $S_i$  denota os dados simulados,  $O_i$  os dados observados e  $n$  é o número de dados. Para séries de dados de  $S$  (pressão de campo, taxa de óleo, taxa de água, etc.).

A função de objetivo global (FOG) é definida como:

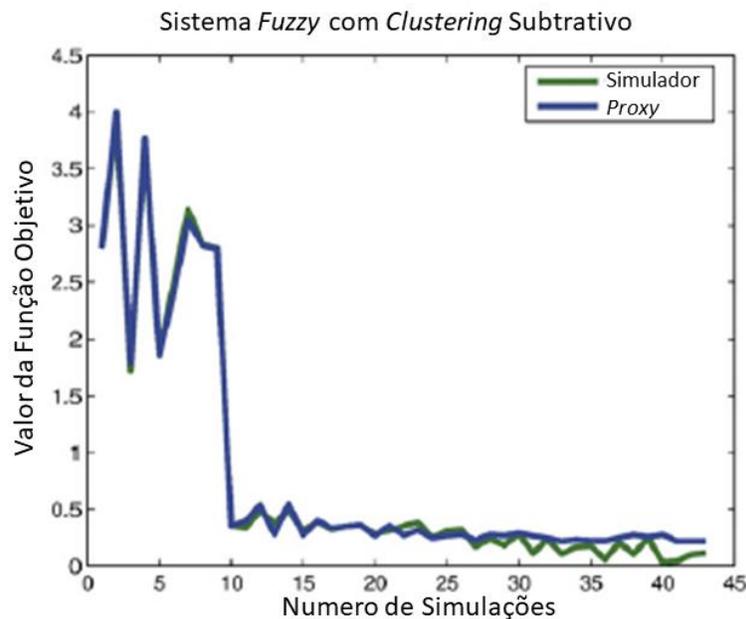
$$FOG = \frac{\sum_{i=1}^S (w_S)(FO_S)}{\sum_{i=1}^S w_S} \quad (6-4)$$

Onde  $w_S$  denota os pesos referentes a cada série de dados.

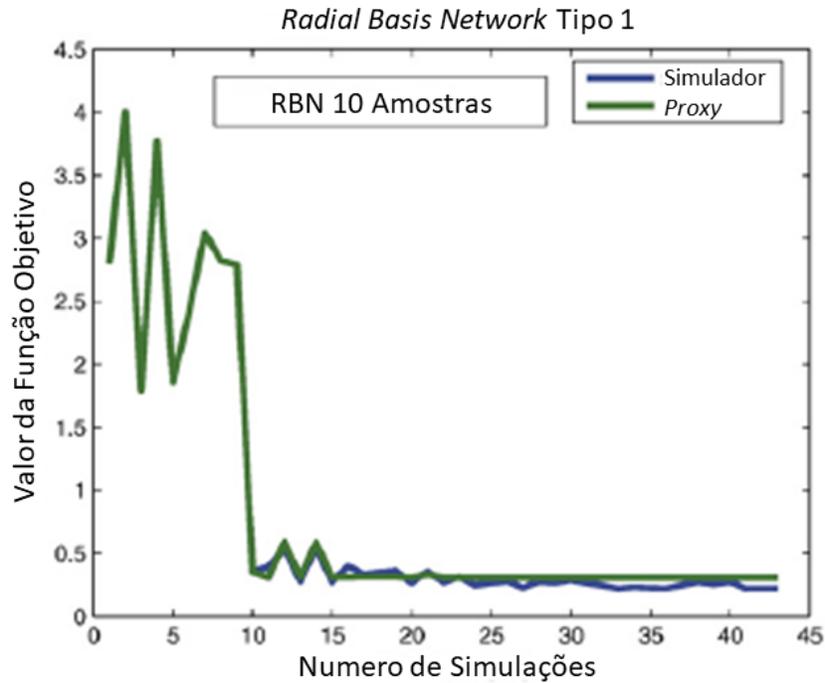
Depois que o ajuste do histórico foi realizado, os dados foram utilizados para produzir diferentes modelos de proxies. As figuras 6-9 a 6-12 mostram as respostas obtidas pelo simulador e as respostas obtidas pelas proxies.



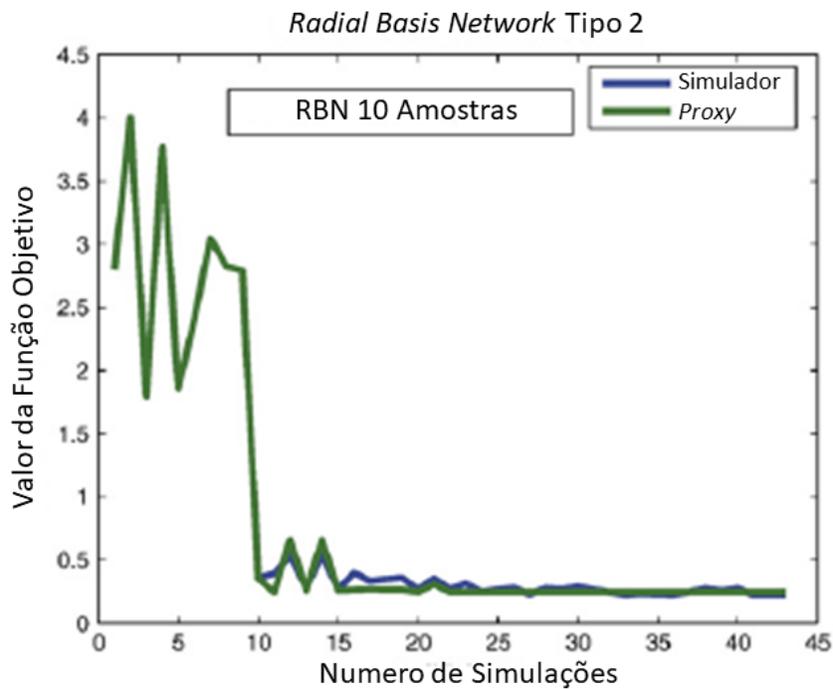
**Figura 6-9: Repostas de 43 experimentos para as *proxies* geradas pela Regressão Generalizada em comparação com as do Simulador Numérico. Modificado de SILVA *et al.* (2007).**



**Figura 6-10: Repostas de 43 experimentos para as *proxies* geradas pelo Sistema Fuzzy em comparação com o Simulador Numérico. Modificado de SILVA *et al.* (2007).**



**Figura 6-11:** Repostas de 43 experimentos para as *proxies* geradas pela *Radial Basis Network* Tipo 1 em comparação com o Simulador Numérico. Modificado de SILVA *et al.* (2007).



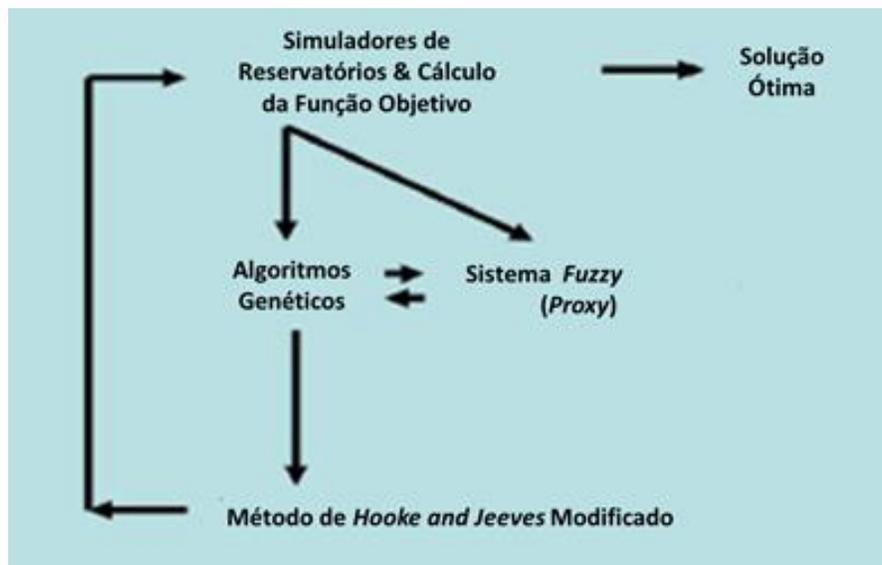
**Figura 6-12:** Repostas de 43 experimentos para as *proxies* geradas pela *Radial Basis Network* Tipo 2 em comparação com o Simulador Numérico. Modificado de SILVA *et al.* (2007).

A Tabela 6-1 mostra o número de simulações que foram usadas para fazer as proxies, e o tempo de CPU para criar as proxies e para rodar todas as simulações no simulador numérico.

**Tabela 6-1: Número de simulações que foram usadas para fazer as *proxies*, tempo de CPU para criar as *proxies* e rodar todas as simulações no simulador numérico. Elaborado a partir de SILVA *et al.* (2007).**

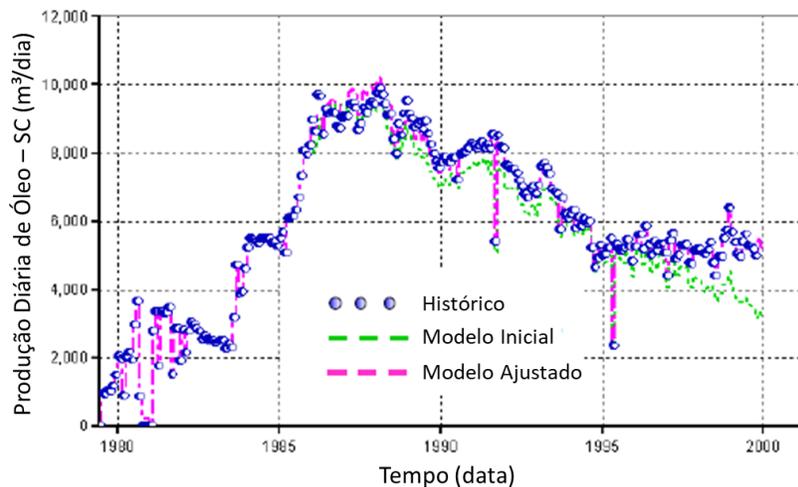
Rede Neural	RBN1	RBN2	Sistema Fuzzy	GRNN	Simulador
Simulações	10	10	20	5	42
Tempo CPU (s)	4960	4960	9920	2480	20832

A *proxy* gerada pelo Sistema *Fuzzy* apresentado na figura 6-10 foi usada em um fluxo de trabalho, combinando um algoritmo de otimização global (algoritmo genético) com um algoritmo de otimização local (algoritmo *Hookes and Jeeves*) em um problema de ajuste de histórico da produção. O objetivo foi produzir um modelo ajustado em relação ao mesmo modelo 3 apresentado acima. O fluxo de trabalho é apresentado na figura 6-13.

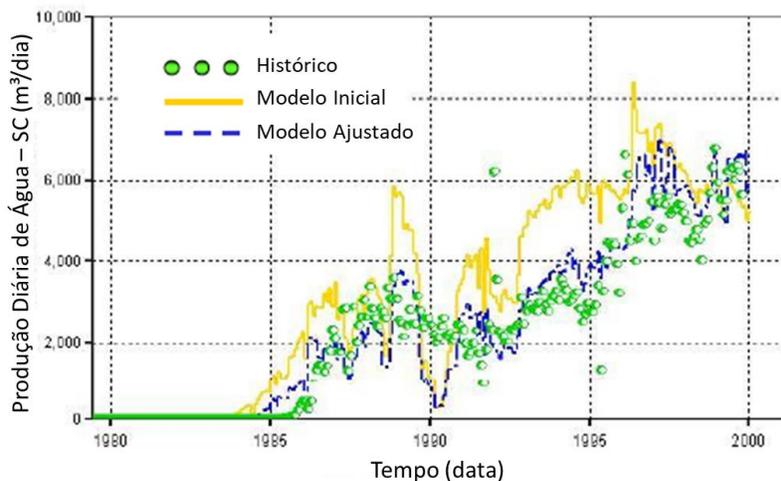


**Figura 6-13: Fluxo de trabalho de ajuste do histórico combinando *Proxy* e Otimizadores Global e Local. Modificado de SILVA *et al.* (2006).**

O algoritmo genético foi executado em conjunto com o *proxy*. O resultado obtido a partir do algoritmo genético foi o ponto de partida do método *Hookes and Jeeves* (otimizador local). O otimizador local foi usado diretamente com o simulador numérico. O uso de um otimizador global, combinado com um modelo de *proxy* e com o refinamento do resultado sendo feito pelo otimizador local com o simulador numérico, melhorou os resultados obtidos em um estudo prévio empregando diretamente o método *Hookes and Jeeves* direto no simulador numérico. As figuras 6-14 e 6-15 mostram a taxa de óleo, e a taxa de água do campo. Analisando os resultados, é possível concluir que esse tipo de modelo *proxy* nesse fluxo de trabalho pode ser utilizado para auxiliar o ajuste de histórico da produção.



**Figura 6-14: Taxa de óleo do campo para o modelo inicial, histórico da produção, e modelo ajustado. Modificado de SILVA *et al.* (2006).**



**Figura 6-15: Produção de água do campo para o modelo inicial, histórico da produção, e modelo ajustado. Modificado de SILVA *et al.* (2006).**

## 7. Ajuste do Histórico da Produção do Modelo Dinâmico

O modelo inicial de reservatório é construído a partir do modelo geológico. O modelo geológico tem uma malha muito fina que inviabiliza a simulação de fluxo de fluidos. Assim sendo o modelo de simulação do reservatório é uma versão *upscaled* do modelo geológico. Contudo, o comportamento do fluxo de fluidos do modelo de reservatório inicial não corresponde diretamente aos dados dinâmicos observados, uma vez que o modelo geológico não leva em conta necessariamente as características de fluxo de fluidos. Assim, o modelo do reservatório deve ser condicionado aos dados do histórico da produção observados. Os dados observados do histórico compreendem testes de poço, e dados de produção medidos nos poços.

O processo de condicionamento do modelo de simulação do reservatório aos dados de produção observados geralmente é conhecido como Ajuste do Histórico da Produção. Este processo é fundamental em estudos de reservatórios. A viabilidade econômica de um projeto de recuperação de petróleo é muito influenciada pelo desempenho da produção do reservatório nas condições operacionais atuais e futuras. Portanto, a avaliação do desempenho do reservatório passado e presente e a previsão de seu futuro são essenciais no processo de gerenciamento de reservatórios. Neste ponto, o Ajuste do Histórico desempenha um papel muito importante na atualização do modelo e, conseqüentemente, na previsão ótima do reservatório. Assim os pesquisadores estão buscando novas técnicas, métodos e algoritmos para melhorá-lo.

O objetivo deste capítulo é introduzir como o ajuste de histórico é realizado, as etapas envolvidas nesse processo e novas metodologias que vêm sendo desenvolvidas ao longo dos anos. De um modo geral, o ajuste pode ser realizado de forma manual, automática ou assistida (semiautomática), as quais serão detalhadas mais adiante. Como é amplamente utilizado hoje em dia e possui maior confiabilidade, o maior foco deste capítulo será destinado ao Ajuste de Histórico Automatizado ou Assistido.

## 7.1. Ajuste de Histórico Manual

Tradicionalmente na indústria, realiza-se o ajuste de histórico considerado manual. Parte-se de um modelo inicial do reservatório, cuja previsão não necessariamente corresponde aos dados observados. O objetivo é perturbar os parâmetros do modelo, de modo que seus resultados se adequem satisfatoriamente à realidade. Variam-se poucos parâmetros por vez, em um lento processo de tentativa e erro, com o objetivo de melhorar o ajuste. Determina-se como e quais parâmetros perturbar a partir da experiência e julgamento do engenheiro, o que confere flexibilidade a esse tipo de ajuste. O papel do engenheiro é, então, fundamental para a qualidade final do modelo calibrado, atribuindo, contudo certo grau de subjetividade ao processo. Nessa etapa, deve-se levar em conta também o grau de sensibilidade e incerteza relacionados aos parâmetros.

O ajuste manual do histórico da produção é um processo trabalhoso, com alto custo (requer muito tempo e grande número de simulações) e é muitas vezes frustrante. A quantidade de dados e células empregados nos modelos mais recentes para descrever adequadamente um reservatório e suas heterogeneidades é extremamente alta. Assim, para períodos mais longos, o ajuste manual geralmente é inviável e associado a um elevado grau de incerteza.

Vale lembrar que, dada a não singularidade do problema, um ajuste correto não necessariamente implica em previsões coerentes para o futuro. Isto é, podem existir diversas soluções que satisfaçam os dados disponíveis até então e, todavia, apresentam grandes divergências no longo prazo. O modelo verdadeiro não é, necessariamente, o mais provável de se obter da maneira tradicional, o que implica, possivelmente, em elevados erros nos resultados (CANCELLIERE *et al.* 2011).

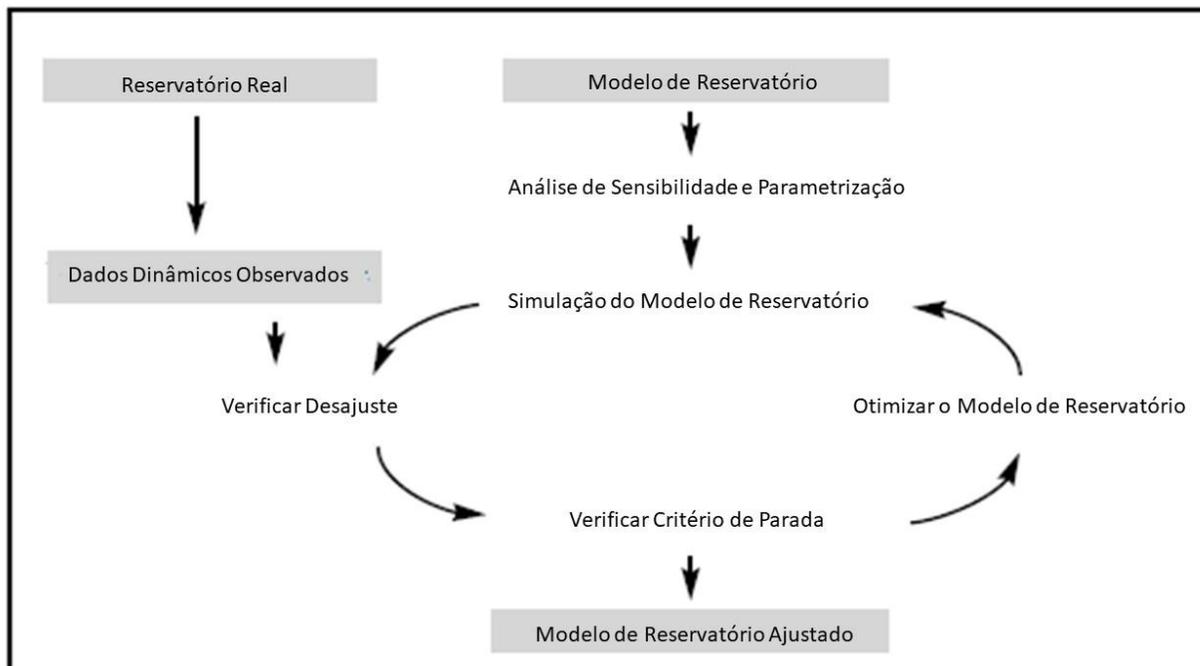
O ajuste manual e sequencial de um único modelo já é uma tarefa extremamente desafiadora e trabalhosa. É inviável, então, trabalhar-se com mais de um modelo para tratar do obstáculo da não singularidade. Dessa forma, é recomendada a cooperação com geólogos, de modo que, respeitando-se as características físicas do reservatório durante a flutuação dos parâmetros, não se afaste demasiadamente da solução verdadeira.

Contudo, uma vez que os reservatórios são geralmente muito heterogêneos, existem centenas de milhares de blocos de grade em um modelo para se estimar os parâmetros em alta resolução. O ajuste do histórico manual, portanto, geralmente não é confiável por longos períodos, porque além de ser extremamente exaustivo, está sempre associada a muitas incertezas. Desta forma os computadores têm sido cada vez mais empregados para variar automaticamente os parâmetros e auxiliar todo o processo.

## **7.2. Ajuste de Histórico Automatizado ou Assistido**

O Ajuste Automático do Histórico da Produção é parecido com o ajuste manual à diferença é que no ajuste automático os algoritmos ajustam diretamente os parâmetros do modelo do reservatório e não existe a intervenção direta do engenheiro. Este fato de um lado torna mais ágil, objetivo e preciso o processo, mas do outro lado exclui o conhecimento e experiência dos engenheiros à cerca do reservatório. Assim, atualmente, um processo completamente automatizado não costuma ser empregado. O consenso é pela realização de um Ajuste Assistido do Histórico da Produção, que permite a automatização de parte do processo, porém mantendo a intervenção do profissional, nas decisões principais. Dessa forma, por vezes na literatura o ajuste assistido é também tratado por ajuste (semi) automático ou (semi) automatizado, podendo também assim ser interpretado nesse texto.

No ajuste automático, os algoritmos simulam o fluxo de fluido usando o modelo de simulação do reservatório em simuladores numéricos e fazem uma comparação entre o comportamento de produção simulado e o comportamento observado. Quando a diferença é menor do que um critério escolhido pelo profissional (diferentes critérios podem ser definidos), o modelo do reservatório é dito ser ajustado ou calibrado, caso contrário, os parâmetros do reservatório são de novo perturbados até que um ajuste entre o comportamento modelado e observado seja alcançado, isto é, existe uma diferença mínima entre os dois. Esse processo de inversão envolve várias etapas importantes, como mostra a figura 7-1.



**Figura 7-1: Fluxo de trabalho do Ajuste Automático de Histórico. Modificado de OLDENZIEL (2003).**

Na figura 7-1 podemos ver que a partir da operação do reservatório real, dados dinâmicos são observados dentro de um período de tempo. Estes dados são utilizados para serem comparados com dados gerados pela execução do modelo de simulação no simulador numérico no mesmo período de tempo. Para fazer a execução do modelo de simulação um conjunto de parâmetros deve ser selecionado uma vez que é impossível incluir no processo um número muito grande de parâmetros do modelo. Ou seja, a partir do modelo de simulação do reservatório uma parametrização deve ser feita para escolher os parâmetros mais importantes, os quais serão efetivamente perturbados no modelo. A execução do modelo de simulação do reservatório produz dados de produção que são então comparados com os dados observados do reservatório real. Dentro do critério de parada uma avaliação é feita para ver se os dados simulados e os dados reais são próximos dentro de certo limite pré-estabelecido. Se os dados estão próximos então o processo termina e o modelo é considerado calibrado. Caso contrário, os parâmetros do modelo são modificados e o modelo volta a ser simulado. Até que uma boa aproximação seja obtida.

Note que o processo tal como descrito acima é um processo de otimização, ou seja, uma função de desajuste (ou função objetivo), que quantifica a diferença entre os dados observados e os dados simulados, deve ser minimizada. Muitas abordagens diferentes têm sido propostas para o ajuste automático do histórico da produção, e todas estas abordagens tentam minimizar esta função de desajuste (ou função objetivo). Na medida em que os parâmetros de inversão são previamente definidos na parametrização, a pergunta é como perturbar os parâmetros. Isto é determinado por um algoritmo de otimização. Além disso, note também que o critério de parada é muito importante porque ele define quando o ajuste entre os dados observados e os dados modelados são alcançados. Existem além deste critério outros critérios de parada. A seguir serão detalhados alguns aspectos particulares do processo mostrado na figura 7-1, tais como:

- Parametrização;
- Função Objetivo;
- Algoritmos de otimização;
- Critérios de parada.

Além disso, também serão apresentadas duas técnicas que têm sido muito pesquisadas recentemente:

- Ajuste do Histórico usando Filtros de Kalman em Conjunto;
- Ajuste Sísmico do Histórico da Produção.

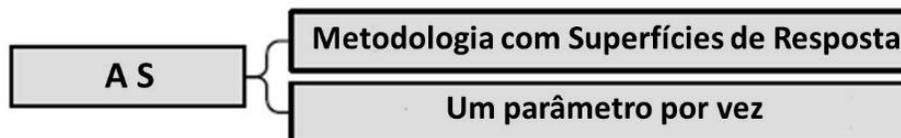
### **7.2.1. Parametrização – Análise da sensibilidade**

Como visto, anteriormente, o algoritmo de otimização vai perturbar um conjunto de parâmetros no modelo de simulação para ver se esta perturbação minimiza a função de desajuste. E na medida em que este procedimento é um procedimento de otimização, muitas simulações de reservatório são realizadas até que o valor mínimo da função de desajuste seja obtido. O modelo de simulação do reservatório é definido por um grande conjunto de parâmetros, alguns dos quais são especificados para cada bloco da grade, outros se aplicam ao modelo inteiro. O número de parâmetros que podem ser estimados ou invertidos no ajuste do histórico deve ser limitado. Perturbação de todos os parâmetros do modelo de simulação não é viável da perspectiva da

computação porque trabalhar com todos os parâmetros levaria a um custo computacional demasiado alto. Deve-se considerar também que a função de desajuste não é sensível a todos os parâmetros, ou seja, algumas podem ser perturbadas significativamente sem, contudo, haver impacto na minimização da função de desajuste. Além disso, a quantidade de dados observados é insuficiente para justificar a resolução de todos os parâmetros. O espaço de busca deve ser reduzido definindo desta forma apenas alguns parâmetros a serem perturbados. A seleção desses parâmetros de inversão deve ser feita com base naquelas que têm um impacto de primeira ordem sobre a função objetivo que está sendo usada. Um caminho formal para a seleção destes parâmetros não existe e o viés é geralmente introduzido. Parâmetros que tem um alto grau de incerteza devem ser selecionadas. Por exemplo, a porosidade próxima um poço não deve ser selecionado, porque já é conhecido dentro de alguns décimos de uma percentagem.

Existem algumas maneiras de realizar a parametrização. Nesta seção será descrita a parametrização usando a Análise da Sensibilidade, mais usada em pacotes comerciais. E na próxima seção será apresentada a parametrização feita por zonação.

Uma análise de sensibilidade é muitas vezes necessariamente realizada se os parâmetros de inversão forem selecionados de forma automatizada. Procura-se com a análise da sensibilidade o conjunto de parâmetros que tenham um impacto de primeira ordem sobre a função objetivo. Esta análise da sensibilidade pode ser feita de diversas formas. A seguir discutiremos apenas duas formas (ver figura 7-2). A primeira considerando conjuntos de parâmetros e usando modelos de proxy, e a segunda fazendo a avaliação variável por variável usando direto o simulador numérico.



**Figura 7-2: Duas formas de realizar Análise de Sensibilidade. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**

No primeiro caso conjuntos de parâmetros do reservatório são testadas para ver qual dos conjuntos produz valores que se aproximam mais dos dados observados. A seguir será dado em exemplo deste caso.

O exemplo a seguir foi desenvolvido em um *software* comercial sobre um caso sintético. Suponhamos que se quer analisar quais parâmetros do modelo de simulação, do conjunto de parâmetros incertos relacionados abaixo, têm impacto de primeira ordem sobre a produção acumulada de água, óleo, gás, e a pressão do reservatório. Os parâmetros incertos são os seguintes:

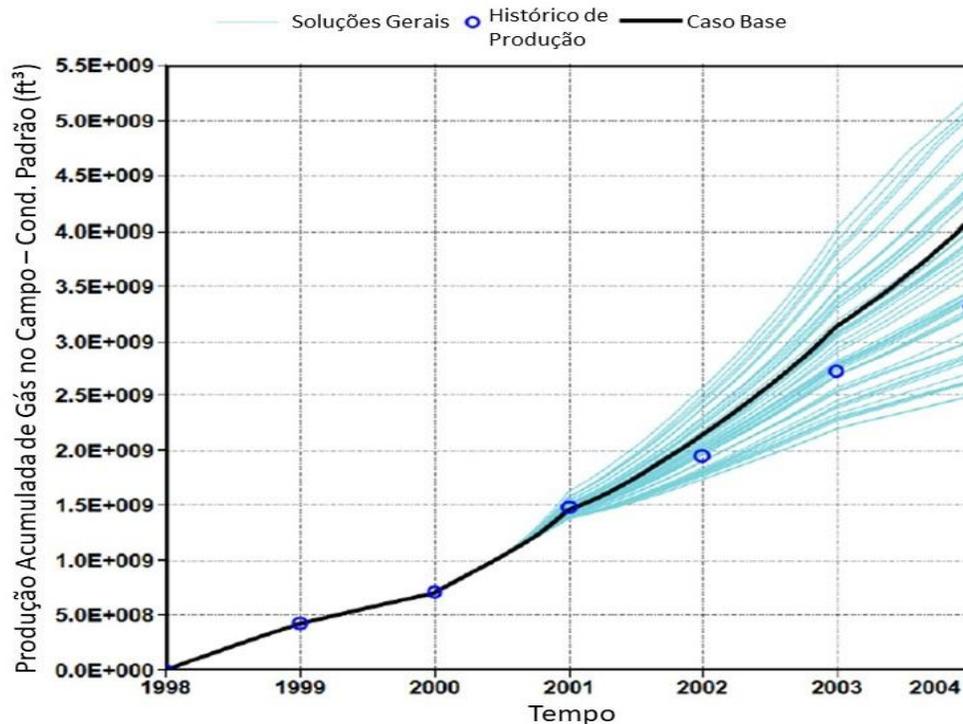
- Porosidade
- Permeabilidade I
- Permeabilidade J
- Permeabilidade K
- *Net to Gross Ratio*
- Compressibilidade da rocha
- Contato óleo - água
- Espessura do aquífero
- Raio do aquífero
- Relação entre as dimensões do aquífero e do reservatório

Para a primeira abordagem mencionada acima, isto é, usando conjuntos de parâmetros sobre um modelo de proxy. Primeiro deve-se definir as faixas de valores sobre as quais serão feitos os experimentos. As faixas de valores para as parâmetros são mostrada na tabela 7-1. A partir destas faixas de valores podem ser feitos os experimentos, selecionando em cada experimento, um valor para cada variável e rodando no simulador.

A Figura 7-3 mostra 50 experimentos, e sua aproximação com os dados do histórico da produção além do caso base. Note que, as linhas azuis representam os 50 experimentos, a linha preta representa o modelo base (sobre o qual foram feitas as modificações das) e os círculos azuis representam os dados do histórico para produção acumulada de gás do campo. Esses mesmo 50 experimentos produziram resultados não só para produção acumulada de gás, mas também para as de óleo, água e pressão.

**Tabela 7-1: Faixa de valores para os parâmetros na Análise de Sensibilidade. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**

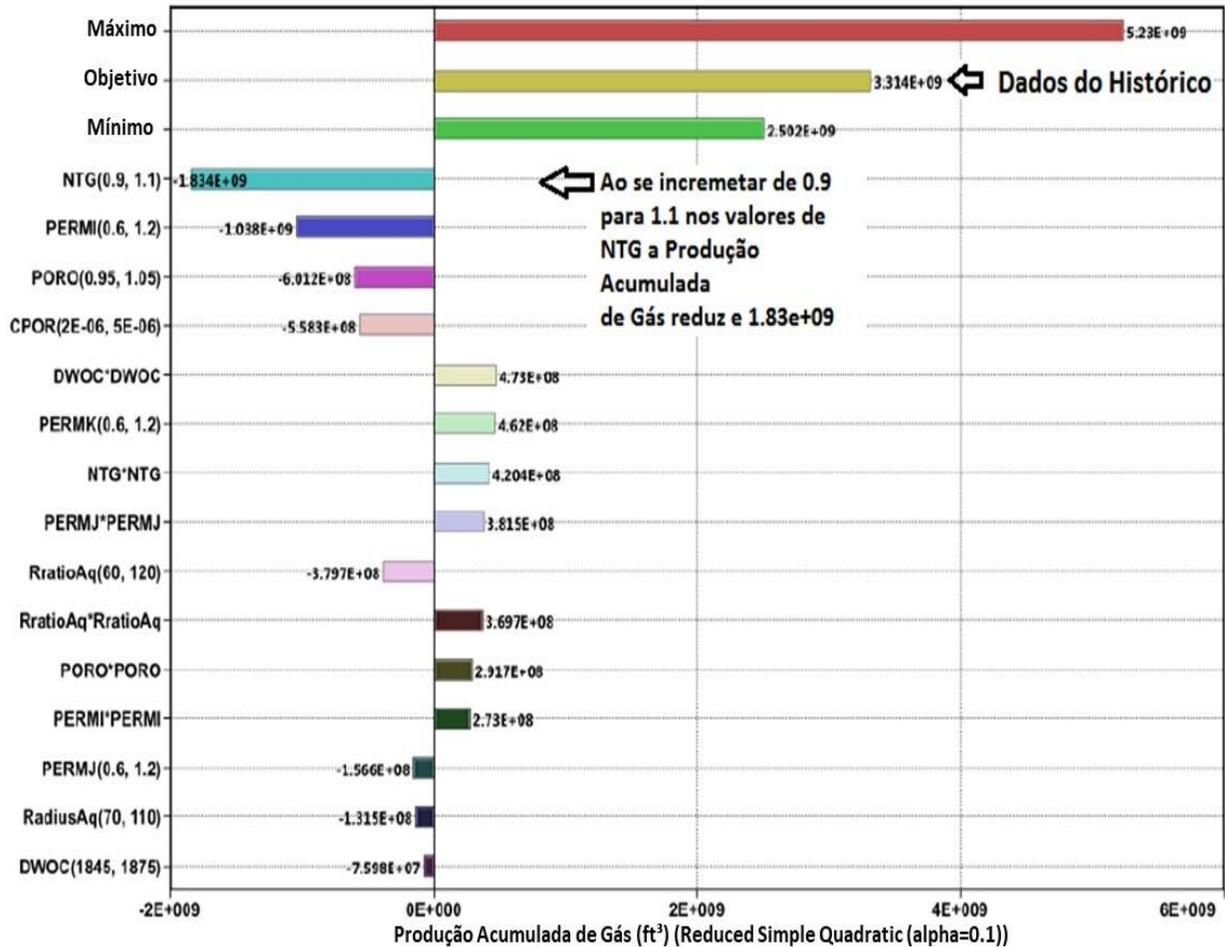
Propriedade	Variável	Mínimo	Máximo
Porosidade	PORO	0.95	1.05
Permeabilidade I	PERMI	0.6	1.2
Permeabilidade J	PERMJ	0.6	1.2
Permeabilidade K	PERMK	0.6	1.2
Net to gross ratio	NTG	0.9	1.1
Compressibilidade da rocha	CPOR	2E-6	5E-6
Contato óleo-água	DWOC	1845	1875
Espessura do aquífero	ThickAq	150	250
Raio do aquífero	RadiusAq	70	110
Relação dimensões do aquífero e do reservatório	RratioAq	60	120



**Figura 7-3: Resultados da produção acumulada de gás do campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**

A partir de estatísticas feitas sobre os resultados obtidos com estes experimentos pode se calcular a sensibilidade de cada parâmetro em termos da função objetivo. A Figura 7-4 abaixo

mostra um diagrama de tornado que explica melhor a sensibilidade de cada parâmetro em termos da produção acumulada de gás.

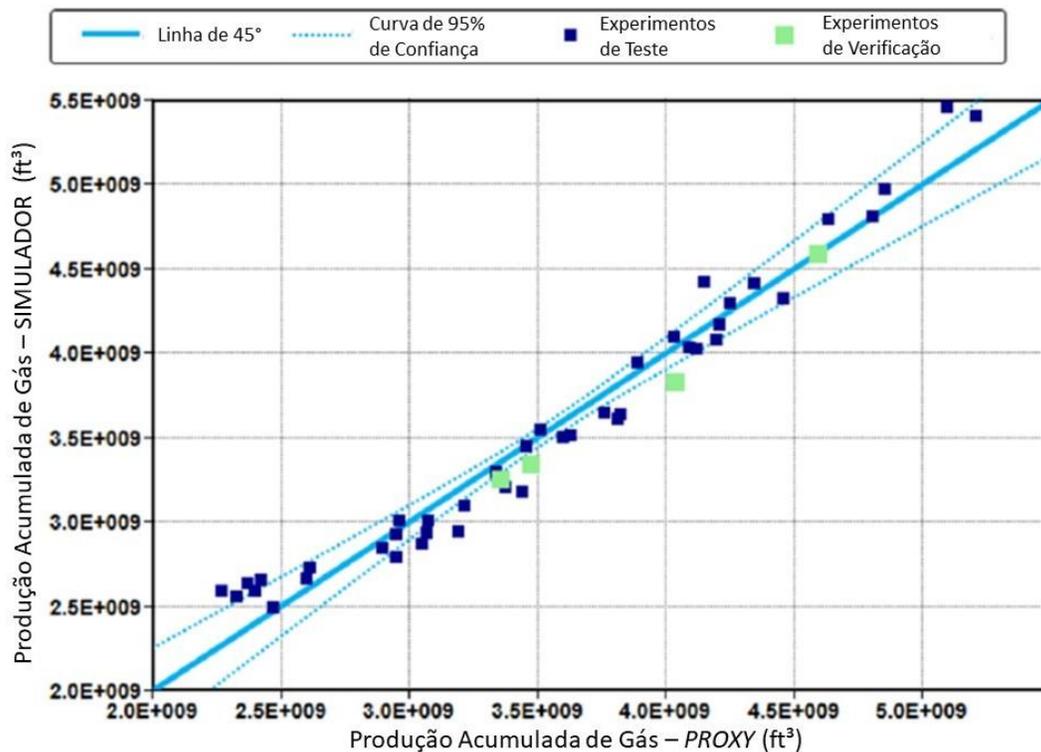


**Figura 7-4: Análise de Sensibilidade para a produção acumulada de gás do campo. Fonte: Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**

Nos resultados da análise da sensibilidade mostrados no diagrama de tornado (figura 7-4) os parâmetros mais sensíveis à produção acumulada de gás do modelo foram NTG, permeabilidade  $i$ , porosidade e compressibilidade da rocha que são os parâmetros com maior influência. Este diagrama além de apresentar os parâmetros que mais influenciam, mostra como as variações nestes parâmetros influenciam a produção acumulada de gás. Por exemplo, para incrementos de 0.9 a 1.1 na NTG existe uma redução do valor da produção acumulada de gás do modelo 1.834e+09. Estas

informações facilitam o ajuste do histórico que vai modificar os parâmetros do modelo para que se ajustem perfeitamente aos dados observados.

Note que este método não usou diretamente o simulador numérico para obter os resultados apresentados nas figuras 7-3 e 7-4 acima. Estes resultados foram obtidos usando modelos de proxies. Para verificar a acurácia obtida pelo modelo *proxy* em relação ao simulador numérico, a figura 7-5 mostra os resultados obtidos de uma análise da regressão entre os valores do simulador e os valores do modelo *proxy*.

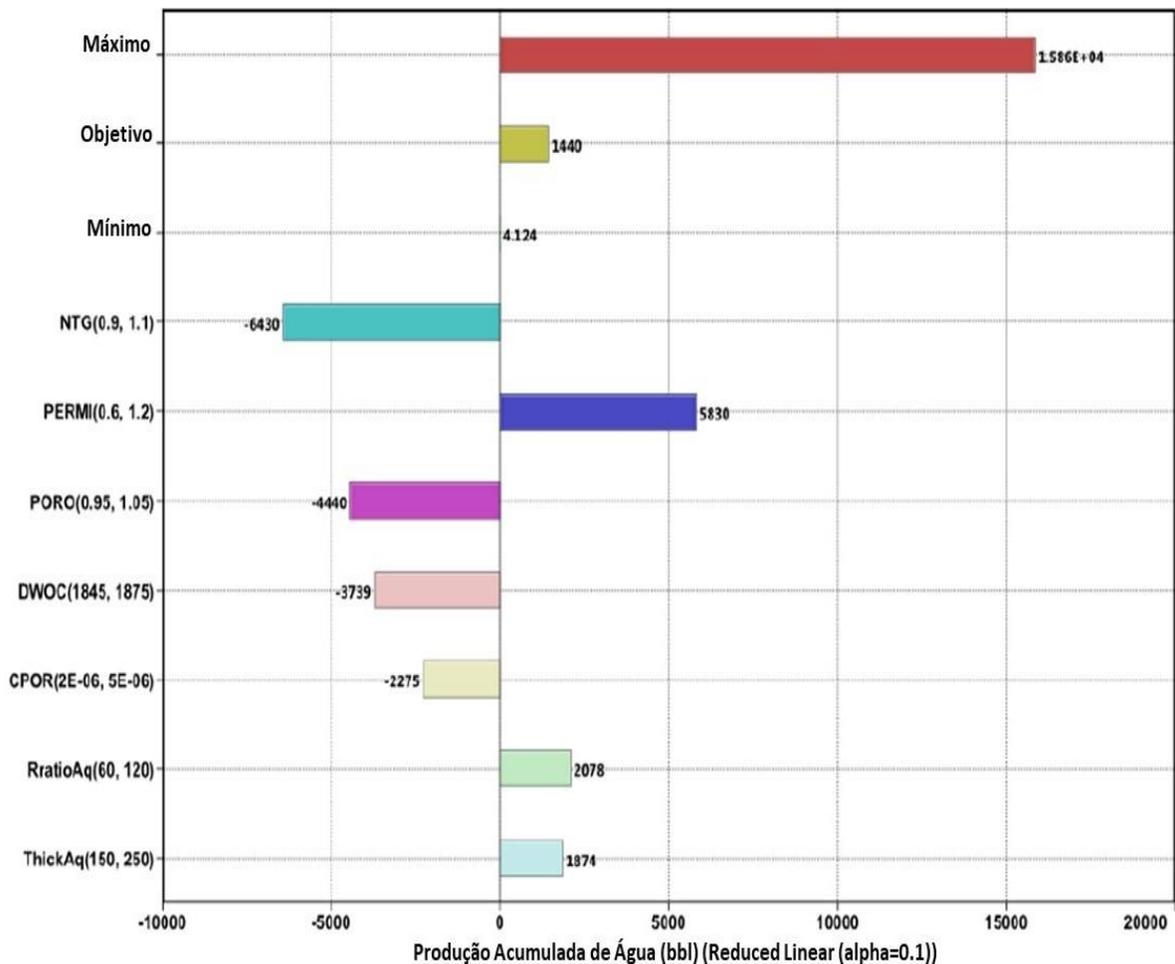


**Figura 7-5: Análise da Regressão entre Resultados da Produção Acumulada de Gás gerados pela Proxy e pelo Simulador Numérico. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**

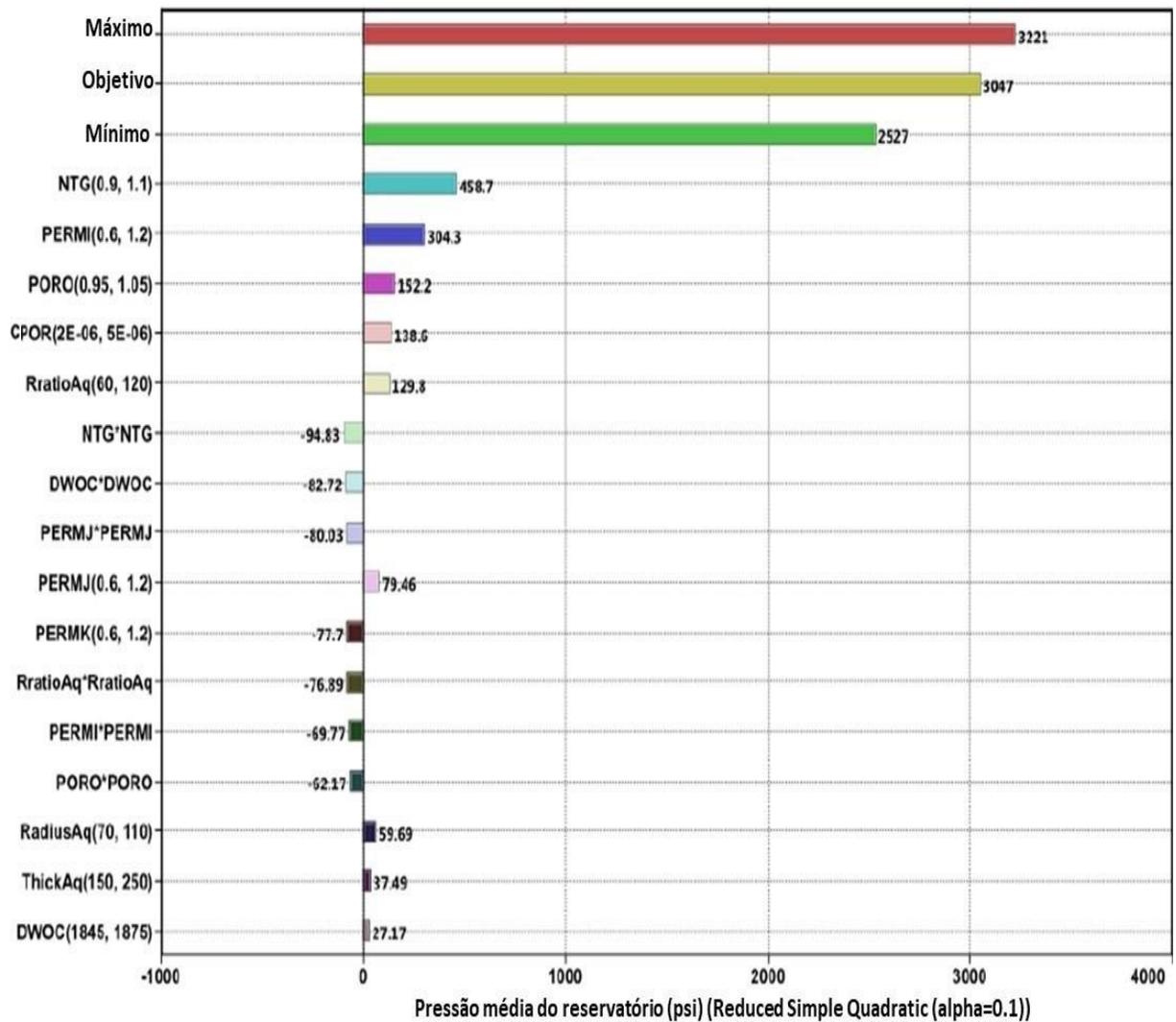
No mesmo exemplo, as figuras 7-6 e 7-7 abaixo denotam o diagrama de tornado para produção acumulada de água, e pressão média do reservatório. Como ocorreu nos resultados da figura 7-4,

os parâmetros com maior impacto foram o NTG, a permeabilidade na direção  $i$  e a porosidade, confirmando a sua influência nas respostas do modelo.

A análise da sensibilidade facilita de muitas formas o Ajuste do Histórico da Produção. *Softwares* comerciais modernos costumam usar este tipo de análise como pré-requisito ao Ajuste Automático do Histórico da Produção. A análise de sensibilidade auxilia na definição dos parâmetros a serem incluídos no ajuste de histórico em um processo denominado parametrização, a ser descrito a seguir.



**Figura 7-6: Análise da Sensibilidade para Produção acumulada de água do campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**

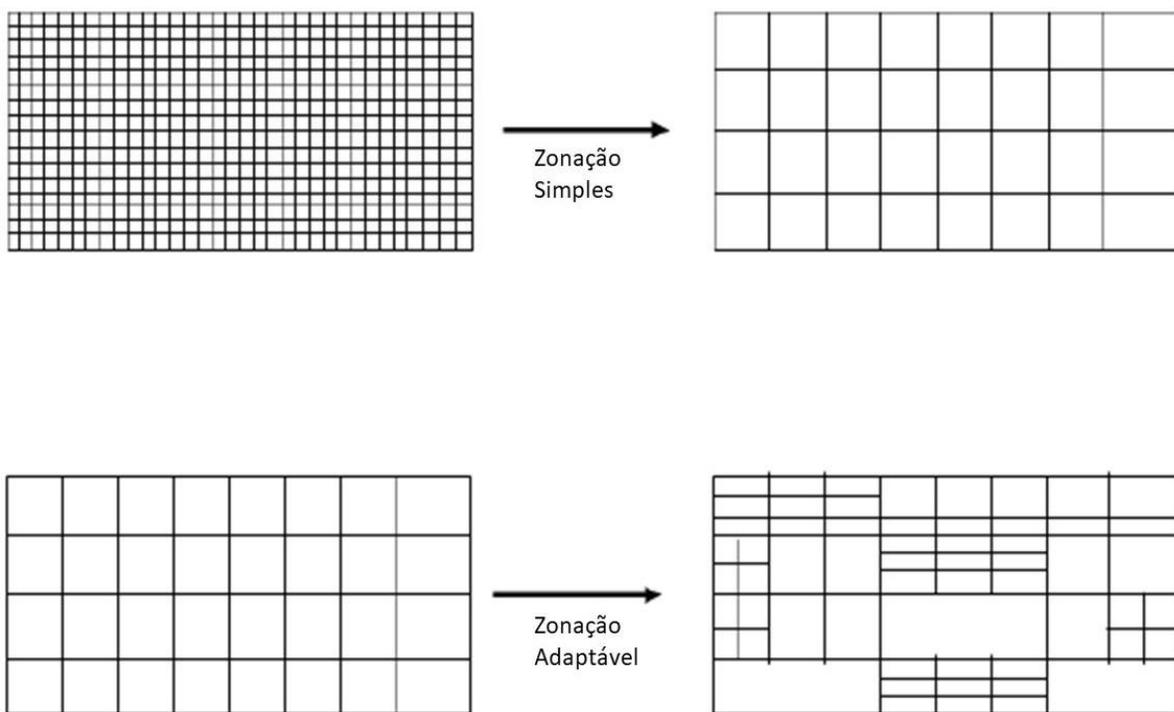


**Figura 7-7: Análise da Sensibilidade da Pressão. Fonte: Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**

### 7.2.2. Outros Métodos de Parametrização

Diversos métodos buscando a parametrização eficiente foram desenvolvidos nos últimos anos. De acordo com CANCELLIERE *et al.* (2011), a divisão do modelo em zonas é a abordagem mais simples, particularmente usada quando já se conhece as fronteiras no reservatório. Pode ser realizada de maneira simples ou adaptável, como pode ser visto na figura 7-8.

OLDENZIEL (2003) apontou duas abordagens normalmente empregadas: a modelagem por voxel e por objeto. Na primeira, perturbam-se parâmetros para cada voxel, ou seja, para cada bloco. Como é inviável computacionalmente utilizar todos os blocos, normalmente trabalha-se com poucos blocos em áreas críticas. O método de pontos pilotos (*pilot point method*), como descrito por BISSEL *et al.* (1997) e ARENAS *et al.* (2001), constitui um exemplo dessa abordagem. Os parâmetros a serem variados são as propriedades em determinados pontos, enquanto as propriedades nas outras regiões são computadas a partir da covariância do modelo.



**Figura 7-8: Divisão por zonas simples e adaptável. Modificado de RWECHUNGURA et al. (2011).**

Na modelagem por objeto, determinados blocos e suas propriedades são definidas em função de algum parâmetro específico (volume poroso ou transmissibilidade, por exemplo), de modo a descrever um objeto geológico (falhas, fraturas ou rochas específicas da formação). Preserva-se, assim, informações geológicas em larga escala do reservatório. O método *gradzone* se encaixa nessa categoria e possui aplicações bem-sucedidas em problemas de campo. As células são colocadas em grupos, os *gradzones*, a partir dos gradientes de pressão encontrados em uma

simulação. Atribui-se, então, um multiplicador de alguma propriedade, como volume de poros ou transmissibilidade, a esse conjunto. Assim, utiliza-se esse multiplicador como o parâmetro de ajuste, enquanto as propriedades de cada célula preservam a proporcionalidade entre si. BISSEL *et al.* (1994), RWECHUNGURA *et al.* (2011) e BRUN *et al.* (2001) discorreram mais detalhadamente à cerca desse método, apresentando, inclusive, exemplos de aplicação com ajuste de histórico.

Existe ainda uma variedade grande de métodos de parametrização presentes na literatura além daqueles aqui mencionados. Para maior aprofundamento no assunto, recomenda-se verificar as revisões feitas por BASIL *et al.* (2015) e RWECHUNGURA *et al.* (2011).

### 7.2.3. Função Objetivo

Uma função de desajuste (objetivo) é definida para quantificar a diferença entre os dados gerados pelo modelo e os dados observados pela produção do reservatório. No ajuste do histórico automatizado a função objetivo é usada pelo algoritmo de otimização para determinar como perturbar os parâmetros do modelo. Isto é, o algoritmo de otimização determina como, nas iterações subsequentes, os parâmetros do modelo vão ser perturbadas para que o mínimo da função objetivo seja atingido de forma mais rápida possível. Esta função pode ranquear os modelos.

Existem vários tipos de funções objetivas. A mais comum é a soma de quadrados, a qual calcula a soma dos quadrados das diferenças entre dados modelados e dados observados. Um erro,  $e$ , é definido como a diferença entre o valor modelado e o valor de uma quantidade observável. Para a produção acumulada de óleo, por exemplo, o erro é dado por:

$$e_{prod.a.oleo} = prod. a. oleo (observado) - prod. a. oleo (simulado) \quad (7-1)$$

A função objetivo é composta de erros como o visto na equação (7-1), o qual é calculado para cada resultado que se deseja observar na produção do reservatório. Por exemplo: pressão de fundo de poço (BHP), corte da água, razão gás/óleo, e outros. Estes parâmetros são escolhidos pelo engenheiro do reservatório e compreendem os dados que podem ser observados na produção do

reservatório. Estes dados de produção estão disponíveis para todos poços e são medidos frequentemente. A função objetivo quantifica os erros de várias medidas:

$$FO_{prod.}^2 = w_1 \sum_j \sum_i \frac{e_{prod.a.agua}^2}{\sigma_{prod.a.agua}^2} + w_2 \sum_j \sum_i \frac{e_{prod.a.oleo}^2}{\sigma_{prod.a.oleo}^2} + w_3 \sum_j \sum_i \frac{e_{prod.a.gas}^2}{\sigma_{prod.a.gas}^2} + w_4 \sum_j \sum_i \frac{e_{corteagua}^2}{\sigma_{corteagua}^2} \quad (7-2)$$

Onde: **FO** denota a função objetivo global, **j** é um índice correspondente ao número de poços, **i** é o índice da medida de cada poço,  $w_1$ ,  $w_2$ ,  $w_3$ , e  $w_4$  são fatores de ponderação, e os diferentes  $\sigma$  denotam um fator de normalização que expressa a precisão ou a informação dos dados para uma determinada variável observável.

No ajuste manual do histórico da produção, o engenheiro, através da experiência, é responsável pela avaliação subjetiva, do ajuste de um determinado modelo. Por outro lado, o ajuste do histórico assistido (ou automático) requer uma expressão matemática que seja avaliada durante o algoritmo de otimização. A função objetivo pode ser expressa como função com um único objetivo ou com múltiplos objetivos. Tradicionalmente, as funções com um único objetivo são as mais utilizadas, mas exigem que o engenheiro especifique os pesos a serem associados a cada conjunto de dados. As funções multi-objetivo têm a vantagem de minimizar simultaneamente vários e diferentes tipos de dados usando o critério de Pareto. Alguns autores argumentam que algoritmos de otimização usando funções multi-objetivo conseguem capturar mais informações do que usando uma função com um único objetivo.

O Ajuste do histórico da produção apresenta não unicidade de soluções, ou seja, mais de um modelo de simulação pode produzir resultados ótimos. Além disso, é possível que produza modelos de reservatório perfeitamente ajustados, mas sem nenhuma plausibilidade física. Há critérios de plausibilidade que devem ser atendidos: limites plausíveis nos quais os parâmetros do reservatório se encontram e a discrepância entre soluções encontradas e as estimativas feitas a priori. Os modelos devem, assim, ser bem ajustados matematicamente e fazer sentido fisicamente.

A função objetivo pode ser composta de diferentes categorias de dados. A inclusão do conhecimento geológico na função objetiva é uma forma de restringir os modelos produzidos pelo ajuste do histórico. Ela fornece uma maneira de incluir critérios físicos de plausibilidade. Além disso, dados sísmicos também podem ser incluídos na função objetivo:

$$FO^2 = w_1FO_{prod}^2 + w_2FO_{geol}^2 + w_3FO_{sis}^2 \quad (7-3)$$

Esta função objetivo da equação (7-3) não é muito usada e serve apenas para se ter uma ideia de como introduzir informações pertinentes na função objetivo. Quanto mais informações são introduzidas na função objetivo mais restringe os modelos produzidos e melhora a qualidade do ajuste.

#### 7.2.4. Algoritmos de Otimização

Como mencionado anteriormente, o ajuste do histórico da produção é um procedimento de otimização. Isto é, a partir dos parâmetros selecionados do modelo de simulação (na parametrização), dos dados do histórico da produção e de uma função objetivo, o ajuste do histórico da produção busca através de um algoritmo de otimização minimizar a função objetivo que quantifica o erro entre os dados gerados pelo simulador e os dados do histórico. Esta minimização se dá a partir de perturbações sucessivas nos parâmetros selecionados do modelo, de maneira que, a cada iteração, o algoritmo de otimização orienta as modificações que devem ser feitas nos parâmetros do modelo a fim de minimizar o erro.

Os algoritmos de otimização podem ser divididos em dois grupos de acordo com o tipo de espaço de soluções e a quantidade de ruído que podem lidar como:

- **Otimizadores globais** são capazes de lidar com espaços de solução multimodais (muitos mínimos) e com muitos ruídos. Eles geralmente conseguem atingir o mínimo global. No entanto, eles exigem um grande número de chamadas de funções. Especialmente dentro da engenharia do reservatório, isso é considerado uma desvantagem, porque uma única simulação leva facilmente algumas horas. A amostragem eficiente do espaço de soluções, reduzindo o número de experimentos, pode fornecer uma alternativa.

- **Otimizadores locais**, tais como os otimizadores gradientes, não são muito adequados para lidar com espaços de solução ruidosos, pois podem ficar presos em mínimos locais. Um otimizador gradiente é capaz de manipular uma certa quantidade de ruído, mas não são capazes de lidar com espaços de soluções altamente ruidosos. Eles possuem a vantagem, entretanto, de convergirem mais rapidamente que os otimizadores locais.

A tabela abaixo mostra os algoritmos de otimização mais usados no Ajuste do Histórico da Produção, de acordo com suas respectivas classificações.

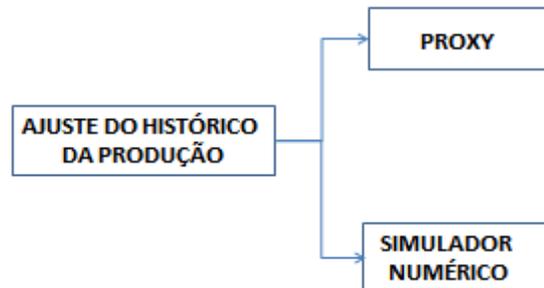
**Tabela 7-1: Algoritmos de Otimização para Ajuste do Histórico da Produção. Adaptado de RWECHUNGURA *et al.* (2011).**

Otimizadores Locais	
Baseados em Gradiente	Não Baseados em Gradiente
<i>Steepest Descent</i>	<i>Nelder-Mead</i>
<i>Gauss-Newton</i>	Busca direta de <i>Hooke-Jeeves</i>
Gradiente Conjugado	Busca direta por Malha Adaptativa
<i>Quasi-Newton</i>	Busca por padrões gerais
<i>Levenberg-Marquardt</i>	Busca gerando conjuntos
Programação sequencial quadrática	<i>Trust-Region Methods in DFO</i>
Otimizadores Globais	
Estratégias Evolucionárias	
Algoritmos Genéticos	
<i>Simulated Annealing</i>	
<i>Partical Swam Optimization</i>	

Os métodos apresentados acima mostram desdobramentos que também têm sido muito utilizados como diferentes tipos de algoritmos evolucionários tais como: *Designed Exploration and Controlled Evolution* (DECE), algoritmos genéticos adaptativos e outros.

Uma solução para o enorme custo computacional exigido pelos algoritmos globais tem sido o uso de modelos de *proxy*. Um modelo de *proxy*, como descrito anteriormente, é uma aproximação do modelo de reservatório numérico 3D original e, por esse motivo, requer muito menos tempo para executar. *Krigging*, superfícies de resposta adaptativa, redes neurais e outros métodos foram testados como modelos de *proxy*, com alguns deles gerando bons resultados.

A ideia de otimização global-local provou ser muito efetiva porque proporciona um bom *trade-off* entre a exploração do espaço da solução e a exploração de mínimos possíveis. Os métodos mencionados acima podem trabalhar diretamente sobre o simulador numérico ou sobre modelos de *proxies*.



**Figura 7-9: Abordagens computacionais para o ajuste do histórico. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**

Os métodos que demandam maior número de simulação (tais como os algoritmos genéticos, e algoritmos evolucionários) são muitas vezes realizados sobre modelos de *proxies*. Nestes casos, técnicas de amostragem são pré-requisitos usados em combinação com as *proxies*.

### **7.2.5. Critérios de parada**

Como pode ser visto na figura 7-1 o critério de parada tem um papel importante no ajuste automático do histórico da produção, de forma que existem vários critérios a partir dos quais o ajuste pode ser considerado terminado. O primeiro e mais importante é quando a diferença entre o dado observado do histórico e o dado resultante das simulações é suficientemente baixa ou dentro de certo limite dos dados observados. Um segundo critério é parar o ajuste se, a partir de um determinado número de rodadas sucessivas, os valores da função objetivo não apresentam melhora. Os critérios de parada devem garantir que os modelos apropriados, considerando os dados observados, sejam obtidos. Assim, os critérios de parada devem permitir que o espaço de busca seja suficientemente amostrado para garantir que os modelos adequados sejam encontrados.

A definição de um critério de parada não adequado implica na falha do ajuste de histórico da produção. Por um lado, a escolha por um critério de parada considerado “folgado” pode resultar em um modelo não ajustado adequadamente. Por outro, o emprego de um critério de parada considerado muito “rígido” pode conferir ao algoritmo de otimização um tempo muito elevado de realização. Dessa forma, é importante que se encontre o equilíbrio entre a qualidade do ajuste e o tempo/custo envolvidos.

### 7.2.6. Caso Exemplificativo

A seguir serão apresentados os resultados do ajuste de histórico da produção para um reservatório sintético desenvolvido em um *software* comercial. No experimento foi usado um algoritmo evolucionário (DECE) combinando com o método de busca tabu e planejamento de experimentos. Foram definidos 500 experimentos. Como já haviam sido feitos experimentos relativos a análise da sensibilidade, estes experimentos foram incluídos entre os 500. Os parâmetros que foram modificados no ajuste são aqueles apresentados na tabela 7-1. As análises da sensibilidade são mostradas nas figuras 7-4, 7-6 e 7-7. A função objetivo envolveu a produção acumulada de água, óleo, gás e a pressão média do campo. Esta função objetivo tem a seguinte forma:

1. Função local para o poço  $i$ :

$$Q_i = \frac{1}{\sum_{j=1}^{N(i)} tw_{i,j}} \times \sum_{j=1}^{N(i)} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{T(i,j)} (Y_{i,j,t}^s - Y_{i,j,t}^m)^2}{NT(i,j)}} \times 100\% \times tw_{i,j} \quad (7-4)$$

Onde:

$i, j, t$  – Subscritos representando poço, tipo de dado de produção e tempo, respectivamente.

$N(i)$  – Número total de tipos de dados de produção para o poço  $i$ .

$NT(i, j)$  – Número total de pontos de dados medidos.

$Y_{i,j,t}^s$  – Resultados simulados.

$Y_{i,j,t}^m$  – Resultados medidos.

$tw_{i,j}$  – Termo de ponderação.

$Scale_{i,j}$  – Termo de normalização de escala.

2. A função global:

$$Q_{global} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{NW} w_i} \sum_{i=1}^{NW} w_i Q_i \quad (7-5)$$

Onde:

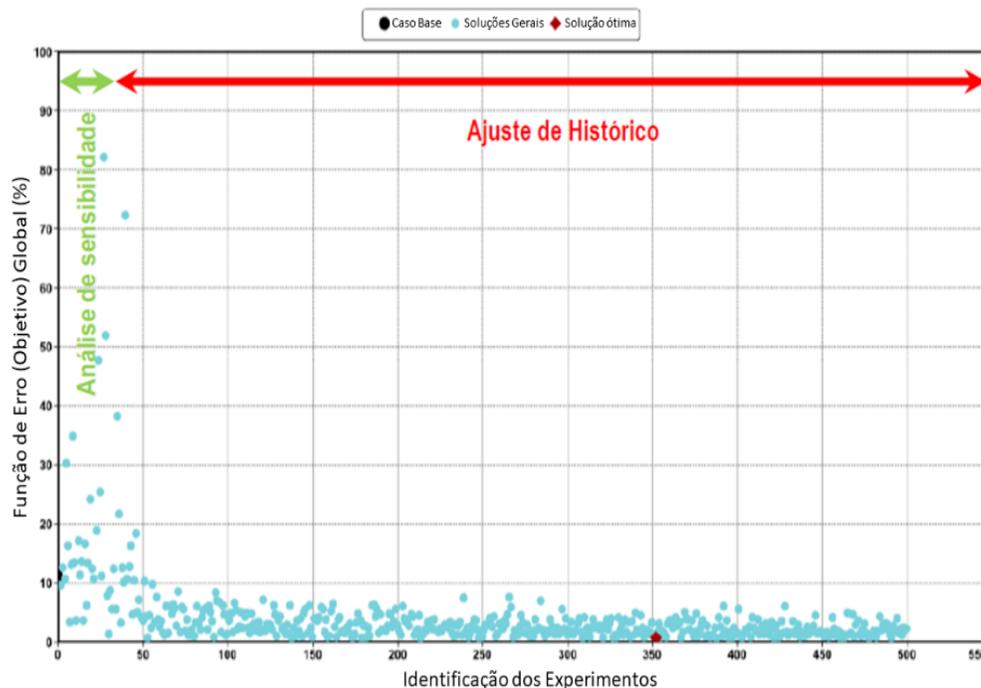
$Q_{global}$  – Função Objetivo Global

$Q_i$  – Função Objetivo para o poço  $i$ .

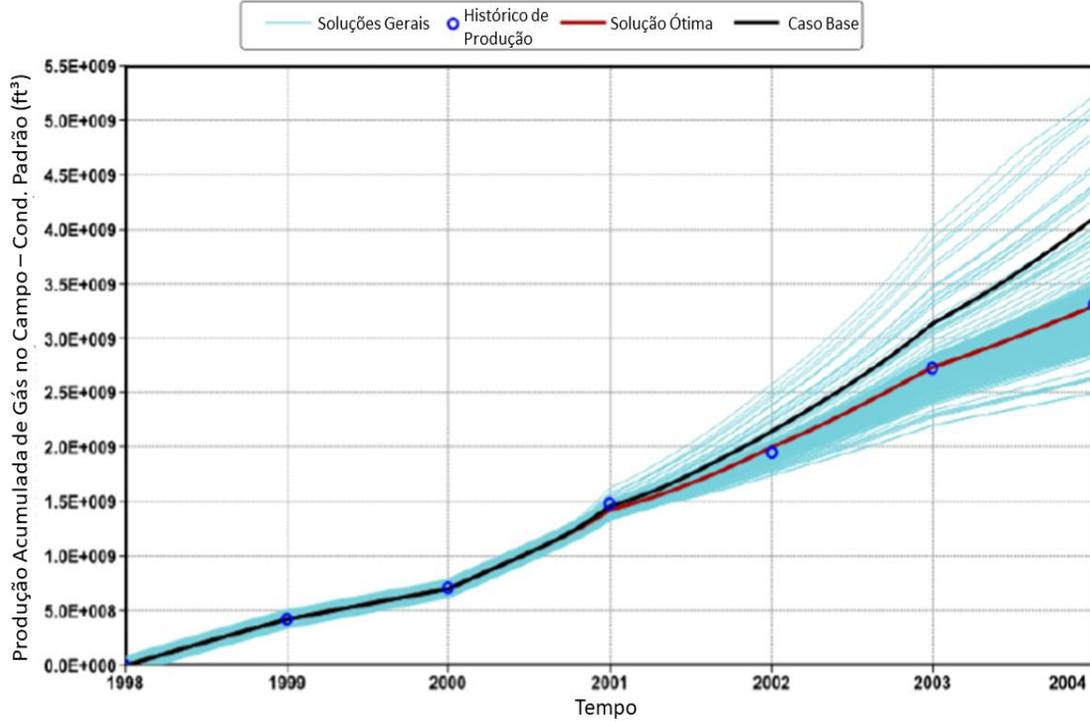
$NW$  – Número total de poços.

$w_i$  – Peso da Função Objetivo do poço  $i$  no cálculo da Função Objetivo Global.

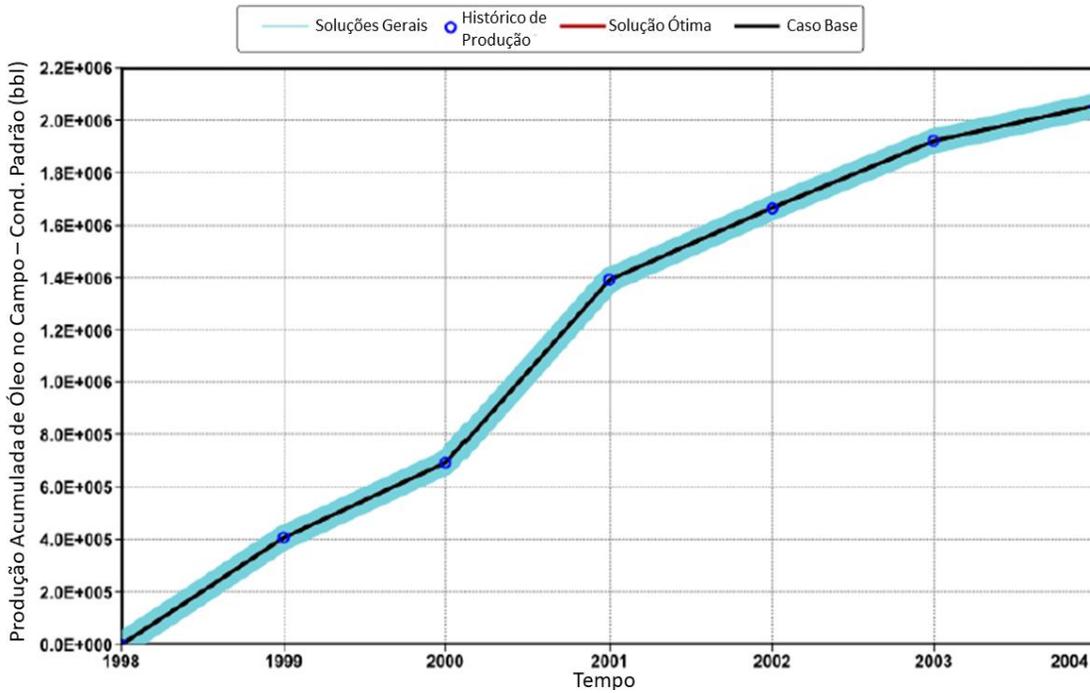
A evolução da função objetivo e a qualidade do ajuste são mostradas nas figuras 7-10 a 7-14.



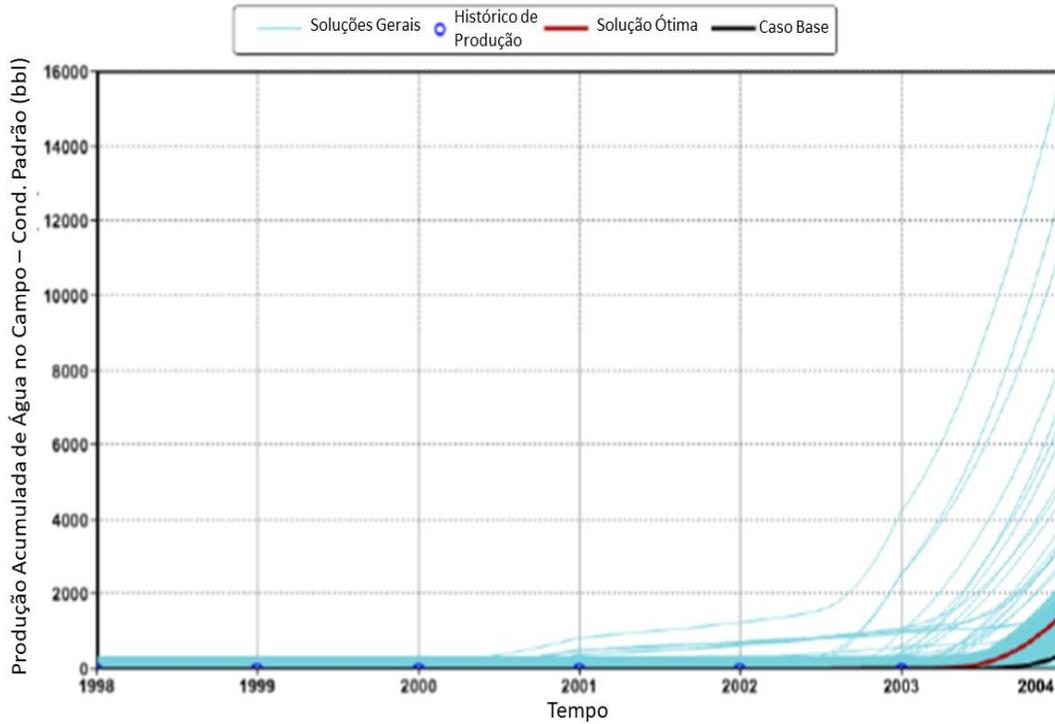
**Figura 7-10: Evolução de 500 experimentos do Ajuste do Histórico, em um software comercial. O ponto vermelho indica o modelo ajustado. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**



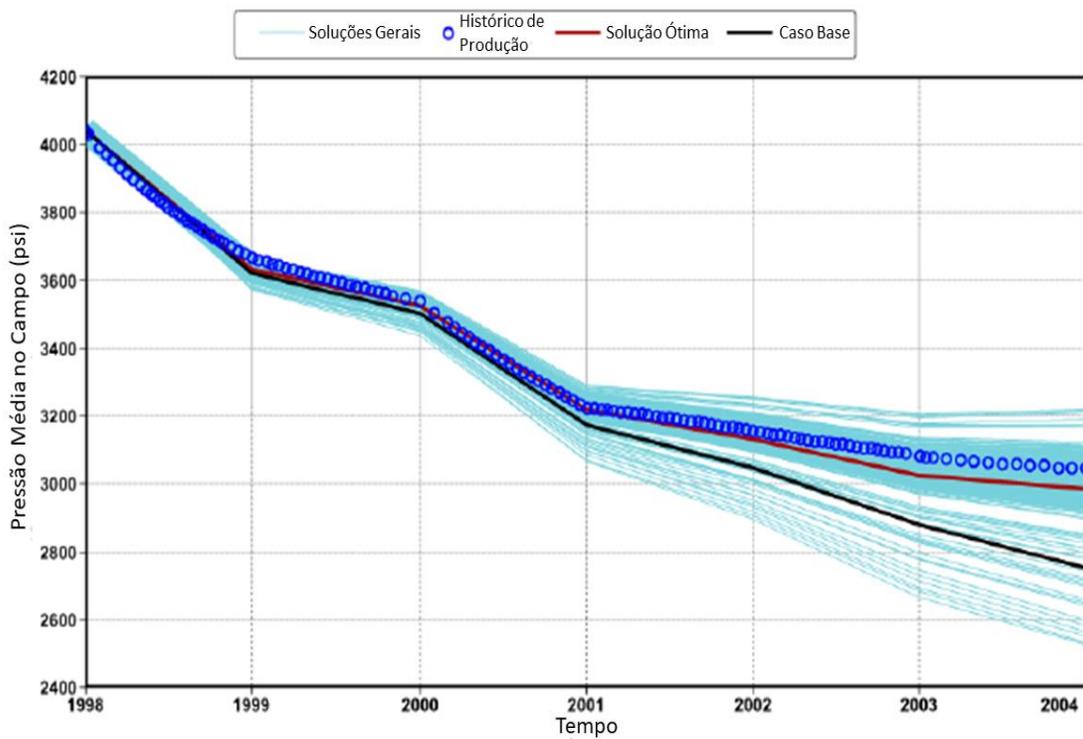
**Figura 7-11: Ajuste do Histórico relativo à Produção Acumulada de gás do campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**



**Figura 7-12 Ajuste do Histórico relativo à Produção Acumulada de Óleo do Campo. Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**



**Figura 7-13: Ajuste do Histórico relativo à Produção Acumulada de Água do Campo.**  
**Fonte: Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).**



**Figura 7-14: Ajuste do Histórico relativo à Pressão Média do Campo.** Adaptado de Análise Integrada e Otimização usando CMOST (2016).

É importante ressaltar também que até agora se discutiu apenas o ajuste a partir de um único modelo, ou seja, de um ponto de vista ou modelagem determinístico. Dada a não singularidade do problema, essa abordagem pode, por vezes, apresentar erros consideráveis em relação ao comportamento real do reservatório. O ajuste de histórico com múltiplos modelos é uma tarefa extremamente complexa, necessitando de bastante tempo e potência computacional, o que muitas vezes o inviabiliza. A seguir, será apresentado o ajuste com o uso de filtros de Kalman em conjunto, que permite a utilização de múltiplos modelos. Um pouco mais adiante, no capítulo sobre Análise de Riscos, também serão discutidas técnicas usadas para quantificar e mitigar a incerteza na previsão, assim como abordagens para se trabalhar com modelos probabilísticos.

### **7.3. Ajuste do Histórico da Produção Usando Filtros de Kalman em Conjunto**

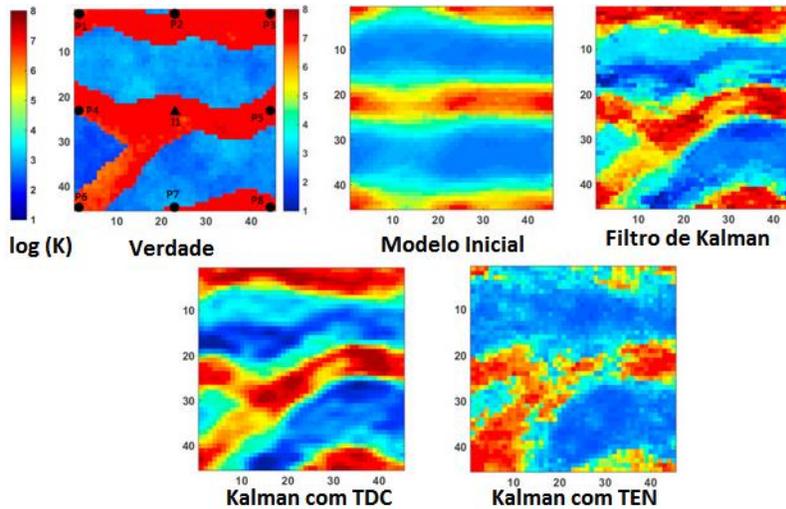
Nos últimos tem sido visto grande desenvolvimento de pesquisas em torno do uso de filtros de kalman em conjunto (*Ensemble Kalman Filter* - EnKF) no ajuste do histórico da produção. Esta metodologia é capaz de ajustar múltiplos modelos simultaneamente e obtém muito bons resultados.

Segundo LIGERO e MASSA (2017) a aplicação do EnKF no ajuste do histórico da produção apresenta duas grandes vantagens:

- Não depende de nenhum simulador de reservatório específico. Este filtro trabalha com resultados que são gerados pelo simulador. Qualquer simulador de reservatórios pode ser usado;
- Não exige muitas rodadas de simulação. Uma vez que não associa nenhum tipo de otimizador ao simulador de reservatórios tal como os métodos não baseados em gradiente e os métodos baseados em algoritmos evolucionários.

Além do ENKF existem outros tipos de filtros de Kalman baseados em conjunto (*ensemble*), dentre eles podemos destacar:

- EnFK com Transformada Discreta do Cosseno;
- EnFK com transformada de Escore Normalizada;
- *Ensemble Randomized Maximum Likelihood* (EnRML).



**Figura 7-15: Ajuste do Histórico do Log (K) com EnFK, EnFK Transformada Discreta do Cosseno, e Transformada de Escore Normalizada.**

A Figura 7-15 mostra a log da permeabilidade verdadeira, o modelo inicial obtido que foi input no EnFK, o modelo obtido com o output do EnFK, do EnFK e com Transformada Discreta do Cosseno (TDC), e do EnFK com Transformada Escore Normal (TEN).

#### **7.4. Ajuste Sísmico do Histórico da Produção**

A sísmica de lapso de tempo é definida como levantamentos repetidos de dados sísmicos 2D e 3D. Esses dados constituem um conjunto de dados dinâmicos nas mesmas condições em tempos diferentes. O primeiro levantamento sísmico geralmente é chamado de linha base e o levantamento repetido é chamada de monitor. Idealmente, o levantamento linha base é um conjunto de dados 3D adquirido antes do início da produção do campo e o monitor é adquirido após algum tempo de produção.

A sísmica de lapso de tempo é uma ferramenta eficiente para melhorar a drenagem, a recuperação total do reservatório, o monitoramento de contatos e outros. E se constitui em um instrumento para auxiliar a perfuração de poços de preenchimento injetores e produtores, a estimativa de parâmetros, e outros. Os dados de reflexão sísmica de um levantamento são sensíveis às variações das propriedades acústicas do reservatório. Essas variações são função da temperatura, compactação, saturação de fluido e pressão do reservatório.

As imagens sísmicas são sensíveis a contrastes em dois tipos distintos de propriedades do reservatório:

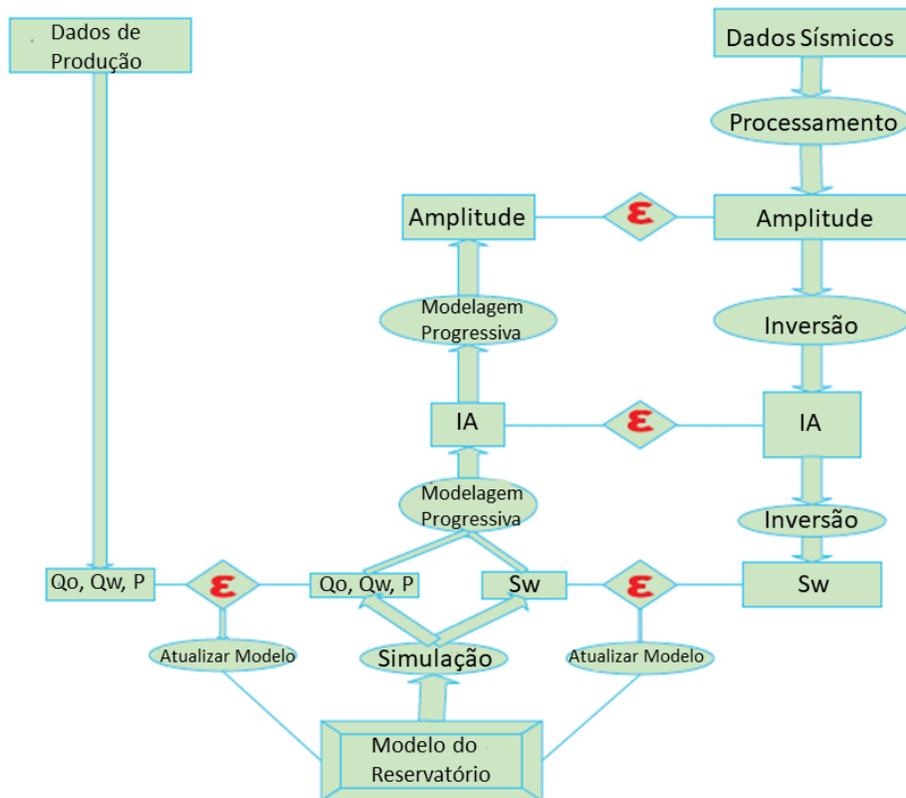
- Propriedades geológicas estáticas independentes do tempo, tais como: litologia, porosidade e conteúdo de folhelho;
- Propriedades de fluxo de fluido dinâmicas variáveis no tempo, tais como saturação de fluidos, pressão de poros e temperatura.

Um único levantamento sísmico 3D representa um instantâneo do tempo de um reservatório, onde a contribuição da geologia estática e do fluxo de fluido são difíceis de separar. Por exemplo, pode ser impossível distinguir um contato água-óleo de um limite de deposição horizontal em uma única imagem sísmica. No entanto, com levantamentos sísmicos 4D, examinando a diferença entre imagens sísmicas 3D de lapso de tempo permite cancelar as contribuições geológicas independentes, resultando em uma imagem direta das mudanças variáveis no tempo causadas pelo fluxo de fluido do reservatório. As aplicações potenciais da sísmica 4D incluem o mapeamento de contatos fluidos com o tempo, estimativa da compartimentação da pressão e vedação de falha e localização de óleo. Duas questões importantes na sísmica 4D são:

- (1) Repetibilidade: Para que sejam obtidas informações da sísmica lapso de tempo é necessária que comparações sejam feitas entre o levantamento linha-base e o levantamento monitor. Para que eles sejam comparáveis, todas as condições de aquisição e processamento sísmico devem ser idênticas nos dois levantamentos. Qualquer alteração nas condições dos levantamentos pode dificultar grandemente a obtenção de informações úteis.
- (2) Integração: Existe um grande desafio na integração de dados sísmicos na engenharia do reservatório. Uma estratégia importante para esta integração é combinar dados sísmicos com a modelagem de fluxo para fazer estimativa de parâmetros usando dados sísmicos 4D no ajuste do histórico da produção. Esses dados adicionam uma nova dimensão ao problema de estimativa dos parâmetros, pois eles contêm informações sobre movimento de fluido e mudanças de pressão entre e além dos poços. Os mapas de pressão e saturação obtidos da sísmica 4D podem ser considerados dados de *input* em fluxos de ajuste do histórico da produção, de maneira que, além dos dados de produção, os algoritmos devem incluir saturação e pressão para serem ajustadas nos modelos de simulação.

Ajustar o modelo de simulação do reservatório usando simultaneamente dados de produção e dados sísmicos 4D não é uma matéria simples e pode ser feita em diferentes níveis. A figura 7-16 mostra uma representação de alguns destes diferentes níveis. No lado esquerdo da figura estão os dados de produção, no centro o modelo de simulação do reservatório, e no lado direito os dados sísmicos.

Note que na figura que o modelo é simulado e nesta simulação as informações de vazão de óleo, água, pressão e saturação de água são obtidas. Estas informações são comparadas com os dados de produção e atualizam o modelo. No centro da figura está uma modelagem “para a frente”, onde o modelo de simulação gera dados modelados de impedância acústica e amplitude. De maneira que a impedância acústica, e a amplitude, modeladas são comparadas a estes mesmos parâmetros obtidas dos dados sísmicos observados. Além disso, os dados de saturação de água invertidos da impedância acústica são comparados com os mesmos dados obtidos do modelo de simulação. Saber qual destes níveis de comparação vai produzir os melhores resultados é um grande desafio.



**Figura 7-16: Integração da Sísmica ao Ajuste do Histórico. Modificado de RWECHUNGURA et al. (2011).**

## 8. Otimização no Gerenciamento do Reservatório

Neste capítulo é brevemente discutido o papel da otimização no gerenciamento de reservatórios. Como sabemos o ajuste do histórico da produção é um importante procedimento do gerenciamento de reservatórios. E se constitui em é um processo de otimização. De forma que otimização está no centro do gerenciamento de reservatórios. Por outro lado, a localização e quantidade de poços também podem ser otimizados de forma a aumentar a VPL do projeto. Nesta seção são apresentados alguns aspectos desta otimização.

O modelo de reservatório desenvolvido, após passar pelo processo de ajuste de histórico descrito no capítulo anterior, pode, então, ser considerado confiável para a realização de previsões futuras acerca do campo em questão. Diversas características do projeto de desenvolvimento do campo podem ser definidas a partir deste modelo, o que tornará possível sua subsequente otimização.

A otimização de aspectos na fase de desenvolvimento - tais como localização, quantidade e geometria de poços produtores e injetores, ciclos de injeção alternada de água e gás (do inglês *water alternating gas*, WAG), entre outros - é uma ferramenta imprescindível para um engenheiro de petróleo, uma vez que busca maximizar o valor presente líquido (VPL) e o fator de recuperação (FR), para citar dois exemplos relevantes.

Tal procedimento possui extrema importância, pois possibilita que diversos cenários de desenvolvimento de um campo sejam estudados. É digno de nota que a otimização das etapas de um projeto de desenvolvimento do campo em foco constitui um recurso essencial e vantajoso na área da engenharia, pois permite que apenas a alternativa ótima seja escolhida para ser executada, garantindo, assim, menores gastos e um resultado mais eficaz.

Vale ressaltar que, na realização de uma otimização que visa maximizar parâmetros econômicos, como VPL, por exemplo, existe um desafio crucial que consiste em lidar com as incertezas inerentes ao processo. Estas podem ser relacionadas aos seguintes fatores: a incerteza

propagada durante todo o processo proveniente do fato de os dados de input do modelo serem limitados e incertos, bem como devido à contínua oscilação das condições econômicas levadas em consideração, e outras (SIRAJ, 2017).

Agora que os objetivos e vantagens do emprego de uma otimização foram expostos cabe então discorrer sobre o que de fato ela é. Otimização nada mais é do que a resolução de um problema básico de minimizar ou maximizar uma função objetivo dentro de um domínio com restrições impostas de acordo com cada situação.

Em otimizações dentro da engenharia de reservatórios, o uso de simuladores numéricos de reservatórios se torna indispensável, tornando desafiadora sua solução. Como mencionado anteriormente, um dos maiores aspectos a ser otimizado nesta área consiste em otimizações relacionadas a poços, tanto no que se refere à sua localização, quanto à sua quantidade.

Para que sejam obtidos localização e número de poços ótimos é imprescindível a definição de variáveis de decisão pertinentes ao caso, de objetivos desejados, bem como de suas restrições. Estes valores são alcançados através da maximização de variáveis de desempenho (como, por exemplo, fator de recuperação, VPL e produção acumulada de óleo) e de uma simultânea minimização de custos, respeitando o conjunto de limitações preestabelecido. (ALQAHTANI et al. 2012).

A seguir são mencionados os dois procedimentos mais empregados na otimização da localização e da quantidade de poços:

- Algoritmo Genético (GA): consiste em um algoritmo heurístico baseado nos conceitos da evolução (como seleção natural, mutação e crossover, por exemplo), amplamente utilizado com o intuito de obter resultados relacionados à otimização. De acordo com ALQAHTANI et al. (2012), os algoritmos genéticos representam o método com emprego mais frequente dentro de otimização de localização de poços (aproximadamente 60% do total de aplicações neste tema). Sua principal vantagem consiste em retornar à solução ótima global.

- *Branch and Bound* (B&B): o método enumera de forma inteligente as possíveis soluções do caso a ser resolvido (*branch*) e resolve apenas uma parcela que se encontra dentro dos limites estabelecidos (*bound*), descartando, assim, as demais soluções.

Além dos procedimentos descritos acima, cabe destacar os demais algoritmos que têm sido utilizados:

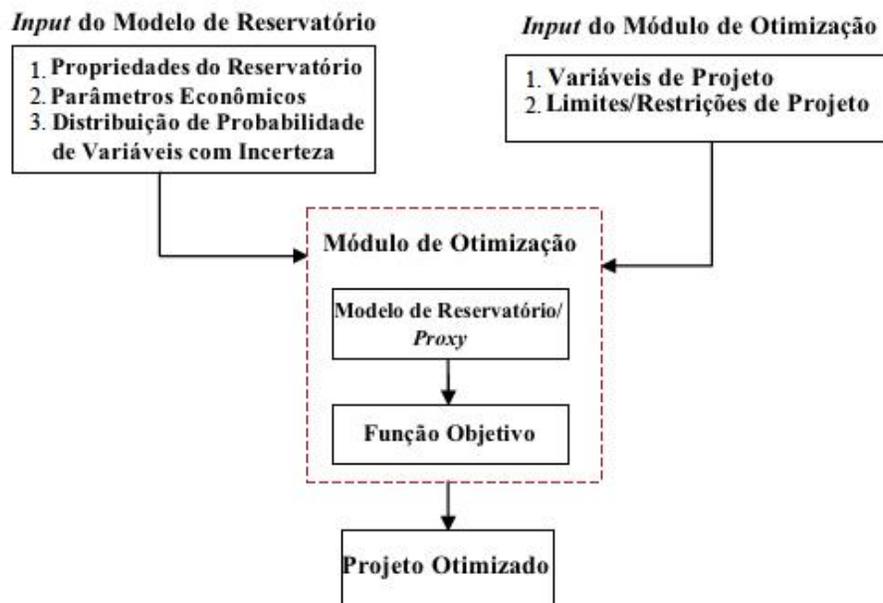
- *Simulated Annealing* (SA);
- Estratégia Evolutiva baseada em Matriz de Covariâncias (CMA-ES);
- Otimização por Enxame de Partículas (do inglês, *Particle Swarm Optimization*, PSO);
- *Spontaneous Perturbation Stochastic Approximation* (SPSA);
- Otimização Retrospectiva – Método *Hooke Jeeves* (ROHJ);
- *Nelder-Mead Downhill Simplex* (N-M);
- Gradiente Reduzido Generalizado (do inglês, *Generalized Reduced Gradient*, GRG);

A decisão sobre a localização e quantidade de poços impacta diretamente inúmeros fatores que devem ser considerados (como o tipo de plataforma a ser utilizada, a vazão máxima de produção, entre outros). Por isso, torna-se relevante o desenvolvimento de uma interface acessível e interativa, que agrupe os processos de otimização, possibilitando alterações pela equipe de tomada de decisões, e, com isso, acelerando este processo.

Por fim, cabe ressaltar os desafios e as restrições dos processos de otimização. Um problema usualmente recorrente é o fato de estas otimizações requererem uma excessiva quantidade de simulações antes de chegarem à solução ótima, o que demanda um elevado tempo e custo computacional. Um possível e habitual recurso para contornar tal obstáculo é o emprego de proxies para substituir o simulador de reservatórios (tópico detalhado no Capítulo 6).

Em síntese, é apresentado na figura 8-1 abaixo um esquema generalizado representativo do algoritmo de otimização do número e localização de poços, que exhibe dois tipos de input comuns a grande parte destes processos. Um deles consiste em dados inseridos relativos ao modelo de reservatório, como propriedades do reservatório, parâmetros econômicos (para cálculo do VPL, por exemplo), além disso, as incertezas associadas a estes aspectos devem ser inseridas. O outro

tipo de input é chamado de input do módulo de otimização, onde são estabelecidas as restrições e limites impostos sobre as funções objetivo. O módulo de otimização inclui o algoritmo que irá utilizar o modelo de reservatório para computar a função objetivo. O algoritmo retorna o melhor resultado dentro de um certo intervalo de incerteza proveniente da limitação dos dados inseridos.



**Figura 8-1: Esquema simplificado de um algoritmo de otimização de poços. Fonte: modificado de ALQAHTANI *et al.* (2012).**

## 9. Análise de Incerteza e Risco no Gerenciamento de Reservatórios

O ciclo de vida de um reservatório ou campo pode ser dividido nas seguintes fases:

- Exploração;
- Delimitação/Avaliação;
- Desenvolvimento;
- Produção (primário, secundário e terciário);
- Abandono.

As incertezas-chave na fase de exploração são relacionadas à presença ou não de um sistema de petróleo através do qual os hidrocarbonetos existentes possam estar acumulados em um reservatório e o volume desta acumulação. Estes parâmetros são fatores muito importantes uma vez que indicam diretamente a viabilidade econômica do reservatório.

Nesta fase a quantidade de dados é limitada, relacionada basicamente a:

- Dados Sísmicos;
- Dados de Poços.

De maneira que podemos incluir como incertezas importantes nesta fase:

- Quantidade e qualidade dos dados geológicos, petrofísicos e de fluidos;
- Interpretação destes dados e caracterização de reservatórios.

A exploração de óleo e gás exige altos investimentos uma vez que existem elevados custos envolvidos na prospecção e na produção devido ao custo de ferramentas e instalações de produção.

Nesta fase as árvores de decisão e análise de risco envolvem dúvidas quanto a:

- Presença ou não de hidrocarbonetos;
- Os percentuais de óleo, gás e água;
- Volumes existentes;

- Investimentos necessários;
- Número de poços que devem ser perfurados.

Técnicas de análise de risco aplicadas na fase de exploração incluem a determinação de Valor Monetário Esperado (VME) de Projetos, e Simulação Monte Carlo.

A fase de delimitação/avaliação é realizada depois da fase de exploração, nesta fase os contornos delimitadores do reservatório ou campo devem ser definidos. A quantidade de informação nesta fase ainda é muito limitada devida a pequena quantidade de poços perfurados.

Após a avaliação inicial, as empresas podem decidir entre:

- Abandonar o reservatório caso não exista viabilidade econômica, de acordo com a falta de volume apropriado de óleo presente, excessiva viscosidade, produtividade muito abaixo da esperada, entre outros;
- Obter mais dados para se informar melhor à cerca do reservatório, de modo a verificar se vale a pena ou não continuar o investimento;
- Implementar um plano de desenvolvimento do reservatório, de forma que investimentos de grande magnitude possam ser feitos.

Uma entre essas três ações deve ser decidida pelas empresas. Em caso de se implementar um plano de desenvolvimento, deverá ser elaborado um estudo de viabilidade contendo as várias opções técnicas para desenvolvimento do campo. Este estudo deve conter as alternativas de desenvolvimento na subsuperfície, as dimensões dos equipamentos, as propostas de locações de equipamentos e instalações (plataformas, por exemplo), extração do petróleo bruto e sistemas de exportação. Este documento deverá relatar todos os riscos envolvidos.

Em seguida à fase de delimitação/avaliação vem a fase de desenvolvimento. Nesta fase, com base no estudo de viabilidade elaborado na fase anterior, um plano de desenvolvimento deve ser elaborado e implementado. As incertezas são relativas principalmente à:

- Transferência de escala para o modelo de simulação;

- Construção do modelo de simulação;
- Elaboração de estratégias de desenvolvimento de campo.

No início da fase de desenvolvimento é necessário ter informações a respeito da recuperação, do número de poços, da produção de gás e água, dos custos operacionais, da capacidade de produção e injeção e outros. A análise de risco na fase de desenvolvimento requer ampla quantificação das incertezas dos atributos do reservatório envolvidos na composição dos diferentes cenários possíveis. Desta forma, a simulação de reservatórios é uma ferramenta fundamental.

Este capítulo discorre, principalmente, sobre a análise de risco relacionada ao desenvolvimento do campo. Explica-se a fundamentação dos diversos estudos que são desenvolvidos nos dias de hoje e as relações entre a análise de risco e análise da incerteza. Uma vez que o fluxo de trabalho da redução da incerteza no ajuste do histórico e previsão da produção está no escopo do fluxo de trabalho da análise de risco na fase de desenvolvimento do campo, este fluxo de trabalho também é explicado aqui com exemplos explicativos.

### **9.1. Análise de Risco na Fase de Desenvolvimento do Campo**

Na fase de desenvolvimento que estamos considerando nesse capítulo, usando o conjunto de dados disponíveis, escolhe-se uma estratégia de produção para o modelo base. Esta estratégia deve incluir, entre outros:

- Número de poços;
- Tipo de poços (produtor e injetor);
- Espaçamento entre os poços;
- Geometria dos poços (inclinado, horizontal, vertical e outros);
- Esquemas de recuperação.

Depois desta primeira fase de escolha da estratégia de produção, métodos de otimização devem ser usados para se otimizar esta estratégia de produção.

A análise de risco na fase de desenvolvimento do campo se inicia com a quantificação de incertezas geológicas. A partir destas incertezas, a análise de risco é realizada. Ou seja, no procedimento de caracterização do reservatório, realizado por especialistas em geologia, geofísica, petrofísica, e outros, são conhecidos os atributos, que por diversas razões não podem ser determinados com certeza sendo conhecidos com um grau de incerteza associado. Estes atributos incertos do reservatório podem ser definidos por distribuições de probabilidade. Com base nestas distribuições de probabilidade a análise de risco é iniciada.

Os métodos mais importantes para quantificação do risco são:

- Arvore de Derivação;
- Método de Monte Carlo.

Uma consideração importante é que estes métodos exigem um grande número de simulações de reservatórios e, portanto, existe uma extensa pesquisa aplicando modelos de *proxies*, como alternativa aos simuladores de reservatórios, para se obter os resultados da análise de risco usando estes métodos. Além disso, note que, para efeito de ordem prática, não é necessário considerar todos os atributos incertos na análise de risco, mas apenas aqueles atributos que tem um impacto de primeira ordem sobre a função objetivo utilizada na análise de risco (que pode ser Produção Acumulada de Óleo ou  $N_p$ , Valor Presente Líquido ou VPL, entre outras). De maneira que em geral é feita uma análise da sensibilidade para verificar os atributos incertos que devem ser considerados na análise de risco, e estes atributos, é dado o nome de atributos críticos.

Assim, as metodologias de quantificação de risco exigem que, dentre os atributos incertos vindos da caracterização de reservatório, apenas alguns sejam selecionados, os atributos críticos, que tem impacto sobre a função objetivo.

### **9.1.1. Discretização de Distribuições de Atributos Incertos**

Os métodos de análise de risco são naturalmente expansivos do ponto de vista computacional, de maneira que se estes métodos tiverem que trabalhar com grande número de atributos críticos e suas respectivas distribuições de probabilidade, se torna impraticável. Em virtude disso, no geral,

a análise de risco é feita se adotando para cada distribuição de probabilidade, seja ela contínua ou discreta, 3 níveis de incerteza: otimista, pessimista, provável. A discretização possibilita que os atributos incertos sejam usados nos métodos de análise de risco sem grande custo computacional. A figura 9-1 mostra uma distribuição discretizada em 3 níveis. Note que apesar da discretização das distribuições de probabilidade em otimista, pessimista e provável relativas aos atributos incertos (veja, por exemplo, a figura 9-2), valores numéricos são de fato adotados. Por exemplo: otimista = 0.1, pessimista = 0.1 e provável = 0.8.

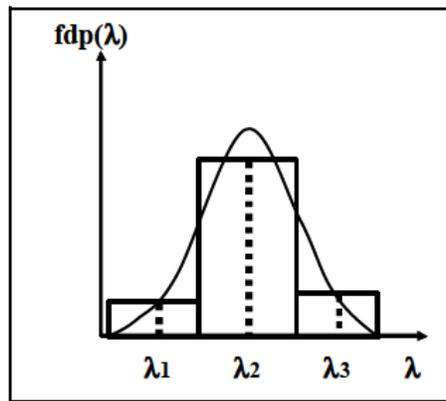


Figura 9-1: Distribuição de probabilidade discretizada em três níveis.

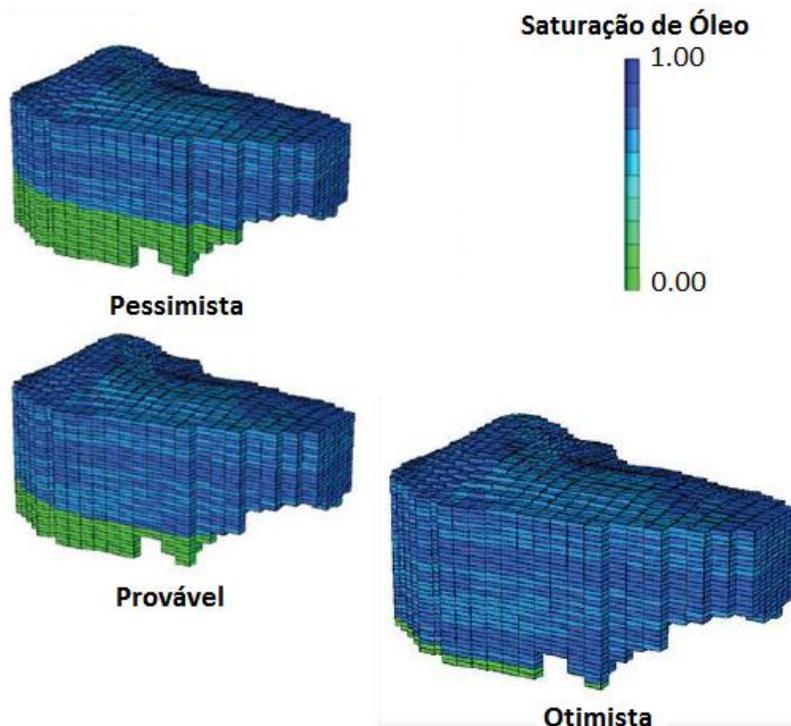


Figura 9-2: Exemplo de modelos otimista, provável e pessimista para saturação de óleo. Modificado de LIGEIRO (2008).

### 9.1.2. Árvores de derivação

Como visto, anteriormente, as distribuições de probabilidade dos atributos críticos são discretizados em três níveis: otimista, provável e pessimista. Para compor a árvore de derivação todos os níveis dos atributos críticos são combinados. Note na figura 9-3 abaixo uma árvore de derivação para os atributos incertos A, B e C, e os níveis de incerteza: -1, 0, e 1 (representando pessimista, provável e otimista).

Cada ramo da árvore de derivação, como aquela mostrada na figura 9-3, gera um modelo de simulação do reservatório. Esses são simulados em um simulador numérico para se obter os valores das Funções Objetivo (por exemplo: Np e VPL) para cada modelo. Na medida em que um conjunto de valores das Funções Objetivo é obtido, é possível criar uma função de densidade de probabilidade e uma função de densidade acumulada para cada Função Objetivo. A partir daí são determinadas as curvas de risco.

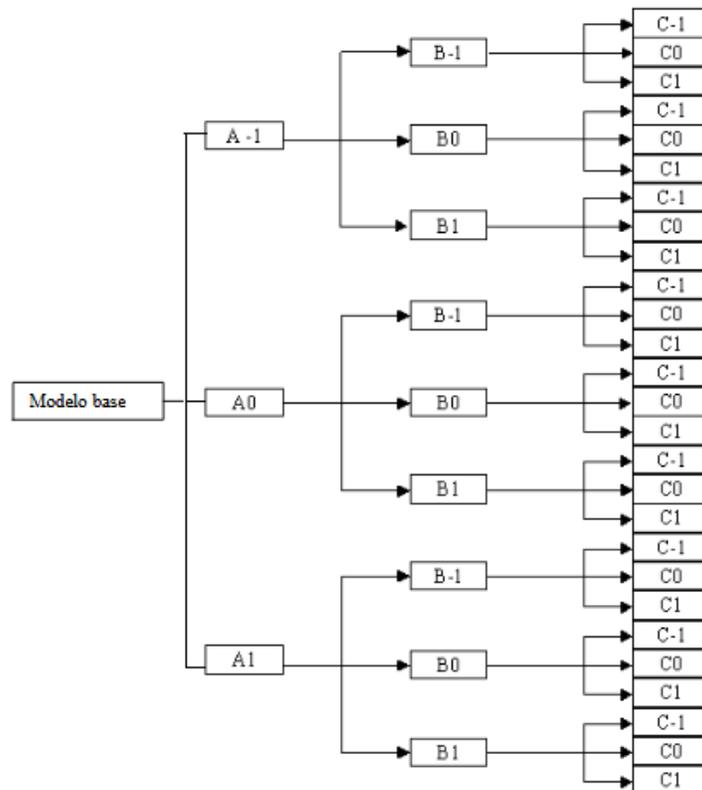


Figura 9-3: Árvore de Derivação de Modelos. Modificada de MADEIRA (2005).

### **9.1.3. Método de Monte Carlo**

O método de Monte Carlo tem como base os atributos críticos para criar cenários (modelos de simulação). A geração dos cenários é feita respeitando as distribuições de probabilidade de cada atributo crítico. De maneira que são selecionados aleatoriamente valores de cada atributo crítico e combinados para gerar cenários. Esta seleção é feita respeitando a probabilidade de ocorrência definida pela distribuição de probabilidade do atributo. A geração de cenários é repetida um grande número de vezes de forma a criar uma amostra de modelos de simulação estatisticamente significativa, ou seja, o método só é considerado válido caso o número de cenários criados aleatoriamente seja suficientemente grande.

Estes modelos de simulação gerados com o método de Monte Carlo são rodados em simuladores de reservatório ou através de *proxies* como Simuladores de Reservatórios. Os resultados obtidos são relativos as Funções Objetivo (tais como Np e VPL). Com o conjunto de resultados obtidos para as Funções Objetivo é possível gerar funções de densidade de probabilidade e funções de densidade acumulada. A partir daí são determinadas as curvas de risco.

### **9.1.4. Fluxo de Trabalho da Análise de Risco para Desenvolvimento do Campo**

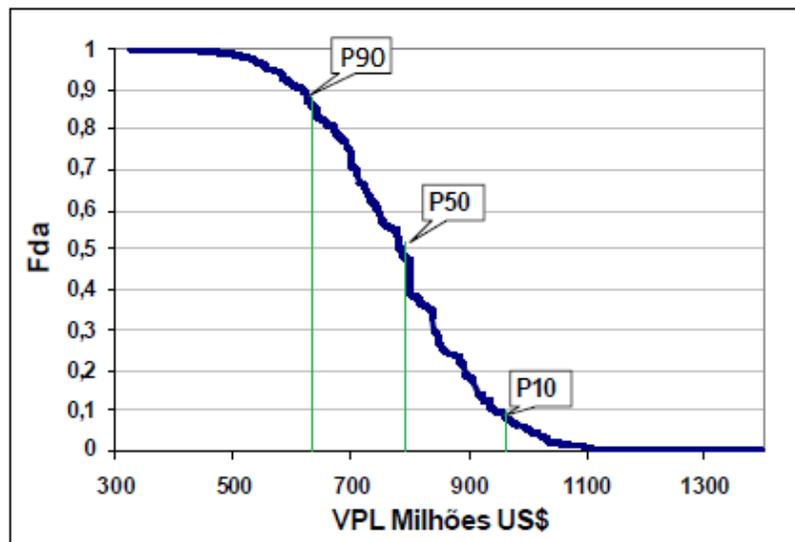
Nesta seção é resumido do fluxo de trabalho para criar curvas de risco.

1. Identificação dos atributos incertos obtidos da caracterização do reservatório com suas respectivas distribuições de probabilidade e definição dos níveis de discretização das distribuições em Otimista, Provável e Pessimista;
2. O modelo caso base deve, então, ser elaborado sendo atribuído os valores mais prováveis a todos os atributos incertos;
3. Otimização da estratégia de produção no caso base;
4. Entre os atributos incertos devem ser selecionados aqueles com impacto de primeira ordem sobre a Função Objetivo escolhida (Np ou VPL, por exemplo). Esta seleção é feita através da análise da sensibilidade. Como mencionado anteriormente estes atributos selecionados são chamados de atributos críticos;

5. Através dos atributos críticos são gerados modelos de simulação de reservatórios usando ou a Árvore de Derivação ou o método de Monte Carlo;
6. Cada membro do conjunto de modelos de simulação é rodado gerando um valor para a função objetivo. A execução destes modelos pode ser feita diretamente no simulador ou usando *proxies*;
7. Após um tratamento estatístico, uma curva de risco é gerada;
8. Na curva de risco, os valores da estimativa otimista P10, da estimativa provável P50, e da estimativa pessimista P90 são obtidas.

### 9.1.5. Curva de Risco

O fluxo de trabalho acima gera uma curva de risco onde pode se identificar os valores de P10, P50 e P90. Note que esta curva de risco gerada é feita para um modelo do caso base com uma estratégia de produção otimizada fixa. E um conjunto de modelos de simulação que variam de acordo com as incertezas geológica definidas pelas incertezas dos atributos críticos. Desta forma é possível fazer avaliações de risco da estratégia de produção sob incertezas.



**Figura 9-4: Curva de Risco para VPL. Modificada de COSTA (2003).**

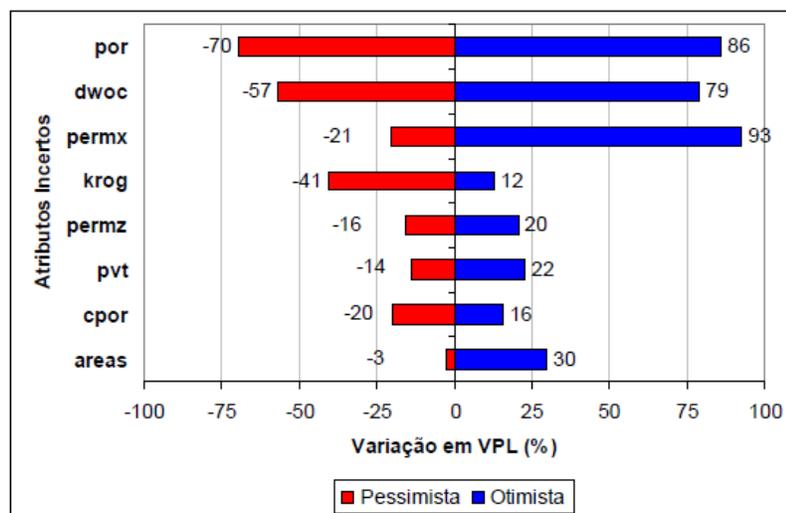
Em geral se usa os valores de P10, P50 e P90 para estimar os valores otimistas, prováveis pessimistas de um projeto. Esta metodologia para geração da curva de risco possibilita avaliar

impacto de modificações feitas na estratégia de produção. Uma vez que estas modificações irão gerar curvas de risco com valores de P10, P50 e P90 diferentes. Este método também possibilita comparar diferentes estratégias de produção uma vez que cada uma vai gerar uma curva de risco de risco diferentes. A Figura abaixo mostra o exemplo de uma curva de risco e os valores P10, P50 e P90. Note na Figura 4 que P10 denota uma visão otimista, P50 uma perspectiva provável e P90 pessimista para valores da VPL.

### 9.1.6. Casos Exemplificativos

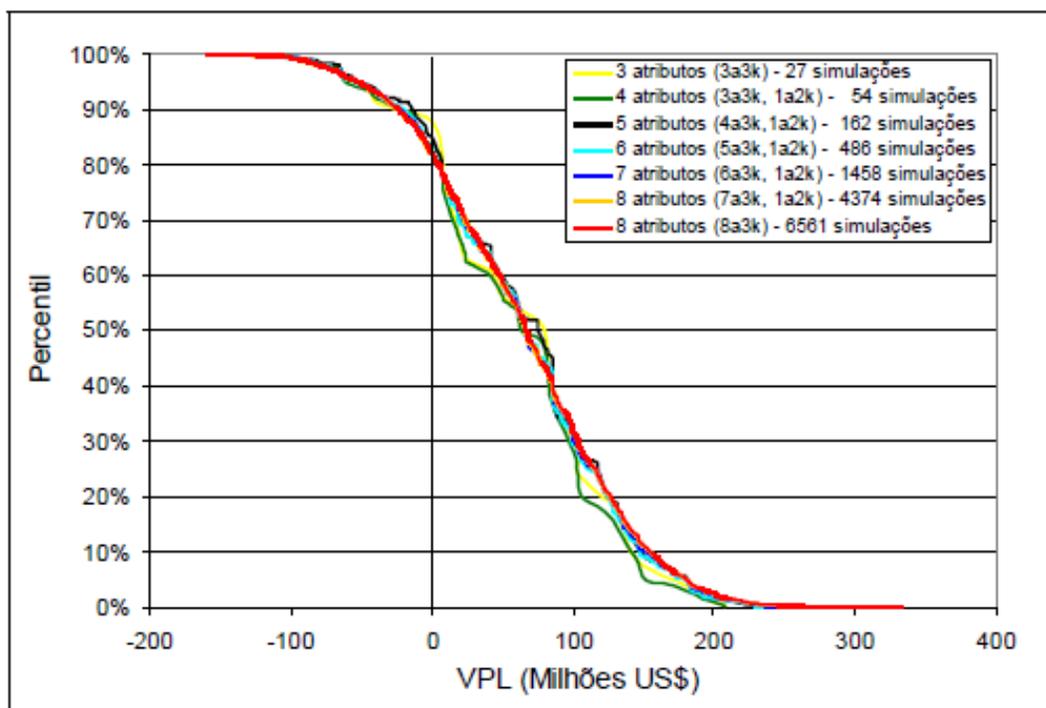
Nesta seção serão apresentados casos exemplificativos de análise de sensibilidade para escolha de atributos críticos, curvas de análise de risco e histograma com de valores de P10, P50 e P90. Os resultados explicitados são aqueles obtidos no estudo de casos feito por MADEIRA (2005).

Na figura 9-5 um exemplo de análise da sensibilidade para escolha de atributos críticos para atuação na Árvore de Derivação. Nessa figura cada barra representa a variação sofrida pelo VPL em relação ao atributo incerto. As barras vermelhas representam variação negativa, e as barras azuis variações positivas. Os atributos com impacto de primeira ordem sobre o VPL serão considerados atributos críticos.



**Figura 9-5: Exemplo de Análise da Sensibilidade para escolha de Atributos Críticos. MADEIRA (2005)**

Na figura 9-6 são mostradas curvas de riscos geradas de árvores de derivação usando diferentes números de atributos críticos. Note que são construídas curvas de risco usando de 3 a 8 atributos críticos, e que não existe uma variação expressiva em relação às curvas de risco. Por outro lado, existe um forte acréscimo no número de simulações necessárias para gerar as curvas de acordo com número de atributos críticos. Estes dois fatores são importantes porque o número de simulações é um critério decisivo, uma vez que simulações podem demorar muito tempo para serem realizadas. Dessa forma, pode-se decidir, nesse caso, por um número intermediário de atributos críticos.



**Figura 9-6: Exemplo de Curvas de Risco. MADEIRA (2005).**

Vale ressaltar ainda que, atualmente, as pesquisas de análise de risco são feitas, principalmente, em torno de:

- Técnicas para acelerar o processo de análise de risco;
- Aplicação de Hipercubo Latinos na geração de modelos de simulação. Estudos tem mostrado que esta técnica de planejamento de experimentos diminui o número de modelos necessários para análise de risco aumentando a precisão obtida;

- Uso de *proxies* como substitutos aos simuladores de reservatórios;
- Árvores de derivação gradativa. Inclusão gradativa de atributos críticos nas árvores de derivação;
- Entre outras.

## 9.2. Estudo Relacionado: Modelos de *Proxy* na Análise de Risco

Como mencionado anteriormente os métodos de análise de risco demandam um grande número de simulações de reservatório. De maneira que apesar de poderem ser rodados diretamente em simuladores numéricos em muitos casos são feitos com base em Proxies como simuladores de reservatório. Existem muitas técnicas que podem ser usadas para gerar modelos de proxies.

POLIZEL *et al.* (2017) avaliam o uso de modelos proxy na análise de risco, concluindo que sua utilização pode ser uma alternativa satisfatória para agilizar a avaliação de risco nos reservatórios. Foram empregados dois modelos de proxies no estudo. A metodologia da superfície de resposta foi aplicada para construir as proxies. Um modelo usou uma superfície de respostas gerada com planejamento fatorial, e o outro modelo usou a superfície de resposta com planejamento de experimentos *Box Behnken*. Foi realizada uma análise de risco diretamente com o simulador numérico para comparar com aquelas feitas com proxies. Para a avaliação com o simulador numérico, no lugar da amostragem de Monte Carlo, optou-se pela amostragem do Hipercubo Latino, de modo a se reduzir o número de simulações necessárias. O modelo utilizado foi proposto por AVANSI e SCHIOZER (2015), se considerou um cenário econômico determinístico. Os resultados obtidos são apresentados a seguir, assim como as incertezas consideradas. As incertezas consideradas estão descritas na tabela 9-1. Os resultados obtidos estão na figura 9-7.

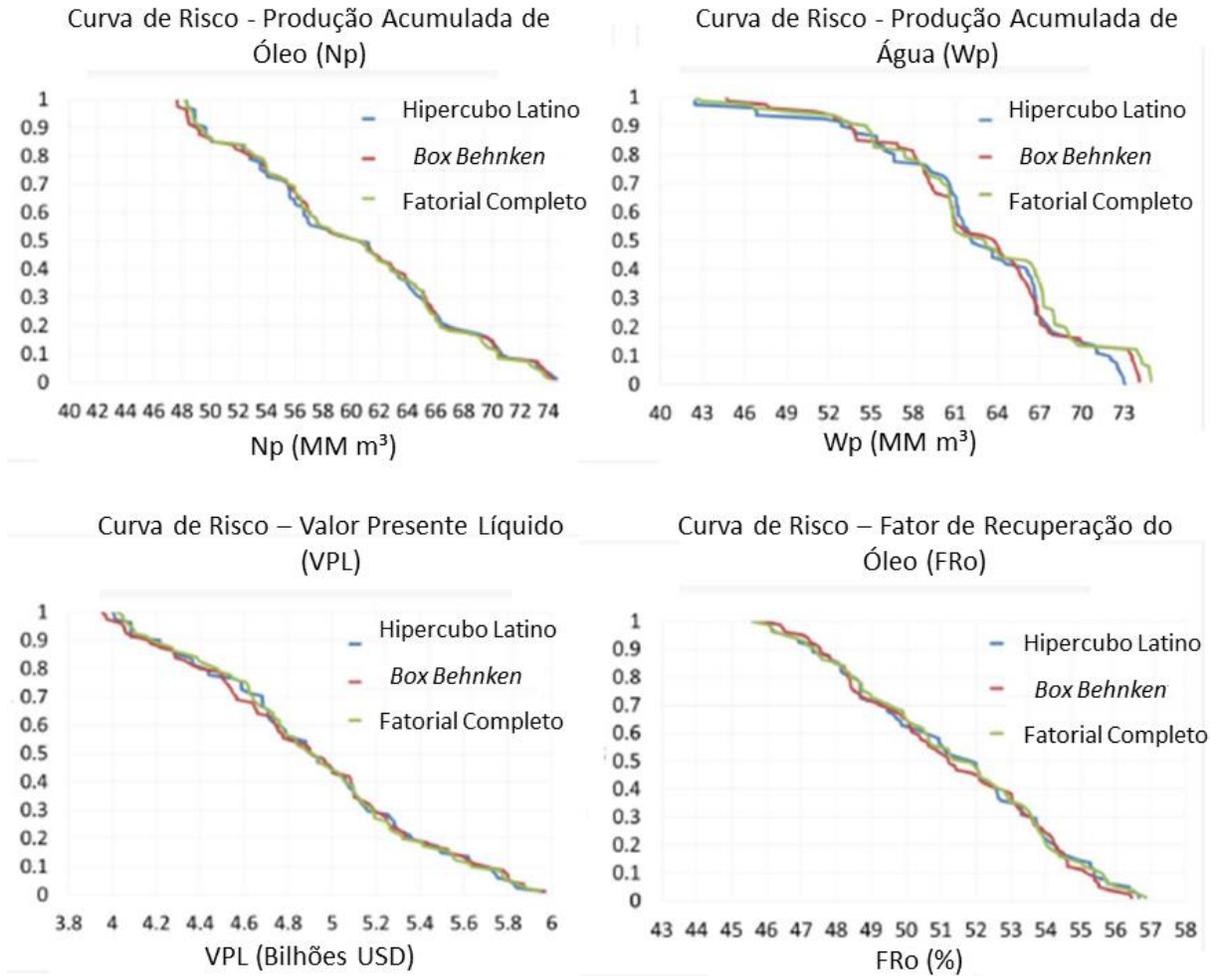
Duas conclusões podem ser observadas neste exemplo. A primeira é que as proxies geradas com técnicas de planejamento de experimentos apresentaram muito bons resultados. Além disso, o uso de hipercubo latino ao invés de Monte Carlo apresentou também excelentes resultados.

Outra observação importante neste estudo é a aplicação de Hipercubo latino rodado diretamente sobre o simulador numérico. Isto é porque, apesar da ampla aplicação de modelos proxy pela indústria, tem havido também procura por metodologias que aliviem o custo computacional, permitindo o uso do simulador numérico. Uma possibilidade é através da modificação da forma como se realizam os sorteios aleatórios. SANTOS (2014) discorre sobre o uso do planejamento pelo Hipercubo Latino no lugar do método de Monte Carlo clássico, reduzindo a quantidade necessária de simulações.

O planejamento pelo Hipercubo Latino, já descrito no capítulo sobre proxies, é uma técnica que busca preencher melhor o espaço de incertezas dos parâmetros, a partir de um número reduzido de experimentos, refletindo adequadamente as distribuições. Para o uso na indústria de petróleo, ainda é necessária uma adaptação, chamada de Hipercubo Latino Discretizado, para se incluir incertezas discretas. Mesmo sem ter ampla aplicação, essa metodologia pode ser uma alternativa interessante para se obter resultados precisos com um número baixo de simulações.

**Tabela 9-1: Atributos Críticos. Modificado de POLIZEL *et al.* (2017).**

Incertezas	Tipo	Níveis/FDP
Bloco leste	Discreta (Cenários)	Presença(0.7); Ausência (0.3)
Permeabilidade Relativa	Discreta (Cenários)	Krw0(0.2) Krw1(0.2) Krw3(0.2) Krw4(0.2) Krw4(0.2)
Propriedades PVT	Discreta (Cenários)	PVT0(0.2) PVT1(0.2) PVT2(0.2) PVT3(0.2) PVT4(0.2)
Contato óleo-água (WOC)	Contínua (Triangular)	0, $x < 3024$ $(x-3024)/22500$ , $3074 \leq x \leq 3174$ $(3224-x)/22500$ , $3174 \leq x \leq 3324$ 0, $x > 3324$
Compressibilidade da Rocha	Contínua (Triangular)	0, $y < 10$ $(y-10)/1849$ , $10 \leq x \leq 53$ $(96-x)/1849$ , $53 \leq x \leq 96$ 0, $y > 96$
Multiplicador Kz	Contínua (Triangular)	0, $z < 0$ $2z/4.5$ , $0 \leq z \leq 1.5$ $(6-2z)/4.5$ , $1.5 \leq z \leq 3$ 0, $z > 3$



**Figura 9-7: Comparação entre curvas de risco (FDA) obtidas com *proxies* e com o simulador numérico. Modificado de POLIZEL et al. (2017).**

### 9.3. Análise de Incerteza e Risco no Ajuste do Histórico e Previsão da Produção

Alguns autores têm desenvolvido uma metodologia para analisar incerteza e risco no ajuste do histórico e previsão da produção. Como visto anteriormente, os atributos críticos geram, através dos ramos da árvore de derivação, modelos de simulação de reservatório. Na medida em que cada ramo da árvore é construído com um valor de cada atributo, com sua respectiva probabilidade de ocorrência, é possível obter uma probabilidade associada a cada ramo ou modelo através da multiplicação das probabilidades de ocorrência dos valores de cada atributo característicos de cada modelo.

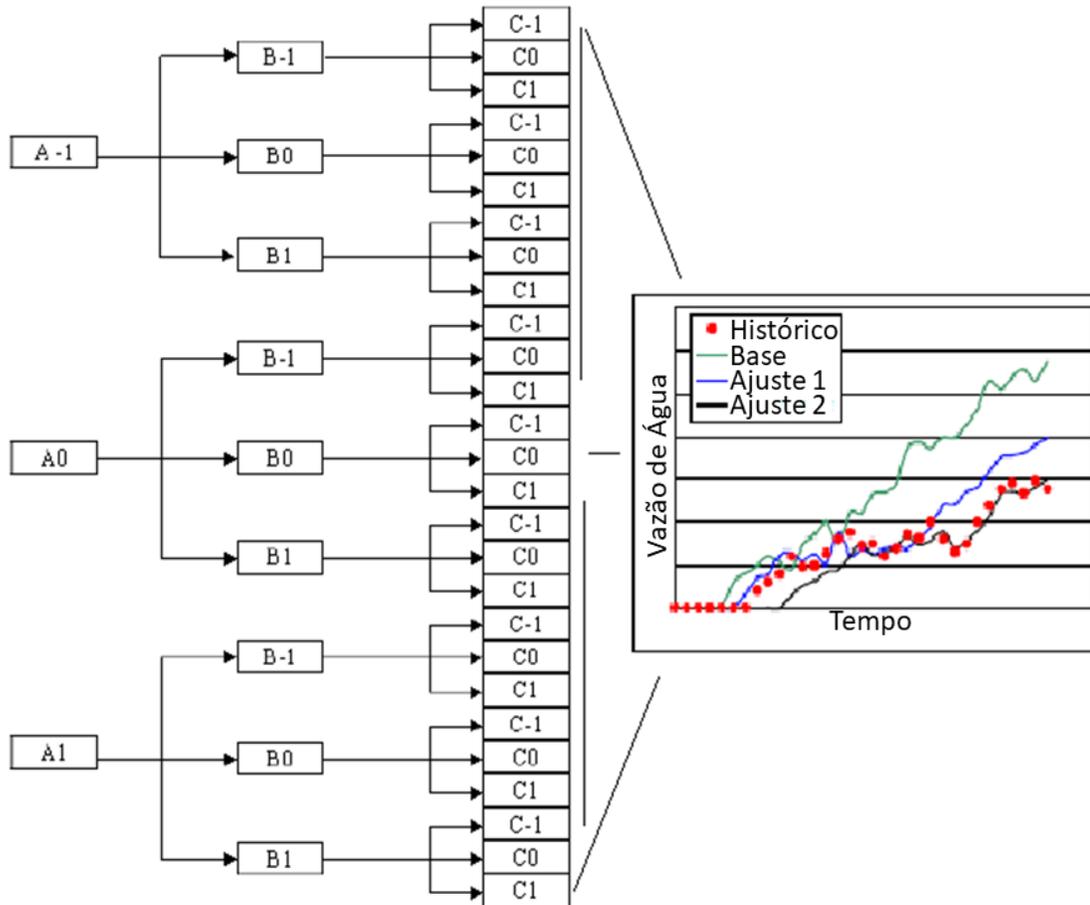
Para análise de incertezas, assim como na análise de risco, os modelos de simulação gerados pela árvore de derivação são rodados em um simulador numérico. De maneira que com as rodadas dos modelos em um simulador as funções objetivo (tais como  $N_p$ ,  $W_p$ , VPL e outras) podem ser obtidas.

Na análise de risco, vista nas seções anteriores, as funções objetivo geradas com as rodadas dos modelos da árvore de derivação são transformadas em FDP. Aqui as funções objetivo de cada modelo são comparadas com os dados observados do histórico da produção. Nesta comparação deve ser medida a distância entre as curvas gerados pelos modelos e as curvas geradas pelos dados do histórico. A figura 9-8 representa o processo. Assim, se as funções objetivo forem  $N_p$  e  $W_p$ , os resultados obtidos destas funções objetivo no simulador e os resultados observados nos dados do histórico da produção devem ser comparados para todos os modelos gerados pela árvore de derivação. Nestas comparações a discrepância deve ser medida. Cada ramo da árvore de derivação (isto é cada modelo) apresenta um erro relativo à distância (diferença) entre os resultados obtidos com o modelo e os dados do histórico da produção. Esta diferença estabelece uma classificação entre os modelos com pequenos erros em relação ao histórico e modelos com grandes erros em relação ao histórico.

A partir deste ponto algumas abordagens têm sido propostas:

- Na primeira abordagem, a distância (diferença) entre os resultados das funções objetivo dos modelos de simulação (da árvore de derivação) e os dados do histórico da produção serve para redefinir as probabilidades dos níveis dos atributos críticos na árvore de derivação. Ou seja, operações simples são realizadas para que através da distância entre os valores das funções objetivo (modeladas e observadas) novas probabilidades sejam calculadas.
- Na segunda abordagem, a árvore de derivação é podada eliminando-se níveis de determinados atributos críticos. Ou seja, operações simples são realizadas para ver se um nível de um determinado atributo apresenta resultados ruins para os modelos gerados por aquele nível. Caso a diferença supere determinado critério, o nível é eliminado, podendo-se a árvore.

- Na terceira abordagem, usando as novas probabilidades calculadas na abordagem 1, novas FDP são definidas para cada atributo crítico da árvore.



**Figura 9-8: Funções Objetivo obtidas dos modelos da Árvore Derivativa comparados com dados da produção. Modificado de MADEIRA (2005).**

Todas as abordagens (1, 2 e 3) são baseadas nas distâncias entre as respostas dos modelos de simulação e os dados do histórico da produção. Uma nota importante é que as abordagens 1 e 2 acima não exigem novas rodadas de simulação, uma vez que a abordagem 1 apenas define novas probabilidades e a abordagem 2 elimina modelos. No entanto, como na abordagem 3 os modelos de simulação são modificados, eles devem ser rodados. Estes modelos rodados após modificações da abordagem 3 são chamados modelos finais. Depois de realizadas as abordagens (1, 2 ou 3 acima) a árvore de derivação disponibiliza de um conjunto de modelos que foram restritos aos

dados de produção, de forma que estes modelos podem ser usados para fazer previsões. O fluxo de trabalho completo é mostrado a seguir.

### **9.3.1. Fluxo de Trabalho da Análise da Incerteza e Risco no Ajuste do Histórico e Previsão da Produção**

1. Determinar os atributos críticos com respeito às funções objetivo e suas respectivas distribuições de probabilidade;
2. Discretizar as distribuições de probabilidade dos atributos críticos (otimista, provável e pessimista). Note que, como mencionado anteriormente, um valor específico de probabilidade é determinado para cada nível;
3. Construção da árvore de derivação usando os níveis de cada atributo crítico;
4. Rodar os modelos de simulação da árvore de derivação e obter os valores das funções objetivo;
5. Calcular a diferença entre os valores das funções objetivo geradas pelos modelos e os dados do histórico da produção. Calcular a diferença para cada modelo e cada função objetivo;
6. De acordo com a abordagem adotada (1, 2 ou 3 vistas acima), modificar as arvores de derivação:
  - 6.1 Definir novas probabilidades para os níveis dos atributos críticos da árvore de derivação;
  - 6.2 Podar níveis dos atributos críticos na arvore de derivação;
  - 6.3 Com base nas novas probabilidades da abordagem (6.1) definir novas distribuições de probabilidade para cada atributo crítico.
7. Construir curvas de risco;
8. Fazer as previsões usando os modelos finais.

### **9.3.2. Aplicação**

Em MASCHIO *et al* (2005) podemos ver a metodologia apresentada anteriormente relativa à análise de risco e incerteza aplicada no modelo UNSIM-I-H. Este modelo é um campo real com

22 anos de histórico de produção. Tem 33 poços de produção e 13 poços de injeção de água. A injeção de água começou após 1500 dias de produção primária. Dois poços desajustados W3 e W15 foram escolhidos para testar a metodologia.

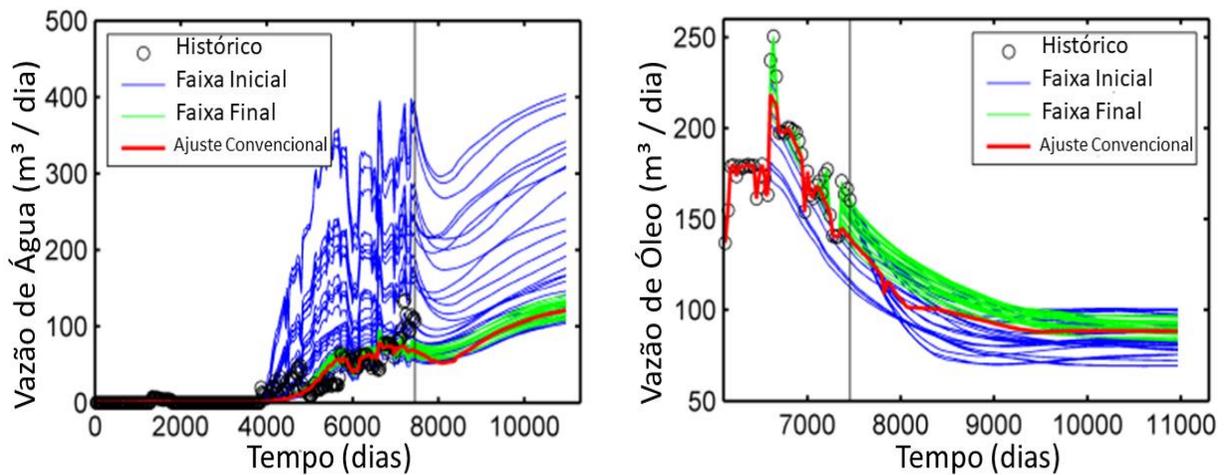
Os atributos críticos analisados foram porosidade, permeabilidade horizontal e vertical na região de influência de dois poços investigados. Os níveis de incerteza destes atributos e as probabilidades associadas podem ser vistas na tabela 9-2. Os dados constantes da tabela 9-2 são suficientes para gerar a árvore de derivação com as respectivas probabilidades associadas e os limites das distribuições de probabilidade triangulares (*bounds*). Estes dados são suficientes para os cálculos das abordagens 1,2 e 3, como descrito anteriormente.

**Tabela 9-2: Níveis de Incerteza dos Atributos Críticos. Modificado de MASCHIO *et al.* (2005).**

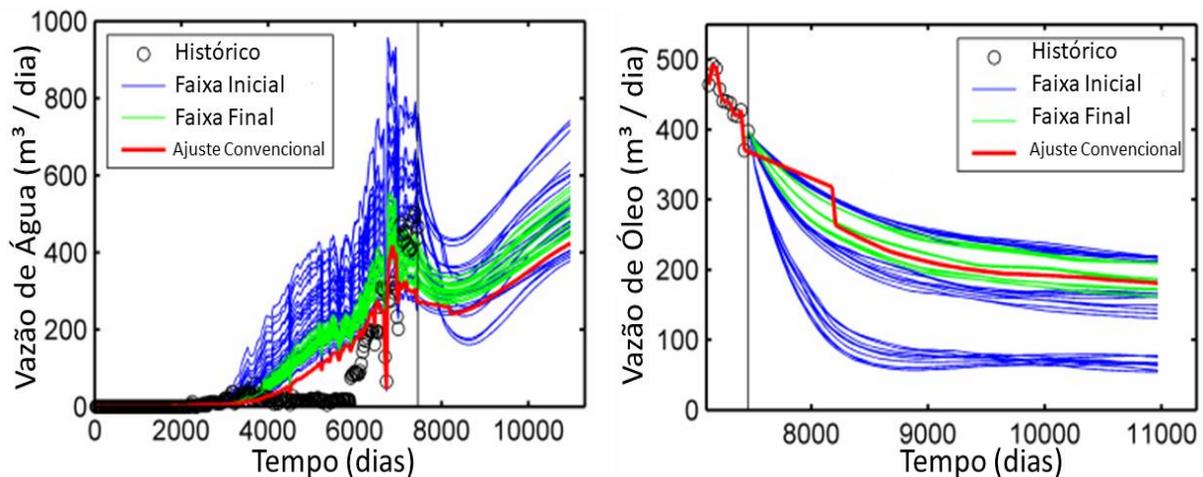
Atributo	Níveis	Probabilidade	Valor do Multiplicador	<i>Bounds</i>
Kx e Kz	Provável (0)	0.8	1.0	
	Otimista (1)	0.1	2.2	2.64
	Pessimista (2)	0.1	0.4	0.04
Porosidade	Provável (0)	0.6	1.00	
	Otimista (1)	0.2	1.25	1.46
	Pessimista (2)	0.2	0.75	0.56

Com base nos valores da tabela 9-2, segue-se o fluxo de trabalho (Fluxo de Trabalho da Análise da Incerteza e Risco no Ajusto do Histórico e Previsão da Produção) visto anteriormente usando a abordagem 3. Foram calculados valores para produção de água e óleo de ambos os poços W3 e W15, cobrindo o período do histórico da produção e previsão. Para verificar a eficiência do método foi também feito o ajuste do histórico da produção determinístico, conforme descrito no capítulo 7, cujo foco é ajuste de histórico da produção. Nas figuras 9-9 e 9-10 são plotados valores dos modelos iniciais e finais, isto é, valores dos modelos de simulação da árvore de derivação antes e depois de aplicar o método descrito no fluxo de trabalho usando a abordagem 3.

Podemos notar em todas as figuras que as incertezas são bem reduzidas das linhas azuis antes de aplicar a metodologia, para as linhas verdes depois de aplicarmos a metodologia. O ajuste do histórico determinístico também apresenta grande aproximação. Para maior aprofundamento, recomenda-se verificar SCHIOZER *et al.* (2005); MASCHIO *et al.* (2005); SUZUKI e CAERS (2006); MA *et al.* (2006) e KASHIB e SRINIVASAN (2006).



**Figura 9-9: Produção de água e óleo poço produtor W3. Curvas azuis representam as produções dos modelos antes da redução de incertezas e curvas verdes depois da mesma. A curva vermelha indica o ajuste do histórico determinístico. Valores calculados no período do histórico e da previsão. Modificado de MASCHIO *et al.* (2005).**



**Figura 9-10: Produção de água e óleo poço produtor W3. Curvas azuis representam as produções dos modelos antes da redução de incertezas e curvas verdes depois da mesma. A curva vermelha indica o ajuste do histórico determinístico. Valores calculados no período do histórico e da previsão. Modificado de MASCHIO *et al.* (2005).**

#### 9.4. Análise de Risco para Modelos com Múltiplas Realizações Geoestatísticas

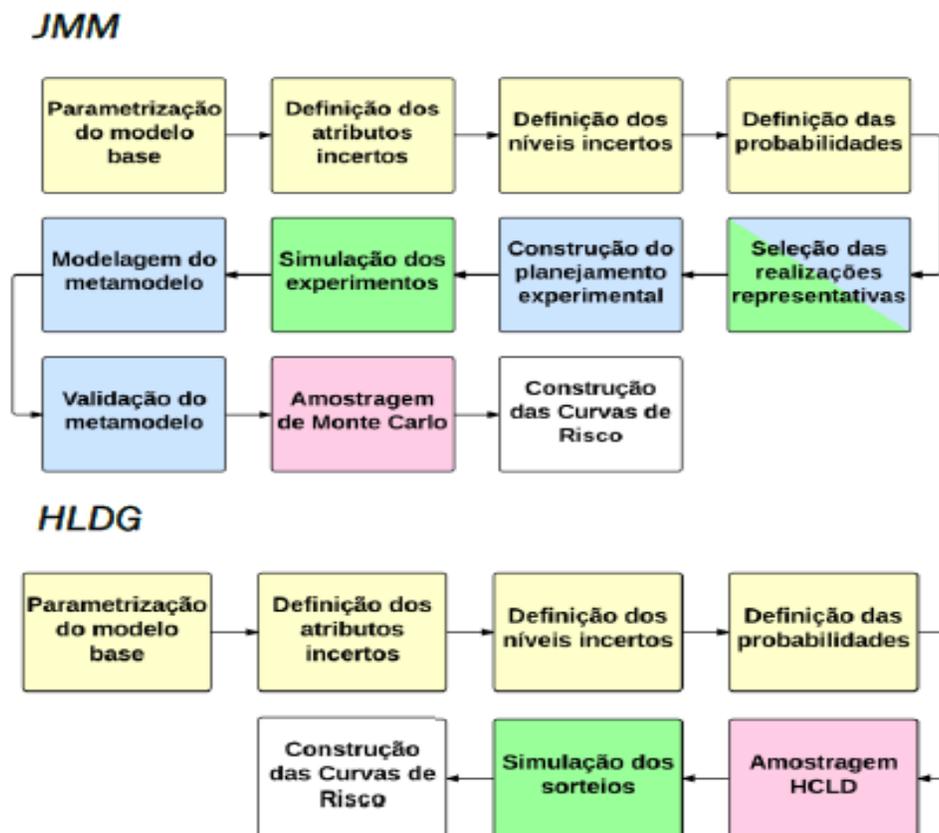
SANTOS (2014) apresenta duas metodologias para se fazer a quantificação de risco com múltiplas realizações (modelos) geoestatísticas, ou seja, lidando com incertezas contínuas, discretas e estocásticas. A seguir, serão apresentadas ambas as metodologias e os resultados obtidos, para fins de exemplificação e comparação. É importante ressaltar que o número de modelos equiprováveis gerados e de simulações necessárias é consideravelmente maior do que nas metodologias anteriores. Dessa forma, o emprego de simuladores numéricos costuma ser inviável mesmo nas fases de exploração e desenvolvimento.

A primeira metodologia descrita por SANTOS (2014) consiste numa abordagem pelo método de Monte Carlo clássico, realizada em conjunto com proxies. Ela destaca que as proxies mais usadas costumam apresentar erros na presença de múltiplos modelos equiprováveis, visto a impossibilidade de se favorecer uma realização geoestatística sobre a outra. É necessário, portanto, atenção quanto ao uso e construção do modelo proxy com incertezas estocásticas. Por esta razão nesta primeira metodologia, ela propõe o uso de metamodelos construídos a partir do *Joint Modeelling Method* (JMM), uma técnica baseada na teoria do planejamento de experimentos que consiste na modelagem de dois metamodelos para descrever certa resposta: um deles (*Variance Model*) leva em conta o efeito da dispersão devido às variáveis estocásticas, enquanto o outro (*Mean Model*) considera a resposta em função das outras incertezas. O modelo construído é usado no lugar do simulador numérico, e o processo prossegue com a repetição da amostragem aleatória e posterior análise estatística dos resultados. A diferença aqui é que a amostragem ocorre não só nas distribuições de probabilidade e níveis discretos dos parâmetros incertos, mas também no conjunto dos inúmeros modelos equiprováveis gerados de acordo com os parâmetros considerados estocásticos.

A segunda metodologia busca dispensar o uso de proxies através da redução do número de simulações requeridas. Isso é alcançado pela modificação da forma como os sorteios são realizados. A opção adotada foi pelo método do Hipercubo Latino Discretizado com realizações geoestatísticas (HLDG), que é uma adaptação do planejamento por Hipercubo Latino, com o objetivo de incluir as incertezas discretas e estocásticas.

O fluxo de trabalho empregado para ambas as metodologias é apresentado na figura 9-11. Por um lado, o método com o JMM demanda mais etapas e maior conhecimento estatístico do usuário. Por outro, o HLDG mostrou-se de mais simples e rápida aplicação.

SANTOS (2014) ainda realizou um estudo de comparação entre essas metodologias utilizando o modelo sintético UNISIM-I-D, cuja construção foi descrita por AVANSI e SCHIOZER (2015), com a caracterização das incertezas representada na tabela 9-3. Para validar os resultados, ainda foi feita a análise pelo método de Monte Carlo clássico (MC) com o simulador numérico, optando-se por 5000 sorteios para garantir a confiabilidade dos resultados.



**Figura 9-11: Fluxograma das metodologias. Caixas amarelas: etapas comuns. Caixas azuis: etapas exclusivas ao JMM. Caixas verdes: etapas de simulação. Caixas rosa: etapas de sorteio. Caixas brancas: Objetivo Final. Modificado de SANTOS (2014).**

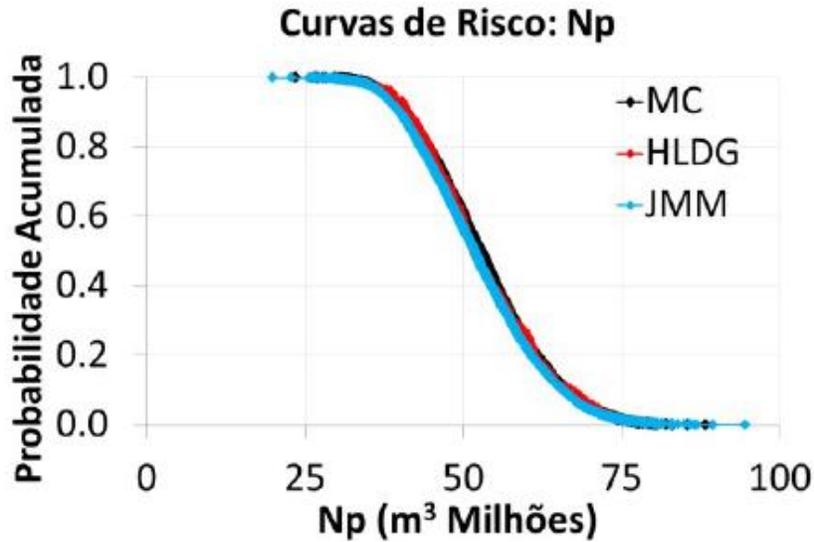


Figura 9-12: Curvas de risco para a produção acumulada de óleo (Np) utilizando diferentes metodologias. SANTOS (2014).



Figura 9-13: Desvio D correspondente à diferença relativa entre as curvas de risco em análise (Produção Acumulada de Óleo, Np, Produção Acumulada de água, Wp, Fator de Recuperação do Óleo, FRo, e Volume Estimado de Óleo *In Place*) e a curva de risco de referência (MC). SANTOS (2014).

Ambas as metodologias foram precisas no contexto do estudo. Somente para a produção acumulada de água, o método com JMM apresentou um desvio maior em relação à referência (MC). Para a análise com o JMM, foram necessárias 640 simulações para a construção da superfície de resposta e foram realizados 5000 sorteios para a análise de Monte Carlo. No método do HLDG foram definidos 300 sorteios de acordo com o número de realizações geoestatísticas.

Apesar da precisão de ambas, o método com o JMM apresentou uma limitação maior em termos de custo computacional em relação ao HLDG. Os resultados obtidos podem ser verificados nas figuras 9-12 e 9-13 para a produção acumulada de óleo, assim como medidas quantitativas do desvio em relação à referência para outras funções objetivo.

Avaliando-se o número de simulações necessárias para todas as metodologias, fica evidente a dificuldade relacionada ao custo computacional para a análise de incertezas com modelos probabilísticos, apesar de mais recomendada. De fato, a escolha para o tratamento e método utilizados para a análise entre os diversos aqui expostos, além de outros inúmeros presentes na literatura, é condicionada, em grande parte, à disponibilidade de tempo e o custo humano e computacional envolvidos. Naturalmente, quanto mais completa é a análise, maior a complexidade e, conseqüentemente, o tempo e o custo. Assim, a avaliação de cada caso individualmente é recomendada, de acordo com o objetivo, suas peculiaridades e disponibilidade de tempo e recursos, para que desempenha a avaliação de riscos de maneira adequada.

## 10. Conclusão

Nesse estudo foram discutidas as diferentes atividades relacionadas ao uso da simulação numérica como instrumento no gerenciamento de reservatório: modelagem e simulação numérica, *upscaling*, modelos *proxy*, ajuste de histórico, otimização de campos e avaliação de riscos. Destacou-se a sua importância e utilidade dentro do processo de gerenciamento como um todo, assim como características e conceitos específicos a cada uma delas ao longo do texto.

O ordenamento dos capítulos seguiu propositalmente o prosseguimento comum de cada um dos tópicos abordados no andamento do processo de gerenciamento de reservatórios. O trabalho em si é escrito de forma sequencial, de modo que é possível perceber a posição de cada atividade no gerenciamento de reservatórios e a sua integração com as outras.

Cada capítulo ainda discute mais profundamente as especificidades de seus respectivos temas, fornecendo tanto o embasamento teórico como conhecimento prático, através de estudos relacionados e casos exemplificativos.

Após uma breve introdução, foi discutido, no segundo capítulo, o processo de gerenciamento de reservatórios como um todo. Uma revisão bibliográfica foi realizada de modo a expor ao leitor um pouco da literatura disponível relacionada a esse processo. O foco, então, passou a apresentar as diferentes etapas envolvidas e o grande caráter multidisciplinar do gerenciamento de reservatórios, destacando-se como as diferentes disciplinas e profissionais contribuem em cada etapa.

O capítulo seguinte trata da modelagem geológica e dos fluidos. Foram definidas as propriedades e informações necessárias como dados de entrada ao simulador numérico, assim como foram apresentadas técnicas de aquisição desses dados e suas respectivas contribuições na construção do modelo geológico. Entre as dificuldades presentes na modelagem do reservatório, foi possível destacar:

- Quantidade de dados geralmente escassa em relação ao reservatório como um todo, já que se utilizam dados obtidos nos locais perfurados para a definição de propriedade como porosidade, por exemplo, em todo o reservatório;
- Dificuldade de integração entre as informações adquiridas em escalas diversas, como sísmicas, perfilagem, testemunhos, entre outros.

O modelo geológico é construído em uma escala muito refinada, de modo que é necessário que se realize um processo de mudança de escala do mesmo antes de poder ser utilizado pelo engenheiro de reservatórios. Esse processo, conhecido como *upscaling*, foi abordado no quarto capítulo. As técnicas e conceitos envolvidos foram apresentados. Ao final do capítulo, um importante estudo comparativo entre essas técnicas (CHRISTIE e BLUNT, 2001) foi introduzido para termos de exemplificação. Para propriedades volumétricas, como porosidade e NTG, o *upscaling* é facilmente realizado sem restrições através do emprego de médias aritméticas. Para a permeabilidade absoluta, entretanto, métodos analíticos como esses só podem ser usados em condições idealizadas, de modo que os métodos numéricos são mais recomendados. Para os métodos numéricos de *upscaling* monofásico, é necessária atenção quanto à definição das condições de contorno impostas para a obtenção de resultados adequados. Diferentemente do *upscaling* monofásico, o *upscaling* bifásico ainda não é muito bem compreendido e não é amplamente utilizado na indústria. A partir do que foi exposto, entretanto, concluiu-se que é preferível, quando possível, que se utilize técnicas de *upscaling* da permeabilidade relativa além da absoluta, com destaque para o método do ajuste de histórico.

O capítulo seguinte discorre sobre conceitos de simulação numérica do reservatório. O objetivo foi introduzir ao leitor o funcionamento de um simulador numérico, assim como as equações que governam o problema de escoamento de fluidos no meio poroso. Foram apresentadas também as diferentes classificações dos simuladores, com destaque para a separação de acordo com o tratamento dado aos fluidos e o *black-oil*, usado na grande maioria dos casos.

De acordo com as dimensões de um modelo de fluxo, o tempo de simulação pode ser, mesmo atualmente, bastante elevado, o que inviabiliza aplicações que exigem um elevado número de rodadas de simulação. Assim, o capítulo 6 trata de modelos *proxies* como uma alternativa ao uso

de simuladores numéricos para essas aplicações, que incluem ajuste de histórico, análise de incerteza e risco, entre outras. Foi apresentado um fluxo de trabalho normalmente utilizado na construção de um modelo de *proxy*, detalhando cada etapa do mesmo. Ao fim do capítulo, apresentou-se dois estudos de aplicação de modelos *proxy*, um na localização ótima de poços de preenchimento e outro no ajuste de histórico. Apesar dos resultados para o primeiro caso não terem sido ideais, foi possível concluir que a aplicação de modelos *proxy* é interessante para a indústria, constituindo um foco para os pesquisadores.

O capítulo 7 envolve uma etapa importantíssima no gerenciamento de reservatórios: o ajuste de histórico. Nessa etapa os parâmetros do modelo inicial são perturbados até que as previsões do modelo estejam ajustadas com os dados de produção observados. Esse capítulo focou no ajuste de histórico automático ou assistido, no qual o engenheiro o realiza com o auxílio de sistemas computacionais. Foram apresentadas e discutidas as etapas presentes no ajuste de histórico e um caso exemplificativo foi adicionado ilustrando como normalmente é realizado com um modelo determinístico.

O ajuste de histórico é um problema de inversão não singular, ou seja, há mais de uma combinação de parâmetros que se ajustam ao histórico de produção verificado. Desse modo, realizar o ajuste a partir de um único modelo determinístico considerado mais provável pode levar a grandes erros caso esse modelo não esteja de acordo com o reservatório real. Uma linha de pensamento que vem sendo desenvolvida nos últimos anos é o ajuste de histórico a partir de múltiplos modelos iniciais. Essa é, naturalmente, uma abordagem que envolve um alto custo computacional, de modo que diversas metodologias têm sido desenvolvidas para a sua realização de forma viável e eficiente. Nesse trabalho introduzimos superficialmente uma dessas metodologias que vem sendo bastante discutida: o ajuste de histórico usando filtros de Kalman em conjunto.

Ainda nesse capítulo, foi introduzido o ajuste de histórico de dados provenientes da sísmica 4-D. Essa é uma prática que, segundo muitos autores, é de extrema importância e poderá ser uma prática padrão na indústria em poucos anos. A vantagem de se incorporar os dados sísmicos ao ajuste é a facilidade que se tem de obter informações sobre toda a extensão do reservatório, e não

apenas das proximidades dos poços. As dificuldades são relacionadas à integração com as metodologias atuais e softwares utilizados, além da repetição adequada da obtenção dos dados.

O capítulo 8 tratou sobre a otimização de campos de petróleo. Foram introduzidos os diferentes parâmetros a serem definidos (localização e quantidade de poços, por exemplo) de modo a maximizar a função objetivo ligada ao desempenho do campo, como VPL ou fator de recuperação. Esse capítulo ainda abordou alguns algoritmos de otimização que costumam ser utilizados. No geral, algoritmos locais são relativamente rápidos mas podem ficar presos em ótimos locais na presença de uma resposta com muitos ruídos. Os algoritmos globais, por outro lado, normalmente encontram o ótimo global com um custo computacional requerido maior.

Por fim, o capítulo 9 discorre sobre a análise de incerteza e risco no gerenciamento de reservatórios. Falou-se sobre a quantificação de incertezas geológicas e de metodologias normalmente empregadas na construção das curvas de risco (árvore de derivação e método de Monte Carlo). Foi também apresentado um caso exemplificativo dessa análise na fase de desenvolvimento do campo e um estudo relacionado envolvendo *proxies*. Mais adiante, foi introduzida uma metodologia proposta, com base no discutido sobre árvore de derivação, para a realização da análise de incerteza e risco em conjunto com o ajuste de histórico. Concluindo o capítulo, falou-se sobre a análise de risco na fase de desenvolvimento de um campo com múltiplas realizações geoestatísticas, provenientes de uma modelagem probabilística, apresentando duas metodologias propostas para a sua realização.

A expectativa é de que o leitor, ao final do texto, tenha adquirido o conhecimento específico pertinente a cada tópico discutido assim como o seu respectivo papel dentro do processo de gerenciamento de reservatórios. Assim, foi possível concluir que esse estudo atingiu o objetivo proposto, ou seja, a criação de uma literatura didática introdutória ao processo de gerenciamento de reservatórios, sem mesmo assim deixar de apresentar um grau de aprofundamento para cada um dos temas abordados.

# Referências

ALA, Michael. **An introduction to petroleum geoscience**. New Jersey: World Scientific Publishing Europe Ltd., 2017.

ALQAHTANI, Ghazi et al. Well Optimization Strategies in Conventional Reservoirs. **Spe Saudi Arabia Section Technical Symposium And Exhibition**, [s.l.], p.1-13, 2012. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/160861-ms>.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS: Sumário Geológico e Setores em Oferta**, 2015. Disponível em <[http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round\\_13/areas\\_oferecidas\\_r13/Sumarios\\_Geologicos/Sumario\\_Geologico\\_Bacia\\_SEAL\\_R13.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_13/areas_oferecidas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geologico_Bacia_SEAL_R13.pdf)>. Acesso em 3 março 2018.

ARENAS, Eliana; VAN KRUIJSDIJK, Cor; OLDENZIEL, Tanja. Semi-Automatic History Matching Using the Pilot Point Method Including Time-Lapse Seismic Data. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-12, 2001. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/71634-ms>.

AVANSI, Guilherme D.; SCHIOZER, Denis J.. UNISIM-I: Synthetic Model for Reservoir Development and Management Applications. **International Journal Of Modeling And Simulation For The Petroleum Industry**, Campinas, Brazil, v. 9, n. 1, p.21-30, abr. 2015.

BAKILER, Can S., **From Seismic to Simulaton: Integrated Reservoir Studies**. In: SPE Turkey Section Seminar, Istanbul, Turkey, p.38, mar. 2013. Disponível em <<https://pt.scribd.com/document/241983207/SPE-Turkey-Can-Bakiler-pdf>>. Acesso em 7 de março de 2018.

BALLIN, P.r.; JOURNEL, A.g.; AZIZ, K.. Prediction Of Uncertainty In Reservoir Performance Forecast. **Journal Of Canadian Petroleum Technology**, [s.l.], v. 31, n. 04, p.52-62, 1 abr. 1992. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/92-04-05>.

BISSELL, R.c. et al. Combining Geostatistical Modelling With Gradient Information for History Matching: The Pilot Point Method. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.139-154, 1997. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/38730-ms>.

BRUN, Bertrand; GOSSELIN, Olivier; BARKER, John W.. Use of Prior Information in Gradient-Based History-Matching. **Spe Reservoir Simulation Symposium**, [s.l.], p.1-15, 2001. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/66353-ms>.

BUCKLEY, James J.; HAYASHI, Yoichi. Fuzzy neural networks: A survey. **Fuzzy Sets And Systems**, [s.l.], v. 66, n. 1, p.1-13, ago. 1994. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0165-0114\(94\)90297-6](http://dx.doi.org/10.1016/0165-0114(94)90297-6)

CANCELLIERE, M.; VERGA, Francesca; VIBERTI, Dario. Benefits and Limitations of Assisted History Matching. **Offshore Europe**, [s.l.], p.1-9, 2011. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/146278-ms>.

CAPILLARY PRESSURE. In: PETROWIKI. Disponível em <[http://petrowiki.org/Capillary\\_pressure](http://petrowiki.org/Capillary_pressure)>. Acesso em 7 março 2018.

CHIU, S., 1994. Fuzzy model identification based on cluster estimation. *J. Intell. Fuzzy Syst.* 2 (3).

CHRISTIE, M.a.; BLUNT, M.j.. Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques. **Spe Reservoir Evaluation & Engineering**, [s.l.], v. 4, n. 04, p.308-317, 1 ago. 2001. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/72469-pa>.

COMPUTER MODELLING GROUP. **Análise Integrada e Otimização usando CMOST**. Rio de Janeiro, 2016.

COSTA, A. P. de A., **Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 239p. Tese (Doutorado)

CULLICK, A. Stan; JOHNSON, William Douglas; SHI, Genbao. Improved and More Rapid History Matching With a Nonlinear Proxy and Global Optimization. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-12, 2006. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/101933-ms>.

DURLOFSKY, L. J. Upscaling of geocellular models for reservoir flow simulation: a review of recent progress. **7 th International Forum on Reservoir Simulation**, Bühl/Baden-Baden, Germany, Jun 23-27, 2003.

EZEKWE, John N.. Applied Reservoir Management Principles with Case Histories. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-10, 2003. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/84148-ms>.

FARMER, C. L.. Upscaling: a review. **International Journal For Numerical Methods In Fluids**, [s.l.], v. 40, n. 1-2, p.63-78, 2002. Wiley-Blackwell. <http://dx.doi.org/10.1002/flid.267>.

FAYAZI, Amir & BAGHERZADEH, Hadi & SHAHRABADI, Abbas. (2016). Estimation of Pseudo Relative Permeability Curves for a Heterogeneous Reservoir with a New Automatic History Matching Algorithm. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. 140. [10.1016/j.petrol.2016.01.013](http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.013).

FOWLER, M.I. et al. Some Practical Aspects Of Reservoir Management. **Spe Eastern Regional Meeting**, [s.l.], p.107-117, 1996. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/37333-ms>.

GLANDT, Carlos A.. Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review. **Spe Drilling & Completion**, [s.l.], v. 20, n. 04, p.281-288, 1 dez. 2005. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/81107-pa>.

HANSSEN, Kristian G.; CODAS, Andrés; FOSS, Bjarne. Closed-Loop Predictions in Reservoir Management Under Uncertainty. **Spe Journal**, [s.l.], v. 22, n. 05, p.1585-1595, 1 out. 2017. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/185956-pa>.

HEWETT, T. A., & YAMADA, T. (1997). Theory for the semi-analytical calculation of oil recovery and effective relative permeabilities using streamtubes. *Advances in Water Resources*, 20(5–6), 279–292. [https://doi.org/10.1016/s0309-1708\(96\)00049-8](https://doi.org/10.1016/s0309-1708(96)00049-8)

HEWETT, T. A., and BEHRENS, R. A., 1991, Scaling laws in reservoir simulation and their use in a hybrid finite difference/streamtube approach to simulating the effects of permeability heterogeneity, *in* Lake, L. W., Carroll, H. B. Jr., and Wesson, T. C., eds., *Reservoir Characterization II*: Academic Press, New York, p. 402–441.

HILDEN, Sindre Tonning. **Upscaling of Water-Flooding Scenarios and Modeling of Polymer Flow**. 2016. 170 f. Tese (Doutorado) - Curso de Mathematics And Electrical Engineering, Department Of Mathematical Sciences, Norwegian University Of Science And Technology, Trondheim, 2016.

JACKS, Hugh H.; SMITH, Owen J.e.; MATTAX, C.c.. The Modeling of a Three-Dimensional Reservoir with a Two-Dimensional Reservoir Simulator-The Use of Dynamic Pseudo Functions. **Society Of Petroleum Engineers Journal**, [s.l.], v. 13, n. 03, p.175-185, 1 jun. 1973. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/4071-pa>.

JAHN, F., COOK, M. & GRAHAM, M. (1998). *Hydrocarbon exploration and production*. Amsterdam New York: Elsevier

JANG, J.S. ANFIS: Adaptive-Neural-Network-based Fuzzy Inference System. **IEEE Trans. On System, Man and Cybernetics**, Vol. 23, No. 23, May/June, 1993, pp. 665-685..

JEONG, Moon Sik; LEE, Kun Sang. Simulation Study on Miscibility Effect of CO<sub>2</sub>/Solvent Injection for Enhanced Oil Recovery at Nonisothermal Conditions. **Mathematical Problems In Engineering**, [s.l.], v. 2016, p.1-9, 2016. Hindawi Limited. <http://dx.doi.org/10.1155/2016/2562971>

JOSHI, S.d.; DING, W.. Horizontal Well Application: Reservoir Management. **International Conference On Horizontal Well Technology**, [s.l.], p.105-113, 1996. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/37036-ms>.

KASHIB, T.; SRINIVASAN, S.. Iterative Updating of Reservoir Models Constrained to Dynamic Data. **Journal Of Canadian Petroleum Technology**, [s.l.], v. 46, n. 11, p.23-32, 1 nov. 2007. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/07-11-01>.

KHAN, Moin Uddin; CALLARD, Jeffrey Guy. Reservoir Management in Unconventional Reservoirs. **Spe Hydrocarbon Economics And Evaluation Symposium**, [s.l.], p.1-14, 2010. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/130146-ms>.

KING, M. J., **Upgridding and Upscaling: Current trends and Future Directions**. In: SPE DISTINGUISHED LECTURER SERIES, 2006. SPE, 2006.

Kyte, J.R., Berry, D.W., 1975. New Pseudo Functions to Control Numerical Dispersion.

LIE, K-A., **Flow-Based Upscaling of Reservoir Model**. In: Multiscale Methods Summer School. 2017. SINTEF Digital, NTNU, 2017.

LIGEIRO, Tayanne Santos; MASSA, Caio Leandro Suzano. **AJUSTE DO HISTÓRICO DA PRODUÇÃO USANDO MÚLTIPLOS MODELOS APLICANDO ENSEMBLE KALMAN FILTER: ESTUDO DE CASOS DESENVOLVIDOS NO MRST**. 2017. 117 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

LIGERO, Eliana Luci; RISSO, Valmir Francisco; SCHIOZER, Denis José. Análise econômica da redução de incertezas geológicas de reservatórios de petróleo. **Revista Brasileira de Geociências**, [s.l.], v. 38, n. 1, p.106-116, 1 mar. 2008. Sociedade Brasileira de Geologia. <http://dx.doi.org/10.25249/0375-7536.2008381s106116>

MADEIRA, M. G. **Comparação de Técnicas de Análise de Risco Aplicadas ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo**, Campinas: Departamento de Engenharia do Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 132 p. Dissertação (Mestrado).

MASCHIO, C., SCHIOZER, D., Ajuste de histórico assistido usando métodos de otimização de busca direta, IBP 06204, Rio Oil & Gas Expo and Conference, October, 2004.

MASCHIO, C., Schiozer, D., Moura Filho, M., 2005. A methodology to quantify the impact of uncertainties in the history matching process and in the production forecast. SPE 96613. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9–12 October, Dallas, Texas.

NGUYEN, Ngoc T. B. et al. Robust Optimization of Unconventional Reservoirs under Uncertainties. **Spe Europec Featured At 78th Eage Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-11, 2016. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/180108-ms>.

NUNNA, Krishna Chaitanya. **DIFFUSE SOURCE TRANSMISSIBILITY UPSCALING**. 2014. 89 p. Tese (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Texas A&M University, [S.l.], 2014.

ODEH, A.s.. Reservoir Simulation ...What Is It. **Journal Of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 21, n. 11, p.1383-1388, 1 nov. 1969. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/2790-pa>.

OLDENZIEL, T., 2003. *Time-lapse seismic within reservoir engineering*. Delft University of Technology, Department of Applied Earth Sciences.

ORR, M. Regularization in the Selection of Radial Basis Function Centers, *Neural Computation*, 7(3), pp. 606-623, 1995.

OSTERLOH, W. Terry. Use of Multiple-Response Optimization To Assist Reservoir Simulation Probabilistic Forecasting and History Matching. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-10, 2008. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/116196-ms>.

PENG, Cheong Yaw; GUPTA, Ritu. Experimental Design and Analysis Methods in Multiple Deterministic Modelling for Quantifying Hydrocarbon In-Place Probability Distribution Curve. **Spe Asia Pacific Conference On Integrated Modelling For Asset Management**, [s.l.], p.1-16, 2004. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/87002-ms>.

PICKUP, Gillian E.. Steady-State Upscaling: From Lamina-Scale to Full-Field Model. **European Petroleum Conference**, [s.l.], p.208-217, 1998. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/50628-ms>.

POLIZEL, Guilherme A.; AVANSI, Guilherme D.; SCHIOZER, Denis J.. Use of Proxy Models in Risk Analysis of Petroleum Fields. **Spe Europec Featured At 79th Eage Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-19, 2017. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/185835-ms>.

ROSA, A. J., CARVALHO, R., XAVIER, J. A., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência.

RWECHUNGURA, Richard Wilfred; DADASHPOUR, Mohsen; KLEPPE, Jon. Advanced History Matching Techniques Reviewed. **Spe Middle East Oil And Gas Show And Conference**, [s.l.], p.1-19, 2011. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/142497-ms>.

SALAZAR, Melvin Oswaldo; PIAMO, Jose Reinaldo Villa. Permeability Upscaling Techniques for Reservoir Simulation. **Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference**, [s.l.], p.1-17, 2007. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/106679-ms>.

SANTOS, Susana Margarida da Graça. Metodologias de Análise de Risco na Fase de Desenvolvimento de Campos de Petróleo. **Unisim Online**, Campinas, v. 12, n. 9, p.1-2, nov. 2014.

SAPUTELLI, Luigi; NIKOLAOU, Michael; ECONOMIDES, Michael J.. Self-Learning Reservoir Management. **Spe Reservoir Evaluation & Engineering**, [s.l.], v. 8, n. 06, p.534-547, 1 dez. 2005. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/84064-pa>.

SATTER, Abdus; THAKUR, Ganesh. **Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach**. Tulsa: Pennwell Publishing Company, 1994.

SHOIAD, M., AWAIS, M., MASUD, S., SHAMAIL, S., and AKHTAR, J. Application of Concurrent Generalized Regression Neural Network for Arabic Speech Recognition. Proceedings of Neural Networks and Computational

SILVA, P.c.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D.j.. Applications of the Soft Computing in the Automated History Matching. **Canadian International Petroleum Conference**, [s.l.], p.1-6, 2006. Petroleum Society of Canada. <http://dx.doi.org/10.2118/2006-012>.

SILVA, Paulo Camargo; MASCHIO, Célio; SCHIOZER, Denis J.. Use of Neuro-Simulation techniques as proxies to reservoir simulator: Application in production history matching. **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l.], v. 57, n. 3-4, p.273-280, jun. 2007. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2006.10.012>.

SIRAJ, M. Mohsin; HOF, Paul M. J. van Den; JANSEN, Jan-dirk. Handling Geological and Economic Uncertainties in Balancing Short-Term and Long-Term Objectives in Waterflooding Optimization. **Spe Journal**, [s.l.], v. 22, n. 04, p.1313-1325, 1 ago. 2017. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/185954-pa>.

STONE, Matthew et al. Challenges and Solutions in Global-Flow-Based Scaleup of Permeability: Isolated Flow Bodies. **Spe Reservoir Simulation Symposium**, [s.l.], p.1-7, 2007. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/106084-ms>.

SUZUKI, Satomi; CAERS, Jef Karel. History Matching With an Uncertain Geological Scenario. Spe Annual Technical Conference And Exhibition, [s.l.], p.1- 17, 2006. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/102154-ms>.

TAKAGI, Tomohiro; SUGENO, Michio. Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control. **Ieee Transactions On Systems, Man, And Cybernetics**, [s.l.], v. -15, n. 1, p.116-132, jan. 1985. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tsmc.1985.6313399>.

TAN, T.B., 1995. Estimating two and three dimensional pseudo-relative permeabilities with non-linear regression. Society of Petroleum Engineers.

TERRY, Ronald E.; ROGERS, J. Brandon. **VOLUME FACTOR**. Disponível em <http://www.appliedpetroleumreservoirengineering.com/reservoir-fundamentals/volume-factor/>. Acesso 7 março de 2018.

THAKUR, G.c.. Reservoir Management: A Synergistic Approach. **Permian Basin Oil And Gas Recovery Conference**, [s.l.], p.439-451, 1990. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/20138-ms>.

THAKUR, G.c.. What Is Reservoir Management? **Journal Of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 48, n. 06, p.520-525, 1 jun. 1996. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/26289-jpt>.

THOMAS, José E. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência PETROBRAS, 2001.

TRICE, M.I.; DAWE, B.a.. Reservoir Management Practices. **Journal Of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 44, n. 12, p.1344-1349, 1 dez. 1992. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/22236-pa>.

UNISIM. **UNISIM-II Overview**. Disponível em <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/br/unisim-ii/overview>. Acesso em 7 março 2018.

UPSCALING OF GRID PROPERTIES IN RESERVOIR SIMULATION. In: PETROWIKI. Disponível em [http://petrowiki.org/Upscaling\\_of\\_grid\\_properties\\_in\\_reservoir\\_simulation](http://petrowiki.org/Upscaling_of_grid_properties_in_reservoir_simulation). Acesso em 7 março de 2018.

VIMERCATI, Silvia et al. A Successful Story of Reservoir Management. In: WORLD PETROLEUM CONGRESS, 21., 2014, Moscow, Russia. **Conference Paper**. Moscow, Russia: World Petroleum Congress, 2014. p. 1 - 22.

WARREN, J.e.; PRICE, H.s.. Flow in Heterogeneous Porous Media. **Society Of Petroleum Engineers Journal**, [s.l.], v. 1, n. 03, p.153-169, 1 set. 1961. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/1579-g>.

WIGGINS, M.I.; STARTZMAN, R.a.. An Approach to Reservoir Management. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.327-333, 1990. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/20747-ms>.

YETEN, B. et al. A Comparison Study on Experimental Design and Response Surface Methodologies. Spe Reservoir Simulation Symposium, [s.l.], p.1-15, 2005. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/93347-ms>.

ZUBAREV, Denis Igorevich. Pros and Cons of Applying Proxy-models as a Substitute for Full Reservoir Simulations. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-23, 2009. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/124815-ms>.