UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Redução de Incerteza na Previsão de Comportamento de Reservatórios Utilizando Histórico de Produção e Simulação Numérica

Autor: Sergio Luis de Almeida Netto

Orientador: Denis J. Schiozer

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Redução de Incerteza na Previsão de Comportamento de Reservatórios Utilizando Histórico de Produção e Simulação Numérica

Autor: Sergio Luis de Almeida Netto

Orientador: Denis J. Schiozer

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia do Petróleo.

Campinas, 2003 SP - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Redução de Incerteza na Previsão de Comportamento de Reservatórios Utilizando Histórico de Produção e Simulação Numérica

Autor: Sergio Luis de Almeida Netto	
Orientador: Denis J. Schiozer	
Prof. Dr. Denis J. Schiozer, Presidente	
Faculdade de Engenharia Mecânica	
-	
Prof. Dr. Daniel Nunes de Miranda Filho	
Petrobras	
Prof. Dr. Chang Hung Kiang	
INESP.ICCE/DCA	

Dedicatória

Dedico este trabalho à memória de meu pai, José Carlos.

Agradecimentos

A realização deste trabalho envolveu a ajuda de diversas pessoas e organizações, às quais gostaria muito de agradecer:

A Deus, pela minha vida e oportunidade de realizar este mestrado.

Ao Professor Denis José Schiozer, pelo estimulo, paciência, orientação e atenção.

À minha esposa, Edna e filhos, Filipe e Caio, aos quais espero retribuir o tempo dedicado a este trabalho.

Aos meus pais, José Carlos (*in memorian*) e Thais, pelo carinho e atenção com que sempre me trataram.

À Petrobras, por ter viabilizado o mestrado e pela cessão do material necessário ao seu desenvolvimento.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo e do Centro de Estudos de Petróleo que contribuíram, direta ou indiretamente, na realização desta dissertação.

Aos pesquisadores e estagiários do Unisim, particularmente à Eliana e Paulo, pela sua colaboração e amizade.

Resumo

Almeida Netto, Sergio Luis de. *Redução de Incerteza na Previsão de Comportamento de Reservatórios Utilizando Histórico de Produção e Simulação Numérica*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 147 p. Dissertação (Mestrado).

O uso de métodos probabilísticos em estudos de viabilidade técnica e econômica para o desenvolvimento de campos de petróleo vêm crescendo bastante nos últimos anos. Estimativas do impacto das incertezas do modelo geológico são utilizadas desde a descoberta dos campos. Na fase de avaliação inicial de reservatórios, a análise de risco é executada com dados escassos, sem que se tenha capturado importantes características do reservatório que podem apenas ser identificadas depois de determinado tempo de produção. O resultado é a elaboração de um número significativo de hipóteses, com amplo espectro de realizações. Em casos extremos, para reservatórios que apresentam dificuldades para o ajuste de parâmetros do histórico, as incertezas intrínsecas reduzem bastante a confiabilidade das previsões. Este trabalho tem como principal objetivo a proposição de uma metodologia para avaliação e redução de incertezas dos parâmetros de reservatório, dado um histórico de produção, utilizando-se simulação numérica de escoamento. Os cenários de previsão de produção e as respectivas avaliações econômicas somente serão considerados a partir de combinações que apresentem ajustes das curvas de vazões e comportamento de pressão observados. O problema de tempo elevado de simulação numérica das várias alternativas é atenuado com o recurso da computação parale la, permitindo a distribuição e execução simultânea de vários modelos.

Palavras Chave: Análise de Risco, Incerteza, Simulação Numérica de Escoamento, Ajuste de Histórico, Previsão de Produção

Abstract

Almeida Netto, Sergio Luis de. *Uncertainty Reduction of Reservoir Behavior Forecasts Using Production History and Numerical Flow Simulation*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 147 p. Dissertação (Mestrado).

The use of probabilistic approaches in technical and economic studies of petroleum fields has been increasing in recent years. Studies of the impact of geologic uncertainties are made since the discovery of the fields. In the appraisal phase of gas and oil fields, risk analysis is done with scarce production data that can represent important reservoir characteristics. During the development phase, there is not enough production data available that could help to interpret certain reservoir characteristics. Even after some years of production, uncertainty can remain significant because some particular behavior may not be observed during the development phase. As a consequence, a large number of models are available, with a huge number of possible results. The main objective of this work is to develop a methodology to access and reduce uncertainty of forecasts of field behavior, using production history as a constraint to the possible scenarios. Future production forecasts, economical scenarios and risk analysis will be considered from uncertain geologic and flow simulation models that match production data. The problem of time consumption related to the large number of models is attenuated with the use of parallel computing resources, which allows the distribution and simulation of many models at the same time.

Key Words

- Risk Analysis, Uncertainty, Numerical Flow Simulation, History Match, Production Forecast

Índice

Dedicatória	iv
Agradecimentos	
Resumo	v
Abstract	vi
Índice	vii
Lista de Figuras	X
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura	XV
Capítulo 1	1
Introdução	1
Capítulo 2	
Revisão Bibliográfica	
2.1 Introdução	
2.2 Análise de Risco e Incerteza no Comportamento de Reservatórios	
2.3 Desvios no Comportamento de Reservatórios	12
2.4 Atuação de Aqüíferos	16
2.5 Compressibilidade da Formação	22
2.6 Falhas, Diagênese e Asfaltenos	27
Capítulo 3	33
Metodologia	33
3.1 Metodologia Existente	33
3.2 Metodologia Proposta	40

Capítulo 4	54
Aplicação	54
4.1 Dados Gerais do Campo	54
4.1.1 Dados Sísmicos	63
4.1.2 Caracterização de Reservatórios	64
4.1.3 Estratégia e Dados de Produção	65
4.1.4 Modelo de Simulação	68
4.2 Aplicação da Metodologia	70
4.2.1 Seleção dos Atributos	72
Malhas Estrutural-Estratigráficas	83
Compressibilidade da Rocha	87
Aqüífero Analítico	88
Pressão Capilar	89
Permeabilidade Absoluta	90
Volume do Aqüífero da Malha	91
Capítulo 5	93
Resultados	93
5.1 Processo de Ajuste de Histórico	93
5.1.1 Resultados com a Malha Isolada	93
5.1.2 Pressão no Bloco Oeste	95
5.1.3 Ajustes de BSW nos Poços	96
5.2 Análise de Sensibilidade	97
5.3 Árvore de Derivação	102
5.4 Seleção dos Modelos pelo Ajuste de Histórico	104
5.5 Análise Econômica	114
5.6 Considerações Finais	123
Capítulo 6	125
Conclusões e recomendações	125
6.1 Conclusões	125
6.2 Recomendações para Trabalhos Futuros	128

Referências Bibliográficas	130
Anexo I – Gráficos e Figuras	140

Lista de Figuras

Figura 3.1: Exemplo de Gráfico de Análise de Sensibilidade	38
Figura 3.2: Gráfico de Curva de Risco de Produção de Óleo	40
Figura 3.3: Diferencial de pressão por tempo (esquerda - 1 ano); (direita - 2 anos). Unidad	les em
kgf/cm ² .	44
Figura 3.4: Gráfico de Análise Dinâmica de Sensibilidade	48
Figura 3.5: Gráfico de Afastamento do Histórico	49
Figura 3.7: Etapas distintivas da metodologia proposta para redução de incerteza	53
Figura 4.1: Mapa de Isólitas de Arenito do Sistema Turbidítico (extraído de Bruhn, 1998)	54
Figura 4.2: Mapa Estrutural do Topo do Reservatório (Zona R1).	55
Figura 4.3: Seção Estrutural Sul-Norte (modificado de Bruhn, 1998)	57
Figura 4.4: Seção Estrutural Sudoeste-Nordeste	58
Figura 4.5: Seções Estratigráfica e Estrutural Oeste-Leste	59
Figura 4.6a e b: Curvas de Perfis, Dados de Petrofísica e Teste de Formação de Poços	61
Figura 4.7: Curvas de Perfis, Dados de Petrofísica e Teste de Formação de Poço	62
Figura 4.8: Mapa do Topo da Zona R3.	63
Figura 4.9: Seção Sísmica do Campo com e sem Interpretação.	64
Figura 4.10: Gráfico de Produção da Zona R1	67
Figura 4.11: Depleção na Camada 3 (Zona R2/3) ao Final do Histórico (modelo original -	
produção exclusiva da Zona R1). Unidades em kgf/cm²	82
Figura 4.12: Mapa de Isópacas da Zona R1 (espessuras entre zero e 29,5 metros)	85
Figura 4.13: Mapa-base e Histograma de Espessura de Folhelho entre as Zonas R1 e R2/3.	85
Figura 4.14: Simulações de Espessura de Folhelho pela Técnica das Bandas Rotativas	86
Figura 5.1a e b: Gráficos de Pressão Estática entre o Modelo Original e a Malha Isolada	94
Figura 5.2: Comportamento de Pressão do Poço G nas malhas original (comunicada) e isol	ada .96
Figura 5.3: Distribuição Original e Final das Curvas de Permeabilidade Relativa	96
Figura 5.4: BSW do Poço D com a Malha Isolada	97
Figura 5.5: Análise de Sensibilidade da Pressão para a Zona R1	99
Figura 5 6: Análise de Sensibilidade da Pressão para o Poco B	99

Figura 5.7: Análise de Sensibilidade da Pressão para o Poço F	100
Figura 5.8: Análise de Sensibilidade da Produção de Água para a Zona R1	100
Figura 5.9: Análise de Sensibilidade da Produção de Água para o Poço C	101
Figura 5.10: Análise de Sensibilidade para Produção de Óleo da Zona R1	101
Figura 5.11: Gráfico de Pressão Estática nos Blocos Produtores da Zona R1	105
Figura 5.12: Vazão de Óleo no Histórico e na Previsão	105
Figura 5.13: Vazão Líquida no Histórico e na Previsão	106
Figura 5.14: Produção Acumulada de Óleo na Previsão de Produção	106
Figura 5.15: Exemplo de Ramo Terminal de Árvore de Derivação	110
Figura 5.16: Curva de Previsão de Vazão Líquida Ponderada pelas Probabilidades Geolo	ógicas 114
Figura 5.17: Gráfico de VPL versus Np	115
Figura 5.18: Gráfico de VPL versus Wp	116
Figura 5.19: Gráfico de VPL versus Custo Operacional Atualizado	116
Figura 5.20: Gráfico de Wp versus Custo Operacional Atualizado	117
Figura 5.21: Redução na Incerteza nos Valores de Np	117
Figura 5.22: Redução na Incerteza nos Valores de Wp	118
Figura 5.23: Redução na Incerteza nos Valores de VPL	118
Figura 5.24: Curvas de Risco de Np	120
Figura 5.25: Curvas de Risco de Wp	120
Figura 5.26: Curvas de Risco de VPL	121
Figura 5.27: Curvas de Risco de Custo Operacional Atualizado	121
Figura 5.28: Curva de Risco e Percentis para os Modelos da Seleção Complementar	123
Figura A.1: Gráfico de Pressão e BSW do Poço A no Histórico	140
Figura A.2: Gráfico de Pressão do Poço B no Histórico (obs: BSW abaixo de 1%)	141
Figura A.3: Gráfico de Pressão e BSW do Poço C no Histórico	141
Figura A.4: Gráfico de Pressão e BSW do Poço D no Histórico	142
Figura A.5: Gráfico de Pressão e BSW do Poço E no Histórico	142
Figura A.6: Gráfico de Pressão e BSW do Poço F no Histórico	143
Figura A.7: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 – 3 anos	143
Figura A.8: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 – 4 anos	144

Figura A.9: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 - 5 anos	144
Figura A.10: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 - 6 anos	145
Figura A.11: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 - 11 anos	145
Figura A.12: Simulação Obtida pelo Método das Bandas Rotativas	146
Figura A.13: Média das Simulações que Indicam Redução de Espessura Obtidas pela Sin	ıulação
Gaussiana Seqüencial	146
Figura A.14: Exemplo de Resultado Obtido pela Simulação Gaussiana Sequencial	147
Figura A.15: Exemplo de Resultado Obtido pela Simulação Gaussiana Sequencial	147

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Classificação de Atributos de Reservatório (Campozana, 1997)	35
Tabela 4.1: Propriedades dos Fluidos	56
Tabela 4.2: Classificação dos Atributos Críticos	72
Tabela 4.3: Volumes dos Aqüíferos Analíticos e da Malha Original	89
Tabela 4.4: Volume das Hipóteses de Aqüífero da Malha (Numérico)	91
Tabela 4.5: Atributos Selecionados para a Análise de Sensibilidade	92
Tabela 5.1: Atributos Selecionados para a Árvore de Derivação	102
Tabela 5.2: Probabilidades dos Atributos Contínuos	102
Tabela 5.3: Probabilidades dos Atributos Discretos	103
Tabela 5.4: Distribuição de Probabilidades entre Malhas e Modelos de Aqüífero	103
Tabela 5.5: Probabilidades Geológicas dos Modelos com Ajuste	107
Tabela 5.6: Probabilidades dos Modelos Segundo o Afastamento da Pressão Observada	109
Гаbela 5.7: Probabilidades dos Modelos após a Redistribuição	111
Tabela 5.8: Pares de Modelos com Ajuste Independente de Determinado Atributo	112
Tabela 5.9: Modelos da Seleção Complementar	113
Tabela 5.10: Premissas Econômicas Utilizadas	114
Tabela 5.11: Classificação da Probabilidade do Modelo de Pressão Mínima	119
Γabela 5.12: Faixas de Variação de P10, P50 e P90 para as Curvas de Risco	122

Nomenclatura

Abreviações

BSW total de sólidos e água (%)

ILD perfil indução

Kcorr permeabilidade corrigida

NPHI perfil neutrão

Phi porosidade

RG perfil raios-gama Rhob perfil densidade

Rsi razão de saturação gás-óleo inicial

Phie porosidade efetiva VSH volume de argila

Letras Latinas

Cp compressibilidade do meio poroso

Co compressibilidade do óleo

Cw compressibilidade da água

K permeabilidade

Kh permeabilidade horizontal

Kr permeabilidade relativa

P pressão

P_n probabilidade do índice "n"

Sw saturação de água

Subscritos

h	horizontal
n	norizontal

i inicial

o óleo

p poroso

s saturação

sat saturação

w água

Siglas

0,5vol Volume do aqüífero da malha reduzido em 50%

1,5vol Volume do aqüífero da malha ampliado em 50%

AIF Função de influência do aquífero

C60 Compressibilidade da rocha no valor de $60x10^{-6} (kgf/cm^2)^{-1}$

C75 Compressibilidade da rocha do caso-base (75x10⁶ (kgf/cm²)⁻¹

C90 Compressibilidade da rocha no valor de 90x10⁻⁶ (kgf/cm²)⁻¹

CR Coeficiente de retorno sobre o investimento

C-T Modelo de aqüífero analítico de Carter-Tracy

E&P Exploração e Produção na indústria do petróleo

I Malha Isolada (caso-base)

FO Função-objetivo

F₀ Modelo de aqüífero analítico de Fetkovich (caso-base)

F₁ Modelo de aqüífero analítico de Fetkovich (reduzido em relação ao caso-base)

F₂ Modelo de aquífero analítico de Fetkovich (reduzido em relação a F₁)

K_{base} Permeabilidade do caso-base

 K_{xy} Permeabilidade do aqüífero reduzida em 50% nas direções x e y

K_{xyz} Permeabilidade do aqüífero reduzida em 50% nas direções x, y e z

LP Programação linear

MAI Módulo de Análise de Incerteza

Np Volume acumulado de óleo produzido em condições padrão

NW Malha Comunicada a NW

O Malha Comunicada (modelo original)

ONW Malha Comunicada (modelo original) e a NW

PVT Análise de óleo, pressão volume-temperatura

RGO razão gás-óleo

SA Opção de ausência de aqüífero analítico

TAR₂₀ Tapete Asfáltico com redução de 20% na permeabilidade absoluta

TAR₅₀ Tapete Asfáltico com redução de 50% na permeabilidade absoluta

TAR₈₀ Tapete Asfáltico com redução de 80% na permeabilidade absoluta

VGIS Volume de gás in situ em condições padrão

VHIS Volume de hidrocarbonetos *in situ* em condições padrão

VOIS Volume de óleo in situ em condições padrão

VPL Valor presente líquido

Wp Volume acumulado de água produzido em condições padrão

Capítulo 1

Introdução

No fluxograma dos trabalhos de avaliação do potencial de produção e econômico das jazidas de hidrocarbonetos, a principal incerteza a ser considerada após a descoberta de uma acumulação refere-se aos volumes recuperáveis *in situ*, que será fator fundamental na determinação do valor e na viabilidade econômica da acumulação e, em caso positivo, na determinação das estratégias e investimentos para o seu desenvolvimento. Nesta etapa, os dados que estão disponíveis restringem-se aos poços iniciais perfurados e dados sísmicos, ou seja, dados de caráter estático.

São vários e de diversas origens os processos geológicos que resultam nas acumulações de hidrocarbonetos, sendo que o resultado desta interação produz distribuições espaciais complexas dos atributos do reservatório e das propriedades dos fluidos. A disponibilidade de dados em escala real do reservatório é sempre pontual, relativa aos poços disponíveis. Além disso, nem sempre é comum a testemunhagem de um grande número de poços. O imageamento sísmico, apesar de ter maior resolução areal, ainda não alcançou a mesma resolução vertical da escala dos poços. De maneira geral, as incertezas relativas às fases iniciais de avaliação dos reservatórios de hidrocarbonetos são relacionadas a cinco grandes grupos:

- Quantidade e qualidade dos dados geológicos, petrofísicos e de fluidos disponíveis (poços, sísmica, testes);
- Interpretação dos dados e caracterização do reservatório (seleção de dados, geração de modelo conceitual de reservatório, inversão sísmica e seleção de técnicas geoestatísticas);
- Transferência de escala para o modelo de simulação de escoamento;
- Construção do modelo de escoamento do reservatório;
- Estratégias de produção passíveis de serem utilizadas.

O desafio das técnicas de avaliação de incerteza é o tratamento e disponibilização dos cenários e sua distribuição probabilística.

Com a evolução da perfuração dos poços mais dados são acrescentados e aumenta a precisão na apropriação dos volumes de hidrocarbonetos recuperáveis, com conseqüente redução da incerteza em relação a estes volumes. Nesta fase, em campos onde não houve produção antecipada, ou seja, nos casos em que os poços perfurados somente entram em produção após a instalação de sistemas definitivos de produção, as incertezas relacionadas às propriedades com impacto no escoamento adquirem então maior importância na definição dos potenciais de produção em função de não haver histórico de produção disponível até a perfuração de todos os poços previstos no plano de desenvolvimento inicial. Entre estas incertezas, pode-se citar a compartimentação estrutural através de falhas ou limites estratigráficos e as distribuições de permeabilidades absolutas e relativas. Outros aspectos do reservatório que podem representar incertezas adicionais são as propriedades e extensão de aqüíferos laterais, em geral menos amostrados em relação à área com acumulação de hidrocarbonetos.

A disponibilidade de um número razoável de poços em malhas de produção inferiores a 600 m, para um campo de petróleo de plataforma continental, junto com os dados sísmicos e de histórico de produção significativo (por exemplo, acima de 10 anos de produção) possibilita adequada caracterização do modelo geológico e pode ser responsável por uma redução considerável também na incerteza em relação às propriedades de escoamento e conectividade hidráulica do reservatório. Nesta fase, então, o impacto destas incertezas seria pouco significativo na definição dos potenciais de produção. Porém, na prática, dependendo de uma série de fatores como alterações na estratégia de produção, implementação de projetos de recuperação secundária, reflexos da produção no reservatório (atuação de aqüífero diversa da esperada, conseqüências geomecânicas não previstas), aspectos tecnológicos ou novas limitações de ordem ambiental (por exemplo, maiores restrições nas condições para descarte de água produzida), novas incertezas podem causar impacto significativo na previsão de comportamento dos reservatórios.

Os dados de produção de uma acumulação de hidrocarbonetos são fundamentais no gerenciamento futuro destas jazidas. Estas informações interagem com o modelo estático do reservatório, aperfeiçoando a interpretação geológica e de escoamento existente e compondo a base de dados para a tomada de decisões futuras sobre a explotação dos campos, desde a definição das vazões por zona e poço, passando pelo redimensionamento e/ou substituição dos métodos de elevação artificial até a decisão sobre o eventual uso de métodos de recuperação suplementar no tempo adequado, após a realização de estudos da viabilidade técnica e econômica.

Cabe ressaltar que, tradicionalmente, os trabalhos de avaliação de incerteza existentes são focados em parâmetros volumétricos das acumulações de óleo e gás, na definição dos seus volumes *in situ* e nos respectivos potenciais de produção, e na maioria das vezes projetando cenários a partir de estágios iniciais de produção, com pequeno ou nenhum período de ajuste de histórico disponível. Os aspectos dinâmicos (como comportamento de pressão), quando utilizados, servem apenas como auxiliares na definição destes volumes e potenciais. Aparentemente não responsável por impactos nas avaliações econômicas de jazidas de

hidrocarbonetos, o comportamento de pressão é fundamental na decisão pela implementação de método de recuperação secundária, e importante na escolha do método de elevação mais adequado, por exemplo, em relação à pressão de saturação do reservatório.

Da mesma forma, a combinação de atributos incertos do reservatório tem sido utilizada apenas como fonte de alimentação na determinação dos vários cenários possíveis de volumes de óleo e água a serem produzidos, sem que sejam feitos ajustes de histórico das várias combinações, mesmo porque, como foi citado acima, existem casos onde este histórico é inexistente. A carência de dados de produção que possam servir de baliza para a validação das combinações dos atributos acaba gerando um número elevado de cenários, com ampla faixa de resultados possíveis de comportamento dos campos. Os resultados fornecem uma idéia qualitativa da influência de cada parâmetro incerto nas previsões de produção. Por outro lado, períodos curtos de produção (até cerca de dois anos), se não costumam representar dificuldades para os ajustes de histórico, também não são capazes de fornecer maiores subsídios para a verificação das interpretações do modelo geológico e de escoamento.

Neste trabalho é proposta uma metodologia visando a redução de incerteza de previsões de produção na qual atributos de uma acumulação de óleo de campo em produção são abordados de um ponto de vista dinâmico, levando-se em consideração a existência de um período significativo de histórico. Este histórico servirá então como condicionante para a consistência dos cenários futuros de realização de valores físicos e econômicos de uma jazida de petróleo, a partir da combinação dos atributos incertos que tenham honrado o histórico existente, sendo descartados os modelos sem ajuste.

A metodologia básica utilizada é a criada por Loschiavo (1999) e modificada por Steagall (2001). Fez-se uso do Módulo de Análise de Incerteza do programa UNIPAR desenvolvido pelo Departamento de Engenharia de Petróleo da Unicamp. Em função do grande esforço computacional requerido, com elevado número de simulações e necessidade de memória para armazenamento de arquivos de saída das simulações, o processo de cálculo tende a ser lento e trabalhoso, mesmo considerando-se plataformas de hardware e software mais potentes. A fase

inicial do trabalho foi basicamente de ajuste de histórico, seleção e montagem dos atributos críticos, e efetuada em ambiente de microcomputadores. Porém a partir da análise de sensibilidade partiu-se para o uso conjunto da técnica da computação paralela.

Como aplicação, é utilizado um campo de petróleo da plataforma continental brasileira, com histórico de produção de onze anos. Todos os poços e respectivos dados de produção estão disponíveis para efeito da caracterização do reservatório, além dos dados sísmicos. Este campo de petróleo apresenta dois reservatórios principais, sendo que o superior é o objeto de estudo. Conectado com um aquifero de atuação lateral com amostragem deficiente para efeito da estimativa de propriedades petrofísicas quanto das suas dimensões, apresenta dificuldade na obtenção de um ajuste de histórico aceitável, refletindo o grau de incerteza existente. A incerteza na comunicação hidráulica com outros reservatórios também constitui interesse para a análise de incerteza. A extrapolação efetuada foi a partir de uma estratégia única comum para todos os casos.

A revisão bibliográfica é apresentada no Capítulo 2, buscando enfocar o que tem sido feito na área de análise de risco e incerteza nos projetos de exploração e produção de hidrocarbonetos além de aspectos de comportamento e parâmetros de reservatório importantes para o estudo em questão.

No Capítulo 3 descreve-se a metodologia que foi utilizada no estudo, com ênfase na determinação de avaliação de incerteza em um campo maduro condicionada aos dados de produção. São apresentadas técnicas que serviram para a construção e verificação dos modelos e a fase de ajuste de histórico.

O Capítulo 4 é dedicado à aplicação do método, sendo apresentado o campo de petróleo que foi objeto do estudo. É dada ênfase ao reservatório que serviu de alvo, destacando-se o motivo deste ser adequado para efeito da análise. São também descritos os parâmetros incertos que foram analisados e a justificativa para sua escolha.

No Capítulo 5 é comentada a etapa de ajuste de histórico após a seleção dos atributos. São apresentados e discutidos os resultados da análise de incerteza e dos ajustes efetuados, com os resultados analisados no tempo de produção existente e na extrapolação, árvore de derivação e a fase de seleção dos modelos de acordo com os critérios de ajuste de histórico. Em seguida é mostrado o ajuste efetuado para o campo e para cada poço individualmente. Também são apresentados a análise econômica dos modelos selecionados e os resultados obtidos.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e recomendações do trabalho.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Introdução

A revisão bibliográfica enfoca inicialmente análise de risco e incerteza em reservatórios de petróleo, enquanto as demais seções abordam aspectos de comportamento e caracterização de reservatórios importantes para o caso particular estudado.

2.2 Análise de Risco e Incerteza no Comportamento de Reservatórios

Os conceitos de análise de risco e incerteza na tomada de decisão de projetos apresentamse difundidos em várias áreas do sistema produtivo, particularmente apresentando maior uso e
desenvolvimento naquelas áreas onde o volume de investimentos necessários é significativo
frente ao impacto causado pelas incertezas existentes, tanto de ordem física do projeto, quanto de
ordem econômica. Em relação aos cenários econômicos, isto advém de vários fatores, entre eles
flutuações nas economias locais e mundial, dinâmica dos mercados e competitividade, além de
instabilidades políticas, sendo que estes fatores acabam causando impacto em todas as áreas
produtivas. Existem várias metodologias para análise de risco em ambiente de incertezas
econômicas (Dixit, 1993) como, por exemplo, a teoria das opções, que busca prever o
comportamento dos parâmetros econômicos com o tempo. Estas, porém, não serão abordadas
neste trabalho, pois foi adotado um cenário único de preços de óleo e gás.

Tendo em vista o crescente interesse da indústria de exploração e produção de hidrocarbonetos na avaliação das ferramentas de investigação e análise das incertezas envolvidas nos seus projetos, esta é uma área de estudos que tem sido favorecida pelo elevado grau de desenvolvimento de facilidades computacionais, algoritmos geoestatísticos e de interpretação sísmica e uso intenso de ferramentas estatísticas.

Na área de exploração de recursos minerais e energéticos, intrinsecamente sujeita ao risco, pode-se afirmar que a atividade de exploração de petróleo e gás natural é a que demanda um montante maior de investimentos tanto na prospecção quanto na produção, em função do elevado custo das ferramentas de exploração e desenvolvimento de jazidas e das instalações de produção. Uma das evidências da intensidade do risco nesta atividade é o fato de ser rara a existência de blocos de exploração em posse de uma única empresa. A associação de empresas petrolíferas, independente do seu porte, em parcerias desde a etapa de leilão de blocos exploratórios até a fase de explotação é cada vez mais comum, ainda mais nas novas fronteiras de águas profundas e ultraprofundas.

Mesmo com o avanço das técnicas de exploração, a constatação de que uma acumulação petrolífera apresente viabilidade econômica de explotação envolve grande número de informações indiretas e necessidade de correlações e simplificações que acabam aumentando a incerteza dos modelos.

A maior dificuldade na descoberta de jazidas de hidrocarbonetos, desde que as acumulações estruturais em terra mais evidentes já haviam sido descobertas, estimulou o início do uso de ferramentas de análise de risco ainda na década de 1960. Seu uso foi intensificado com o primeiro choque do petróleo (Newendorp, 1975). Estes fatores foram decisivos para a introdução da análise de risco em investimentos de E&P. O trabalho de Newendorp (1975) aborda as ferramentas pioneiras utilizadas, entre elas a teoria das probabilidades para definição dos prospectos exploratórios, seguidos de simulações de Monte Carlo e árvores de decisão. Desde então até hoje, o aumento dos investimentos necessários na prospecção de petróleo, desde a perfuração até a produção em águas cada vez mais profundas, tem forçado avaliações diante de

vários cenários possíveis. A princípio utilizada no segmento de exploração (Newendorp, 1975 e Rose, 1987 e 1992) com a finalidade de avaliação do risco e probabilidade de sucesso exploratório, além da quantificação de possíveis volumes *in situ*, a abordagem de análise de risco também tem sido difundida até as etapas de desenvolvimento da produção. Rose (1992) enfatiza a diferença entre sucesso geológico e sucesso econômico, com detalhamento das situações intermediárias (sucesso na completação e sucesso incremental). Para tanto podem ser aplicadas técnicas de árvore de decisão e simulação de Monte Carlo, sempre associadas a modelos econômicos.

A abordagem probabilística dos cenários de previsão de produção com uso de simuladores numéricos de escoamento somente teve início no final dos anos 80 (Øvreberg et al., 1990). Neste trabalho é abordado o uso de simulação de escoamento na análise de sensibilidade de atributos incertos. É analisado o impacto dos atributos nas curvas de risco de potencial de produção e fatores de recuperação. Os resultados são combinados utilizando a técnica de Monte Carlo, sem considerar a dependência entre o modelo geológico e o comportamento do reservatório. Os valores otimistas e pessimistas de cada atributo incerto são simulados, sendo que cada variável é substituída por vez na simulação a partir de um caso base.

O avanço da produção e conseqüente disponibilização de dados dinâmicos das jazidas acrescenta informações úteis para validação e aperfeiçoamento dos modelos geológico e de escoamento, refletindo na maior precisão das futuras previsões de produção. Por outro lado, pode haver casos em que, mesmo com mais dados de produção disponíveis, haja um acréscimo no grau de incerteza do comportamento dos reservatórios, quando os parâmetros físicos constatados (vazões e pressão estática do reservatório) se afastam dos inicialmente previstos. Nesses casos, pode-se afirmar que houve erro no processo inicialmente proposto, pois as incertezas tinham impacto maior que o esperado.

A possibilidade da escolha entre uma das várias estratégias de produção também constitui fator de incerteza na etapa de avaliação econômica das jazidas. Apesar de concordar de que as incertezas no comportamento do reservatório tendem a ser reduzidas ao longo do tempo,

Hanssensvei (1997) advoga que alterações na estratégia de produção de campos são um dos motivos que podem acrescentar novas incertezas às futuras previsões de produção. Uma das explicações possíveis para esta elevação da incerteza é a dinâmica na atuação dos parâmetros incertos.

Segundo Jensen (1998), a observação dos resultados das análises de sensibilidade em diversos pontos no tempo é fundamental, pois alguns parâmetros podem influenciar o perfil de produção em estágios iniciais, enquanto outros podem apenas afetar a produção em etapas posteriores. O impacto tardio destas incertezas pode ser significativo quanto ao plano de gerenciamento futuro da acumulação.

Quando a incerteza em relação a um determinado parâmetro ocorre em fases explotatórias maduras, e seu impacto é significativo nas curvas de previsão de produção, ferramentas de análise de valor devem ser usadas para a decisão quanto à necessidade de investimentos na obtenção de dados adicionais, principalmente se estes investimentos são expressivos em relação ao benefício a ser proporcionado, levando-se em conta o declínio na produção de óleo e os aumentos nos custos operacionais em campos maduros.

Apesar da possibilidade da obtenção de perfis probabilísticos das variáveis geológicas e petrofísicas, a alimentação destas curvas probabilísticas (ex: possíveis realizações de valores de permeabilidade de um reservatório) nos simuladores de escoamento ainda está sendo estudada, visto que os simuladores comerciais em uso permitem apenas a alimentação de dados de forma determinística. Zhang & Tchelepi (1999) apresentam estudo com o objetivo de estimar estocasticamente o campo de saturações para o deslocamento de Buckley-Leverett, considerando o valor esperado e a incerteza associada pelo desvio padrão. Por outro lado, existem no mercado programas computacionais que permitem abordagem probabilística dos parâmetros geológicos (ex: GeoX, da GeoKnowledge (Noruega)), particularmente os relativos aos cálculos volumétricos, porém sem considerar os atributos de escoamento, não permitindo a alimentação dos dados de permeabilidade e demais propriedades de rocha e fluido, admitindo apenas as curvas de distribuição dos parâmetros volumétricos, e cálculos com técnicas de balanço de

materiais. Para uma avaliação dinâmica, cada cenário de volume de hidrocarbonetos *in situ* (VHIS) deve ser submetido a um simulador de escoamento. Em função desta característica, estas ferramentas dispõem-se apenas para uma abordagem probabilística dos volumes *in situ* em estágios exploratórios.

Em função do conhecimento parcial das acumulações em etapas iniciais de produção, e de incertezas relativas ao comportamento dinâmico do reservatório às quais somente se tem acesso depois de determinado histórico de produção, faz-se comum o uso de analogias com outras acumulações já descobertas.

A necessidade de uma abordagem mais realista e provável das propriedades dos reservatórios tem feito aumentar o uso de ferramentas geoestatísticas de simulação estocástica, que vem apresentando uso cada vez mais freqüente a partir do aumento dos recursos e facilidades computacionais, somente disponíveis a partir de meados da década de 80. Desde então, estas têm sido utilizadas amplamente na área de análise de risco de parâmetros geológicos e petrofísicos em projetos de E&P.

Dentre estas ferramentas, destaca-se a simulação estocástica Gaussiana, que permite a obtenção de uma série de imagens equiprováveis das propriedades do reservatório (Journel, 1989) e revela-se particularmente útil na geração dos modelos geológicos equiprováveis. Lembrando que a incerteza em relação aos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos é comum a todas as acumulações de hidrocarbonetos em fases imaturas de avaliação, Berteig *et al.* (1988) realizou trabalho pioneiro na predição de volumes de hidrocarbonetos com incerteza através de simulação estocástica. A incerteza é estimada em relação ao volume de informação disponível para cada simulação.

Mesmo que existam somente poucos poços, com a melhoria constante da qualidade e resolução vertical dos dados sísmicos tridimensionais e avanços nas técnicas de inversão geoestatística hoje é possível com o uso da sísmica a modelagem de várias propriedades geológicas, tanto de ordem estrutural/estratigráfica que interfiram no volume poroso como as

propriedades petrofísicas e caracterização das heterogeneidades das rochas que constituem os reservatórios de hidrocarbonetos (Johann, 1996). Atualmente são utilizadas técnicas de simulação estocástica também para a modelagem de saturações de fluidos, para campos já em produção e com aumento de BSW ou da capa de gás. Gotway (1994) faz uma revisão das técnicas de simulação estocástica disponíveis.

Como os simuladores de escoamento comumente utilizados na indústria podem requerer grande esforço computacional, dependendo do número de simulações requeridas e da capacidade de processamento disponível, o processo pode ser inviável.

Para determinados parâmetros petrofísicos que causam impacto significativo no comportamento do reservatório e costumam ser menos amostrados, como as permeabilidades relativa e absoluta, Hastings *et al.* (2001) sugerem o uso de simuladores que possuam o princípio de linhas de fluxo, os quais além de demandar es forço computacional significativamente menor estariam aptos a captar as propriedades que apresentem variações em escala reduzida. Ballin *et al.* (2002) também sugere o uso de simuladores baseados neste princípio com o propósito de subsidiar estratégias de locação de poços.

Outro conceito que tem sido aplicado na avaliação de incerteza de parâmetros de reservatórios é o do planejamento estatístico de experimentos, que busca a investigação e avaliação das fontes de variabilidade de um experimento ou sistema. Após a sua identificação, estas fontes geradoras de variabilidade (ou parâmetros de reservatório, no caso em questão) podem então ser isoladas a fim de que o experimento forneça resultados mais precisos para as funções-objetivo de interesse. Seu uso tem sido difundido em função da possibilidade da obtenção da maior variabilidade com um menor número de simulações, buscando otimização de tempo e de recursos. Suas aplicações em estudos de reservatório vão desde a estimativa de parâmetros geológicos críticos, passando por modelos de incerteza, análises de sensibilidade, estudos de mudança de escala, ajuste de histórico e otimização de estratégias de produção (Dejean *et al.*, 1999).

Após a seleção de atributos incertos a serem avaliados, um pequeno número de simulações é efetuado alternando-se estas propriedades. Com os resultados é construída uma função, sendo que os coeficientes são obtidos através de regressão dos dados de saída das simulações de escoamento (*response surface method*, ou RSM).

A depender da complexidade e do número de variáveis consideradas, este polinômio pode se constituir em uma superfície complexa que captura os cenários possíveis da função objetivo analisada.

Damsleth *et al.* (1991) apresentam um dos trabalhos pioneiros utilizando esta técnica, em um estudo de desenvolvimento de campo de petróleo do Mar do Norte. Neste estudo foi utilizada a produção acumulada de óleo (Np) como função-objetivo. Faidi (1996) explora o seu uso objetivando maior interação com as realizações do modelo geológico e as simulações de escoamento.

Dejean *et al.* (1999) abordam sua aplicação para efeito de gerenciamento de incertezas nas previsões de produção e descreve com detalhes o *response surface method* (RSM). White *et al.* (2000) tratam do seu uso visando a identificação e estimativa dos atributos geológicos preponderantes.

No trabalho de Manceau *et al.* (2001), a técnica de planejamento de experimentos combinada com o RSM permite a quantificação do impacto das incertezas "determinísticas" (dados petrofísicos, intensidade de atuação do aqüífero, locação de poços). Ainda no trabalho de Manceau *et al.* (2001), é proposto o uso do *Joint Modeling Method* para a análise do impacto das incertezas "estocásticas" envolvendo várias realizações geoestatísticas e vários modelos de reservatórios que tenham obtido ajuste. A solução proposta é considerar todos os modelos ajustados como uma incerteza não-contínua e posteriormente aplicar o *Joint Modeling Method* a fim de se obter uma otimização do plano de desenvolvimento do campo que leva em consideração a incerteza dos modelos que obtiveram ajuste.

Campozana e Ballin (1998) apresentam metodologia para estimativa de incerteza na previsão de produção de reservatórios na qual, a partir de um caso base mais provável e da determinação de faixas de variação para cada atributo escolhido, é realizada análise de sensibilidade com uso de simulação de escoamento e posterior combinação dos resultados utilizando árvore de derivação. Após a geração de uma curva de risco para o volume de óleo recuperável, através da técnica de Monte Carlo é obtida a classificação dos cenários possíveis para as curvas de potencial de produção acumulada de óleo dentro de uma abordagem probabilística.

Também utilizando a técnica da árvore de derivação, Jensen (1998) propõe que a obtenção dos cenários que representam a incerteza dos parâmetros de reservatório seja através de cada ramo da árvore, cada qual com um modelo completo de simulação contemplando as combinações dos vários atributos analisados. Os resultados físicos de cada ramo simulado deverão sofrer então um tratamento estatístico.

Os trabalhos de Loschiavo (1999) e Steagall (2001) buscam a adaptação e aprimoramento da metodologia de Jensen (1998) com a finalidade de ampliar seu uso como ferramenta de avaliação de atributos incertos, buscando a construção de cenários de produção com enfoque probabilístico.

2.3 Desvios no Comportamento de Reservatórios

É comum a referência a campos de óleo ou gás cujos comportamentos de produção estimados no princípio da vida útil das jazidas, como a pressão estática do reservatório ou o aumento do BSW (ambos ligados à atuação do aqüífero) não corresponderam ao inicialmente previstos pelos modelos, tanto em fases iniciais quanto em fases mais tardias, quando já se têm mais dados sobre o comportamento do reservatório.

O trabalho de Haldorsen & Damsleth (1993) apresenta campos em estágios avançados de produção no Mar do Norte cujos índices de erros nas estimativas de produção de óleo e água e,

por conseguinte, nas estimativas de custos e resultados econômicos foram elevados. O principal motivo foi em função do tempo de irrupção de água ter sido adiantado em relação ao previsto inicialmente. Os principais motivos reportados são:

- Baixa qualidade dos dados sísmicos, resultando numa baixa qualidade da representação do arcabouço estrutural;
- Pequeno nível de detalhamento das propriedades do reservatório nos modelos de simulação de escoamento, com baixa densidade de representação das heterogeneidades;
- Comunicação vertical e lateral superestimada nos modelos de simulação de escoamento.

Aitken *et al.* (2000) e Al-Mugheiry *et al.* (2001) reportam casos de aqüífero com resposta de pressão abaixo da esperada em reservatórios de óleo. Veeken *et al.* (2000) abordam um campo de gás com aqüífero mais atuante do que o esperado inicialmente.

Jensen (1998) mostra um trabalho enfocando campos do Mar do Norte os quais, mesmo com históricos de produção de mais de 25 anos, apresentavam significativas discrepâncias nas propriedades inicialmente estimadas em relação ao observado na prática.

Steagall (2001) descreve a dependência da sensibilidade dos atributos estudados em relação ao tempo, ou seja, as variáveis podem apresentar variação no grau de influência em relação ao tempo considerado para cada função-objetivo analisada.

Alguns campos brasileiros de terra ou mar também têm reportados desvios semelhantes. Este comportamento é reportado não somente em reservatórios areníticos como também em carbonáticos, em aquíferos laterais ou de fundo, em acumulações de óleo ou de gás.

Os desvios no comportamento podem ser traduzidos por declínios de pressão maiores do que o esperado ou sua manutenção em patamares maiores do que o previsto, o mesmo podendo ocorrer com o aumento do BSW. Em certos casos, projetos de recuperação secundária podem ser necessários sem que tenham sido planejados a princípio. Já os desvios em fases maduras podem traduzir-se em elevações significativas de pressão, sem que houvesse injeção de água ou gás, alterações nas vazões brutas ou fechamento de poços, mesmo após longos períodos nos quais a pressão manteve-se dentro do simulado.

Em algumas situações, estes desvios do comportamento esperado podem causar impacto no gerenciamento dos reservatórios, por exemplo, quando a pressão estática do reservatório eleva-se acima do simulado após anos de boa correlação com o perfil simulado. Eventuais projetos de recuperação secundária podem ter que ser redimensionados ou até mesmo, em casos extremos, cancelados em função destes desvios, de acordo com o resultado de análises técnicas e econômicas. As vazões potenciais dos poços também poderiam apresentar alterações não esperadas, que poderiam causar impacto no dimensionamento da elevação artificial. Em campos marítimos, onde a instalação de projetos de injeção de água representa altos investimentos além de obras complexas, este problema é agravado. Eventuais ajustes nos projetos podem ter que ser feitos, motivados em função da resposta da pressão estática do reservatório.

Outra questão que se coloca é o grau de previsibilidade de comportamentos de aqüífero com manutenção de pressão em níveis ligeiramente abaixo da original, sem declínios acentuados. A previsão de que este comportamento se confirme nem sempre é possível nos estágios iniciais de descoberta e desenvolvimento destes campos.

2.4 Atuação de Aqüíferos

O entendimento dos aquíferos associados às acumulações de hidrocarbonetos é de fundamental importância nas atividades de explotação e exploração de petróleo. Estudos de reservatório para desenvolvimento da produção, programas de recuperação suplementar através de injeção de água e modelos de migração, acumulação e biodegradação de óleo pressupõem um

bom entendimento das suas propriedades. Por outro lado, na maioria das vezes os aqüíferos são pouco amostrados, tanto em relação à disponibilidade de poços e amostras de rocha quanto a dados de pressão que possibilitem o cálculo de gradientes das zonas de óleo e água.

O nível de pressão de um aqüífero pode variar de acordo com sua forma de ocorrência (dimensões, compartimentação, continuidade até a superfície), movimentação tectônica a que foi submetido, relação espacial com as acumulações de hidrocarbonetos e também com o grau de salinização da água de formação.

Aquíferos pertencentes a sistemas petrolíferos podem ser classificados em função de sua geometria de atuação principal, quais sejam: de fundo ou laterais. Em aquíferos laterais o escoamento provém dos flancos da acumulação, enquanto os aquíferos de fundo predominam em acumulações de baixo ângulo de mergulho e maiores extensões laterais. Pode haver casos onde esta atuação é combinada.

Em função do desconhecimento dos parâmetros do aqüífero, normalmente são utilizadas técnicas de balanço de materiais para a estimativa do seu comportamento (valor do influxo). Os métodos mais comuns na análise do influxo d'água são: permanente (*steady-state*) e não-permanente ou transiente. Os métodos transientes usam funções de influência do aqüífero (aquifer influence functions (AIF)), que representam "curvas-tipo" do aqüífero calculadas e tabuladas para representar modelos matemáticos idealizados. Estes modelos adotam algumas simplificações, incluindo homogeneidade de parâmetros do aqüífero, tanto petrofísicos como de geometria. Formatos circulares dos reservatórios ou valores uniformes das propriedades podem não se mostrar adequados em alguns casos. Por outro lado, para reservatórios onde o histórico de produção não é grande o suficiente, os resultados de equações de balanço de materiais entre reservatórios volumétricos e aqueles com atuação retardada de aqüífero tendem a ser semelhantes. Com isso, os cálculos volumétricos de hidrocarbonetos destes reservatórios com aqüífero seriam otimistas em relação à realidade. De qualquer forma, o uso de dados de produção é fundamental e a periodicidade na obtenção dos registros de pressão, que serão utilizados nas técnicas de estimativa de propriedades do aqüífero, deve ser a mais freqüente possível. Eicks *et*

al. (1988) fazem uma análise da influência da periodicidade e acuracidade dos registros de pressão no cálculo das funções de influência do aqüífero. Em algumas circunstâncias, em função da carência de dados do aqüífero recorre-se a técnicas de tentativa e erro para a construção de um modelo de aqüífero mais adequado ao histórico de pressão e produção. Nestas tentativas, podem ser variados os valores de porosidade, espessura ou raio do aqüífero, porém sempre estimados em função dos dados do reservatório conhecido. Por outro lado, particularmente para acumulações de gás com aqüífero atuante, a invasão de água é fundamental na definição da vida produtiva da jazida. As reservas são determinadas em função de quanto tempo pode-se produzir antes que os poços sejam invadidos pela água.

A técnica de balanço de materiais pode ser utilizada em qualquer estágio do desenvolvimento de jazidas de hidrocarbonetos. Quando usada em reservatórios com influxo de água geralmente começa com o cálculo das quantidades do influxo usando modelos de aqüífero. Os resultados serão intimamente dependentes de uma boa escolha deste modelo de aqüífero. Porém, a seleção deste modelo representativo é difícil devido às incertezas como propriedades de rocha, tamanho, geometria e continuidade do aqüífero. Por outro lado, cálculos de influxo usando modelos de aqüífero utilizam métodos de solução de tentativa e erro. Havlena & Odeh (1963) observaram que, em muitos casos, a equação de balanço de materiais pode ser representada por uma função linear, a partir de um agrupamento de termos da equação. As duas incógnitas principais são o VHIS e o influxo de água. Como colocado acima, quando são usados modelos de aqüífero, os volumes do influxo são calculados de acordo com estes modelos, e os resultados obtidos são utilizados para resolver a segunda incógnita, o VHIS.

Dependendo do tamanho dos aqüíferos associados a acumulações de óleo ou gás, sejam estes aqüíferos de fundo ou laterais, a sua representação através de métodos numéricos (na forma de blocos similares aos das regiões com saturação de hidrocarbonetos) é a que apresenta os resultados mais acurados, por possibilitar uma representação mais exata do modelo geológico. Esta possibilidade é especialmente útil no caso dos aqüíferos que possuam alguma saturação de óleo ou gás. A desvantagem é um possível acréscimo significativo no tempo de processamento requerido e no espaço de memória necessário, dependendo do tamanho e atuação do aqüífero.

Para aqüíferos de grande extensão, uma opção é a representação por blocos de dimensões maiores, o que representaria redução significativa no tempo de simulação.

A outra solução para a representação de aqüíferos, comumente disponível nos simuladores de escoamento multifásico, é a utilização de modelos analíticos acoplados ao modelo numérico, que podem levar aos mesmos resultados de um modelo exclusivamente numérico com sensível redução de recursos computacionais. Através da redução do número de células ativas ocorre por conseqüência diminuição no tempo de simulação.

Algumas vezes a escolha do uso de um modelo analítico é forçada justamente pelo fato já citado anteriormente de que o volume de dados disponíveis no aqüífero, incluindo o próprio desconhecimento de seus limites, não tem o mesmo grau de detalhamento da própria acumulação.

Independente da escolha do modelo de aqüífero analítico é necessária a estimativa de propriedades petrofísicas como a permeabilidade e porosidade, além da espessura e as relações geométricas entre o aqüífero e o reservatório (ângulo de influência e relações entre os raios equivalentes do aqüífero e do reservatório). As propriedades petrofísicas normalmente são tomadas da própria acumulação, enquanto os outros parâmetros ficam dependentes do grau de conhecimento do modelo fornecido pela sísmica e poços.

Entre os mais conhecidos e amplamente utilizados modelos analíticos disponíveis está o de Carter-Tracy (1960), o qual é uma modificação do método de van Everdingen & Hurst (1949). O segundo e mais recente modelo é a aproximação de Fetkovich (1971). Em ambos os casos, os volumes de influxo de água do aqüífero são obtidos com acuracidade aceitável em termos dos estudos de reservatório. Tanto o modelo de Carter-Tracy quanto o de Fetkovich não requerem a aplicação do princípio da superposição de efeitos no cálculo do influxo.

O primeiro representa uma rigorosa formulação matemática baseada na solução da equação do escoamento radial. Requer a alimentação de uma tabela onde devem ser estimados os raios equivalentes do aqüífero e da acumulação (razão raio externo do aqüífero/raio externo da

acumulação). Em se alterando as dimensões desta relação, deverá haver alteração da tabela. Os simuladores comerciais possuem os valores das tabelas, bastando-se fornecer o valor da razão entre os raios.

Já o modelo de Fetkovich tem por base uma equação de balanço de materiais, admitindo que o escoamento do aqüífero para o reservatório se dá sob o regime pseudopermanente, semelhante ao escoamento de óleo do reservatório para o poço. Apesar de ser uma aproximação, tem como vantagem em relação ao modelo de van Everdingen & Hurst permitir o cálculo do passo seguinte sem a necessidade de se recalcular todos os passos anteriores.

Ainda em relação à escolha entre o uso de um aqüífero analítico ou uso de blocos saturados de água, é fundamental reforçar a necessidade um bom conhecimento do modelo geológico, pois pode haver situações que demandem uma discretização maior das propriedades petrofísicas no aqüífero que possam representar impacto no modelo de escoamento. Por exemplo, em casos onde é esperado um aumento significativo na pressão do reservatório durante a produção. Outro cuidado que deve ser tomado é quando existe a possibilidade de haver escoamento de fluidos do reservatório em direção ao aqüífero, quando podem ocorrer problemas nas simulações utilizando modelos analíticos. Os simuladores de escoamento disponíveis possibilitam uso de palavras-chave visando solucionar este tipo de irregularidade.

Nos casos onde o volume de informação das propriedades do aqüífero é reduzido, principalmente em relação a suas dimensões, alterações nas propriedades e dimensões do aqüífero analítico poderão ser fundamentais no sentido da obtenção de melhores ajustes de histórico.

Gajdica *et al.* (1988) propõem um método para determinação do desempenho do aqüífero de campos de gás e do volume de gás *in situ* (VGIS) através do histórico de produção e pressão disponível, utilizando programação linear (LP) para ajuste automático do comportamento do aqüífero, e posteriormente a solução é repetida para vários valores de VGIS até que um valor ótimo seja alcançado. É determinada a função de influência do aqüífero e previsto o desempenho

futuro do reservatório. Olarewaju (1989) sugere a combinação de um balanço de materiais de reservatórios de gás com um modelo analítico de influxo de água que fariam possível a obtenção mais acurada do VGIS, raio e permeabilidade do aqüífero. Saleh (1990) propõem um modelo de balanço de materiais voltado ao estudo do fenômeno de retardo na atuação de aqüíferos ("latewater drive"), porém com uso restrito em reservatórios de pequena extensão e com capa de gás. O estudo conclui que esta atuação retardada, para o reservatório em questão, é causada primariamente pela expansão do gás atrás da linha de avanço do contato óleo-água. Segundo ele, mesmo aquíferos pequenos (razão raio do aquífero/raio da acumulação menor do que três) mostraram forte influxo no final da vida útil do reservatório, comportamento normalmente confundido com o de um aquífero de grandes dimensões. Sills (1994) também propõe uma melhoria na técnica de análise de regressão de balanço de materiais, válida para reservatórios de óleo e gás com aqüífero atuante. Wang & Whan (1997) e Walsh (1999) advogam que as incertezas nos cálculos de balanço de materiais, com a estimativa do volume de óleo in situ (VOIS) são geralmente afetadas pela precisão dos dados de entrada e pelo mecanismo de produção do reservatório. Wang & Whan (1997) descrevem a investigação do efeito da qualidade dos dados de pressão e dos mecanismos de produção nos cálculos do balanço de materiais, concluindo que para um reservatório volumétrico fechado o impacto de erros nos dados de pressão é desprezível, mas para reservatórios com influxo de água ou capa de gás inicial o impacto pode ser significativo, dependendo do tamanho do aqüífero ou da capa de gás.

Em relação à incerteza nos valores de pressão, Al-Khalifa & Odeh (1989) advogam que a presença de capa de gás e/ou aqüífero altera a resposta de pressão dos poços, pois somente uma fase escoa nos poços enquanto predomina um escoamento multifásico na formação, o que deve ser acentuado em poços próximos aos contatos. Nestes casos, não caberiam soluções convencionais de pressão transiente de fase única nem multifásicas. Curvas-tipo publicadas na literatura foram desenvolvidas considerando pressão constante na interface óleo-água e gás-óleo, porém para muitos casos esta simplificação pode distorcer a física do escoamento e resultar em respostas pouco acuradas.

2.5 Compressibilidade da Formação

Dentre os parâmetros a serem estudados na avaliação de incerteza, a compressibilidade da formação pode ser um dos principais, tendo-se em vista avaliar o impacto da variação da pressão estática na compressibilidade para o tipo de reservatório estudado.

Na utilização da equação de balanço de materiais, assim como em simuladores de escoamento na descrição de reservatórios do tipo *Black Oil*, certas simplificações são feitas, incluindo a desconsideração de efeitos de compressibilidade da água conata e da rocha.

A compressibilidade da formação pode ser dividida em: compressibilidade da matriz ou dos grãos, que indica a variação do volume dos grãos com a pressão; compressibilidade do volume poroso, relativa à variação do volume dos poros com a pressão e finalmente a compressibilidade total, que representa a variação do volume total (grãos + poros) com a pressão. Como já foi citado, para estudos de reservatório a de maior interesse é a compressibilidade do volume poroso, também chamada de compressibilidade da formação, da rocha ou do meio poroso.

$$C_{\rm p} = \frac{1}{V_{\rm p}} \frac{dV_{\rm p}}{dP}$$
 Equação 2.1

onde:

 C_p = Compressibilidade do volume poroso

V_p = Volume poroso da rocha a uma dada pressão de referência

dV_p = Variação do volume poroso devido à variação de pressão

dP = Variação da pressão interna dos poros

As rochas em subsuperfície encontram-se sujeitas a pressões de origem externa, relativas à coluna de rocha sobrejacente à formação (litostática) ou de "overburden" e à sua reação correspondente no sentido contrário ("underburden"), além das pressões das rochas adjacentes, ou "sideburden", podendo haver contribuição de esforços tectônicos distensivos ou compressivos. O outro campo de pressões é de origem interna, exercida pelos fluidos presentes no espaço poroso (hidrostática). As pressões externas geralmente são maiores que a pressão hidrostática, e essa diferença é chamada de pressão efetiva:

$$P_{\text{ef}} = P_{\text{e}} - P_{\text{i}}$$
 Equação 2.2

onde:

P_{ef} = Pressão efetiva

Pe = Pressão externa (litostática)

P_i = Pressão interna (hidrostática)

Fatt (1958), através de experimentos correlacionou a compressibilidade da formação com a pressão efetiva líquida - P*:

$$p^* = P_{\text{ov}} - cP_{\text{i}}$$
 Equação 2.3

onde:

P* = Pressão efetiva líquida

Pov = Pressão de overburden

P_i = Pressão interna (hidrostática)

c = Fator dependente do tipo de rocha e da pressão

onde o fator "c" varia entre 0,75 e 1,00 com média de 0,85. Ou seja, a compressibilidade varia à medida que a pressão se altera.

A retirada de fluidos de um reservatório resulta no aumento da tensão efetiva da rocha, podendo causar a compactação do reservatório. O mecanismo de compactação consiste na expulsão dos fluidos do reservatório devido à redução do volume poroso. Na medida em que a produção dos fluidos do reservatório avança, ocorre uma variação nas tensões a que as rochas estão submetidas resultando numa variação de volumes dos grãos, do volume poroso e do volume total da rocha. No caso de estudo de reservatórios, a variação do volume poroso é a que mais interessa, ao passo que variações no volume total podem se refletir em subsidência na superfície, podendo até haver reflexos na estrutura de sistemas de produção (estruturas de plataformas, revestimentos de poços, etc.). Nos estudos de reservatório e na construção de modelos de simulação de escoamento é normalmente utilizada uma compressibilidade de rocha constante. Para tentar minimizar a possível variação nos valores de compressibilidade com a pressão, é comum o uso de uma média entre o valor da compressibilidade na pressão original e a pressão de saturação, já que para os reservatórios já saturados a compressibilidade da formação se torna desprezível em função dos elevados valores de compressibilidade do gás. Se a compressibilidade da rocha for elevada, poderá a compactação representar um mecanismo de produção importante. O efeito da compactação é em geral mais pronunciado em reservatórios rasos e inconsolidados do que em reservatórios profundos constituídos de rochas mais competentes, porém existem casos de reservatórios profundos que sofreram processos severos de compactação e consequente subsidência do substrato conforme a produção, por apresentarem elevada compressibilidade.

De acordo com Geertsma (1957), a compactação dos reservatórios depende de sua geometria. Reservatórios com grandes dimensões laterais em relação à sua espessura deformamse predominantemente em seu plano vertical, com deformações menos expressivas na horizontal.

Assim sendo, quando os dados disponíveis de laboratório forem medidas de compressibilidade hidrostática, estes valores deverão ser corrigidos para o efeito da deformação lateral das amostras. Testes com o objetivo de simular a compactação destas rochas em subsuperfície devem ser confinados a fim de prevenir deformações laterais significativas (Johnson *et al.*, 1989).

De acordo com Teew (1971), o fator de correção da compressibilidade hidrostática para a uniaxial é 0,61. Ou seja,

$$C_{\text{uniaxial}} = 0.61C_{\text{hidrostátia}}$$
 Equação 2.4

Sulak *et al.* (1992) advertem que para a classe de rochas-reservatório sujeitas à compactação por colapso de poros em grande escala é importante e necessário que seja considerada a relação de dependência da compressibilidade para com a pressão, e não apenas considerar que a compressibilidade permaneça constante.

A questão da compactação de reservatórios é de suma importância nos estudos de reservatório, e esta questão se amplia para campos submarinos, principalmente os de turbiditos pouco consolidados, onde é essencial uma melhor previsibilidade do comportamento destes reservatórios. A compactação pode ser maior ainda nos casos de depleções significativas, e quando conjugado com aqüífero pouco atuante ou inexistente.

As consequências principais dos efeitos da compactação podem resumir-se a: efeitos de subsidência do subsolo marinho, que pode comprometer as instalações de produção, como o exemplo do Campo de Ekofisk no Mar do Norte (Plischke, 1994); efeitos na integridade dos revestimentos, com reflexos econômicos ampliados em função dos maiores custos de manutenção em campos marinhos e impactos na produtividade dos reservatórios, este último podendo aumentar a produtividade dos poços ou até mesmo reduzi-la, se os efeitos forem negativos nas características permo-porosas do reservatório.

Ostermeier (2001) faz um resumo dos trabalhos até então feitos sobre os efeitos da compactação na porosidade e permeabilidade em turbiditos do Golfo do México.

Análises de compactação e subsidência de formações têm sido feitas através de métodos de simulação com elementos finitos, usando a teoria de poroelasticidade de Biot. A motivação para o desenvolvimento destes novos modelos é que a simulação de escoamento tradicional em reservatórios com altas compressibilidades, como nos campos com rochas-reservatório do tipo "chalk" do Mar do Norte com porosidades da ordem de 35 a 50%, fraturadas, como no Campo de Ekofisk (Plischke, 1994), ou exemplos como o Campo de Belridge, na Califórnia (EUA) (Fredrich *et al.*, 1998) ou o aqüífero sob a Cidade do México não podem produzir resultados corretos se não forem consideradas as alterações geomecânicas dos reservatórios de acordo com a produção dos fluidos, acarretando também variações na porosidade.

Em geral, contrastando as equações de Biot e sua discretização em elementos finitos com as correspondentes equações do escoamento multifásico de fluidos utilizadas em simulações clássicas de reservatório, é mostrado que os simuladores de reservatório desprezam ou simplificam importantes aspectos geomecânicos que podem ter impacto na performance de produção dos reservatórios. Isto é atribuído ao fato de que o único parâmetro da mecânica de rochas envolvido na formulação dos simuladores de escoamento é a compressibilidade, e de acordo com a variação deste parâmetro para o tipo de rocha-reservatório e condições estudadas ela não seria suficiente para representar outros aspectos do comportamento das rochas como as relações das tensões e dilatação (Cuisiat *et al.*,1998). Além disto, vários estudos sobre a variação da permeabilidade de acordo com a produção têm sido feitos, e serão discutidos na seção relativa à permeabilidade.

Outros usos para estes modelos são os estudos para estabilidade de poços e fenômenos de produção de areia em reservatórios pouco consolidados. Para uma otimização do uso de modelos compostos (simulação de escoamento + simulação geomecânica) na engenharia de reservatórios é interessante que haja passagem de informação em mão dupla de um simulador para outro (pressões derivadas do simulador de escoamento enviadas para o programa de geomecânica;

valores de porosidade e permeabilidade derivadas do simulador de geomecânica atualizando constantemente o simulador de escoamento). Outro uso é para o caso de imageamentos sísmicos 4D, onde deverão ser consideradas as variações na densidade das formações. Muitas técnicas de imageamento atribuem todas as variações somente a mudanças na saturação de fluidos, o que pode induzir a erros significativos no caso da compactação ser significativa.

O problema da adoção de sistemas acoplados unindo a formulação de escoamento com simuladores geomecânicos, embora teoricamente muito atrativa, é que requer a solução de sistemas computacionalmente intensivos. E, portanto, na maioria das vezes recorrem ao uso de simplificações pouco realistas. Por exemplo, os modelos acoplados atuais geralmente adotam escoamento monofásico ou parâmetros geomecânicos simplificados (ex: elasticidade linear). Nenhuma destas simplificações faz as soluções tornarem-se realistas para estudos de engenharia de reservatórios. Além do mais, requerem esquemas de lapso de tempo e malhas espaciais independentes para os dois tipos de simulações físicas. De qualquer forma, já existem na literatura trabalhos onde foram desenvolvidos simuladores de diferenças finitas, inclusive com formulações *Black-Oil*, composicional e térmica, utilizando opções geomecânicas considerando produção de areia, subsidência, compactação e conservação de massa (Stone *et al.*, 2000).

2.6 Falhas, Diagênese e Asfaltenos

Neste item serão abordados alguns aspectos importantes na caracterização de reservatórios, e que podem influenciar na atuação de aquiferos de acumulações de petróleo.

A correta descrição do arcabouço estrutural de uma acumulação de hidrocarbonetos, e a caracterização das zonas de falha ou fraturas em relação à sua capacidade selante e influência na compartimentação dos reservatórios é fundamental para o entendimento do seu impacto no escoamento de fluidos. Como a malha de poços disponíveis em campos marítimos costuma ser pouco densa, a informação sísmica torna-se ferramenta fundamental para este suporte, ao lado dos dados de produção dos poços. Outra ferramenta auxiliar na compreensão da atuação destas estruturas é o estudo de afloramentos análogos em superfície, onde é possível a caracterização de

suas propriedades petrofísicas em detalhe e a confecção de modelos que podem ser adequados ao reservatório real.

Quando os reservatórios turbidíticos apresentam forma lobada, com pequena relação espessura/extensão lateral, a atuação de falhas ou fraturas no sentido de influenciar o escoamento de fluidos torna -se ainda mais importante.

Em situações onde o reservatório em questão é isolado, não estando sobreposto a outro reservatório que possua maior extensão vertical e volumétrica, a atuação destas feições estruturais é predominantemente no sentido de criar blocos isolados ou com comunicação parcial com o restante do reservatório. Porém se este reservatório está sobreposto a um outro que possua volume significativamente superior, conectado a um aqüífero de maior atuação, além das opções acima é necessário atentar para a possibilidade das falhas criarem comunicação plena ou parcial entre os reservatórios. É necessária a comparação entre o rejeito da falha e as espessuras dos reservatórios e folhelhos adjacentes. Nishikiori & Hayashida (2000) descrevem um campo no Golfo Arábico onde reservatórios sobrepostos com diferentes regimes de aqüífero encontram-se comunicados através de falhas. Ta mbém apresentam as técnicas utilizadas para a constatação da atuação das falhas como dutos.

Para entendimento adequado das relações de contato entre os diversos reservatórios, um tipo de produto adequado é a seção ao longo do plano de falha. Needham *et al.* (1996) apresentam os fundamentos deste tipo de análise. Em uma mesma seção, são projetados os contornos dos blocos baixo e alto, com os limites dos reservatórios. Assim, é possível a visualização dos pontos de possível contato entre as diversas zonas ao longo da falha. Reservatórios em lados opostos da falha saturados de fluidos imiscíveis (ex: água e óleo em lados opostos) é clara indicação de caráter selante. Porém este tipo de seção depende fundamentalmente da qualidade do dado sísmico e/ou existência de poços de controle.

Os ensaios de pressão capilar também são de suma importância para se caracterizar zonas de falhas, pois esta propriedade costuma ser muito efetiva nas estruturas deformacionais,

podendo determinar se a estrutura apresenta característica selante ou não selante. A pressão capilar é definida como sendo a diferença de pressão nos meniscos dos tubos capilares (Vavra *et al.*, 1992).

Como ferramenta adicional para estimativas da capacidade selante das zonas de falha, em reservatórios com intercalações entre arenitos e folhelhos, uma metodologia tem evoluído nos últimos anos, baseada em correlações empíricas com outras falhas presentes na mesma província petrolífera (Yielding *et al.*, 1997). A mais versátil propriedade empírica é a proporção de filossilicatos (argilas) que tenham sido movimentados através de algum ponto da falha (*Shale Gouge Ratio* (SGR)) (Yielding *et al.*, 1997), ou seja, o conteúdo de argila na superfície da falha. O valor mínimo de SGR na superfície de uma falha é tido que possui a menor pressão capilar de entrada. Estudos sugerem que valores de SGR maiores que 15 a 20% podem criar superfícies selantes podendo separar fluidos de diferentes fases (Watts, 1987).

Como é rara a disponibilidade de poços testemunhados nas zonas de falha, a correta caracterização das propriedades petrofísicas destas zonas (porosidades, permeabilidades relativa e absoluta, pressão capilar) fica prejudicada. Sendo assim, os efeitos das falhas nas propriedades das rochas são convencionalmente incorporados nos simuladores de escoamento através do uso de multiplicadores de transmissibilidade (Manzocchi *et al.*, 1999). Estes multiplicadores são artifícios numéricos que atuam no lugar das reais propriedades da zona falhada. No estudo de Correa (2002), os multiplicadores de transmissibilidade entre 0,1 e 0,05 utilizados para a representação do potencial selante das falhas causaram modificações significativas na dinâmica do escoamento, enquanto valores da ordem de 0,01 tornaram as falhas semi-selantes. Valores acima de 0,1 apresentaram influência atenuada. Lia *et al.* (1997) citam que a transmissibilidade das falhas é a maior incerteza na estimativa de reservas do campo de Velefrikk (Mar do Norte), e esta incerteza é devida, em parte, à falta de um método para o cálculo destas transmissibilidades. O trabalho de Manzocchi *et al.* (1999) propõem um método para a determinação dos multiplicadores de transmissibilidade nas falhas, como função das propriedades conhecidas do modelo geológico e uso de funções dinâmicas de pseudopermeabilidade.

Fisher *et al.* (2001) mostra um estudo sobre a importância de se considerar a altura total da coluna de hidrocarbonetos na predição do comportamento selante das falhas.

Outra influência que o comportamento das falhas e fraturas pode sofrer é quando estas se encontram expostas a situações de estresse tectônico e subsidência. A magnitude do estresse tectônico deve ser avaliada em cada campo paralelamente com os dados de permeabilidade e saturação de óleo (Shuck & Komar, 1979). Para tanto se pode fazer uso das informações sobre ovalização dos poços, indicador das orientações dos estresses atuantes. Labaume & Moretti (2001) estudam o efeito da tectônica compressiva na diagênese e no comportamento selante das falhas.

Nos depósitos turbidíticos lenticulares, que podem apresentar significativas áreas com pequenas espessuras, onde a área de contato com rochas pelíticas (folhelhos) é maior, a diagênese apresenta singular importância, principalmente na definição dos mecanismos de alteração das condições permo-porosas (Wilson & Stanton, 1994). Aspecto importante da distribuição macroscópica das fases diagenéticas, principalmente da matriz silicificada e da calcita, é sua ocorrência preferencial junto à base e ao topo das camadas, padrão denominado de cimentação periférica por Moraes (1991). Intraclastos presentes próximos ao topo e base de camadas, além de fornecerem material cimentante, criam microambientes geoquimicamente favoráveis à precipitação diagenética (Moraes, 1991). O padrão de cimentação periférica tem significativas implicações para o entendimento da distribuição dos efeitos da diagênese na qualidade do reservatório. O trabalho de Wilson & Stanton (1994) estuda os mecanismos diagenéticos atuantes na porosidade e permeabilidade dos reservatórios, e sugere um modelo numérico de modificação da porosidade, em função da compactação vertical e fornecimento de sílica pelas rochas encaixantes (folhelhos).

As regiões do reservatório originalmente saturadas de água são mais sujeitas aos processos diagenéticos do que as zonas saturadas de hidrocarbonetos, independente do sistema petrolífero estar sujeito a fluxos hidrodinâmicos. Em função disto é comum que as permeabilidades absolutas do aquífero sejam reduzidas em relação aos valores encontrados nas

acumulações petrolíferas, principalmente nos casos de precipitação de cimento. Neste sentido, é fundamental um entendimento dos processos temporais de formação do sistema petrolífero, o que reforça a necessidade de amostragem das rochas expostas ao aqüífero. Para efeito da compreensão destes processos, uma ferramenta adicional que tem sido utilizada é o estudo de inclusões fluidas associadas a rochas sedimentares, particularmente no ramo que visa compreender os processos de preenchimento das acumulações de hidrocarbonetos. Macleod *et al.* (1994) mostram os princípios do uso desta técnica nos estudos de reservatórios. Webster *et al.* (2000) comentam tópicos a respeito do uso de informações de hidrocarbonetos.

Em relação a outros processos secundários que possam vir a obliterar gargantas de poros e causar redução na permeabilidade do reservatório, um dos principais é relacionado a eventos que concorram para a concentração elevada de asfaltenos, que possuem elevada viscosidade, próximo à base ou ao contato óleo-água das acumulações. A este tipo de fenômeno dá-se o nome de tapete asfáltico ou *Tar-mat*, e sua atuação prática é na forma de barreiras de permeabilidade ao escoamento, impedindo ou dificultando a atuação do aqüífero na manutenção da pressão durante a produção e tendo influência também na estimativa de reservas. Estas zonas de petróleo ricas em asfaltenos, apresentam concentrações de 20 a 60% em peso da fração C₁₅₊, e contato composicional abrupto na coluna de óleo (Moore, 1984 e Wilhelms & Larter, 1995). Sua origem pode estar relacionada a uma série de eventos, desde fenômenos de biodegradação causados por influxo de água meteórica até alterações composicionais no óleo de acordo com o histórico de migração e acumulação. (Wilhelms & Larter, 1995).

O conhecimento prévio deste tipo de fenômeno é crucial no planejamento de projetos de recuperação secundária, pois a escolha por injeção de água abaixo do contato óleo-água pode ser ineficaz na presença de tapete asfáltico (Osman, 1985). Uma das formas de verificação da presença de tapete asfáltico é através de perfis de ressonância magnética, através da leitura de variação da viscosidade dos fluidos. Porém apenas a disponibilidade de testemunhos em zonas de contato óleo-água permite constatação definitiva da presença deste fenômeno, através de ensaios de permeabilidade das amostras de rocha em estado original, sem a retirada de sais e fluidos.

A proposta deste estudo é a proposição de uma metodologia que possibilite a redução da incerteza nas previsões de produção, para um campo de petróleo em atividade e com histórico de produção significativo. A partir da definição dos parâmetros incertos, alguns dos quais também comentados nesta revisão e importantes do ponto de vista das incertezas do reservatório, será feita a análise de sensibilidade ao longo do histórico existente. Neste caso, não é suficiente a geração de curvas de previsão de produção, porém que os modelos sejam condicionados ao ajuste de histórico. Com a obtenção das combinações de atributos que se apresentem ajustadas ao histórico será avaliado o impacto, nas previsões de produção e nos cenários econômicos, destes modelos resultantes.

Capítulo 3

Metodologia

A base da metodologia adotada neste trabalho foi desenvolvida por Loschiavo (1999) e Steagall (2001). Após a apresentação da metodologia existente, segue a proposta de redução de incerteza condicionada aos dados de produção.

3.1 Metodologia Existente

O enfoque do estudo de Steagall (2001) foi a análise de risco de campos de petróleo em fase de avaliação. Tem-se como base um modelo do reservatório, construído de acordo com a disponibilidade dos dados de caracterização dos atributos estático e dinâmico. Neste modelo os atributos constituintes da caracterização geológica, petrofísica e de escoamento são considerados mais prováveis, independente de alguns destes atributos guardar ou não parcela de incerteza. A descrição das etapas de um estudo utilizando esta metodologia de análise de risco parte do modelo do Módulo de Análise de Incertezas (MAI) do programa UNIPAR, desenvolvido pelo Departamento de Engenharia de Petróleo da UNICAMP para uso acoplado ao simulador de escoamento, e podem ser divididas em:

 Seleção dos atributos que serão alvo da análise, número de níveis e propriedade de cada variável incerta, geração dos arquivos de extrapolação com a(s) estratégia(s) escolhida(s) e seleção das funções-objetivo a serem analisadas;

- Simulação numérica de escoamento substituindo-se cada atributo incerto por vez com uso da computação paralela;
- Análise de sensibilidade refletindo a variação relativa a cada atributo em relação às funções-objetivo estudadas;
- Seleção das variáveis que apresentaram maior impacto na análise de sensibilidade, sendo atribuída a cada qual uma probabilidade de ocorrência;
- Através da técnica da árvore de derivação, simulação numérica de todas as combinações possíveis, e atribuição das respectivas probabilidades de ocorrência.

Na metodologia existente toda a abordagem é feita para o conjunto de poços informados no arquivo de histórico e/ou de extrapolação da produção, sem considerar a possibilidade da existência de zonas independentes.

A seguir serão comentadas as etapas da técnica.

Seleção dos Atributos

De acordo com o conhecimento de especialistas na caracterização de reservatórios de petróleo, e no grau de incerteza de cada variável (dependendo da confiabilidade e disponibilidade de dados) são selecionadas as variáveis que serão objeto da análise.

A utilização de modelos de simulação montados sob a forma de arquivos de inclusão (no qual cada atributo faz parte de um arquivo individualizado) facilita sobremaneira o trabalho. Neste caso, existe um arquivo-base que apenas indica quais são os arquivos de inclusão utilizados, porém sem que estes estejam descritos no corpo do arquivo-base. Sendo assim, existe condição de que todos os atributos descritivos do reservatório possam admitir mais de uma opção, inclusive o arquivo de extrapolação da simulação de escoamento. Havendo interesse, em

uma mesma execução da rotina podem ser avaliados tanto os atributos de reservatório quanto diversas estratégias de produção. Em relação às estratégias de produção, podem ser variados o número de poços, sua localização, cronograma de abertura dos poços de produção e injeção, vazões, etc.

Campozana (1997) faz um estudo buscando a definição e classificação de atributos que podem influenciar no desempenho e conseqüentemente na previsão de produção de uma jazida de hidrocarbonetos. A classificação sugerida para alguns atributos de reservatório é mostrada na Tabela 3.1 Neste estudo, a dependência volumétrica refere-se ao impacto dos atributos no cálculo do VOIS e nas condições de escoamento de fluidos no reservatório.

Tabela 3.1: Classificação de Atributos de Reservatório (Campozana, 1997)

Atributo	Dependência volumétrica	Dependência no fluxo de fluidos
Geometria externa e estruturas	A	M
Topo do reservatório	M	В
Topo de zonas e sub-zonas	В	M
Base do reservatório	M	В
Limites do reservatório	A	В
Falhas	M	A
Porosidade	A	M
Distribuição de litofácies	A	A
Contato de fluidos	A	M
Geometria do aqüífero	A	M
Permeabilidade absoluta	N	A
Permeabilidade relativa	N	A
Propriedades do óleo e gás (PVT)	A	A
Pressão capilar	M	M
Compressibilidade de rocha e fluido	В	M
Fator volume de formação de fluidos	М	В
$A = alta$ $M = m\acute{e}dia$ $B = baixa$ $N = nenhuma$		

Independente do caráter da propriedade apresentar distribuição contínua (ex: porosidade, permeabilidade) ou discreta (ex: modelo estrutural), é comum o uso de três níveis de incerteza,

estando incluído neste número o modelo-base (Jensen, 1998; Salomão *et al.*, 2001). Porém, a depender do caso existe a possibilidade do uso de mais níveis. Os níveis devem refletir o grau de incerteza inerente a cada propriedade no modelo estudado.

A importância que o número de atributos submetidos à análise tem é em função do esforço computacional e de tempo requeridos para o processamento das simulações, principalmente na etapa da construção da árvore de derivação. Em estudos de incerteza em fases de avaliação, se o uso de atributos que causam pequeno impacto pode ser descartado, pode interessar o uso de mais de uma opção de estratégia de produção. Em um exemplo de modelo constituído de quatro atributos com três níveis cada e três atributos com dois níveis cada (total de sete atributos) seriam necessárias doze simulações (incluindo o caso-base) a serem executadas na primeira etapa das simulações (análise de sensibilidade), de acordo com a fórmula a seguir:

$$N_{\text{simulacões}} = [((4 \times 3) + (3 \times 2)) - 7] + 1 = 12$$

Sendo assim, o esforço computacional nesta etapa ainda é pequeno, e os resultados a serem avaliados na análise de sensibilidade servem de ferramenta para a decisão pelo uso de mais de um nível de incerteza para cada atributo na etapa da árvore de derivação.

Devem ser também determinadas as funções-objetivo a serem analisadas, também de acordo com o objetivo do estudo. Estas funções-objetivo podem ser físicas (produção acumulada de fluidos (óleo, água e gás)) ou econômicas (ex: valor presente líquido (VPL) ou coeficiente de retorno sobre investimento (CR)).

No caso de campos que possuam múltiplos reservatórios (comuns em depósitos turbidíticos) cujos dados de produção indiquem comportamentos reservatório independentes, pode ser desejada avaliação de incerteza somente para determinada zona de produção. Mudford (2002) mostra um exemplo de avaliação econômica de prospecto exploratório composto de múltiplos reservatórios, e comenta sobre as inconsistências quando da realização da avaliação econômica para o campo como um todo, em comparação com uma análise exclusiva para cada

zona. No módulo MAI, quando se deseja a análise de uma zona isoladamente é necessária a edição do arquivo de poços de forma a apresentar apenas os poços desta zona, permanecendo fechados os poços completados nas outras zonas. Em fases de avaliação, entretanto, é possível que os dados disponíveis não indiquem esta condição de isolamento.

Finalmente, é necessária a alimentação de valores de investimentos e custos operacionais, para a realização das análises econômicas.

Simulação Numérica dos Atributos

A partir do modelo base, cada atributo incerto é alimentado por vez, substituindo o correspondente mais provável, no modelo de simulação original. A computação paralela facilita e acelera o processo das simulações. Nesta etapa as variáveis são consideradas como independentes. O resultado das simulações é gravado automaticamente para as etapas posteriores, sob a forma de arquivos registrando as vazões diárias por poço e por campo (óleo, gás e água) e injeção (água e gás) nos tempos pré-selecionados no arquivo de poços.

Como opção, a rotina permite a gravação dos arquivos de pós-processamento da simulação. Isto possibilita o uso do pós-processador do simulador de escoamento, no caso de interesse na observação dos parâmetros de produção e injeção para cada poço individualmente ou para cada zona/bloco, conforme o caso. Porém os resultados das análises de sensibilidade e árvore de derivação prosseguirão sendo efetuadas para o conjunto de poços como um todo.

Análise de Sensibilidade

Esta fase permite a escolha dos parâmetros a serem utilizados na árvore de derivação, de acordo com a sua influência nas funções-objetivo selecionadas. Para cada resultado simulado das funções-objetivo em relação a cada um dos atributos é feita a seguinte operação de normalização:

onde FO = valor da função-objetivo.

Os valores da função objetivo encontram-se sob a forma de volumes acumulados para o período avaliado (ex: produção acumulada de óleo ou de água), calculados com o uso dos arquivos gerados na etapa anterior. Determinam-se então o sentido de variação, que pode ser positivo ou negativo em relação ao caso-base e a magnitude da influência de cada atributo no modelo para o tempo considerado. A Figura 3.1 apresenta um exemplo deste gráfico.

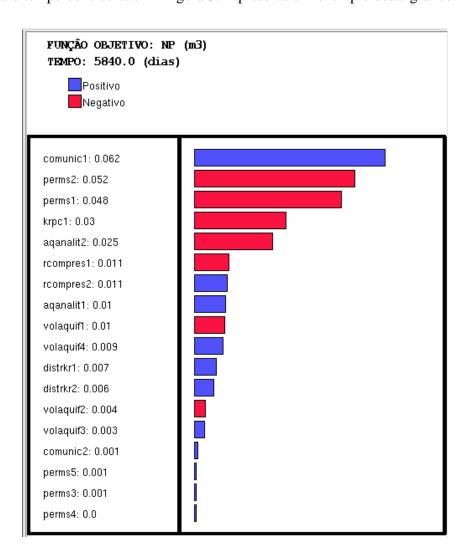


Figura 3.1: Exemplo de Gráfico de Análise de Sensibilidade

Arvore de Derivação

É a etapa final do processo de análise de incerteza. Nesta fase são executadas o restante das combinações possíveis entre os atributos selecionados. A rotina computacional desenvolvida no módulo MAI permite que não sejam simulados novamente os casos já executados na etapa de análise de sensibilidade. Devem ser selecionados os atributos críticos, com maior influência nas funções-objetivo desejadas, com a finalidade de redução do esforço computacional. No mesmo exemplo citado na etapa de seleção dos atributos (quatro atributos com três níveis cada e três atributos com dois níveis cada), o total de simulações a serem executadas nas duas fases (análise de sensibilidade e árvore de derivação) seria de:

$$N_{\text{simulações}} = 3^4 \times 2^3 = 648$$

Mesmo descartando-se as doze simulações já realizadas na primeira etapa, ainda resta um número significativo (636) de simulações, o que deve ser considerado para efeito da escolha dos atributos. Devem ser atribuídas as ordens de entrada na árvore e as probabilidades de ocorrência para cada nível dos atributos selecionados.

Incerteza e Risco

Para efeito de normalização de conceitos neste trabalho, o termo incerteza será relacionado ao nível de conhecimento das propriedades geológicas e petrofísicas da jazida, enquanto o termo risco será relacionado à quantificação probabilística dos vários cenários possíveis onde são combinados os atributos incertos, e a representação das suas probabilidades de ocorrência através de uma curva de densidade de probabilidade acumulada (aqui chamada curva de risco). A Figura 3.2 ilustra um exemplo de curva de risco da previsão da produção acumulada de óleo para um determinado período. Cabe ressaltar que, apesar deste gráfico ser encontrado na literatura com este nome, ele pode também apresentar classificações diversas (ex: Curva de Incerteza, etc.).

Nesta curva são informados os percentis a serem calculados (ex: P_{10} , P_{50} e P_{90}). A curva de risco é construída classificando-se os resultados em ordem decrescente e atribuindo-se as probabilidades acumuladas de ocorrência (função densidade probabilidade acumulada). No exemplo, o percentil P_{10} associa-se à estimativa otimista, P_{50} à mediana e P_{90} à estimativa pessimista, desde que a função-objetivo é a produção acumulada de óleo. A estimativa P_n significa que existe n % de probabilidade que o valor real seja igual ou superior ao valor estimado.

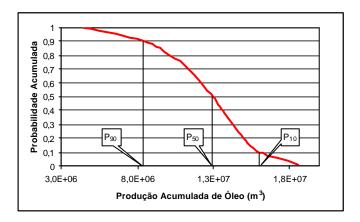


Figura 3.2: Gráfico de Curva de Risco de Produção de Óleo

Caso necessário, pode-se também atribuir dependência entre as variáveis. Neste caso, atributos incertos são dependentes de outra propriedade, ou seja, somente ocorrem se aquela propriedade também ocorrer.

3.2 Metodologia Proposta

A proposta desta metodologia é a geração de cenários econômicos e de desempenho de reservatório para campos com histórico de produção. Os únicos cenários a serem considerados seriam aqueles cujas respectivas etapas de histórico encontrem-se ajustadas aos dados observados. O histórico de produção funcionará, então, como condicionante das hipóteses

criadas. Deverá ser observado o ajuste de todos os parâmetros de produção (produção de fluidos, pressão da formação, etc.) do campo como um todo e de cada poço.

A metodologia desta dissertação também apresenta outra distinção, qual seja a presença contínua do processo de ajuste de histórico. O ajuste de histórico pode ser necessário desde a etapa de seleção dos atributos, porém é fundamental como critério para o descarte de modelos que não apresentaram ajuste após a etapa da árvore de derivação. As etapas desta metodologia são similares às da descrita anteriormente, e suas particularidades serão descritas posteriormente a um breve resumo sobre o processo de ajuste de histórico de produção.

Ajuste de Histórico

O processo de ajuste de histórico de produção é feito continuamente durante a vida útil das acumulações de hidrocarbonetos. É necessário ajustar os parâme tros das simulações numéricas para que os resultados obtidos sejam coerentes com o histórico de produção existente e que estes modelos de caracterização e de escoamento possam ser usados na previsão de produção com a confiabilidade desejada. Em estudos de avaliação de incerteza e risco de campos maduros, o processo de ajuste de histórico é fundamental para a compreensão da atuação dos mecanismos, seleção dos atributos e montagem e validação dos modelos a serem utilizados.

A modelagem geoestatística utilizando a informação dos poços, conjugada com as imagens advindas da sísmica do reservatório fornece inúmeras realizações possíveis das propriedades geológicas e petrofísicas da acumulação. No caso de um campo em início de produção, não existe o fator condicionante dos dados de produção para escolha das realizações que honrem estes dados observados. Contribui apenas a base do conhecimento geológico para a escolha do melhor modelo. Com o decorrer da produção, a necessidade de ajustes pode requerer alterações nos valores dos atributos e a caracterização inicial, em certos casos, pode ser significativamente alterada até que se obtenha ajuste satisfatório. Porém em estudos de revisão da caracterização geológica e geração de imagens equiprováveis para um campo com histórico de produção, é necessário buscar entre as imagens aquela que melhor represente a realização da

produção e comportamento do reservatório. Neste caso, o procedimento ideal é que os trabalhos de caracterização sejam feitos com suporte dos dados de produção, e não em duas etapas distintas (caracterização e montagem do modelo de simulação). Assim, o processo de ajuste é dividido em várias etapas, e atenção especial deve ser dada à sua discretização espacial e temporal.

O processo de ajuste de histórico parte de um ajuste grosseiro e segue com um ajuste fino até a obtenção, nas simulações de escoamento, de resultados adequados com os dados observados. As variáveis mais comuns a serem ajustadas são:

- Vazões de produção dos fluidos do campo/zona e dos poços;
- BSW e RGO do campo/zona e dos poços;
- Pressões do campo ou zona e dos poços;
- Índice de produtividade dos poços.

Mesmo em campos com razoável volume e qualidade de dados, pode haver casos onde não se obtém ajuste adequado de certos parâmetros para alguns poços ou até mesmo para uma determinada zona. Nestes casos, após as tentativas de ajuste necessárias e de alterações no modelo de caracterização, deve-se decidir pelo uso do modelo estático e dinâmico de acordo com o ajuste global (campo/zona) e dos outros poços do campo. Neste aspecto, deve ser salientado que as técnicas de coleta de dados da produção, sejam medidas de volumes ou registros de pressão, podem embutir parcela de erro e incerteza.

Existem metodologias que procuram a automatização deste processo, porém, em função da complexidade do problema, só é possível automatizar partes dele. Procura-se automatizar as duas tarefas fundamentais: a análise de sensibilidade à variação das propriedades e o ajuste dos valores de um número limitado de atributos ao histórico de produção. Machado (1997) propõe um método de análise de sensibilidade, no qual os limites de incerteza foram utilizados para balizar a variação dos parâmetros. São determinados os sentidos ideais de variação, a sensibilidade e a influência cruzada dos parâmetros de ajuste.

Seleção dos Atributos

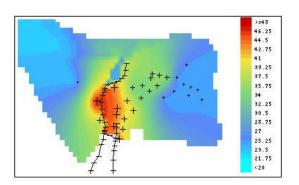
Devem ser selecionadas as principais fontes de incerteza do modelo de reservatório ainda existentes em um campo com histórico de produção. O ajuste de histórico e o volume de dados de produção disponíveis são fundamentais para subsidiar a escolha dos atributos. A análise criteriosa destes dados deve ter o envolvimento, ao lado do engenheiro de reservatórios, do geólogo e do geofísico responsáveis pelo gerenciamento do campo.

A metodologia difere da apresentada por Jensen (1998), onde a idéia era de selecionar apenas atributos que não ocasionassem desvios significativos no histórico de produção. Naquele exemplo, os atributos selecionados eram relacionados a aspectos de capacidade de processamento e tratamento da planta de produção, eficiência de recompletações e estimulação de formações e estratégia de explotação. O único atributo selecionado referente a propriedades de reservatório foi a permeabilidade relativa. Porém, a esta propriedade foi limitado o intervalo de variação, de modo que não causasse impacto no ajuste original. Variáveis como permeabilidade absoluta, topo do reservatório, porosidade e compressibilidade da rocha foram desconsiderados pelo fato de poderem causar desvios significativos no ajuste disponível. Na metodologia aqui proposta, existe total flexibilidade na escolha dos atributos e na geração de modelos estruturais e estratigráficos alternativos. A escolha por certos atributos pode ter relação direta com eventual dificuldade no ajuste do histórico de determinado parâmetro. Sendo assim, desvios entre parâmetros lidos e observados (ex: pressão estática observada e simulada em um poço) é uma boa indicação para a seleção dos atributos adequados. Na escolha do caso-base deverá ser buscado o melhor ajuste possível em relação ao histórico de produção disponível, tanto quanto aos fluidos produzidos quanto às pressões do reservatório.

Em se tratando de campos maduros, existe a vantagem de que alguns atributos como, por exemplo, propriedades dos fluidos, apresentam nível satisfatório de confiabilidade e podem ser descartadas das análises. Por outro lado, o conhecimento dos técnicos responsáveis pelo gerenciamento do reservatório, a partir da disponibilidade de dados de produção, fornece subsídios fundamentais para a escolha e classificação dos atributos mais importantes, antes

mesmo da etapa de análise de sensibilidade, possibilitando o foco nas principais fontes de incerteza remanescentes.

Como forma de subsidiar a interpretação dos dados de pressão para campos com múltiplos reservatórios, é proposta nesta metodologia a confecção de mapas de diferencial de pressão entre zonas por tempo. Os dados de pressão observados em cada poço/zona/data são extrapolados para poços vizinhos sem dados considerando a área de influência do poço com registro de pressão e a compartimentação estrutural do reservatório. Em cada poço com dados observados ou correlacionados para cada tempo considerado é efetuada diferença dos valores de pressão entre as duas zonas selecionadas e o poço assume o valor da diferença para aquele tempo. É utilizado algoritmo de krigagem para a estimativa de valores entre os poços. A defasagem de tempo escolhida fica a critério do grau de variabilidade apresentado, sendo sugeridos intervalos entre seis meses e dois anos contados a partir do início da produção. Este tipo de mapa tem utilidade na compreensão da conectividade entre os reservatórios, além de auxiliar na identificação de poços onde um diferencial elevado de pressão seria potencial causador de comunicação entre as zonas por trás do revestimento. Também fornece informação extra em recompletações com mudança de zona onde não há registros de pressão ou quando existe dúvida quanto aos valores disponíveis. A Figura 3.3 mostra exemplo deste tipo de aplicação.



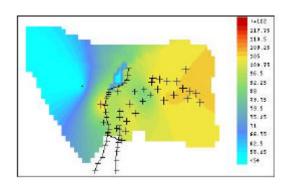


Figura 3.3: Diferencial de pressão por tempo (esquerda -1 ano); (direita -2 anos). Unidades em kgf/cm^2 .

Os mapas de diferencial de pressão podem ser utilizados em conjunto com seções ao longo de falhas, onde são representadas as relações de contato entre os reservatórios de ambos os blocos da falha e a distribuição original das saturações. A informação principal das seções ao longo de falhas refere-se à indicação do seu caráter (selante ou não-selante). Em uma hipotética situação de falha de comportamento original selante, conjugada com dados de mapa de diferencial de pressão indicando valor elevado na área da falha, deve ser avaliada a possibilidade de ter havido quebra de selo e comunicação entre as zonas através da falha.

Da mesma forma com na avaliação de risco inicial, também pode se lançar uso de simulações estocásticas visando a estimativa de ocorrência de determinadas imagens de propriedades do reservatório em locais onde ainda resida incerteza, com a vantagem do conhecimento do desempenho de produção como suporte para as interpretações.

Em relação à escolha das funções-objetivo, como o campo selecionado já possui um período em produção, variáveis como a produção de água ou líquida podem se tornar importantes para a fase de extrapolação.

Mesmo que o campo ou reservatório já tenha passado por análise de incerteza na fase de avaliação inicial, e esta tenha indicado que determinados atributos apresentam influência pequena nas funções-objetivo estudadas, no caso destes atributos ainda embutirem parcela de incerteza sua análise é relevante para os objetivos da metodologia, o que será comentado no processo de ajuste de histórico para a seleção dos modelos após a etapa da árvore de derivação. Além disto, a simulação para geração dos gráficos de análise de sensibilidade não demanda recursos excessivos de capacidade computacional.

Da mesma forma como na metodologia existente, podem ser incluídos como atributos incertos na mesma análise alternativas de estratégia de produção, como implantação ou redimensionamento de projetos de recuperação secundária, política de vazões, recompletações e perfuração de novos poços, além dos aspectos econômicos.

Ajuste de Histórico na Seleção dos Atributos

O ajuste de histórico na fase de seleção dos atributos é necessário no caso de escolha por atributos que possam representar impacto significativo no ajuste. Nesta etapa ainda não é requerido ajuste satisfatório para cada atributo selecionado, mas apenas busca-se avaliar quais atributos isoladamente ou em conjunto podem levar a um desajuste elevado do histórico. Esta definição é intrinsecamente ligada com o conhecimento do comportamento de produção do reservatório em função da interpretação corrente do campo. Por exemplo, a conjugação de determinado modelo estrutural alternativo com um atributo de permeabilidade pode desajustar sobremaneira o ajuste para esta combinação, e é indicativo de que estes não devem fazer parte de um mesmo modelo. Esta conseqüência não inviabiliza a utilização de atributos com este caráter, porém leva à necessidade do uso de relações de dependência entre certos atributos já na etapa de análise de sensibilidade. Ou seja, pode haver a necessidade de submissão da rotina de análise de sensibilidade separa damente para cada conjunto de atributos. Particularmente em relação ao programa MAI, a conclusão anormal de apenas uma simulação devido a ter sido atingida certa condição de contorno (ex: pressão de saturação em um modelo de simulação onde esta é uma condição) interrompe o andamento de toda a rotina.

Nesta etapa também é necessária a escolha pelo parâmetro de ajuste inicial como critério de descarte e seleção de modelos. Os modelos que não obtiverem ajuste neste parâmetro são automaticamente descartados. Os modelos selecionados serão verificados em relação aos demais parâmetros. É recomendável que este parâmetro seja o mais impactante para o ajuste.

Simulação Numérica de Escoamento

A única diferença nesta etapa em relação à metodologia existente é a obrigatoriedade da gravação dos arquivos de pós-processamento de todas as simulações de escoamento. Sem esta gravação, não é possível a leitura de todas as propriedades fundamentais para as próximas etapas da metodologia (valores de pressão estática do reservatório simulados para cada modelo, disponibilidade de informação por poço, zona de produção e/ou área ou bloco do reservatório).

Análise de Sensibilidade

Baseando-se em que a influência de alguns atributos nas funções-objetivo pode ser dinâmica, e de que os atributos causam impacto positivo ou negativo (e variável no tempo) nas funções-objetivo, determinadas combinações entre atributos com influência distinta no mesmo período de tempo (ex: atributo causando impacto positivo combinado a outro com influência negativa em um determinado parâmetro de ajuste de histórico) poderiam se anular e gerar uma curva de realização ajustada ao histórico disponível. A análise do impacto dos atributos passa de uma abordagem estática para dinâmica, procurando observar a quais conjuntos de atributos o histórico é mais sensível, e quais conjuntos de atributos poderiam atuar simultaneamente visando a obtenção de ajuste. Para este fim, é necessária a confecção de análises de sensibilidade que abranjam todo o período de histórico em um mesmo gráfico, chamado de análise dinâmica de sensibilidade.

Além das funções-objetivo pré-selecionadas, a pressão estática do reservatório e os resultados dos volumes simulados por poço, zona e área/bloco também devem ser analisados com uso destes gráficos. Os gráficos podem apresentar conjuntamente os resultados para o período de histórico e previsão de produção. Modelo deste gráfico é apresentado na Figura 3.4, onde podem ser observados quatro tipos de comportamento da sensibilidade dos atributos no tempo:

- Oposta de grande influência (ex: pressão capilar e tapete asfáltico);
- Oposta de pequena influência (ex: compressibilidades de rocha);
- Contínua crescente (ex: modelo de aquifero Carter-Tracy);
- Contínua decrescente (ex: modelo de aquifero de Fetkovich);
- Constante (ex: malha comunicada NW)

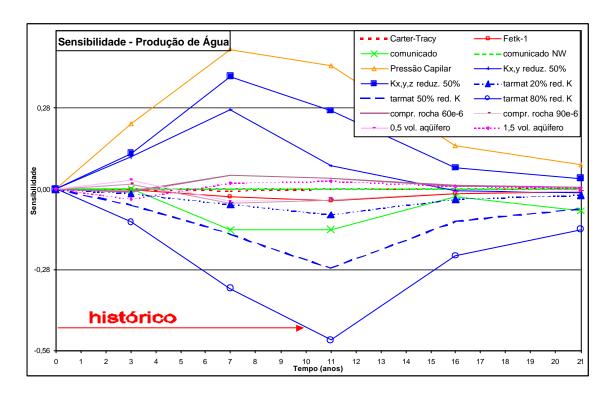


Figura 3.4: Gráfico de Análise Dinâmica de Sensibilidade

Utilizando a Equação 3.1, as funções-objetivo que devem ter os gráficos construídos são:

- Produções acumuladas de óleo, água e gás por poço e zona.
- Pressão estática da formação por poço e zona.

Todos as funções-objetivo de uma mesma análise de sensibilidade terão sempre o mesmo caso-base, ainda que este possa não se encontrar com ajuste ideal em algum parâmetro.

Outro tipo de análise que pode ser feita é na forma de gráficos de afastamento do histórico, sendo que para este tipo de análise as operações para cálculo da sensibilidade são efetuadas em relação aos dados de produção e pressão observados. Para este tipo de gráfico o caso-base também é avaliado quanto aos desvios. Exemplo deste gráfico é mostrado na Figura 3.5.

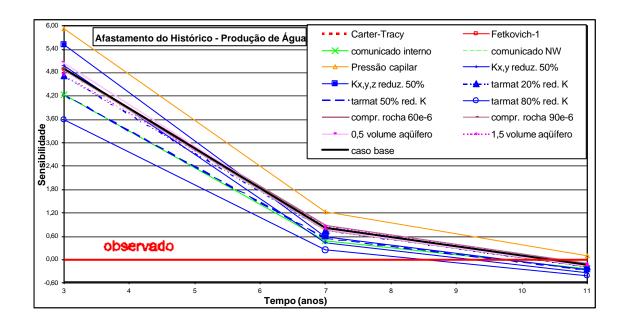


Figura 3.5: Gráfico de Afastamento do Histórico

As informações fornecidas pelos gráficos de análise dinâmica de sensibilidade serão utilizadas na seleção dos atributos para a montagem da árvore de derivação.

Ajuste de Histórico após a Análise de Sensibilidade

Usando como referência o parâmetro de ajuste escolhido como critério de seleção e descarte dos modelos, este processo pode ser iniciado com os modelos gerados pela análise de sensibilidade. O fluxograma de seleção dos modelos é apresentado na Figura 3.6.

O descarte de modelos pela falta de ajuste de apenas um parâmetro por zona ou campo agiliza o processo de seleção dos modelos. Os modelos descartados podem ter seus arquivos de pós-processamento excluídos.

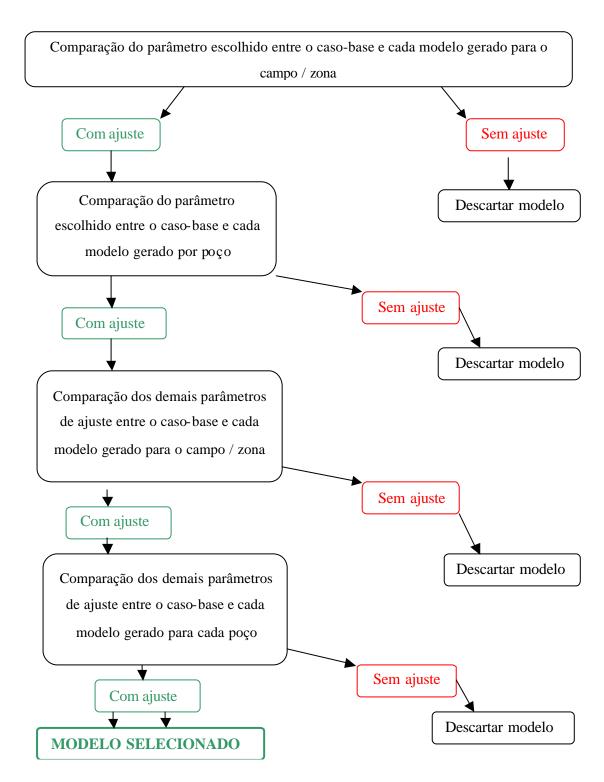


Figura 3.6: Fluxograma da Seleção de Modelos

Arvore de Derivação

De forma diversa do processo de análise de risco em fases de avaliação, os atributos cujo impacto são pequenos ganham importância nesta metodologia, desde que estes podem ser necessários para ajuste fino em algumas combinações para a obtenção de ajuste satisfatório. Apenas atributos cuja influência seja constante e de pequeno impacto podem ser descartados da construção da árvore. A depender dos resultados, pode também haver redução do número de níveis de alguns atributos a serem utilizados.

Em função da necessidade de arquivamento dos arquivos de pós-processamento de um número elevado de simulações e do espaço de memória requerido para tal, é necessária atenção para que os arquivos de entrada e saída gravem apenas as informações essenciais, e em uma freqüência que também não sobrecarregue o espaço em disco disponível.

Ajuste de Histórico após a Árvore de Derivação

O ajuste de histórico de todos os modelos gerados pela árvore de derivação segue o mesmo fluxograma apresentado para seleção dos modelos após a análise de sensibilidade, buscando os modelos de reservatório que combinam os atributos incertos com ajuste adequado de histórico.

De posse de todos os modelos selecionados, são comparadas suas previsões de vazão líquida e de óleo, produção acumulada de óleo, além de outro parâmetro que possa interessar (ex: previsão de pressão estática). No módulo MAI podem ser solicitados os valores de VPL e CR de cada hipótese. Alternativamente, podem ser utilizados programas de avaliação econômica de projetos de produção, que possam fornecer dados como o custo operacional atualizado.

Análises Estatísticas

Cada modelo pré-selecionado tem sua probabilidade definida através da multiplicação dos valores da probabilidade de cada atributo a ele pertencente. Porém como a análise estatística é feita somente entre os modelos que atingiram o ajuste, as probabilidades dos modelos selecionados são normalizadas de forma que a soma de todas elas seja igual a um. São construídas as curvas de risco dos valores físicos (ex: Np) e econômicos (ex: VPL e custo operacional atualizado) e definidos os valores dos percentis (P₉₀, P₅₀ e P₁₀).

São também construídos os gráficos de correlação entre as variáveis (ex: VPL versus Np, VPL versus custo operacional atualizado) com vistas a obter informações adicionais dos dados, como a influência de determinado atributo nos resultados econômicos e físicos e o possível agrupamento de modelos dentro de classes, mesmo em distribuições lineares.

Também pode ser feita a comparação entre pares de modelos com os mesmos atributos, nos quais a presença de um atributo extra é indiferente para o ajuste. Os atributos nos quais esta situação é mais frequente devem ser assinalados, pois apesar deste atributo extra ser indiferente para o ajuste, pode causar resultados diversos em funções-objetivo da previsão de produção.

De posse dos modelos selecionados são construídas curvas ponderadas de previsão de produção, sendo atribuída a cada modelo sua probabilidade de ocorrência, e comparação com a previsão individual de cada modelo.

Finalmente, são sugeridos critérios adicionais para descarte de modelos, quais sejam:

- Exclusão de modelos onde é necessária a presença conjunta dos atributos principais em seus níveis de probabilidades menores, indicando relação de dependência para a obtenção do ajuste;
- Modelos com probabilidade menor do que certo valor pré-definido.

O primeiro critério fornece subsídios importantes para a caracterização do reservatório, na medida em que a relação de dependência entre dois atributos cujas probabilidades sejam menores reforça a pequena probabilidade de ocorrência daqueles atributos incertos.

Com isso, obtém-se melhor avaliação do impacto destas incertezas na previsão de produção. Porém deve ser salientado o caráter opcional do descarte de modelos que se encontram ajustados frente ao histórico de produção.

A Figura 3.7 resume as principais diferenças entre a metodologias de análise de incerteza existente e a proposição de metodologia para redução de incerteza utilizando histórico de produção.

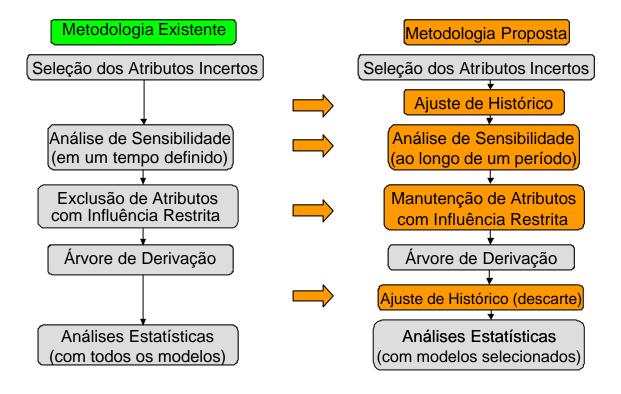


Figura 3.7: Etapas distintivas da metodologia proposta para redução de incerteza

Capítulo 4

Aplicação

Como alvo para aplicação da metodologia, foi selecionado um campo de petróleo da plataforma continental brasileira com histórico de produção de 11 anos.

4.1 Dados Gerais do Campo

Os reservatórios são constituídos por arenitos turbidíticos, os quais preenchem uma calha deposicional com dimensões aproximadas de 30 km de extensão, atingindo até 10 km de largura na área do campo. As espessuras de arenito podem chegar a mais de 300 m. A Figura 4.1 mostra a feição regional da calha deposicional com detalhe na área do campo.

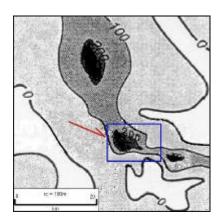


Figura 4.1: Mapa de Isólitas de Arenito do Sistema Turbidítico (extraído de Bruhn, 1998)

As profundidades são da ordem de 3000 a 3100 m. A acumulação tem forma dômica em área de 25 km² e é cortada por falhas normais, na direção predominante norte-sul e perpendicularmente à direção preferencial da calha deposicional. As espessuras com óleo são da ordem de 50 m, podendo chegar a 110 m. A saturação média inicial de óleo é da ordem de 70%, porém o cálculo destas saturações com o uso de perfis é prejudicado pela ocorrência de baixas resistividades na zona de óleo. O VOIS calculado é de 100 milhões de m³. O petróleo é altamente subsaturado (pressão original = 313,5 kgf/cm² @ -3000 m; pressão de saturação = 51,3 kgf/cm²), portanto não havia capa de gás original. Não são reportadas ocorrências de pressões anormalmente altas ou baixas. Existem dois reservatórios principais: superior (alvo do estudo) conectado a um aqüífero lateral, chamado aqui de Zona R1, e o inferior ou basal (Zona R2/3), conectado a aqüífero de fundo, porém também apresentando componente lateral. O contato óleo água das duas zonas é o mesmo (cota = -3020 m). A Figura 4.2 mostra o mapa estrutural do topo da Zona R1, com detalhe em vermelho nos poços completados nesta zona.

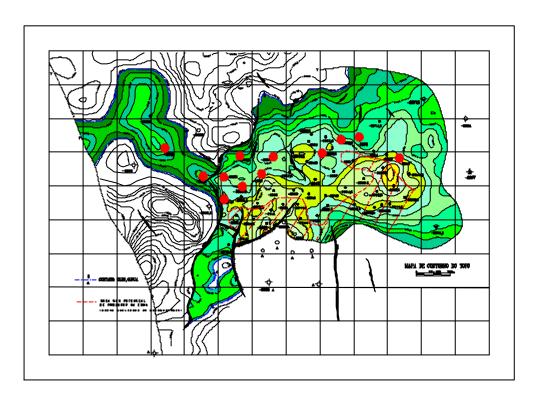


Figura 4.2: Mapa Estrutural do Topo do Reservatório (Zona R1).

Estão disponíveis amostras de análises PVT para todas as zonas. De acordo com estas análises, não existem evidências da necessidade de uso de diferentes regiões de PVT, nem a consideração de gradação composicional do óleo com a profundidade. A amostra representativa para todos os reservatórios pertence a um poço da Zona R1. A Tabela 4.1 apresenta algumas propriedades dos fluidos do reservatório.

Tabela 4.1: Propriedades dos Fluidos

Temperatura do Reservatório (°C)	107,8
Viscosidade do Óleo (P e T originais) (cP)	7
Viscosidade do Óleo (P _{sat}) (cP)	4,82
Densidade do Óleo (ºAPI)	23 - 24
R_{si} (m 3 /m 3)	22
C _o (acima da P _{sat}) (kgf/cm ²) ⁻¹	90,8x10 ⁻⁶
Bo _i (m ³ /m ³)	1,12
$Bo_s (m^3/m^3)$	1,146
Viscosidade da Água (cP)	0,35
Densidade da Água (kg/m³)	1080
Bw (m ³ /m ³)	1,036
C _w (kgf/cm ²)-1	55,0x10 ⁻⁶
Salinidade da Água (ppm NaCl)	111.000

Um total de 74 poços, entre exploratórios e de desenvolvimento, formam a base de dados para a caracterização do reservatório e estimativa dos limites da calha deposicional. Destes, 53 produzem ou ainda entrarão em produção. Os poços apresentam espaçamento médio de 400 m.

O preenchimento inicial da seqüência (base para o topo) se dá em ambiente confinado, dentro da calha, com formação de corpos espessos e intensamente amalgamados e ocorrência restrita ou ausência de depósitos finos (não-reservatório). A tectônica e a configuração da calha são fortemente influenciadas pela movimentação halocinética. Seguindo para o topo da seqüência, o sistema se desenvolve em ambiente cada vez menos confinado. A Figura 4.3 mostra uma seção estrutural cortando o campo na direção sul-norte. Pode-se observar que os

reservatórios superiores (cor lilás), correspondentes à Zona R1, não se encontram encaixados dentro da calha. As falhas apresentam-se mais desenvolvidas na seção basal, correspondendo ao reservatório R2/3, em período no qual a deposição do espesso pacote de sedimentos dentro da calha e a movimentação halocinética contribuíam para o desenvolvimento das falhas. A sedimentação foi acompanhada de um período de aquiescência tectônica durante e depois da deposição da Zona R1. Como prova disto, a maior parte das falhas que cortam a Zona R2/3 não estavam ativas nesse intervalo de tempo.

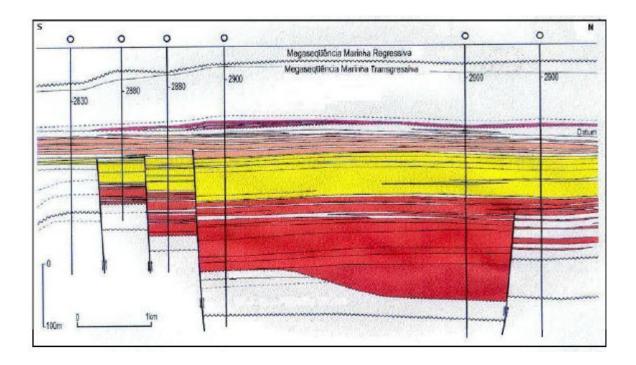


Figura 4.3: Seção Estrutural Sul-Norte (modificado de Bruhn, 1998)

Porém as principais falhas têm papel importante na compartimentação do reservatório. Como exemplo, um poço a sudoeste do campo, em bloco falhado, está completado na Zona R1, porém apresenta comportamento de pressão e produção correspondente à Zona R2/3, ou seja, não está conectado ao sistema hidráulico da Zona R1. Este poço pode ser observado na extremidade sudoeste da seção estrutural na Figura 4.4.

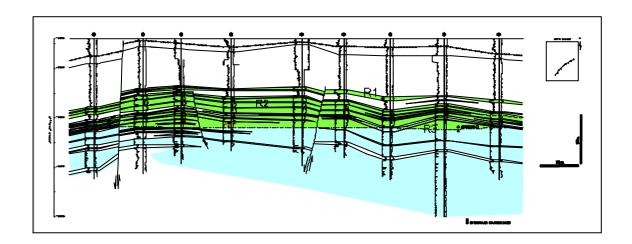


Figura 4.4: Seção Estrutural Sudoeste-Nordeste

Não existem registros de pressão original que possibilitem o cálculo do gradiente entre as zonas de óleo e água, nem mesmo para a Zona R2/3.

A deposição da seqüência terminal do sistema turbidítico, correspondente ao reservatório R1, é sob a forma de complexo de canais distributários e lobos (Twichell *et al.*, 1992), em padrão retrogradacional com aumento das intercalações de folhelho de oeste para leste. Na seção basal, a comunicação vertical é mais franca do que na superior, possibilitando maior atuação do aqüífero de fundo. A Figura 4.5 apresenta um par de seções estrutural e estratigráfica do campo na direção de deposição, mostrando o limite do reservatório R1 para leste.

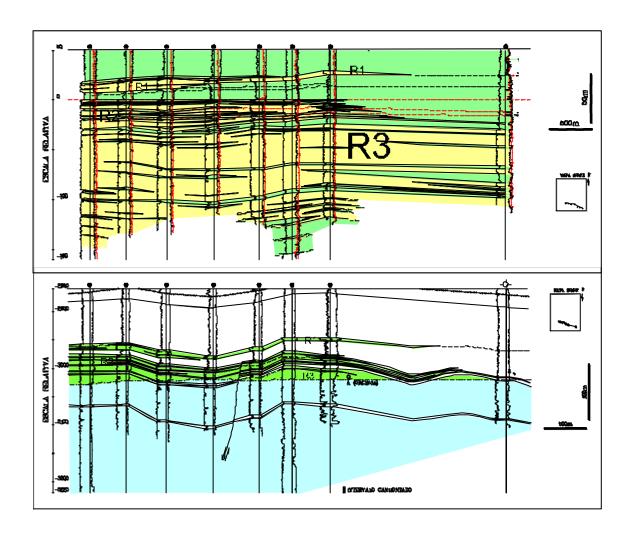


Figura 4.5: Seções Estratigráfica e Estrutural Oeste-Leste

Os reservatórios foram testemunhados em nove poços, porém a Zona R1 é muito pouco amostrada, e não existem amostras de rocha e testes de formação nesta zona abaixo do contato óleo-água. Sendo assim, suas propriedades petrofísicas são estimadas por correlação com a Zona R2/3. A porosidade média é de 19%, e as permeabilidades dos corpos de prova variam principalmente entre 200 e 1000 mD. Apesar de não estarem disponíveis amostras representativas dos reservatórios superiores, pode-se estimar que estes possuam granulometria mais fina do que os depósitos basais. Pela maior preservação de intercalações de sedimentos finos, estes correspondem a fluxos de baixa densidade com carga relativamente fina (Lowe, 1982). Devido à menor energia deste ambiente e à menor intensidade de canalizações, existe tendência das

barreiras de permeabilidade serem mais contínuas, levando à redução da permeabilidade vertical, efeito ampliado no sentido distal da acumulação. Por outro lado, sua parte proximal pode se assemelhar aos depósitos basais do ponto de vista faciológico e com maiores razões arenito/folhelho. Os componentes diagenéticos principais são a matriz argilosa (parcialmente silicificada), desde traços até 25%, e o cimento calcítico (estimado em 10 a 12% do volume poroso). Um aspecto das fases diagenéticas, principalmente da matriz silicificada e da calcita, é sua ocorrência preferencial junto à base e ao topo das camadas, de acordo com o padrão denominado de cimentação periférica por Moraes (1991). Isto pode se traduzir em importante fator de diagênese na Zona R1 em função de suas menores espessuras e deposição em ambiente de menor energia (lobos).

Além de possíveis eventos de cimentação periférica, pode ocorrer redução da permeabilidade abaixo do contato óleo-água, efeito que é inibido na zona de óleo. A Figura 4.6a mostra os perfis, análises petrofísicas e granulométricas e valores de permeabilidade de teste de formação de um poço do centro do campo, inclusive com dados de minipermeametria (coluna 13) e correlação de dados de permeabilidade entre corpos de prova (pontos vermelhos) e teste de formação (retângulo azul) (coluna 12). As profundidades representadas são as medidas no poço. O contato óleo-água no poço situa-se à profundidade medida de 3032,5 m. Nesta profundidade, observa-se uma mudança no patamar de permeabilidade absoluta, passando de um valor aproximado de 800 mD na zona de óleo para cerca de 200 mD na zona de água. Esta mesma observação pode ser feita no poço mostrado na Figura 4.6b, situado a leste do campo, onde a cimentação (coluna sete) no trecho sem indícios de hidrocarbonetos (coluna seis) é ampliada em relação à zona de óleo, com redução progressiva da permeabilidade para a base do poço.

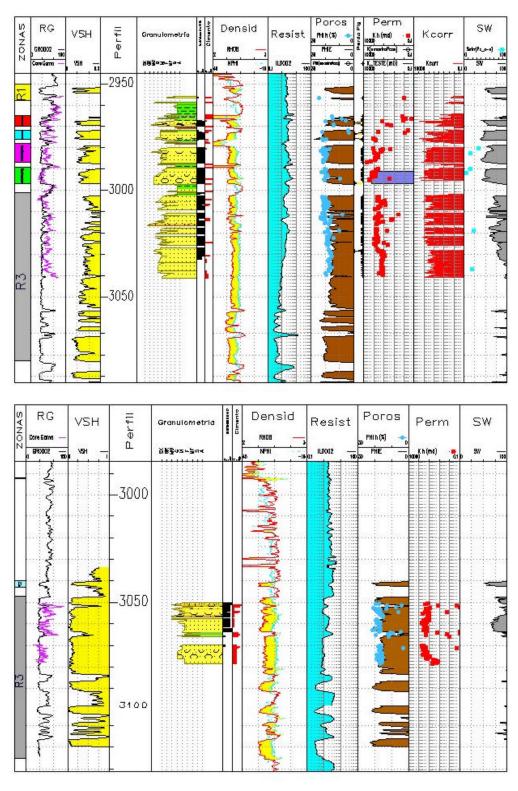


Figura 4.6a e b: Curvas de Perfis, Dados de Petrofísica e Teste de Formação de Poços

No entanto, a redução da permeabilidade na zona de água não ocorre em todos os poços, como pode ser observado na Figura 4.7, referente a um poço localizado a sudeste do campo, com contato óleo-água a 3040,5m (profundidade medida). Esta constatação amplia a incerteza em relação à permeabilidade do aquífero da Zona R1.

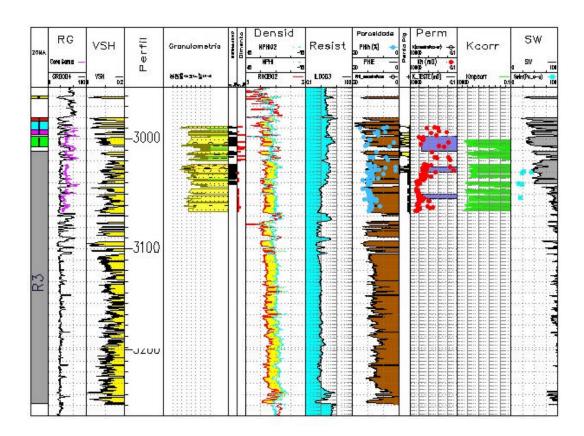


Figura 4.7: Curvas de Perfis, Dados de Petrofísica e Teste de Formação de Poço

Os reservatórios da base do campo (R3) encontram-se conectados com outra acumulação de óleo localizada cerca de 10 km bacia adentro, na mesma calha deposicional, através de um *spill-point*. O mapa do topo da Zona R3 (Figura 4.8) ilustra esta comunicação, podendo ser observado o contorno do limite do campo vizinho na extremidade sudeste do mapa. Este campo de petróleo vizinho possui menores áreas de fechamento e VOIS (cerca de 30% dos valores do campo estudado) e ambos entraram em produção em época contemporânea.

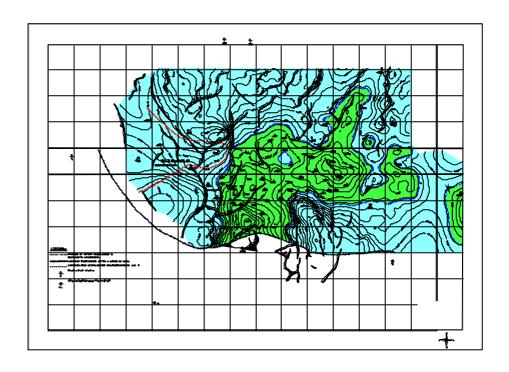


Figura 4.8: Mapa do Topo da Zona R3.

4.1.1 Dados Sísmicos

O levantamento sísmico tridimensional disponível foi adquirido em intervalo de 2ms e processado em 4ms. Infelizmente, não possui qualidade e definição suficiente para uso em trabalhos de caracterização de reservatório, como auxílio na discriminação faciológica ou deriva externa de simulações estocásticas na definição de propriedades petrofísicas. Entre os principais fatores desta limitação, pode-se listar a inexistência de contraste nítido de impedância entre os reservatórios e as rochas encaixantes, baixa resolução vertical na definição dos limites das zonas R1 e R2, além da presença de ruído nas seções. Seu uso principal ficou restrito à definição do marco geológico acima do reservatório, para efeito de auxiliar na delineação dos contornos estruturais, além da definição do arcabouço de falhas. O levantamento limitado às bordas da acumulação teve como conseqüência a presença de fenômeno chamado "sorriso" cortando os níveis de reservatório, que são as feições curvas nas bordas da seção causadas por uma das etapas do processamento (migração). Este tipo de interferência pode ser observado na Figura 4.9, onde

também pode ser observado que o nível que pode ser mapeado com melhor resolução é do marco geológico acima dos reservatórios.

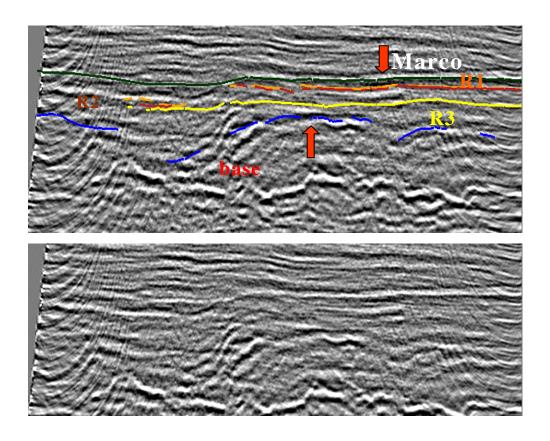


Figura 4.9: Seção Sísmica do Campo com e sem Interpretação.

4.1.2 Caracterização de Reservatórios

Na mais recente caracterização de reservatórios realizada no campo, foi valorizada a informação dos testemunhos, análises petrofísicas e calibração com testes de formação na definição das fácies-reservatório. Foi buscada correlação das propriedades com as respostas de perfil como técnica de mapeamento, em função da disponibilidade de poços e limitação da sísmica. Assim sendo, o processo teve início com o reconhecimento das fácies deposicionais a partir de atributos sedimentológicos, o que levou à definição de quatro fácies arenoconglomeráticas e uma não-reservatório, constituída de folhelhos e siltitos. A conjugação destas

fáceis com eventos diagenéticos e o impacto nas propriedades petrofísicas levou à identificação de quatro fácies petrofísicas, uma delas não-reservatório. Como forma de transportar a informação advinda de poços testemunhados, o meio disponível era a busca de correlações com as respostas de perfil (correlação rocha-perfil), utilizando métodos de análise estatística multivariada. Duas fácies petrofísicas representando o reservatório foram unidas em função de respostas semelhantes de perfil, assim sendo o resultado foi a determinação de três fácies perfil ou eletrofácies: reservatório melhor, com permeabilidades maiores que 1000 mD, reservatório secundário (permeabilidades entre 1 e 1000 mD) e uma não-reservatório. Finalmente, as correlações foram aplicadas para os poços sem testemunhos e o resultado exportado para um programa de simulação estocástica tridimensional das fácies. As propriedades petrofísicas (permeabilidade e porosidade) dos blocos foram obtidas através de krigagem. Dentro do programa de simulação de fácies foi também realizada a transferência de escala das propriedades estáticas. A modelagem das superfícies delimitantes e do arcabouço de falhas foi feita dentro de um programa de modelagem tridimensional de superfícies, a fim de se eliminar possíveis superposições entre superfícies nos mapas estruturais originais.

4.1.3 Estratégia e Dados de Produção

A estratégia de produção adotada consistiu na perfuração prévia dos poços de cada uma das fases (38 na primeira e 14 na segunda, seis anos depois), antes de colocá-los em produção. Apenas um poço (horizontal partilhado) foi perfurado três anos após a conclusão da última fase, na Zona R2/3. A maioria dos produtores é direcional, sendo apenas quatro verticais e um direcional partilhado. A partir da conclusão da perfuração dos poços em cada uma das fases, eles entravam em produção assim que a completação estivesse concluída, perfazendo um prazo aproximado de menos de um ano para que todos eles entrassem em produção. O plano previa a instalação de um projeto de recuperação secundária através da injeção de água.

Após um curto período inicial com produção surgente, todos os poços foram completados para elevação através de bomba centrífuga submersa (BCS). Este método de elevação, apesar da alta eficiência, exige um conhecimento adequado do comportamento de pressão do reservatório, e

as bombas trabalham com limites definidos de vazão. Durante os onze anos iniciais, a recuperação do campo foi devida à produção primária, com atuação dos aqüíferos de borda e de fundo conforme o reservatório.

A perfuração prévia dos poços antes do início da produção teve uma série de consequências importantes, tanto na caracterização do reservatório quanto na definição da estratégia de produção futura. Permitiu a disponibilidade dos dados de saturação original (a despeito do problema da baixa resistividade acima citado) e de alguns dados de pressão nos 38 poços perfurados na primeira fase. A existência de registros de saturação original em todos os poços da primeira fase foi de grande auxílio, tanto para um cálculo de volumes mais acurado quanto em relação aos dados disponíveis para usos futuros de perfis de monitoração de saturação de fluidos (ou perfis de produção), o qual será discutido adiante. Também serviu para direcionar a estratégia de produção, em função da caracterização mais adequada, com a escolha pela seletividade de produção entre as zonas R1 e restantes. Não havia condições técnicas para equipar os poços com completação dupla. Esta definição mostrou-se acertada, na medida em que o comportamento de produção e pressão da zona R1 mostrou-se claramente distinto dos outros reservatórios, já nos primeiros anos de produção. O declínio de pressão desta zona, tão mais acentuado que nas outras, levou à confecção de um estudo visando a antecipação do projeto de recuperação secundária, tendo sido a hipótese descartada a princípio e optando-se apenas pela redução das vazões, pois caso contrário poderia haver danos à eficiência das bombas submersas. Esperava-se uma atuação mais efetiva do aquífero do reservatório, fato que não foi constatado ao menos naquela etapa do histórico e de acordo com as condições de drenagem iniciais. A Figura 4.10 mostra a vazão líquida medida, pressão lida nos poços e pressão estática simulada no modelo original da Zona R1. No gráfico pode ser observada a falta de ajuste da pressão estática simulada com os dados lidos nos poços.

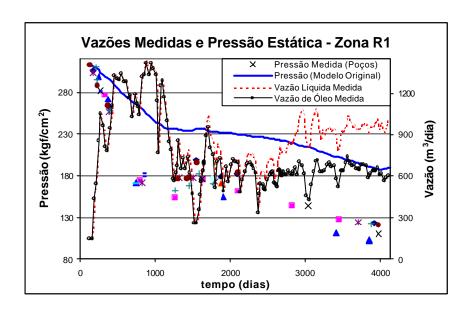


Figura 4.10: Gráfico de Produção da Zona R1

Os poços da segunda fase serviram para a realização de registros de pressão a cabo, a fim de verificar o nível de depleção dos reservatórios. As informações de pressão obtidas, junto com os dados do histórico, redirecionaram a política de completação da Zona R2/3. Anteriormente produtoras seletivamente (R2 separada da R3), após a avaliação dos dados do histórico e dos poços novos elas passaram a ser completadas em conjunto, com elevação das vazões. Posteriormente, poços da Zona R2/3 foram recompletados para a Zona R1, em função de terem atingido elevados valores de BSW ou baixas vazões de óleo.

Em função da baixa qualidade dos dados sísmicos, a efetivação da segunda etapa do plano de explotação da jazida teve que aguardar a conclusão da caracterização do reservatório com os dados advindos dos poços perfurados na primeira fase, além das informações de produção da primeira etapa.

Nove poços foram destinados inicialmente para produção da Zona R1. Como pode ser observado na Figura 4.2, os poços produtores nesta zona situam-se em uma situação periférica à acumulação, margeando o contato óleo-água, apesar de existirem áreas internas onde as espessuras com óleo da zona são significativas. A razão disto é que poços destas áreas internas

encontram-se completados no reservatório inferior e não havia condições técnicas para o uso de completação dupla. Dos nove primeiros poços, um foi convertido para injeção de água onze anos após o início da produção, pois já tinha sido fechado por apresentar elevado BSW, e dois fecharam com pouco tempo de produção por baixa produtividade. Além destes nove iniciais, dois outros foram recompletados da Zona R2/3 para a Zona R1 e um poço satélite foi completado e interligado posteriormente. A Zona R1 possui um VOIS da ordem de 20 x 10⁶ m³, sendo que a produção primária propiciou recuperação de cerca de 14,5% deste total (2,9 x 10⁶ m³) nos onze primeiros anos. Seu pico de produção de óleo (e líquida) foi de 1420 m³/dia. Ao final da produção primária, após onze anos de produção, o BSW da zona era de cerca de 40%, enquanto o BSW total do campo estava na faixa de 49%. A recuperação secundária teve início aos 11 anos de produção, inicialmente apenas na zona R1.

4.1.4 Modelo de Simulação

Foi disponibilizado o arquivo de simulação de escoamento do campo estudado, construído em um simulador comercial. O número de células é de 13.960, na disposição 42 x 30 x 11 células, das quais 9.165 ativas. A alimentação dos dados é por meio de arquivos de inclusão.

O reservatório superior (R1) é representado pelas duas camadas superiores. O pacote de folhelhos que divide este reservatório do intermediário (R2) não possui camada específica neste modelo. Sua representação é feita através da atribuição de um multiplicador de transmissibilidade na direção vertical na camada dois, com valor nulo.

A malha de simulação usada é de vértices, do tipo *corner-point*, que foi escolhida no estudo original para uma melhor representação das falhas (principalmente as falhas com formato curvo) e por possibilitar maior flexibilidade de adequação à geometria do reservatório. Este tipo de malha permite comunicação de blocos de diferentes camadas (além do contato entre camadas sobrepostas) desde que estes blocos, emparelhados em um plano vertical de descontinuidade, estejam na mesma cota e não existam multiplicadores de transmissibilidade restringindo o fluxo. Este fato trará implicações importantes para o estudo do grau de comunicação entre as zonas.

Como desvantagem, estas malhas não são ortogonais, assim corre-se o risco de se estar incorrendo em erros numéricos altos devido ao desprezo dos termos de fluxo cruzados. Estes erros serão maiores quanto mais distorcido for o bloco de simulação.

Na área central do campo, o tamanho médio dos blocos é na faixa de 180 x 180 m, enquanto que nas áreas de borda chega até 500 x 400 m. Os blocos mais distorcidos estão em áreas de baixo fluxo, e eventuais erros numéricos devido a não ortogonalidade da malha não são significativos. O modelo de escoamento é do tipo *Black-Oil* (bifásico óleo-água).

Todos as propriedades de rocha e fluido e os mapas com os atributos foram verificados anteriormente à etapa de seleção dos atributos. Também foram verificados os mapas de propriedades que eventualmente incorporavam uso de multiplicadores de transmissibilidade e/ou modificadores de volume.

Foi constatado o uso de modificadores de volume na área de aqüífero da camada dois (base da Zona R1), que chegava a representar volumes da ordem de 30% do originalmente interpretado. Também foi verificado o uso de multiplicadores de transmissibilidade nas Camadas 1 e 2.

Para obtenção de resposta mais adequada às variações dos atributos analisados, era necessário que o modelo-base apresentasse o menor número possível de multiplicadores de transmissibilidade e/ou de modificadores de volume que mascarassem a interpretação original do modelo estático. Neste sentido, e contando com as outras alterações efetuadas nos modelos gerados, o processo de obtenção do ajuste de histórico foi dinâmico e presente em todas as etapas, pois cada alteração em um multiplicador de transmissibilidade ou de um modificador de volume correspondia à necessidade de um novo ajuste dos parâmetros de produção, até a obtenção de um modelo-base que refletisse melhor a caracterização original, sem a presença de modificadores de volume e/ou multiplicadores de transmissibilidade.

Propriedades como compressibilidade da rocha apenas foram acrescidas de níveis alternativos, e o modelo-base assumiu o valor original. Outras, além de terem sido modificadas e editadas na fase de criação de arquivos, também sofreram modificações após a edição das malhas representando a comunicabilidade entre as zonas, já na fase de ajuste de histórico, como a distribuição das curvas de permeabilidade relativa dentro da zona de óleo, a representação das transmissibilidades ao longo das falhas e as propriedades dos aqüíferos analíticos. Estas alterações visaram especificamente o ajuste de histórico. Ambos os casos serão tratados nos itens específicos.

Os valores de transmissibilidade, apesar de terem sofrido alterações, não foram utilizados como atributos para a análise de incerteza. Foi necessário ajuste na distribuição das curvas de permeabilidade relativa dentro da zona de óleo, para efeito do ajuste com as novas malhas criadas. As análises PVT e demais propriedades de fluido foram consideradas consistentes, sendo descartadas das análises de incerteza.

Para carregamento dos dados do modelo no simulador de escoamento, o arquivo original precisou ser editado em função do número de células, pois o limite operacional da licença existente era de 15.000 células. Para se atingir o número de células permitido sem que houvesse perda na representação do modelo foi suficiente a exclusão de um refinamento a noroeste da malha, em área de pequena densidade de poços e sem nenhum poço participando do histórico de produção do período estudado. A exclusão do refinamento teve que ser feita em cada um dos arquivos de descrição das propriedades do reservatório (definição da malha, permeabilidades, porosidades, transmissibilidades), e em todas as camadas.

4.2 Aplicação da Metodologia

Os motivos que determinaram a escolha do campo para a aplicação da metodologia foram:

• Significativo período de produção (onze anos);

- Presença de reservatório (R1) com dificuldade na obtenção de ajuste adequado de parâmetro de produção (pressão);
- Reservatório sob cuja caracterização reside incerteza, ainda que se tratando de campo maduro;
- Tipo de acumulação comum nos campos de plataforma continental (turbiditos dispostos sob a forma de múltiplos reservatórios).

As principais incertezas em relação à caracterização do reservatório escolhido são:

- Propriedades petrofísicas e volumétricas do aqüífero;
- Grau de comunicação com o reservatório inferior (R2/3).

Foi dada especial atenção para o ajuste da pressão estática do reservatório.

A etapa de seleção e geração dos atributos foi dividida em:

- i) Classificação dos atributos críticos;
- ii) Geração dos arquivos de extrapolação;
- iii) Análise do comportamento da pressão;
- iv) Determinação do grau de isolamento entre os reservatórios R1 e R2/3;
- v) Geração dos arquivos para análise de sensibilidade.

4.2.1 Seleção dos Atributos

i) Clas sificação dos atributos críticos

A análise de sensibilidade foi focada na incerteza de atributos do aqüífero da Zona R1.

Os dados de rocha disponíveis são pouco representativos (dois poços amostrados na base da zona, e um terceiro amostrado em área de baixa qualidade de reservatório), sem nenhuma amostra na zona de água. Os dados sísmicos, como foi comentado na apresentação do campo, são de baixa qualidade e não foram utilizados.

A abordagem dos atributos foi adaptada para o estudo e é apresentada na Tabela 4.2. Atributos como pressão capilar, compressibilidade da rocha e comunicação com outras zonas (malha de simulação) tiveram que incluir a zona de óleo. Todos os atributos da Zona R2/3 foram mantidos constantes. Os únicos que sofreram edição foram o aqüífero analítico e a malha de simulação, para efeito de ajuste de histórico e geração das malhas alternativas, porém o aqüífero analítico desta zona também foi mantido constante após a edição.

Tabela 4.2: Classificação dos Atributos Críticos

ATUAÇÃO DE AQÜÍFERO LATERAL				
ATRIBUTO	fator que sofre	grau de		
ATRIBOTO	maior impacto	dependência		
Limites do aqüífero / extensão lateral	V	Α		
Espessuras	٧	Α		
Porosidade	V	М		
Permeabilidade absoluta	F	Α		
Pressão capilar	F/V	М		
Ângulo de inclinação do aquífero e do reservatório	F	?		
Falhas / fraturas	F	Α		
Tapete asfáltico	F	Α		
Compressibilidade da rocha	F	М		
Conexão lateral com outra acumulação	٧	Α		
Comunicação vertical com outras zonas	V	Α		
	V = Volume	A = Alto		
	F = Fluxo	M = Médio		

As propriedades com impacto no volume do aquífero foram agrupados em três atributos para a análise: aquífero analítico, volume do aquífero da malha e grau de comunicação com o reservatório inferior (opções de comunicação pela malha).

Eventos diagenéticos que poderiam reduzir a permeabilidade no aquífero e efeitos da presença de tapete asfáltico foram tratados dentro do atributo de permeabilidade absoluta.

Foram criados níveis de incerteza individuais para os atributos pressão capilar e compressibilidade da rocha.

Apesar de terem sido criados modelos alternativos considerando presença de falhas adicionais, as malhas estruturais alternativas mantiveram o arcabouço de falhas original. Na etapa de ajuste de histórico será feito comentário a respeito.

Não foi considerada a inclinação do reservatório como variável para a análise de incerteza, uma vez que a malha do tipo *corner-point* já incorpora este atributo de forma determinística, não sendo possível sua variação como nas malhas ortogonais.

ii) Geração dos arquivos de extrapolação

Deve-se ressaltar que, apesar da necessidade do ajuste de histórico, o tempo inicial para as extrapolações é no final deste período. Não fizeram parte do objetivo do trabalho análises para verificação do comportamento do reservatório no período de histórico com a variação das condições de operação.

A injeção de água na Zona R1 coincide com o início da previsão, com vazão da ordem de 600 m³/dia. Na extrapolação, em função do aumento do BSW do campo, a condição de contorno a ser controlada passa a ser a vazão líquida (óleo mais água) dos poços, ao invés da vazão de óleo. A pressão no fundo dos poços foi mantida em 45 kgf/cm². A vazão mínima de óleo por poço abaixo da qual estes são fechados foi fixada em 10 m³/dia. Ainda na extrapolação é prevista

a entrada em produção de mais um poço na Zona R1, em área pouco drenada até então (bloco noroeste). Foi definido para efeito de extrapolação um período de 10 anos.

Além do comportamento de pressão da Zona R1 ter apresentado acentuado declínio de pressão no período inicial de sua vida produtiva, soma-se o fato de que no dimensionamento dos conjuntos de bomba centrífuga submersa é necessário trabalhar-se com um intervalo fixo (normalmente pouco flexível) de variação de vazões líquidas dos poços, a fim de se garantir vida útil maior possível dos conjuntos e menores custos operacionais relativos à sua troca. Apesar de alguns poços permitirem vazões maiores de acordo com seus índices de produtividade, eventual opção pelo uso de conjuntos de maior vazão poderia causar redução acentuada nas vazões e na pressão do reservatório na área destes poços. A durabilidade dos conjuntos estaria prejudicada, e fatalmente a troca do conjunto seria necessária refletindo em perdas de produção, custos de novas bombas e diárias de sonda. Isto serve para explicar o motivo pelo qual, aliado ao início da injeção de água na Zona R1 na extrapolação, as vazões líquidas do reservatório em questão puderam ser ampliadas em relação ao histórico.

O modelo bifásico (óleo/água) foi escolhido em função da reduzida pressão de saturação, o que limitaria a formação de gás no reservatório ao menos no período estudado, dispensando os cálculos de fase gasosa. Além disso, funcionaria como uma condição de contorno para o método de elevação (BCS, que apresenta limitações de operação na presença de gás) ao interromper simulações que tivessem atingido a pressão de saturação. Por este motivo, foram necessários vários ajustes (reduções) nas vazões líquidas da extrapolação, visto que em algumas combinações a pressão de saturação do reservatório era atingida, causando terminação anormal da simulação e de todo o processo de análise de sensibilidade e/ou árvore de derivação. Os outros motivos pelos quais a pressão de saturação na extrapolação era atingida estavam relacionados a modelos com volumes e/ou permeabilidades reduzidos no aqüífero. O índice de produtividade dos poços foi mantido fixo na extrapolação.

A vazão líquida média do final do histórico é da ordem de 980 m³/dia, passando a 1200 m³/dia com o início da extrapolação (e da injeção). Com a entrada em produção do último poço a

vazão da zona atinge pico de 1560 m³/dia. As vazões dos poços desta zona, no modelo final da extrapolação, variam de 60 a 190 m³/dia, enquanto o último poço completado tem vazão estipulada em 350 m³/dia.

iii) Análise do Comportamento da Pressão

O maior desafio imposto tratava-se da representação adequada do comportamento de pressão da zona em todo o período do histórico. Os poços a leste da acumulação, mais próximos da borda do reservatório (zona distal do leque turbidítico) e mais distantes do aqüífero eram os que apresentavam maior diferença entre as pressões lidas nos registros e as calculadas pelos modelos de simulação, sendo que os poços mais próximos do contato também apresentaram dificuldades no ajuste do BSW.

A forte depleção inicial seguida por uma etapa de menor declínio (resultado direto da alteração na definição das vazões da zona), gerava impasse na montagem do modelo e entendimento dos fenômenos envolvidos. A carência de dados sísmicos de qualidade alia-se à falta de dados de rocha e poucos poços no aqüífero que pudessem caracterizar adequadamente suas dimensões e propriedades. Ao considerar um conjunto reservatório-aqüífero de dimensões limitadas, poderia se chegar a um ajuste melhor para a etapa inicial de forte depleção, porém não se obtinha um ajuste satisfatório na etapa seguinte, onde é observada a mudança de tendência de declínio. Dentre as duas opções ora existentes, o caminho preferencial tomado era a escolha por um modelo considerando maiores dimensões do reservatório (ou maior atuação do aqüífero), que permitisse ajuste mais adequado em etapas mais recentes do histórico, e que projetasse pressões mais factíveis nos cenários de extrapolação. Obviamente a escolha por um melhor ajuste na etapa inicial levaria a uma depleção elevada, a ponto de ser atingida a pressão de saturação, fato aos quais os dados de produção não dão suporte. Porém, mesmo tendo-se escolhido por um ajuste mais adequado em fases mais recentes, ainda assim os níveis de pressão simulados eram superiores aos observados.

Na Figura 4.10 pode ser observada uma mudança brusca na tendência de declínio quando se atinge a pressão aproximada de 170 kgf/cm² (900 dias). Esta reversão no comportamento de pressão é típica de casos onde a pressão de saturação do reservatório foi atingida, havendo liberação de gás e aumento da compressibilidade do sistema com redução na taxa de declínio de pressão. Porém, como já foi visto, os dados de PVT são confiáveis e mostram pressão de saturação 51 kgf/cm². Além disso, a produção de gás nos poços permanece constante ao longo da produção, na faixa de 22 m³/m³.

Caso houvesse suspeitas de que a reversão de tendência de declínio de pressão fosse causada por ter sido atingida a pressão de saturação do reservatório, a despeito de uma alteração nas taxas de produção, uma forma de constatar este fato seria a verificação da formação de capa de gás secundária no reservatório, já que não existem poços produtores da zona R1 em posições estruturalmente mais rasas. No caso de se tratar de um reservatório turbidítico com geometria externa predominantemente lobada e de pequena espessura, o valor da permeabilidade vertical e da espessura porosa teriam menor influência na migração do gás de origem secundária para uma posição estrutural mais elevada, após ser atingida a pressão de saturação. Por outro lado, deveria haver uma situação estrutural favorável para a acumulação de uma capa de gás secundária, sendo que a inclinação do reservatório varia entre um a cinco graus, e os poços produtores na zona em questão encontram-se nos flancos da acumulação (os poços internos, estruturalmente mais elevados, são produtores nas zonas inferiores). De qualquer forma, os valores de permeabilidade horizontal deveriam ser elevados a fim de facilitar esta migração. Para efeito de constatação da presença de eventual capa de gás secundária sem que hajam poços completados nestas posições estruturais mais elevadas, podem ser utilizados perfis de produção a poço revestido do tipo decaimento termal, com princípio no íon cloro. Este tipo de perfil é utilizado normalmente para a monitoração do avanço de água nos reservatórios produtores, sendo que a água precisa ter uma salinidade mínima para que seja distinguida do óleo, assim como é necessário que existam condições mínimas de espessura, permo-porosidade e qualidade do reservatório. Independente do valor de salinidade da água de formação, mas tendo também como requisito os outros fatores citados, este perfil possibilita também a identificação de zonas portadoras de gás. O princípio baseia-se na baixa interação entre os nêutrons que bombardeiam a formação e as moléculas de

gás que estão muito distantes no espaço, rarefeitas. Isso provoca uma separação nas curvas dos detectores próximo e profundo, que quando colocadas numa escala adequada mostram um efeito semelhante ao dos perfis densidade-neutrão (obtidos conjuntamente a poço aberto) para identificação de gás. Outro efeito é apresentado pela curva de contas inelásticas, que também sofre deflexão frente a intervalos portadores de gás. Perfis de monitoração das saturações do reservatório com princípio nos íon carbono e oxigênio, chamados de perfis de saturação de reservatório (indicados para reservatórios onde a salinidade da água é baixa (abaixo de 70.000 ppm NaCl)) da mesma forma indicam a presença de zonas com gás. Outra opção seria a corrida de perfis neutrão, de natureza radioativa (emite partículas neutrônicas), e mede o índice de hidrogênio das formações e dos fluidos saturantes em porcentagem. Este perfil é normalmente obtido a poço aberto, porém pode ser usado também em poços revestidos, apresentando neste caso atenuação de seus valores lidos. Comumente os folhelhos, por possuírem um grande volume de água intersticial, apresentam altos valores para este perfil. Reservatórios saturados por água e óleo apresentam valores semelhantes, enquanto zonas com gás, em função da menor concentração de moléculas de hidrogênio mostram valores bem reduzidos e são facilmente caracterizadas, mesmo em poços já revestidos. Além deste uso na determinação de zonas com gás, serve também para cálculos de porosidade, volume de argila e indicação litológica, quando combinado com outros perfis.

No campo em questão, existe histórico de monitoração da produção por perfis de decaimento termal a partir de um ano após o início da produção, além de algumas perfilagens utilizando ferramenta de saturação de reservatórios. Em todos as perfilagens efetuadas não existem indícios da presença de gás nos reservatórios, mesmo nas porções estruturalmente mais elevadas da zona superior. Assim sendo, como foi comentado acima a respeito da representatividade dos dados de PVT, além dos dados de produção, foi descartada a hipótese da reversão da tendência do declínio da pressão ter sido causada pelo fato de ter sido atingida a pressão de saturação.

Para análise do comportamento de pressão das zonas R1 e R2/3, buscando caracterizar a evolução da pressão no tempo e no espaço foram construídos mapas de diferencial de pressão, já

citados no capítulo da metodologia. Foram considerados raio de influência aproximado de 500 m e a presença de descontinuidades estruturais. Apesar dos poços produtores na Zona R1 estarem concentrados na área noroeste e mrte da acumulação, contribuiu para a base de dados registros de pressão estática a cabo nesta zona obtidos em poços perfurados na última fase de desenvolvimento, em partes da área sul do campo. Porém, no restante do campo, a falta de dados de pressão da Zona R1 não permitiu o cálculo do diferencial de pressão aproximado para os poços. Partindo da mesma pressão estática original, a defasagem chega a 120 kgf/cm² com três anos de produção, estabilizando-se entre 80 e 90 kgf/cm² a partir daí.

Sendo assim, a próxima etapa foi a verificação das razões pelas quais a pressão simulada era maior do que a observada. Dentre estas possibilidades, pode-se citar:

- Existência de comunicação com as camadas inferiores, pertencentes ao reservatório basal, sendo este de maior dimensão e conectado a aquiferos de borda e de fundo mais atuantes;
- Volumes dos aquiferos numérico (da malha de simulação) e/ou analítico do reservatório R1 maiores do que o real;
- Propriedades petrofísicas (principalmente permeabilidade absoluta) dos aqüíferos numérico e/ou analítico com valores acima dos reais;
- Geometria do aquifero analítico na malha de simulação;
- Falta da representação de barreiras ao fluxo (falhas e/ou heterogeneidades), que pudessem causar limitações na atuação dos aqüíferos.

Todas estas alternativas foram alvo da análise de sensibilidade, porém para a análise do modelo original a primeira hipótese teve prioridade. Entenda-se como modelo original citado a

partir daqui aquele do qual já foram excluídos multiplicadores de transmissibilidade e modificadores de volume (ver item "i" acima).

iv) Determinação do Grau de Isolamento do Reservatório R1

A etapa consistiu na verificação do modelo original pressupor ou não efetiva separação entre a Zona R1 e a inferior, visto que era necessário um modelo de reservatório isolado como condição fundamental para a análise de incerteza. Esta verificação foi decisiva na geração de modelos estruturais e estratigráficos alternativos.

Algumas características do reservatório foram fundamentais para a necessidade desta verificação, desde que indicavam potencial de comunicação entre as duas zonas no modelo existente. Dentre os fatores, pode-se listar:

- Espessura do folhelho entre as duas zonas (R1 e R2/3) pode apresentar valores reduzidos, de até 5 m, em áreas cujas espessuras da Zona R1 são superiores a 10 m;
- Presença de falhas cujo rejeito constatado é superior a 40 m;
- Utilização de malha de simulação do tipo corner-point, aliado a distorções de pequena escala geradas no processo de interpolação dos mapas de topo (na importação, pelo simulador de escoamento, dos mapas gerados pelo simulador estocástico de fácies);
- Existência de poço completado na Zona R1, em bloco isolado, porém com comportamento de pressão da Zona R2/3, indicando pertencer ao mesmo sistema hidráulico desta zona.

Estas premissas indicavam possibilidade de comunicação hidráulica entre as zonas. Vale recordar que o folhelho determinístico existente entre as duas zonas é representado por um multiplicador de transmissibilidade de valor zero na direção vertical, na base da camada 2.

Cabe aqui explanação sobre a importação dos mapas de topo pelo simulador de escoamento, que não foram objeto deste trabalho, porém apresentaram consequências importantes no trabalho. Na época da realização do estudo de reservatórios, não estavam disponíveis programas auxiliares ao simulador estocástico de fácies com vistas à exportação dos dados da malha geoestatística para o simulador de escoamento. Sendo assim, os dados foram exportados na forma de uma malha cartesiana regular variando primeiro na direção X, depois na direção Y, e finalmente na direção Z, sendo que a primeira camada correspondia à camada superior do reservatório. A exportação foi feita separadamente para cada uma das unidades simuladas em separado pelo simulador estocástico de fácies, ou seja, das zonas R1, R2, folhelho entre as zonas R2 e R3, além da Zona R3. Assim, obteve-se um arquivo de cada propriedade para cada uma destas unidades. A seguir, foi utilizada rotina em linguagem FORTRAN que separou cada arquivo das unidades em um arquivo diferente para cada um das camadas de simulação e formatou estes arquivos em formato inteligível para o pré-processador do simulador de escoamento. Foram importados então cada um destes mapas de propriedades pelo préprocessador, o qual se encarregou de fazer a interpolação e achar o valor correspondente da propriedade para cada um dos blocos da malha de simulação, já no formato da malha cornerpoint. O procedimento de interpolação realizou-se sem problemas, exceto no caso dos mapas de topo. Distorções de maior porte (por exemplo, nas zonas de falha) puderam ser corrigidas manualmente pelo pré-processador, que permite a mudança das propriedades de qualquer bloco da malha de simulação. Porém as distorções de menor porte, a princípio desprezíveis na escala do reservatório, são as que importam no caso do estudo em questão. Este fato explica a ocorrência de feições estruturais semelhantes a falhamentos, porém sem relação com o arcabouço estrutural mapeado. Por outro lado, mesmo fazendo-se uso dos programas para conversão da malha geoestatística para a malha de simulação definitiva, não existem garantias de que isto possa ser evitado.

O simulador de escoamento utilizado permite a verificação, em cada bloco da malha, de quais outros blocos da mesma ou de outras camadas encontram-se comunicados a ele. Esta foi a primeira ação, feita individualmente em todos os blocos das camadas 1 e 2, pertencentes ao reservatório R1. Foram constatadas então uma série de blocos das duas camadas comunicados com blocos de camadas inferiores, do reservatório R2/3.

Após a localização de possíveis pontos de comunicação, o arquivo de histórico de produção foi editado criando-se uma versão com produção exclusiva da zona superior (versão R1), com todos os poços completados nas zonas inferiores fechados. O objetivo era verificar eventual perturbação da pressão das zonas inferiores de acordo com a produção da zona superior.

Foi então constatado que ao final do histórico estudado houve uma depleção de até 5 kgf/cm² na camada 11 (mais profunda) e de 51 kgf/cm² na pressão no datum da camada 3, imediatamente inferior ao reservatório de interesse (Figura 4.11), ambas da Zona R2/3. Por sua vez, a depleção na camada 3 apresentava-se localizada predominantemente em três posições da malha, uma delas próxima ao contato óleo-água ao norte e duas a oeste do campo, no bloco baixo já fora dos limites da acumulação. Nos pontos de contato não existem poços perfurados. Na Zona R1 não houve alteração dos parâmetros, e a simulação teve conclusão normal.

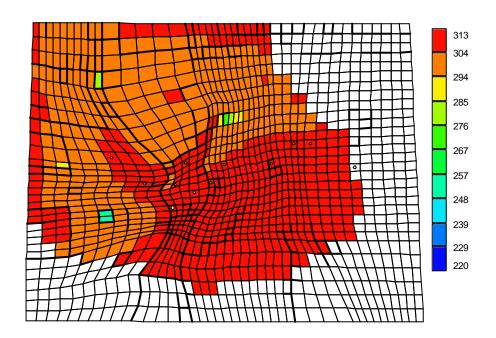


Figura 4.11: Depleção na Camada 3 (Zona R2/3) ao Final do Histórico (modelo original - produção exclusiva da Zona R1). Unidades em kgf/cm²

Para verificação do impacto da ausência de camadas da Zona R2/3 nos parâmetros de produção da Zona R1, foi construído um modelo de malha anulando-se a camada três (imediatamente inferior ao reservatório estudado), ainda utilizando-se o arquivo de histórico versão R1. Nesta rodada, também não foi observada alteração nos resultados do histórico da zona superior, e a simulação também teve conclusão normal. Um terceiro teste foi feito gerando-se uma malha na qual todas as camadas inferiores (Zona R2/3) estivessem anuladas, mantendo-se ativas apenas as duas primeiras camadas. O resultado foi de conclusão anormal da simulação em função de ser atingida pressão abaixo da pressão de saturação na primeira camada após nove anos em produção, lembrando que o histórico oficial é de onze anos. Os aqüíferos analítico e numérico duas camadas superiores não estavam sendo suficientes para a manutenção da pressão acima da pressão de saturação neste último modelo e, portanto, a Zona R2/3 era também responsável pela manutenção de pressão através dos pontos de contato antes verificados. Apesar da comunicação efetiva, em função da grande espessura da Zona R2/3 (principalmente a camada inferior), conjugado com a maior atuação do aqüífero deste último, a influência da depleção da Zona R1 nos reservatórios inferiores é desprezível.

v) Geração dos Arquivos para a Análise de Sensibilidade

Malhas Estrutural-Estratigráficas

Para efeito da avaliação de incerteza quanto à comunicação hidráulica com o reservatório inferior e do impacto desta possível comunicação no comportamento da Zona R1 foi necessária a criação de modelos completos de malhas que refletissem as possíveis situações estrutural-estratigráficas do reservatório.

O modelo original foi mantido para efeito dos estudos de sensibilidade, como uma das alternativas de comunicação com o reservatório inferior. Nesta hipótese admite-se a possibilidade da ocorrência de falhas sub-sísmicas, as quais a depender do rejeito destas falhas e da espessura do folhelho entre as zonas R1 e R2/3 ocorreria comunicação hidráulica entre as zonas.

O modelo de reservatório isolado foi editado a partir da malha original. Foram utilizadas as informações de posições de comunicação entre blocos da Zona R1 com a Zona R2/3 e das áreas com perturbação da pressão da camada 3 (topo da Zona R2/3) no tempo final da simulação sem produção da Zona R2/3. Na confecção do modelo isolado buscou-se o mínimo de alteração possível nas propriedades estimadas na Zona R1, com vistas a preservar ao máximo a interpretação original.

A maior parte dos pontos de contato foi isolada com edição dos mapas de topo das camadas, o suficiente para retirar as áreas de contato entre as zonas. Preferiu-se evitar o uso de multiplicadores de transmissibilidade. Apenas algumas áreas periféricas da camada 3 (topo da zona R2/3), em situações abaixo do contato óleo-água, necessitaram de reduções nos valores das permeabilidades para garantir o isolamento com a camada superior (Zona R1). Nestas áreas, porém, os valores de permeabilidades já eram originalmente estimados nas faixas mínimas da zona (até 180 mD).

A cada conjunto de alterações feitas, a malha editada era submetida a uma simulação com o arquivo de produção versão R1 (produção exclusiva da Zona R1), analisando-se então o impacto das alterações no mapa de pressão no datum da camada 3 ao término da simulação. Foram necessárias cerca de 30 versões para que fosse obtida malha com o mínimo de perturbação na pressão no datum da Zona R2/3. Nesta etapa a única função-objetivo analisada para efeito de validação do modelo era o comportamento da pressão no datum.

O modelo final apresentou depleção na camada 3 de menos de 0,5 kgf/cm², contra 51,0 kgf/cm² da versão original comunicada, lembrando que a pressão original do reservatório é da ordem de 313 kgf/cm². A depleção observada foi considerada desprezível, e o modelo foi validado para representar o caso de reservatório isolado, havendo atuação exclusiva dos aqüíferos numérico e analítico da Zona R1.

A partir das malhas original (comunicada) e isolada, foram concebidos modelos de malha com comunicação a noroeste. A idéia foi gerada a partir dos modelos teóricos de depósitos turbidíticos lobados, que em sua porção proximal podem se assemelhar aos depósitos amalgamados de maior espessura e energia podendo erodir o folhelho entre as duas zonas e efetivar a comunicação hidráulica. A amalgamação entre as sub-zonas da Zona R2/3 na direção da fonte dos sedimentos é constatada pelos poços disponíveis, e os mapas de isópacas das zonas e de isólitas de arenito de ambos os reservatórios mostram espessamento naquela direção (Figura 4.12). A comunicação entre as zonas R1 e R2/3 não é observada nos poços e os dados sísmicos não apresentam definição suficiente (além de se tratar de área limite do levantamento sísmico, com pior qualidade do dado). Porém, o modelo deposicional da calha turbidítica pressupõe a continuidade dos depósitos naquela direção, em extensão superior a 10 km. Assim, a mesma condição de comunicação observada dentro da Zona R2/3 poderia ocorrer entre as zonas R1 e R2/3. Como forma de embasar a interpretação do modelo de comunicação a noroeste, foram efetuadas simulações estocásticas condicionais da espessura do folhelho entre as zonas R1 e R2/3, condicionadas aos dados dos poços e sem uso da sísmica como deriva externa. O objetivo foi de avaliar a probabilidade de ausência do folhelho entre as duas zonas naquela área. As técnicas utilizadas foram as de bandas rotativas (turning bands) e gaussiana sequencial.

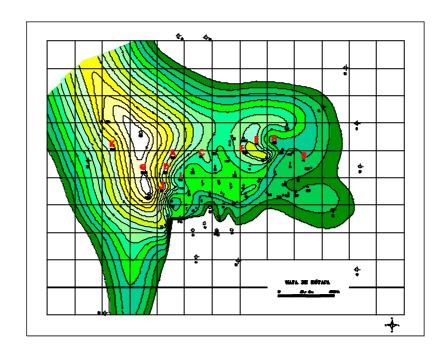


Figura 4.12: Mapa de Isópacas da Zona R1 (espessuras entre zero e 29,5 metros)

Na Figura 4.13 são mostrados o mapa-base e histograma de espessura de folhelho entre as zonas R1 e R2/3 nos poços. A dimensão do símbolo é proporcional a seu valor em metros.

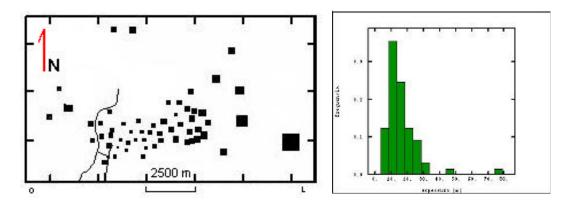


Figura 4.13: Mapa-base e Histograma de Espessura de Folhelho entre as Zonas R1 e R2/3

Os valores observados distribuem-se entre 3,5 m e 79 m. A leste da área, onde existe ausência de reservatório por *pinch-out*, as espessuras são tomadas pelo equivalente estratigráfico. Pode ser observada presença de deriva no comportamento da variável (variável não estacionária),

com aumento da espessura para leste, a partir da falha. Foi necessário, então, uso de modelagem não estacionária. Foram efetuadas 60 simulações para cada técnica. Em 19 e 22 imagens, respectivamente, de cada modelo, ficou evidenciada possibilidade da redução da espessura do folhelho, representando 30% de probabilidade de comunicação a noroeste. A Figura 4.14 apresenta resultados da simulação condicional pelo método das bandas rotativas. O mapa superior da figura é uma das imagens que indica a possibilidade de comunicação em função da espessura do folhelho tender a zero, enquanto o inferior representa a médias de todas as imagens que sugerem esta possibilidade.

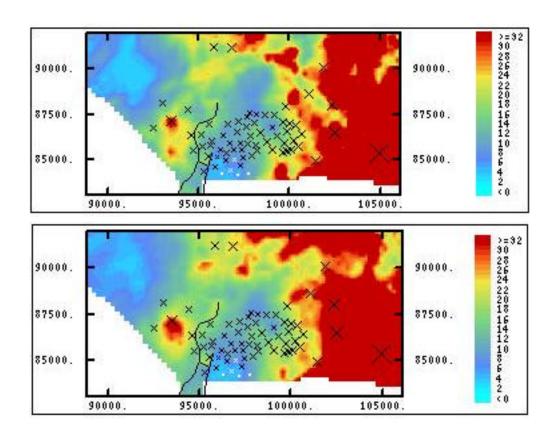


Figura 4.14: Simulações de Espessura de Folhelho pela Técnica das Bandas Rotativas (escala e eixos X (oeste-leste) e Y (sul-norte) em metros)

Para efetivar a comunicação entre as zonas R1 e R2/3 na malha de simulação de escoamento foi utilizada uma linha de comando específica para tal, disponível no simulador de escoamento. Esta alternativa possibilita a conexão entre camadas que normalmente não se

comunicariam nos modelos originais. Foi definido que a Camada 2 (base da Zona R1) estaria em contato com as Camadas 3 e 4 (Zona R2/3), em 15 blocos perfazendo área de um quilometro quadrado, na extremidade noroeste da malha.

Foram utilizados, portanto, quatro modelos de malha, todos relativos ao grau e localização de comunicação entre as zonas R1 e R2/3:

- Comunicada (original) (O);
- Isolada (I);
- Comunicadas a noroeste da área (NW);
- Comunicada original e a noroeste na área (ONW).

Este atributo foi considerado o principal na análise de incerteza. O modelo-base adotado foi o de reservatório isolado, em função do melhor ajuste de histórico para esta hipótese com os demais atributos de reservatório do caso-base.

Compressibilidade da Rocha

Mesmo se tratando de um reservatório com profundidade de 3.000 m, em função da fácies-reservatório com maiores valores de permeabilidade apresentar-se localmente friável em testemunhos da Zona R2/3 (apesar da pequena produção de areia reportada) e do aspecto lenticular (lobado) da geometria externa, a compressibilidade da rocha foi selecionada como atributo incerto. Os ensaios de compressibilidade versus pressão disponíveis são do campo vizinho, correspondente à seção distal da Zona R2/3.

Foram criados dois cenários (fora o caso-base), baseados nos dados dos ensaios disponíveis. O valor-base utilizado foi de $75x10^6$ (kgf/cm²)⁻¹ (C75), mantido sempre constante

para a Zona R2/3. Não foram definidas regiões de compressibilidades discretas. As duas alternativas concebidas para a Zona R1 foram: compressibilidade superior, de 90x10⁻⁶ (kgf/cm²)⁻¹ (C90) e inferior, de 60x10⁻⁶ (kgf/cm²)⁻¹ (C60).

Aqüífero Analítico

A primeira ação visou a alteração na posição estimada do aqüífero analítico nas camadas da Zona R1. Originalmente distribuídas ao longo dos limites norte e oeste da acumulação, a idéia foi concentrar a posição do aqüífero analítico na extremidade noroeste da área. Esta concepção baseia-se no fato da queda acentuada da pressão da Zona R1 no início da vida produtiva, o que daria indicação de maior distância entre um aqüífero alimentador e os poços produtores. Além disso, esta posição combinaria com o modelo deposicional, com tendência de aumento das isópacas da Zona R1 na direção noroeste (Figura 4.12).

Foram utilizadas quatro opções:

- Fetkovich 0 ou caso-base (F₀);
- Fetkovich 1 (volume reduzido em relação ao base) (F1);
- Fetkovich 2 (volume menor) (F₂);
- Carter-Tracy (C-T);
- Ausência de aqüífero analítico (SA).

Os valores de porosidade foram adotados das células onde, em cada modelo, o aqüífero analítico se distribuía, obtendo-se valores entre 15 e 16%. Quanto à permeabilidade, preferiu-se estipular variação entre 500 e 600 mD. A compressibilidade do aqüífero foi constante em todos os modelos $(55x10^6 \text{ (kgf/cm}^2)^{-1})$. As principais variáveis alteradas a fim de se obter variações no

volume poroso foram a espessura e número de células. O modelo Fetkovich-2 foi usado exclusivamente nos modelos de malha comunicada com a Zona R2/3 a noroeste (NW). Suas dimensões reduzidas se explicam pela hipótese de, neste modelo, a pressurização ser fornecida pela Zona R2/3 e seu aqüífero analítico, enquanto a opção de ausência de aqüífero analítico foi adotada apenas para a hipótese de malha comunicada original e a noroeste (ONW). A Tabela 4.3 mostra os valores de volume poroso de cada modelo de aqüífero analítico, para o aqüífero numérico, zona de óleo e estimativa para a calha deposicional, além de valores de influxo após a extrapolação de 10 anos. Apenas a simulação com modelo Fetkovich-2 resultou em conclusão anormal (pressão no poço B abaixo da pressão de saturação seis anos após o início da extrapolação).Em todas as simulações o único atributo alterado foi o aqüífero analítico, tendo-se mantido os outros atributos do modelo-base. Os valores considerados para a estimativa do volume poroso do turbidito da calha deposicional foram: extensão = 30 km; largura = 8 km; espessura = 180 m; porosidade = 16%.

Tabela 4.3: Volumes dos Aqüíferos Analíticos e da Malha Original

	Volume Poroso (x10 ⁶ m ³)	Influxo (inclui numérico) (x10 ⁶ m ³)
Fetkovitch-0 (base)	798,5	3,99
Fetkovich-1 (vol. Intermediário)	403,8	3,07
Fetkovich-2 (volume menor)	154,8	1,56
Carter-Tracy	76,1	4,74
Aqüífero Numérico	73	
Zona de Óleo	30	
Turbidito da Calha Deposicional (*)	7000	

^(*) inclui a Zona R2/3

Pressão Capilar

Foi adicionado um atributo incerto considerando dados de pressão capilar, visto que a concepção original somente considerava as forças gravitacionais. Os ensaios de pressão capilar foram tomados da Zona R2/3. A combinação destas curvas de pressão capilar com os dados de permeabilidade relativa levaram a uma redução do VOIS na ordem de 2,65% e aumento da saturação média de água medida pelo simulador em 0,64%, ressaltando-se o fato de que as

amostras são de outra zona e podem estar sub-representadas. A saturação de óleo inicial honrou as curvas de pressão capilar frente os dados de permeabilidade relativa óleo-água. O modelo básico (sem pressão capilar) manteve os mesmos valores de permeabilidade relativa.

Permeabilidade Absoluta

Foram criados cinco arquivos adicionais (além do arquivo-base) com variações na permeabilidade absoluta. Dois deles considerando redução da permeabilidade por eventos diagenéticos, e três considerando variados níveis de redução da permeabilidade no contato óleo-água em função da presença de tapete asfáltico. Para esta possibilidade foi admitida probabilidade baixa, pois o teor de asfaltenos (% em peso) das amostras de óleo do campo é baixo (entre um e 3% em peso). Por outro lado, alguns testemunhos da Zona R2/3 na zona de óleo próximo ao contato óleo-água apresentam coloração escurecida em relação a intervalos com óleo superiores.

Optou-se por redução linear de permeabilidade nas duas hipóteses de diagênese, pois o modelo já apresentava distribuição da propriedade advinda da modelagem estocástica.

Um estudo sobre a forma de representação de tapete asfáltico em um modelo de simulação foi efetuado por Tripathy (1988), onde são comparados os resultados da caracterização do tapete asfáltico como um fluido de alta viscosidade ou como uma rocha impermeável. Para o desenvolvimento do estudo em questão optou-se pela sua representação através da redução da permeabilidade absoluta da rocha na região do contato óleo-água.

Os níveis de atributo de permeabilidade absoluta, além do caso-base, foram:

• Redução da permeabilidade absoluta do aquifero da malha em 50% nas direções x e y (K_{xy});

- Redução da permeabilidade absoluta do aqüífero da malha em 50% nas direções x, y e z (K_{xyz});
- Presença de tapete asfáltico na região do contato óleo-água nas direções x e y com redução de 20% na permeabilidade em todas as direções (TAR₂₀);
- Presença de tapete asfáltico com redução de 50% na permeabilidade (TAR₅₀);
- Presença de tapete asfáltico com redução de 80% na permeabilidade (TAR₈₀).

Volume do Aqüífero da Malha

Foram criados dois níveis procurando refletir possível variação dos volumes do aqüífero da malha numérica. Os arquivos alternativos (fora o base) possuem os seguintes valores: 50% menor (0,5vol) e 50% maior (1,5vol). A Tabela 4.4 mostra os valores obtidos comparando-se com o caso base. Foi utilizado o artifício de modificadores de volume para a representação dos níveis alternativos.

Tabela 4.4: Volume das Hipóteses de Aqüífero da Malha (Numérico)

Malha	comunicada	isolada	vol. aqüífero 50% menor	vol. aqüífero 50% maior
Volume Poroso Total	103	103	82	120
Volume de Óleo (cond. reserv.)	27	27	24	26
Volume de Água (cond. reserv.)	76	76	58	94
Influxo de Água	0,24	3,99	4,26	3,75

(volumes x10⁶ m³)

Resumo da Seleção dos Atributos

A Tabela 4.5 fornece um resumo dos atributos selecionados. Devido à distribuição condicional entre algumas opções de aqüífero e de malha, o número total de simulações na fase de análise de sensibilidade é de 37, divididos da seguinte forma:

- Malhas I/O/ONW combinadas com aqüíferos F₀/F₁/C-T(incluindo o caso-base): 15;
- Malha ONW sem aqüífero: 11;
- Malha NW combinada com aquífero F₂: 11.

Tabela 4.5: Atributos Selecionados para a Análise de Sensibilidade

	Malha	Aq. Analítico	K Absoluta	Compr. Rocha	Vol. Aq. Malha	P. Capilar
BASE	1	Fo	K _{base}	C75	vol_base	sem_Pcap
	0	F ₁	K_{xy}	C90	0,5vol	Pcap
	ONIVA	C-T	K_{xyz}	C60	1,5vol	
	ONW	SA	TAR ₂₀			
	NW	F_2	TAR ₅₀			
•			TAR ₈₀			

Capítulo 5

Resultados

5.1 Processo de Ajuste de Histórico

O processo de ajuste de histórico representou um dos maiores desafios no decorrer do trabalho. Apesar de voltado para a Zona R1, em função da alteração de alguns parâmetros que afetavam o campo como um todo, e da criação de modelos alternativos, foi necessária também observação do impacto das mudanças na Zona R2/3, porém sem o mesmo nível de detalhe da Zona R1. Foi uma atividade dinâmica, na medida em que deveria ser buscada consistência nos modelos gerados e nas combinações de atributos. Era fundamental que, nos ajustes nas malhas isolada e comunicada, as propriedades da zona de óleo se mantivessem constantes, pois estes seriam considerados fixos na análise de incerteza. Apesar de terem sido feitas séries de tentativas de ajuste variando as principais propriedades, serão destacadas apenas as principais ações no sentido de buscar o ajuste para todas as malhas.

5.1.1 Resultados com a Malha Isolada

O retorno mais evidente da construção da malha isolada foi a obtenção de ajuste da pressão simulada com grande grau de precisão, tanto para o campo quanto para os poços. Porém, isto não impediu a necessidade de pequenos ajustes em outros parâmetros, como o BSW.

As Figuras 5.1a e b mostram a comparação entre o modelo original (comunicado), com o modelo de malha isolada, ao nível da Zona R1 e de um poço. É preciso ressaltar que, mesmo que a malha comunicada não tenha apresentado ajuste adequado com as demais propriedades do modelo-base, esta seria ainda combinada com os demais atributos incertos, e seria então avaliada a possibilidade desta permitir ajuste da pressão estática com as várias combinações.

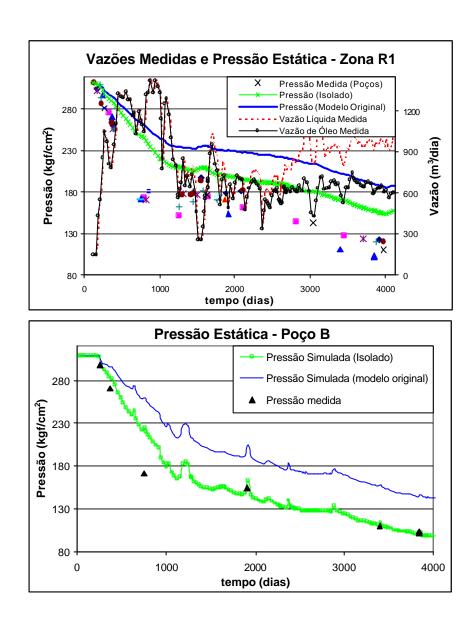


Figura 5.1a e b: Gráficos de Pressão Estática entre o Modelo Original e a Malha Isolada

Os poços localizados a leste (principalmente B e F) eram os que apresentavam maiores diferenças nas pressões simulada e observada. Além da confecção da malha isolada, foi também realizada tentativa de se limitar o reservatório a norte. Porém, este modelo alternativo causou piora sensível no ajuste de BSW dos poços E e F, sendo então descartado.

5.1.2 Pressão no Bloco Oeste

Após verificação inicial das respostas do modelo original com o modelo de malha isolada, procuraram-se eventuais desvios que já existissem no próprio modelo original. O que logo se ressaltou foi o comportamento de pressão simulado, que era sensivelmente diverso do observado (Figura 5.2). Apesar deste poço ter produzido durante curto período, um ajuste adequado da pressão era fundamental em função de fornecer subsídios para a futura completação do Poço K. Analisando os mapas de pressão, chegou-se à conclusão de que o problema dizia respeito a uma comunicação pouco efetiva entre o bloco dos poços A e D (central) e o bloco oeste (poços G e K). No detalhe do mapa estrutural, e em função de ser área com espessuras significativas deste reservatório, foi ampliada a comunicação entre os dois blocos, e o resultado pode ser observado na Figura 5.2. Este mesmo ajuste necessitou ser feito em todas as malhas geradas, retirando-se os multiplicadores de transmissibilidade do sistema de falhas que separa o poço do restante do reservatório. Segundo interpretação estrutural anterior à atualmente em uso, uma falha de direção leste-oeste e mergulho para sul era posicionada ao sudoeste do Poço G, criando um sub-bloco naquela área e limitando a atuação do aqüífero. Foi então editada uma opção de malha admitindo esta hipótese, através do uso de multiplicadores de transmissibilidade. O resultado foi uma redução adicional de cerca de 23 kgf/cm² na pressão simulada do Poço G. Porém optou-se por descartar este modelo alternativo, visando honrar a última interpretação estrutural. Foram também testadas reduções na permeabilidade absoluta nos blocos vizinhos ao poço, porém a redução da pressão simulada foi desprezível, e sendo assim preferiu-se também manter os valores originais. O ajuste obtido para este poço, apesar de apresentar sensível melhora, não chega a ser satisfatório. Entretanto, em função do pequeno tempo disponível e da baixa representatividade deste poço na produção da zona optou-se por não prosseguir na tentativa de obtenção de melhor ajuste.

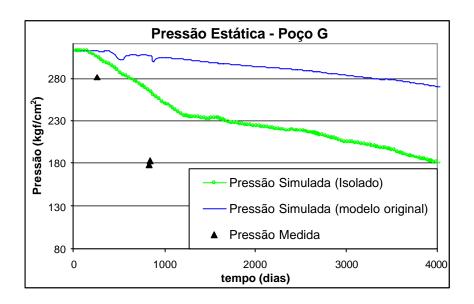


Figura 5.2: Comportamento de Pressão do Poço G nas malhas original (comunicada) e isolada

5.1.3 Ajustes de BSW nos Poços

Após as alterações para obtenção de ajuste da pressão do bloco oeste, foi verificada dificuldade em deter o aumento do BSW no Poço D, além de desajuste nos poços A e E em todos os modelos de malha. Optou-se então por tentar novas distribuições das duas curvas principais de permeabilidade relativa nas camadas 1 e 2, ao invés de recorrer a alterações nas próprias curvas. A Figura 5.3 apresenta a distribuição final da permeabilidade relativa para a camada 1 (direita), pela qual foi obtido ajuste em ambas as malhas. A escala representa as curvas disponíveis.

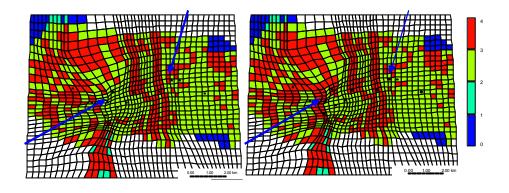


Figura 5.3: Distribuição Original e Final das Curvas de Permeabilidade Relativa

No mapa editado (direita) pode ser observada claramente que a modificação na área dos poços D, G e A (seta à esquerda) coincidiu com o contorno da falha entre os blocos, o que dá idéia do quanto seria útil para a compreensão do modelo o conhecimento das propriedades petrofísicas na área das falhas. Por outro lado, como foi necessária a alteração em duas fileiras de blocos (em área possivelmente maior que a influência da falha), fica sugestão da vantagem que seria advinda em se utilizar um refinamento local na definição desta propriedade relacionada à presença da falha. Porém esta alternativa não foi testada neste estudo.

O ajuste de BSW do Poço E no modelo original era obtido, decerto, devido à comunicação com a Zona R2/3 na malha comunicada em um ponto próximo. A Figura 5.4 mostra os ajustes de BSW para o Poço D. Neste exemplo, as duas simulações utilizaram malha isolada.

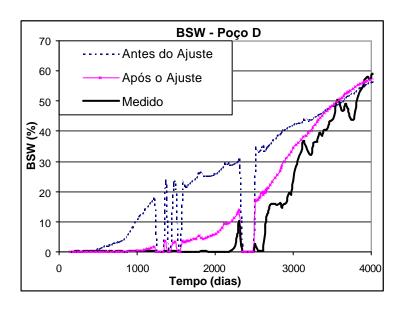


Figura 5.4: BSW do Poço D com a Malha Isolada

5.2 Análise de Sensibilidade

Pode-se observar que o comportamento nos poços refletiu bem a resposta da zona como um todo. Nos gráficos de pressão estática, os atributos mais importantes foram a comunicação com o reservatório R2/3 e a permeabilidade absoluta. Nos gráficos de produção de água, além

destes dois atributos, também a pressão capilar. Lembrar que o caso-base é do modelo isolado. Nas Figuras 5.5 a 5.9 são apresentados gráficos de análise dinâmica de sensibilidade para os parâmetros pressão estática e produção de água. A análise de sensibilidade para produção de óleo é mostrada na Figura 5.10, com um exemplo tomado da Zona R1. De acordo com as condições de contorno dos poços no simulador de escoamento, limitados pela vazão de óleo na fase de histórico de produção, não é observada variação nos atributos na fase de ajuste de histórico. A variação ocorre apenas na extrapolação, quando a condição de contorno é alterada para a vazão líquida. Porém como as análises de sensibilidade serão utilizadas prioritariamente para a etapa de seleção pelo ajuste de histórico, o parâmetro de produção de óleo foi desprezado nas análises.

Dentre os atributos de permeabilidade, optou-se por manter apenas um representando redução de permeabilidade (K_{xy}), o qual em muitas análises mostrou comportamento muito semelhante com o atributo K_{xyz} . Este fato pode estar relacionado com a pequena espessura da Zona R1, na qual a permeabilidade vertical teria menor influência. A partir desta escolha, como seria necessário manter ao menos um atributo de tapete asfáltico, optou-se pelo de redução de 50% na permeabilidade, pois o de redução de 80% aproximava-se das respostas da redução de permeabilidade (K_{xy}), enquanto o de redução de 20% apresentou respostas pouco inferiores ao de 50%, sendo também descartado.

Todos os outros atributos foram mantidos para a etapa seguinte de construção da árvore de derivação, lembrando da importância da manutenção dos atributos de baixa influência para efeito do ajuste de histórico.

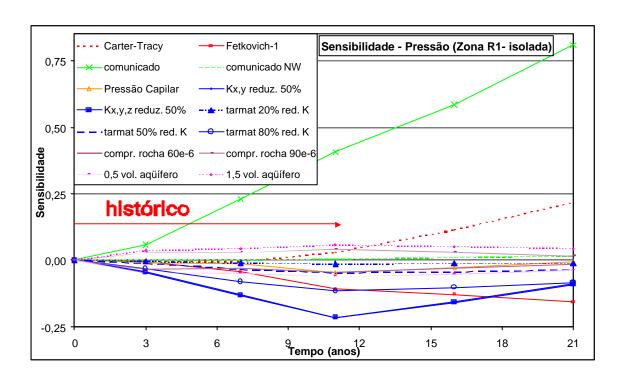


Figura 5.5: Análise de Sensibilidade da Pressão para a Zona R1

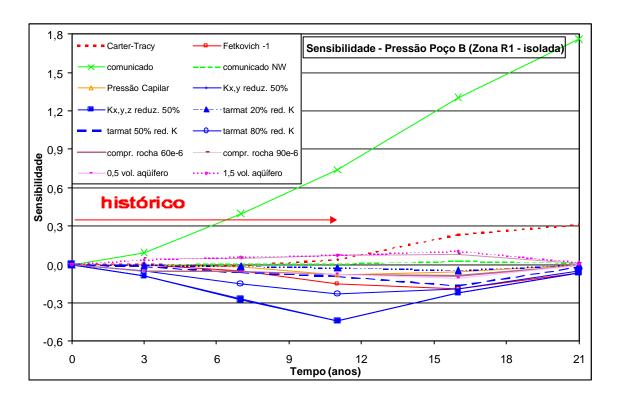


Figura 5.6: Análise de Sensibilidade da Pressão para o Poço B

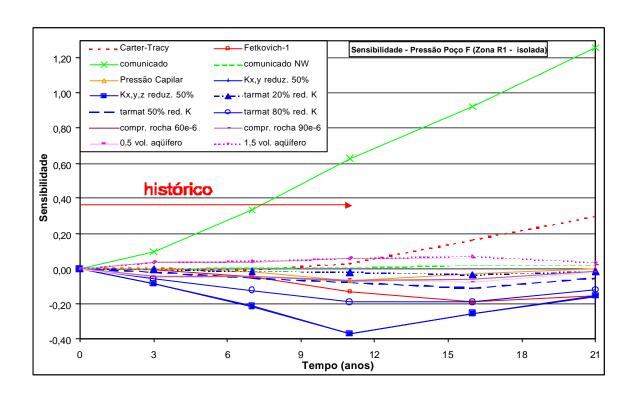


Figura 5.7: Análise de Sensibilidade da Pressão para o Poço F

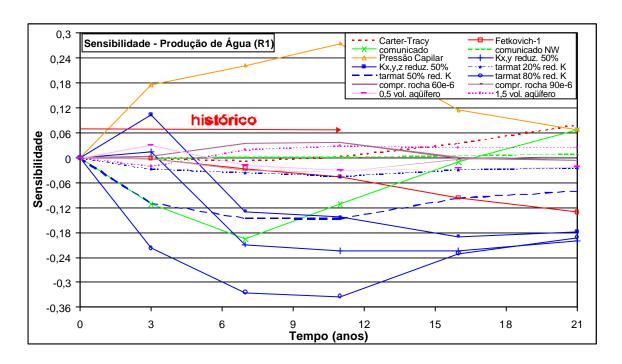


Figura 5.8: Análise de Sensibilidade da Produção de Água para a Zona R1 100

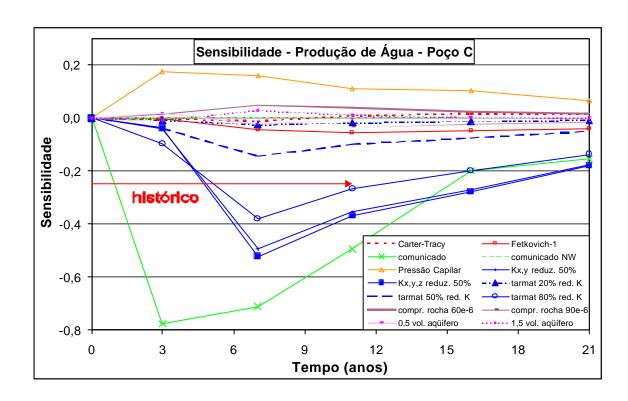


Figura 5.9: Análise de Sensibilidade da Produção de Água para o Poço C

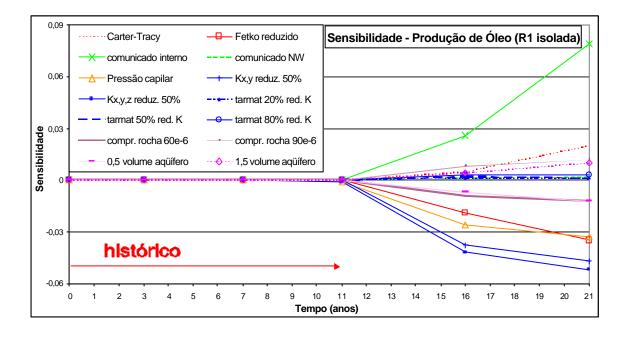


Figura 5.10: Análise de Sensibilidade para Produção de Óleo da Zona R1

5.3 Árvore de Derivação

Para a sequência da análise, foi feita a determinação das probabilidades dos atributos que fariam parte da árvore de derivação. A Tabela 5.1 mostra os atributos selecionados, enquanto as Tabelas 5.2 e 5.3 mostram a classificação dos atributos entre contínuos e discretos, e as probabilidades de ocorrência dos níveis criados.

Tabela 5.1: Atributos Selecionados para a Árvore de Derivação

	Malha	Aq. Analítico	K Absoluta	Compr. Rocha	Vol. Aq. Malha	P. Capilar
BASE	_	Fo	K _{base}	C75	vol_base	sem_Pcap
,	0	F ₁	K _{xy}	C90	0,5vol	Pcap
	ONIVA	C-T	TAR ₅₀	C60	1,5vol	,
	ONW	SA				-
	NW	F_2				

Tabela 5.2: Probabilidades dos Atributos Contínuos

atributos contínuos	níveis	probabilidades (%)
	base	60
Volume do Aqüífero da Malha	0,5	20
	1,5	20
	base (75)	50
Compressibilidade da Rocha	90	25
	60	25
	base (F ₀)	50
	F ₁	25
Aqüífero Analítico	C-T	25
	S A	COND (ONW)
	F_2	COND (NW)
	base	60
Permeabilidade Absoluta	K_{xy}	30
	TAR ₅₀	10

Tabela 5.3: Probabilidades dos Atributos Discretos

atributos discretos	níveis	probabilidades (%)
	base (isolada - I)	60
Malha	comunicada - O	10
Iviania	NW	15
	ONW	15
Pressão Capilar	base (sem Pcap)	70
i iessau Capilai	com Pcap	30

A Tabela 5.4 apresenta a distribuição das probabilidades entre as opções de comunicação da malha e opções de aqüífero analítico.

Tabela 5.4: Distribuição de Probabilidades entre Malhas e Modelos de Aqüífero

	F _O	F ₁	F ₂	C-T	SA
	60	20	0	20	0
0	60	20	0	20	0
ONW	55	15	0	15	15
NW	0	0	100	0	0

A seguir, a distribuição do número de simulações que foram realizadas nesta etapa, e para tanto devem ser descontadas as simulações já efetuadas na análise de sensibilidade em cada caso:

Malhas I/O/ONW: $[(3^5 \times 2^1) - 12] = 474$

Malha NW: $[(3^3 \times 2^1) - 8] = 46$

Malhas ONW: $[(3^3 \times 2^1) - 8] = 46$

Total: 566 simulações

Considerando as duas etapas (sensibilidade e árvore de derivação), o número total de simulações necessário perfaz o valor de 603. A construção da árvore seguiu a seguinte ordem: malha; permeabilidade absoluta; pressão capilar; volume do aqüífero da malha; aqüífero analítico e compressibilidade da rocha.

5.4 Seleção dos Modelos pelo Ajuste de Histórico

Tendo como função-objetivo inicial a pressão estática do reservatório, cada modelo simulado foi verificado de forma qualitativa em função do grau de ajuste com as curvas do modelo-base. De todos os modelos avaliados, 20 satisfizeram as condições para a seleção, após terem também a vazão líquida e de óleo avaliada e comparada para a zona e por poço e a pressão estática por poço, pois para determinados modelos com ajuste na pressão da zona poderia não ocorrer ajuste das vazões ou pressão por poço e por zona, por exemplo. Na apresentação dos gráficos de produção da Zona R1 foram adicionadas as simulações cujos modelos se constituíram nos limites superior (Pressão máxima - verde) e inferior (Pressão mínima - azul) do parâmetro de pressão estática, dentre todos os modelos simulados entre a análise de sensibilidade e a árvore de derivação. Os gráficos com as curvas dos modelos são apresentados nas Figuras 5.11 a 5.13. O modelo com pressão menor apresentou conclusão anormal antes do final da extrapolação, por ter sido atingida a pressão de saturação, pois com o modelo bifásico não havia condição para cálculo das equações considerando a fase gasosa. Além disto, este modelo já apresenta desajuste com os próprios dados observados no histórico (produção líquida e de óleo medidas) a partir de cerca de 3100 dias. O afastamento de maior magnitude observado nas curvas de vazão de óleo e líquida do modelo de menor pressão em relação aos modelos ajustados deve-se provavelmente ao fato de que os atributos de permeabilidade utilizados pressupõem piora nestas propriedades, o que combinado com modelo de malha isolado resulta em queda acentuada da pressão e reflexo nas vazões. As curvas do modelo de maior pressão destacam-se da faixa de ocorrência dos modelos ajustados apenas no gráfico de vazão líquida e no próprio gráfico de pressão. Na Figura 5.14 são apresentadas as curvas de produção acumulada de óleo a partir da extrapolação, da mesma forma incluindo os modelos com valores limites de pressão simulada.

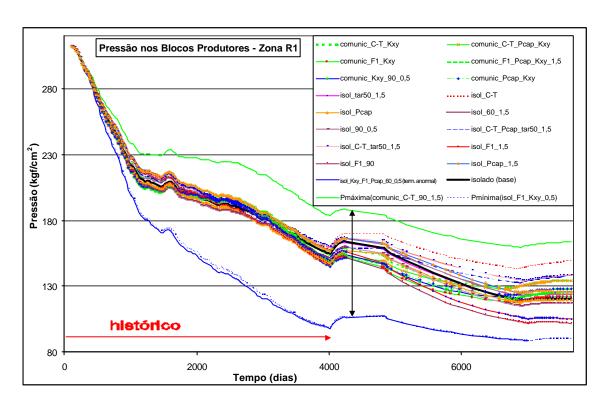


Figura 5.11: Gráfico de Pressão Estática nos Blocos Produtores da Zona R1

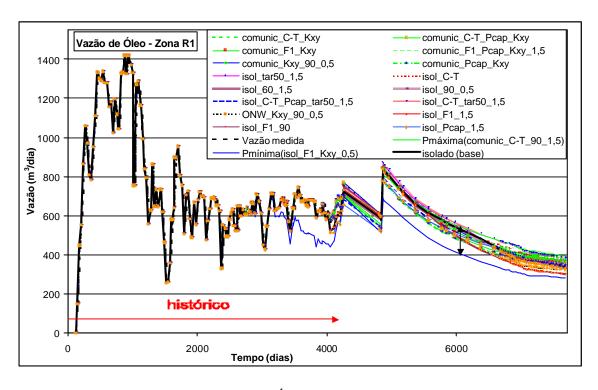


Figura 5.12: Vazão de Óleo no Histórico e na Previsão

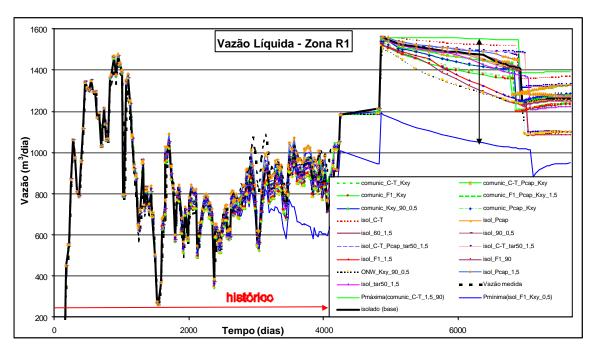


Figura 5.13: Vazão Líquida no Histórico e na Previsão

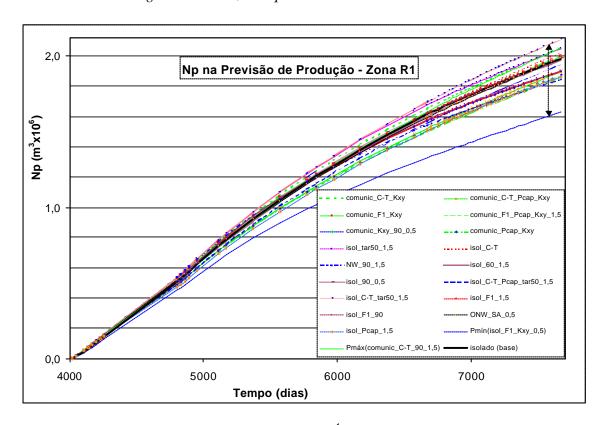


Figura 5.14: Produção Acumulada de Óleo na Previsão de Produção

Na Tabela 5.5 são listados os 20 modelos que obtiveram ajuste, além do caso-base, e apresentadas suas probabilidades de acordo com os valores pré-definidos nas Tabelas 5.2 e 5.3, valor obtido a partir da multiplicação das probabilidades dos atributos individuais. Estas probabilidades foram classificadas como geológicas e, como foi comentado no capítulo da metodologia, guardam estreita relação com o conhecimento da jazida por parte dos responsáveis pelo gerenciamento do campo. A probabilidade normalizada (segunda coluna) representa a situação onde somente o conjunto de modelos com ajuste seria factível, portanto, a soma dos valores de todos os modelos é igual a 100%. A terceira coluna apresenta os valores de probabilidade de cada modelo considerando todos os modelos gerados pela árvore de derivação, independente de apresentarem ou não ajuste com o histórico. Sendo assim, os modelos ajustados representam 10,74% de todas as combinações possíveis.

Tabela 5.5: Probabilidades Geológicas dos Modelos com Ajuste

	Probabilidade	geológica (%)
MODELO	original	normalizada
	(antes do aiuste)	(após o aiuste)
isolado (base)	3,78	35,10
isol_C-T	1,89	17,55
isol_F ₁ _90	0,95	8,77
isol 60 1,5	0,63	5,85
isol 90 0,5	0,63	5,85
isol_F₁_1,5	0,63	5,85
isol_Pcap_1,5	0,54	5,01
NW 90 1,5	0,32	2,92
ONW Kxy 60	0,24	2,19
isol_tar50_1,5	0,21	1,95
comunic C-T Kxv	0,16	1,46
comunic_F ₁ _Kxy	0,16	1,46
comunic Pcap Kxy	0,14	1,25
isol C-T tar50 1,5	0,11	0,97
ONW_SA_0,5	0,09	0,88
ONW_Kxy_90_0,5	0,08	0,73
comunic_C-T_Pcap_Kxy	0,07	0,63
comunic_Kxy_90_0,5	0,05	0,49
ONW_SA_60_0,5	0,05	0,44
isol C-T Pcap tar50 1,5	0,05	0,42
comunic_F ₁ _Pcap_Kxy_1,5	0,02	0,21
TOTAL	10,74	100

Uma das primeiras observações é que dos onze modelos que apresentam comunicação com o reservatório inferior, dez necessitam de combinação com atributo que reduza a permeabilidade do reservatório ou não possua aqüífero analítico. A única exceção é o modelo NW_90_1,5, que possui o menor aqüífero analítico. Esta constatação pode ser um subsídio importante no entendimento do modelo estático do reservatório, pois em todos estes modelos as duas principais variáveis são interdependentes e possuem baixas probabilidades de ocorrência. Ou seja, é um indício de pequena probabilidade de ocorrência da comunicação entre as zonas dentro do campo.

O ajuste do modelo isolado depende de um aqüífero competente, de grandes dimensões, porém distante da acumulação. Isto seria suficiente para explicar a queda inicial acentuada (efeito da distância) e a resposta posterior de manutenção da pressão (efeito das dimensões). Este aqüífero pode ser exclusivo da Zona R1, porém não pode ser descartada explicação pela comunicação com o reservatório inferior, com aqüífero de maior magnitude, a noroeste do campo. Não deve ser desprezada a hipótese de possível influência das falhas na conectividade, podendo também resultar no retardo da atuação do aqüífero, ainda que esta hipótese não tenha sido avaliada neste trabalho.

A pressão capilar tem papel importante no ajuste da produção de água, e influência restrita no ajuste de pressão, porém auxilia no ajuste de alguns modelos.

Como segunda alternativa para a atribuição das probabilidades de ocorrência dos modelos foi efetuada a análise do afastamento dos valores simulados com os dados observados no histórico de produção. Esta análise pode ser feita com qualquer parâmetro lido na produção (ex: pressão estática e vazões de fluidos). Também podem ser atribuídos pesos para os registros, levando em consideração critérios como a origem ou confiabilidade da informação, ou temporais privilegiando os registros mais próximos do final do histórico, os quais teriam maior importância para efeito da previsão de produção, lembrando que em alguns modelos simulados o ajuste pode ser melhor no início ou no final do histórico. Para cada poço que possua a leitura do parâmetro selecionado é calculado um valor que representa o afastamento do valor lido com o simulado. É

fundamental uma densidade adequada de registros para melhor qualidade dos resultados. Para efeito da tese o parâmetro selecionado para análise do afastamento foi a pressão estática registrada nos poços da Zona R1, desde que este foi o parâmetro de entrada para a seleção dos modelos. Não foram utilizados pesos considerando critérios de confiabilidade ou temporais. A Tabela 5.6 apresenta os resultados da qualidade do ajuste de acor do com o afastamento em forma de probabilidades. A terceira coluna mostra a classificação dos modelos segundo as probabilidades geológicas, para efeito de comparação.

Tabela 5.6: Probabilidades dos Modelos Segundo o Afastamento da Pressão Observada

	Probabilidades	Classificação
MODELO	segundo o	sogundo a
WODLEG	afastamento do	segundo a
	dado observado	probabilidade geológica
ONW_Kxy_90_0,5	6,959	16°
isolado (base)	6,955	1°
comunic_Kxy_90_0,5	6,925	18°
isol_C-T	6,583	2°
isol_90_0,5	6,488	5°
comunic_C-T_Kxy	6,447	12°
isol_C-T_tar50_1,5	6,076	14°
isol_60_1,5	5,966	6°
isol_tar50_1,5	5,707	10°
isol_Pcap_1,5	5,595	7°
comunic_F ₁ _Kxy	5,408	11°
isol_F ₁ _1,5	5,289	4°
isol_F ₁ _90	5,214	3°
comunic_F ₁ _Pcap_Kxy_1,5	4,990	21°
ONW_SA_60_0,5	3,944	19°
isol_C-T_Pcap_tar50_1,5	3,834	20°
comunic_Pcap_Kxy	2,557	13°
comunic_C-T_Pcap_Kxy	2,463	17°
ONW_Kxy_60	1,754	9°
NW_90_1,5	0,805	8°
ONW_SA_0,5	0,040	15°
	total = 100%	

Como terceira e última alternativa para a definição das probabilidades dos modelos foi sugerida a redistribuição das probabilidades, seguindo a construção da árvore de derivação. O ramo terminal de árvore de derivação apresentado na Figura 5.15 serve como ilustração. No ramo

em questão, caso o atributo K₁ seja o que possibilitou o ajuste, com os outros dois (K₂ e K₃) descartados, a propriedade K não seria considerada para a obtenção da probabilidade do modelo por multiplicação de cada atributo. Sendo assim, a probabilidade deste modelo seria ampliada em relação à probabilidade geológica. Apresenta como ponto negativo o menor compromisso com o ajuste de histórico, além de considerar apenas parcialmente o conhecimento geológico.

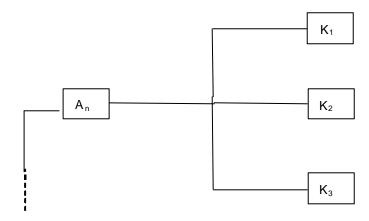


Figura 5.15: Exemplo de Ramo Terminal de Árvore de Derivação

A Tabela 5.7 mostra as probabilidades após a redistribuição supra citada.

Dentre as três opções colocadas, as que consideram a probabilidade geológica e o afastamento do observado aparentemente são as de maior fundamento e consistência teórica. Entretanto, o estudo não permite concluir precisamente a respeito da melhor técnica para distribuição das probabilidades dos modelos resultantes.

Tabela 5.7: Probabilidades dos Modelos após a Redistribuição

	Redistribuição	Classificação
MODELO	de	segundo a
MODELO	ue	probabilidade
	probabilidades	geológica
NW_90_1,5	26,564	8°
isol_Pcap_1,5	19,126	7°
isolado (base)	13,388	1°
isol_90_0,5	8,926	5°
isol_C-T	6,694	2°
isol_F ₁ _90	6,694	3°
isol_60_1,5	4,463	6°
ONW_Kxy_60	3,347	9°
isol_C-T_Pcap_tar50_1,5	3,188	20°
isol_F ₁ _1,5	2,231	4°
ONW_Kxy_90_0,5	1,116	16°
comunic_Kxy_90_0,5	0,744	18°
isol_tar50_1,5	0,744	10°
comunic_C-T_Kxy	0,558	12°
comunic_F ₁ _Kxy	0,558	11°
comunic_Pcap_Kxy	0,478	13°
isol_C-T_tar50_1,5	0,372	14°
comunic_F ₁ _Pcap_Kxy_1,5	0,319	21°
comunic_C-T_Pcap_Kxy	0,239	17°
ONW_SA_0,5	0,167	15°
ONW_SA_60_0,5	0,084	19°
	total = 100%	

A Tabela 5.8 coloca em evidência pares de modelos cujo ajuste independe da inclusão ou retirada de determinado atributo. Os atributos que podem apresentar este caráter são a pressão capilar, compressibilidade da rocha e aqüífero analítico. Porém como pode ser observado segundo o critério de distribuição das probabilidades pelo afastamento do observado (Tabela 5.6), entre alguns pares a diferença de probabilidade é significativa, enquanto que pelo critério geológico esta diferença é menor (Tabela 5.5).

Tabela 5.8: Pares de Modelos com Ajuste Independente de Determinado Atributo

Modelo	pressão capilar	compressibilidade	aqüífero analítico
comunic_F ₁ _Kxy			
comunic_C-T_Kxy			
comunic_C-T_Pcap_Kxy			
comunic_Pcap_Kxy			
isol_C-T_Pcap_tar50_1,5			
isol_C-T_tar50_1,5			
isolado (base)			
isol_C-T			
ONW_SA_0,5			
ONW_SA_60_0,5			

Tendo ainda como premissa a redução da incerteza na previsão, e também como forma de extrair subsídios dos resultados para melhor entendimento do modelo geológico, é ainda proposta neste trabalho uma seleção adicional dentro dos modelos ajustados. A seleção foi feita utilizando as probabilidades geológicas, e tem como base a hierarquia dos atributos na construção da árvore de derivação que, por conseguinte leva em consideração a influência na sensibilidade e no ajuste de histórico. Os critérios sugeridos são os seguintes:

- Consideração das propriedades fundamentais para o ajuste;
- Exclusão de modelos apresentando dois ou mais atributos com menor probabilidade;
- Definição de probabilidade mínima abaixo da qual o modelo deve ser excluído;
- Exclusão de modelos com relação de dependência entre dois atributos fundamentais, quando os dois atributos apresentem probabilidades inferiores.

Para o caso estudado, foram definidas como propriedades fundamentais a malha e a permeabilidade absoluta. A probabilidade mínima (de corte) foi definida em 1% já considerando a normalização dentro dos modelos ajustados. Seguindo estes critérios chegou-se a oito modelos

dentro dos vinte e um iniciais. Todos os modelos de comunicação foram descartados, principalmente pelo critério da relação de dependência entre dois atributos de menos probabilidade (no caso, malha comunicada e K_{xy} reduzida). Outros modelos foram descartados por suas probabilidades situarem-se abaixo de 1%. A alternativa para distribuição de probabilidades utilizada foi a geológica. A Tabela 5.9 mostra os modelos selecionados e suas probabilidades já normalizadas.

Tabela 5.9: Modelos da Seleção Complementar

Modelo	Probabilidade(%)
isolado (base)	40,84
isol_C-T	20,42
isol_F ₁ _90	10,21
isol 60 1,5	6,81
isol 90 0,5	6,81
isol_F ₁ _1,5	6,81
isol Pcap 1,5	5,83
isol Tar50 1,5	2,27

De posse destes modelos foi confeccionada uma curva de previsão de vazão líquida ponderada pelo valor da probabilidade de cada modelo, obtendo-se então um cenário mais provável para a propriedade estimada. O resultado é apresentado na Figura 5.16. Neste gráfico, observa-se a proximidade da curva do caso-base com a curva ponderada. Cabe ressaltar que esta proximidade entre o caso-base e a curva ponderada deve-se à particularidade dos dados, com elevada probabilidade para o caso-base, nada impedindo que em outras análises ou tomando-se outra alternativa de distribuição de probabilidades os resulta dos fossem diferentes.

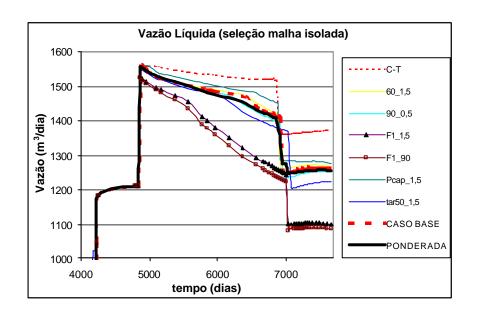


Figura 5.16: Curva de Previsão de Vazão Líquida Ponderada pelas Probabilidades Geológicas

5.5 Análise Econômica

A Tabela 5.10 apresenta as premissas consideradas na avaliação econômica.

Tabela 5.10: Premissas Econômicas Utilizadas

Preço do Óleo (US\$/m³)	113,2
Preço do Gás (US\$/m³)	0,08
Custo de Produção do Óleo (US\$/m3)	20,12
Custo de Produção/Injeção de Água (US\$/m³)	1,95
Taxa Mínima de Atratividade - TMA (ao ano)	13,0%
Alíquota de Royalty do Óleo	10,0%
Alíquota de Royalty do Gás	10,0%
Alíquota do Imposto de Renda	25,0%
Alíquota de Contribuição Social	8,0%
Alíquota de PIS/PASEP+COFINS	3,65%

A análise econômica abrangeu apenas o período da previsão de produção. As funçõesobjetivo analisadas foram o VPL e o custo operacional atualizado, enquanto os parâmetros físicos foram as produções de óleo e água. Nas Figuras 5.17 a 5.20 são apresentados os gráficos de VPL versus Np, Wp e custo operacional e de Wp versus custo operacional. É feita a comparação com os resultados da análise para os modelos extremos de pressão estática na previsão (modelos sem ajuste: Pmáx. e Pmín.), observando-se destaque significativo nos valores do modelo com pressão mais baixa. O intervalo entre os valores deste modelo e a concentração dos valores dos modelos ajustados representa a área de ocorrência de todos os modelos que foram descartados, fornecendo uma idéia da redução da incerteza obtida. Nos gráficos pode ser observada a concentração de modelos que utilizaram a pressão capilar entre os que apresentam menores VPL, provavelmente devido a maiores BSW de acordo com as combinações de curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa utilizadas, lembrando que a amostragem destes parâmetros é deficiente e, além disso, são dados originais da Zona R2/3.

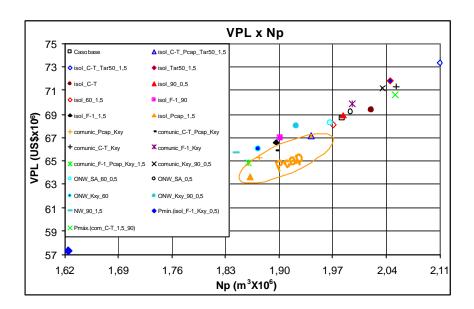


Figura 5.17: Gráfico de VPL versus Np

A relação entre VPL e Np é direta, ou seja, o VPL pode ser considerado como função do Np. Já no caso do VPL versus Wp não existe relação, significando que modelos com a mesma produção de água podem apresentar VPL diferentes e vice-e-versa, dependendo do BSW do modelo e de variações no fechamento de poços de acordo com as condições de contorno.

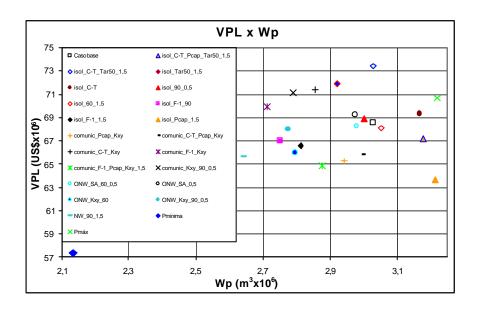


Figura 5.18: Gráfico de VPL versus Wp

Nos gráficos de VPL e Wp versus custo operacional também pode ser estabelecida uma relação direta. As receitas melhores advêm de modelos com vazões elevadas (maior custo de produção), mesmo que com maior produção de água e elevação nos custos operacionais.

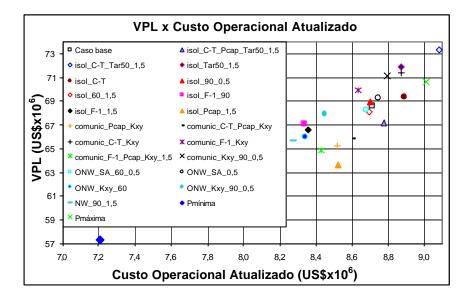


Figura 5.19: Gráfico de VPL versus Custo Operacional Atualizado

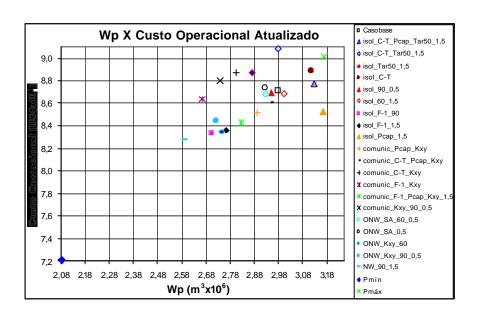


Figura 5.20: Gráfico de Wp versus Custo Operacional Atualizado

Os gráficos das Figuras 5.21 a 5.23 mostram o efeito da redução da incerteza na distribuição dos possíveis valores de Np, Wp e VPL propiciada pela utilização dos modelos ajustados.

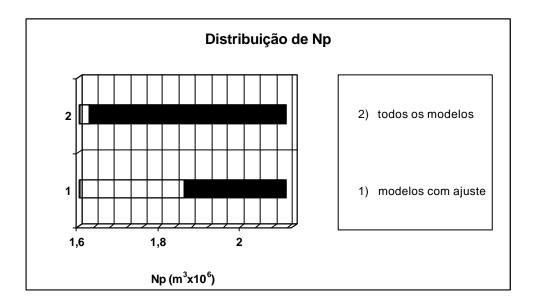


Figura 5.21: Redução na Incerteza nos Valores de Np

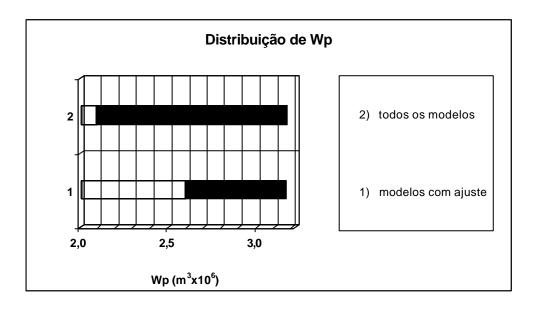


Figura 5.22: Redução na Incerteza nos Valores de Wp

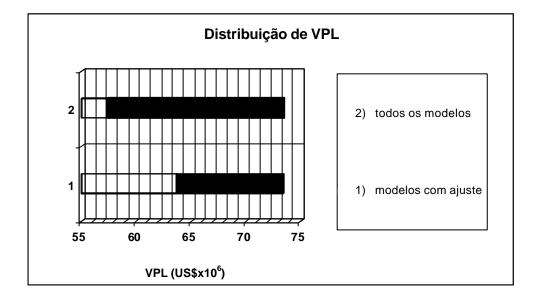


Figura 5.23: Redução na Incerteza nos Valores de VPL

Deve-se reforçar que a soma das probabilidades geológicas dos modelos ajustados representa apenas 10,74% do total existente. Além disto, o modelo de pressão mais baixa (Pmínima), sem ajuste, apresenta probabilidade geológica relativamente alta comparada com os

demais modelos ajustados, obtendo valor maior do que treze dos modelos ajustados (Tabela 5.11).

Tabela 5.11: Classificação da Probabilidade do Modelo de Pressão Mínima

Modelo	probabilidade geológica (%)
isolado (base)	3,78
isol_C-T	1,89
isol_F ₁ _90	0,945
isol_F ₁ _1,5	0,63
isol_90_0,5	0,63
isol_60_1,5	0,63
isol_Pcap_1,5	0,54
Pressão mínima (isol_F ₁ _Kxy_0,5)	0,315

Para a construção das curvas de risco e verificação dos percentis foram consideradas as três hipóteses de atribuição de probabilidades citadas anteriormente (geológica, afastamento e redistribuição). Os gráficos são mostrados nas Figuras 5.24 a 5.27. O percentil P_{10} refere-se à estimativa otimista enquanto P_{90} à pessimista.

Observar o peso da probabilidade geológica mais alta no caso-Base, imprimindo um patamar de pouca variação nas funções-objetivo entre P_{20} e P_{70} . Outro ponto a ser notado é a aproximação entre as curvas de probabilidade geológica com as curvas de afastamento do observado. Por sua vez, a opção de redistribuição de probabilidades aponta pouca variação nas funções-objetivo próximo a P_{90} , em função da maior probabilidade atribuída ao modelo $NW_{90}_{1,5}$ utilizando-se este método.

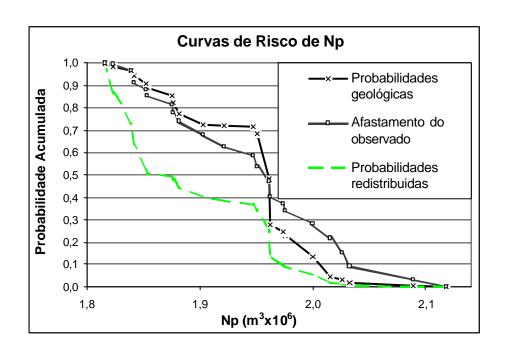


Figura 5.24: Curvas de Risco de Np

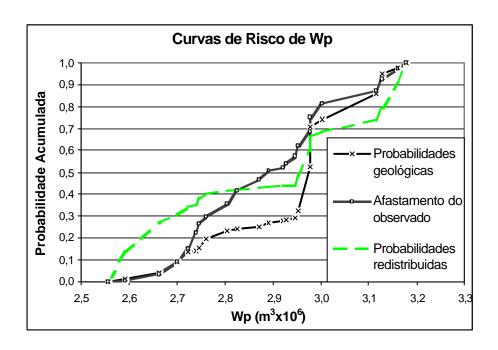


Figura 5.25: Curvas de Risco de Wp

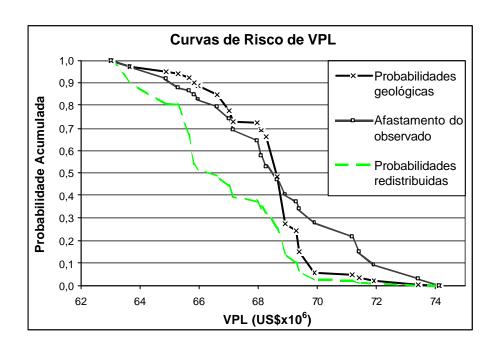


Figura 5.26: Curvas de Risco de VPL

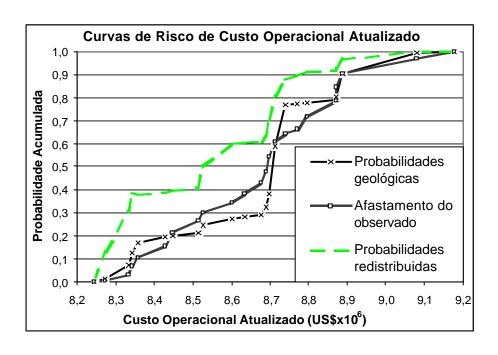


Figura 5.27: Curvas de Risco de Custo Operacional Atualizado

A Tabela 5.12 apresenta os valores das funções-objetivo para cada probabilidade (P₁₀, P₅₀ e P₉₀) considerando os valores máximo e mínimo entre as três hipóteses de atribuição de probabilidades. A não ser nas curvas de risco de Wp (P₅₀ e P₉₀), a hipótese de distribuição de probabilidades apresenta sempre os limites inferiores. De qualquer forma, as variações para todas as funções-objetivo são de pequena ordem.

Tabela 5.12: Faixas de Variação de P_{10} , P_{50} e P_{90} para as Curvas de Risco considerando os limites fornecidos pelas três hipóteses de atribuição de probabilidades

Np (m ³ x10 ⁶)	mínimo	máximo
P ₁₀	1,99	2,05
P ₅₀	1,88	1,98
P ₉₀	1,84	1,87
Wp (m ³ x10 ⁶)	<u> </u>	
P ₁₀	2,59	2,70
P ₅₀	2,89	2,97
P ₉₀	3,12	3,15
VPL (US\$x10 ⁶)		
P ₁₀	69,25	71,75
P ₅₀	66,23	68,38
P ₉₀	63,60	65,90
Custo Operacional (US\$x10 ⁶)		
P ₁₀	8,27	8,36
P ₅₀	8,50	8,71
P ₉₀	8,770	8,89

Utilizando o critério de seleção complementar, obteve-se a curva de risco de VPL mostrada na Figura 5.28, onde também são apresentados os valores dos percentis. Não houve alteração significativa em relação às probabilidades geológicas originais.

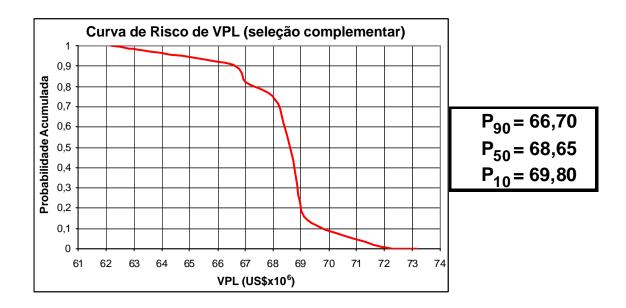


Figura 5.28: Curva de Risco e Percentis para os Modelos da Seleção Complementar

5.6 Considerações Finais

Pode-se observar pelos resultados que, mesmo sendo uma análise de incerteza de atributos relacionados ao aqüífero de uma acumulação de petróleo possuindo histórico de produção de onze anos, com informação geológica em dezenas de poços e de produção em seis deles, foi observada dispersão significativa nas funções-objetivo estudadas.

A redução da incerteza nos valores físicos e econômicos das previsões de produção foi alcançada, ainda que a dispersão das possíveis realizações pudesse ser ainda maior. Isto ocorre, principalmente, em função da natureza dos atributos utilizados e considerando que o horizonte de previsão foi de apenas dez anos. A incerteza inerente a estes atributos ocasionou dispersão preferencial na direção dos modelos com menores pressões, fato também relacionado aos atributos utilizados.

Outra questão a ser levantada é que os limites da incerteza para efeito de demonstração da redução obtida (Figura 5.21 a 5.23) foram obtidos dentre os modelos ajustados e os modelos de pressão máxima e mínima. O modelo de pressão mínima representou sempre o limite inferior dos

parâmetros analisados, porém o modelo de pressão máxima só coincidiu com o limite máximo no parâmetro vazão líquida (Figura 5.13). Portanto, é possível que alguns modelos que foram descartados por falta de ajuste de histórico pudessem apresentar valores ainda maiores de parâmetros como Np e VPL, por exemplo, aumentando ainda mais a incerteza relativa aos atributos selecionados, e assim sendo a redução de incerteza efetiva teria sido ainda maior.

Apesar dos resultados obtidos na previsão do comportamento de pressão não terem sido analisados sob o ponto de vista do impacto da sua incerteza nos índices econômicos (VPL ou custo operacional), uma melhor previsibilidade deste parâmetro é fundamental para a implantação e o dimensionamento de projetos de produção, inclusive em estágios avançados de explotação. Para parâmetros de produção desta natureza, fazem-se necessários estudos no sentido de mensurar o valor da informação inerente a investimentos para coleta de informações adicionais e conseqüente redução da incerteza.

Capítulo 6

Conclusões e recomendações

Foi desenvolvida metodologia de análise e redução de incerteza de campos maduros utilizando o histórico de produção como fator condicionante dos cenários de previsão de produção.

O caso aplicado refere-se a um campo de petróleo marítimo com onze anos de produção. O reservatório-alvo teve este período de histórico ajustado, com a criação de um modelo de simulação alternativo que reflete melhor a caracterização geológica.

6.1 Conclusões

As principais conclusões do estudo foram:

- As informações advindas dos modelos ajustados, ao lado das ferramentas de análise desenvolvidas permitiram o aprimoramento da caracterização e melhor entendimento do modelo estático do reservatório.
- O conhecimento prévio da caracterização e produção de campos maduros possibilita a redução significativa do espectro de possíveis realizações do processo de avaliação de incerteza, facilitando a análise dos resultados.

- Foi desenvolvido o conceito de análise dinâmica de sensibilidade, ao longo do período de produção, como subsídio para a construção de modelos visando o ajuste de histórico.
- Para a fase de ajuste de histórico, a análise de sensibilidade é feita em apenas uma etapa, não sendo necessário um processo de sensibilidade para cada tempo, como na avaliação em fase de delimitação ou piloto.
- A metodologia serve como ferramenta alternativa para integração de trabalhos de ajuste de histórico de produção com análises de incerteza.
- A utilização de atributos cujo impacto é pequeno na análise de sensibilidade, normalmente descartados em estudos de avaliação inicial ou em previsões de produção (onde se busca trabalhar com os atributos de maior impacto), é necessária para o ajuste de histórico dos modelos.
- Fenômenos que apresentem atuação retardada na vida produtiva de um reservatório podem não ser capturados na fase de delimitação e produção piloto, necessitando de uma abordagem considerando o período produtivo.
- Uma vez selecionados os modelos que tenham obtido ajuste adequado para os valores das vazões e pressões, os respectivos cenários selecionados possuem maior confiabilidade na fase de previsão da produção.
- A metodologia permite ampla flexibilidade no uso dos parâmetros incertos, mesmo que individualmente algum deles possa causar alteração significativa no ajuste de histórico. Também permite o uso de diversos cenários econômicos e de estratégias de explotação para a previsão de produção, avaliação física e econômica de projetos de recuperação secundária e terciária, perfuração de novos poços e recompletações.

- O uso da metodologia é especialmente recomendado para campos onde persista a incerteza em relação à caracterização de alguns atributos do reservatório, ou onde haja dificuldade na obtenção de ajuste de determinados parâmetros de produção no histórico disponível.
- A despeito do número de poços e volume de dados de produção disponíveis, fica evidente o grau de incerteza que ainda pode haver em campos maduros, e o impacto que as incertezas podem ter no gerenciamento dos reservatórios.
- De acordo com a continuidade da produção e a obtenção de mais dados, os responsáveis pelo gerenciamento do campo podem estar descartando, dos cenários selecionados, aqueles que não apresentam ajuste com os parâmetros observados (ex: desvios nos dados de pressão lidos e dos modelos).
- Os resultados servem de instrumento gerencial para decisão pela necessidade de obtenção de dados adicionais, ou aceitação do grau de incerteza como satisfatório para efeito dos projetos de explotação do campo, funcionando como critério para estudos de análise de valor da informação.
- É recomendada atenção quando da representação de reservatórios delgados nos modelos de simulação, principalmente quando próximos a outros pacotes de maior espessura e quando existe incerteza no grau de comunicação entre as camadas.
- Nos programas de avaliação de novas acumulações, deve ser dada importância para a coleta de dados de gradiente de pressão entre a zona de óleo e o aqüífero, além da obtenção de testemunhos abaixo do contato óleo-água.
- O esforço computacional necessário para a geração dos modelos é dependente do grau de incerteza existente e da complexidade dos modelos (número de atributos incertos e níveis considerados). Assim sendo, o tempo de processamento e a

necessidade ou não de máquinas mais potentes também depende dos mesmos fatores. Deve-se considerar que a etapa de ajuste ainda demanda tempo elevado, a depender do número de modelos gerados.

6.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

As principais recomendações do estudo são:

- Comparação dos resultados das metodologias de análise de risco e incerteza (já
 existente e a sugerida nesta tese) em três etapas distintas de uma jazida de
 petróleo, de acordo com a sua aplicação (descoberta, produção piloto e após a
 existência de histórico de produção).
- Avaliar a implementação de análises de incerteza por zona ou área/bloco do campo sem a necessidade da edição de arquivo de poços exclusivo para esta tarefa.
- Estudar a introdução de rotinas que permitam a continuidade do processo de paralelismo, no caso de uma das simulações ter sido interrompida devido à conclusão anormal.
- Avaliação do uso de outras técnicas de simulação de reservatórios (ex: linhas de fluxo) no sentido de buscar melhoria da performance da metodologia (menor esforço computacional).
- Comparação entre técnicas de análise de incerteza para campos com histórico de produção utilizando simuladores de escoamento e planejamento de experimentos, principalmente para casos onde o número de atributos e níveis incertos é elevado.

- Estudos buscando a definição da melhor opção para distribuição das probabilidades dos modelos ajustados, e as consequências dessa definição na previsão de produção com incertezas.
- Aprimoramento do conceito de afastamento do dado observado com a finalidade de atribuição das probabilidades para os modelos, considerando premissas temporais e de representatividade da informação.

Referências Bibliográficas

- Aitken, K.J., Allan, J.C., Brodie, A.D. and Holmes, J.D. Combined ESP / Auto Gas Lift Completions in High GOR / High Sand Wells on the Australian Northwest Shelf In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Brisbane, October, 2000.
- Al-Khalifa, A.J. & Odeh, A.S. Well Test Analysis in Oil Reservoirs with Gas Caps and/or Water Aquifers. In.: 64th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. San Antonio, October, 1989.
- Al-Mugheiry, M.A., Al-Barwany, A., Al-Abry, Y., Lozano, J., Al-Lawati, M. A Pragmatic Approach to Injection Management of a Large Water Flood in The Largest Oil Field in Oman. SPE Middle East Oil Show, Bahrain, SPE 68068, 17-20 March, 2001.
- Ballin, P.R., Aziz, K., Journel, A.G. Quantifying the Impact of Geological Uncertainty on Reservoir Performing Forecast. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana, SPE 25238, Feb., 1993.
- Ballin, P.R., Solano, R., Hird, K.B., Volz, R.F., New Reservoir Dynamic Connectivity Measurements for Efficient Well Placement Strategy Analysis Under Depletion. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, San Antonio, Texas, SPE 77375, Oct., 2002.
- Berteig, V., Halvorsen, K.B., Omre, H., Holf, A.K., Jorde, K., Steilaein, O.A. Prediction of Hydrocarbon Pore Volume with Uncertainties. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, Houston, Texas, SPE 18325, October, 1988.

- Bruhn, C.H.L Petroleum Geology of Rift and Passive Margin Turbidite Systems: Brazilian and Worldwide Examples. AAPG International Conference and Exhibition. Rio de Janeiro, November 1998.
- Campozana, F.P., Ballin, P.R. Incerteza na Produção de Petróleo Uma Proposta Simplificada. PETROBRAS, Documento Interno, 1998.
- Campozana, F.P. *Incorporating Dynamic Data into Geostatistics Reservoir Modeling*. Austin, EUA: The University of Texas, 1997, 281p., Tese (Doutorado).
- Carter, R.D. & Tracy, G.W. An Improved Method for Calculating Water Influx, Trans., AIME, Vol. 219, (1960), pp. 415-417.
- Correa, F.S. Caracterização de zonas de falhas: exemplo de afloramento na Bacia Sergipe-Alagoas. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002 146p. Dissertação (Mestrado).
- Cuisiat, F., Gutierrez, M., Lewis, R.W., Masters, I. Petroleum Reservoir Simulation Coupling Flow and Deformation. SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, SPE 50636, 20-22 October, 1998.
- Damsleth, E. Hage, A. e Volden, R. Maximum Information at Minimum Cost A North Sea Field Development Study using Experimental Design. Offshore Europe Conference, SPE 23139, Aberdeen, 1991.
- Dejean, J.P. Managing Uncertainty on Production Predictions Using Integrated Statistics. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, Houston, SPE 56696, October, 1999.

- Dixit, A.K. Choosing Among Alternative Discrete Investment Projects Under Uncertainty. Economic Letters, vol.41, 1993, p. 265-288.
- Eicks, T.D. Wattenbarger, R.A., Startzman, R.A. Analysis of the Effect of Pressure Data Frequency and Accuracy on the Calculation of Aquifer Influence Functions. In: 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston, October, 1988.
- Faidi, S.A., Ponting, D.K., Eagling, T.L. Experimental Design in Interactive Reservoir Simulation. Petroleum Computer Conference, Dallas, Texas, SPE 36005, 2-5 June, 1996.
- Fatt, I. Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks, JPT, March, 1958.
- Fetkovich, M.J. A Simplified Approach to Water Influx Calculations Finite Aquifer Systems, *JPT*, p. 814-828, July 1971.
- Fisher, Q.J., Harris, S.D., McAllister, E., Knipe, R.J., Bolton, A.J. Hydrocarbon flow across faults by capillary leakage revisited. Marine and Petroleum Geology, 18 (2001), p. 251-257.
- Fredrich, J.T., Arguello, J.G., Deitrick, G.L., de Rouffignac, E.P. Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field. SPE/ISRM Eurock, SPE 47284, Trondheim, Norway, 8-10 July 1998.
- Gajdica, R.J., Wattenbarger, R.A., Startzman, R.A. A New Method of Matching Aquifer Performance and Determining Original Gas in Place. SPE 16935, 1988 SPERE.
- Geertsma, J. The Effect of Fluid Pressure Decline Oil Volumetric Changes of Porous Rocks, Trans. *AIME*, vol 210, 1957.

- Gotway, C.A., Rutherford, B.M. Stochastic Simulation for Imaging Spatial Uncertainty: Comparison and Evaluation of Available Algorithms. In: Geoestatiscal Simulations, 1-21, Kluver Academic Publishers, Netherlands, 1994.
- Haldorsen, H.H., Damsleth, E. Challenges in Reservoir Characterization. AAPG Bulletin, v.77, n.4, p.541-551, 1993.
- Hanssensvei, O. Norwegian Petrole um Directorate Annual Report (1997)
- Hastings, J.J., Muggeridge, A.H. e Blunt, M.J. A New Streamline Method for Evaluating Uncertainty in Small-Scale, Two-Phase Flow Properties. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, SPE 66349, 11-14 February, 2001.
- Havlena, D. & Odeh, A.S. The Material Balance as an Equation of a Straight Line. U. of Oklahoma-SPE Production Research Symposium, Norman, Okla., SPE 559, April 29-30, 1963., JPT, 1963.
- Jensen, T.B. Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production Licence. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, New Orleans, SPE 49091, September, 1998.
- Johann, P., Fournier, F. 3-D Stochastic Reservoir Modeling Constrained by Well and Seimic Data on a Turbidite Field. Annual Technical Conference and Exhibitions, Denver, EUA, SPE 36501, October, 1996.
- Johnson, J.P., Rhett, D.W, Siemers, W.T. Rock Mechanics of the Ekofisk Reservoir in the Evaluation of Subsidence. JPT, 1989.
- Journel, A.G. *Fundamentals in Geoestatistics in Five Lessons*. In: Short Course in Geology, Vol. 8, American Geophysical Union, Washington D.C., 1989.

- Labaume, P. & Moretti, I. Diagenesis-dependence of cataclastic thrust fault zone sealing in sandstones. Example from the bolivian Sub-Andean Zone. *Journal of Structural Geology*, 23(11): 1659-1675, November 2001.
- Lia, O., Omre, H., Thelmeland, H., Holden, L., Egeland, T. Uncertainty in reservoir production forecasts. In: AAPG Bulletin Vol. 81, No. 5, 1997.
- Loschiavo, R. Estimativa de Incertezas na Previsão de Comportamento de Reservatórios.

 Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1999. 86 p. Dissertação (Mestrado).
- Lowe, D.R. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. J. Sedim. Petrol., 1982, v. 52, 279-297
- Machado, A.A.V., *Paralelização de Análise de Sensibilidade para Ajuste de Histórico de Produção*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1997. 90p. Dissertação (Mestrado).
- Manceau, E., Mezghani, M., Zabalza-Mezghani, I e Roggero, F. Combination of Experimental Design and Joint Modeling Methods for Quantifying the Risk Associated Whit Deterministic and Stochastic Uncertainties An Integrated Test Study. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sep-October, 2001.
- Manzocchi, T., Walsh, J.J., Nell, P. e Yielding, G. Fault transmissibility multipliers flow simulation models. *Petroleum Geoscience*, V. 5, p53-63. 1999.
- Macleod, G., Petch, S., Larter, S.R., Aplin, A.C. Improved analysis of petroleum fluid inclusions: applications to reservoir studies. 207th American Chemical Society National Meeting Abstracts, 1994, #132.

- Moore, L.V. Significance, Classification of Asphaltic Material in Petroleum Exploration, *Oil and Gas Journal*, Oct, 1984 109-120.
- Moraes, M. A. S. Multiscale diagenetic heterogeneity and its influence on reservoir properties of fluvial, deltaic and turbiditic sandstone reservoirs, Potiguar and Recôncavo rift basins, Brazil. University of Wyoming, Tese (Doutorado), 1991.
- Mudford, B. Exploration Economics of Multiple Prospects: A comparison With Single Zone Approximations. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, San Antonio, Texas, SPE 77420, September 2002.
- Needham, D.T., Yielding, G. e Freeman, B. Analysis of fault geometry and displacement patterns. In: P.G. Buchanan and D.A. Nieuwland, eds., Modern developments in structural interpretation, validation and modeling: Geological Society Special Publication, 99, p. 189-199, 1996.
- Newendorp, P. D. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1975.
- Nishikiori, N. & Hayashida, Y. Investigation of Fluid Conductive Faults and Modeling of Complex Water Influx in the Khafji Oil Field, Arabian Gulf. SPEREE, SPE 66223, October 2000.
- Olarewaju, J.S. Automated Analysis of Gas Reservoirs With Edgewater and Bottomwater Drives. In: SPE Gas Technology Symposium, Dallas, SPE 19067, June 1989.
- Osman, M., An Approach to Predict Tarmat Breackdown in Minagish, SPE 11492, Nov, 1985.

- Ostermeier, R.M. Compaction Effects on Porosity and Permeability: Deepwater Gulf of Mexico Turbidite. *Journal of Petroleum Technology*, February 2001.
- Øvreberg, O., Damsleth, E., Haldorsen, H.H Putting Error-Bars on Reservoir Engineering Forecast. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana SPE 20512, September 1990.
- Plischke, B. Finite element analysis of compaction and subsidence Experience gained from several chalk fields In: SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference held in Delft, The Netherlands, 29-31 August 1994.
- Rose, P.R., Dealing with risk and uncertainty in exploration: How can we improve?: AAPG Bulletin, 1987, v.77, no. 3, p. 485-490.
- Rose, P.R., Chance of success and its use in petroleum exploration, *in* R. Steinmetz, ed., The business of petroleum exploration: AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, 1992, p. 71-86.
- Saleh, S.T. An improved model for the development and analysis of partial-water drive oil reservoirs. International Technical Meeting; Society of Petroleum Engineers, Calgary, June, 1990.
- Salomão, M.C. and Grell, A.P., Uncertainty in Production Profiles on the Basis of Geostatistic Characterization and Flow Simulation. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, SPE 69477, March, 2001.
- Shuck, L.Z. & Komar, C.A The Dynamic Pressure Response of a Petroleum Reservoir: A Field Case Study. 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, Nevada, SPE 8349, September 23-26, 1979.

- Sills, S.R. Improved Material Balance Regression Analysis for Water Drive Oil and Gas Reservoirs. In: SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September, 1994.
- Steagall, D.E., Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2000. 89 p. Dissertação (Mestrado).
- Stone, T., Bowen, G., Papanastasiou, P. Fuller, J. Fully Coupled Geomechanics in a Commercial Reservoir Simulator SPE European Petroleum Conference, Paris, October 2000.
- Sulak, R.M., Thomas, L.K., Boade, R.R.: Author's Reply to Discussion of 3D Reservoir Simulation of Ekofisk Compaction Drive. *JPT*, p. 371, June 1992.
- Teew, D Prediction of Formation Compaction from Laboratory Compressibility Data, *SPE Journal*, September 1971.
- Tripathy,B. Analysis and Evaluation of Alternative Concepts in Modeling Tarmats to Conform to Laboratory Investigations and Field Conditions, SPE 15689, Nov, 1988.
- Twichell, D.C., Schwab, W.C., Nelson, C.H., Kenyon, N.H. e Lee, H.J. Characteristics of a sandy depositional lobe on outer Mississipi fan from seamark IA sidescan sonar images, Geology, 1992, V.20, p. 689-692.
- van Everdingen, A.F. & Hurst, W. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. Trans. AIME, 186: 305-324, 1949.
- Vavra, C.L; Kaldi, J. G; Sneider, R. M, Geological Applications of capillary pressure: a review. *AAPG Bulletin*, v.76, n.6, p.840-850, 1992.

- Veeken, C.A.M., Chin, H.-V., Ross, R.W. e Newell, M.D. Monitoring and Control of Water Influx in Strong Aquifer Drive Gas Fields Offshore Sarawak In: SPE Asia Pacific Oil AND Gas Conference and Exhibition. Brisbane, October, 2000.
- Walsh, M.P. Effect of Pressure Uncertainty on Material-Balance Plots. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, October, 1999.
- Wang,B., Hwan, R.R. Influence of Reservoir Drive Mechanism on Uncertainties of Material Balance Calculations. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, SPE 38918, October, 1997.
- Watts, N.L., Theoretical aspects of caprock an fault seals for single- and two-phases hydrocarbon columns, *Marine and Petroleum Geology*, v. 4, p. 274-307, 1987.
- Webster, M.A., Brew, J. e Grimison, AG. Hydrodynamics in the Queensland Sector of the Cooper/Eromanga Basins: Identifying Non-Conventional Exploration Plays Using Water Pressure and Chemistry Data. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, SPE 64281, 16-18 October, 2000.
- White, C.D., Willis, B.J., Narayanan, K. e Dutton, S.P. Identifying and Estimating Significant Geologic Parameters With Experimental Design. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, October, 2000.
- Wilhelms, A. & Larter, S.R. Overview of the Geochemistry of some Tar-Mats from the North Sea and USA: Implications for Tar-Mat Origin. In: Cubitt, J.M.: "The Geochemistry of Reservoirs", The Geological Society London, 1995, p. 87-102.

- Wilson D.M & Stanton, P.T. 1994. Diagenetic mechanisms of porosity and permeability reduction and enhancement. In: Reservoir quality assessment and prediction in clastic rocks, Tulsa, SEPM. 432p. 1994.
- Yielding, G., Freeman, B. e Needham, D.T. Quantitative fault seal prediction. Americam Association of Petroleum Geologists Bulletin, 81, p. 897-917, 1997.
- Zhang, D. Tchelepi, H. Stochastic Analysis of Immiscible Two-Phase Flow in Heterogeneous Media. *SPEJ*, SPE 59250, December, 1999.

Anexo I – Gráficos e Figuras

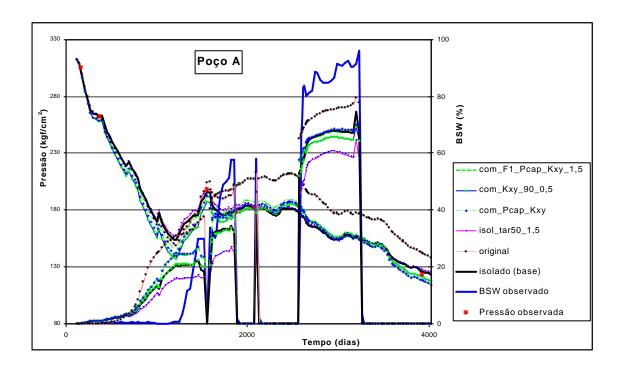


Figura A.1: Gráfico de Pressão e BSW do Poço A no Histórico

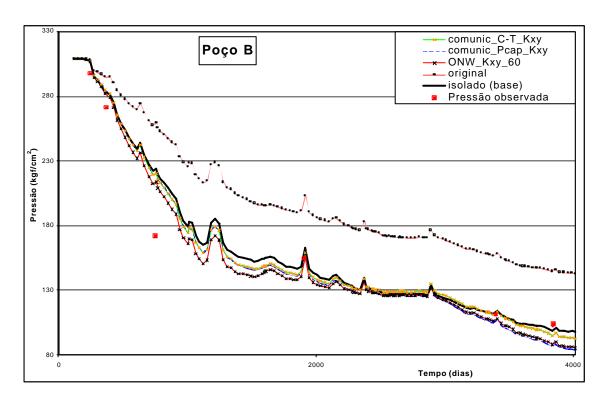


Figura A.2: Gráfico de Pressão do Poço B no Histórico (obs: BSW abaixo de 1%)

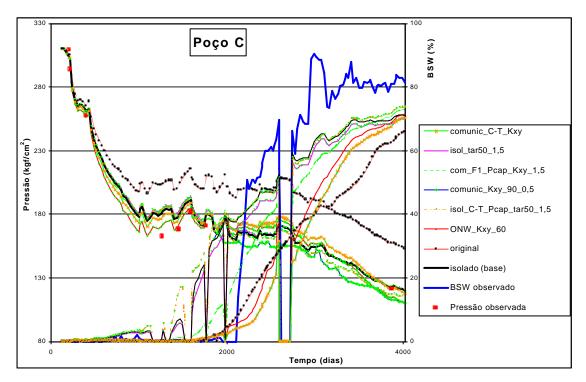


Figura A.3: Gráfico de Pressão e BSW do Poço C no Histórico

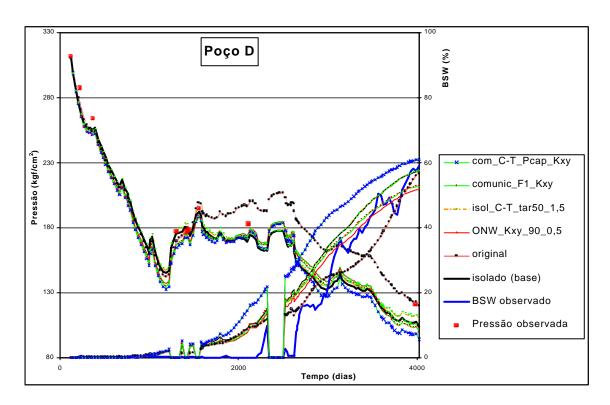


Figura A.4: Gráfico de Pressão e BSW do Poço D no Histórico

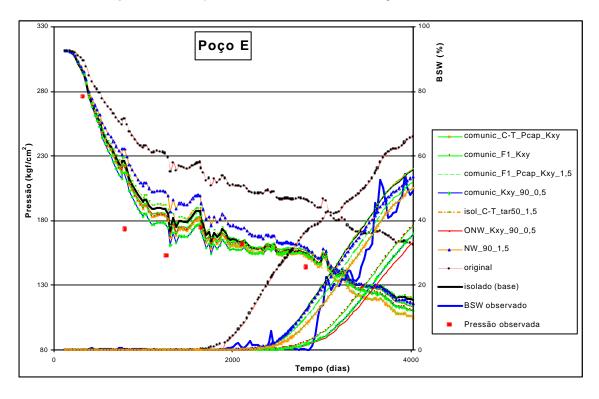


Figura A.5: Gráfico de Pressão e BSW do Poço E no Histórico

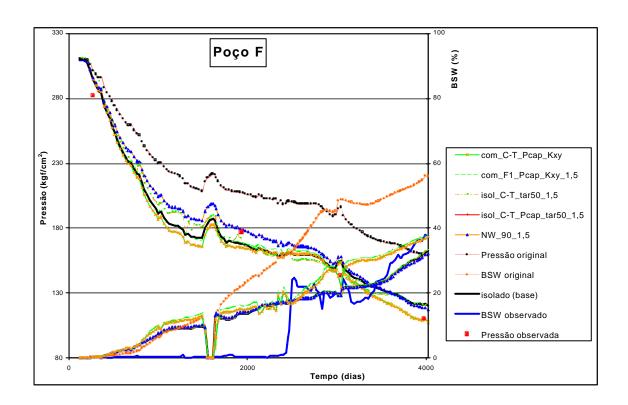


Figura A.6: Gráfico de Pressão e BSW do Poço F no Histórico

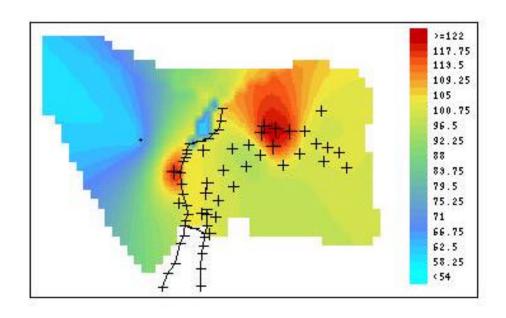


Figura A.7: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 – 3 anos (escala em kgf/cm²)

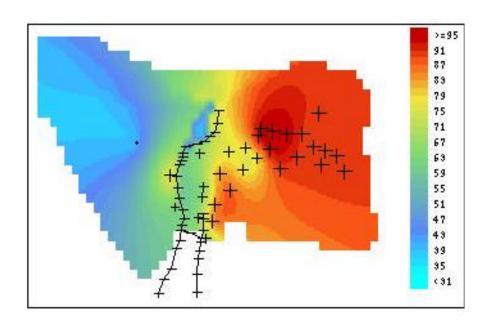


Figura A.8: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 – 4 anos (escala em kgf/cm²)

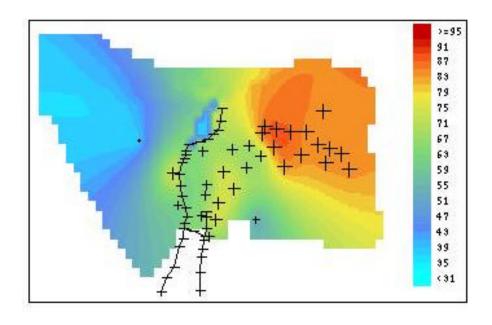


Figura A.9: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 - 5 anos (escala em kgf/cm²)

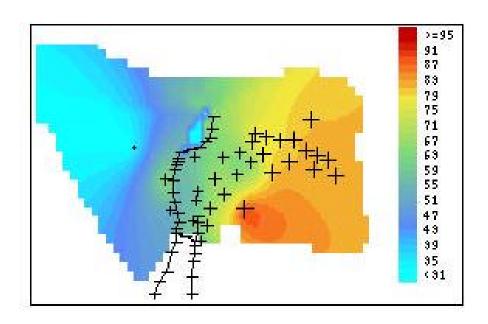


Figura A.10: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 - 6 anos (escala em kgf/cm^2)

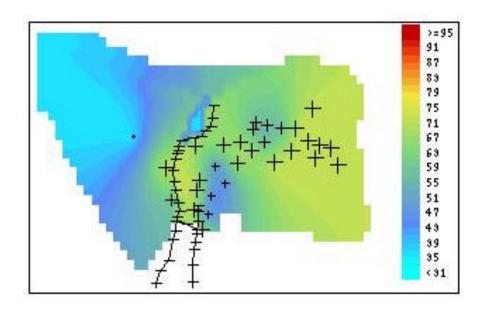


Figura A.11: Mapa de Diferencial de Pressão entre as Zonas R1 e R2/3 - 11 anos (escala em kgf/cm^2)

Simulações Estocásticas da Espessura de Folhelho entre as Zonas R1 e R2/3 Sugerindo Espessura Nula a Noroeste (escala e eixos X (oeste-leste) e Y (sul-norte) em metros)

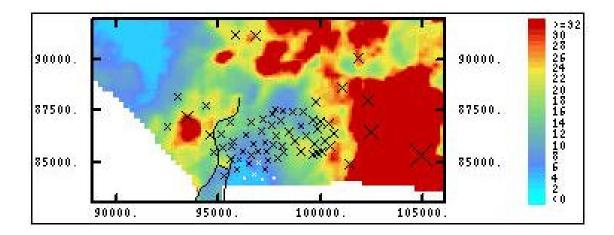


Figura A. 12: Simulação Obtida pelo Método das Bandas Rotativas

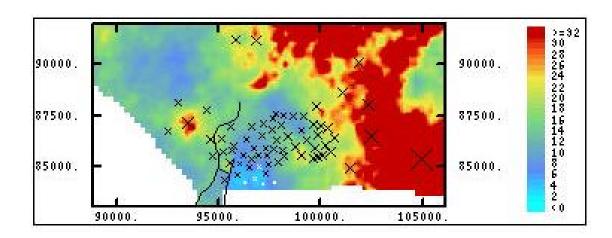


Figura A. 13: Média das Simulações que Indicam Redução de Espessura Obtidas pela Simulação Gaussiana Seqüencial

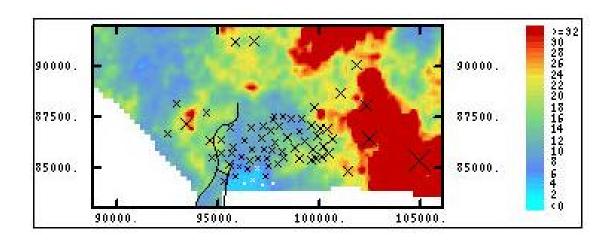


Figura A.14: Exemplo de Resultado Obtido pela Simulação Gaussiana Seqüencial

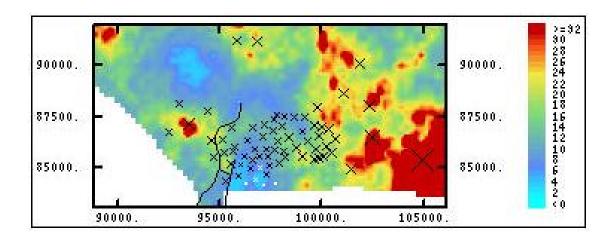


Figura A.15: Exemplo de Resultado Obtido pela Simulação Gaussiana Seqüencial