

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

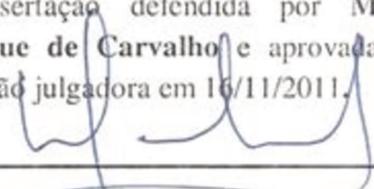
MARCOS HENRIQUE DE CARVALHO

**Simulação do impacto da disponibilidade de
sistemas no retorno econômico e produção de
petróleo**

CAMPINAS

2011

Este exemplar corresponde à redação final
da dissertação defendida por **Marcos
Henrique de Carvalho** e aprovada pela
Comissão julgadora em 16/11/2011.


Orientador

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Simulação do impacto da disponibilidade de sistemas no retorno econômico e produção de petróleo

Autor: **Marcos Henrique de Carvalho**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**
Co-orientador: **Prof. Dr. Gabriel Alves da Costa Lima**

Curso: **Ciências e Engenharia de Petróleo**
Área de Concentração: **Reservatórios e Gestão**

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2011
SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Carvalho, Marcos Henrique de

C253s Simulação do impacto da disponibilidade de sistemas no retorno econômico e produção de petróleo / Marcos Henrique de Carvalho. --Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientadores: Denis José Schiozer, Gabriel Alves da Costa Lima.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Confiabilidade. 2. Reservatórios (Simulação). 3. Reliability. I. Schiozer, Denis José. II. Lima, Gabriel Alves da Costa. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Simulation of the impact of system availability on profit and petroleum production

Palavras-chave em Inglês: Reservoir simulation

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Rosângela Barros Zaroni Lopes Moreno, Regis Kruehl Romeu

Data da defesa: 16-11-2011

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

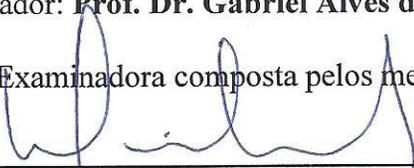
Simulação do impacto da disponibilidade de sistemas no retorno econômico e produção de petróleo

Autor: **Marcos Henrique de Carvalho**

Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Co-orientador: **Prof. Dr. Gabriel Alves da Costa Lima**

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. ~~Denis José Schiozer~~, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr^a. Rosângela Barros Zandoni Lopes Moreno
DEP/FEM/UNICAMP



Dr. Régis Kruel Romeu
PETROBRAS/

Campinas, 16 de novembro de 2011

Dedico esta dissertação à minha esposa Vânia, pelo apoio e amor em todos esses anos, pelos inúmeros esforços e sacrifícios para que este momento em minha vida fosse alcançado.

AGRADECIMENTOS

Expresso meus agradecimentos...

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer, pela oportunidade de orientação e pelas contribuições oportunas, profissionalismo e paciência nesses anos de mestrado.

Ao Prof. Dr. Gabriel Alves da Costa Lima por acreditar e incentivar o desenvolvimento desta dissertação.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo e ao Centro de Estudos de Petróleo, pelo apoio técnico, e a todos os professores e funcionários que colaboraram direta ou indiretamente para a execução deste trabalho.

Aos meus amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo e do Grupo de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios (UNISIM), Célio e Ana, que sempre estiveram dispostos a sanar esclarecimentos de dúvidas e discussões.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), pela concessão de bolsa de estudos e ao CEPETRO (Centro de Estudos de Petróleo) pelo suporte financeiro para a realização deste trabalho.

Le calcul des probabilités n'est au fond que le bon sens réduit au calcul.
(LAPLACE)

RESUMO

CARVALHO, Marcos Henrique de. *Simulação do impacto da disponibilidade de sistemas no retorno econômico e produção de petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 139p. Dissertação de Mestrado.

A simulação de reservatório é a base para as previsões de produção, dimensionamento de equipamentos de superfície e planejamento de atividades de produção. É uma ferramenta para elaborar a estratégia de produção que gera curvas de previsão de produção de petróleo. No entanto, mesmo sem considerar incertezas geológicas e econômicas, na prática, tal curva de produção pode apresentar baixa probabilidade de ser verificada, uma vez que a disponibilidade operacional dos sistemas físicos é uma variável incerta com valor abaixo de 100%. Então, o resultado final depende de: estratégia de produção, das incertezas presentes no modelo e da confiabilidade dos sistemas (equipamentos); este último item é o foco deste trabalho.

O objetivo principal deste trabalho é verificar a importância e a influência de um estudo da análise da confiabilidade dos sistemas de produção integrada com a simulação do reservatório, a fim de verificar o impacto sobre a produção de petróleo e sobre o valor presente líquido.

Sendo assim, além da opção no simulador disponível para incluir, de forma simplificada, as informações de confiabilidade dos sistemas, por meio de um índice de disponibilidade média constante, foi desenvolvido um algoritmo que trata o fechamento e restabelecimento dos sistemas de forma probabilística, a fim de a operação ser tratada em um cenário mais realista. A metodologia proposta é aplicada a um campo de petróleo com óleo leve e a um campo de petróleo com óleo pesado.

Com os resultados, conclui-se que, quando as informações de confiabilidade são inseridas no simulador de forma dinâmica, a produção acumulada de óleo leve não apresenta uma diferença significativa quando comparada com o caso em que as informações de confiabilidade dos sistemas não são consideradas. Por outro lado, para o campo de óleo pesado, apesar de a

média também não ter apresentado diferença significativa, observa-se uma alta variação na produção de óleo. Em ambos os campos ocorre um atraso na produção, afetando o fluxo de caixa, resultando em diferenças significativas no VPL.

Palavras-Chave

Confiabilidade, Reservatórios (simulação).

ABSTRACT

CARVALHO, Marcos Henrique de. *Simulation of the impact of system availability on profit and petroleum production*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 139p. Dissertação de Mestrado.

The reservoir simulation is the basis for the forecasts of production, dimensioning of surface equipments and the planning of activities related to production. Therefore, a production strategy which generates oil and gas production curves over the operational lifetime. However, even without considering geological and economic uncertainties, in practice, this curve presents low probability of being verified, since the operational availability of the production systems is an uncertain variable with value below 100%. Then, the final result depends on: production strategy, uncertainties present in the model and the reliability of the systems (equipments), which is the focus of this paper.

The main objective of this work is to verify the importance and influence of a study of the analysis of the reliability of the production systems integrated to the reservoir simulation, in order to verify the impact on the oil production and on the net present value.

Thus, besides the option in the simulator available for including, in a simplified way, the information of reliability of the systems, through an index of availability constant, it was developed an algorithm that treats the shutting and restore of the systems in a probabilistic way, in order to them be treated in a more realistic operation scenario. The proposed methodology is applied to a light oil field and a heavy oil field.

With the results, it is concluded that, when the reliability information are inserted in the simulator in a dynamic way, the cumulative production of light oil does not present a significant difference when compared to the case where the reliability information of the systems are not considered. On the other hand, the heavy oil Field, despite the mean also does not present a significant difference, it is noted a high variation in the production figures. However, for both fields occurs a delay in production, affecting the cash flow resulting in significant differences in NPV.

Key Words

Reliability, reservoir (simulation).

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	vii
RESUMO	xi
ABSTRACT	xiii
LISTA DE FIGURAS.....	xix
LISTA DE TABELAS.....	xxv
LISTA DE NOMENCLATURA.....	xxvii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Justificativa/Motivação	3
1.2 Objetivos	4
1.3 Organização da Dissertação	4
2. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	6
2.1 Definições gerais	6
2.1.1 Função de distribuição acumulada	7
2.1.2 Função densidade de probabilidade	8
2.1.3 Função distribuição acumulada decrescente (confiabilidade).....	10
2.1.4 Taxa instantânea de falha	11
2.2 Principais distribuições de probabilidade empregadas em estudos de confiabilidade operacional	13
2.2.1 Distribuição exponencial.....	14
2.2.2 Distribuição Weibull.....	15
2.2.3 Distribuição Normal.....	18
2.2.4 Distribuição log-normal	19

2.2.5	Distribuição Gama	20
2.3	Métodos e conceitos de confiabilidade de sistemas	21
2.3.1	Diagrama de blocos de confiabilidade (RBD).....	21
2.3.2	Sistemas configurados em série.....	22
2.3.3	Sistemas configurados em paralelo.....	24
2.3.4	Análise de confiabilidade de sistemas reparáveis.....	26
2.3.5	Mantenabilidade	27
2.4	Análise de disponibilidade de sistemas.....	28
2.5	Valor presente líquido (VPL) e valor monetário esperado (VME)	33
2.5.1	Valor presente líquido.....	33
2.5.2	Valor monetário esperado	34
3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	36
4.	METODOLOGIA	43
4.1	Metodologia geral	43
4.2	Algoritmo do Método 2.....	45
4.3	Forma de análise dos resultados	49
5.	APLICAÇÃO.....	51
5.1	Definição do Modelo 1	51
5.1.1	Condições operacionais referentes ao Modelo 1	51
5.1.2	Fluidos referentes ao Modelo 1	52
5.1.3	Petrofísica referente ao Modelo 1.....	53
5.2	Definição do Modelo 2	54
5.2.1	Condições operacionais referentes ao Modelo 2.....	55
5.2.2	Fluidos referentes ao Modelo 2	56

5.2.3	Petrofísica referente ao Modelo 2.....	57
5.3	Descrição dos casos para análise	58
5.4	Dados de confiabilidade e manutenibilidade dos subsistemas	59
5.5	Modelo Econômico.....	61
6.	RESULTADOS.....	63
6.1	Resultados do Modelo 1.....	63
6.2	Resultados do Modelo 2.....	81
7.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS	102
7.1	Sugestões futuras	103
	REFERÊNCIAS	105
8.	ANEXO	111
8.1	Anexo I.....	111
8.2	Anexo II	126

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Exemplo de função de distribuição acumulada.	8
Figura 2.2: Exemplo de função densidade de probabilidade.	9
Figura 2.3: Exemplo de função de confiabilidade.....	10
Figura 2.4: Diferentes formas para taxa instantânea de falha.	12
Figura 2.5: Função risco representando a típica “curva da banheira” (Carvalho, 2009).....	13
Figura 2.6: Efeitos dos diferentes valores de β na f.d.p. Weibull, para um η qualquer fixo.	16
Figura 2.7: Efeitos dos diferentes valores de β na função taxa instantânea de falha, para um η qualquer fixo.....	18
Figura 2.8: Exemplo de RBD de um sistema marítimo de injeção de água (adaptada de Lima, 2008).	22
Figura 2.9: RBD de um sistema em série.....	23
Figura 2.10: RBD de um sistema em paralelo.	24
Figura 2.11: Processo de renovação alternado.....	29
Figura 2.12: Processo de renovação alternado.....	30
Figura 3.1: Diagrama de blocos funcional do sistema <i>manifold</i> (Simões Filho <i>et al</i> , 1998).	37
Figura 3.2: Resultados de confiabilidade do RBD com atuador hidráulico proposto por Ajayi <i>et al</i> (2005).....	39
Figura 3.3: Subsistemas típicos de um sistema submarino de produção (Albernaz, 2005).	40
Figura 4.1: Fluxograma geral da metodologia aplicada na dissertação.....	44
Figura 4.2: Ilustração de como são gerados os dados de abertura e fechamentos dos sistemas pelo algoritmo.....	47

Figura 4.3: Exemplo de gráfico de disponibilidade do sistema, por simulação e constante.	49
Figura 5.1: Modelo geológico de porosidade com a distribuição dos poços.	51
Figura 5.2: Curvas de viscosidade do óleo e gás.	53
Figura 5.3: Curvas de fator volume de formação do óleo e razão de solubilidade.	53
Figura 5.4: Curva de permeabilidade relativa óleo-água.	54
Figura 5.5: Curva de permeabilidade relativa óleo-gás.	54
Figura 5.6: Curvas de viscosidade do óleo e gás.	56
Figura 5.7: Curvas de fator volume de formação do óleo e razão de solubilidade.	56
Figura 5.8: Curva de permeabilidade relativa óleo-água.	57
Figura 5.9: Curva de permeabilidade relativa óleo-gás.	58
Figura 5.10: Hierarquia do sistema adotada na aplicação.	59
Figura 6.1: Produção acumulada de óleo (N_p) do campo para o Modelo 1.	63
Figura 6.2: Distribuição de probabilidade acumulada para o N_p do campo do Modelo 1.	64
Figura 6.3: Vazão de óleo mensal do campo para o Modelo 1.	65
Figura 6.4: Vazão de líquido mensal do campo para o Modelo 1.	66
Figura 6.5: Vazão de água mensal do campo para o Modelo 1.	67
Figura 6.6: Produção acumulada de óleo do poço PO-005 do Modelo 1.	68
Figura 6.7: Produção acumulada de água do poço PO-005 do Modelo 1.	69
Figura 6.8: Produção acumulada de óleo do poço PO-006 do Modelo 1.	70
Figura 6.9: Produção acumulada de água do poço PO-006 do Modelo 1.	71
Figura 6.10: Produção acumulada de óleo do poço PO-008 do Modelo 1.	72
Figura 6.11: Produção acumulada de água do poço PO-008 do Modelo 1.	73
Figura 6.12: Injeção acumulada de água do poço PI-014 do Modelo 1.	74

Figura 6.13: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 1 para o valor do barril de petróleo de US\$ 40 dólares.	79
Figura 6.14: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 1 para o valor do barril de petróleo de US\$ 80 dólares.	80
Figura 6.15: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 1 para o valor do barril de petróleo de US\$ 120 dólares.	81
Figura 6.16: Produção acumulada de óleo (Np) do campo para o Modelo 2.	82
Figura 6.17: Distribuição de probabilidade acumulada do Np do campo para o Modelo 2.	83
Figura 6.18: Vazão de óleo mensal do campo para o Modelo 2.	84
Figura 6.19: Vazão de líquido mensal do campo para o Modelo 2.	85
Figura 6.20: Vazão mensal de água do campo para o Modelo 2.	86
Figura 6.21: Produção acumulada de óleo do poço PO-005 do Modelo 2.	87
Figura 6.22: Razão gás óleo para o Caso 2.1. do Modelo 2.	88
Figura 6.23: Razão gás óleo do Caso 2.2 (um cenário) alterando a restrição após 1995. ...	88
Figura 6.24: Produção acumulada de água do poço PO-005 do Modelo 2.	89
Figura 6.25: Produção acumulada de óleo do poço PO-006 do Modelo 2.	90
Figura 6.26: Produção acumulada de água do poço PO-006 do Modelo 2.	91
Figura 6.27: Produção acumulada de óleo do poço PO-007 do Modelo 2.	92
Figura 6.28: Produção acumulada de água do poço PO-007 do Modelo 2.	93
Figura 6.29: Injeção acumulada de água do poço PI-022 do Modelo 2.	94
Figura 6.30: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 2 para o valor do barril de petróleo de US\$ 40 dólares.	99
Figura 6.31: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 2 para o valor do barril de petróleo de US\$ 60 dólares.	100

Figura 6.32: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 2 para o valor do barril de petróleo de US\$ 80 dólares.	101
Figura 8.1: Produção acumulada de óleo do poço PO-007 do Modelo 1.	111
Figura 8.2: Produção acumulada de água do poço PO-007 do Modelo 1.	111
Figura 8.3: Produção acumulada de óleo do poço PO-010 do Modelo 1.	112
Figura 8.4: Produção acumulada de água do poço PO-010 do Modelo 1.	112
Figura 8.5: Produção acumulada de óleo do poço PO-011 do Modelo 1.	113
Figura 8.6: Produção acumulada de água do poço PO-011 do Modelo 1.	113
Figura 8.7: Produção acumulada de óleo do poço PO-012 do Modelo 1.	114
Figura 8.8: Produção acumulada de água do poço PO-012 do Modelo 1.	114
Figura 8.9: Produção acumulada de óleo do poço PO-017 do Modelo 1.	115
Figura 8.10: Produção acumulada de água do poço PO-017 do Modelo 1.	115
Figura 8.11: Produção acumulada de óleo do poço PO-017 do Modelo 1.	116
Figura 8.12: Produção acumulada de água do poço PO-018 do Modelo 1.	116
Figura 8.13: Produção acumulada de óleo do poço PO-019 do Modelo 1.	117
Figura 8.14: Produção acumulada de água do PO-019 do Modelo 1.	117
Figura 8.15: Produção acumulada de óleo do poço PV-001 do Modelo 1.	118
Figura 8.16: Produção acumulada de água do poço PV-001 do Modelo 1.	118
Figura 8.17: Produção acumulada de óleo do poço PV-002 do Modelo 1.	119
Figura 8.18: Produção acumulada de água do poço PV-002 do Modelo 1.	119
Figura 8.19: Produção acumulada de óleo do poço PV-003 do Modelo 1.	120
Figura 8.20: Produção acumulada de água do poço PV-003 do Modelo 1.	120
Figura 8.21: Produção acumulada de óleo do poço PV-004 do Modelo 1.	121
Figura 8.22: Produção acumulada de água do poço PV-004 do Modelo 1.	121

Figura 8.23: Injeção acumulada de água do poço PI-009 do Modelo 1.	122
Figura 8.24: Injeção acumulada de água do poço PI-013 do Modelo 1.	122
Figura 8.25: Injeção acumulada de água do poço PI-015 do Modelo 1.	123
Figura 8.26: Injeção acumulada de água do poço PI-016 do Modelo 1.	123
Figura 8.27: Injeção acumulada de água do poço PI-020 do Modelo 1.	124
Figura 8.28: Injeção acumulada de água do poço PI-021 do Modelo 1.	124
Figura 8.29: Injeção acumulada de água do poço PI-022 do Modelo 1.	125
Figura 8.30: Produção acumulada de óleo do poço PO-008 do Modelo 2.	126
Figura 8.31: Produção acumulada de água do poço PO-008 do Modelo 2.	126
Figura 8.32: Produção acumulada de óleo do poço PO-010 do Modelo 2.	127
Figura 8.33: Produção acumulada de água do poço PO-010 do Modelo 2.	127
Figura 8.34: Produção acumulada de óleo do poço PO-011 do Modelo 2.	128
Figura 8.35: Produção acumulada de água do poço PO-011 do Modelo 2.	128
Figura 8.36: Produção acumulada de óleo do poço PO-017 do Modelo 2.	129
Figura 8.37: Produção acumulada de água do poço PO-017 do Modelo 2.	129
Figura 8.38: Produção acumulada de óleo do poço PO-018 do Modelo 2.	130
Figura 8.39: Produção acumulada de água do poço PO-008 do Modelo 2.	130
Figura 8.40: Produção acumulada de óleo do poço PO-019 do Modelo 2.	131
Figura 8.41: Produção acumulada de água do poço PO-019 do Modelo 2.	131
Figura 8.42: Produção acumulada de óleo do poço PV-001 do Modelo 2.	132
Figura 8.43: Produção acumulada de água do poço PV-001 do Modelo 2.	132
Figura 8.44: Produção acumulada de óleo do poço PV-002 do Modelo 2.	133
Figura 8.45: Produção acumulada de água do poço PV-002 do Modelo 2.	133
Figura 8.46: Produção acumulada de óleo do poço PV-003 do Modelo 2.	134

Figura 8.47: Produção acumulada de água do poço PV-003 do Modelo 2.	134
Figura 8.48: Produção acumulada de óleo do poço PV-004 do Modelo 2.	135
Figura 8.49: Produção acumulada de água do poço PV-004 do Modelo 2.	135
Figura 8.50: Injeção acumulada de água do poço PI-009 do Modelo 2.	136
Figura 8.51: Injeção acumulada de água do poço PI-013 do Modelo 2.	136
Figura 8.52: Injeção acumulada de água do poço PI-014 do Modelo 2.	137
Figura 8.53: Injeção acumulada de água do poço PI-015 do Modelo 2.	137
Figura 8.54: Injeção acumulada de água do poço PI-016 do Modelo 2.	138
Figura 8.55: Injeção acumulada de água do poço PI-020 do Modelo 2.	138
Figura 8.56: Injeção acumulada de água do poço PI-021 do Modelo 2.	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1: Parâmetros operacionais dos poços produtores e do grupo referente ao Modelo 1.	52
Tabela 5.2: Parâmetros operacionais dos poços injetores referentes ao Modelo 1.	52
Tabela 5.3: Parâmetros operacionais dos poços produtores referente ao Modelo 2.	55
Tabela 5.4: Parâmetros operacionais dos poços injetores referente ao Modelo 2.	55
Tabela 5.5: Sumário das estatísticas de confiabilidade e manutenibilidade dos subsistemas.	60
Tabela 5.6: Dados econômicos adotados no estudo.	61
Tabela 6.1: Comparação dos resultados de produção para o Modelo 1.	75
Tabela 6.2: Comparação dos resultados de produção dos poços do Modelo 1.	76
Tabela 6.3: Resultados do VPL e comparações do campo para o Modelo 1 (em bilhões). ..	77
Tabela 6.4: Comparação dos resultados de produção para o Modelo 2.	94
Tabela 6.5: Comparação dos resultados de produção dos poços do Modelo 1.	95
Tabela 6.6: Resultados econômicos e comparações do campo para o Modelo 2 (em bilhões).	97

LISTA DE NOMENCLATURA

Abreviações

E&P – Exploração e produção na indústria do petróleo

$E(X)$ – Esperança de X

N_p – Produção acumulada de óleo

$P(X)$ – Probabilidade de X

W_{cut} – Corte de água

W_{inj} – Injeção acumulada de água

W_p – Produção acumulada de água

Letras Gregas

μ – Valor esperado de X

Letras Latinas

B_o – Fator de volume de formação do óleo

k_r – Permeabilidade relativa

k_{rg} – Permeabilidade relativa ao gás para uma dada saturação

k_{rog} – Permeabilidade relativa ao óleo na presença de gás e água conata para uma dada saturação

k_{row} – Permeabilidade relativa ao óleo dada a presença de água saturada

k_{rw} – Permeabilidade relativa a água dada a presença de água saturada

R_s – Razão de solubilidade

Sg – Saturação do gás

Sw – Saturação da água

Visg – Viscosidade do gás

Viso – Viscosidade da água

p – pressão

Siglas

ANM – Árvore de natal molhada

BHP – *Bottom-hole pressure* [Pressão de fundo de poço]

CAPEX – *Capital expenditure* [Despesas de capital]

CMG – *Computer modelling group*

COFINS – Contribuição para o financiamento da seguridade social

CS – Contribuição social

DHSV – *Down-hole safety valve* [Válvula de segurança de sub-superfície]

f.d.p. – Função densidade de probabilidade

FO – Função-objetivo

FRo – Fator de recuperação de óleo

FRo_{méd} – Média do fator de recuperação de óleo

IR – Imposto de renda

MCI – Malhas de completação inteligente

MSP – *Manifold* submarino de produção

MTBF – *Mean time between failures* [Tempo médio entre falhas]

MTTF – *Mean time to failure* [Tempo médio até a falha]

MTTR – *Mean time to repair* [Tempo médio para o reparo]

OPEX – *Operational Expenditure* [Despesas operacionais]

PE – Participação Especial

PIS – Programa de integração social

STL – *Surface liquid rate* [Vazão de líquido na superfície]

STO – *Surface oil rate* [Vazão de óleo na superfície]

STW – *Surface water rate* [Vazão de água na superfície]

RBD - *Reliability Block Diagrams* [Diagramas de blocos de confiabilidade]

TMAF – Tempo médio até a falha

TMAR – Tempo médio até a recolocação

TMER – Tempo médio entre recolocações

VME – Valor monetário esperado

VOOIS – Volume de óleo originalmente *in situ*

VPL – Valor presente líquido

W_p – Produção acumulada de água

$W_{p_{méd}}$ – Média da produção acumulada de água

W_{inj} – Injeção acumulada de água

$W_{inj_{méd}}$ – Média da injeção acumulada de água

1. INTRODUÇÃO

A simulação numérica é uma das principais ferramentas da engenharia de reservatórios. Ela compreende conceitos e técnicas de modelagem matemática para analisar o comportamento dos reservatórios de óleo e gás, visando o desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo.

Em um sentido restrito, a simulação de reservatório refere-se ao escoamento de fluidos através de um meio poroso. Um modelo consiste, basicamente, num conjunto de equações diferenciais que descreve o comportamento do escoamento de cada uma das fases no reservatório. Em um sentido mais amplo, a simulação de reservatórios é a base para o cálculo de reservas, a previsão de produção, o dimensionamento dos equipamentos de extração na superfície e o planejamento das atividades relacionadas à produção.

Nos últimos anos, os simuladores de reservatórios têm sido também usados para a avaliação do risco de campos de petróleo. As primeiras aplicações se referem à quantificação de riscos relativos a incertezas geológicas e econômicas. Entretanto, pouco foi feito na avaliação do risco devido a problemas operacionais nos sistemas de produção.

A modelagem da confiabilidade de sistemas começou a ser utilizada no início da década de 1930, quando os conceitos de probabilidade foram aplicados a problemas relacionados à geração de energia elétrica (Dhillon, 1999). Uma ferramenta importante para modelagem é a técnica de diagrama de blocos de confiabilidade (RBD – Reliability Block Diagram) que pode ser considerada como uma forma pedagógica de modelagem do problema, considerando-se a lógica que representa o funcionamento de um sistema de acordo com eventos de interesse (parada para manutenção, falhas operacionais, segurança etc.). Nos diagramas de blocos, podem-se inserir informações sobre políticas de manutenção, inspeções, entre outros, definindo assim, o comportamento complexo de um sistema reparável.

Devido a altos custos, as empresas de exploração e produção de petróleo necessitam direcionar os recursos para maximizar a produção e minimizar intervenções. Segundo Dhillon

(1999), a análise de confiabilidade, quando utilizada de forma correta e coerente, pode gerar ótimos resultados, relacionados a lucro e segurança física e ambiental para empresas, se a técnica for empregada desde a concepção do projeto. É importante aplicar a confiabilidade no escopo inicial do projeto¹, pois à medida que as etapas do projeto vão sendo desenvolvidas, os custos para corrigir um problema no desenho da etapa inicial, que não havia sido observado, aumentam bastante.

Uma forma de mitigar os riscos operacionais intrínsecos de um sistema de produção de petróleo é desenvolver métodos quantitativos de avaliação dos riscos e metodologias probabilísticas para tal atividade. Com isso, os simuladores de fluxo se tornam fundamentais e imprescindíveis para realização dos cálculos.

Por meio de simulação numérica do fluxo de fluidos na rocha reservatório, escolhe-se uma estratégia que gera curvas de produção de óleo e gás do reservatório ao longo de sua vida operacional. No entanto, mesmo sem considerar incertezas geológicas e econômicas, essa curva pode ter pouca probabilidade de ser verificada na prática, uma vez que a disponibilidade operacional dos sistemas de produção é uma variável incerta e possui valor inferior a 100%. Assim, o resultado final depende de: estratégia de produção associada ao modelo de simulação de reservatórios, incertezas presentes no modelo e disponibilidade do sistema (equipamentos); este trabalho está concentrado no terceiro item.

Os atuais simuladores de fluxo possuem opção de incluir, de forma simplificada, as informações de confiabilidade dos sistemas, por meio de um índice de disponibilidade. Este último é tratado como constante pelo simulador de fluxo durante todo o período de simulação, o que pode não representar, de fato, uma operação do sistema próxima do real.

No campo de exploração e produção de petróleo, área de intensa competição, as empresas são obrigadas a adotar metodologias que visem alcançar a correta avaliação de suas oportunidades de investimento. Para tanto, vários estudos de análise de risco vêm sendo desenvolvidos associados ao tratamento de incertezas geológicas na caracterização de reservatórios e às análises econômicas de investimentos. Todavia, não há estudos consistentes

¹ Niebel (1994) mostra um estudo realizado pela U.S. Navy no qual 43% das falhas dos equipamentos eletrônicos eram atribuídas ao desenho do projeto, 30% à operação, 20% à produção e 7% a problemas diversos.

sobre impacto da confiabilidade relacionado a problemas operacionais e tecnológicos em conjunto com a simulação de reservatórios.

Nesse contexto, este trabalho visa aplicar os conceitos de engenharia de confiabilidade a poços injetores e produtores e sistemas de produção, construindo um algoritmo computacional que permita manipular o arquivo base do simulador para representar, de forma mais próxima do real, a operação de um sistema de produção de petróleo.

1.1 Justificativa/Motivação

Atualmente, no estudo de desenvolvimento de campos de petróleo, são encontrados poucos estudos com considerações de problemas operacionais e tecnológicos dos poços e sistema de produção ou indisponibilidade gerada por eventos diversos, principalmente tratados de forma concisa para verificar a relevância deste problema. Por esse motivo, não há uma metodologia bem aceita para avaliar o impacto da confiabilidade dos poços na curva de produção e nos indicadores econômicos.

Dessa forma, é importante verificar se esses problemas podem influenciar os resultados esperados devido à confiabilidade dos equipamentos e às políticas de manutenção adotadas pelas empresas. As considerações de incertezas relacionadas a esses problemas podem ser importantes para campos marítimos com poços de altas vazões e sistemas de produção pouco flexíveis.

Trabalhos envolvendo a análise de confiabilidade juntamente com o gerenciamento de reservatórios foram desenvolvidos por Aggrey e Davies (2007) e Ajayi (2005). Suas pesquisas, entretanto, tratam a análise de confiabilidade e a simulação de reservatórios em fases separadas do estudo.

Um motivo da dificuldade de integração entre as duas áreas é o fato de a representação do sistema completo de produção de petróleo, desde a extração dos fluidos do reservatório até a estocagem na plataforma, em forma de diagrama de blocos de confiabilidade (RBD), não ser viável nos programas comerciais específicos da área de engenharia da confiabilidade.

Necessariamente, em uma modelagem de RBD, uma entrada e uma saída do sistema devem estar representadas, principalmente se o objetivo for uma análise de produção. Além

disso, os programas específicos para a análise de confiabilidade de sistemas possuem particularidades quando o foco é a análise de produção, podendo trabalhar somente com rendimento operacional ou com medidas de produção por hora, o que impossibilita, por exemplo, a representação dos poços injetores na modelagem, já que estes não produzem.

Com a integração das duas áreas, pretende-se gerar uma metodologia para o planejamento de estratégias de produção de campos em estado inicial e para a readequação de estratégias de campos já em produção, que possibilite, nesse caso, um estudo mais detalhado da viabilidade técnica e econômica dos projetos, dando suporte às decisões no que se refere ao momento certo de continuar ou não investindo.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é verificar a importância e a influência de um estudo de análise de confiabilidade de sistemas na simulação de reservatórios. As etapas da pesquisa foram as seguintes:

- Quantificar os efeitos causados pelas falhas operacionais dos sistemas de produção e verificar as perturbações que ocorrem no reservatório;
- Desenvolver uma metodologia para quantificar o risco, considerando-se o comportamento probabilístico do sistema de produção;
- Não é objetivo deste trabalho, integrar o impacto da confiabilidade com outros tipos de incertezas, por exemplo, geológicas ou econômicas. Este é um objetivo futuro desta linha de pesquisa caso se demonstre que todos os efeitos devem ser integrados para o processo de análise de decisão relacionado com o desenvolvimento de campos de petróleo.

1.3 Organização da Dissertação

Este trabalho está dividido em 7 capítulos. O Capítulo 1 apresenta uma breve introdução sobre o tema proposto, os objetivos e motivações para realização desta pesquisa. Já no segundo capítulo são apresentados a fundamentação teórica e conceitos importantes relativos ao tema

proposto, necessários para o entendimento do texto, como, por exemplo, os conceitos básicos de confiabilidade que são abordados na aplicação.

O Capítulo 3 aborda a revisão de trabalhos da literatura que serviram como referência para elaboração desta dissertação, destacando-se os temas que tiveram como resultados práticos informações sobre a confiabilidade de sistemas referentes à produção de petróleo. O quarto capítulo, por sua vez, trata da elaboração da metodologia proposta neste trabalho, assim como os passos a serem seguidos para sua utilização.

O Capítulo 5 detalha os dados utilizados para análise e os modelos de reservatórios onde a metodologia foi aplicada, com o intuito de validá-la, no capítulo seguinte, são apresentados e detalhados os resultados obtidos após a aplicação da metodologia em dois casos. Os resultados são analisados e usados para uma discussão sobre o trabalho. Por fim, o sétimo capítulo traz as conclusões sobre esta dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

2. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, serão apresentados alguns conceitos essenciais para a pesquisa, importantes para o entendimento das etapas futuras do trabalho, por exemplo, definições de confiabilidade, principais distribuições de probabilidades utilizadas, conceitos de disponibilidade e valor presente líquido.

2.1 Definições gerais

As distribuições de probabilidades são bastante utilizadas para descrever o tempo até a falha dos equipamentos. Por meio delas, são obtidas as principais informações de confiabilidades, tais como tempo médio até a falha (MTTF – *mean time to failure*) e probabilidade de falha até o tempo t .

A distribuição de probabilidade para o tempo até a falha T pode ser representada de várias formas, por exemplo: função de distribuição acumulada, densidade de probabilidade, uma função de confiabilidade ou função da taxa instantânea de falha. A distribuição de T pode ser obtida a partir de qualquer uma dessas representações. Essas funções são ilustradas e descritas com mais detalhes nos próximos tópicos, assumindo uma distribuição de probabilidade. A escolha de quais funções devem ser utilizadas depende da conveniência de especificação do modelo e da interpretação ou do desenvolvimento técnico, que também está relacionado ao tipo de dados que estão sendo analisados e como foi realizado o planejamento para coleta dos dados. Como cada distribuição possui particularidades quanto às suas características, todas essas funções podem ser importantes para um determinado fim.

Além da escolha da distribuição de probabilidade, outro ponto fundamental no estudo de confiabilidade é a definição da variável de estudo. Segundo Colosimo e Giolo (2004, p. 5), três pontos principais devem ser bem definidos no início de um estudo de confiabilidade para que a análise final não seja comprometida: (i) o tempo de início do estudo; (ii) a escala de medida dos

dados; (iii) a definição do evento de interesse. Este último, no presente trabalho, é caracterizado pelas falhas dos sistemas de produção.

O tempo de início do estudo, na coleta de dados de vida, deve ser claramente definido. Os objetos de estudos devem ser comparáveis na origem da análise. Assim, o período entre o início do estudo até a ocorrência do evento de interesse é caracterizado como um “dado completo”, no qual o objeto foi acompanhado durante todo o seu período de vida.

2.1.1 Função de distribuição acumulada

Seja T uma variável aleatória que representa o tempo até a ocorrência da falha. A função de distribuição acumulada de T , segundo Ross (1997, p. 131), é definida por:

$$F(t) = P(T \leq t) \quad , t \in \mathfrak{R}^+ \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

Ainda de acordo com Ross (1997, p. 132), as propriedades da função de distribuição acumulada são:

1. F é uma função não-decrescente, isto é, se $t \leq x \Rightarrow F(t) \leq F(x)$.
2. F é uma função contínua a direita, isto é, $t_n \rightarrow x^+$, então $F(t_n) \rightarrow F(x^+)$.
3. Se $t_n \rightarrow -\infty^+$, então $F(t_n) \rightarrow 0^+$. Se $t_n \rightarrow +\infty^-$, então $F(t_n) \rightarrow 1^-$. Logo pode-se escrever $F(-\infty) = 0, F(+\infty) = 1$.

Neste trabalho, T é uma variável aleatória que representa o tempo até a ocorrência da falha e t é o valor da variável aleatória. A função de distribuição acumulada de T , $F(t)$, é a probabilidade de um item falhar antes do tempo t . $F(t)$ também pode ser interpretado como a proporção de itens na população que irá falhar antes de tempo t . De acordo com James (2004, p. 42), T é uma variável aleatória absolutamente contínua se existe uma função $f(t) \geq 0$ tal que:

$$F(t) = \int_0^t f(x)dx \quad , \forall t \in \mathfrak{R}^+ \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

onde f é função de densidade de probabilidade de T .

Uma ilustração da função de distribuição acumulada é mostrada na Figura 2.1, onde T é uma variável aleatória que representa o tempo até a ocorrência da falha de um equipamento qualquer e t o valor da variável aleatória em meses, por definição.

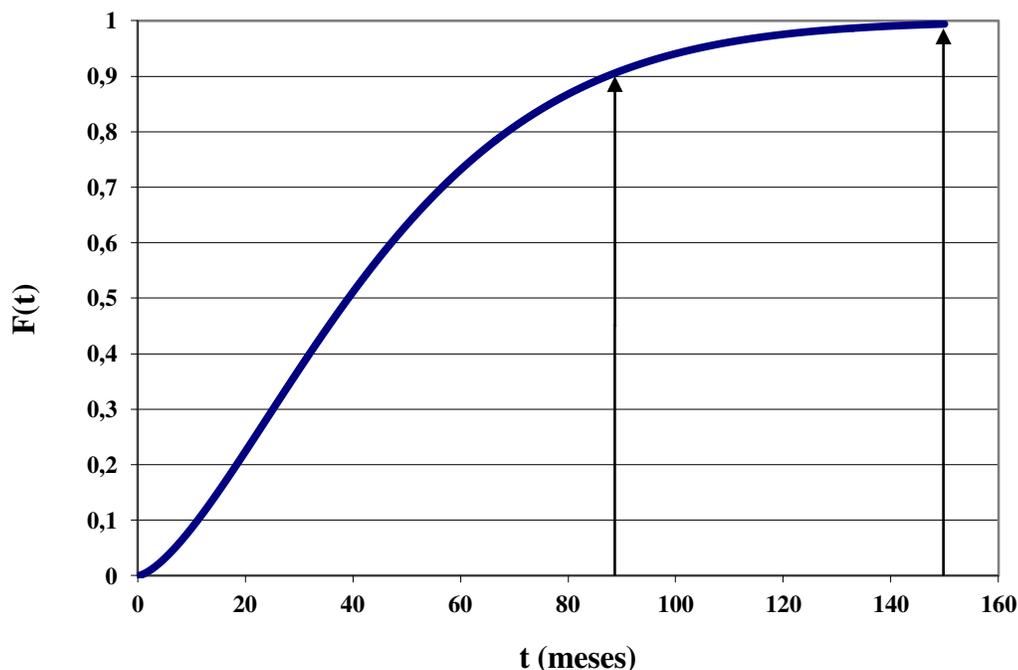


Figura 2.1: Exemplo de função de distribuição acumulada.

Como se pode observar na Figura 2.1, a probabilidade de ocorrer uma falha em até 90 meses é de 0,90, enquanto que a probabilidade de ocorrer uma falha em até 150 meses é de aproximadamente 1.

2.1.2 Função densidade de probabilidade

Seja T uma variável aleatória. T é uma variável aleatória contínua se existe uma função não-negativa f definida para todo real $t \in (-\infty, \infty)$, de acordo com Ross (1997, p. 192). Dhillon (1999) define a função densidade de probabilidade (f.d.p.) para uma variável aleatória contínua T como a derivada de $F(t)$ em relação a t :

$$\frac{dF(t)}{dt} = \frac{d\left(\int_{-\infty}^t f(x)dx\right)}{dt} = f(t) \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

Em análise de confiabilidade, a função densidade de probabilidade pode ser interpretada como uma frequência relativa das falhas em relação ao tempo. Então, se $f(t)$ é uma função densidade de probabilidade, a Equação (2.4) deve ser satisfeita.

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(t)dt = 1 \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

A Figura 2.2 apresenta uma ilustração da função densidade de probabilidade.

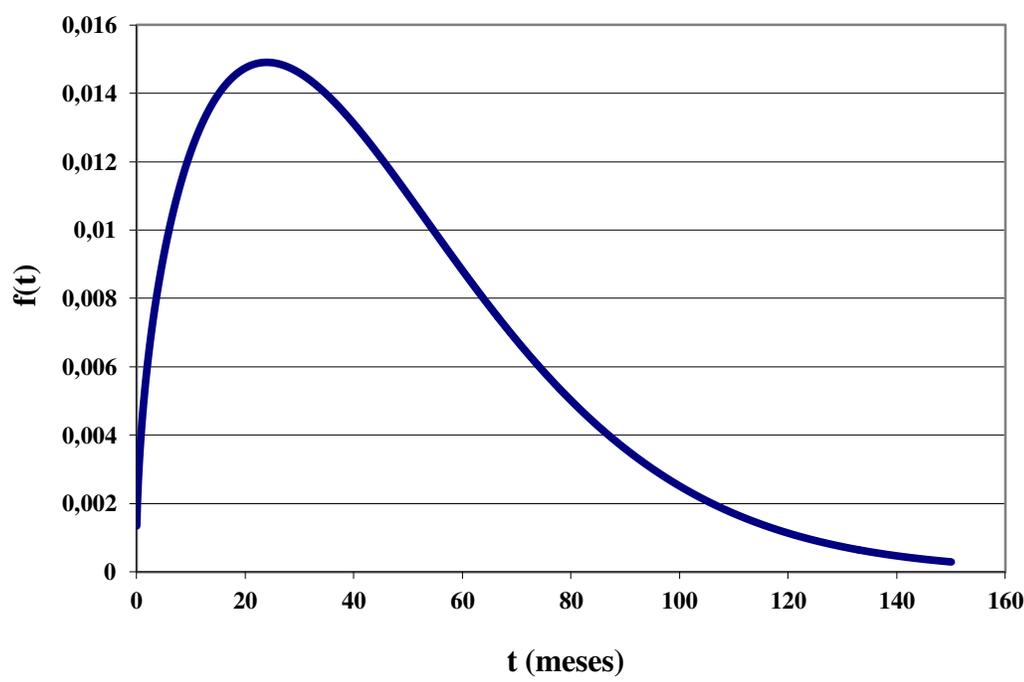


Figura 2.2: Exemplo de função densidade de probabilidade.

Na Figura 2.2, o eixo y representa a frequência relativa e o eixo x representa o tempo. Podem ainda ser extraídas diretamente da Figura 2.2 a tendência das frequências, assimetria e o ponto de maior frequência.

2.1.3 Função distribuição acumulada decrescente (confiabilidade)

A função distribuição acumulada decrescente – também chamada de função de confiabilidade – é uma das principais funções probabilísticas usadas em estudos de confiabilidade. De acordo com Lawless (1982, p. 9), ela é definida como a probabilidade de um item não falhar até um dado tempo t , ou seja, a probabilidade de um item sobreviver (não falhar) até o tempo t . A função de confiabilidade é definida por:

$$R(t) = P(T \geq t) = \int_t^{\infty} f(x)dx \dots\dots\dots (2.5)$$

Em consequência, a função distribuição acumulada, isto é, $F(t) = 1 - R(t)$, é definida como a probabilidade de uma observação não sobreviver ao tempo t .

Uma ilustração da função de confiabilidade é mostrada na Figura 2.3, onde T é uma variável aleatória que representa o tempo até a ocorrência da falha.

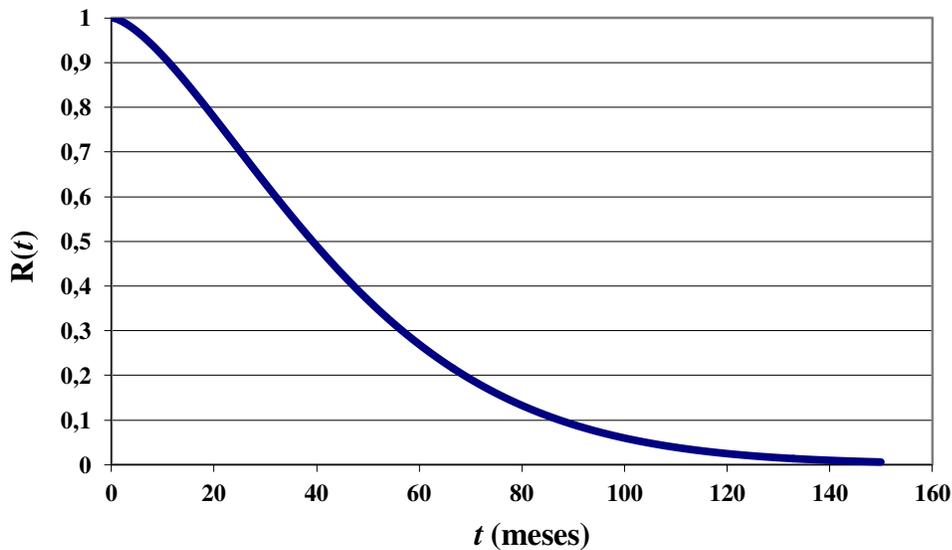


Figura 2.3: Exemplo de função de confiabilidade.

A Figura 2.3 mostra a probabilidade da falha não ocorrer até o t . No exemplo apresentado, a probabilidade de não ocorrer falha até o tempo de 90 meses é de 0,1.

2.1.4 Taxa instantânea de falha

Segundo Colosimo e Giolo (2006, p. 15), a probabilidade de a falha ocorrer em um intervalo de tempo $[t_1; t_2)$ é dado por $R(t_1) - R(t_2)$. Ainda, de acordo com Colosimo e Giolo (2006, p. 16), a taxa de falha no intervalo $[t_1; t_2)$ é definida como a probabilidade de a falha ocorrer neste intervalo, dado que não ocorreu antes de t_1 , dividida pelo comprimento do intervalo. Assim, a taxa de falha no intervalo $[t_1; t_2)$ é expressa por:

$$h([t_1; t_2)) = \frac{R(t_1) - R(t_2)}{(t_2 - t_1)R(t_1)} \dots\dots\dots (2.6)$$

De forma geral, redefinindo o intervalo como $[t; t + \Delta t)$, a Equação (2.6) pode ser expressa como:

$$h(t) = \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{\Delta t R(t)} \dots\dots\dots (2.7)$$

Se Δt for bem pequeno, $h(t)$ representa a taxa de falha instantânea no tempo t condicionado à sobrevivência até o tempo t . Ela descreve a forma em que a taxa instantânea de falha muda com o tempo em crescente, decrescente e constante. Desta forma, ela pode ser definida, segundo Lawless (1982, p. 9), por:

$$h(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t \leq T < (t + \Delta t) | T \geq t)}{\Delta t} \dots\dots\dots (2.8)$$

No limite, quando $\Delta t \rightarrow 0$, pode-se simplificar a taxa instantânea de falha, conforme Nelson (1982, p. 25), pela relação:

$$h(t) = \frac{f(t)}{[1 - F(t)]} = \frac{f(t)}{R(t)} \dots\dots\dots (2.9)$$

Na Figura 2.4, é apresentada uma visão de diversas formas que a taxa de falhas instantâneas pode assumir representadas pelas curvas: crescente, decrescente e constante.

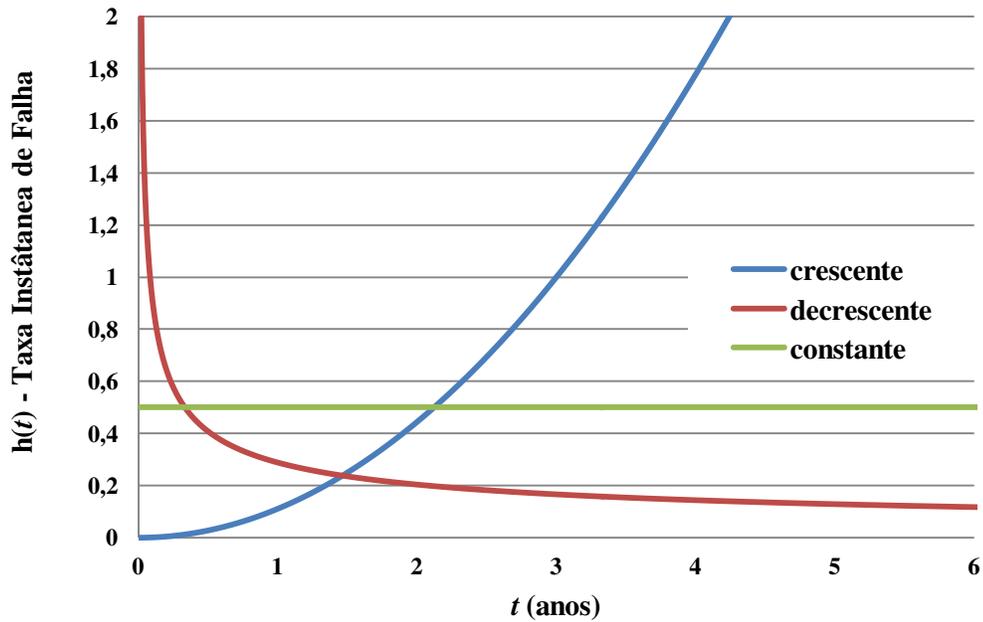


Figura 2.4: Diferentes formas para taxa instantânea de falha.

Na Figura 2.4, a taxa instantânea de falhas crescente com o tempo indica o comportamento de equipamentos que sofrem desgastes, como um efeito gradual de envelhecimento. A taxa instantânea de falhas decrescente, por sua vez, indica que a taxa instantânea de falha diminui à medida que o tempo passa. Já na taxa de falhas instantâneas constante, o risco não se altera com o passar do tempo.

De acordo com Nelson (1982), a combinação das três curvas da Figura 2.4 resulta na conhecida “curva da banheira”, com uma taxa de falhas instantânea decrescente no período inicial, representando a mortalidade infantil (equipamentos que falham próximos ao momento que são colocados para operar), uma taxa de falhas instantânea constante na faixa intermediária e crescente na porção final devido, por exemplo, ao desgaste de equipamentos, como mostrado na Figura 2.5.

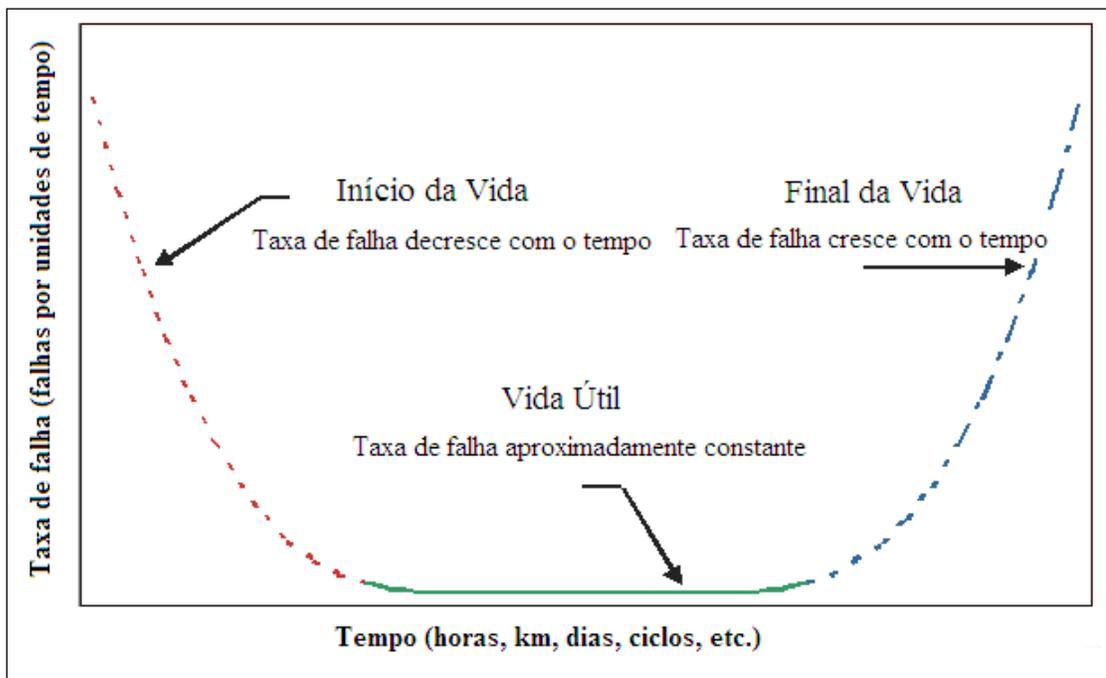


Figura 2.5: Função risco representando a típica “curva da banheira” (Carvalho, 2009).

De acordo com Nelson (1982), a “curva da banheira” é uma distribuição teórica, tendo em vista que sua composição é dada por mais de uma distribuição de probabilidade e que esta dificilmente será encontrada na prática², já que é complicada de se trabalhar e poucos equipamentos possuem essa característica. No entanto, as taxas instantâneas de falhas dos equipamentos enquadram-se em partes desta curva e, conforme o autor verificou num trabalho de pesquisa, por exemplo, em um equipamento de regulagem de pressão, o componente filtro possui uma taxa instantânea de falha decrescente, a válvula *shutoff*, uma taxa instantânea de falha constante, e o componente regulador de pressão, uma taxa instantânea de falha crescente. Contudo, Nelson (1982) sugere que, neste caso particular, não foram verificados na prática equipamentos com a característica da “curva da banheira”. Ainda, na revisão bibliográfica não foram encontrados sistemas cujo comportamento fosse conforme a Figura 2.5.

2.2 Principais distribuições de probabilidade empregadas em estudos de confiabilidade operacional

² Smith e Hinchcliffe (2004, p. 59, Figura 4.1) mostram que em um estudo da United Airlines apenas 4% dos equipamentos possuem a característica de falha conforme a “curva da banheira”.

Na análise estatística de dados de confiabilidade, pode-se utilizar modelos probabilísticos para modelar o tempo da falha. Estudos envolvendo componentes e equipamentos industriais podem ser planejados e, conseqüentemente, as fontes de perturbações (heterogeneidade) podem ser controladas. Nessas condições, a busca por um modelo paramétrico adequado é facilitado, principalmente na questão de previsões e extrapolações, e a análise estatística dos dados se torna mais precisa.

Algumas distribuições de probabilidade mais conhecidas, segundo Colosimo e Giolo (2006), como o caso da normal e da binomial, podem descrever de forma adequada certas variáveis clínicas ou industriais, tais como taxas de mortalidades, quantidade de itens fora das especificações etc. Por outro lado, quando se trata de descrever a variável “tempo até a falha”, outras distribuições se mostram mais adequadas. Entre estas, pode-se citar, de acordo com Lawless (1982, p. 16), exponencial, Weibull, normal, log-normal e Gama.

2.2.1 Distribuição exponencial

A f.d.p. da distribuição exponencial de um parâmetro, segundo Lawless (1982, p. 17), é dada por:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad t \geq 0, \lambda > 0 \quad \dots\dots\dots (2.10)$$

onde:

- λ = taxa instantânea de ocorrência;
- $1/\lambda$ = valor esperado da distribuição;
- t = tempo de operação, vida, idade, ciclos, atuações etc.

Na distribuição exponencial, a exigência é do conhecimento de apenas um parâmetro, λ , para a sua aplicação. Algumas das características do parâmetro de uma distribuição exponencial são:

- Quando o valor de λ decresce, a distribuição é mais esticada para direita; já quando λ cresce, a distribuição é mais próxima do eixo da origem;

- A distribuição inicia em $t = 0$, no nível de $f(t = 0) = \lambda$, e decresce exponencialmente e posteriormente é convexa monotonicamente com o aumento de t .

Função de confiabilidade - exponencial

A função de confiabilidade da distribuição exponencial, de acordo com Lawless (1982, p. 17), é dada por

$$R(t) = e^{-(\lambda t)} \dots\dots\dots (2.11)$$

Função taxa instantânea de falha - exponencial

A função taxa instantânea de falha da distribuição exponencial, segundo Lawless (1982, p. 17), é dada por

$$h(t) = \lambda \dots\dots\dots (2.12)$$

2.2.2 Distribuição Weibull

A distribuição de probabilidade Weibull (Nelson, 1982, p. 36), é usada extensivamente em análise de dados de vida. Com o nome do inventor, Waloddi Weibull, esta distribuição é usada na área de confiabilidade, de análise de sobrevivência e em outros campos devido à sua versatilidade.

A distribuição Weibull com três parâmetros, definida por Kececioglu (2002, p. 271), é a expressão mais geral da f.d.p. Weibull, sendo dada por:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}, \quad f(t), \beta \geq 0, t \text{ ou } \gamma \geq 0, \eta > 0 \text{ e } -\infty < \gamma < \infty \dots\dots\dots (2.13)$$

onde:

- β é o parâmetro de forma;
- η é o parâmetro de escala;

- γ é o parâmetro de posição.

Apesar do parâmetro γ ser um ponto no tempo, ele pode assumir valores negativos, de acordo com Kececioglu (2002, p. 272), indicando uma confiabilidade menor que 1 no tempo zero. Frequentemente, esse parâmetro de posição não é utilizado e o seu valor pode ser considerado como zero. Nesse caso, a f.d.p. se reduz para distribuição Weibull, definida por Nelson (1982, p. 36):

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \dots\dots\dots (2.14)$$

Há também o caso onde se pode reduzi-la a apenas um parâmetro, β , suposto de antemão. Essa suposição significa que somente o parâmetro de escala precisa ser estimado, possibilitando uma análise com poucos dados. O parâmetro β é um número puro, isto é, adimensional. Ele também é conhecido como a inclinação da distribuição Weibull, como mostra a Figura 2.6 para diferentes valores de β .

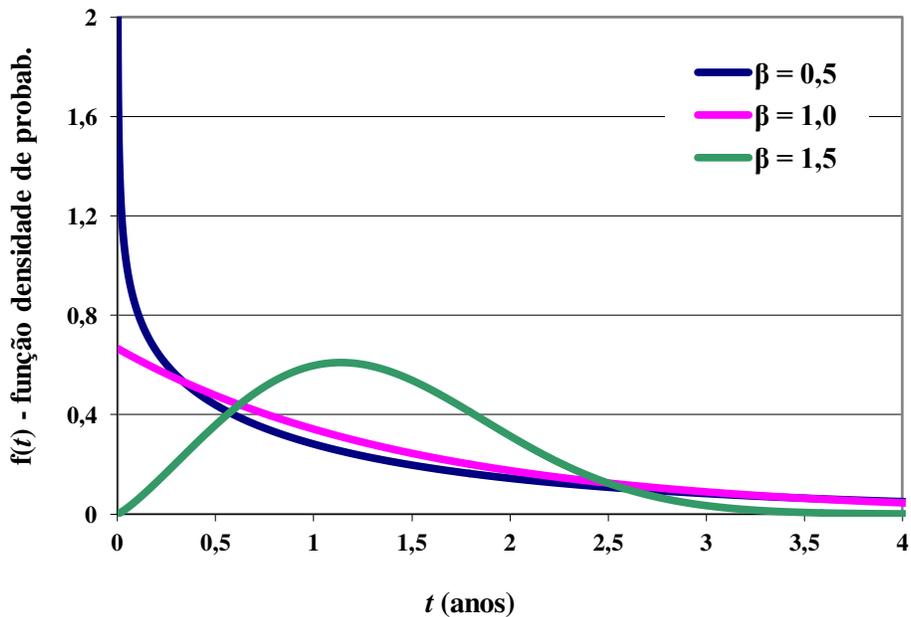


Figura 2.6: Efeitos dos diferentes valores de β na f.d.p. Weibull, para um η qualquer fixo.

Na Figura 2.6, encontra-se a f.d.p. da distribuição Weibull para três variáveis aleatórias que representam o tempo até a falha, cada uma com o mesmo valor de η e, com a variação do parâmetro β , pode tomar uma variedade de formas e reduzir a outras distribuições de probabilidades. Por exemplo, quando $\beta=1$, a f.d.p. Weibull, (2.14), se reduz à distribuição exponencial da (2.10).

Função de confiabilidade - Weibull

A função de confiabilidade da distribuição Weibull, Kececioglu (2002, p. 279), é dada por:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \dots\dots\dots (2.15)$$

Função taxa instantânea de falha - Weibull

A função taxa instantânea de falha da distribuição Weibull, Kececioglu (2002, p. 280), é dada por:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \dots\dots\dots (2.16)$$

Outra característica da distribuição Weibull, na qual o valor de β tem um efeito distinto, é na função taxa instantânea de falha. A Figura 2.7 mostra o efeito do valor de β na função taxa instantânea de falha da distribuição Weibull.

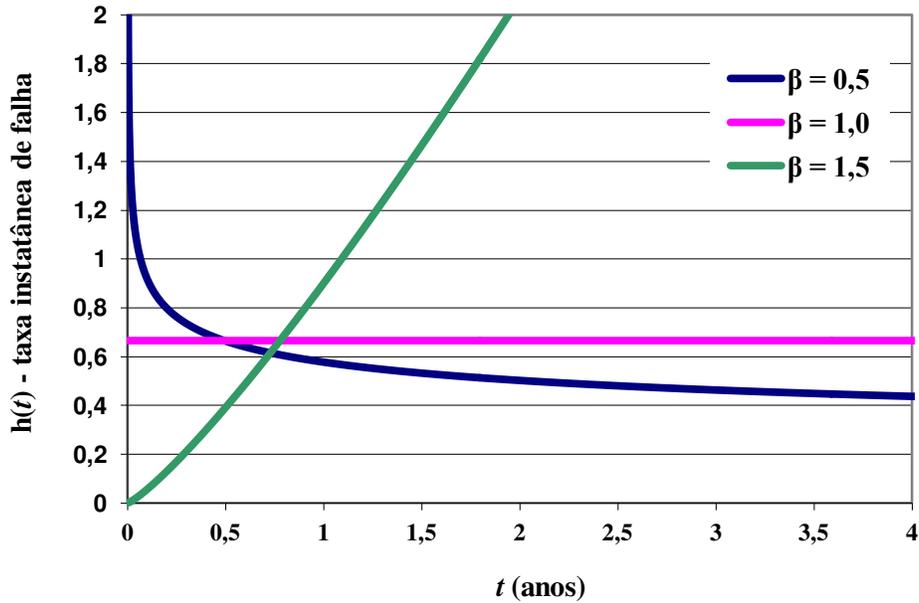


Figura 2.7: Efeitos dos diferentes valores de β na função taxa instantânea de falha, para um η qualquer fixo.

Na Figura 2.7, pode-se observar que a distribuição Weibull com o $\beta < 1$ tem uma taxa instantânea de falha que diminui com tempo, conhecida também como falha infantil ou prematura (Nelson, 1982). A distribuição Weibull com o β próximo ou igual a 1 tem uma taxa instantânea de falha razoavelmente constante, indicando a vida útil ou falta de memória do evento estudado. A distribuição Weibull com o $\beta > 1$ tem uma taxa instantânea de falha que aumenta com o tempo, conhecido também como falhas provenientes de desgaste. Esses β abrangem as três fases da "clássica curva da banheira", exibida na Figura 2.5, se a distribuição Weibull mista composta de 3 subpopulações, uma com o $\beta < 1$, uma com o $\beta = 1$ e outra com o $\beta > 1$, for tomada.

2.2.3 Distribuição Normal

A função densidade de probabilidade (f.d.p.) da distribuição normal, segundo Nelson (1982, p. 28), é dada por:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}, \quad f(t) \geq 0, \quad -\infty < t < \infty \text{ e } \sigma \geq 0 \quad \dots\dots\dots (2.17)$$

onde:

- μ = esperança da distribuição normal;
- σ = desvio padrão da distribuição normal.

A distribuição normal refere-se a uma distribuição com dois parâmetros, μ e σ , sendo eles a esperança da distribuição e o desvio padrão, respectivamente.

Função de confiabilidade - normal

A função de confiabilidade da distribuição normal é dada por:

$$R(t) = \int_t^{\infty} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} dt \quad \dots\dots\dots (2.18)$$

Função taxa instantânea de falha - normal

A função taxa instantânea de falha da distribuição normal é dada por:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}}{\int_t^{\infty} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} dt} \quad \dots\dots\dots (2.19)$$

2.2.4 Distribuição log-normal

A distribuição log-normal, Kececioglu (2002, p. 399), possui dois parâmetros, μ' e σ' . A função densidade de probabilidade (f.d.p.) é dada por:

$$f(t') = \frac{1}{\sigma'\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t'-\mu'}{\sigma'}\right)^2} \quad \dots\dots\dots (2.20)$$

onde:

- $t' = \log(t)$;
- μ' = média do logaritmo natural do tempo até a falha;

- σ' = desvio padrão do logaritmo natural do tempo até a falha.

Função de confiabilidade - log-normal

A função de confiabilidade da distribuição log-normal, de acordo com Kececioglu (2002, p. 417), é dada por:

$$R(t) = \int_{t'}^{\infty} \frac{1}{\sigma' \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{t' - \mu'}{\sigma'} \right)^2} \dots\dots\dots (2.21)$$

Função taxa instantânea de falha - log-normal

A função taxa instantânea de falha da distribuição log-normal, conforme Kececioglu (2002, p. 421), é dada por:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\frac{1}{\sigma' \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{t' - \mu'}{\sigma'} \right)^2}}{\int_{t'}^{\infty} \frac{1}{\sigma' \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{t' - \mu'}{\sigma'} \right)^2} dt} \dots\dots\dots (2.22)$$

2.2.5 Distribuição Gama

A função densidade de probabilidade da distribuição Gama, segundo Nelson (1982, p. 44), é dada por:

$$f(t) = \frac{1}{\Gamma(\beta) \alpha^\beta} t^{\beta-1} e^{-\frac{t}{\alpha}}, \quad t > 0, \alpha > 0 \text{ e } \beta > 1 \dots\dots\dots (2.23)$$

onde:

- α = é o parâmetro de escala;
- β = é o parâmetro de forma;
- $\Gamma(\beta) = \int_0^{\infty} u^{\beta-1} e^{-u} du$ é a função gama.

Função de confiabilidade - Gama

A função de confiabilidade da distribuição gama, conforme Nelson (1982, p. 44), é dada por:

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \Gamma(t / \alpha; \beta) \quad , t > 0 \quad \dots\dots\dots (2.24)$$

Função taxa instantânea de falha - Gama

A função taxa instantânea de falha da distribuição Gama, de acordo com Nelson (1982, p. 47), é dada por:

$$h(t) = \frac{1}{\Gamma(k)} \frac{t^{k-1}}{\alpha^k} \frac{e^{-\frac{t}{\alpha}}}{(1 - \Gamma_1(t / \alpha; k))} \quad \dots\dots\dots (2.25)$$

2.3 Métodos e conceitos de confiabilidade de sistemas

Um sistema é um conjunto de componentes combinados entre si para realizar as funções operacionais desejadas. Os diferentes tipos de componentes, suas quantidades, qualidades e arranjos, quando combinados entre si, apresentam um efeito direto na confiabilidade global do sistema.

Uma vez definido o sistema, bem como as premissas necessárias para a fundamentação de uma determinada confiabilidade, deve-se criar uma diagramação de blocos que represente o comportamento dinâmico de todo o sistema, por meio de esquemas lógicos do arranjo funcional.

2.3.1 Diagrama de blocos de confiabilidade (RBD)

Os diagramas de bloco são amplamente utilizados para descrever a relação funcional em termos de lógica probabilística entre os componentes de um sistema. Quando usados dessa forma, recebem o nome de diagramas de bloco confiabilidade (*Reliability Block Diagrams - RBD*).

O RBD é uma representação gráfica dos componentes do sistema, os quais estão relacionados/conectados de acordo com a confiabilidade. O importante é notar que ele pode ser diferente da forma, já que os componentes são conectados fisicamente. Os RBD são construídos a

partir de blocos conectados com as linhas de direção que representam a relação de confiabilidade entre os elos. Um bloco é normalmente representado no diagrama por um retângulo.

No diagrama de bloco de confiabilidade, estes blocos representam um componente, um subsistema ou um conjunto ao nível escolhido. A Figura 2.8, adaptada de Lima (2008), representa um sistema de injeção de água para uma plataforma marítima de óleo e gás.

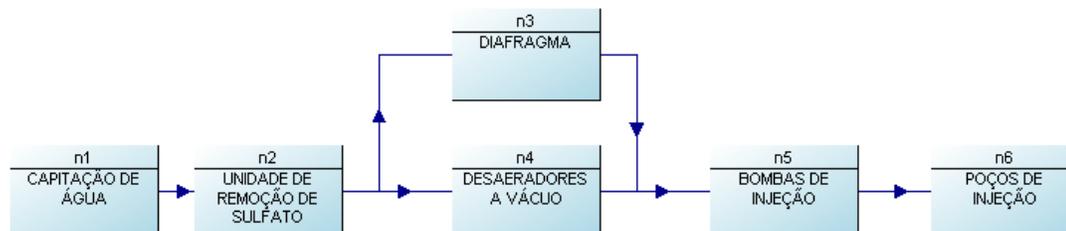


Figura 2.8: Exemplo de RBD de um sistema marítimo de injeção de água (adaptada de Lima, 2008).

A Figura 2.8 mostra um sistema composto por 6 blocos. Os blocos ‘n3 DIAFRAGMA’ e ‘n4 DESAERADORES A VÁCUO’ poderiam, por exemplo, ser representados por somente um bloco, configurando assim, um único subsistema.

É possível, para cada bloco de um RBD especial, ser representado pelo seu próprio diagrama de bloco de confiabilidade dependendo do nível de detalhe em questão. Cada um desses sistemas pode ter seus próprios RBD, cujos blocos representam os subsistemas desse sistema particular.

2.3.2 Sistemas configurados em série

Em uma configuração em série, a falha de qualquer um dos itens resulta em uma falha para todo o sistema. Por exemplo, Frota (2004) analisando a falha de um sistema poço produtor, levantou quatro possíveis subsistemas que podem levar a falha do sistema. A representação deste RBD está na Figura 2.9.

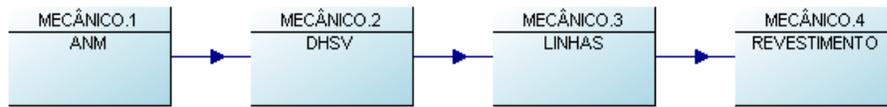


Figura 2.9: RBD de um sistema em série.

Na Figura 2.9, itens formam a confiabilidade do sistema em série. Uma falha de qualquer um destes itens irá causar uma falha no sistema, ou seja, todos os itens em um sistema em série devem ter êxito para o sistema ter sucesso, neste caso, o poço produtor não ter uma falha proveniente de um dos subsistemas indicados na Figura 2.9.

A confiabilidade do sistema é a probabilidade que todos os componentes do sistema tenham sucesso para o sistema ter sucesso. Dessa maneira, a confiabilidade do sistema para um determinado tempo t é dado por:

$$R_s = P(X_1 \cap X_2 \cap \dots \cap X_n) \dots\dots\dots (2.26)$$

$$R_s = P(X_1)P(X_2 | X_1)P(X_3 | X_1 X_2) \dots P(X_n | X_1 X_2 \dots X_{n-1})$$

onde:

R_s : é a confiabilidade do sistema;

X_i : é o evento do componente i estar em operação;

$P(X_i)$: é a probabilidade componente i estar em operação.

No caso de falha de um componente, as taxas instantâneas de falha de outros componentes são afetadas. Em outras palavras, as características distribuição de vida dos outros componentes mudam quando um componente falha. Por esse motivo, as probabilidades condicionais da Equação (2.26) devem ser consideradas.

Entretanto, no caso de componentes independentes, a Equação (2.26) torna-se:

$$R_s = P(X_1)P(X_2) \dots P(X_n) \dots\dots\dots (2.27)$$

ou

$$R_s = \prod_{i=1}^n P(X_i) \dots\dots\dots (2.28)$$

ou em termos das confiabilidades individuais dos componentes

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \dots\dots\dots (2.29)$$

Assim, para um sistema em série puro, a confiabilidade do sistema é igual ao produto da confiabilidade de todos os componentes que o compõem.

2.3.3 Sistemas configurados em paralelo

Em um sistema paralelo simples, como mostrado na Figura 2.9, pelo menos um dos componentes deve ter êxito para que o sistema tenha sucesso. Componentes em paralelo também são referidos como componentes redundantes. A redundância é um aspecto muito importante na configuração do sistema, sendo um dentre os vários métodos de melhorar a sua confiabilidade. Ela deve ser utilizada principalmente em sistemas que apresentem uma missão crítica, nos quais a falha causará um efeito extremamente indesejado.

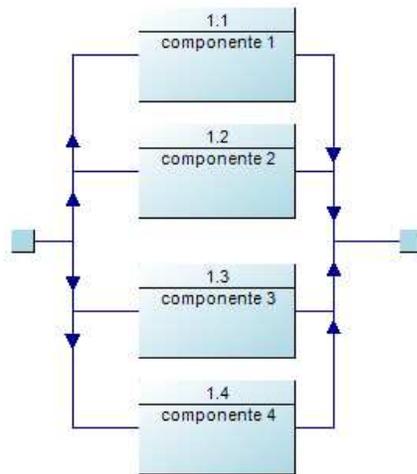


Figura 2.10: RBD de um sistema em paralelo.

A Figura 2.10 exibe um sistema com todos os componentes operando em paralelo. A probabilidade de falha para esse sistema é a probabilidade do componente 1 falhar e do componente 2 falhar e de todos os componentes falharem. Em um sistema paralelo simples, como mostrado na figura em questão, todos os componentes devem falhar para que o sistema falhe. Pelo menos um dos componentes deve funcionar ou, por outra forma de interpretação, o componente 1 deve ter sucesso, ou componente 2 ter sucesso, ou qualquer um dos outros componentes do sistema deve ter sucesso para que ele tenha sucesso. A probabilidade de falha do sistema para um dado tempo t é dada por:

$$Q_s = P(X_1 \cap X_2 \cap \dots \cap X_n)$$

$$Q_s = P(X_1)P(X_2 | X_1)P(X_3 | X_1 X_2) \dots P(X_n | X_1 X_2 \dots X_{n-1}) \dots \dots \dots (2.30)$$

onde:

Q_s é a probabilidade de falha do sistema;

X_i é o evento de falha do componente i ;

$P(X_i)$ é a probabilidade de falha do componente i .

Nesse caso, a falha do componente afeta a taxa instantânea de falha dos outros componentes, então a probabilidade condicional da Equação (2.30) deve ser considerada. Entretanto, no caso em que falhas sejam estatisticamente independentes, a Equação (2.30) fica na forma:

$$Q_s = P(X_1)P(X_2) \dots P(X_n) \dots \dots \dots (2.31)$$

ou

$$Q_s = \prod_{i=1}^n P(X_i) \dots \dots \dots (2.32)$$

ou em termos das confiabilidades individuais dos componentes

$$Q_s = \prod_{i=1}^n Q_i \dots\dots\dots (2.33)$$

Em outras palavras, para um sistema em série puro, a confiabilidade do sistema é igual ao produto da confiabilidade de todos os componentes que o formam.

Considerando que o sistema paralelo tem como a probabilidade de falha do sistema global o produto da probabilidade de falha dos componentes, a confiabilidade do sistema paralelo é dada por:

$$R_s = 1 - Q_s = 1 - (Q_1 \cdot Q_2 \cdot \dots \cdot Q_n) \cdot$$

$$R_s = 1 - [(1 - R_1) \cdot (1 - R_2) \cdot \dots \cdot (1 - R_n)] \dots\dots\dots (2.34)$$

$$R_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

2.3.4 Análise de confiabilidade de sistemas reparáveis

No Item 2.3.1, as formulações foram somente relacionadas à probabilidade de sucesso de todo o sistema até um determinado ponto no tempo. Entretanto, a questão que se levanta é: e se o sistema ou componente falhar antes ou depois desse determinado tempo *t*? Quando se trata de sistemas reparáveis, essas definições precisam ser redefinidas e adaptadas para lidar com esse caso de renovação de sistemas/componentes.

Sistemas reparáveis recebem ações de manutenção que restauram/renovam seus componentes quando há falha. Essas ações alteram a composição global do sistema e devem ser levadas em consideração ao avaliar seu comportamento, pois a idade de seus componentes já não é uniforme e seu tempo de operação deixa de ser contínuo.

Na tentativa de representar o comportamento do sistema, as informações adicionais e os modelos são necessários para cada componente. Ao lidar com componentes reparados, também é necessário o conhecimento do tempo de reparo, o que geralmente pode ser representado por um modelo que descreve como ele é restaurado (uma distribuição de probabilidade de reparo).

Para lidar adequadamente com sistemas reparáveis, é necessário, primeiramente, entender como seus componentes são restaurados, ou seja, as ações de manutenção que os componentes sofrem. Em geral, a manutenção é definida como qualquer ação que os restaura para uma condição operacional ou para uma situação de não-falha. Para sistemas reparáveis, a manutenção desempenha um papel vital, pois ela afeta a sua confiabilidade global, sua disponibilidade, seu tempo de inatividade, seu custo de operação etc. Geralmente, as ações de manutenção podem ser divididas em três tipos: manutenção corretiva, manutenção preventiva e inspeções.

2.3.5 Mantenabilidade

A manutenibilidade é definida como a probabilidade de realizar uma ação de reparo bem sucedida em um dado intervalo de tempo especificado. Ela mede a facilidade de manutenção e a rapidez com que um sistema pode ser restaurado ao estado operacional após uma falha ocorrer. Por exemplo, quando se diz que um determinado componente tem uma manutenibilidade de 90% em uma hora, isso significa que há uma probabilidade de 0,90 de que o componente seja reparado dentro de uma hora. Na manutenção, a variável aleatória é o tempo até o reparo, da mesma forma que o tempo até a falha é a variável aleatória na confiabilidade. Como exemplo, considere a equação de manutenibilidade para um sistema em que os tempos de reparo são distribuídos de acordo com uma distribuição exponencial, Equação (2.10).

Sua manutenibilidade $M(t)$, segundo Nakagawa (2005, p. 43), é dada por:

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} \dots\dots\dots (2.35)$$

onde,

μ = parâmetro da distribuição.

A Equação (2.35) é justamente a equação da probabilidade de falha, mas a manutenibilidade representa a probabilidade de um evento ocorrer (reparo do sistema). Enquanto a confiabilidade representa a probabilidade de um evento não ocorrer (falha), a equação da manutenibilidade é equivalente a equação da probabilidade de falha, $F(t)$.

Similarmente, a esperança da distribuição pode ser obtida por:

$$\frac{1}{\mu} = MTTR \dots\dots\dots (2.36)$$

onde,

MTTR = tempo médio para o reparo [*mean time to repair*].

Os mesmos conceitos podem ser expandidos para as outras distribuições exploradas no item 2.2, implicando que qualquer distribuição pode ser utilizada, bem como conceitos relacionados e os métodos utilizados na análise de dados de vida. A única diferença é que, ao invés de se utilizar tempo até a falha, é utilizado tempo até o reparo. Ainda, pode-se incluir uma variação no tempo de reparo, como função dos tempos para:

1. Conseguir diagnosticar a causa da falha;
2. Adquirir ou entregar as peças necessárias para realizar o reparo;
3. Ter acesso à peça;
4. Remover os componentes com defeito e substituí-los;
5. Trazer o sistema de volta ao estado de operação;
6. Verificar se o sistema esta funcionando dentro das especificações;
7. Enviá-lo à operação.

2.4 Análise de disponibilidade de sistemas

Se para um sistema/componente forem considerados confiabilidade (probabilidade de um item não falhar) e manutenibilidade (probabilidade de um item ser restaurado com sucesso após a falha), então uma medida adicional é necessária para avaliar o caso no qual o sistema/componente se encontre no estado operacional para um dado tempo *t*, isto é, se ele não falhou ou se falhou e foi restaurado após a falha. Essa medida é dada por disponibilidade.

A disponibilidade é um critério de desempenho para um sistema reparável que contém ambas as propriedades, confiabilidade e manutenibilidade. Por exemplo, se uma bomba de injeção de água tem uma disponibilidade de 99,9%, ela terá um tempo referente a 0,1% em que será requisitada e não estará operando, pois estará em processo de reparo. Conforme a norma técnica nacional ABNT-NBR-5462, a disponibilidade é “a capacidade de um item estar em condições de

executar certa função, em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados”.

A característica de um sistema reparável é a não continuidade do tempo de operação. Dessa maneira, sua vida útil pode ser descrita por uma sequência de eventos, operando e reparando. O sistema funciona até que ele falhe, então é reparado e volta ao seu estado de funcionamento original. Ele irá falhar novamente, de forma aleatória, depois de algum tempo de operação e será reparado novamente, e este processo de falha e reparo irá se repetir sucessivamente. Isso é chamado de processo de renovação, definido por uma sequência de variáveis aleatórias independentes e não-negativas, considerando tais variáveis, como o tempo até a falha e o tempo de reparo/restabelecimento. Cada vez que um componente falha e é restaurado a um estado de funcionamento tão bom quanto um novo, é dito que ocorreu a renovação. Esse tipo de processo de renovação é conhecido como processo de renovação alternado, pois o estado do componente alterna entre um estado operacional (disponível) e um estado de reparo (indisponível), como mostra a Figura 2.11.



Figura 2.11: Processo de renovação alternado.

Na Figura 2.11, é possível ver o processo de renovação alternado de um componente, onde, em um tempo, ele está disponível e, em outro, não está. Mostrando, nesse caso, que são dois eventos excludentes.

A Figura 2.12 mostra um caso para um sistema com 2 componentes dispostos pela lógica de confiabilidade em série, onde a falha de qualquer um deles deixa o sistema em estado indisponível.

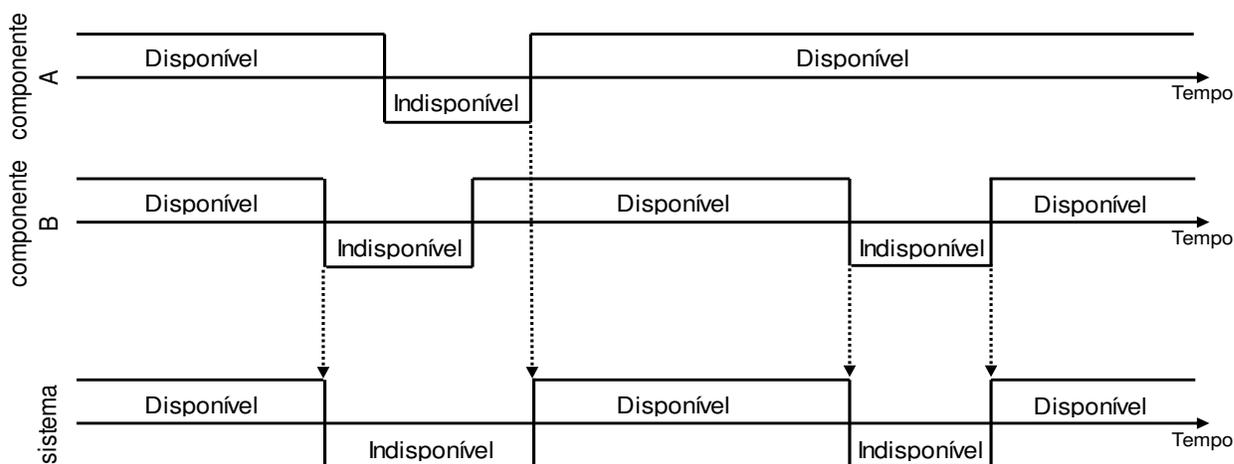


Figura 2.12: Processo de renovação alternado.

A Figura 2.12 apresenta um sistema com dois componentes que estão operando em série e independentes. Nela, é possível ver que a falha de um deles deixa o sistema indisponível. Esse é um processo de renovação alternado do sistema com dois componentes.

A definição da disponibilidade é um tanto flexível e baseada no tipo de estado não-operacional que esta sendo analisado, resultando em algumas classificações. De acordo com Nakagawa (2005, p. 10) e com a norma ABNT-NBR-5462, temos as disponibilidades:

- Instantânea, $A(t)$;
- Média, $A_m(t)$;
- Assintótica, $A(\infty)$;
- Operacional, $A_o(t)$;
- Inerente, $A_I(t)$;
- Realizada, $A_R(t)$.

Disponibilidade instantânea

A disponibilidade instantânea, $A(t)$, é a “probabilidade de um item ser capaz de desempenhar uma função requerida sob determinadas condições, em um dado instante, supondo-se que os recursos externos tenham sido providos”, isto é, a probabilidade de que um item (componente, sistema etc.) esteja no estado operacional em um dado tempo t .

A disponibilidade instantânea, $A(t)$ (Nakagawa, 2005, p. 47), é dada pela equação:

$$A(t) = R(t) + M(u) \dots\dots\dots (2.37)$$

$$A(t) = R(t) + \int_0^u R(t-u) \cdot m(u) du$$

onde,

$M(u)$ = probabilidade após o último reparo na duração (u), com $0 < u < t$;

$m(u)$ = função que caracteriza a densidade de probabilidade de recolocação do item, definida por:

$$m(u) = \frac{f(u) \cdot g(u)}{1 - f(u) \cdot g(u)} \dots\dots\dots (2.38)$$

onde,

$f(u)$ = densidade de probabilidade do tempo (u) até a falha;

$g(u)$ = densidade de probabilidade da duração (u) até o reparo.

Disponibilidade média

A disponibilidade média, $A_m(t)$, é a “média da disponibilidade instantânea, $A(t)$, durante um dado intervalo de tempo $[t_1, t_2]$ ”. Dessa maneira, a disponibilidade média, $A_m(t)$, é dada por:

$$A_m(t_1, t_2) = \frac{1}{t_2 - t_1} \cdot \int_{t_1}^{t_2} A(t) dt \dots\dots\dots (2.39)$$

De acordo com Nakagawa (2005, p. 47), tomado um valor inicial $t_1 = 0$ e um período t de operação, a Equação (2.39) fica na forma:

$$A_m(0, t) = \frac{1}{t} \cdot \int_0^t A(t) dt \dots\dots\dots (2.40)$$

Disponibilidade assintótica

A disponibilidade assintótica, $A(\infty)$, é o “limite, se existir, da disponibilidade instantânea, $A(t)$, quando o tempo tende ao infinito”. Nesse sentido, a disponibilidade assintótica, $A(\infty)$, de acordo com Nakagawa (2005, p. 47), é dada por:

$$A(\infty) = \lim_{t \rightarrow \infty} A(t) \dots\dots\dots (2.41)$$

A disponibilidade assintótica é um cálculo que define a real disponibilidade do item durante um longo período de operação.

Disponibilidade operacional

A disponibilidade operacional, $A_o(t)$, de acordo com a norma ABNT-NBR-5462, corresponde a uma medida da disponibilidade que inclui todos os tempos adicionais para recolocação (tempos indisponíveis para manutenção preventiva, atrasos administrativos e logísticos etc.), resultando em um valor que reflete não apenas as características de confiabilidade e manutenibilidade, mas também os aspectos operacionais e organizacionais, ou seja,

$$A_o(t) = \frac{\text{Tempo disponível}}{\text{Tempo disponível} + \text{Tempo indisponível}} \dots\dots\dots (2.42)$$

A Disponibilidade operacional, $A_o(t)$, quando existem tempos adicionais para recolocação, é sempre menor que a disponibilidade instantânea, $A(t)$, e a disponibilidade média, $A_m(t)$.

Disponibilidade inerente

A disponibilidade inerente, $A_I(t)$, é referida ao Tempo médio até a falha (TMAF) e ao Tempo médio até a recolocação (TMAR), onde não inclui atrasos logísticos e nem administrativos para os reparos. A disponibilidade inerente, de acordo com Nakagawa (2005, p. 48), é dada por:

$$A_I(t) = \frac{\text{TMAF}}{\text{TMAF} + \text{TMAR}} \dots\dots\dots (2.43)$$

Disponibilidade realizada

A disponibilidade realizada, $A_R(t)$, de acordo com a norma ABNT-NBR-5462, considera as durações de efetivo funcionamento entre todas as operações de manutenção (preventiva, preditiva, inspeção etc.), mesmo sem ter a ocorrência de falhas. A disponibilidade realizada é dada por:

$$A_R(t) = \frac{\text{TMER}}{\text{TMER} + \text{TMAR}} \dots\dots\dots (2.44)$$

onde,

TMER = tempo médio entre recolocações, ou seja, duração em efetivo funcionamento;

TMAR = tempo médio até recolocações, isto é, em todas as paradas

2.5 Valor presente líquido (VPL) e valor monetário esperado (VME)

2.5.1 Valor presente líquido

O valor presente líquido (VPL) é considerado uma das principais funções objetivo em projetos de desenvolvimento de campos de petróleo, pois todas as despesas e receitas oriundas da produção e entradas e saídas de caixa são consideradas, como custos fixos, impostos e depreciação dos bens do projeto.

O VPL é definido como o somatório dos valores das entradas e saídas do fluxo de caixa, descontados a taxa mínima de atratividade e para uma determinada data. Assim, o seu cálculo se desenvolve por meio da soma do valor presente dos fluxos de caixa projetados, com base em uma taxa de desconto, dado pela seguinte expressão:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \dots\dots\dots (2.45)$$

onde,

FC_j = fluxo de caixa do projeto no período j considerado;

i = taxa de desconto;

j = período considerado;

n = número total de períodos.

Para a construção do fluxo de caixa deve-se considerar receitas da venda de óleo e gás; custos de produção; custos de injeção; investimentos no campo nas etapas da exploração e

avaliação; custo de descomissionamento; e, também, incluir a depreciação dos bens do projeto. Além disso, os seguintes impostos, tributos e contribuições devem ser considerados:

- Impostos incidentes sobre o lucro:
 - Imposto de renda (IR);
 - Contribuição social (CS).
- Impostos incidentes sobre a produção:
 - Royalties;
 - Programa de integração social (PIS);
 - Contribuição para o financiamento da seguridade social (COFINS);
 - Participação Especial (PE).

2.5.2 Valor monetário esperado

Quando um projeto for considerado sem risco de insucesso, o VPL é um indicador econômico suficiente para medir o valor de um investimento. Entretanto, quando um investimento estiver sujeito a condições incertas, é imprescindível considerar o risco de insucesso na estratégia de decisão do projeto, tomando mão de uma medida que ajude a quantificar e comparar seus riscos em vários aspectos. Sendo assim, o valor monetário esperado (VME) é uma medida que pode ser usada para ajudar a quantificar e comparar os riscos em vários aspectos de um projeto.

O VME é uma estatística que calcula o resultado esperado quando o futuro inclui cenários que podem ou não acontecer. Conforme Mian (2002), o VPL torna-se uma variável aleatória monetária e o valor esperado calculado é denominado como valor monetário esperado, ou seja, o valor esperado da distribuição de probabilidade do VPL. Assim, se os possíveis valores de VPL forem obtidos de uma distribuição discreta, o valor esperado do VPL, isto é, o $E(VPL)$ de acordo com Mian (2002, p. 158), é dado por:

$$VME = E(VPL) = \sum_{i=1}^n VPL_i \times P(VPL_i) \dots\dots\dots (2.46)$$

Segundo James (2004, p. 110), se x tem densidade $f(x)$ e é dado por uma distribuição contínua, então a esperança de X é dada pela equação:

$$E(X) = \int xf(x)dx \dots\dots\dots (2.47)$$

Nesse caso, a variável aleatória X representa o resultado do VPL. Assim, por analogia com a lei fraca dos grandes números, definida em Ross (1997, p. 398), a esperança de X , ou seja, o VME, pode ser obtido por:

$$E\left(\frac{X_1 + \dots + X_n}{n}\right) = \mu \Rightarrow E\left(\frac{VPL_1 + \dots + VPL_n}{n}\right) = VME \dots\dots\dots (2.48)$$

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A história da confiabilidade tem início na década de 1930, quando os conceitos de probabilidade foram aplicados aos problemas relacionados à geração de energia elétrica, mas de forma mais qualitativa. A partir da década seguinte, ela passou a ser tratada de forma mais quantitativa quando os alemães aplicaram-na no desenvolvimento de mísseis durante a Segunda Guerra Mundial. A técnica de análise foi mais difundida nos anos 1950, com os trabalhos desenvolvidos por W. Weibull, inventor da distribuição de probabilidade Weibull.

Atualmente, a técnica de análise de confiabilidade é aplicada em muitas áreas, com destaque para a comunidade de manutenção, desenvolvimento de projetos, novos processos etc. Há muitos trabalhos publicados sobre aplicações de confiabilidade para solução de problemas diversos. A seguir, são apresentados alguns deles relacionados à área de petróleo, os quais tratam tanto de questões operacionais de sistemas quanto de questões econômicas.

Os trabalhos são apresentados ao longo do texto em ordem cronológica. Alguns serviram de referência para estruturação da metodologia e outros deles foram utilizados como referência para aplicação.

É importante ressaltar que, devido à complexidade de uma modelagem RBD e o esforço computacional para sua resolução, somente nas últimas décadas trabalhos mais elaborados e mais detalhados surgiram na área de confiabilidade.

Barringer (1996) desenvolveu uma série de considerações sobre como empregar os modelos de análise de confiabilidade para plantas petroquímicas. Também representou a planta por uma modelagem RBD simplificada, com apenas três blocos dispostos em série e obteve um tempo médio entre as falhas (MTBF) de 5.153 horas, o que equivale a 1,7 falhas por ano. Barringer mostrou que sistemas complexos, como o de uma planta petroquímica, podem ser tratados de forma mais simplificada para determinar os cálculos de confiabilidade.

Barringer e Kotlyar (1996) realizaram um estudo para identificar a vida de turbo-compressores empregando os princípios de modelagem de confiabilidade. Com um histórico de falhas, chegaram a um tempo médio entre falhas (MTBF) para compressores de 66,7 meses e, para o sistema turbina-compressor, a um MTBF de 40 meses. Conseguiram uma função de

confiabilidade do turbo-compressor com um declínio próximo de uma função linear, onde a confiabilidade em 10 meses é aproximadamente 0,9, em 49 meses é de aproximadamente 0,49 e em 80 meses aproximadamente 0,15.

Barringer (1997) desenvolveu um modelo no qual se empregava a análise de confiabilidade utilizando a distribuição de probabilidade Weibull para determinar os intervalos de inspeções em selos mecânicos de bombas. A vida de selos mecânicos, proposto por Barringer, pode ser representada por distribuições de probabilidades Weibull. Em seu estudo, dois sistemas de selagens foram analisados, sendo que o selo da bomba B tem uma probabilidade de falha de 0,98 em 10 meses de operação, enquanto o selo da bomba A apresenta uma mesma probabilidade de falha somente no tempo de 55 meses.

A importância em determinar o tempo de vida ou o tempo médio até a falha dos selos mecânicos se justifica pelo fato de estes serem utilizados em sistemas de injeção de água do campo, bombas de transferências de petróleo e em diversos outros subsistemas de um sistema de produção de petróleo. Sendo assim, uma falha pode afetar tanto a injeção de água quanto a produção de fluidos.

Simões Filho *et al* (1998) realizaram um estudo de confiabilidade e avaliação do custo do ciclo de vida para dois diferentes projetos de *manifolds* submarinos de produção (MSP), sendo o diagrama funcional geral do sistema mostrado na Figura 3.1.

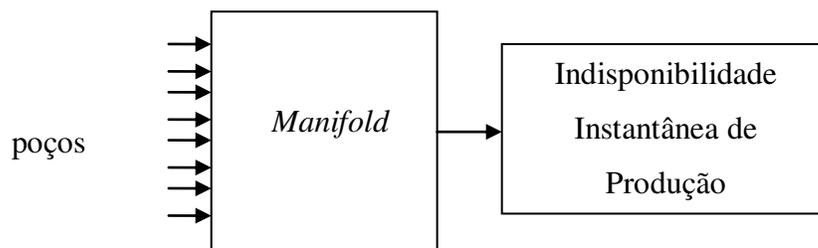


Figura 3.1: Diagrama de blocos funcional do sistema *manifold* (Simões Filho *et al*, 1998).

Na Figura 3.1, é possível observar que a falha do *manifold* afeta diretamente a produção, pois ele faz parte de uma ligação dos poços com a plataforma. Simões Filho *et al* (1998) obtiveram os índices de indisponibilidades para duas opções de *manifold* considerando dois cenários de confiabilidade. Os resultados obtidos para o primeiro MPS foram uma

indisponibilidade média de 0,006135 e de 0,06052 para o cenário pessimista. Já para o segundo MPS, os resultados foram de uma indisponibilidade média de 0,004004 e de 0,03862 para o cenário pessimista.

Bingham (2001) desenvolveu um modelo para quantificar a confiabilidade de válvulas *shutdown* de emergência e chegou a uma probabilidade de falha de 0,08. Ainda, relatou que não exercitar as válvulas pode originar falhas abertas ou fechadas, e que, em contrapartida, exercitá-las de forma demasiadas pode levá-las a falhas por desgastes.

As válvulas também fazem parte de um sistema de produção marítimo de petróleo e são de grande importância, pois suas falhas, dependendo de onde são aplicadas, podem gerar problemas relacionados a questões ambientais de segurança quando há interrupções na produção de petróleo.

Frota (2003) realizou um estudo de confiabilidade sobre poços produtores e poços injetores. Em relação aos primeiros, levou em considerações paradas referentes a hidrato, linhas, Árvore de Natal Molhada (ANM), reservatório, parafina nas linhas, válvula de segurança de sub-superfície (DHSV) e *gravel pack*. Para o estudo de poços injetores, devido à dificuldade de obter os dados de falhas, não considerou nenhum modo de falha do poço injetor, sendo este analisado de forma fechada.

Frota (2003) definiu que tanto os poços produtores quanto os injetores possuem distribuição de vida segundo uma distribuição de probabilidade Weibull. Conforme essa última, que representa o tempo até a falha do poço produtor, a probabilidade de falha do poço em 100 dias é de aproximadamente 0,06, já para 1.100 dias (≈ 3 anos) é de aproximadamente 0,6. Para o poço injetor, a probabilidade de falha em 100 dias é de aproximadamente 0,025, já para 1.100 dias é de aproximadamente 0,3. Os resultados apresentados por Frota (2003) mostram que o poço injetor apresenta uma maior confiabilidade para todos os períodos de tempo em relação ao poço produtor.

Miranda e Brick (2003) realizaram um estudo de confiabilidade do qual foram levantados os principais índices de confiabilidade relacionados a problemas de geração de energia para plataforma de petróleo (óleo e gás), como disponibilidade e manutenibilidade, visando fornecer informações relacionadas ao impacto da indisponibilidade na produção e também possibilitar a

escolha da melhor política de manutenção para as plataformas. O sistema de geração de energia adotado no estudo de Miranda e Brick (2003) considerou um sistema com 2 turbo-geradores e 3 turbo-compressores e um outro com 4 turbo-geradores e 3 moto-compressores. Eles obtiveram uma disponibilidade média de 0,9055 e 0,9694, respectivamente, para uma capacidade de geração de energia em 100%.

Ajayi *et al* (2005) integraram a confiabilidade de poços com completção inteligente com a modelagem de reservatório. Seu estudo também mostrou impacto das falhas no sistema de recuperação do poço para diferentes períodos de tempo. Além disso, apresentou uma relação da queda da confiabilidade de válvulas com a profundidade de instalação, como exibido na Figura 3.2, para um dos modelos com completção inteligente proposto.

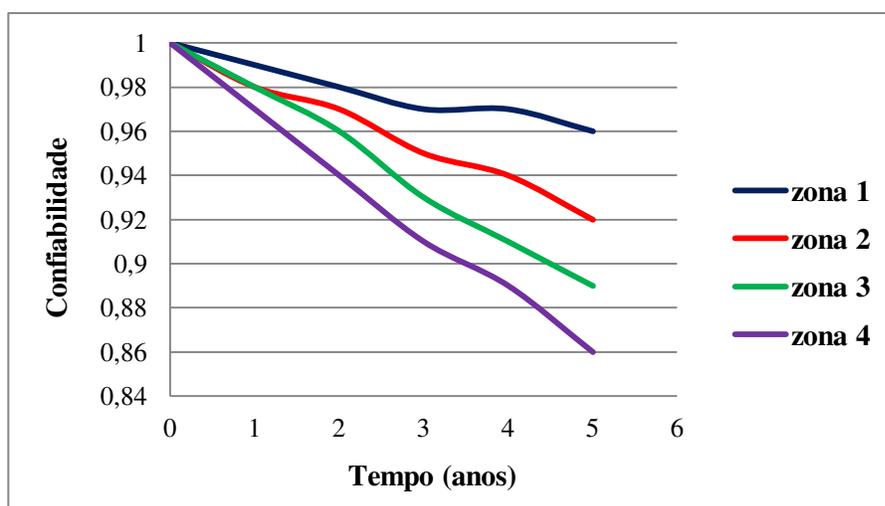


Figura 3.2: Resultados de confiabilidade do RBD com atuador hidráulico proposto por Ajayi *et al* (2005).

Como mostra a Figura 3.2, para as zonas mais profundas do reservatório, a curva de confiabilidade do RBD tende a ser menor conforme o aumento da profundidade. Ainda, é possível observar que para zonas mais profundas a confiabilidade do RBD proposto decresce mais rapidamente.

Albernaz (2005) realizou um estudo sobre a importância dos eventos de falhas das árvores de natal molhadas (ANM), no qual definiu um sistema de produção submarino, como apresentado na Figura 3.3, composto pelos seus principais subsistemas.

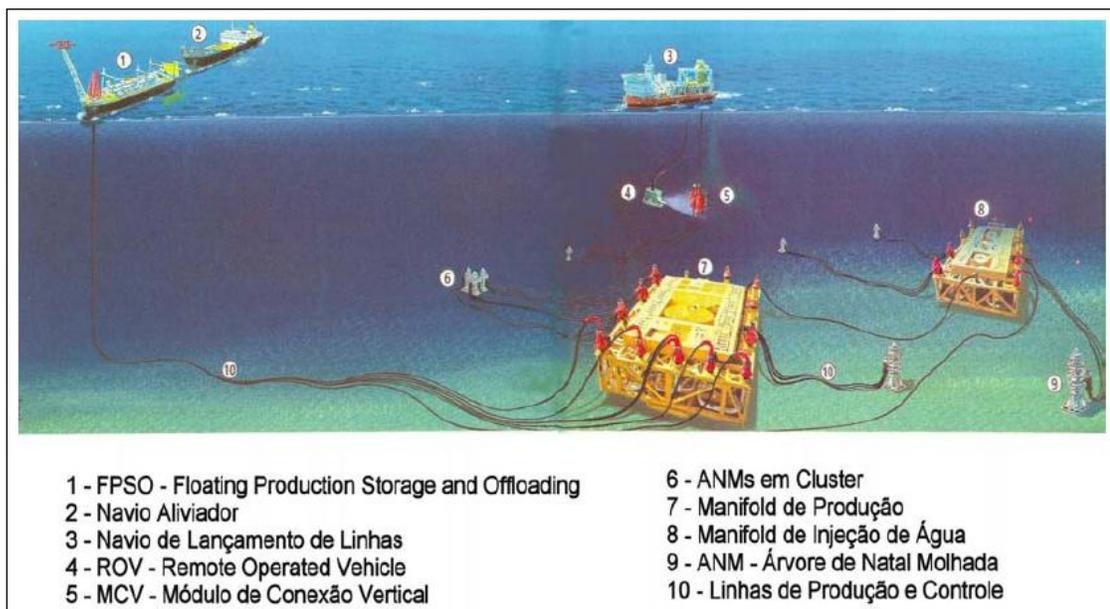


Figura 3.3: Subsistemas típicos de um sistema submarino de produção (Albernaz, 2005).

Os subsistemas propostos por Albernaz (2005), na Figura 3.3, representam um sistema submarino de produção mais completo, sendo o foco principal do estudo o subsistema ANM, que, nas simulações realizadas, apresentou como resultado uma disponibilidade média variando entre 0,95 e 0,98.

Moura *et al* (2005) apresentam uma análise comparativa da disponibilidade de duas malhas de completção inteligente (MCI). Com o estudo comparativo, obtiveram conclusões a respeito de quais das alternativas tecnológicas seria a mais vantajosa em termos de disponibilidade operacional. O resultado da simulação das disponibilidades das malhas foi de uma média para MCI A de 0,93 e a de 0,94 para MCI B.

Buteri e Pereira (2006) abordaram em seu estudo a confiabilidade do pacote de geração de energia elétrica das plataformas de produção P43 e P48. A primeira plataforma apresentou uma disponibilidade média de 0,9261, o número esperado de falhas de 5 por mês com um tempo total

parada de 53,15 horas. A segunda apresentou uma disponibilidade média de 0,8936, o número esperado de falhas de 5 com um tempo total de parada de 76,57 horas. As simulações foram realizadas para um período de 1 mês de operação, para confrontar os dados simulados com os dados reais, a fim de validar os valores para posteriores projeções em seus estudos.

Simões Filho (2006) desenvolveu uma metodologia que considera incertezas na definição dos eventos básicos em uma análise de árvore de falhas. Uma de suas aplicações práticas foi na análise de uma árvore de falhas do *Manifold* Submarino de Produção (MSP). O evento topo considerado foi definido como: Indisponibilidade Instantânea de Produção de um Poço. Pelos resultados obtidos em seu estudo, a indisponibilidade instantânea, entre o período de 4.000 e 8.760 horas (tempo máximo analisado), ficou entre 0,055 e 0,075, representando uma disponibilidade instantânea entre 0,945 e 0,972.

Silva *et al* (2006) realizaram um estudo sobre análise de risco de projetos de desenvolvimento de produção marítima de petróleo. Nele, foram consideradas as variáveis técnicas e econômicas para determinar a distribuição de probabilidade do VPL do projeto. Foi utilizada a distribuição de probabilidade triangular para representar a composição dos custos operacionais considerando a frequência das intervenções em poços. Outras variáveis, como o investimento total, preço do óleo, atraso no cronograma de implantação do projeto e abandono, também foram modeladas de acordo com distribuição de probabilidade triangular.

Aggrey e Davies (2007) abordaram a confiabilidade de poços e os resultados de um reservatório para determinar o valor de um poço inteligente. A confiabilidade dos poços apresentada é dependente do tipo de controle, de forma que, para o controle mais complexo, a probabilidade de falha em 5 anos de operação é de 0,07 até 0,25 para uma completação mais profunda. Para determinar o valor monetário esperado (VME) e o VPL, foram consideradas variáveis a taxa de desconto, o preço do óleo, a produção do óleo, o CAPEX e o OPEX.

Lima (2008) estudou a confiabilidade e disponibilidade de um sistema de injeção de água em uma plataforma marítima de óleo e gás. Além disso, apresentou um leiaute de um sistema de produção marítimo de petróleo com os principais subsistemas, como, plataforma, *manifold* e poços produtores e injetores. Após a modelagem RBD do sistema de injeção de água, realizou a simulação do sistema para 25 anos de operação e obteve uma disponibilidade média de 97,78%,

para um número esperado de falhas de 51,5 e 11 manutenções preventivas, totalizando uma média de 62,5 eventos que deixa o sistema de injeção indisponível.

Os estudos apresentados por Silva *et al* (2006) e Aggrey e Davies (2007) serviram de base para nortear a estrutura da metodologia do presente trabalho. Ambos abordaram os conceitos de confiabilidade e previsão da produção e obtiveram os resultados econômicos. Um detalhe comum entre os dois projetos é que ambos, ao calcularem o VPL, tratam as variáveis como sendo independentes, ao contrário do proposto neste trabalho, onde as variáveis são tratadas de forma dependentes, ou seja, os resultados econômicos são provenientes da influência da confiabilidade dos subsistemas no processo de cálculo da produção do simulador de fluxo.

Já os estudos de Albernaz (2005) e Lima (2008) contribuíram neste trabalho para uma melhor compreensão na definição da hierarquia do sistema de produção. Já os demais autores foram tomados como referência no processo de determinar a confiabilidade dos subsistemas para que os cálculos não ficassem tão distantes da realidade das empresas.

4. METODOLOGIA

Neste capítulo, serão descritas a metodologia geral do trabalho e a metodologia que possibilita realizar a previsão de produção do campo, considerando as confiabilidades dos sistemas por meio das distribuições de probabilidades e também de forma direta com índices de disponibilidades.

4.1 Metodologia geral

O trabalho foi dividido em quatro etapas (Figura 4.1). A primeira delas consistiu em um levantamento bibliográfico sobre os temas envolvidos de modo a obter informações suficientes para desenvolver a metodologia e os casos de aplicação. Fez parte desta etapa uma melhor compreensão de um sistema marítimo de produção de petróleo, com um levantamento dos principais sistemas ou subsistemas que causam um impacto direto no sistema global de produção, ou simplesmente, a falha ou a parada de quais conjuntos de equipamentos que interrompem a produção do poço ou do campo como todo. Após identificar os principais sistemas, um levantamento das estatísticas e das informações de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade foram realizadas, a fim de dar um caráter mais realistas aos resultados. Esta etapa foi o ponto inicial para alcançar o objetivo proposto em tratar o sistema de produção de petróleo de forma probabilística.

A segunda etapa foi a escolha de um campo marítimo, que, neste trabalho, foi um campo com a estratégia de produção já otimizada (Carvalho *et al*, 2010) para óleo leve. Um segundo exemplo foi selecionado com o mesmo campo, mas com a alteração de algumas propriedades do fluido para um óleo pesado, com o objetivo de testar a influência das falhas operacionais em um caso mais crítico.

Na terceira etapa, foram usados três métodos e um algoritmo de definição das disponibilidades médias dos sistemas para comparação dos resultados. No Método 1, foi realizada a análise de produção do campo sem considerar as informações de confiabilidade dos

sistemas, ou seja, todos operando com disponibilidade média de 100%. No Método 2, o algoritmo manipulou o arquivo utilizado pelo simulador de fluxo, a fim de inserir as informações de confiabilidade dos equipamentos de forma dinâmica. Já no Método 3, foram definidas as disponibilidades médias dos sistemas que foram inseridas de forma direta no arquivo do simulador.

A quarta etapa foi composta pela análise dos resultados de produção obtidos pelos métodos para os dois modelos. A análise econômica foi realizada por meio do cálculo do VPL para o Método 1 e 3 e VME para o Método 2, obtidos para os dois modelos simulados. No final é realizada a comparação dos resultados de produções e econômicos entre os métodos propostos.

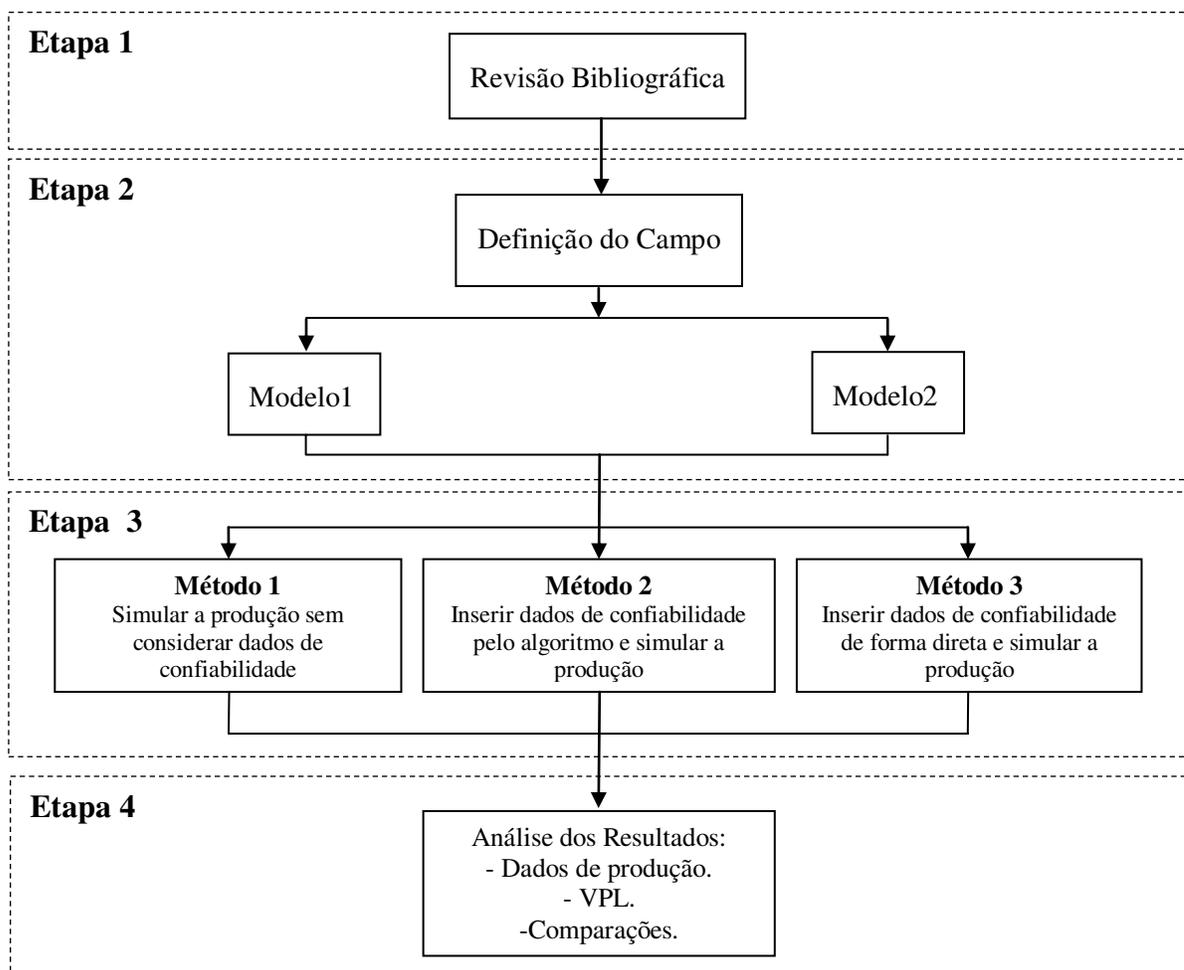


Figura 4.1: Fluxograma geral da metodologia aplicada na dissertação.

4.2 Algoritmo do Método 2

Para a realização das simulações dos modelos, o simulador de escoamento adotado para gerar os dados de produção foi o IMEX que é um software da *Computer Modelling Group* (CMG). O simulador de fluxo permite que a informação sobre a confiabilidade de cada sistema seja abordada durante o processo de simulação, mas a opção disponibilizada por ele é apenas um índice de disponibilidade média durante todo o período de produção (Método 3), diferentemente do Método 2 (proposto nesse trabalho) que simula interrupções na produção ou injeção de poços ou grupos de poços que compõem os sistemas. O Método 2 foi proposto para quantificar os riscos operacionais de um processo de produção de petróleo de forma mais próxima da operação real.

Sendo assim, para representar as reais paradas dos sistemas, foi elaborado um algoritmo escrito em MATLAB[®] que altera o arquivo do simulador (*.dat) e gera um novo arquivo com as informações do tempo até a parada de cada sistema e do tempo até o seu restabelecimento. Esse processo é repetido várias vezes para gerar os possíveis cenários de operação.

Para se tornar mais versátil, o algoritmo permite operar qualquer arquivo (*.dat) do simulador, bastando seguir e completar alguns algumas variáveis de entrada, que estão identificadas por:

- Data atual (tratamento diferenciado para tempo passado – histórico de produção, com valores já definidos – e futuro);
- Tempo final de simulação;
- Identificação de cada sistema sujeito a falhas operacionais com impacto significativo na produção;
- Data de abertura do poço.

No algoritmo, é necessário identificar cada sistema que está presente no arquivo do simulador. No presente trabalho, foram escolhidos: poços produtores, poços injetores, grupo de produtores, grupo de injetores e plataforma. A escolha destes sistemas foi uma importante premissa do presente trabalho. Como o sistema de produção é complexo, assumiu-se que as falhas operacionais têm como consequência principal problemas com a produção ou injeção de poços ou grupos. Isso facilita bem a modelagem do sistema e possibilita a manipulação do processo diretamente no arquivo de dados da simulação numérica de reservatórios.

É importante destacar também que o sistema de falhas operacionais só é ativado para a produção futura. Caso o arquivo do simulador possua poços em seu histórico, estes não precisam ter o tempo de abertura identificado.

A parte fundamental do algoritmo foi a seleção da distribuição de probabilidade que representa o sistema por meio do tempo até a parada e o tempo até o restabelecimento. Esta identificação foi feita individualmente para cada sistema, poço produtor, poço injetor, grupo de produtor, grupo de injetor e plataforma, fazendo com que cada um deles possa ter suas próprias características de vida e de reparo.

O algoritmo representa a abertura e fechamento dos sistemas por meio de inserção das palavras-chave do simulador *shutin* e *open*. Estas palavras-chave foram geradas pelo processo de simulação de Monte Carlo de acordo com as distribuições de probabilidades que representam o tempo até a parada do sistema e o tempo até o restabelecimento. O processo de geração dos tempos é ilustrado na Figura 4.2. Nela, a distribuição de probabilidade que representa o tempo até a parada do sistema é apresentada pela área verde e a distribuição de probabilidade que representa o tempo até o restabelecimento, pela área azul.

A Figura 4.2 ilustra um exemplo com dados de aberturas e fechamentos dos sistemas gerados pelo algoritmo. O primeiro tempo gerado representado em t_1 é obtido de acordo com a distribuição do tempo até a parada do sistema (área verde). Esse tempo t_1 é inserido no simulador com comando para “fechar” o respectivo sistema, representado pela palavra-chave do simulador *shutin*. De acordo com a distribuição de probabilidade que representa o tempo até o restabelecimento (área azul), um novo tempo é obtido e somado ao t_1 , resultando em um t_2 , atribuído a esse tempo o comando que irá “abrir” o sistema poço, representado pela palavra-chave *open*. O respectivo sistema ficará fora de operação do tempo t_1 até o tempo t_2 , sendo a diferença ($t_2 - t_1$), o tempo em que o sistema ficará fora de operação.

No terceiro tempo gerado, t_3 , é inserido o segundo comando, *shutin*, e, em t_4 , o comando *open*, e assim sucessivamente. Dessa forma, esses comandos para as paradas e aberturas subsequentes continuam sendo gerados até que o valor de t seja maior que o valor que representa o tempo final da simulação do campo.

Após finalizar o processo, é gerado um arquivo do simulador de fluxo. Como esse arquivo apresenta apenas um dos “n” possíveis cenário de operação prováveis de ocorrer, o processo se repetirá até atingir uma quantidade representativa de cenários que, neste trabalho, foi definida como 30.

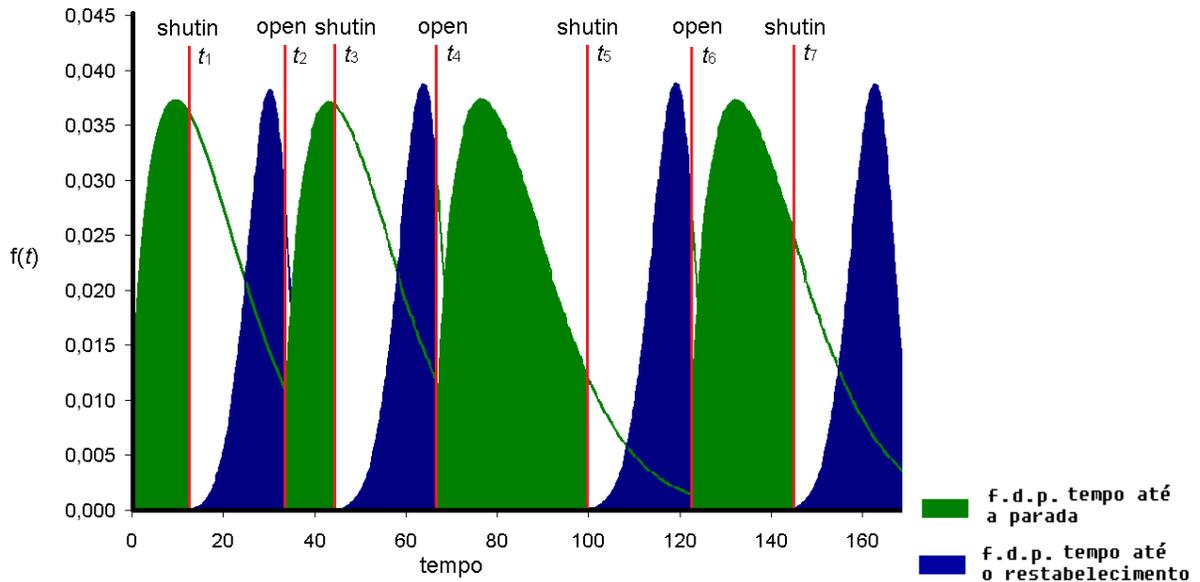


Figura 4.2: Ilustração de como são gerados os dados de abertura e fechamentos dos sistemas pelo algoritmo.

Sendo assim, é obtida a média da produção de óleo acumulada ($Np_{méd}$), a média do fator de recuperação do campo ($FRO_{méd}$), a média da produção acumulada de água ($Wp_{méd}$), a média da água injetada ($Winj_{méd}$) e o VME (considerando os cenários de igual probabilidade de ocorrência). Para realizar o cálculo do VPL de cada um dos cenários, é utilizado o módulo de análise econômica do UNIPAR-MEC®.

A Equação (4.1) mostra a média obtida para Np :

$$Np_{méd} = \frac{\sum_{i=1}^n Np_i}{n} \dots\dots\dots (4.1)$$

onde, Np_i é a produção acumulada de óleo referente à cada arquivo gerado e $Np_{méd}$ é a média dos Np_i obtidos.

A Equação (4.2) mostra a média obtida para FRO:

$$FRO_{méd} = \frac{\sum_{i=1}^n FRO_i}{n} \dots\dots\dots (4.2)$$

onde, FRO_i é o fator de recuperação do campo referente a cada arquivo gerado e $FRO_{méd}$ é a média dos FRO_i obtidos.

A Equação (4.3) mostra a média obtida para Wp :

$$Wp_{méd} = \frac{\sum_{i=1}^n Wp_i}{n} \dots\dots\dots (4.3)$$

onde, Wp_i é o total de água produzida do campo referente a cada arquivo gerado e $Wp_{méd}$ é a média dos Wp_i obtidos.

A Equação (4.4) mostra a média obtida para $Winj$:

$$Winj_{méd} = \frac{\sum_{i=1}^n Winj_i}{n} \dots\dots\dots (4.4)$$

onde, $Winj_i$ é o total de água injetada no campo referente a cada arquivo gerado e $Winj_{méd}$ é a média dos $Winj_i$ obtidos.

A Equação (4.5) mostra o cálculo do VME:

$$VME = \frac{\sum_{i=1}^n VPL_i}{n} \dots\dots\dots (4.5)$$

onde, VPL_i é o valor presente líquido referente a cada arquivo gerado e VME é a média dos VPL_i obtidos.

4.3 Forma de análise dos resultados

Para os modelos definidos na Etapa 2, foram realizadas as simulações com os três métodos proposto da Etapa 3. Assim, para uma comparação justa entre eles, as disponibilidades médias atribuídas aos sistemas (Método 3), que são inseridas de forma direta pelo simulador, devem ser obtidas por meio de simulação, considerando e tomando como base as respectivas distribuições de probabilidades atribuídas aos sistemas.

A Figura 4.3 apresenta um exemplo da disponibilidade dos sistemas abordada de forma constante (disponibilidade média do período considerado) e por simulação das distribuições de probabilidades que representam o tempo até a parada do sistema e o tempo até o restabelecimento.

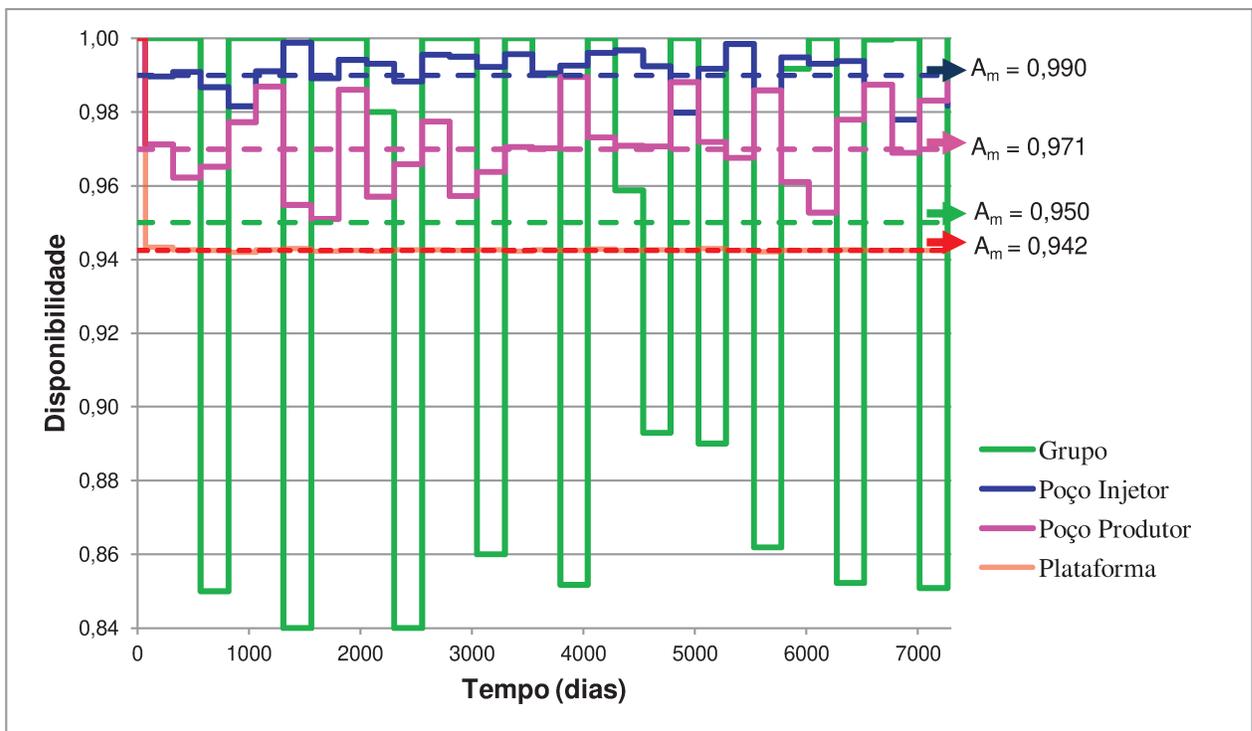


Figura 4.3: Exemplo de gráfico de disponibilidade do sistema, por simulação e constante.

No exemplo da Figura 4.3, é apresentado um gráfico da disponibilidade média dos sistemas (A_m) obtido por simulação. Ao realizar a simulação de um sistema, a disponibilidade média é obtida por intervalos de tempo. Para o exemplo do Grupo (linha verde), a disponibilidade média do tempo 0 a 100 dias é 1, assim como para o intervalo de 900 a 1.000 dias. Para o intervalo de 0

a 7.300 dias (20 anos) é 0,95, ou seja, em 20 anos de operação, espera-se que um total de 9635 dias o Grupo esteja disponível e que um total de 365 dias esteja indisponível. A disponibilidade média para todo o período é o valor considerado pelo Método 3.

A fim de realizar as comparações dos Métodos 2 e 3 com o Método 1, é calculada a diferença percentual conforme a Equação (4.6):

$$\text{Dif}(\%) = 1 - \frac{\text{resultado do método 1}}{\text{resultado do método 2 ou 3}} * (100\%) \dots\dots\dots (4.6)$$

A Equação (4.6) é utilizada para as comparações dos resultados para Np, Fr, Wp, Winj e VPL.

5. APLICAÇÃO

Para alcançar os objetivos propostos, a metodologia é aplicada tomando como base um exemplo de sistema submarino de produção, o mais próximo de um caso real. Como proposto na Etapa 2 da metodologia, dois modelos são utilizados na aplicação, sendo que o Modelo 1 representa um campo com óleo leve e o Modelo 2 um campo com óleo pesado.

5.1 Definição do Modelo 1

O Modelo 1 é baseado no Campo de Namorado com algumas modificações, incluindo a estratégia de produção (Carvalho *et al*, 2010). O campo contém um volume de óleo originalmente *in situ* (VOOIS) de aproximadamente 97 milhões de metros cúbicos. Apenas para ilustração, a Figura 5.1 apresenta um mapa de porosidade com a distribuição dos poços.

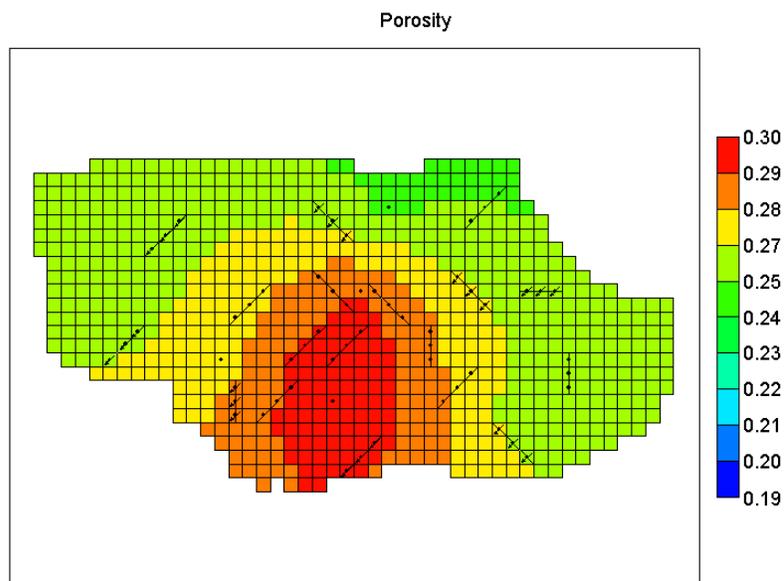


Figura 5.1: Modelo geológico de porosidade com a distribuição dos poços.

Ao histórico do campo com seus 4 poços produtores verticais, foram adicionados 10 poços produtores horizontais e 8 poços injetores.

5.1.1 Condições operacionais referentes ao Modelo 1

Poços produtores verticais³ são identificados por: PV-001, PV-002, PV-003 e PV-004. Já os poços produtores horizontais são identificados por: PO-005, PO-006, PO-007, PO-008, PO-010, PO-011, PO-012, PO-017, PO-018 e PO-019. Na Tabela 5.1, estão definidos os parâmetros operacionais dos poços produtores referentes ao Modelo 1, sendo que STL é uma restrição que representa a vazão de líquido na superfície; BHP é a pressão de fundo de poço; Wcut é o corte de água; e o STO é a vazão de óleo na superfície. Os três últimos, se alcançados, fecham o poço.

Tabela 5.1: Parâmetros operacionais dos poços produtores e do grupo referente ao Modelo 1.

Poço Produtor	STL (m³/dia) máximo	BHP (kg/cm²) mínimo	Wcut máximo	STO (m³/dia) mínimo	STO (m³/dia) máximo
vertical	1.500	190	0,95	50	-
horizontal	2.500	190	0,90	50	-
Grupo produtor	-	-	-	-	6.400

Poços injetores são identificados por: PI-009, PI-013, PI-014, PI-015, PI-016, PI-020, PI-021 e PI-022. Na Tabela 5.2, estão definidos os parâmetros operacionais dos poços injetores referentes ao Modelo 1, sendo que STW é uma restrição para a vazão de água na superfície e BHP é a pressão de fundo do poço.

Tabela 5.2: Parâmetros operacionais dos poços injetores referentes ao Modelo 1.

	STW (m³/dia) - máximo	BHP (kg/cm²) - máximo
Poço Injetor	2.200	300
Grupo Injetor	14.000	-

5.1.2 Fluidos referentes ao Modelo 1

³ Valores para os poços verticais definidos após o 1500 dias de operação, ou seja, após termino do histórico do campo.

O óleo considerado no campo do Modelo 1 possui densidade de 32 °API e suas propriedades tais como as curvas de viscosidade do óleo e do gás são ilustradas na Figura 5.2.

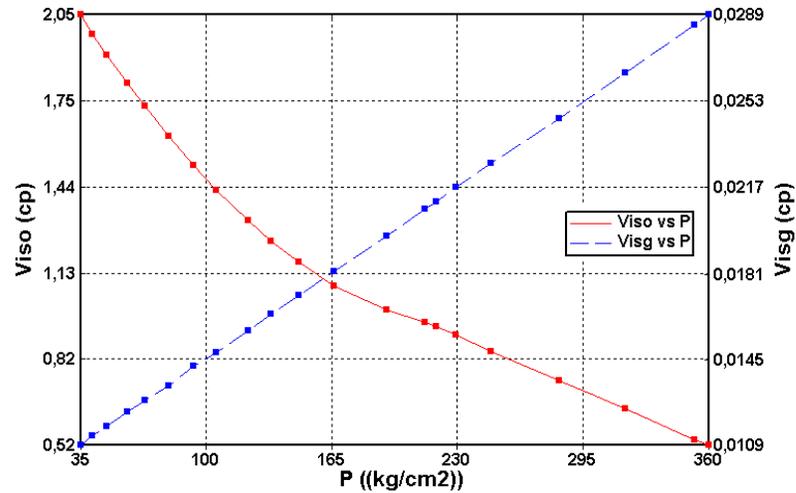


Figura 5.2: Curvas de viscosidade do óleo e gás.

Na Figura 5.3 é ilustrada a curva de Bo (fator volume de formação do óleo) e a curva de Rs (razão de solubilidade).

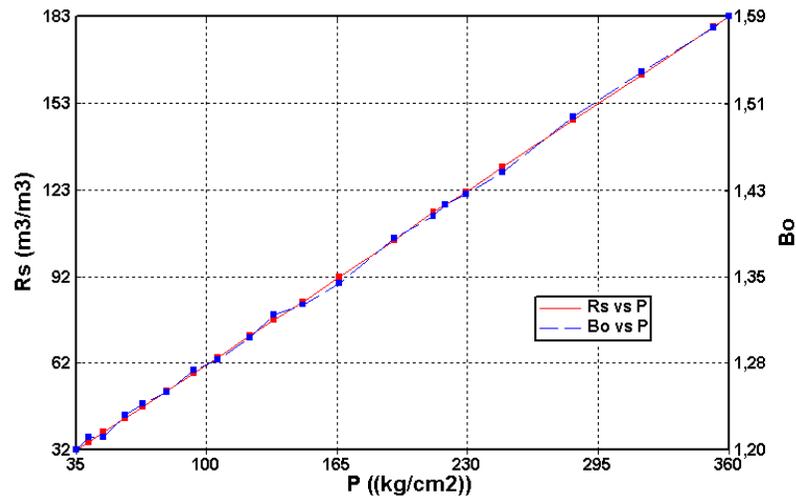


Figura 5.3: Curvas de fator volume de formação do óleo e razão de solubilidade.

5.1.3 Petrofísica referente ao Modelo 1

A Figura 5.4 mostra as curvas de permeabilidade relativa óleo-água adotadas no campo do Modelo 1.

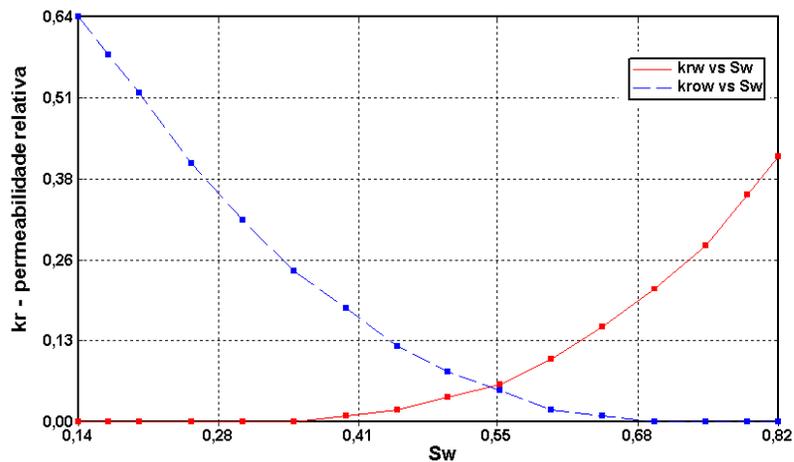


Figura 5.4: Curva de permeabilidade relativa óleo-água.

Já as curvas de permeabilidade relativas óleo-gás adotadas no campo do Modelo 1 são mostradas na **Figura 5.5**.

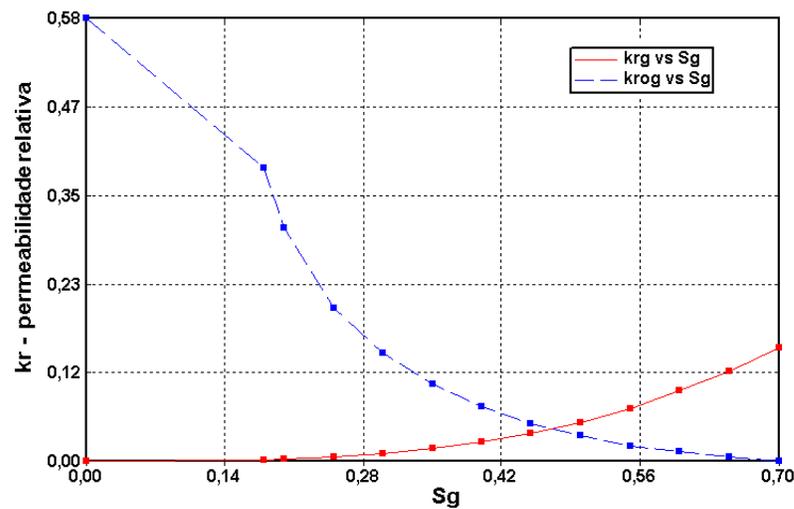


Figura 5.5: Curva de permeabilidade relativa óleo-gás.

5.2 Definição do Modelo 2

O campo da Figura 5.1 apresenta originalmente um óleo leve. No entanto, o mesmo campo com um °API maior e com as propriedades de fluidos e petrofísicas modificadas também é utilizado para representar um óleo mais pesado, ficando assim definido o Modelo 2 da aplicação.

5.2.1 Condições operacionais referentes ao Modelo 2

A base para concepção do Modelo 2 foi o Modelo 1. Os mesmos 14 poços produtores e 8 poços injetores são mantidos, alterando-se seus parâmetros operacionais conforme mostrado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Parâmetros operacionais dos poços produtores referente ao Modelo 2.

Poço Produtor	STL (m³/dia) máximo	BHP (kg/cm²) mínimo	Wcut máximo	STO (m³/dia) mínimo	STO (m³/dia) máximo
Vertical	1.500	190	0,95	50	-
Horizontal	3.500	80	1	-	-
Grupo Produtor					6.400

Os poços produtores verticais possuem a mesma identificação referente ao Modelo 1, sendo mantidas também as identificações dos poços produtores horizontais. Durante as definições dos valores dos operacionais dos poços, verificou-se que com alterações nos valores dos poços verticais, não havia alteração na vazão dos poços. Portanto, os valores operacionais não foram alterados para os poços verticais.

As definições dos parâmetros operacionais dos poços injetores são mostradas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Parâmetros operacionais dos poços injetores referente ao Modelo 2.

	STW (m³/dia) – máximo	BHP (kg/cm²) - máximo
Poço Injetor	3.000	320
Grupo Injetor	21.000	-

5.2.2 Fluidos referentes ao Modelo 2

O óleo considerado no campo do Modelo 2 possui densidade de 21 °API e suas propriedades tais como as curvas de viscosidade do óleo e do gás são ilustradas na Figura 5.6.

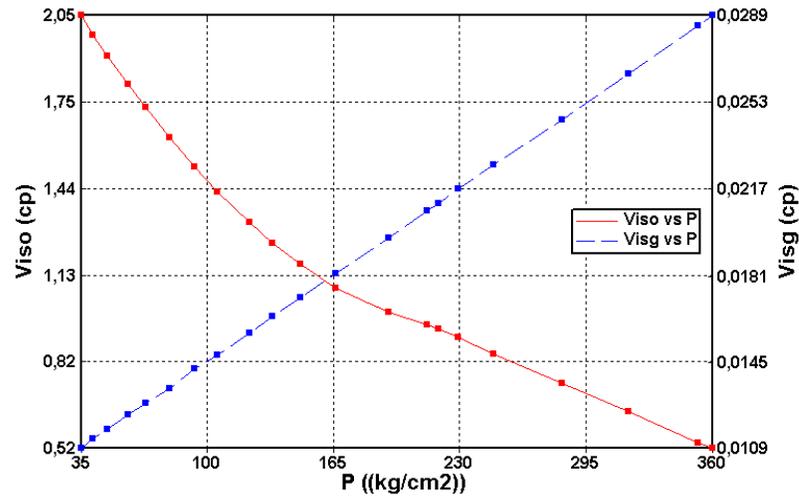


Figura 5.6: Curvas de viscosidade do óleo e gás.

Na Figura 5.7 é ilustrada a curva de Bo (fator volume de formação do óleo) e a curva de Rs (razão de solubilidade).

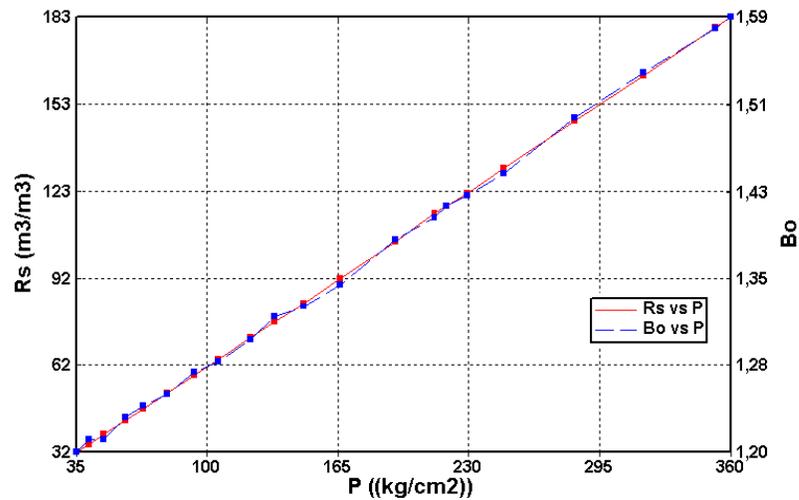


Figura 5.7: Curvas de fator volume de formação do óleo e razão de solubilidade.

5.2.3 Petrofísica referente ao Modelo 2

A Figura 5.8 mostra as curvas de permeabilidade relativas óleo-água adotadas no campo do Modelo 2.

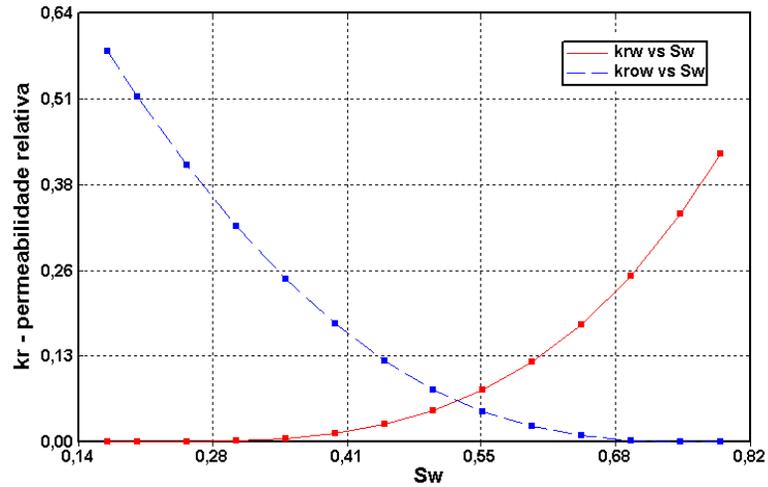


Figura 5.8: Curva de permeabilidade relativa óleo-água.

Já as curvas de permeabilidade relativas óleo-gás adotadas no campo do Modelo 2 são mostradas na Figura 5.9.

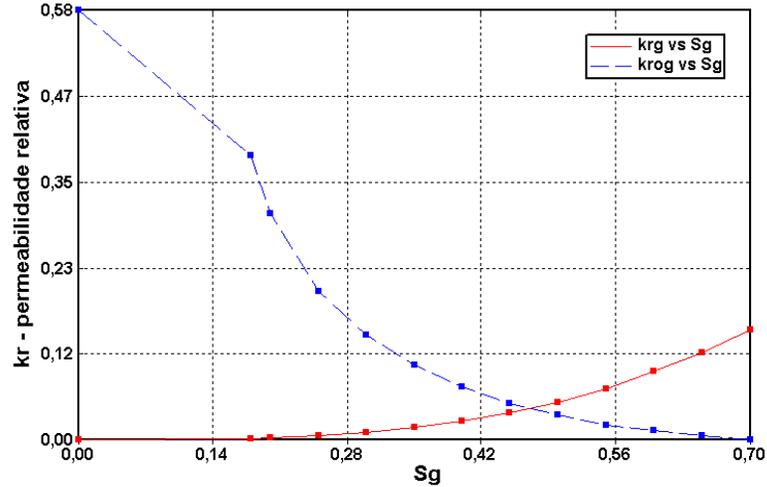


Figura 5.9: Curva de permeabilidade relativa óleo-gás.

5.3 Descrição dos casos para análise

Três métodos de análise foram definidos a fim de realizar as comparações:

- **Método 1:** Todos os sistemas perfeitos. Não param por problemas operacionais, ou seja, com disponibilidade média de 100% e operam de acordo com as condições operacionais pré-estabelecidas;
- **Método 2:** Consideram-se as informações de confiabilidade dos sistemas. Interrompem a produção/injeção como em um caso mais próximo do real, isto é, disponibilidade média menor que 100%, e operam de acordo com as condições operacionais pré-estabelecidas;
- **Método 3:** Considera a opção de usar o recurso que o simulador de fluxo disponibiliza. Atribui-se uma disponibilidade média menor que 100% para os subsistemas e opera-se de acordo com as condições operacionais pré-estabelecidas.

Desta forma, aplicando os três métodos aos dois modelos propostos, resultou nos casos para análise:

- **Caso 1.1:** Modelo 1 no qual foi aplicado o Método 1;

- **Caso 1.2:** Modelo 1 no qual foi aplicado o Método 2;
- **Caso 1.3:** Modelo 1 no qual foi aplicado o Método 3;
- **Caso 2.1:** Modelo 2 no qual foi aplicado o Método 1;
- **Caso 2.2:** Modelo 2 no qual foi aplicado o Método 2;
- **Caso 2.3:** Modelo 2 no qual foi aplicado o Método 3.

5.4 Dados de confiabilidade e manutenibilidade dos subsistemas

Com as definições dos modelos geológicos e dos parâmetros operacionais dos poços produtores e injetores, foi escolhido um sistema de produção submarino tomando como referência o modelo apresentado por Albernaz (2005), mostrado na Figura 3.3, que apresentou um sistema de produção de óleo submarino composto pelos seus principais subsistemas.

Na aplicação, tanto no Modelo 1 quanto no Modelo 2, uma hierarquia mais simplificada dos subsistemas é definida, como mostra a Figura 5.10, assumindo que todos os efeitos de falhas dos sistemas, para o caso de produção de petróleo, afetam a produção ou injeção dos poços ou grupo de poços.

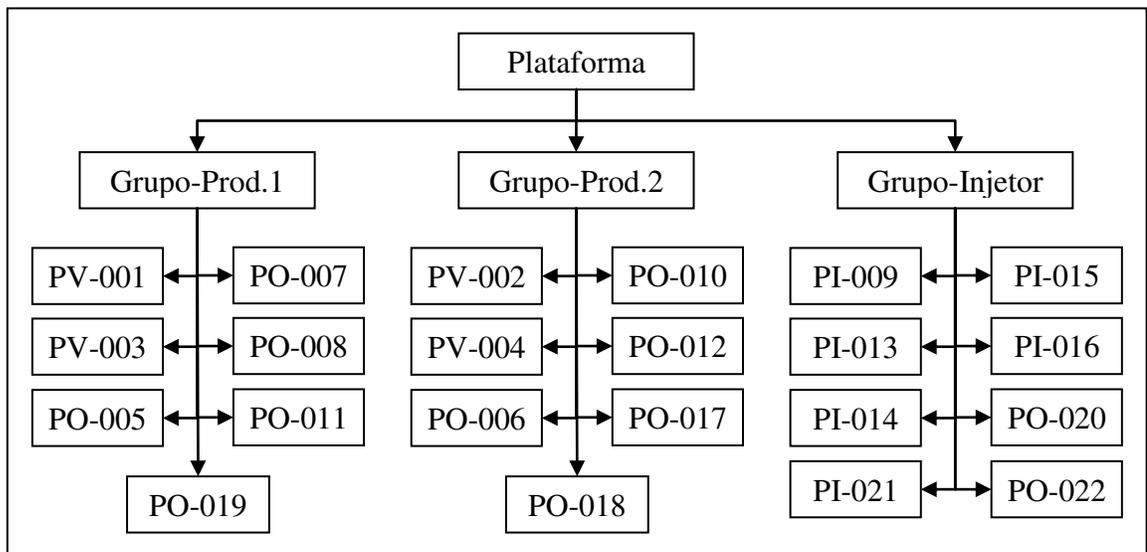


Figura 5.10: Hierarquia do sistema adotada na aplicação.

Os subsistemas apresentados na Figura 5.10 foram adotados para o Modelo 1 e para o Modelo 2. Os poços produtores foram divididos em dois grupos, Grupo-Prod.1 e Grupo-Prod.2. Os poços injetores ficaram todos em um único grupo, Grupo-Injetor. Todos os grupos de poços estão ligados a uma plataforma. Conforme a hierarquia apresentada, a interrupção da operação da plataforma implica na interrupção dos grupos que causa a interrupção dos poços.

Assim, definido a hierarquia, se fizeram necessárias as definições das informações de confiabilidade e manutenibilidade dos subsistemas, exibidas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Sumário das estatísticas de confiabilidade e manutenibilidade dos subsistemas.

	Distr. de prob. até a parada	Distr. de prob. restabelecimento	Disponibilidade média Am(t)
Poço Produtor ⁴	Weibull (0,84 ; 2824,5)	Normal (78; 8)	0,97
Poço Injetor ⁴	Weibull (0,74 ; 8731,9)	Normal (78; 8)	0,99
Grupo Produtor/Injetor ⁵	Exp(660)	Normal (36;5)	0,95
Plataforma ⁶	Exp(7,22)	Normal (0,44; 0,08)	0,94

Fonte: Dados obtidos durante a revisão bibliográfica.

A Tabela 5.5 mostra as distribuições de probabilidade que representam o tempo até a parada do sistema e as que representam o tempo até o restabelecimento. Para o poço produtor, a distribuição que representa o tempo até a parada do sistema foi definida uma distribuição Weibull, com parâmetro de forma 0,84 e parâmetro de escala 2.824,5 dias, sendo a distribuição que representa o tempo até o restabelecimento uma Normal com média de 78 dias e variância de 8. Para o poço injetor, a distribuição que representa o tempo até a parada do sistema foi definida uma distribuição Weibull com parâmetro de forma 0,74 e parâmetro de escala 8.731,9 dias, sendo a distribuição que representa o tempo até o restabelecimento uma Normal com média de 78 dias e variância de 8. Para os grupos produtores e injetores, a distribuição que representa o tempo até a parada do sistema, foi definida uma distribuição Exponencial com parâmetro 660, ou seja, nesse caso, o tempo médio até a parada, sendo a distribuição que representa o tempo até o restabelecimento uma Normal com média de 36 dias e variância de 5. Para a plataforma, a distribuição que representa o tempo até a parada do sistema foi definida uma distribuição

⁴ A distribuição de probabilidade até a parada tem referência no trabalho de Frota (2003) e a disponibilidade média no trabalho de Lima (2008).

⁵ A distribuição de probabilidade até a parada tem referência no trabalho de Simões Filho (1998).

⁶ A disponibilidade média se refere ao trabalho de Buteri e Pereira (2006).

Exponencial com parâmetro 7,22, isto é, nesse caso o tempo médio até a parada, sendo a distribuição que representa o tempo até o restabelecimento uma Normal com média de 0,44 dias e variância de 0,08.

Como mostra a Tabela 5.5, o tempo até a parada dos poços são modelados seguindo uma distribuição Weibull, sendo adotada como referência o proposto por Frota (2003). As informações da distribuição de restabelecimento foram adotadas segundo Simões Filho (2006). Utilizando-se os dados dos dois autores, uma simulação das disponibilidades dos sistemas é realizada e pode-se chegar facilmente às disponibilidades médias de 0,97 para poço produtor e 0,99 para injetor, ficando 2% maior que a encontrada em Lima (2008), que foi de 0,97 para o poço injetor.

Para os dados de confiabilidade para grupo produtor e injetor, foi tomado como referência o proposto por Simões Filho (1998), no qual a disponibilidade média está entre 0,93 e 0,96. A disponibilidade média do grupo produtor e injetor mostrada na Tabela 5.5 é de 0,95, que fica entre a disponibilidade calculada pelo autor.

Para os dados de confiabilidade da plataforma, foi considerado um tempo médio entre paradas de 7,22 dias e um tempo médio para restabelecimento de 0,44 dias. Calculando a disponibilidade média do sistema por simulação, o valor de 0,94 fica acima do estimado, se comparado com o trabalho de Buteri e Pereira (2006), que obtiveram valores de 0,92 e 0,89 para o sistema plataforma. Para os dados de confiabilidade da plataforma, Buteri e Pereira (2006) consideraram apenas problemas referentes à falta de energia.

5.5 Modelo Econômico

Na aplicação da metodologia, para realizar o cálculo do Valor Líquido Presente (VPL) dos casos estudados, os dados econômicos da Tabela 5.6 foram adotados.

Tabela 5.6: Dados econômicos adotados no estudo.

Taxa de atratividade	10%
PIS/COFINS	9,25%
Imposto de Renda / Contribuição Social	35%
<i>Royalty</i>	10%
Tipo de Campo	marítimo

Tipo de óleo	Brent
Investimento	US\$ 200.000.000
Custo de Produção óleo	US\$ 5 / bbl
Custo de Produção água	US\$ 2 / bbl
Custo de injeção de água	US\$ 2 / bbl
Poços Produtores	US\$ 40.000.000
Poços Injetores	US\$ 40.000.000
Descomissionamento	US\$ 100.000.000
Plataforma	US\$ 500.000.000

Além das definições dos dados econômicos da Tabela 5.6, o cálculo do VPL foi realizado para um período de exploração de 30 anos. Como o preço do barril do petróleo também é um fator importante e alvo de constantes mudanças, é considerada uma classe de valores para o Modelo 1 de US\$ 40, US\$ 80 e US\$ 120 dólares o barril e para o Modelo 2, valores de US\$ 40, US\$ 60 e US\$ 80 dólares o barril.

6. RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentados os resultados referentes às análises realizadas para os Modelos 1 e 2.

6.1 Resultados do Modelo 1

Resultados de produção para o Modelo 1

Os resultados apresentados a seguir são referentes ao Modelo 1, sendo estes simulados para um período de operação de 30 anos.

Os resultados da produção acumulada de óleo do Modelo 1 referente aos três casos analisados é exibido na Figura 6.1.

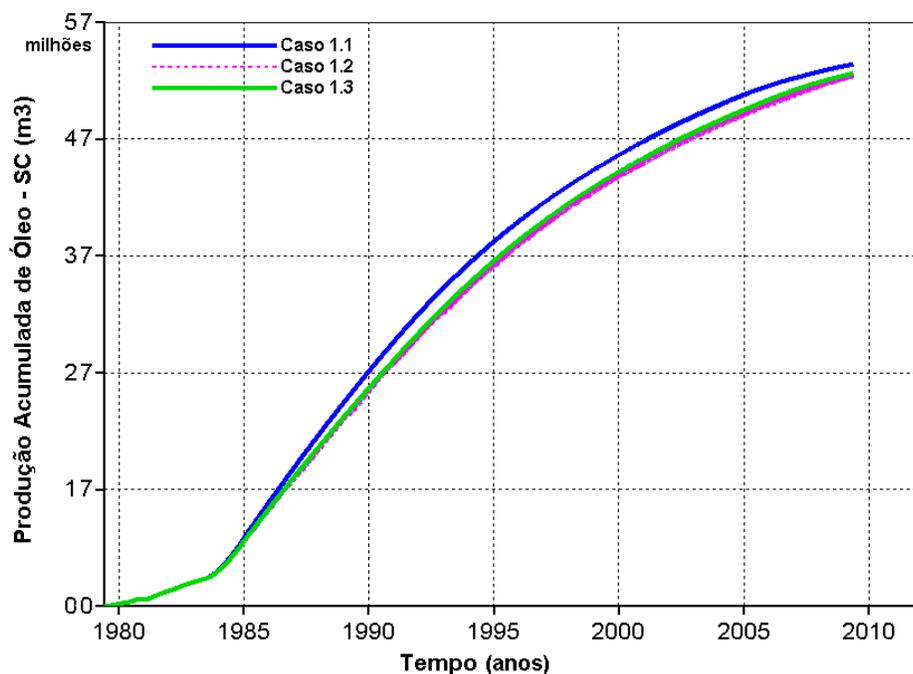


Figura 6.1: Produção acumulada de óleo (N_p) do campo para o Modelo 1.

Na Figura 6.1, encontra-se a produção acumulada referente ao Caso 1.1, ao Caso 1.2 e ao Caso 1.3 do Modelo 1. Observa-se que os 30 cenários gerados no Caso 1.2 apresentaram pouca diferença entre si, onde as curvas estão praticamente sobrepostas, fato devido a característica da produção e não decorrente da confiabilidade e disponibilidade dos sistemas, pois devido a maior facilidade de escoamento do óleo, há uma maior facilidade de recuperar a produção não realizada devido a indisponibilidade dos sistemas. Ainda, nota-se uma pequena diferença na produção acumulada ao comparar os três casos analisados, sendo que esta foi maior entre os anos de 1990 e 2005. Próximo ao final da simulação, a produção acumulada dos Casos 1.2 e 1.3 se aproximou do Caso 1.1, indicando que a produção não realizada entre os anos 1990 e 2005 começou a ser produzida no final da simulação.

Dos 30 cenários simulados do Caso 1.2, foi obtida a distribuição de probabilidade acumulada da produção acumulada de óleo (N_p), como mostra a Figura 6.2.

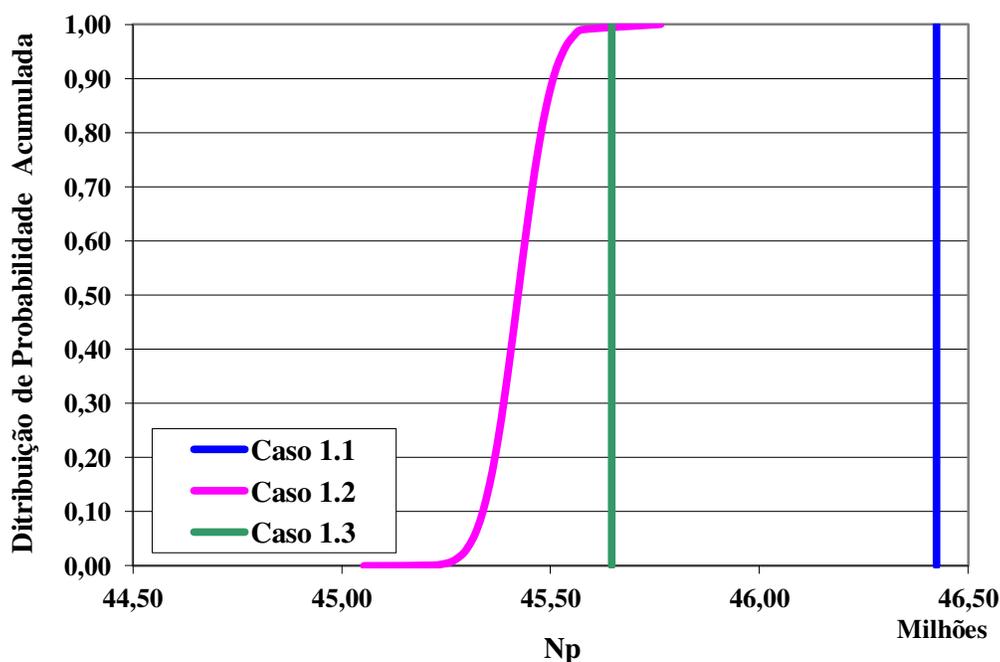


Figura 6.2: Distribuição de probabilidade acumulada para o N_p do campo do Modelo 1.

Na Figura 6.2, são apresentadas as distribuições de probabilidades acumuladas das produções acumuladas de óleo (N_p) para os três casos analisados, sendo possível observar uma pequena dispersão nos dados de N_p do Caso 1.2. Como no Caso 1.3 as informações de confiabilidade dos sistemas são inseridas de forma determinísticas, o resultado final é um número

determinístico, ao contrário do Caso 1.2, no qual as informações são inseridas de forma probabilísticas. A vantagem do Caso 1.2 em relação aos Casos 1.3 e 1.1 é que o resultado do N_p pode ser representado por uma distribuição de probabilidade, ou seja, dos 30 valores de N_p obtidos no Caso 1.2 foi construída uma curva de probabilidade acumulada, assim, pode-se determinar a probabilidade de alcançar determinado N_p requerido, por exemplo, a probabilidade de obter uma produção de até 45,37 milhões de m^3 de óleo é de 0,3, a probabilidade de obter até 45,5 milhões de m^3 de óleo é de 0,9 e a probabilidade de obter até 45,67 milhões de m^3 de óleo é de aproximadamente 1. É importante ressaltar que o comportamento do reservatório com reflexo nas curvas de produção é também função das restrições operacionais escolhidas para o modelo.

Na Figura 6.3, são apresentados os resultados para vazão de óleo do campo referente ao Modelo 1.

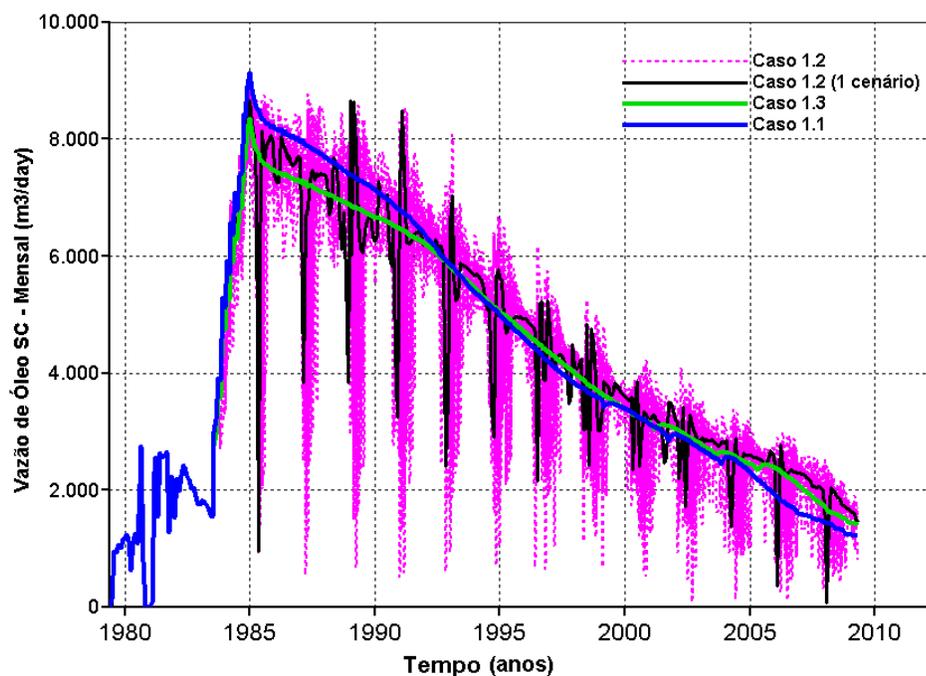


Figura 6.3: Vazão de óleo mensal do campo para o Modelo 1.

Na Figura 6.3, encontram-se as vazões mensais de óleo para os Casos 1.1, 1.2 e 1.3, onde nota-se que o Caso 1.2 mostrou uma grande variação. Por exemplo, a linha na cor “preta” representa um dos 30 cenários gerados. O Caso 1.3 não apresentou a variação do Caso 1.2, mas, ao final da simulação, apresentou uma maior vazão em relação ao Caso 1.1, mostrando uma

recuperação do óleo não produzido entre os anos de 1985 e 1993. O mesmo aconteceu para o Caso 1.2. Essa recuperação da produção nos Casos 1.2 e 1.3 resultaram na pequena diferença constatada no N_p final da Figura 6.1. Também é possível observar, na Figura 6.3, o efeito das disponibilidades e confiabilidades dos sistemas, fazendo com que ocorram quedas bruscas na vazão de óleo do campo para o Caso 1.2.

A vazão mensal de líquidos (óleo+água) do campo é mostrada na Figura 6.4 para os três Casos do Modelo 1.

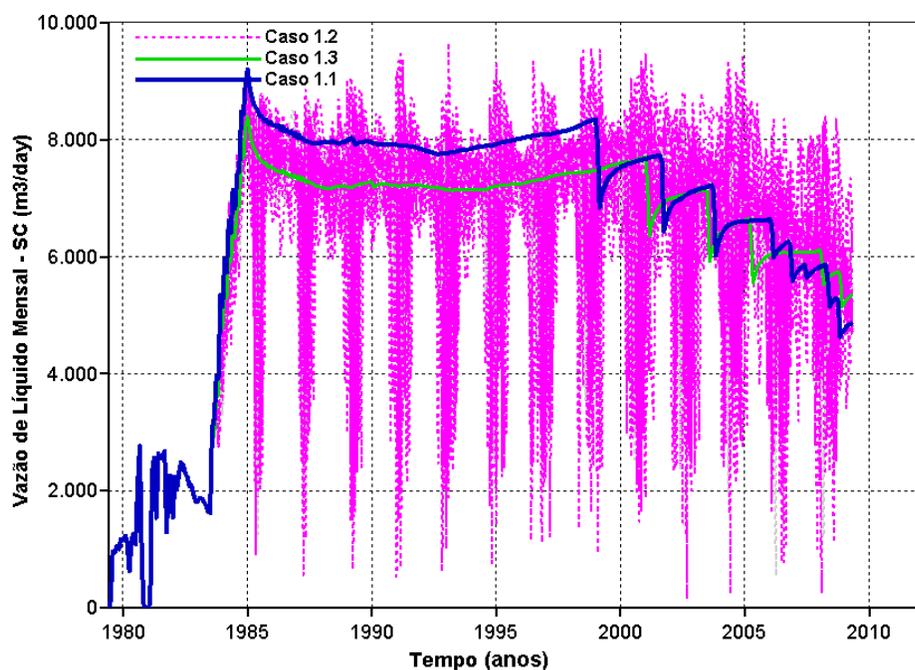


Figura 6.4: Vazão de líquido mensal do campo para o Modelo 1.

Na Figura 6.4, encontram-se as vazões de líquidos referentes aos Casos 1.1, 1.2 e 1.3. A vazão para o Caso 1.3 apresentou o mesmo comportamento do Caso 1.1, diferenciando-se apenas por um deslocamento do eixo x e uma diferença do eixo y. Já o Caso 1.2, onde estão os 30 cenários, apresentou uma grande variação na vazão, mostrando as quedas e os picos na vazão do campo evidenciando os efeitos das disponibilidades e confiabilidade dos sistemas.

A vazão mensal de água do campo nos Casos 1.1, 1.2 e 1.3, referente ao Modelo 1, é exibida na Figura 6.5.

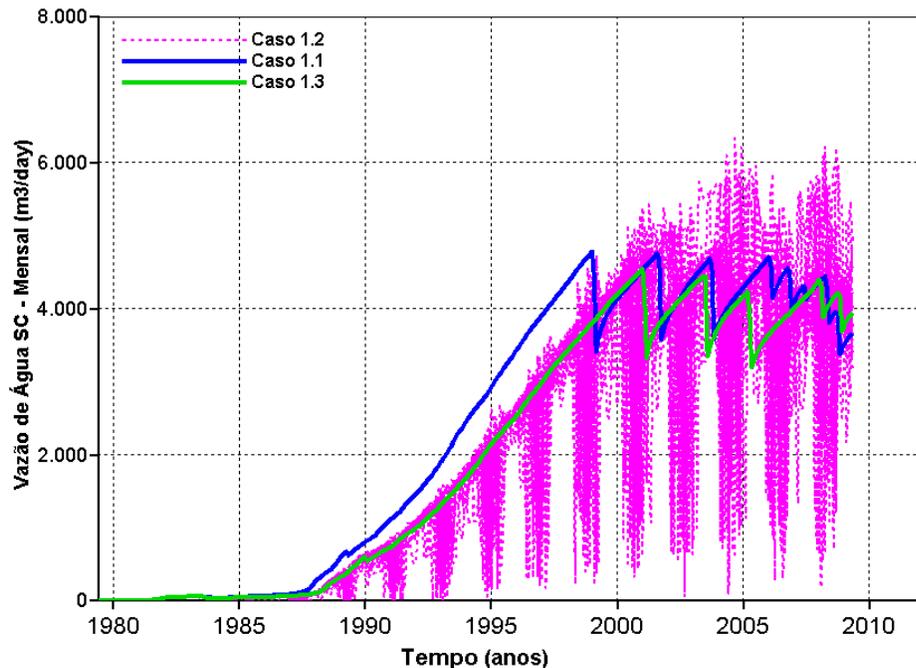


Figura 6.5: Vazão de água mensal do campo para o Modelo 1.

Na Figura 6.5, encontram-se as vazões de água do campo para os Casos 1.1, 1.2 e 1.3. Para o Caso 1.3, assim como na Figura 6.4, a vazão apresentou o mesmo comportamento do Caso 1.1, diferenciando-se apenas por um deslocamento do eixo x e uma pequena diferença no eixo y. Ainda, o Caso 1.2 apresentou picos na vazão de água maiores se comparado aos Casos 1.1 e 1.3. Novamente, assim como na Figura 6.3 e Figura 6.4, é possível observar os efeitos das disponibilidades e confiabilidades dos sistemas nos cenários do Caso 1.2 e apenas um atraso na vazão do Caso 1.3.

Na sequência, são apresentados os gráficos de produção acumulada de óleo e de água para os poços produtores PO-005, PO-006 e PO-008. Esses poços foram escolhidos por apresentarem características distintas entre si no que se refere ao comportamento da produção, sendo o poço PO-005 com a produção acumulada de óleo no Caso 1.2 maior que no Caso 1.1; o poço PO-006 com a produção menor; e o poço PO-008 com a produção do Caso 1.1 ficando dentro da variação da produção apresentada no Caso 1.2.

Em relação ao poço produtor PO-005, o gráfico da produção acumulada de óleo do Modelo 1, referente aos três casos analisados, é apresentado na Figura 6.6.

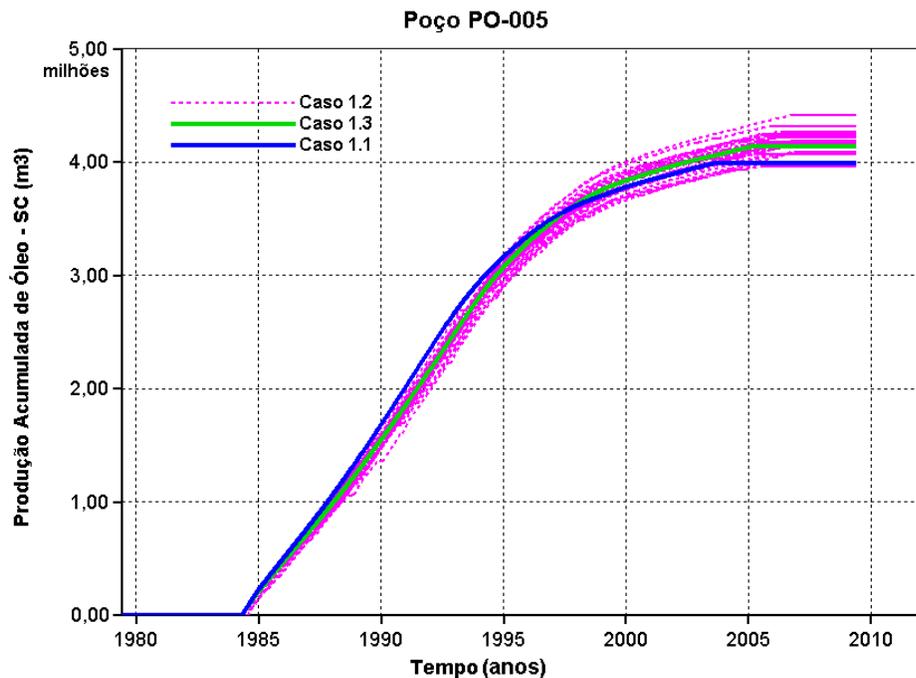


Figura 6.6: Produção acumulada de óleo do poço PO-005 do Modelo 1.

O resultado na Figura 6.6 mostra a produção acumulada do poço PO-005 referente ao Caso 1.1, ao Caso 1.2 e ao Caso 1.3 do Modelo 1. Observa-se que os 30 cenários gerados no Caso 1.2 apresentaram o valor de N_p maior que nos Casos 1.1 e 1.3. Além disso, o Caso 1.3 apresentou um N_p maior se comparado ao Caso 1.1. Outros 3 poços produtores apresentaram a mesma característica de produção. Ainda na Figura 6.6 é possível observar que o atraso na recuperação de óleo, nos Casos 1.2 e 1.3, foi influenciado diretamente pelas disponibilidades dos sistemas que alterou a velocidade de escoamento relativa entre óleo e água, que nesse e alguns outros poços, favoreceu para um aumento da recuperação do óleo resultando em um maior N_p se comparado com o Caso 1.1.

No que se refere ao poço produtor PO-005, o gráfico da produção acumulada de água do Modelo 1, referente aos três Casos analisados, é apresentado na Figura 6.7.

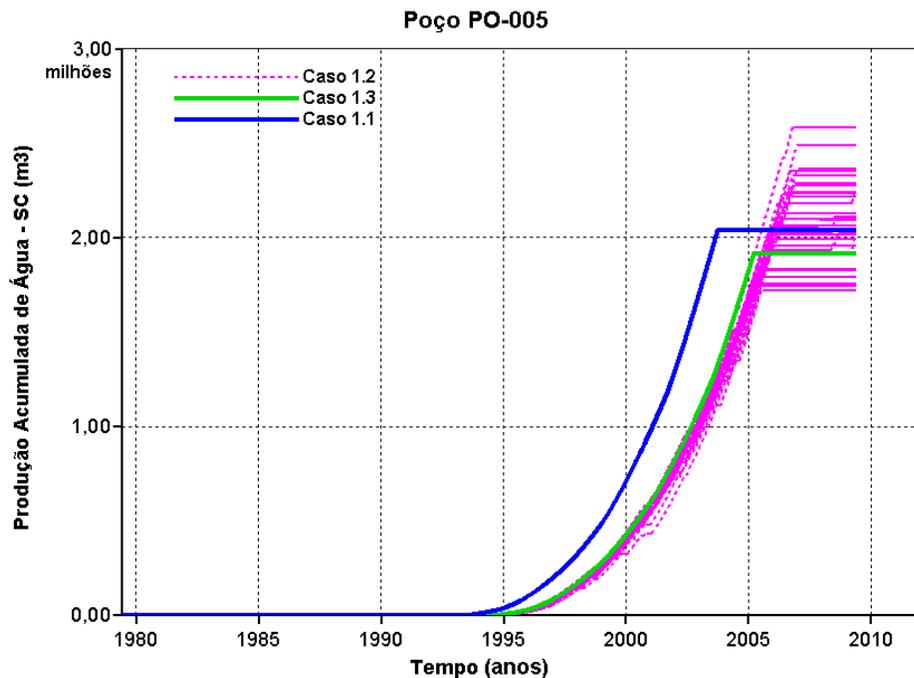


Figura 6.7: Produção acumulada de água do poço PO-005 do Modelo 1.

A Figura 6.7 mostra a produção acumulada de água (W_p) do poço PO-005 referente ao Caso 1.1, ao Caso 1.2 e ao Caso 1.3 do Modelo 1. Observa-se que quase todos os cenários gerados no Caso 1.2 apresentaram o valor de W_p maior que os Casos 1.1 e 1.3, contudo as maiores produções de água do Caso 1.2 estão associadas aos maiores valores de N_p , exibido na Figura 6.6. Já o Caso 1.3 também apresentou um W_p menor que o Caso 1.1. Além do mais, na Figura 6.7, o Caso 1.2, apresentou uma grande variação de W_p e este se manteve menor durante todo o período da simulação, sendo maior somente na parte final, quando os Casos 1.1 e 1.3 estabilizaram o W_p .

No que diz respeito ao poço produtor PO-006, o resultado da produção acumulada de óleo do Modelo 1, referente aos três Casos analisados, é apresentado na Figura 6.8.

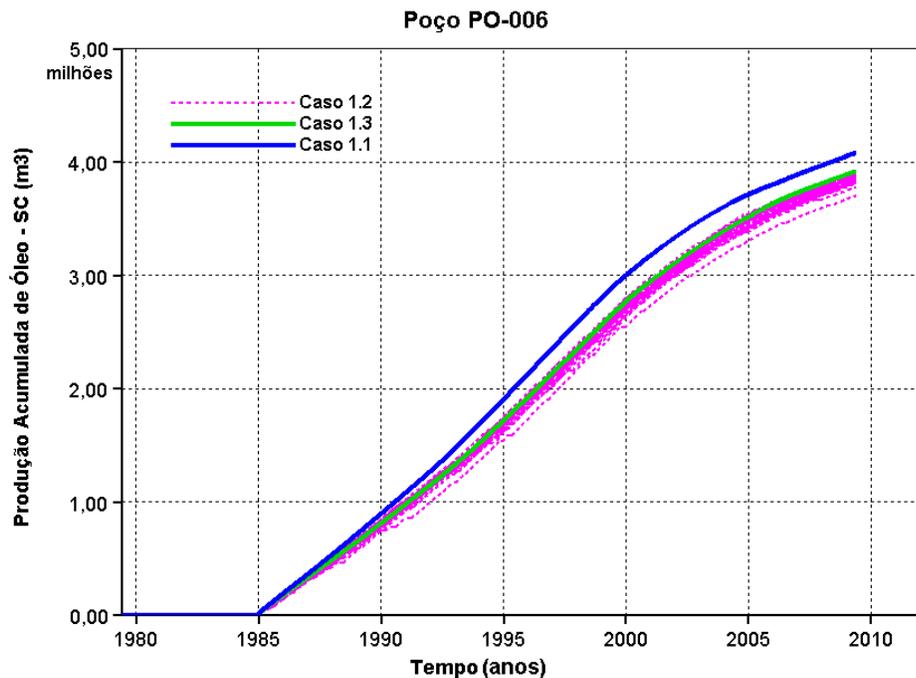


Figura 6.8: Produção acumulada de óleo do poço PO-006 do Modelo 1.

A Figura 6.8 mostra a produção acumulada do poço PO-006 referente aos Casos 1.1, 1.2 e 1.3 do Modelo 1. Os 30 cenários gerados no Caso 1.2 apresentaram o valor de N_p menor que nos Casos 1.1 e 1.3. O Caso 1.3 também apresentou um N_p menor se comparado ao Caso 1.1. Este foi um dos poços que teve a recuperação de óleo afetada pelas disponibilidades e confiabilidade dos sistemas, pois com o novo arranjo de recuperação do reservatório e com as novas velocidades de fluxo, acabou desfavorecendo a recuperação de óleo para esse poço.

Em relação ao poço produtor PO-006, a produção acumulada de água do Modelo 1, referente aos três casos analisados, é apresentado na Figura 6.9.

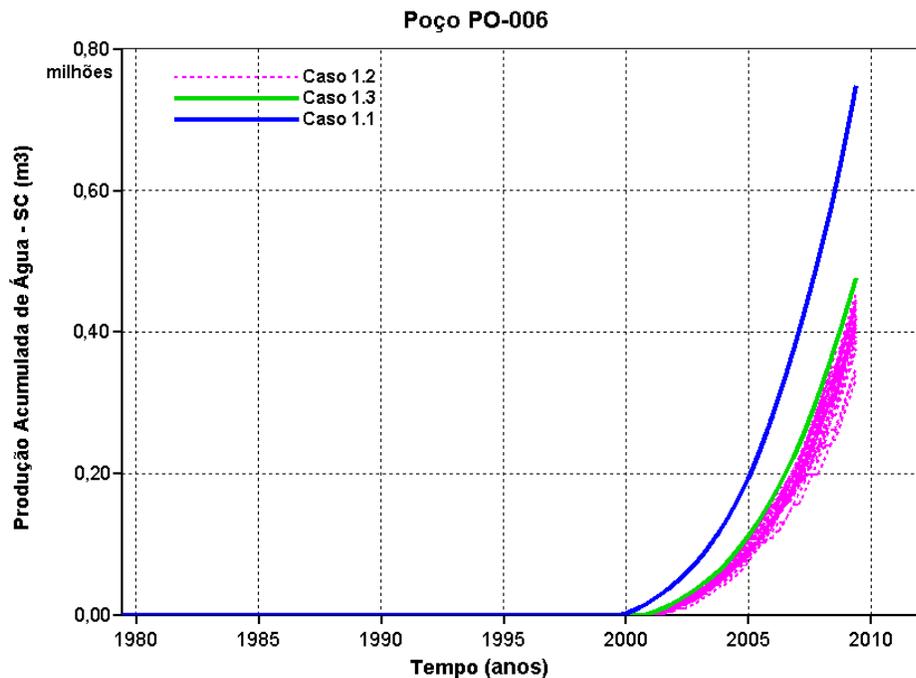


Figura 6.9: Produção acumulada de água do poço PO-006 do Modelo 1.

A Figura 6.9 mostra a produção acumulada de água (W_p) do poço PO-006 referente ao Caso 1.1, ao Caso 1.2 e ao Caso 1.3 do Modelo 1. Observa-se que quase todos os cenários gerados no Caso 1.2 apresentaram o valor de W_p menor que os Casos 1.1 e 1.3. O Caso 1.3 também apresentou um W_p menor que o Caso 1.1. As menores produções de água observadas na Figura 6.9 para o poço PO-006 estão associadas aos menores valores de N_p indicando que as disponibilidades e confiabilidades dos sistemas fizeram reduzir as novas velocidades de fluxo para esse poço.

O resultado para produção acumulada de óleo do poço produtor PO-008 é apresentado na Figura 6.10.

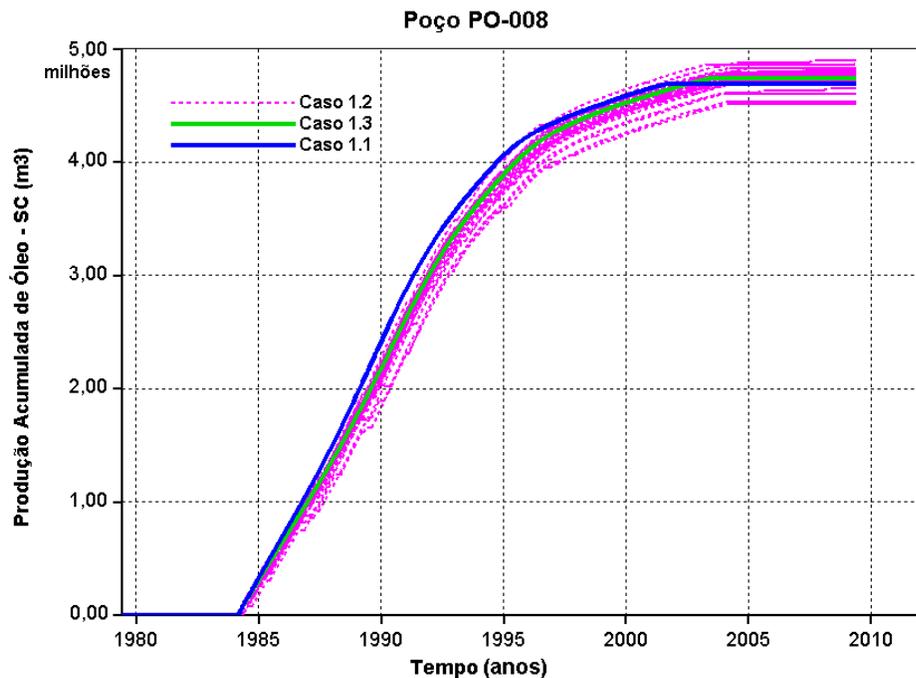


Figura 6.10: Produção acumulada de óleo do poço PO-008 do Modelo 1.

Na Figura 6.10, encontra-se a produção acumulada do poço PO-008 referente ao Caso 1.1, ao Caso 1.2 e ao Caso 1.3 do Modelo 1. Os valores obtidos para o N_p dos Casos 1.1 e 1.3 ficaram dentro das variações do N_p apresentadas pelos 30 cenários gerados no Caso 1.2. No que se refere ao Caso 1.3, observa-se que este apresentou um valor maior de N_p se comparado ao Caso 1.1, embora a diferença tenha sido pequena. A forma de abordar a disponibilidade constante, Caso 1.3, e variável, Caso 1.2, ficou mais evidente no resultado do poço PO-008 em virtude da grande variação do N_p , pois esse poço mostrou ser mais susceptível a variação das disponibilidades de outros poços, que em alguns cenários do Caso 1.2 obteve um favorecimento na recuperação de óleo e outros cenários acabou sendo desfavorável no novo rearranjo de recuperação.

Em relação ao poço produtor PO-008, a produção acumulada de água do Modelo 1, referente aos três Casos analisados, é apresentado na Figura 6.11.

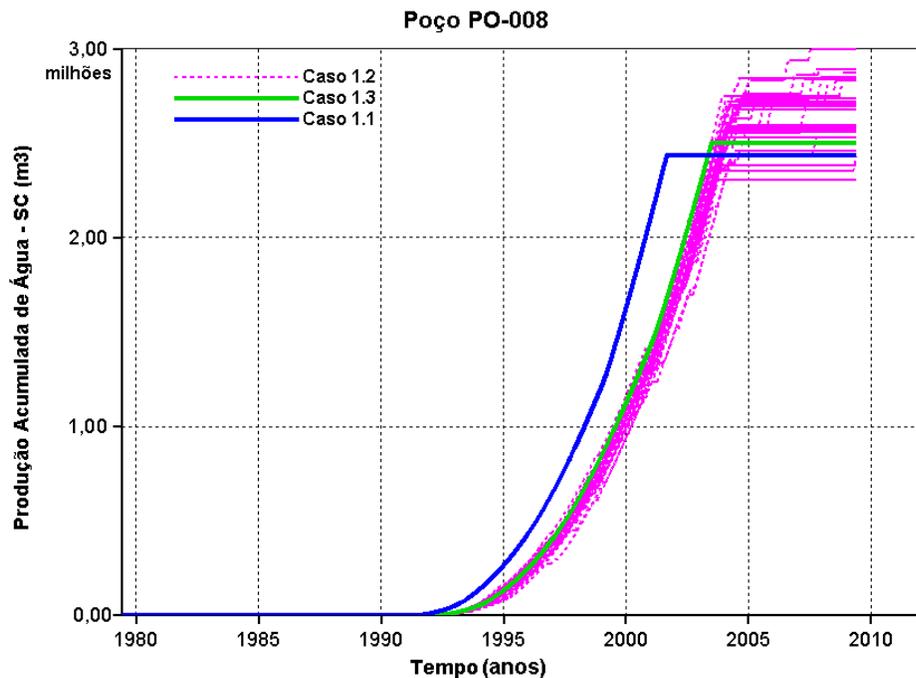


Figura 6.11: Produção acumulada de água do poço PO-008 do Modelo 1.

Na Figura 6.11, a produção acumulada de água do poço PO-008 referente ao Caso 1.1, ao Caso 1.2 e ao Caso 1.3 do Modelo 1 apresentou o mesmo comportamento do N_p (Figura 6.10), contudo, para os maiores valores de W_p estão associados aos maiores valores N_p . Os valores obtidos para produção acumulada de água dos Casos 1.1 e 1.3 ficaram dentro das variações apresentadas pelos 30 cenários gerados no Caso 1.2. Já o Caso 1.3 apresentou um valor maior de produção acumulada de água se comparado ao Caso 1.1.

Todos os poços injetores do Modelo 1 apresentaram o mesmo comportamento do poço injetor PI-014 apresentado na Figura 6.12, que se refere à injeção acumulada de água.

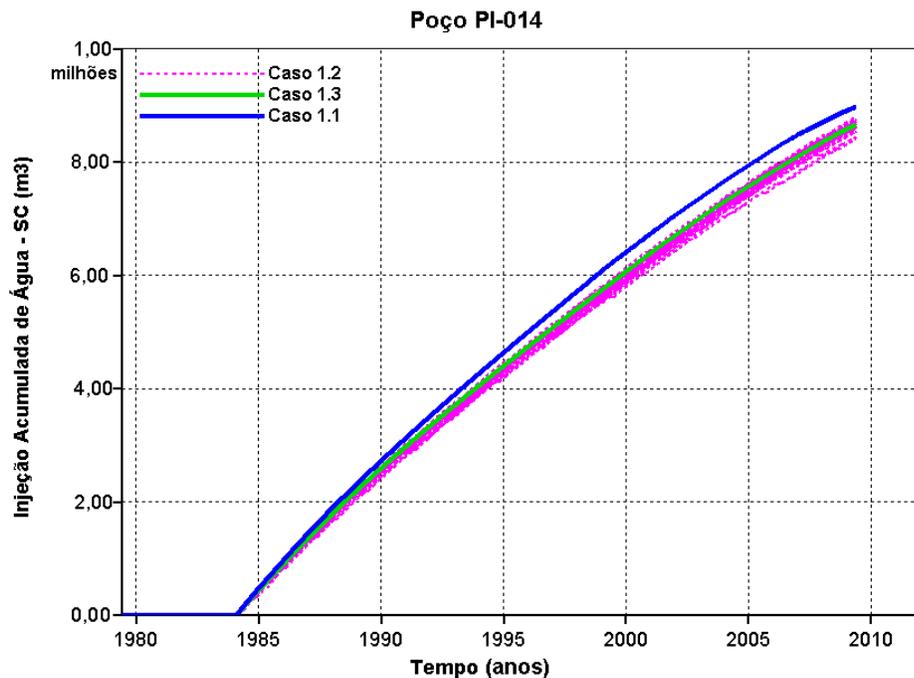


Figura 6.12: Injeção acumulada de água do poço PI-014 do Modelo 1.

Na Figura 6.12, é exibido o resultado da injeção acumulada de água do poço PI-014 do Modelo 1, referente aos Casos 1.1, 1.2 e 1.3. Observa-se que a injeção acumulada para o Caso 1.1 foi maior em relação aos outros dois Casos, devido ao fato de os sistemas ficarem o tempo todo operando e, em consequência, não havendo a interrupção das injeções de água dos poços. Nota-se também que o valor final obtido no Caso 1.3 ficou dentro da variação apresentada no Caso 1.2, por conta de os cenários do Caso 1.2 apresentarem flutuações nas disponibilidades de seus sistemas.

A Tabela 6.1 traz um resumo geral para os índices de produções dos três casos analisados do Modelo 1, como produção acumulada de óleo (N_p), fator de recuperação de óleo (FRO), produção acumulada de água (W_p) e injeção acumulada de água (W_{inj}). Para o Caso 1.2, além de uma média dos índices, são apresentados o mínimo e o máximo obtidos dentre os 30 cenários simulados. Além disso, é realizada uma comparação dos Casos 1.2 e 1.3 com o Caso 1.1, sendo as diferenças mostradas em termos percentuais.

Tabela 6.1: Comparação dos resultados de produção para o Modelo 1.

	Caso 1.1	Caso 1.2			Caso 1.3
		mínimo	média	máximo	
Np (milhões m³)	46,425	45,313	45,423	45,518	45,646
dif. (%)	-	-2,45	-2,21	-1,99	-1,71
FRo	0,464	0,453	0,454	0,455	0,457
dif. (%)	-	-2,45	-2,21	-1,99	-1,71
Wp (milhões m³)	25,471	21,431	21,994	22,481	22,150
dif. (%)	-	-18,85	-15,81	-13,30	-14,99
Winj (milhões m³)	86,785	81,272	81,941	82,493	82,231
dif. (%)	-	-6,78	-5,91	-5,20	-5,54

Os resultados apresentados na Tabela 6.1 mostram pequenas diferenças na produção acumulada de óleo do Caso 1.2 para o Caso 1.1, em aproximadamente 2% e 2,45% menor ao considerar os dados de confiabilidade dos equipamentos de forma não determinística. A pequena diferença também ocorreu para o Caso 1.3 com o valor de 1,7%, que ficou dentro da amplitude do Caso 1.2. Como o Caso 1.3 exige um menor esforço e tempo computacional se comparado ao Caso 1.2, para obtenção de resultados com menos detalhes, este se mostrou satisfatório para obtenção do Np ao se considerar as informações de confiabilidade dos sistemas.

As quantidades de água injetada e de água produzida nos Casos 1.2 e 1.3 apresentaram menores valores em relação ao Caso 1.1, sendo que novamente a diferença ocorrida no Caso 1.3 ficou entre as amplitudes do Caso 1.2. Já o efeito da disponibilidade e confiabilidade dos sistemas na obtenção dos dados de Np é um pouco menor, pois quando um poço produtor fecha, a produção é apenas adiada, visto que o reservatório se pressuriza e a vazão de produção é maior após o tempo que o poço ficou fechado. Um fechamento dos injetores, entretanto, afeta o tempo de injeção com impacto maior no Winj

Ainda na Tabela 6.1 é possível notar que as disponibilidades dos sistemas não afetam de forma significativa a produção, já que a produção não realizada em um período não é perdida, mas sim adiada, ao contrário de outros sistemas de produções, como o de geração de energia, em que a indisponibilidade de um sistema significa em perda de produção sem uma possível recuperação.

Já a Tabela 6.3 mostra os resultados obtidos de Np para cada poço produtor referentes aos três casos analisados.

Tabela 6.2: Comparação dos resultados de produção dos poços do Modelo 1.

Poço Produtor		Caso 1.1	Caso 1.2			Caso 1.3
			mínimo	média	máximo	
PO-005	Np (milhões m ³)	3,996	3,962	4,162	4,411	4,140
	dif. (%)	-	-0,86	4,03	9,40	3,46
PO-006	Np (milhões m ³)	4,079	3,698	3,847	3,912	3,915
	dif. (%)	-	-10,31	-6,02	-4,25	-4,18
PO-007	Np (milhões m ³)	4,023	3,829	4,074	4,246	4,036
	dif. (%)	-	-5,06	1,25	5,24	0,32
PO-008	Np (milhões m ³)	4,691	4,514	4,748	4,898	4,743
	dif. (%)	-	-3,91	1,22	4,23	1,10
PO-010	Np (milhões m ³)	2,628	2,395	2,465	2,541	2,463
	dif. (%)	-	-9,75	-6,62	-3,43	-6,72
PO-011	Np (milhões m ³)	6,332	6,031	6,138	6,239	6,200
	dif. (%)	-	-4,99	-3,16	-1,49	-2,12
PO-012	Np (milhões m ³)	6,481	6,083	6,276	6,419	6,334
	dif. (%)	-	-6,54	-3,26	-0,96	-2,31
PO-017	Np (milhões m ³)	1,443	1,342	1,361	1,376	1,383
	dif. (%)	-	-7,52	-5,99	-4,86	-4,36
PO-018	Np (milhões m ³)	2,378	2,235	2,259	2,279	2,272
	dif. (%)	-	-6,39	-5,24	-4,35	-4,64
PO-019	Np (milhões m ³)	4,685	4,377	4,503	4,595	4,571

	dif. (%)	-	-6,97	-3,99	-1,89	-2,44
PV-001	Np (milhões m³)	1,409	1,354	1,386	1,409	1389005,9
	dif. (%)	-	-4,04	-1,68	-0,02	-1,43%
PV-002	Np (milhões m³)	2,081	2,030	2,103	2,164	2,089
	dif. (%)	-	-2,51	1,04	3,85	0,39
PV-003	Np (milhões m³)	2,014	1,871	1,906	1,954	1,919
	dif. (%)	-	-7,67	-5,70	-3,11	-4,98
PV-004	Np (milhões m³)	0,162	0,161	0,161	0,161	0,162
	dif. (%)	-	-0,17	-0,17	-0,17	0,00

Apesar das pequenas diferenças para produção acumulada de óleo do campo do Modelo 1, a Tabela 6.3 mostra justamente uma maior dispersão quando os poços são analisados individualmente, sendo um exemplo o poço PO-007 que teve uma variação percentual máxima de 10,3%. Como no caso do campo, os resultados obtidos dos poços no Caso 1.3 estiveram dentro da amplitude observada do Caso 1.2. Ainda, a Tabela 6.3 mostra as interações entre os poços, pois como o Caso 1.2 as disponibilidades dos sistemas são tratadas de forma probabilísticas, há um novo arranjo de recuperação do reservatório e com as novas velocidades de fluxo, o novo arranjo é mais favorável para alguns poços e desfavorável para outros, fazendo com que no final estas diferenças vão se anulando resultado em pequena diferença, Caso 1.2 para o Caso 1.1, para o campo.

Em Anexo I, encontram-se os gráficos dos poços produtores e injetores que não foram apresentados neste item.

Resultados econômicos para o Modelo 1

Em relação aos dados econômicos, a Tabela 6.3 mostra o resultado do valor presente líquido obtidos para os Casos 1.1, 1.2 e 1.3, referentes ao Modelo 1 analisado. O VPL foi obtido considerando três valores para o barril de petróleo, são eles: US\$ 40, US\$ 80 e US\$ 120 dólares.

Tabela 6.3: Resultados do VPL e comparações do campo para o Modelo 1 (em bilhões).

	Caso 1.1	Caso 1.2			Caso 1.3
		mínimo	média	máximo	
barril US\$ 40	0,529	0,441	0,448	0,457	0,468
dif. (%)	-	-19,88%	-17,93%	-15,62%	-12,93%
barril US\$ 80	2,697	2,477	2,496	2,518	2,542
dif. (%)	-	-8,90%	-8,06%	-7,13%	-6,12%
barril US\$ 120	4,865	4,512	4,543	4,578	4,615
dif. (%)	-	-7,83%	-7,09%	-6,28%	-5,43%

Na Tabela 6.3 é possível observar que os Casos 1.2 e 1.3 apresentaram um VPL menor em relação ao Caso 1.1 para todos os valores do barril considerados. Além do mais, o Caso 1.3 apresentou um VPL maior em relação ao máximo obtido no Caso 1.2. O VPL obtido no Caso 1.3 foi maior que o máximo obtido no Caso 1.2 pelo fato de os sistemas ficarem fechados por um período de tempo no Caso 1.2, o que não acontece no Caso 1.3, causando assim um atraso maior na receita do campo.

As maiores diferenças encontradas na Tabela 6.3 foram para valores do preço do barril de US\$ 40, chegando a ser superestimado em até 19% o VPL quando não foram levadas em consideração as informações de disponibilidade e confiabilidade dos sistemas na análise de um projeto (Caso 1.1). No Caso 1.2, a diferença percentual ficou menor em média de 7% a 17%, para o barril de US\$ 40 e US\$ 120, respectivamente. Para o Caso 1.3, a diferença percentual ficou menor em 5% a 12%, para o barril de US\$ 40 e US\$ 120, respectivamente. Sendo assim, a indisponibilidade dos sistemas tem um maior impacto no VPL para valores menores do barril de petróleo, ou seja, como ocorre um atraso na produção de óleo e mesmo com vazões maiores no final, para valores menores do barril, não há uma recuperação financeira mostrando a influência da taxa de desconto.

Dos 30 cenários simulados do Caso 1.2, foi obtida a distribuição de probabilidade acumulada do valor presente líquido (VPL), como mostra a Figura 6.13, considerando o valor do barril em US\$ 40 dólares.

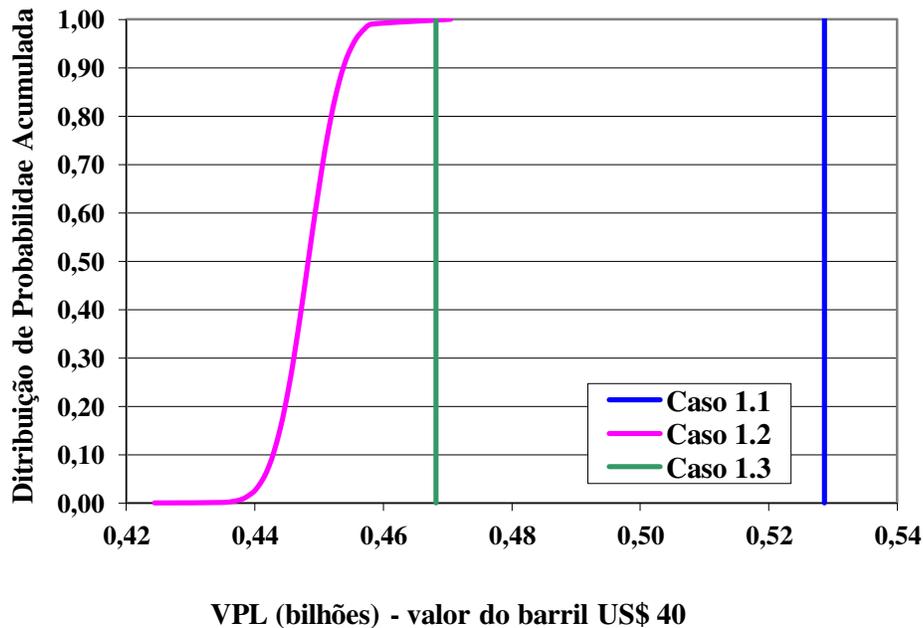


Figura 6.13: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 1 para o valor do barril de petróleo de US\$ 40 dólares.

Na Figura 6.13, são apresentadas as curvas de probabilidade acumulada do VPL final obtido para os três casos analisados, sendo possível observar que ocorreu uma pequena dispersão nos dados do Caso 1.2, assim como no caso do Np. Como para o Caso 1.3 as informações de confiabilidade dos sistemas foram inseridas de forma determinísticas, o resultado final foi apenas um número puro determinístico, ao contrário do Caso 1.2, para o qual as informações foram inseridas de forma probabilísticas, permitindo determinar a distribuição de probabilidade para cálculos do VPL. O gráfico da Figura 6.13 mostra que a probabilidade, no Caso 1.2, de obter um VPL de até US\$ 0.46 bilhões (Caso 1.3) é de aproximadamente 1. Por outro lado, a probabilidade de obter uma um VPL maior que US\$ 0.46 bilhões é de aproximadamente 0, já a probabilidade de obter um VPL de até US\$ 0.45 bilhões é de 0,6.

A forma da distribuição e comentários relativos à Figura 6.13 são os mesmos para Figura 6.14 e Figura 6.15, nas quais os valores considerados para o barril foram de US\$ 80 e US\$ 120 dólares.

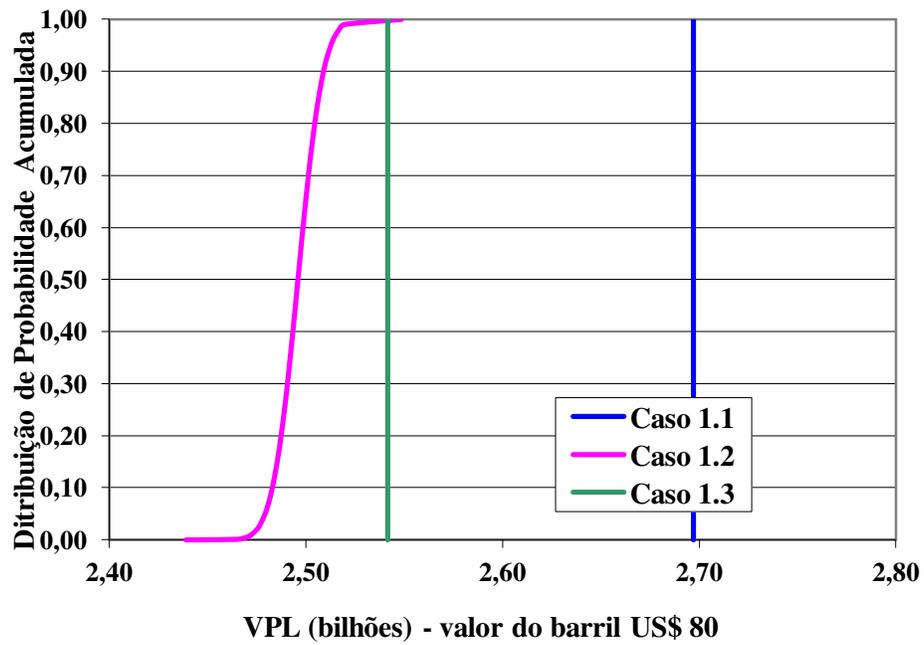


Figura 6.14: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 1 para o valor do barril de petróleo de US\$ 80 dólares.

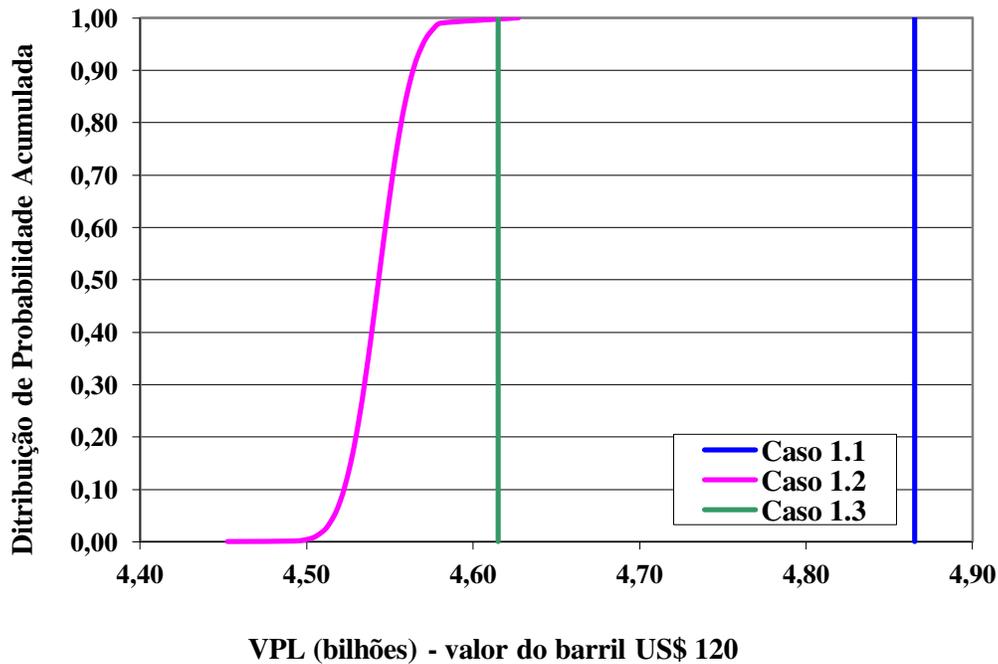


Figura 6.15: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 1 para o valor do barril de petróleo de US\$ 120 dólares.

6.2 Resultados do Modelo 2

Resultados de produção para o Modelo 2

Os resultados apresentados a seguir são referentes ao Modelo 2, para o qual foram aplicados os Casos 1, 2 e 3, resultando em Caso 2.1, Caso 2.2 e Caso 2.3, respectivamente, todos simulados para um período de operação de 30 anos.

O gráfico da produção acumulada de óleo do Modelo 2 referente aos três casos analisados é apresentado na Figura 6.16.

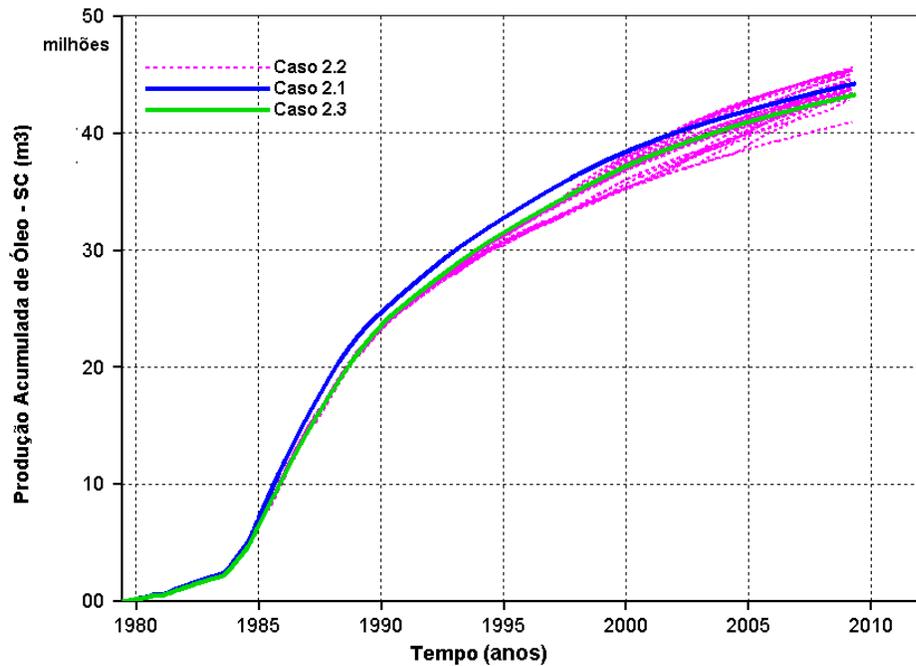


Figura 6.16: Produção acumulada de óleo (N_p) do campo para o Modelo 2.

Na Figura 6.16, encontra-se a produção acumulada referente ao Caso 2.1, ao Caso 2.2 e ao Caso 2.3 do Modelo 2. Observa-se que os 30 cenários gerados no Caso 2.2 apresentaram uma amplitude maior no resultado final se comparado ao Modelo 1. Ainda, nota-se uma pequena diferença na produção acumulada ao compará-lo aos Casos 2.1 e 2.3. Na segunda metade da simulação, alguns cenários do Caso 2.2 passaram a produzir mais que os Casos 2.1 e 2.3, indicando que a produção de óleo não realizada na primeira metade começou a ser produzida com maior vazão resultando em um maior N_p devido ao novo arranjo de recuperação do reservatório e com e com as novas velocidades de fluxo que acabou favorecendo a maior produção para alguns poços. Já para alguns cenários do Caso 2.2, o rearranjo de recuperação do reservatório não favoreceu a recuperação, fazendo com que o N_p obtido no final fosse menor em relação aos Casos 2.1 e 2.3.

Dos 30 cenários simulados do Caso 2.2, foi obtida a distribuição de probabilidade acumulada da produção acumulada de óleo (N_p), como mostra a Figura 6.17.

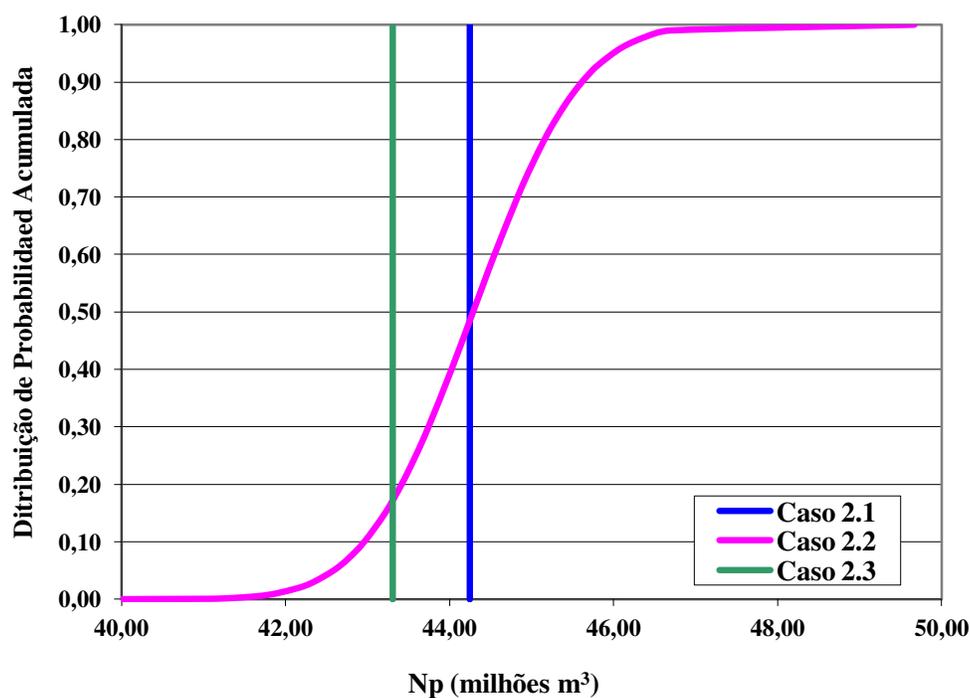


Figura 6.17: Distribuição de probabilidade acumulada do Np do campo para o Modelo 2.

Na Figura 6.17, são apresentadas as curvas de probabilidade acumulada da produção para os três casos analisados, sendo possível observar uma grande dispersão nos dados de Np do Caso 2.2. Como no Caso 2.3 as informações de confiabilidade dos sistemas são inseridas de forma determinística, o resultado final é apenas um número puro determinístico, ao contrário do Caso 2.2 no qual as informações são inseridas de forma probabilística. A vantagem do Caso 2.2 sobre os Casos 2.3 e 2.1 é que o resultado do Np pode ser representado por uma distribuição de probabilidade, atribuindo assim, probabilidades de alcançar determinado Np. Contudo, como mostra a Figura 6.17, a probabilidade de obter um Np no Caso 2.2 maior que o Caso 2.1 foi de 0,5 e a probabilidade de obter um Np menor que o obtido no Caso 2.3 é de aproximadamente 0,17.

Na Figura 6.18, são apresentados os resultados para vazão de óleo do campo referente ao Modelo 2.

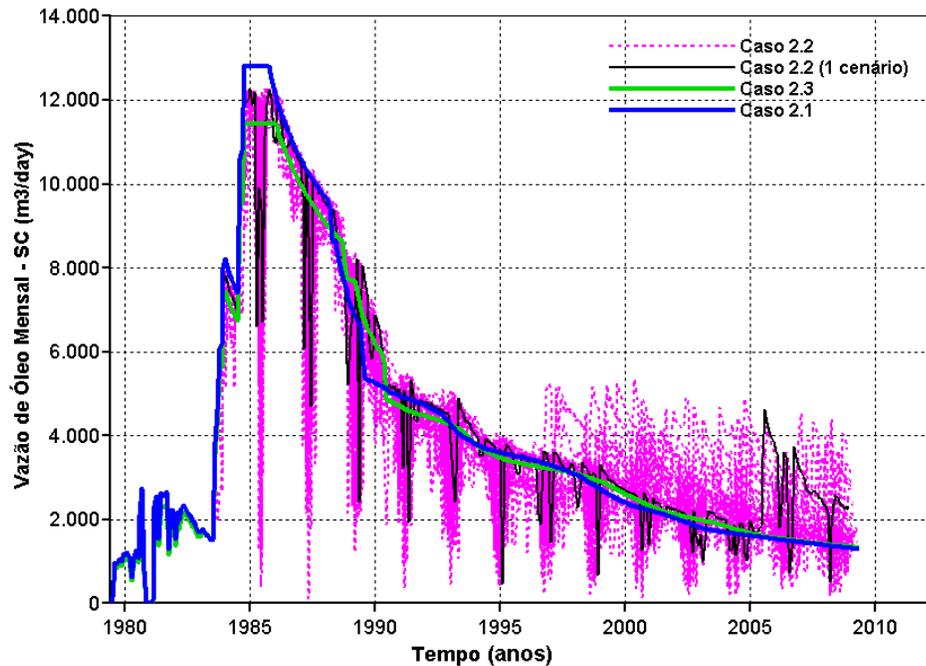


Figura 6.18: Vazão de óleo mensal do campo para o Modelo 2.

Na Figura 6.18, encontram-se as vazões mensais de óleo para os Casos 2.1, 2.2 e 2.3, sendo possível observar a grande variação da vazão no Caso 2.2. Por exemplo, a linha na cor preta ilustra apenas 1 dos 30 cenários gerados nesse Caso. Na Figura 6.18, é possível observar que sempre após uma queda está associado um pico na vazão acima da trajetória que ela vinha mantendo, o que não ocorreu no Caso 2.2. Esse fato pode ser atribuído à característica do óleo, que, nesse Caso, possui uma maior viscosidade que o do Modelo 1. O Caso 2.3 não apresentou a variação do Caso 2.2 e, ao final da simulação, não apresentou uma maior vazão em relação ao Caso 2.1, não conseguindo uma recuperação do não produzido nos períodos em que a vazão foi menor que o Caso 2.1.

A vazão mensal de líquidos (óleo+água) do campo é exibida na Figura 6.19 para os três Casos do Modelo 2.

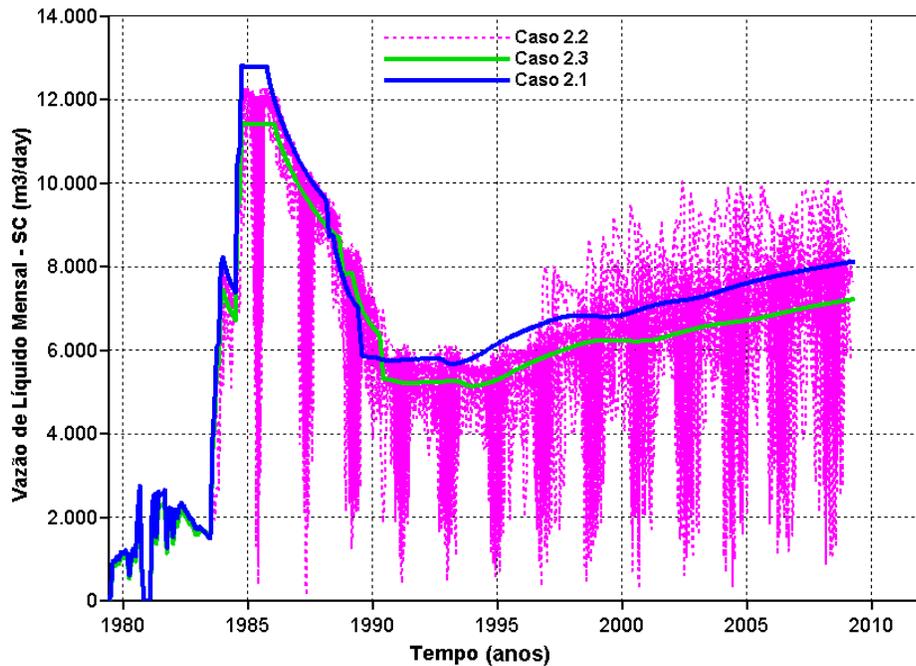


Figura 6.19: Vazão de líquido mensal do campo para o Modelo 2.

Na Figura 6.19, encontram-se as vazões de líquidos referentes aos Casos 2.1, 2.2 e 2.3. Nela, nota-se que a vazão para o Caso 2.3 apresentou o mesmo comportamento do Caso 2.1, diferenciando-se apenas por um deslocamento do eixo x e uma diferença do eixo y. Já o Caso 2.2 apresentou uma grande variação na vazão mostrando as quedas e os picos na vazão do campo.

A vazão mensal de água do campo nos Casos 2.1, 2.2 e 2.3, referente ao Modelo 2, é apresentada na Figura 6.20.

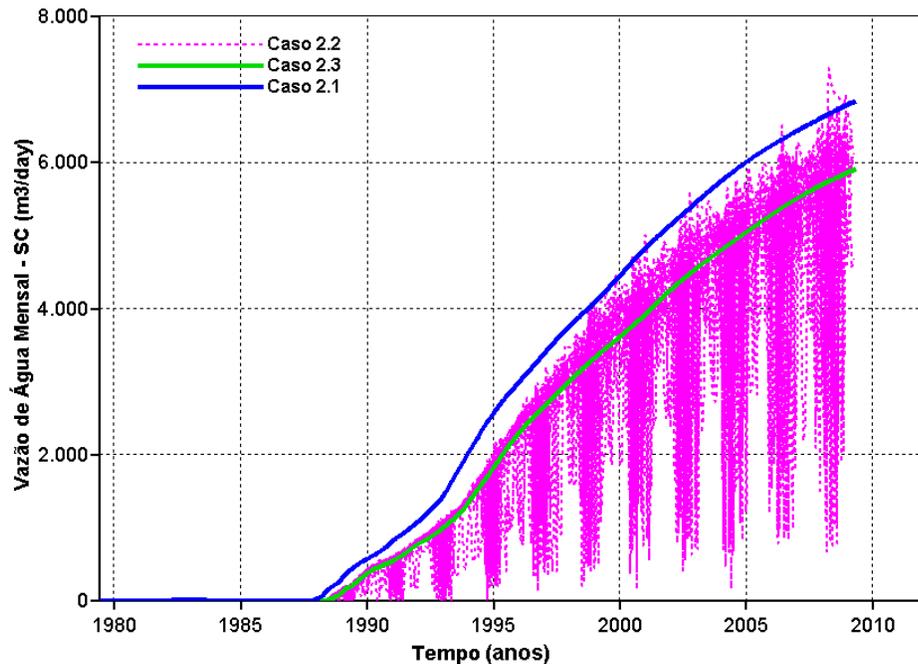


Figura 6.20: Vazão mensal de água do campo para o Modelo 2.

Na Figura 6.20, encontram-se as vazões de água do campo para os Casos 2.1, 2.2 e 2.3. Nesta, pode-se observar que no Caso 2.3, assim como na Figura 6.19, a vazão apresentou o mesmo comportamento do Caso 2.1, diferenciando-se apenas por um deslocamento do eixo x e uma pequena diferença no eixo y. Além disso, o Caso 2.2 apresentou alguns picos na vazão de água, mas o suficiente para superar a vazão do Caso 2.1.

Na sequência, são apresentados os gráficos de produção acumulada de óleo e de água para os poços produtores PO-005, PO-006 e PO-007. Esses poços foram escolhidos por apresentarem características distintas entre si no que diz respeito ao comportamento da produção. Sendo o poço PO-005 com a produção acumulada de óleo no Caso 2.2 maior que o Caso 2.1; o poço PO-006 com a produção menor; e o poço PO-008 com a produção do Caso 2.1 dentro da variação da produção apresentada no Caso 2.2.

Em relação ao poço produtor PO-005, o gráfico da produção acumulada de óleo do Modelo 2, referente aos três casos analisados, é apresentado na Figura 6.21.

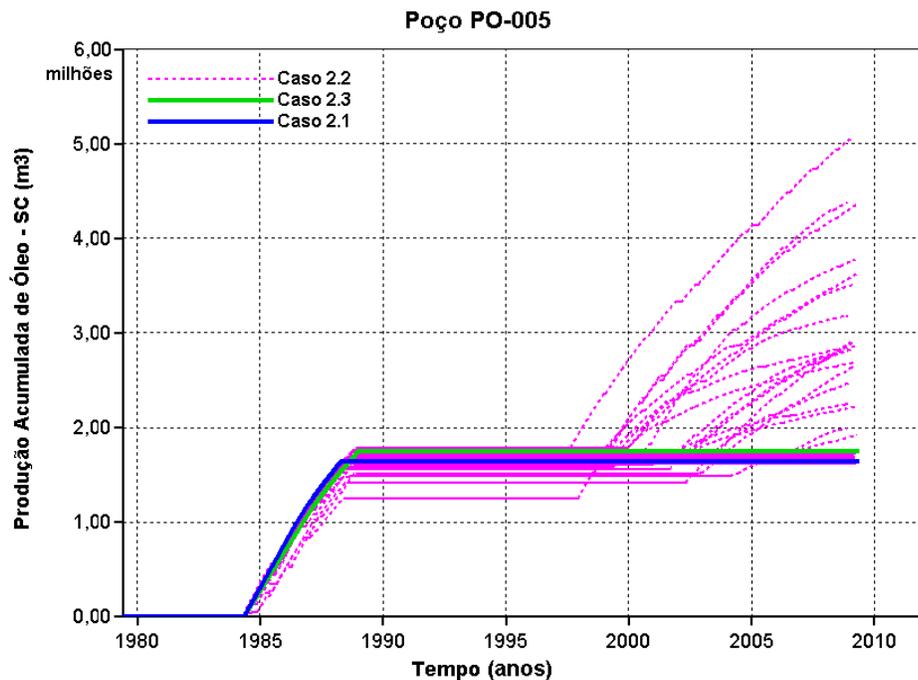


Figura 6.21: Produção acumulada de óleo do poço PO-005 do Modelo 2.

O gráfico da Figura 6.21 mostra a produção acumulada do poço PO-005 referente ao Caso 2.1, ao Caso 2.2 e ao Caso 2.3 do Modelo 2. O Caso 2.3 apresentou um N_p maior se comparado ao Caso 2.1. Outros poços produtores apresentaram a mesma característica de produção, ou seja, uma grande dispersão. Ainda na Figura 6.21, é possível observar a diferença de abordagem entre o Caso 2.2 e o Caso 2.3, pois o poço PO-005 que após permanecer fechado durante certo tempo em alguns cenários, voltou a produzir, isso devido à influência da disponibilidade e confiabilidade de outros poços (injetores e produtores).

Pode-se notar que, em alguns dos 30 cenários gerados, no Caso 2.2 apresentou-se o valor de N_p maior que nos Casos 2.1 e 2.3, sendo que, em alguns deles, o N_p final chegou a ser o dobro. O efeito de outros poços no PO-005 ficou mais evidente, pois com o novo arranjo de recuperação do reservatório, o poço PO-005 que permaneceu fechado durante um período, voltou a produzir, pois ao ser reaberto pela rotina do Método 2, por não estar mais violando nenhuma restrição este voltou a produzir óleo.

A Figura 6.22 e a Figura 6.23 mostram testes realizados usando palavras-chave do simulador afim de melhor compreensão das produções do poço PO-005.

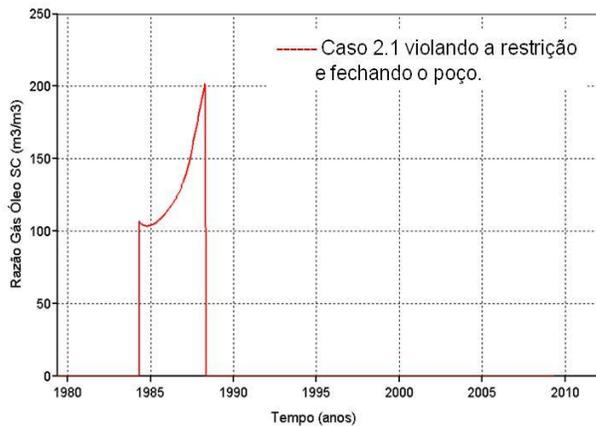


Figura 6.22: Razão gás óleo para o Caso 2.1. do Modelo 2.

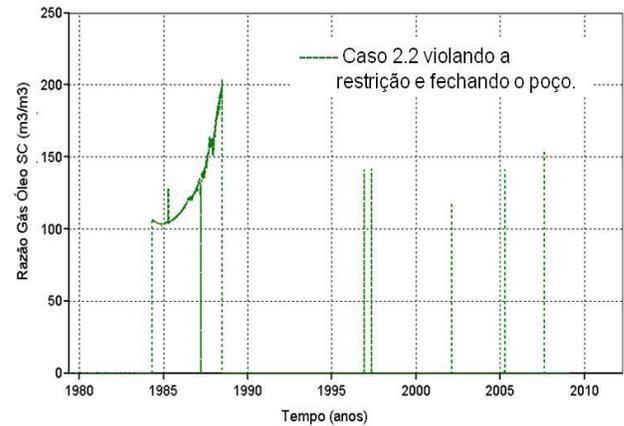


Figura 6.23: Razão gás óleo do Caso 2.2 (um cenário) alterando a restrição após 1995.

Na Figura 6.22 o Caso 2.1 foi simulado usando a palavra chave “*autowell*”, esse comando verifica a cada intervalo de tempo especificado se a restrição se mantém violada, caso não esteja o poço volta a operar, fato que não ocorreu. Já a Figura 6.23 mostra o poço fechando quando viola a restrição de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, alterando a restrição para $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$, ao forçar a abertura do poço pelo algoritmo, por estar com a restrição violada o poço não volta operar.

Ainda, em relação ao poço produtor PO-005, o gráfico da produção acumulada de água do Modelo 2, referente aos três casos analisados, é apresentado na Figura 6.24.

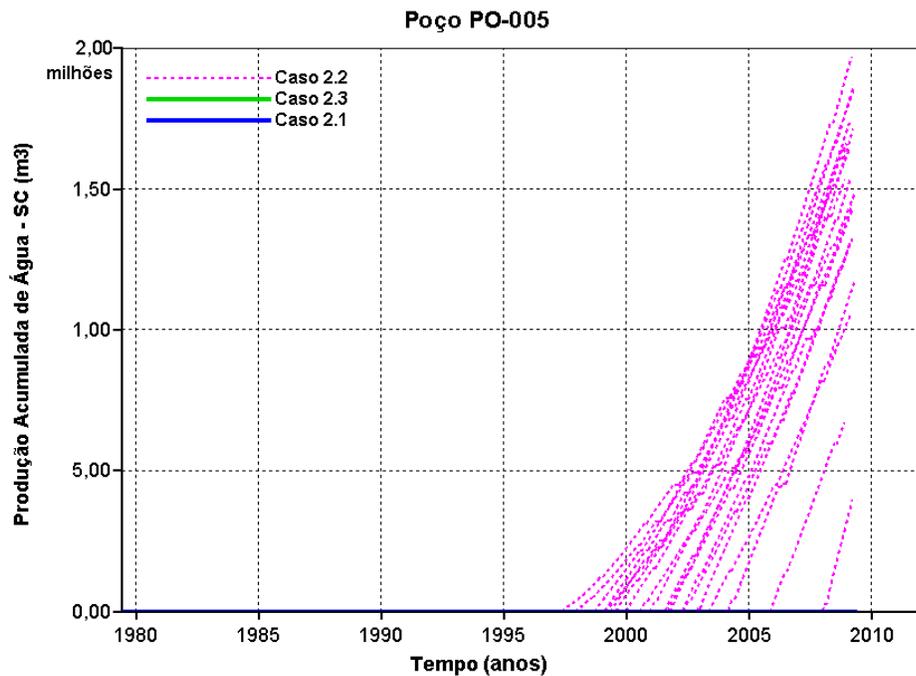


Figura 6.24: Produção acumulada de água do poço PO-005 do Modelo 2.

O gráfico da Figura 6.24 mostra a produção acumulada de água (W_p) do poço PO-005 referente ao Caso 2.1, ao Caso 2.2 e ao Caso 2.3 do Modelo 2. Observa-se que quase todos os cenários gerados no Caso 2.2 apresentaram um valor de W_p , pois para esses cenários o poço voltou a operar o que resultou em produção de água, enquanto que os Casos 2.1 e 2.3 a produção acumulada de água é próxima de zero. Isso mostra a complexidade e não linearidade do problema, ressaltando a importância que se testar a simulação com a opção de fechamento e reabertura de poços (Caso 2) para modelar melhor o problema.

No que se refere ao poço produtor PO-006, o gráfico da produção acumulada de óleo do Modelo 2, referente aos três Casos analisados, é apresentado na Figura 6.25.

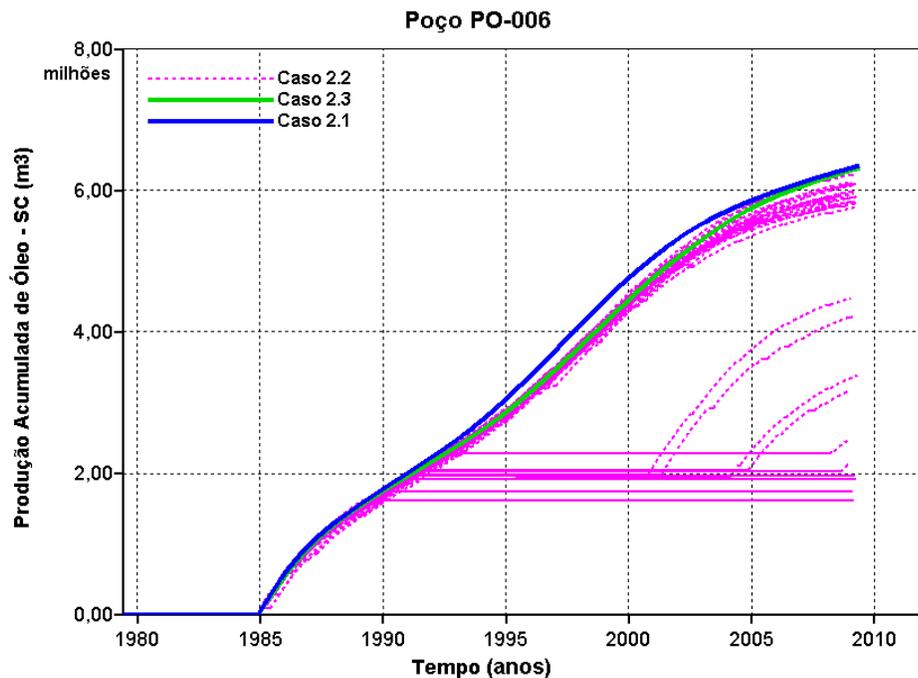


Figura 6.25: Produção acumulada de óleo do poço PO-006 do Modelo 2.

O gráfico da Figura 6.25 mostra a produção acumulada do poço PO-006 referente aos Casos 2.1, 2.2 e 2.3 do Modelo 2. Os 30 cenários gerados no Caso 2.2 apresentaram o valor de N_p menor que os Casos 2.1 e 2.3. O Caso 2.3 apresentou um N_p menor durante todo o tempo, mas na parte final da simulação, chegou a ficar bem próximo do Caso 2.1.

No que diz respeito ao poço produtor PO-006, o gráfico da produção acumulada de água do Modelo 2, referente aos três casos analisados, é apresentado na Figura 6.26.

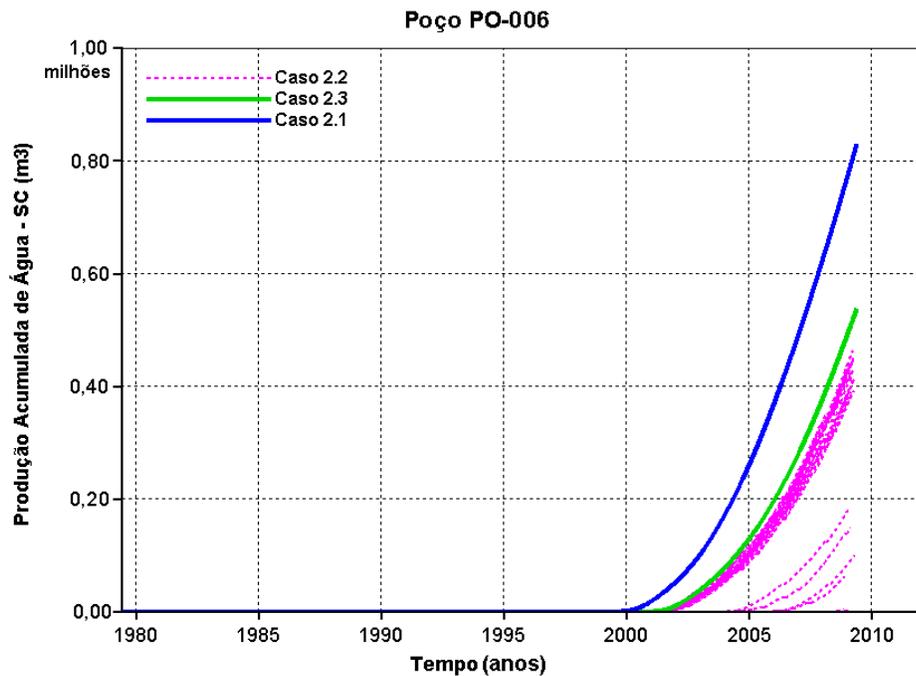


Figura 6.26: Produção acumulada de água do poço PO-006 do Modelo 2.

O gráfico da Figura 6.26 mostra a produção acumulada de água (W_p) do poço PO-006 referente ao Caso 2.1, ao Caso 2.2 e ao Caso 2.3 do Modelo 2. Nota-se que quase todos os cenários gerados no Caso 2.2 apresentaram o valor de W_p menor que os Casos 2.1 e 3.3. O Caso 2.3 também apresentou um W_p menor que o Caso 2.1.

O gráfico da produção acumulada de óleo do poço produtor PO-007 é apresentado na Figura 6.26.

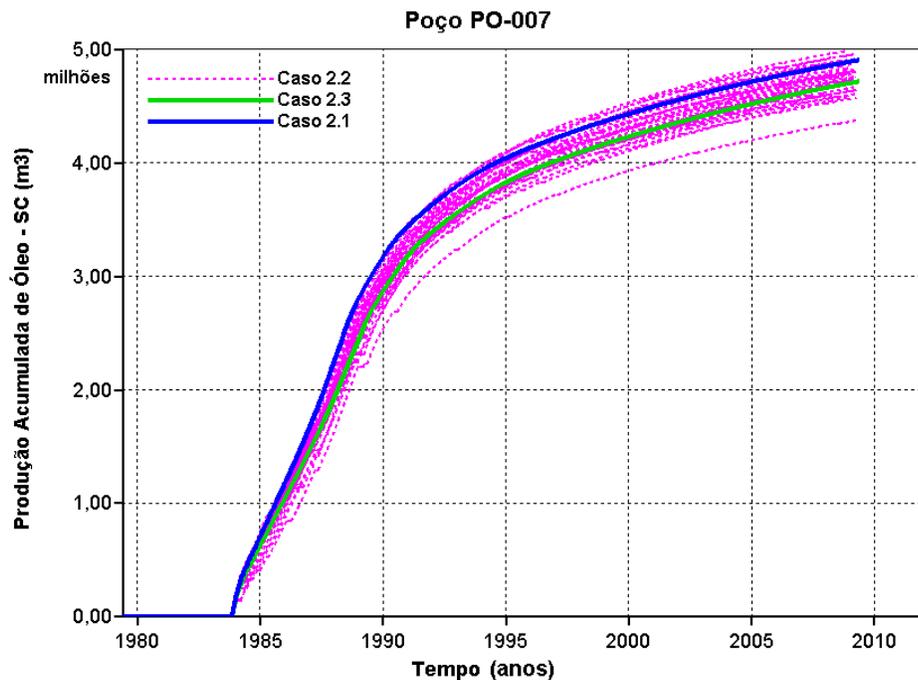


Figura 6.27: Produção acumulada de óleo do poço PO-007 do Modelo 2.

Na Figura 6.27, encontra-se o gráfico da produção acumulada do poço PO-007 referente ao Caso 2.1, ao Caso 2.2 e ao Caso 2.3 do Modelo 2. Os valores obtidos para o N_p dos Casos 2.1 e 2.3 ficaram dentro das variações do N_p apresentadas pelos 30 cenários gerados no Caso 2.2. Já o Caso 2.3 apresentou um valor menor de N_p se comparado ao Caso 2.1.

Em relação ao poço produtor PO-007, o gráfico da produção acumulada de água do Modelo 2, referente aos três casos analisados, é apresentado na Figura 6.28.

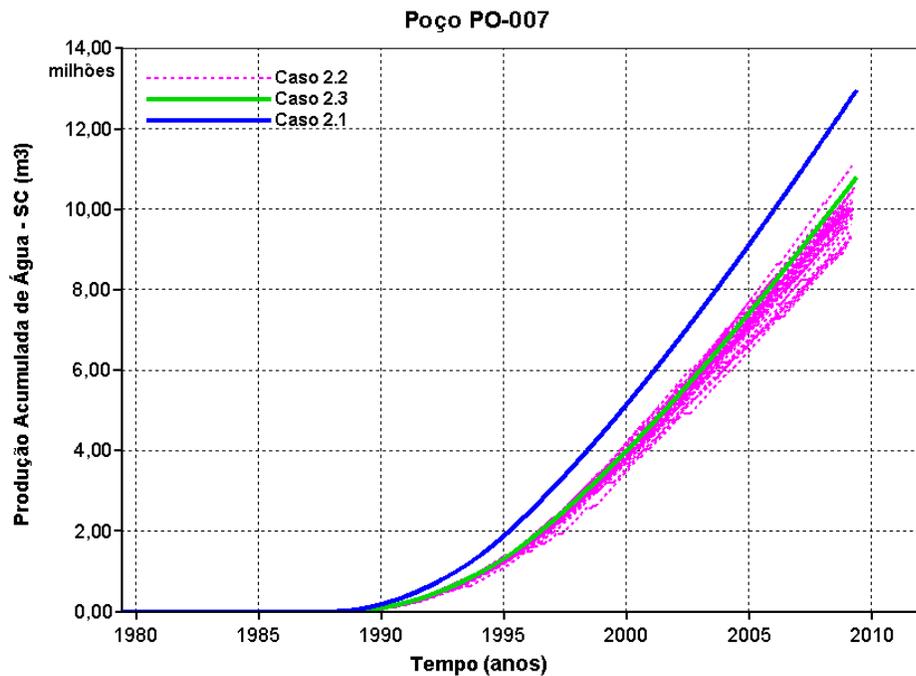


Figura 6.28: Produção acumulada de água do poço PO-007 do Modelo 2.

Na Figura 6.28, a produção acumulada de água do poço PO-007 referente aos Casos 2.1, 2.2 e 2.3 do Modelo 2 não apresentou o mesmo comportamento de N_p . Os valores obtidos para produção acumulada de água dos Casos 2.2 e 2.3 foram menores que do Caso 2.1, apesar de o Caso 2.2 apresentar em alguns cenários um maior valor de N_p .

Todos os poços injetores do Modelo 2 apresentaram o mesmo comportamento do poço injetor PI-022, exibido na Figura 6.29. A figura mostra a injeção acumulada de água do poço PI-022 do Modelo 2, que também não apresentou comportamento diferenciado dos poços injetores do Modelo 1.

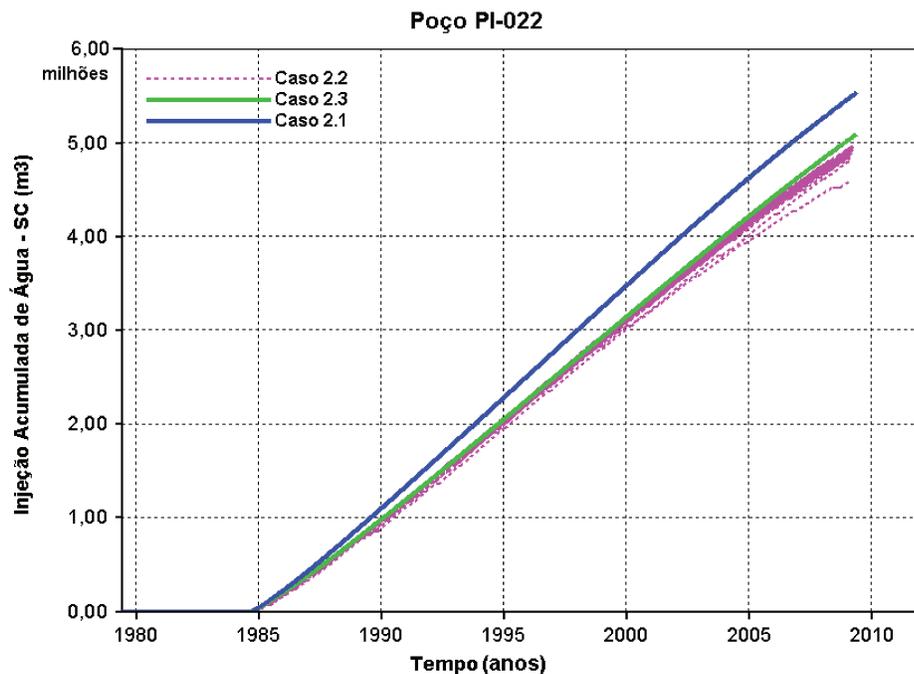


Figura 6.29: Injeção acumulada de água do poço PI-022 do Modelo 2.

Na Figura 6.29, é exibido o gráfico da injeção acumulada de água do poço PI-022 do Modelo 2, referente aos Casos 2.1, 2.2 e 2.3. Observa-se que a injeção acumulada para o Caso 2.1 foi maior em relação aos outros dois casos, devido ao fato de os sistemas ficarem o tempo todo operando e, como consequência, não havendo a interrupção das injeções de água dos poços.

A Tabela 6.4 apresenta um resumo geral para os índices de produções dos três casos analisados do Modelo 2, como produção acumulada de óleo (N_p), fator de recuperação de óleo (FRO), produção acumulada de água (W_p) e injeção acumulada de água (W_{inj}). Para o Caso 2.2, além de uma média desses índices de produção, são apresentados o mínimo e o máximo obtido dentre os 30 cenários simulados. Além disso, é realizada uma comparação dos Casos 2.2 e 2.3 com o Caso 2.1, com as diferenças mostradas em termos percentuais.

Tabela 6.4: Comparação dos resultados de produção para o Modelo 2.

	Caso 2.1	Caso 2.2			Caso 2.3
		mínimo	média	máximo	
N_p (milhões m^3)	44,250	40,969	44,286	45,601	43,308
dif. (%)	-	-8,01	0,08	2,96	-2,18

Fro	0,456	0,422	0,456	0,470	0,446
dif. (%)	-	-8,01%	0,08%	2,96%	-2,18%
Wp (milhões m³)	29,350	21,617	22,713	23,771	23,901
dif. (%)	-	-35,77	-29,22	-23,47	-22,80
Winj (milhões m³)	85,665	74,495	77,791	79,878	78,837
dif. (%)	-	-14,99	-10,12	-7,25	-8,66

Os resultados apresentados na Tabela 6.4 mostram algumas diferenças na produção acumulada de óleo do Caso 2.2 para o Caso 2.1, com um Np variando de -8% a 2,9%, ao considerar os dados de confiabilidade dos sistemas de forma não determinística. Uma pequena diferença ocorreu para o Caso 2.3, com o valor de 2,1% menor em relação ao Caso 2.1.

Conforme apresentado na Tabela 6.4, o efeito da confiabilidade dos sistemas na obtenção dos dados de Np passa a ser mais significativa em relação ao observado no Modelo 1, pois apresentou uma maior dispersão nos valores, ocorrendo para em alguns cenários do Caso 2.2 uma produção final.

As quantidades de água injetada e de água produzida nos Casos 2.2 e 2.3 apresentaram menores valores em relação ao Caso 2.1, chegando a diferença de 10% e 29%, respectivamente, sendo que a diferença ocorrida no Caso 2.3 ficou entre as amplitudes do Caso 2.2.

Já Tabela 6.5 a mostra os resultados obtidos de Np para cada poço produtor referentes aos três Métodos analisados.

Tabela 6.5: Comparação dos resultados de produção dos poços do Modelo 1.

Poço Produtor		Caso 2.1	Caso 2.2			Caso 2.3
			mínimo	média	máximo	
PO-005	Np (milhões m³)	3,997	1,617	2,526	5,046	4.140
	dif. (%)	-	-147,10	-58,22	20,80	3,46
PO-006	Np (milhões m³)	4,079	1,624	4,830	6,299	3.915
	dif. (%)	-	-151,21	15,55	35,25	-4,18
PO-007	Np (milhões m³)	4,023	4,362	4,748	4,954	4.036

	dif. (%)	-	7,77	15,27	18,79	0,32
PO-008	Np (milhões m³)	4,690	7,589	8,697	10,528	4,723
	dif. (%)	-	38,19	46,07	55,45	1,10
PO-010	Np (milhões m³)	2,628	3,206	3,467	3,888	2,463
	dif. (%)	-	18,03	24,21	32,40	-6,72
PO-011	Np (milhões m³)	6,332	2,319	4,274	7,336	6,200
	dif. (%)	-	-173,04	-48,15	13,69	-2,12
PO-012	Np (milhões m³)	6,481	2,277	2,655	5,326	6,335
	dif. (%)	-	-184,58	-144,13	-21,69	-2,31
PO-017	Np (milhões m³)	1,443	1,457	1,503	1,529	1,383
	dif. (%)	-	0,99	3,99	5,64	-4,36
PO-018	Np (milhões m³)	2,378	2,175	2,445	2,617	2,272
	dif. (%)	-	-9,30	2,75	9,15	-4,64
PO-019	Np (milhões m³)	4,682	6,091	6,353	6,667	4,571
	dif. (%)	-	23,12	26,29	29,77	-2,44
PV-001	Np (milhões m³)	1,409	0,990	1,000	1,013	1,389
	dif. (%)	-	-42,34%	-40,82	-39,06	-1,43
PV-002	Np (milhões m³)	2,081	0,844	0,877	0,897	2,088
	dif. (%)	-	-146,50	-137,39	-131,96	0,39
PV-003	Np (milhões m³)	2,014	0,517	0,523	0,554	1,919
	dif. (%)	-	-288,89	-284,63	-263,45	-4,98
PV-004	Np (milhões m³)	0,161	0,150	0,150	0,150	0,161
	dif. (%)	-	-7,46	-7,46	-7,46	0,00

Os resultados para produção acumulada apresentados na Tabela 6.5 mostram uma grande dispersão nos valores obtidos para os poços, o destaque maior foi para o poço PO-011 onde

chegou á uma amplitude percentual máxima de aproximadamente 187%, com o Np mínimo de -173% menor em relação ao Caso 2.1 chegando até 13% superior. Apesar do Np do campo no Caso 2.3 apresentar uma diferença que ficou dentro da amplitude do Caso 2.2, o mesmo não se observou para os poços, onde a maioria destes ficaram foras das amplitudes obtidas. Ainda, conforme apresentado na Tabela 6.5 o poço PO-008 obteve um Np médio no Caso 2.2 maior em 46,07% e o poço PO-012 Np médio menor em -144% em relação ao Caso 2.1, indicando uma possível mudança no fluxo dos fluidos do reservatório, em decorrência dos efeitos dos dados de confiabilidade dos poços.

Os resultados apresentados na Tabela 6.5 deixa mais claro, para este Modelo 2, os efeitos das disponibilidade e confiabilidade dos sistemas abordados de forma probabilística e, também as interações entre os poços, pois os novos arranjos de recuperação do reservatório que vão sendo configurados e com as novas velocidades de fluxo, os poços passam a ter uma grande variação no fator de recuperação fazendo com que para alguns cenários esse rearranjo seja extremamente favorável, para alguns poços, e para outros extremamente desfavorável, resultado assim na grande variação do Np, tanto para poço quanto para o campo.

No Anexo II, encontram-se os gráficos dos poços produtores e injetores que não foram apresentados neste item.

Resultados econômicos para o Modelo 2

Em relação aos dados econômicos, a Tabela 6.6 mostra o resultado do valor presente líquido obtido para os Casos 2.1, 2.2 e 2.3, referentes ao Modelo 2 analisado. O VPL foi obtido considerando três valores para o barril de petróleo, são eles: US\$ 40, US\$ 60 e US\$ 80 dólares.

Tabela 6.6: Resultados econômicos e comparações do campo para o Modelo 2 (em bilhões).

	Caso 2.1	Caso 2.2			Caso 2.3
		mínimo	média	máximo	
barril US\$ 40	0,168	0,077	0,114	0,140	0,126
dif. (%)	-	-117,73%	-47,04%	-20,00%	-33,28%
barril US\$ 60	1,075	0,909	0,971	1,015	0,993
dif. (%)	-	-18,30%	-10,76%	-5,99%	-8,27%

barril US\$ 80	1,982	1,741	1,827	1,889	1,860
dif. (%)	-	-13,89%	-8,48%	-4,95%	-6,56%

Na Tabela 6.6, é possível observar que os Casos 2.2 e 2.3 apresentaram um VPL menor em relação ao Caso 2.1 para todos os valores do barril considerados. Além disso, o Caso 2.3 apresentou um VPL que fica entre o mínimo e o máximo obtido no Caso 2.2. O fato de o VPL obtido no Caso 2.2 ser até 117% menor que o Caso 2.1, considerando o barril em US\$ 40, é devido aos poços permanecerem fechados por um período de tempo no Caso 2.2, o que não acontece no Caso 2.3, causando assim um atraso na receita do campo, que, mesmo recuperando a produção posteriormente e até produzindo mais em alguns cenários, não consegue a recuperação financeira.

As maiores diferenças encontradas na Tabela 6.6 foram para valores do preço do barril de US\$ 40, chegando a ser superestimando em até 117% o VPL quando não foram levadas em consideração as informações de confiabilidade na análise de um projeto (Caso 2.1). No Caso 2.2, a diferença percentual ficou menor em média de 8% à 47%, para o barril de US\$ 80 e US\$ 40, respectivamente. Para o Caso 2.3, a diferença percentual ficou menor em 6% à 33%, para o barril de US\$ 80 e US\$ 40, respectivamente. Para menores valores do barril, conseqüentemente menor o lucro líquido, assim maior a influência da taxa de desconto no atraso da produção, mesmo para maiores valores de N_p , como em alguns cenários do Caso 2.2.

Dos 30 cenários simulados do Caso 2.2, foi obtida a distribuição de probabilidade acumulada do valor presente líquido (VPL), como mostra a Figura 6.30, considerando o valor do barril em US\$ 40 dólares.

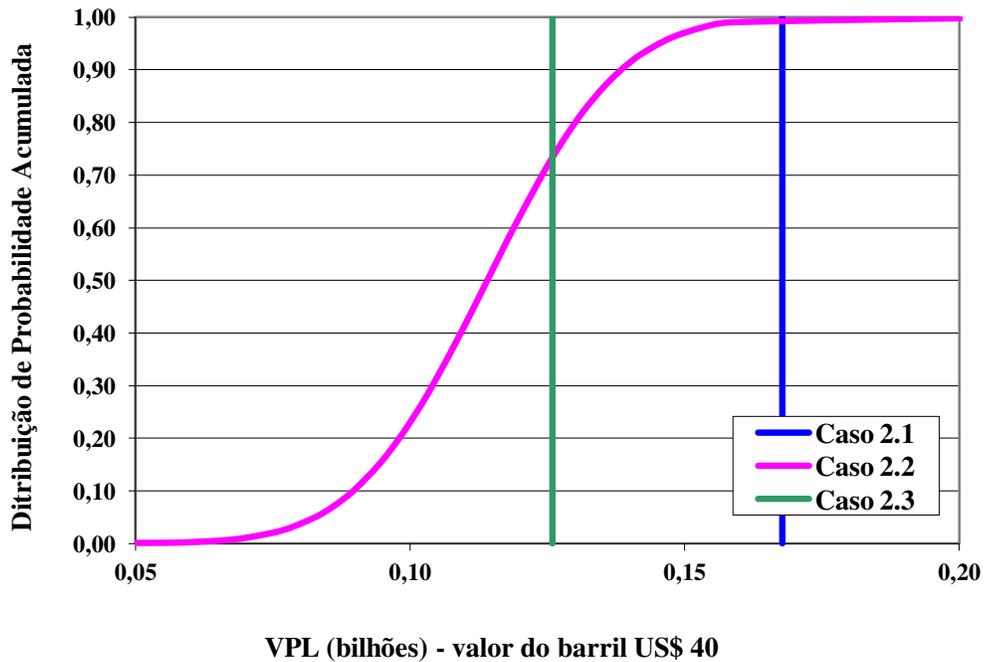


Figura 6.30: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 2 para o valor do barril de petróleo de US\$ 40 dólares.

Na Figura 6.30, são apresentadas as curvas do VPL final obtido para os três casos analisados, sendo possível observar que ocorreu uma grande dispersão nos dados do Caso 2.2. Como no Caso 2.3 as informações de confiabilidade dos sistemas foram inseridas de forma determinísticas, o resultado final foi apenas um número puro, ao contrário do Caso 2.2, no qual as informações foram inseridas de forma probabilísticas, permitindo determinar a distribuição de probabilidade para cálculos do VPL. É possível observar na Figura 6.30 que a probabilidade de obter um VPL de até US\$ 0.126 bilhões (Caso 2.3) é de aproximadamente 0,7, ou seja, uma probabilidade de aproximadamente 0,3 de não ter um VPL maior que o Caso 2.3.

A forma da distribuição e comentários relativos à Figura 6.30 são os mesmos para Figura 6.31 e Figura 6.32, nas quais os valores do barril foram considerados como sendo de US\$ 60 e US\$ 80 dólares.

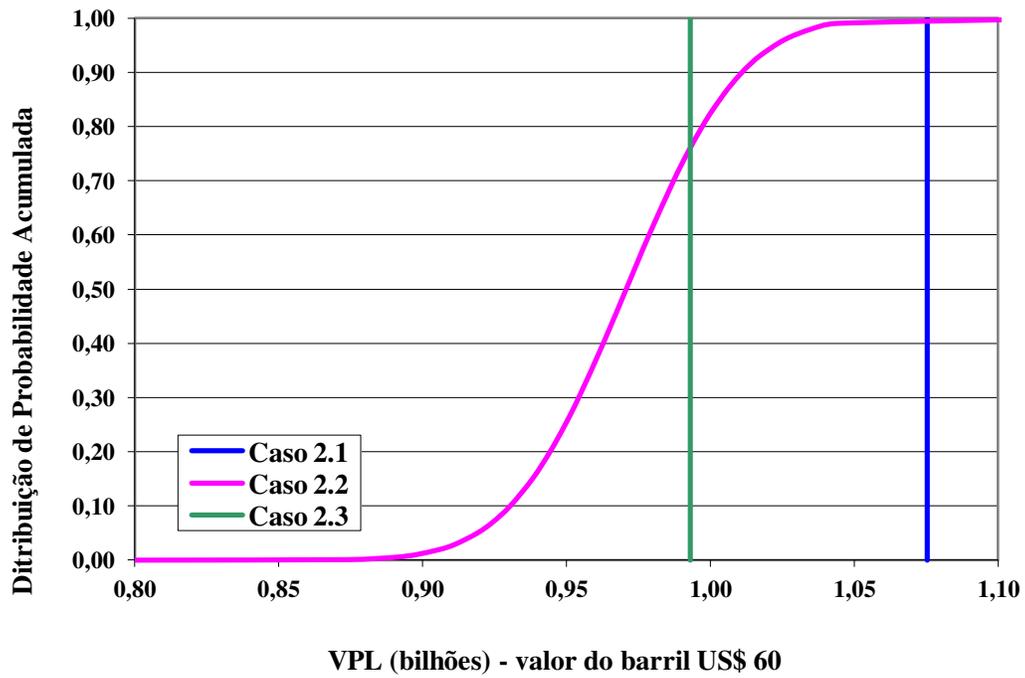


Figura 6.31: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 2 para o valor do barril de petróleo de US\$ 60 dólares.

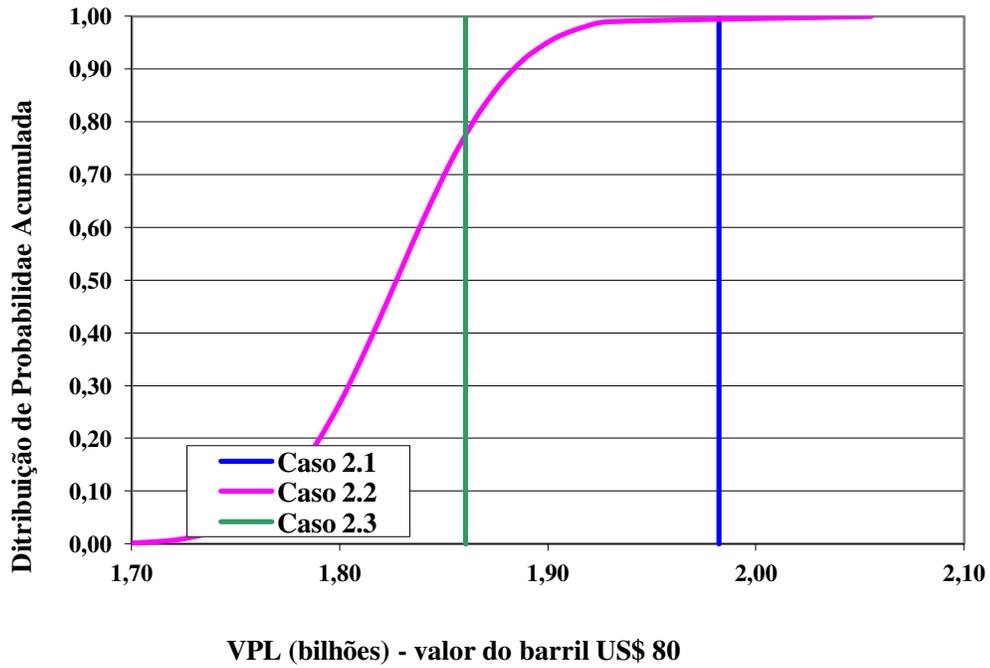


Figura 6.32: Distribuição de probabilidade acumulada do VPL do campo para o Modelo 2 para o valor do barril de petróleo de US\$ 80 dólares.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS

Este trabalho mostra que é possível inserir as informações de confiabilidade de forma dinâmica, probabilística (Método 2) no simulador de fluxo por meio da operação de poços e grupos de poços. Devido à característica do problema, o principal efeito deste procedimento é o atraso de produção. Assim, a produção acumulada final de óleo quase apresenta menor variabilidade, com queda de apenas 2% para as condições pré-estabelecidas no estudo para o Modelo 1, que foi representado por um campo com óleo leve. Já para o Modelo 2, campo com óleo pesado, apesar da grande variação nos valores de N_p , a média também não apresentou uma diferença significativa.

A pequena diferença constatada no valor do N_p , tanto na aplicação do Método 2 como no Método 3 (disponibilidade menor que 100% e constante), ocorre devido à particularidade do processo de produção de petróleo. Isto é, um poço cuja produção é interrompida volta a operar com uma vazão maior após a parada, produzindo assim os fluidos acumulados e fazendo com que haja, no final, uma produção acumulada semelhante ao Método 1. Esse fato foi observado no Caso 2.2 (aplicação do Método 2 no Modelo 2), que teve uma produção de óleo final até maior que o Caso 2.1 na produção máxima obtida para alguns cenários. Sistemas de produções, principalmente os com configurações de linhas em série, ou mesmo sistemas de geração de energia, já não possuem essa capacidade de recuperar o que não foi produzido, por já produzirem a uma taxa nominal constante.

Entretanto, o óleo produzido mais tarde tem impacto direto no fluxo de caixa e, para a faixa de valor do preço do barril do petróleo proposto, observou-se uma diferenças significativas variando entre 7% e 17% no VPL do Modelo 1. Considerando-se os custos como fixos, quanto menor o valor no preço do barril, maior a queda do VPL que é afetado diretamente pela taxa de desconto. A diferença foi ainda maior para o Modelo 2, ficando entre 12% e 50% menor. Esse fato constatado faz com que a empresa, se não considerar os dados de confiabilidade dos sistemas na concepção do projeto, possa superestimar os retornos financeiros. Da mesma forma, o atraso

na receita faz com que ocorra um atraso no retorno do investimento, conseqüentemente influenciando a aplicação em investimento para outros projetos da empresa.

Nas aplicações dos Métodos 2 e 3 nos dois modelos, observou-se que alguns poços tiveram a produção acumulada de óleo maior que no Método 1. O fato constatado merece ser analisado com mais detalhe, pois, devido às interrupções na operação dos poços, há uma alteração no regime de escoamento e, com velocidade menor de recuperação, o fator de recuperação aumentou, o que pode acontecer em vários casos. Isso mostra que os dados de confiabilidade dos sistemas também podem ser uma variável importante no processo de otimização e locação de poços no reservatório, ou seja, o planejamento de estratégia de produção considerando efeitos de confiabilidade dos sistemas pode influenciar a escolha de como o reservatório deve ser produzido.

Comparando os dados obtidos ao aplicar os Métodos 2 e 3 aos modelos, estes apresentaram pequenas diferenças entre si, ficando os resultados do Método 3 sempre próximos dos limites de máximo e mínimo do Método 2. Ressaltando que o Método 3 é uma forma simplificada e rápida de atribuir aos sistemas uma disponibilidade média, este apresentou boas estimativas para análises mais rápidas, nas quais é necessário incorporar as informações de confiabilidade dos sistemas. Entretanto, a vantagem de utilizar o Método 2 é que este trata o sistema mais próximo de uma operação real e os resultados não são apenas dados por um único número, mas pode ser obtida uma distribuição de probabilidade, ou seja, obter as chances para se chegar a determinados valores.

Dessa forma, os resultados mostraram a importância de quantificar os riscos tecnológicos inerentes à confiabilidade dos equipamentos, que compõem todo o sistema de produção de petróleo no momento da concepção dos projetos de E&P.

7.1 Sugestões futuras

Este trabalho propôs elaborar uma metodologia que permitisse incorporar as informações de confiabilidade dos sistemas no processo de simulação de fluxo do reservatório e mensurar os impactos que estas podem causar. No entanto, novos estudos e alternativas surgiram e trabalhos

futuros voltados ao tema de confiabilidade dos sistemas de produção marítima podem ser desenvolvidos, tais como:

- Utilizando-se os mesmos conceitos de confiabilidade apresentado neste trabalho, pode-se modelar o atraso no cronograma para início da perfuração dos poços e verificar se o mesmo irá influenciar na estimativa do VPL;
- Como mostrado neste trabalho, o VPL dos projetos de E&P podem ser subestimados se não forem levados em consideração as informações de confiabilidade dos sistemas. Nesse sentido, uma proposta seria estudar formas de mitigar os efeitos causados com o atraso de receita, como inserir mais poços, investir em sistemas com maior confiabilidade e disponibilidade, entre outros, a fim de obter um maior VPL.
- Modelar a probabilidade de ocorrer falhas em poços que não permitam que estes voltem a operar e verificar o impacto na simulação de fluxo.

REFERÊNCIAS

ALBERNAZ, R. S. **Estudo de Importância e Sensibilidade de Eventos de Falha para Árvores de Natal Molhadas**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro/RJ, 2005.

AGGREY, G. H., DAVIES, D. R. **A Rigorous Stochastic Coupling of Reliability and Reservoir Performance When Defining the Value of Intelligent Wells**. In: Offshore Europe 2007, Scotland, UK. Offshore Europe, 2007.

AJAYI, A. *et al*: **An innovative Way of Integrating Reliability of Intelligent Well Completion Systems With Reservoir Modeling**. In: Offshore Europe 2005, Scotland, UK. Offshore Europe, 2005.

ANDERSON R. J. **Natural Gas Infrastructure Reliability**. Strategic Center for Natural Gas. Program Overview September, 2002.

API RECOMMENDED PRACTICE 17N. **Recommended Practice for Subsea Production System Reliability and Technical Risk Management**. First Edition, March, 2009.

BARLOW, R.E.; PROSCHAM, F. (1965). **Mathematical Theory of Reliability**. Wiley, New York, NY.

BARRINGER, H. P. **Pipe Wall Thickness Decisions Using Weibull Analysis**. In: Equipment Inspection For Mechanical Integrity seminar. Lake Charles, LA, 1997.

_____. **Practical Reliability Tools for Refineries and Chemical Plants**. In: NPRA Maintenance Conference. Nashville, TN, 1996.

_____; KOTLYAR, M. **Reliability of Critical Turbo/Compressor Equipment**. In: Fifth International Conference on Process Plant. Houston, TX, 1996.

BINGHAM, K. **Partial Stroke Testing Of Emergency Shutdown Valves**. In: ISA EXPO 2001. Houston, Texas, September 2001.

BRICK, E. S.; MIRANDA, A. M. **Modelo de confiabilidade, disponibilidade e manutenibilidade de sistemas, aplicado a plataformas de petróleo**. In: ENEGEP, Ouro Preto, MG, 2003.

BUTERI, C. B., PEREIRA, V. F. **Análise da Confiabilidade do Pacote de Geração Principal da P43 e P48**. In: **Simpósio Internacional de Confiabilidade**. Salvador/BA, 2006.

CARVALHO, M. H. **Modelos de regressão aplicados a confiabilidade**. Trabalho de conclusão de curso (Pós-Graduação Lato Sensu em Matemática e Estatística), Universidade Federal de Lavras. Lavras/MG, 2009.

CARVALHO, M. H., LIMA, G. A. C., RAVAGNANI, A. T. F. S. G., SCHIOZER, D. J.. **A Model of the Impacts of Operational Risk and Analysis of Hedging Strategy With Derivatives for Oil Producing Companies**. In: **SPE APOGCE**. Brisbane, Austrália, 2010.

COLOSIMO, E. A., GIOLO, S. R. **Análise de Sobrevivência Aplicada**. São Paulo: Edgard Blucher, 2006.

CPB NETHERLANDS BUREAU FOR ECONOMIC POLICY ANALYSIS. **CPB Document**. ISBN 90-5833-202-0. Nº 73, December, 2004.

DEPARTMENT OF THE ARMY, TM 5-698-1. **Reliability/Availability of Electrical & Mechanical Systems for Command, Control, Communications, Computer, Intelligence, Surveillance, and Reconnaissance (C4ISR) Facilities**. 19 January 2007.

DHILLON, B. S. (1999). **Design Reliability: Fundamentals and Applications**. CRC Press, ISBN 0-8493-1465-8.

DUNN-NORMAN, S. **Reliability of Pressure Signals in Offshore Pipeline Leak Detection**. Final Report to Dept. of the Interior, MMS TA&R Program. Program SOL 1435-01-00-RP-31077. November 3, 2004. Disponível em: <<http://www.mms.gov/tarprojects/398.htm>>

DROGUETT, E. L., JACINTO, C. M. C. *et al*: Análise comparativa da disponibilidade de duas malhas de completção inteligente em poços de petróleo. In: **ENEGEP**. Porto Alegre, RS, 2005.

ESTRADA, J. M.; REDONDO, N. J.; RUIZ, J. P.; BARQUIN, J. Including Combined-Cycle Power Plants in Generation System Reliability Studies. In: **8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**. Iowa State University, Ames, Iowa, 2004.

FAERTES, D.; VIEIRA, F.; GALVÃO, J. C.; SAKER, L.; HEILS, L. Gas Allocation plans based on failures scenarios – PETROBRAS – GAS & POWER SECTOR. In: **Rio Pipeline Conference and Exposition 2009**. Rio de Janeiro, RJ, 2009.

FROTA, H. M. **Desenvolvimento de método para planejamento da manutenção de poços petrolíferos em águas profundas**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF). Macaé/RJ, 2003.

FUNNEMARK, E.; ELDOR, J. E.; HAUGOM, G. P. **WP4 HyApproval: Identification and Review of Databases for Reliability Data**. DNV. Version: 1.0, 18/05/2006.

GAS LINK. Gas System Operator - **Gaslink 2008 Review**. 2008. Disponível em: <<http://www.gaslink.ie/index.jsp?&p=93&n=195>>

GIL, S. **Integrated Stochastic Network Model for a Reliability Assessment of the NEES**. Presented at the Iowa State University. August 30, 2005.

HAUGE, S.; LANGSETH, H.; ONSHUS, T. **Reliability Data for Safety Instrumented Systems**. PDS Data Handbook, 2006 Edition.

HOKSTAD, P.; CORNELIUSSEN, K. **Reliability Prediction Method for Safety Instrumented Systems**. PDS Method Handbook, 2003 Edition. 2003.

IDM Engineering. Spool tree component reliability, failure mode identification, determination of the leak frequencies and leakage rates. **OFFSHORE TECHNOLOGY REPORT 2002/014**. ISBN 0-7176-2384-X 2002.

JAMES, B. R. **Probabilidade: um curso em nível intermediário**. 3.ed Rio de Janeiro: IMPA, 2004.

KAPUR, K. C., LAMBERSON, L. R. **Reliability in Engineering Design**. Willey,1977.

KAUFMANN, A.; GROUCHKO, D.; CRUON, R. **Mathematical Models for Study of Reliability of Systems**. Academic Press; 1ed.

KAWAUCHI, Y.; RAUSAND, M. Life Cycle Cost (LCC) analysis in oil and chemical process industries. In: **Toyo Engineering Corp & Norwegian University of Science and Technology**. June, 2009.

KIM, J., FARD N. Discrete-event simulation of network reliability and Markovian models. **International Journal of Modeling and Simulation**, 1995.

LANGSETH, H.; LINDQVIST, H. Competing risks for repairable systems: A data study. Preprint submitted to **Journal of Statistical Planning and Inference**, 1 de março de 2004.

LAWLESS, J. F. **Statistical Models and Methods for Lifetime Data**. New York: Wiley, 1982.

LIMA, E. N. Confiabilidade e Disponibilidade de um Sistema de Injeção de Água em uma Plataforma Offshore de Óleo e Gás. In: **Simpósio Internacional de Confiabilidade**. Florianópolis/SC, 2008.

LINDQVIST, B. Modelling and identifiability in dependent competing risks problems. In: Statistical analysis of complex event history data. Workshop Oslo 31.08 - 02.09 2005. 2005, p.1-26.

LLOYD, D. K; LIPOW, M. **Reliability: Management, Methods and Mathematics**. Lloyd&Lipow; 2ed.

MANN, N. R., R. E. SCHAFFER, E. N. D. SINPURWALLA. **Methods for Statistical Analysis of Reliability and Life Data**. New York: Wiley, 1974.

MAZO, E. O. M.; SCHIOZER, D. J.; "Analysis of the Effect of Oil Mobility on the Injection Rate Optimization for Water Injection Under Fracturing Conditions", COBEM, 15-20 Novembro, Gramado, Brasil, 2009.

MEEKER, W., ESCOBAR, L. **Statistical Methods for Reliability Data**. John Wiley & Sons. 1998.

MIAN, M. A. **Project Economics and Decision Analysis, Volume II: Probabilistic Models**. Penn Well Corporation, 2002.

MUNOZ, J.; ESTRADA, J. M.; REDONDO, N. J.; RUIZ, J. P.; BARQUIN, J. Natural Gas Network Modeling for Power Systems Reliability Studies. In: **2003 IEEE Bologna Power Tech Conference**. Bologna, Italy. 2003.

NAKAGAWA, T. **Maintenance Theory of Reliability**. Springer Series in Reliability. 2005.

NBR-5462. **Confiabilidade e Manutenibilidade**. ABNT/NBR, TB116, 11/1994.

NELSON, W. (1982). **Applied Life Data Analysis**. New York : John Wiley & Sons, Inc.

New York State Department of Public Service Office of Communications. **Network Reliability After 9/11 - A Staff White Paper on Local Telephone Exchange Network Reliability**. November 2, 2002.

NIEBEL, B W. **Engineering Maintenance Management**. Marcel Dekker, New York, 1994.

NILOLAIDIS, E., GHIOCEL, D. M., SINGHAL, S. **Engineering Design Reliability handbook**. CRC Press, ISBN 0-8493-1180-2, 2004.

PERSONA, A.; REGATTIERI, A.; PHAM, H.; BATTINI, D. Remote control and maintenance outsourcing networks and its applications in supply chain management. **Journal of Operations Management**, 25 (2007) 1275–1291.

RAVAGNANI, A. T. S. G., Avaliação Econômica de Projetos de E&P. Unisim On-line, Ano III, nº 23, jan. 2008. Disponível em <<http://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N23.PDF>>. Acesso em: 01/11/2010

ROBINSON, D.; ATCITY, C.; ZUFFRANIERI, J.; ARENT, D. **Impact of Distributed Energy Resources on the Reliability of a Critical Telecommunications Facility**. SAND2006-1277, NREL/TP-620-39561. SANDIA REPORT 2006.

ROSS, S. M. **A first course in probability**. 5th ed. PRENTICE HALL, New Jersey, 1997.

SILVA, B. N.; GOMES, L. L.; MEDEIROS, R. L. **Análise de Risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo: Um Estudo de Caso**. BBR – Brazilian Business Review, Vol. 3, N°2, pp. 229-244, Vitória/ES, Brasil – Jan/Jun, 2006.

SIMÕES FILHO, S. **Análise de Árvore de Falhas Considerando Incertezas na Definição do Eventos Básicos**. Rio de Janeiro, 2006. 277pp. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ.

_____, MOREIRA, C. C., *et al*: **Avaliação de confiabilidade e custo do ciclo de vida de manifolds submarinos de produção (MSP)**. Bol. Téc. PETROBRAS, Rio de Janeiro, 41 (3/4): 94-111, hu./dez. 1998.

SUMMERS, A. E. **Partial-stroke testing of block valves**. SIS-TECH Solutions, June 15, 2007.

WOLFORD, A. J.; LIN, J. C.; LIMING, J. K.; LIDSTONE, A.; SHEPPARD, R. E.; EQE International, Inc. **Integrated Risk Based Design of FPSO Topsides, Structural and Marine Systems**. OTC 12948. In: **Offshore Technology Conference held in Houston**. Texas, 2001.

8. ANEXO

8.1 Anexo I

Gráficos de produção acumulada de óleo e produção acumulada de água referente ao Modelo 1 para cada poço do campo.

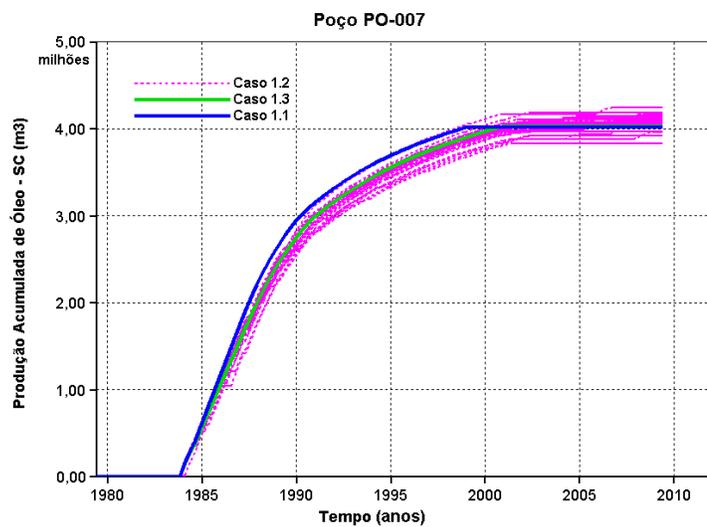


Figura 8.1: Produção acumulada de óleo do poço PO-007 do Modelo 1.

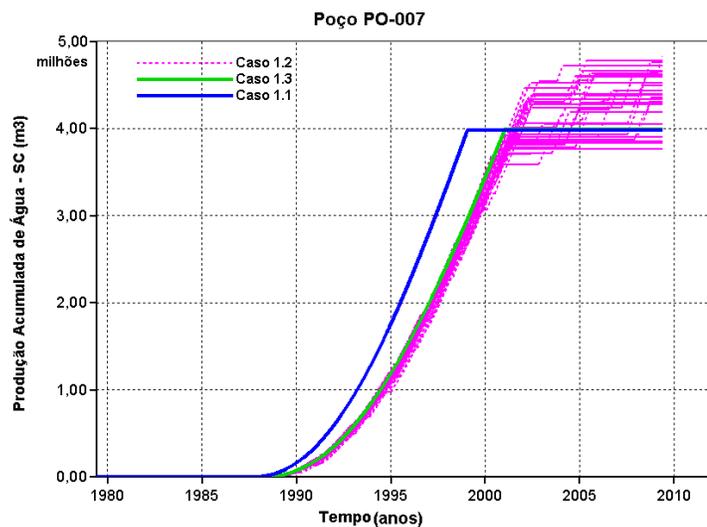


Figura 8.2: Produção acumulada de água do poço PO-007 do Modelo 1.

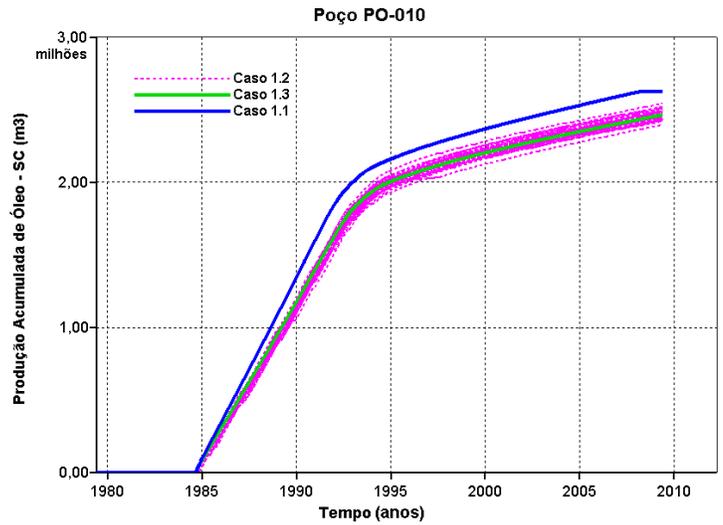


Figura 8.3: Produção acumulada de óleo do poço PO-010 do Modelo 1.

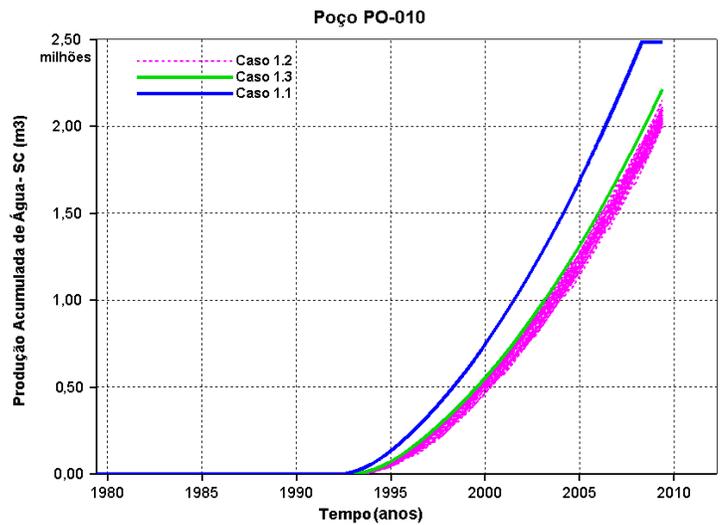


Figura 8.4: Produção acumulada de água do poço PO-010 do Modelo 1.

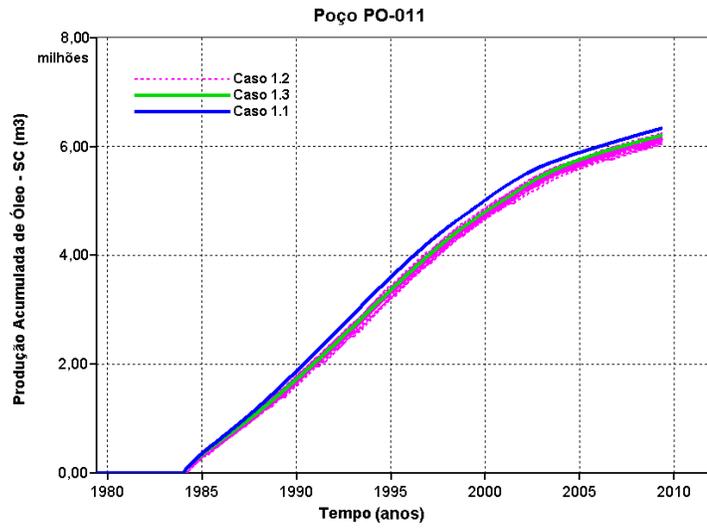


Figura 8.5: Produção acumulada de óleo do poço PO-011 do Modelo 1.

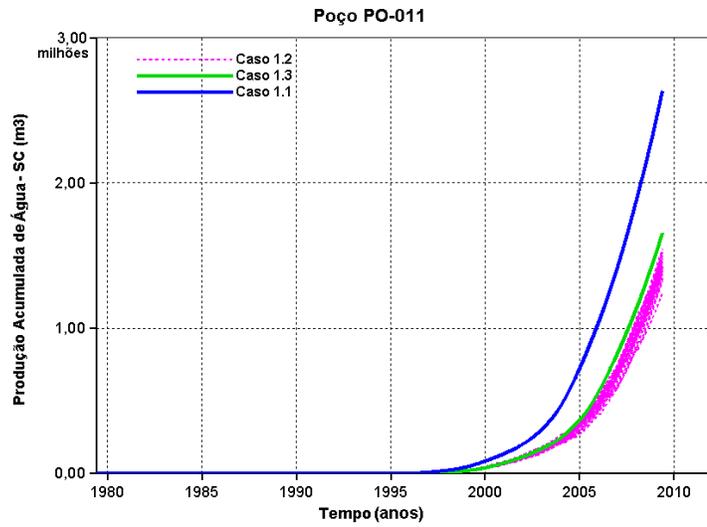


Figura 8.6: Produção acumulada de água do poço PO-011 do Modelo 1.

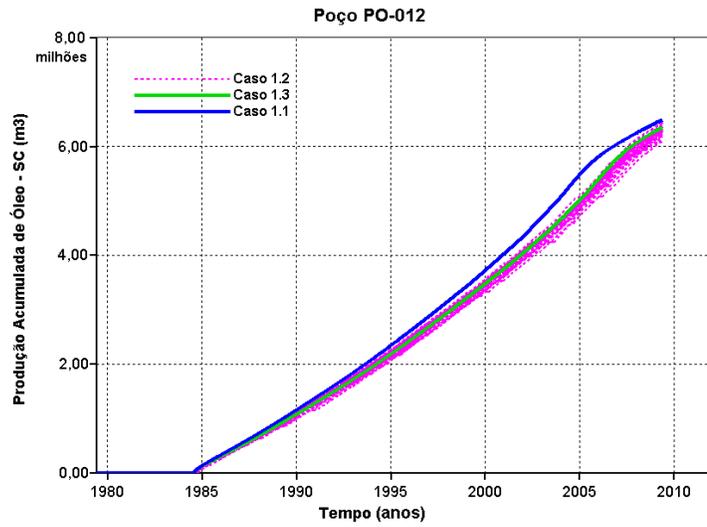


Figura 8.7: Produção acumulada de óleo do poço PO-012 do Modelo 1.

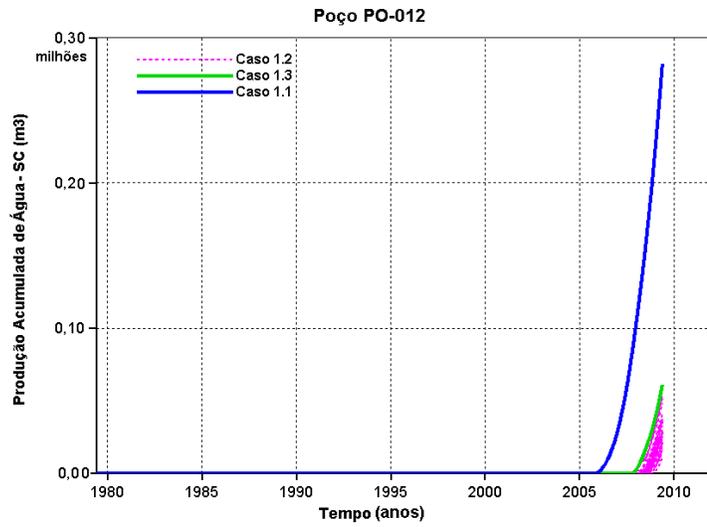


Figura 8.8: Produção acumulada de água do poço PO-012 do Modelo 1.

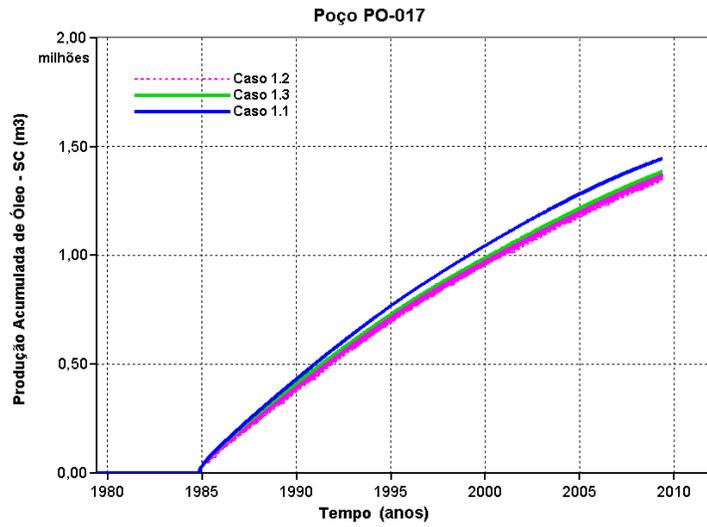


Figura 8.9: Produção acumulada de óleo do poço PO-017 do Modelo 1.

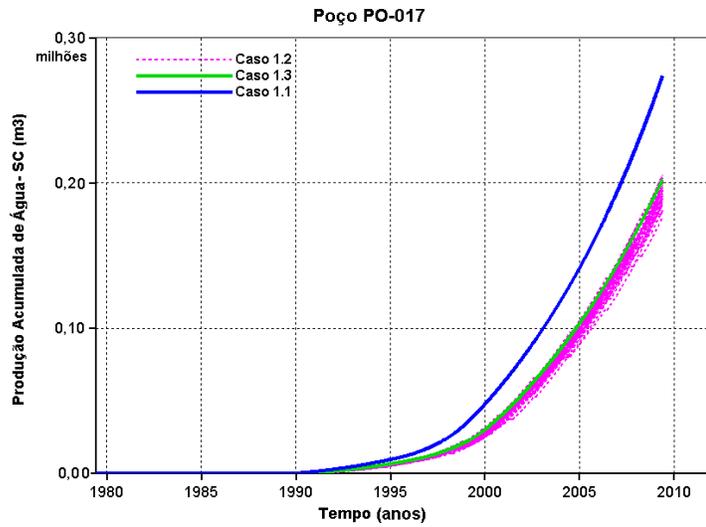


Figura 8.10: Produção acumulada de água do poço PO-017 do Modelo 1.

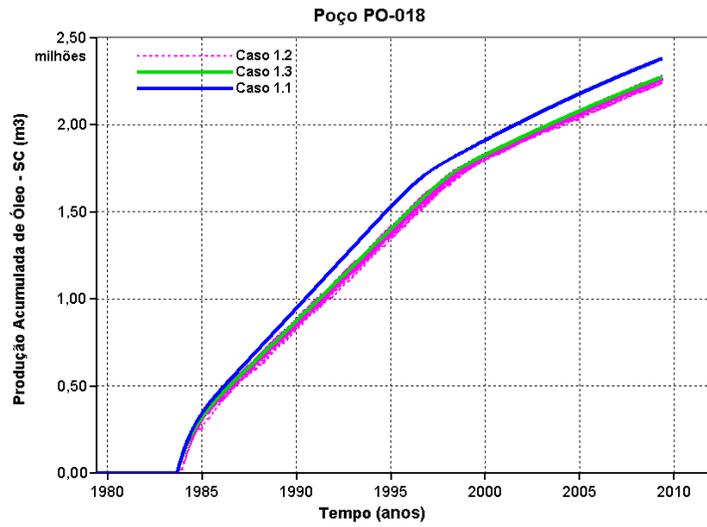


Figura 8.11: Produção acumulada de óleo do poço PO-017 do Modelo 1.

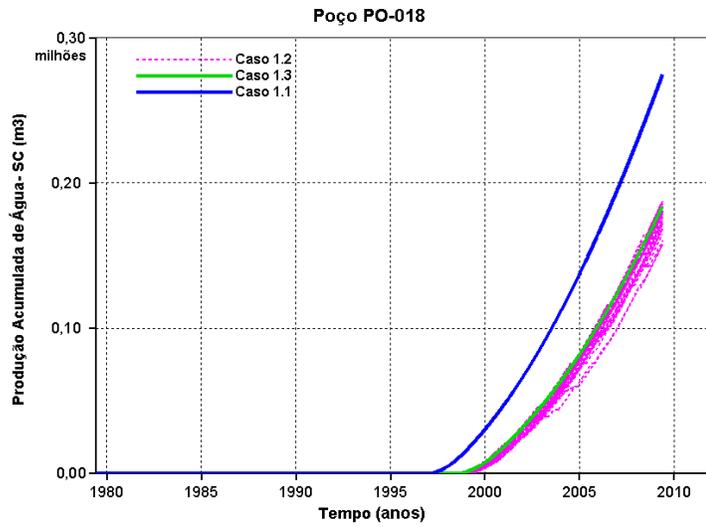


Figura 8.12: Produção acumulada de água do poço PO-018 do Modelo 1.

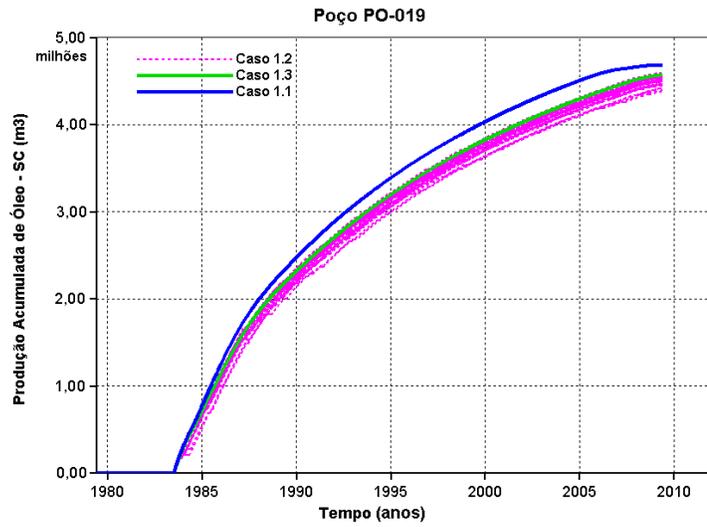


Figura 8.13: Produção acumulada de óleo do poço PO-019 do Modelo 1.

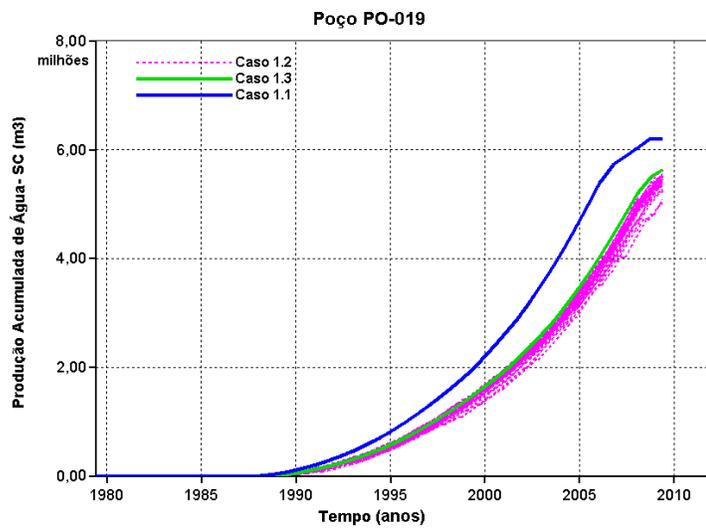


Figura 8.14: Produção acumulada de água do PO-019 do Modelo 1.

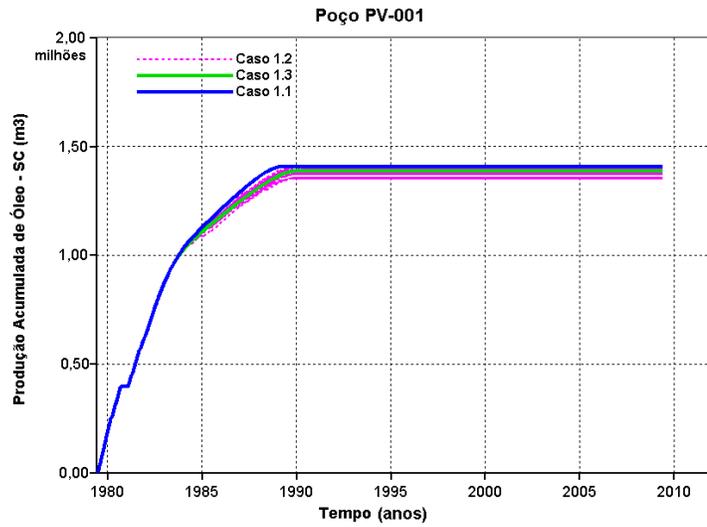


Figura 8.15: Produção acumulada de óleo do poço PV-001 do Modelo 1.

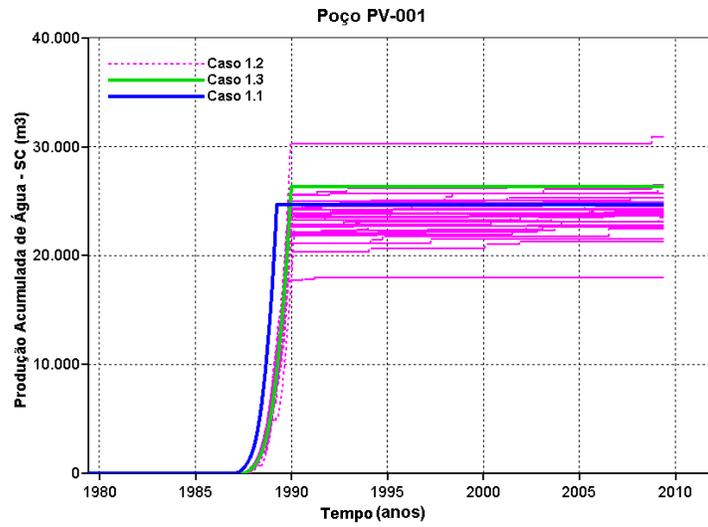


Figura 8.16: Produção acumulada de água do poço PV-001 do Modelo 1.

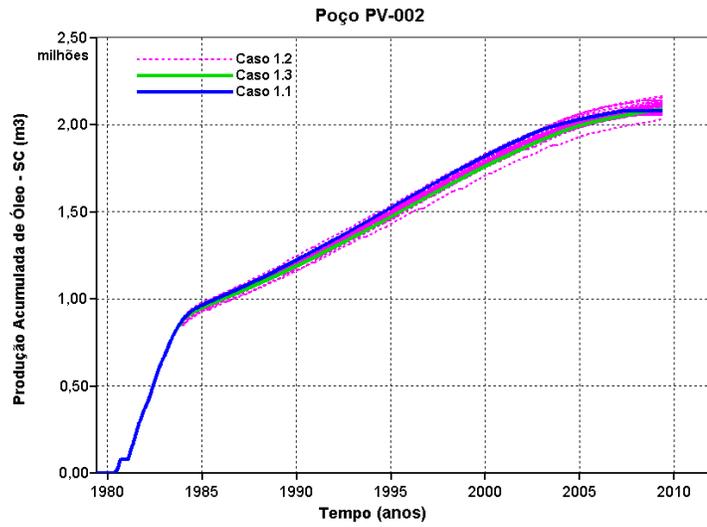


Figura 8.17: Produção acumulada de óleo do poço PV-002 do Modelo 1.

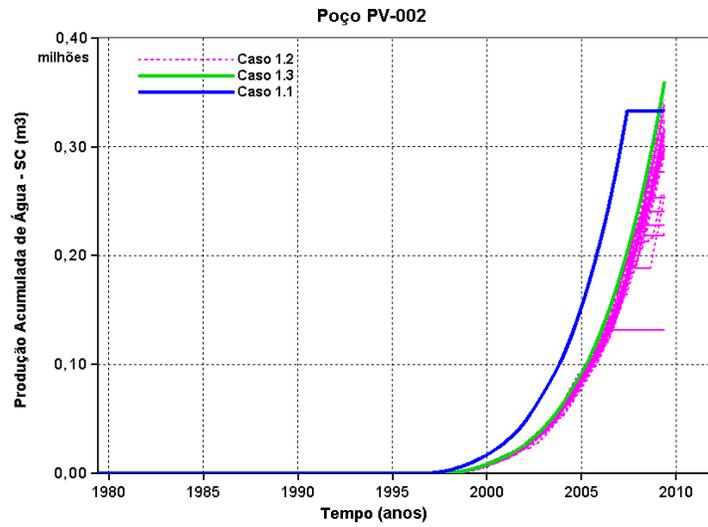


Figura 8.18: Produção acumulada de água do poço PV-002 do Modelo 1.

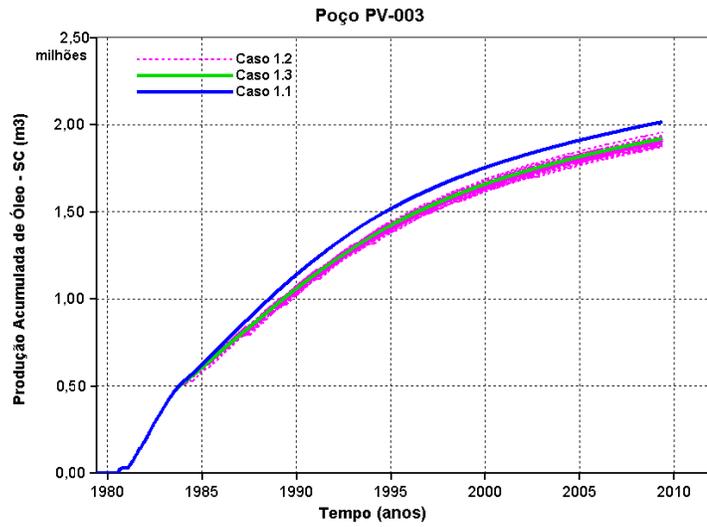


Figura 8.19: Produção acumulada de óleo do poço PV-003 do Modelo 1.

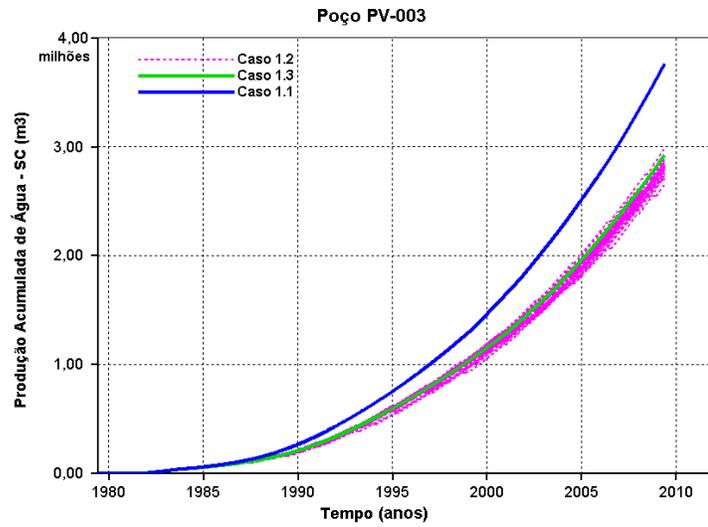


Figura 8.20: Produção acumulada de água do poço PV-003 do Modelo 1.

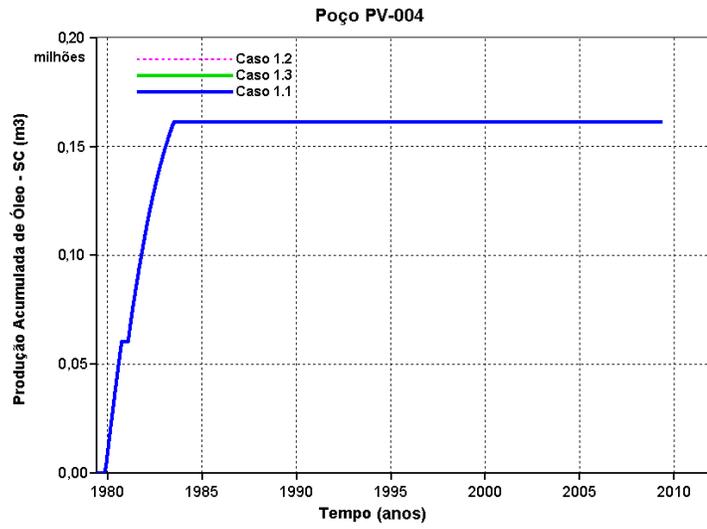


Figura 8.21: Produção acumulada de óleo do poço PV-004 do Modelo 1.

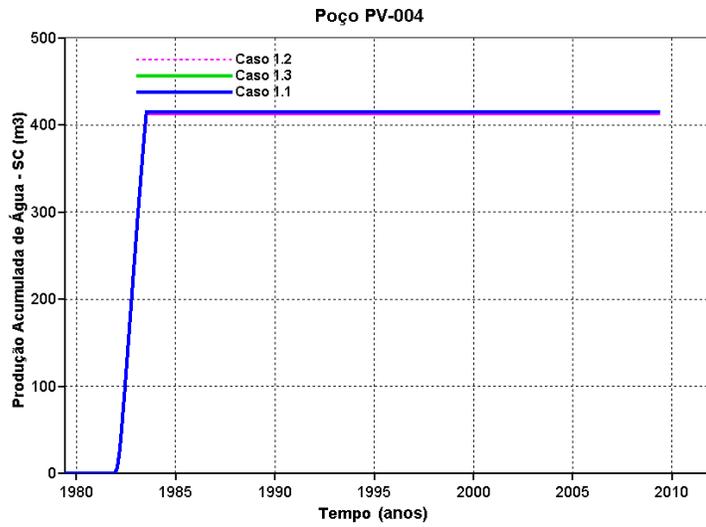


Figura 8.22: Produção acumulada de água do poço PV-004 do Modelo 1.

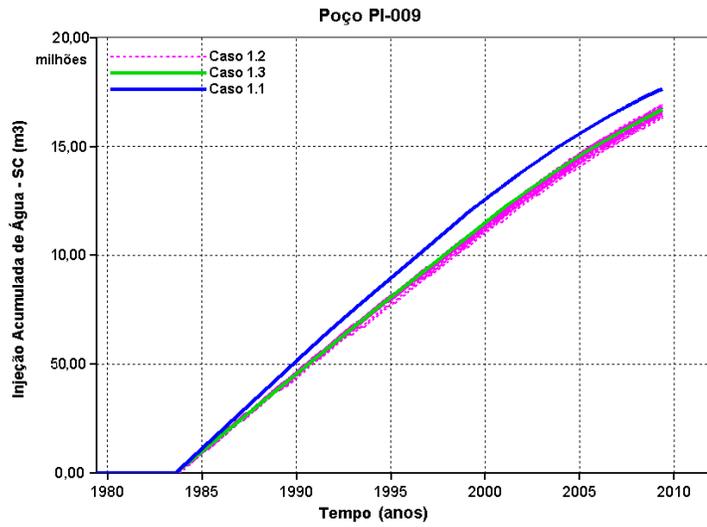


Figura 8.23: Injeção acumulada de água do poço PI-009 do Modelo 1.

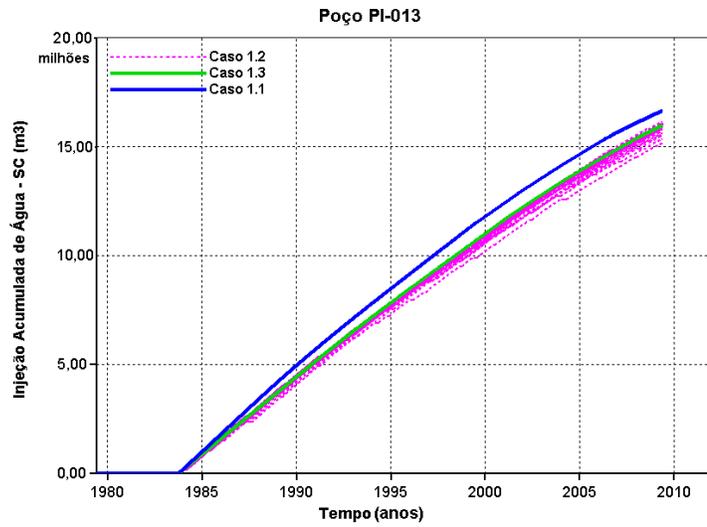


Figura 8.24: Injeção acumulada de água do poço PI-013 do Modelo 1.

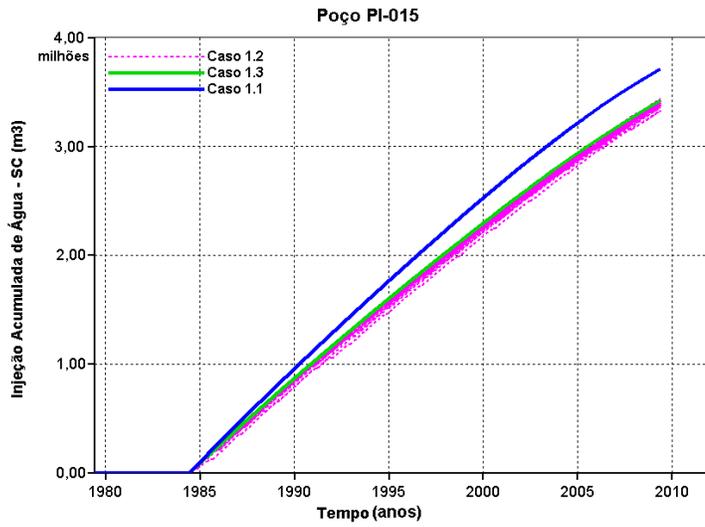


Figura 8.25: Injeção acumulada de água do poço PI-015 do Modelo 1.

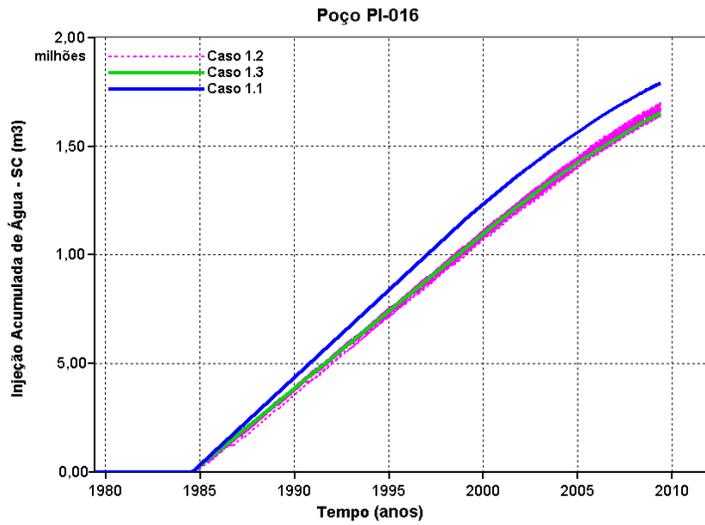


Figura 8.26: Injeção acumulada de água do poço PI-016 do Modelo 1.

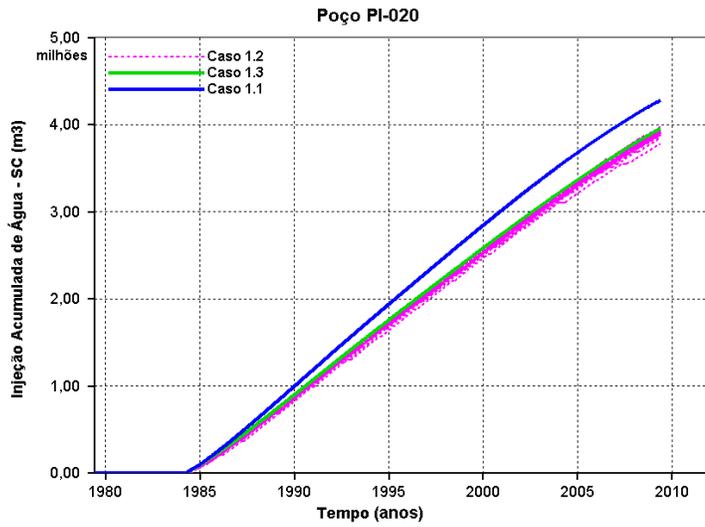


Figura 8.27: Injeção acumulada de água do poço PI-020 do Modelo 1.

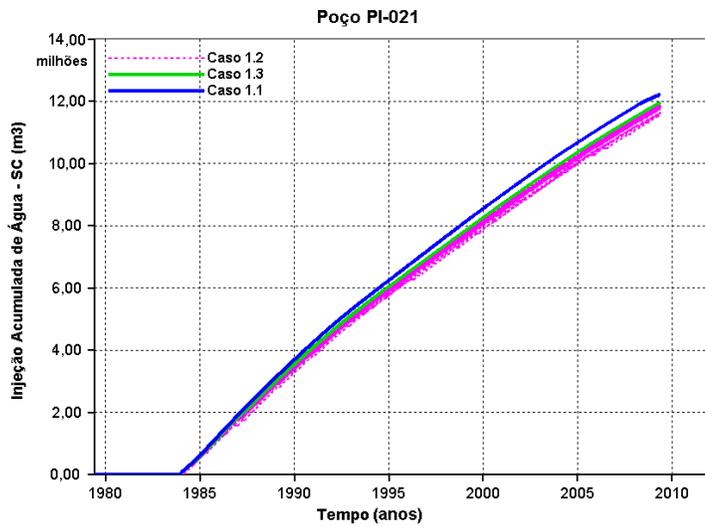


Figura 8.28: Injeção acumulada de água do poço PI-021 do Modelo 1.

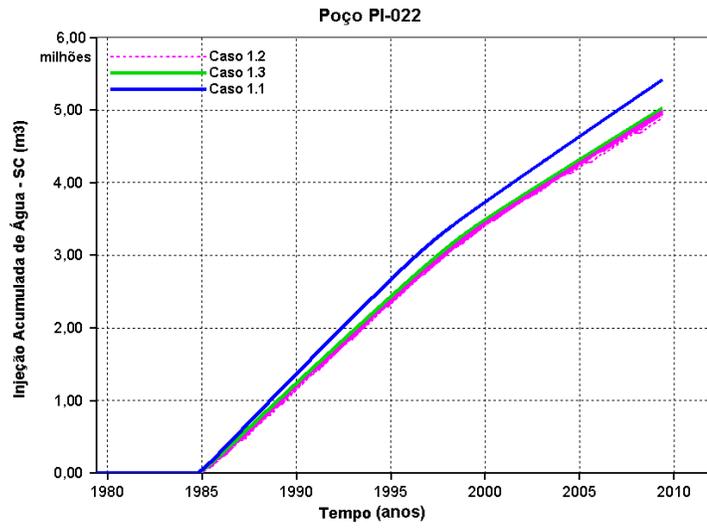


Figura 8.29: Injeção acumulada de água do poço PI-022 do Modelo 1.

8.2 Anexo II

Gráficos de produção acumulada de óleo e produção acumulada de água referente ao Modelo 2 para cada poço do campo.

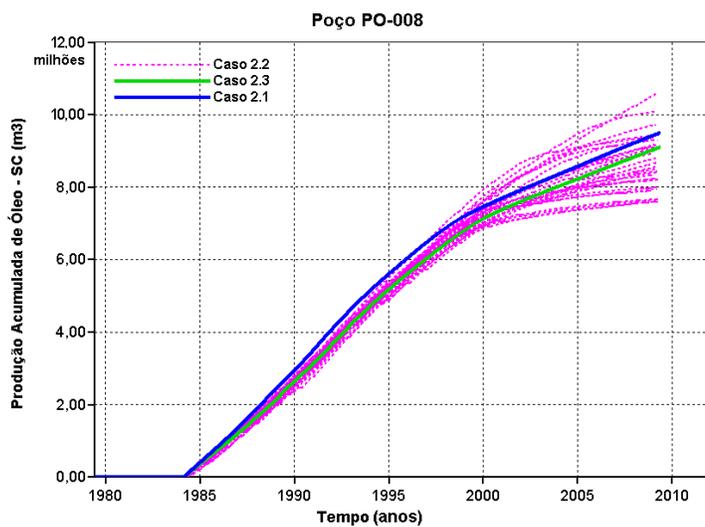


Figura 8.30: Produção acumulada de óleo do poço PO-008 do Modelo 2.

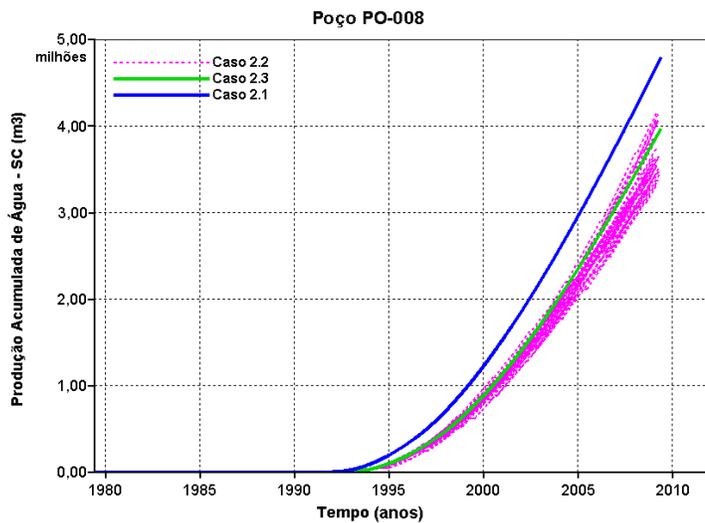


Figura 8.31: Produção acumulada de água do poço PO-008 do Modelo 2.

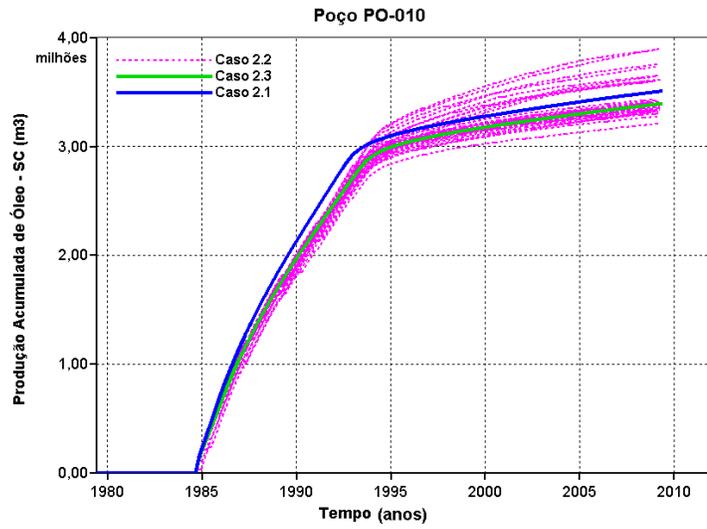


Figura 8.32: Produção acumulada de óleo do poço PO-010 do Modelo 2.

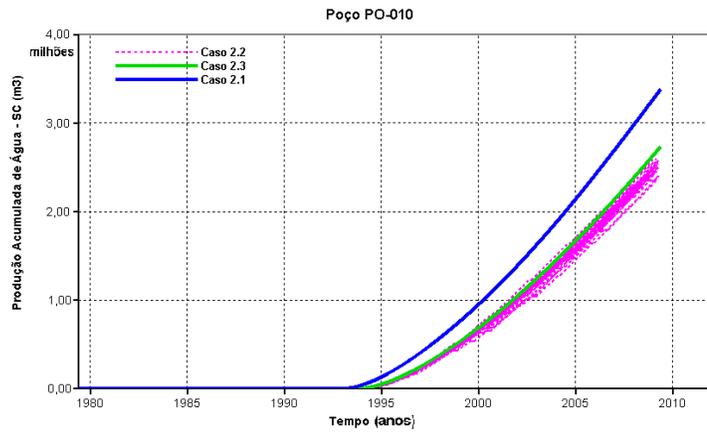


Figura 8.33: Produção acumulada de água do poço PO-010 do Modelo 2.

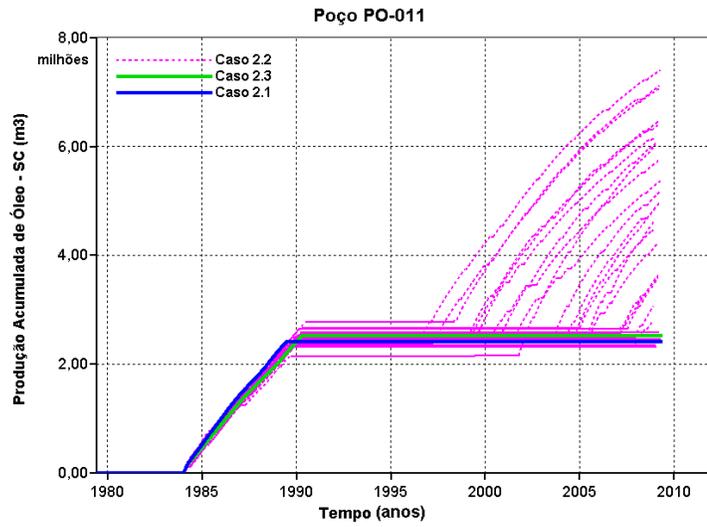


Figura 8.34: Produção acumulada de óleo do poço PO-011 do Modelo 2.

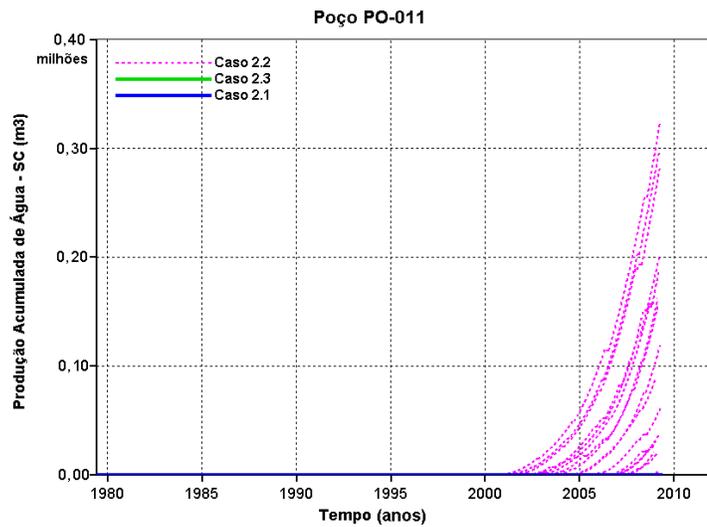


Figura 8.35: Produção acumulada de água do poço PO-011 do Modelo 2.

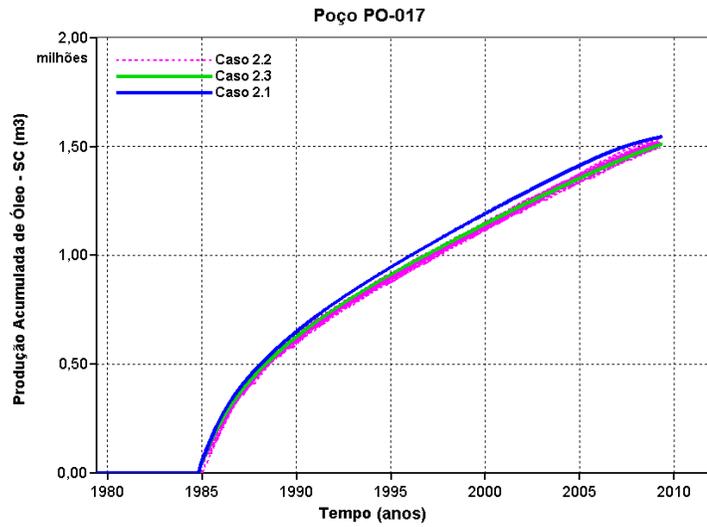


Figura 8.36: Produção acumulada de óleo do poço PO-017 do Modelo 2.

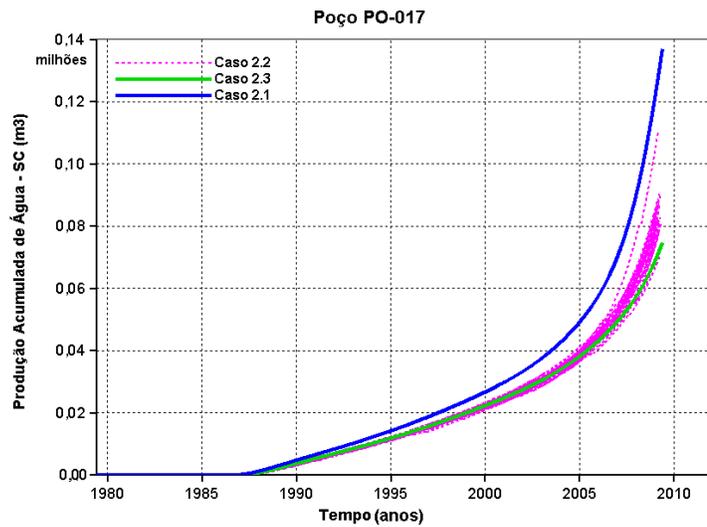


Figura 8.37: Produção acumulada de água do poço PO-017 do Modelo 2.

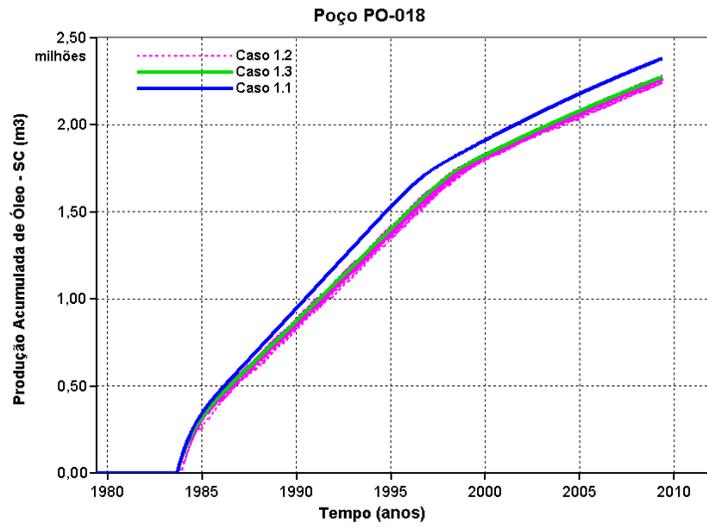


Figura 8.38: Produção acumulada de óleo do poço PO-018 do Modelo 2.

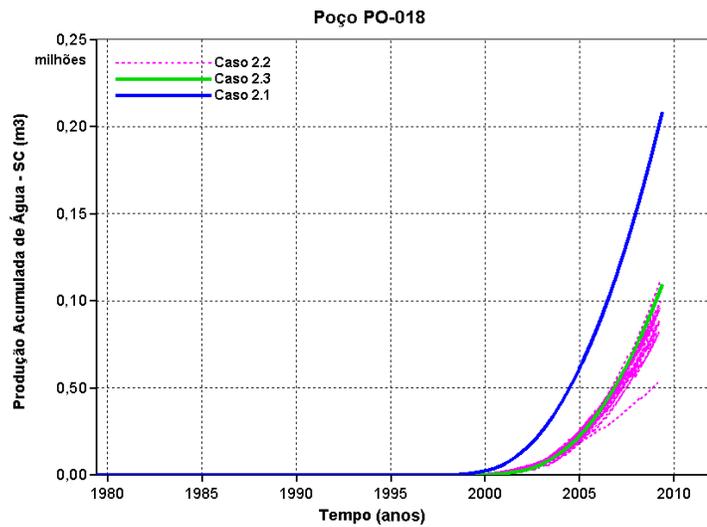


Figura 8.39: Produção acumulada de água do poço PO-008 do Modelo 2.

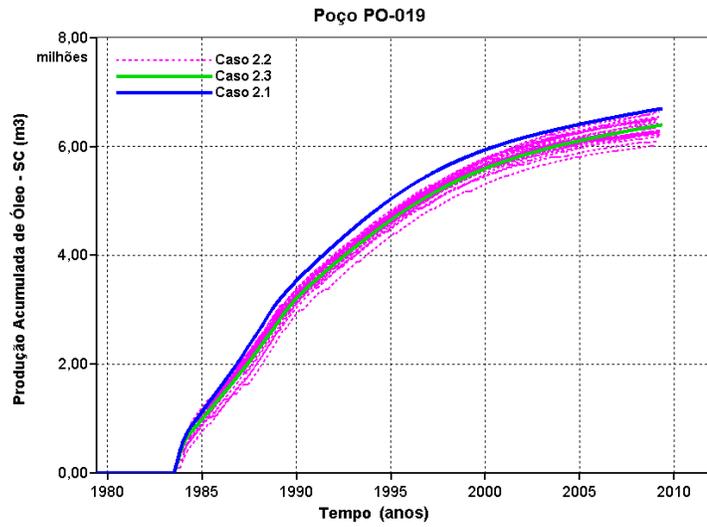


Figura 8.40: Produção acumulada de óleo do poço PO-019 do Modelo 2.

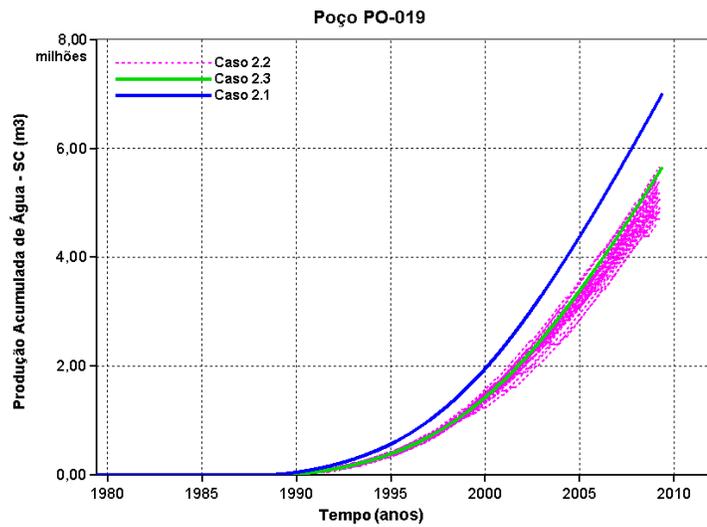


Figura 8.41: Produção acumulada de água do poço PO-019 do Modelo 2.

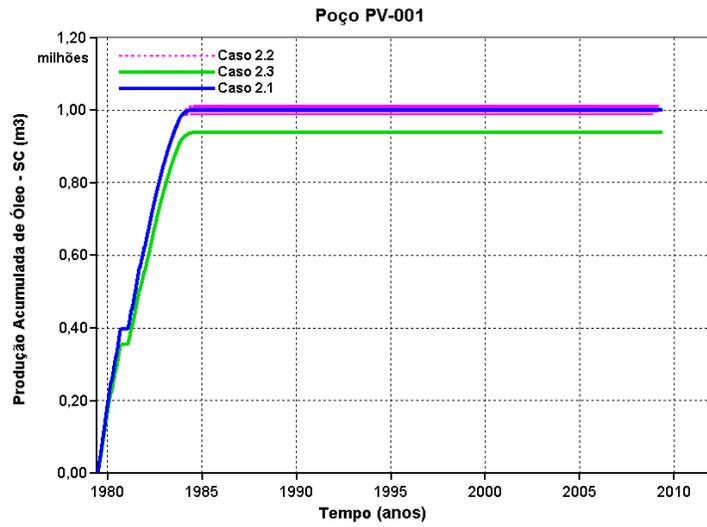


Figura 8.42: Produção acumulada de óleo do poço PV-001 do Modelo 2.

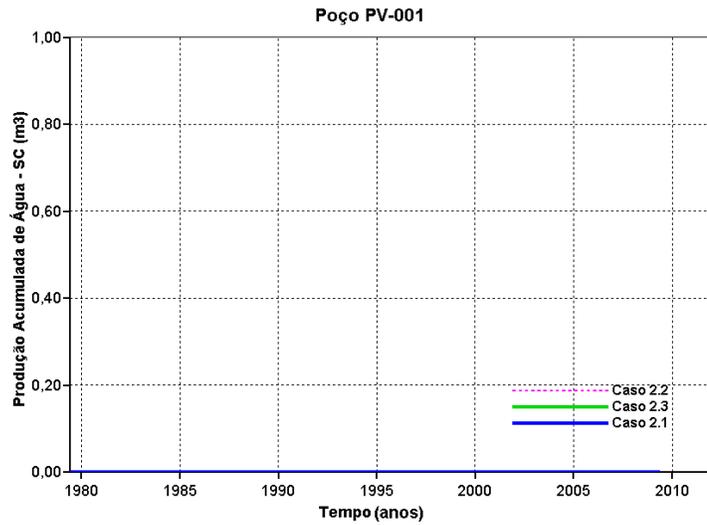


Figura 8.43: Produção acumulada de água do poço PV-001 do Modelo 2.

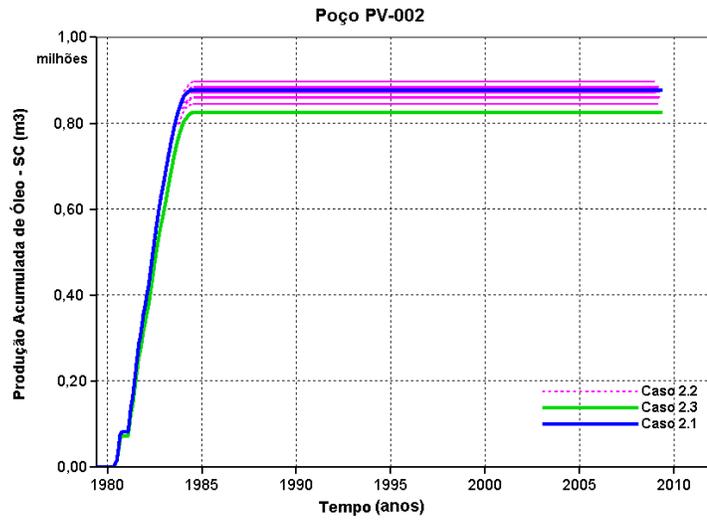


Figura 8.44: Produção acumulada de óleo do poço PV-002 do Modelo 2.

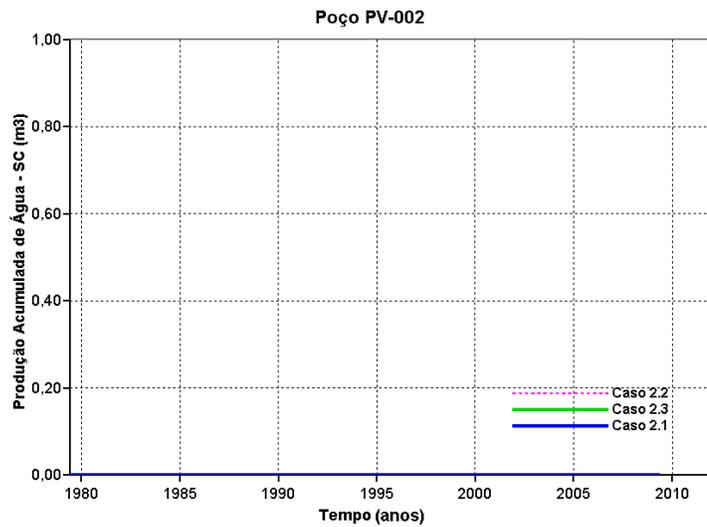


Figura 8.45: Produção acumulada de água do poço PV-002 do Modelo 2.

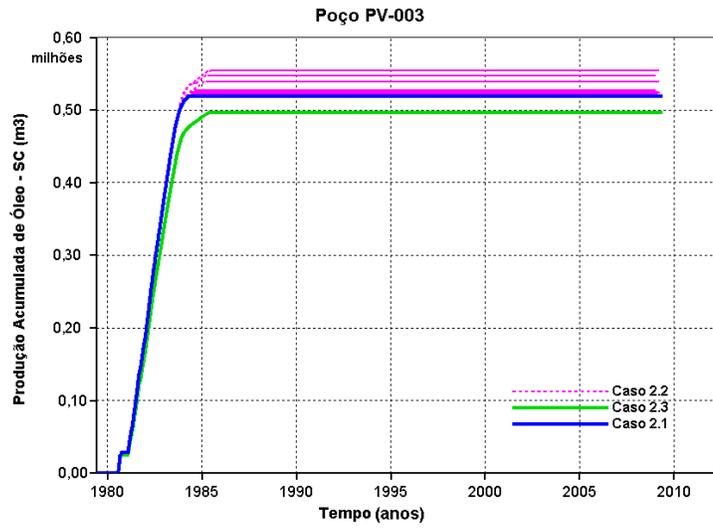


Figura 8.46: Produção acumulada de óleo do poço PV-003 do Modelo 2.

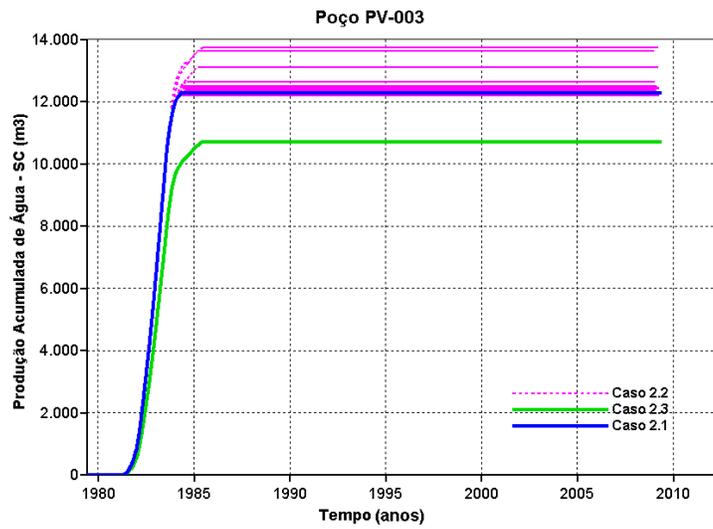


Figura 8.47: Produção acumulada de água do poço PV-003 do Modelo 2.

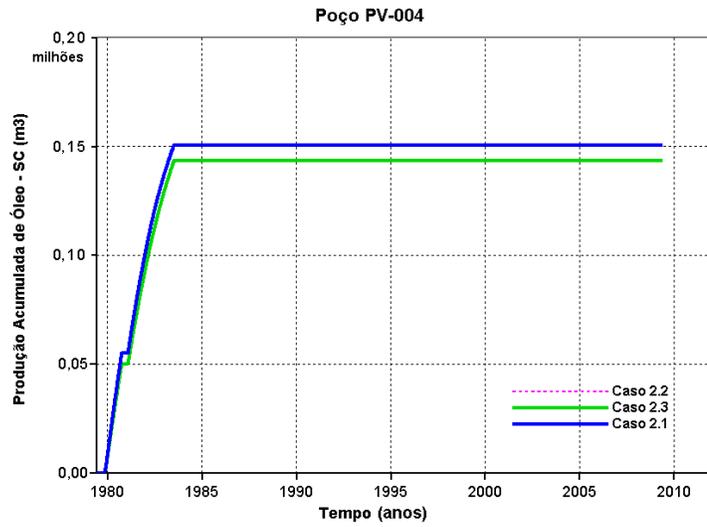


Figura 8.48: Produção acumulada de óleo do poço PV-004 do Modelo 2.

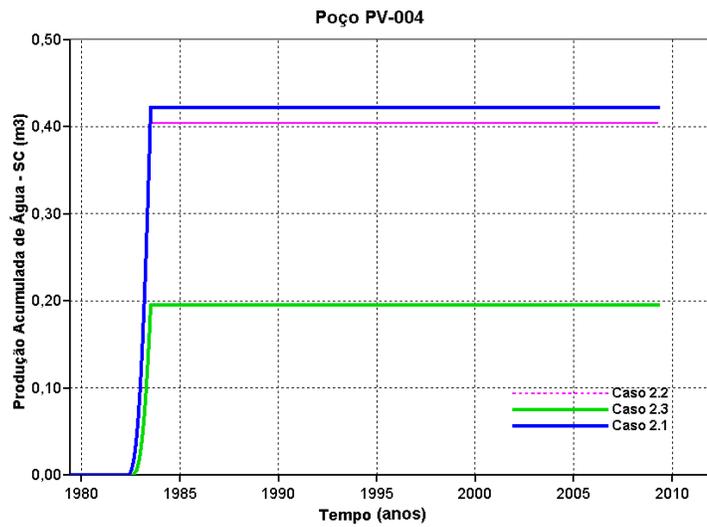


Figura 8.49: Produção acumulada de água do poço PV-004 do Modelo 2.

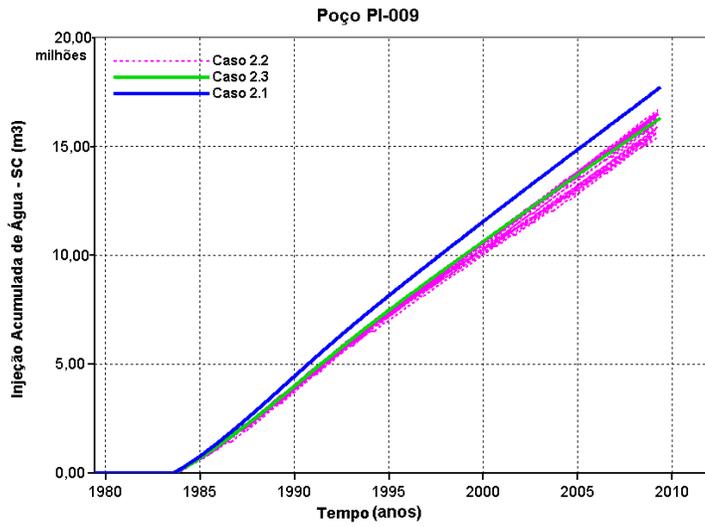


Figura 8.50: Injeção acumulada de água do poço PI-009 do Modelo 2.

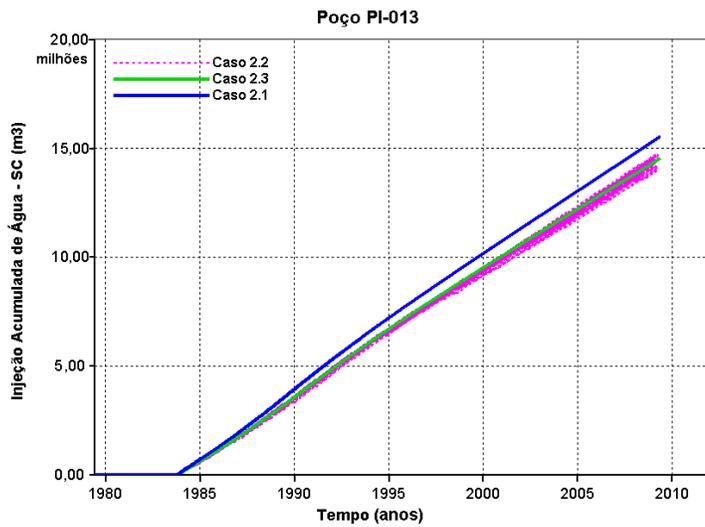


Figura 8.51: Injeção acumulada de água do poço PI-013 do Modelo 2.

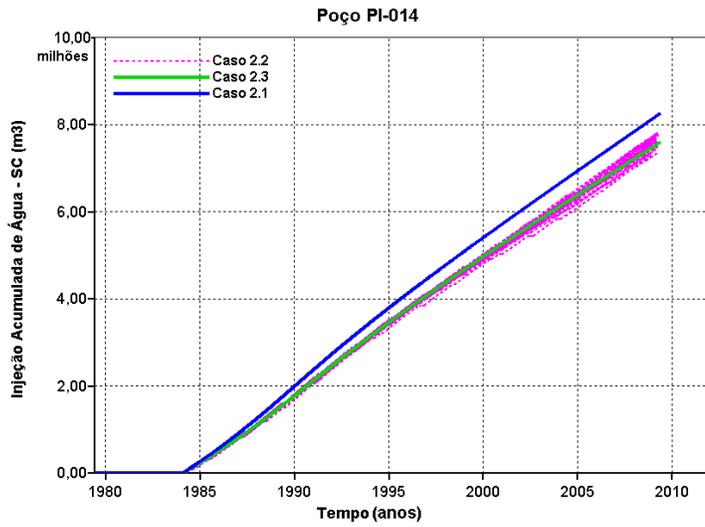


Figura 8.52: Injeção acumulada de água do poço PI-014 do Modelo 2.

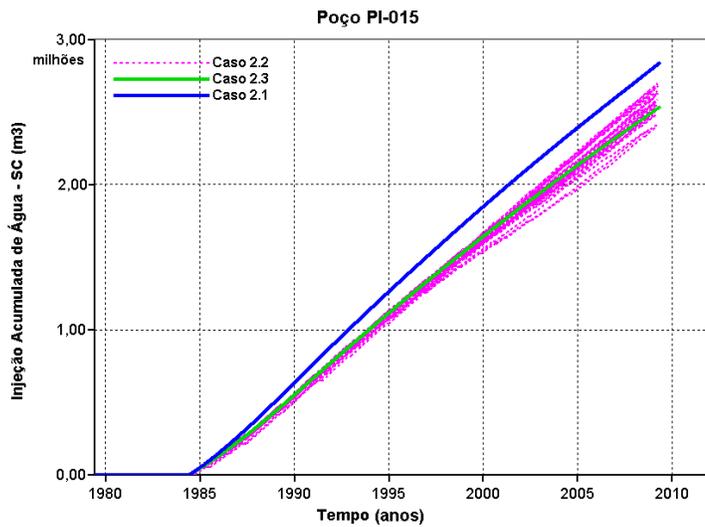


Figura 8.53: Injeção acumulada de água do poço PI-015 do Modelo 2.

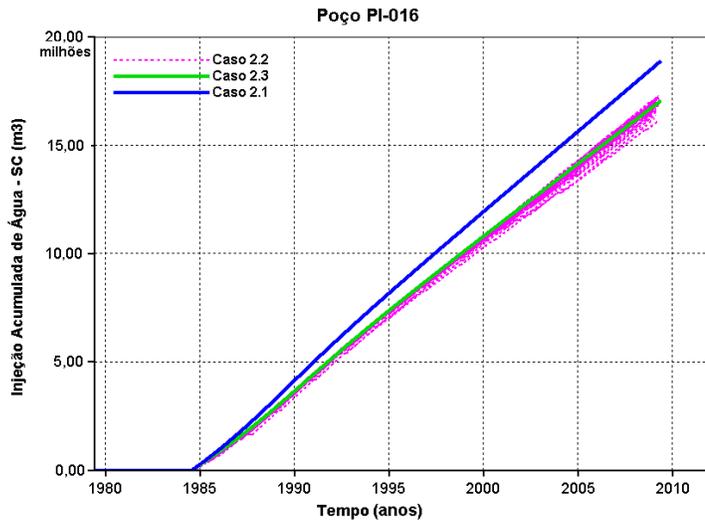


Figura 8.54: Injeção acumulada de água do poço PI-016 do Modelo 2.

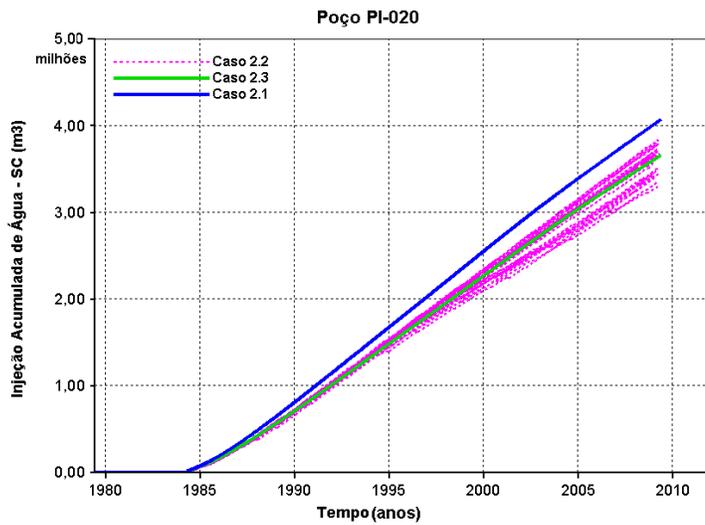


Figura 8.55: Injeção acumulada de água do poço PI-020 do Modelo 2.

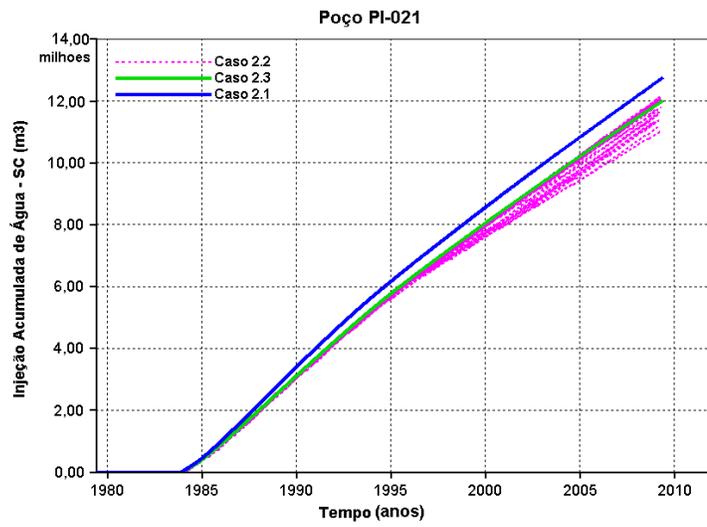


Figura 8.56: Injeção acumulada de água do poço PI-021 do Modelo 2.