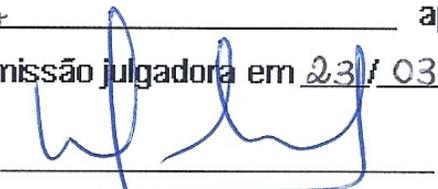


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

**Influência de Restrições de Produção na
Definição da Estratégia de Exploração de
Campos de Petróleo**

Autora: Débora Ferreira Bento

Orientador: Prof. Dr. Denis Schiozer

Este exemplar corresponde à redação final
da tese defendida por Débora Ferreira
Bento aprovada
pela comissão julgadora em 23/03/2010

Orientador

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

Influência de Restrições de Produção na Definição da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo

Autora: Débora Ferreira Bento
Orientador: Prof. Dr. Denis Schiozer

Curso: Ciência e Engenharia de Petróleo
Área de Concentração: Engenharia de Reservatório

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Campinas, 2010
SP - Brasil

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

B446i Bento, Débora Ferreira
Influência de restrições de produção na definição da estratégia de exploração de campos de petróleo / Débora Ferreira Bento. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientador: Denis José Schiozer.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Reservatórios (Simulação). I. Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Influence of production constraints in the definition of the oil fields drainage strategy

Palavras-chave em Inglês: Reservoir simulation

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Osvaldo Vidal Trevisan, Marcelo Curzio Salomão

Data da defesa: 26/03/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

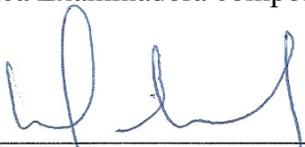
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Influência de Restrições de Produção na
Definição da Estratégia de Exploração de
Campos de Petróleo**

Autora: Débora Ferreira Bento
Orientador: Prof. Dr. Denis Schiozer

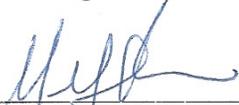
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Denis José Schiozer
Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP



Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan
Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP



Dr. Marcelo Curzio Salomão
PETROBRAS S.A.

Campinas, 26 de março de 2010

Dedicatória

*À Magda A. Garcia Ferreira Bento
por ter sido uma pessoa admirável,
um exemplo de mulher, mãe e engenheira.*

Agradecimentos

Expresso meus sinceros agradecimentos:

À minha família por ora me ampararem e ora me cobrarem, em especial ao meu pai, José Bento Filho, à minha irmã Fabiana, meu Tio Marcos e às minhas duas avós Alaíde e Alzira.

Ao Professor Denis pelo enorme conhecimento repassado e por todo seu envolvimento na realização deste trabalho e ao meu chefe Luis Pires, que apoiou a elaboração deste trabalho e soube cobrar os resultados.

Às preciosas dicas e discussões técnicas dos engenheiros Suzana, Montoya, Carol Avelar, Alexandre Xavier, João Carlos, Marcelo G., Márcio B. e Rafael e dos geólogos Maurício Lima, Saldanha e Sandra.

Aos geólogos Danilo, Kátia e Thiago que elaboraram o modelo geológico dos Campos 1 e 2 do Caso 2 deste trabalho, à Clarissa que ajudou na caracterização dos fluidos destes reservatórios e ao engenheiro Daniel, que com sua competência e ajuda nas atividades de Reservas, permitiu que eu tivesse tempo para finalizar os estudos deste trabalho.

Ao auxílio inestimável do grupo de tecnologia e informática, que tornou possível a quantidade de simulações necessárias para realização deste trabalho, em especial do Dielson, Gabriel e José Henrique e aos desenvolvedores de programas da equipe UNISIM pelo Wapt (Sérgio e Daniel), pelo MEC (Fernanda, Alberto e Ana) e pela paciência para atender as minhas solicitações urgentes.

Aos meus amigos da engenharia civil, que sempre me lembram das minhas origens de tijolos e concretos, nos quais deposito toda a minha amizade e confiança, em especial às engenheiras Fabi, Cintia e Mari.

À Capes e Petrobras pelo apoio financeiro.

“A mente que se abre a uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original.”

Albert Einstein

Resumo

BENTO, Débora Ferreira, *Influência de Restrições de Produção na Definição da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 206 p. Dissertação (Mestrado)

O sucesso de um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo depende de uma estratégia de produção adequada. A seleção da estratégia através de um processo de otimização busca menores investimentos e custos operacionais e maiores produções de óleo e gás, melhorando o lucro medido através do valor presente líquido do projeto (VPL). Existem inúmeras metodologias para otimização da estratégia de produção que, em geral, são trabalhosas e demandam grande esforço computacional. Como o tempo é uma variável impactante no retorno econômico de projetos, a indústria tende a simplificar as simulações numéricas, principalmente separando as modelagens dos reservatórios e dos sistemas operacionais. Este trabalho tem como objetivo verificar se estas simplificações influenciam no resultado final do processo de seleção de estratégias de produção. Complementando trabalhos anteriores, foram selecionadas e estudadas duas restrições operacionais: perda de carga nas linhas de produção e o limite de escoamento do gás. Foi proposta ainda uma metodologia de otimização de estratégia de produção e de análise da influência da restrição operacional, com foco nos casos estudados. Os resultados mostram a influência das restrições no processo, possibilitando ainda identificar as características dos reservatórios, fluidos e cenário econômico onde essa influência é mais significativa.

Palavras Chave: limitação de escoamento de gás, otimização da estratégia de produção, perda de carga, reservatórios, restrições operacionais, simulação numérica.

Abstract

The success of a development project of a petroleum field depends on adequate production strategy. The selection of the strategy through an optimization process searches for minors investments and operational costs and greater oil and gas productions, improving the profit measured through the liquid present value of the project (LPV). There are innumerable methodologies for production strategy optimization and, in general, they are laborious and demand a great computational effort. Considering that time is an important variable in the project economic return, the industry tends to simplify the numerical simulations, mainly separating the reservoir and operational systems. The objective of this work is to verify if these simplifications have significant influence on the final result of the production strategy selection process. Complementing previous works, two operational constraints were selected and studied: pressure drop in the production lines and the gas flow limit. Two methodologies were proposed, with focus in the studied cases: a production strategy optimization process and an operational constraints influence analysis. The results demonstrate the influence of the operational constraints restrictions in the process, making it possible to identify the characteristics of the reservoirs, fluids and economic scenario where this influence is more significant.

Key words: production strategies, operational constraints, numerical simulation, gas flow limitation, drop pressure, reservoirs.

Índice

Lista de Figuras	xix
Lista de Tabelas	xxxi
1	Introdução..... 1
1.1.	Motivação..... 2
1.2.	Objetivos 3
2	Revisão Bibliográfica 5
2.1.	Otimização de Estratégia de Produção..... 5
2.2.	Mapa de Qualidade..... 8
2.3.	Simulações Acopladas entre Reservatório e Sistema de Produção..... 11
2.4.	Formas de Acoplamento e Balanceamento entre os Modelos do Reservatório e Sistema de Produção 12
2.5.	Influência das Restrições Operacionais..... 14
3	Metodologia 19
3.1.	Otimização de Estratégia de Produção 20
4	Aplicações..... 23
4.1.	Caso 1 – Perda de Carga nas Linhas de Produção 23
4.1.1.	Descrição do Caso 23
4.1.2.	Estratégia de Produção 35
4.1.3.	Cenário Econômico 41
4.1.4.	Otimização da Estratégia de Produção 42
4.2.	Caso 2 – Limitação de Produção de Gás..... 43
4.2.1.	Descrição do Caso 43
4.2.2.	Estratégia de produção..... 55
4.2.3.	Cenário Econômico 59
4.2.4.	Otimização da Estratégia de Produção 61
5	Resultados 67
5.1.	Caso 1 – Perda de carga nas linhas de produção..... 67
5.1.1.	Estudo A – Óleo leve e Produção Limitada pela Pressão de Saturação 67

5.1.2.	Estudo B – Óleo leve e Produção Abaixo da Pressão de Saturação	82
5.1.3.	Estudo C – Óleo pesado e Produção Abaixo da Pressão de Saturação	99
5.1.4.	Comparação da Influência da Restrição Operacional nos Estudos A, B e C ...	110
5.2.	Caso 2 – Limitação de Produção de Gás	112
5.2.1.	Estudos Iniciais- Efeito da Limitação de Gás.....	112
5.2.2.	Otimização – Simulação Segregada	118
5.2.3.	Otimização – Simulação Pólo.....	137
5.2.4.	Comparação entre EP Determinada pela Otimização Segregada e Pólo.....	144
5.2.5.	Análise de Sensibilidade Econômica.....	151
6	Conclusões e Recomendações.....	155
6.1.	Influência da Perda de Carga na Definição da Estratégia de Produção	155
6.1.1.	Estudo A – Óleo Leve e Produção Limitada Acima da Pressão de Saturação .	155
6.1.2.	Estudo B - Óleo Leve e Produção Permitida Abaixo da Pressão de Saturação	155
6.1.3.	Estudo C– Óleo Pesado e Produção Permitida Abaixo da Pressão de Saturação	156
6.1.4.	Comparação da Influência da Restrição Operacional nos Estudos A, B e C ...	156
6.2.	Limitação da Produção de Gás.....	157
6.2.1.	Efeito da Limitação Dinâmica do Escoamento do Gás	157
6.2.2.	Comparação da Estratégia de Produção Final Definidas nas Otimizações Segregada e Pólo	158
6.2.3.	Comparação entre Simulação Segregada e Pólo	158
6.2.4.	Influência do Limite de Escoamento do Gás na Definição da Estratégia de Produção	159
6.3.	Considerações Gerais	160
6.4.	Sugestões para Trabalhos Futuros.....	161
	Referências Bibliográficas	163
	Anexo A- Estimativa de BHP Mínima para Garantia de Elevação de Fluido.....	167
A.1	Estudo A – Óleo Leve e Produção Limitada pela Pressão de Saturação	167
A.2	Estudo B – Óleo Leve e Produção Abaixo da Pressão de Saturação	169
A.3	Estudo C – Óleo Pesado e Produção Abaixo da Pressão de Saturação.....	170
	Anexo B – Estudo sobre Variação das Temperaturas na Linha de Produção	173
	Anexo C – Estudos de Estabilidade para Ajustar Convergência entre Simulações Segregada e Pólo	179
	Anexo D – Estimativa de VPL por Reservatório Originária de Fluxo de Caixa do Pólo de Produção	185

Lista de Figuras

Figura 2.1: Metodologia de Definição da Estratégia Inicial Proposta por Mezzomo e Schiozer (2002)	7
Figura 2.2: Metodologia de Otimização de Estratégias Proposta por Nakajima (2003).....	9
Figura 2.3: Metodologia de Avaliação de Influência das Restrições Operacionais na Otimização da Estratégia de Produção Proposta por Magalhães (2005).....	15
Figura 2.4: Fluxograma Modificado do Processo de Otimização por Magalhães (2005).....	17
Figura 3.1: Metodologia Geral do Trabalho.....	22
Figura 4.1: Mapa de Permeabilidade Horizontal da Camada 1.....	25
Figura 4.2: Mapa de Porosidade da Camada 1.....	25
Figura 4.3: Mapa de Proporção de Areia da Camada 1.....	26
Figura 4.4: Mapa Estrutural do Topo do Reservatório.....	26
Figura 4.5: Propriedades do Óleo (Fluido 1).....	27
Figura 4.6: Propriedades do Óleo (Fluido 2).....	29
Figura 4.7: Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo (Fluido 1).....	30
Figura 4.8: Curvas de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás (Fluido 1).....	30
Figura 4.9: Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo (Fluido 2).....	31
Figura 4.10: Curvas de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás (Fluido 2).....	31
Figura 4.11: Localização da Plataforma.....	33
Figura 4.12: Ilustração Esquemática das Linhas de Produção.....	34
Figura 4.13: Mapa de Qualidade.....	34
Figura 4.14: Estratégia Inicial do Estudo A Baseada no Mapa de Qualidade.....	36
Figura 4.15: Estratégia Inicial da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo B.....	37
Figura 4.16: Estratégia Inicial da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo B.....	37
Figura 4.17: Estratégia Inicial da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo C.....	38
Figura 4.18: Estratégia Inicial da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo C.....	38
Figura 4.19: Mapa de Saturação do Pólo de Produção.....	44
Figura 4.20: Mapa de Permeabilidade Horizontal do Campo1.....	45
Figura 4.21: Mapa de Porosidade do Campo 1.....	46
Figura 4.22: Mapa de Proporção de Areia do Campo 1.....	46
Figura 4.23: Mapa Estrutural do Campo1.....	46
Figura 4.24: Mapa de Permeabilidade Horizontal do Campo2.....	47
Figura 4.25: Mapa de Porosidade do Campo 2.....	47
Figura 4.26: Mapa de Proporção de Areia do Campo 2.....	48
Figura 4.27: Mapa Estrutural do Campo 2.....	48
Figura 4.28: Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo do Campo 1.....	49

Figura 4.29: Curvas de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás do Campo 1	50
Figura 4.30: Pressão Capilar do Campo 1	50
Figura 4.31: Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo do Campo 2.....	51
Figura 4.32: Curvas de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás do Campo 2	51
Figura 4.33: Pressão Capilar do Campo 2.....	51
Figura 4.34: Mapa de Qualidade 3D do Campo 1.....	55
Figura 4.35: Mapa de Qualidade 3D do Campo 2.....	55
Figura 4.36: Estratégia Inicial do Campo 1.....	56
Figura 4.37: Estratégia Inicial do Campo 2.....	57
Figura 4.38: Estratégia Inicial do Campo 2 por Camada	57
Figura 4.39: Otimização Segregada	64
Figura 4.40: Otimização Pólo.....	65
Figura 5.1: Produção e Injeção de Fluidos nas Estratégias Iniciais das Otimizações do Estudo A	68
Figura 5.2: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos nas Estratégias Iniciais das Otimizações do Estudo A	69
Figura 5.3: Comportamento da Pressão de Reservatório nas Estratégias Iniciais das Otimizações do Estudo A.....	69
Figura 5.4: Evolução do VPL nas Otimizações do Estudo A	70
Figura 5.5: Evolução do Fator de Recuperação nas Otimizações do Estudo A	71
Figura 5.6: Variação do VPL com o Número de Poços Produtores nas Otimizações do Estudo A	72
Figura 5.7: Variação do VPL com o Número de Poços Injetores nas Otimizações do Estudo A..	72
Figura 5.8: EP das Otimizações do Estudo A Avaliadas Conforme Produção de Óleo e VPL	73
Figura 5.9: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo A – EPA1 _{OT}	74
Figura 5.10: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos na EPA1 _{OT} e EPA1C	75
Figura 5.11 Produção e Injeção Acumulada de Fluidos na EPA1 _{OT} e EPA1C.....	75
Figura 5.12: Comportamento da Pressão de Reservatório na EPA1 _{OT} e EPA1C	76
Figura 5.13: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo A – EPA2 _{OT}	77
Figura 5.14: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos da EPA1C e EPA2 _{OT}	78
Figura 5.15: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos da EPA1C e EPA2 _{OT}	79
Figura 5.16: Comportamento da Pressão de Reservatório da EPA1C e EPA2 _{OT}	79
Figura 5.17: Valor Presente Líquido dos Projetos da EPA1C e EPA2 _{OT}	80
Figura 5.18: Análise de Sensibilidade Econômica da EPA1C e EPA2 _{OT}	82
Figura 5.19: Evolução do VPL nas Otimizações do Estudo B.....	88
Figura 5.20: Evolução do Fator de Recuperação nas Otimizações do Estudo B	88
Figura 5.21: Variação do VPL com o Número de Poços Produtores nas Otimizações do Estudo B	89
Figura 5.22: Variação do VPL com o Número de Poços Injetores nas Otimizações do Estudo B	90
Figura 5.23: EP das Otimizações do Estudo B Avaliadas Conforme Produção de Óleo e VPL ...	90
Figura 5.24: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo B – EPB1 _{OT}	91
Figura 5.25: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos na EPB1 _{OT} e EPB1C	92
Figura 5.26: Produção e Injeção Acumulada na EPB1 _{OT} e EPB1C.....	92
Figura 5.27: Comportamento da Pressão de Reservatório na EPB1 _{OT} e EPB1C.....	93

Figura 5.28: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo B – EPB2 _{OT}	94
Figura 5.29: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos da EPB1C e EPB2 _{OT}	96
Figura 5.30: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos da EPB1C e EPB2 _{OT}	96
Figura 5.31: Comportamento da Pressão de Reservatório da EPB1C e EPB2 _{OT}	97
Figura 5.32: Valor Presente Líquido dos Projetos da EPB1C e EPB2 _{OT}	98
Figura 5.33: Análise de Sensibilidade Econômica da EPB1C e EPB2 _{OT}	99
Figura 5.34: Evolução do VPL nas Otimizações do Estudo C	100
Figura 5.35: Evolução do Fator de Recuperação nas Otimizações do Estudo C	101
Figura 5.36: Variação do VPL com o Número de Poços Produtores nas Otimizações do Estudo C	102
Figura 5.37: Variação do VPL com o Número de Poços Injetores nas Otimizações do Estudo C	102
Figura 5.38: EP das Otimizações do Estudo C Avaliadas Conforme Produção de Óleo e VPL ..	103
Figura 5.39: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo C – EPC1 _{OT}	103
Figura 5.40: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos da EPC1 _{OT} e EPC1C	104
Figura 5.41: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos da EPC1 _{OT} e EPC1C	104
Figura 5.42: Comportamento da Pressão de Reservatório da EPC1 _{OT} e EPC1C	105
Figura 5.43: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo C – EPC2 _{OT}	106
Figura 5.44: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos da EPC1C e EPC2 _{OT}	107
Figura 5.45: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos da EPC1C e EPC2 _{OT}	108
Figura 5.46: Comportamento da Pressão de Reservatório da EPC1C e EPC2 _{OT}	108
Figura 5.47: Valor Presente Líquido dos Projetos da EPC1C e EPC2 _{OT}	109
Figura 5.48: Análise de Sensibilidade Econômica da EPC1C e EPC2 _{OT}	110
Figura 5.49: Produção de Gás dos Campos 1 e 2 na Simulação Segregada do Gasoduto Médio com Rateio Inicial Estático	113
Figura 5.50: Produção de Gás dos Campos 1 e 2 na Simulação Segregada do Gasoduto Médio com Rateio Inicial Variado	113
Figura 5.51: Produção de Gás dos Campos 1 e 2 da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio	115
Figura 5.52: Produção de Gás Total da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio	116
Figura 5.53: Produção de Óleo do Campo 2 da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio	117
Figura 5.54: Pressão Média do Campo da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio	117
Figura 5.55: Injeção de Água no Campo 2 da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio	118
Figura 5.56: Produção de Água no Campo 2 da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio	118
Figura 5.57: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 1 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio	120
Figura 5.58: Produção Acumulada de Gás e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 1 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio	120

Figura 5.59: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio.....	121
Figura 5.60: Produção Acumulada de Óleo e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio	121
Figura 5.61: Produção Acumulada de Gás e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio	122
Figura 5.62: Produção Acumulada de Água e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio	122
Figura 5.63: Injeção Acumulada de Água e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio	123
Figura 5.64: Otimização do Rateio do Limite de Escoamento de Gás entre os Campos 1 e 2 com Gasoduto Médio	124
Figura 5.65: Produção de Gás dos Campos 1 e 2 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio...	125
Figura 5.66: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 1 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio	126
Figura 5.67: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio	126
Figura 5.68: Produção Acumulada de Gás e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 1 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio	127
Figura 5.69: Produção Acumulada de Óleo e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio	128
Figura 5.70: Produção Acumulada de Gás e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio	128
Figura 5.71: Estratégia Final de Produção do Campo 1 Resultado da Otimização Segregada para o Gasoduto Médio – (S_{1ot})rot.....	129
Figura 5.72: Estratégia Final de Produção do Campo 2 Resultado da Otimização Segregada para o Gasoduto Médio– (S_{2ot})rot.....	130
Figura 5.73: Estratégia Final de Produção por Camada do Campo 2 Resultado da Otimização Segregada para o Gasoduto Médio– (S_{2ot})rot	130
Figura 5.74: Vazão de Produção de Gás do Campo 1 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio	132
Figura 5.75 Vazão de Produção de Gás do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio	133
Figura 5.76: Vazão de Produção de Óleo do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio	133
Figura 5.77: Produção Acumulada de Gás do Campo 1 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio	134
Figura 5.78: Produção Acumulada de Óleo do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio	134
Figura 5.79: Vazão de Produção de Gás do Campo 1 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Mínimo.....	135
Figura 5.80: Vazão de Produção de Água do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio	136
Figura 5.81: Vazão de Injeção de Água do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio	136
Figura 5.82: Pressão Média do Campo 1 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio.....	137

Figura 5.83: Pressão Média do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio.....	137
Figura 5.84: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio	138
Figura 5.85: N° de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Máximo	139
Figura 5.86: Produção Acumulada de Gás do Pólo e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio.....	140
Figura 5.87: Produção Acumulada de Óleo do Pólo e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio.....	141
Figura 5.88: Produção Acumulada de Água do Pólo e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio.....	141
Figura 5.89: Injeção Acumulada de Água do Campo 2 e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio	142
Figura 5.90: Estratégia Final de Produção do Campo 1 Definida na Otimização Pólo para o Gasoduto Médio – EPP1 _{ot}	143
Figura 5.91: Estratégia Final de Produção do Campo 2 Definida na Otimização Pólo para o Gasoduto Médio – EPP2 _{ot}	143
Figura 5.92: Estratégia Final de Produção do Campo 2 por Camada Definida na Otimização Pólo para o Gasoduto Médio – EPP2 _{ot}	144
Figura 5.93: VPL das Estratégias de Produção Definidas nas Otimizações Segregadas e Pólo..	145
Figura 5.94: Vazão de Produção de Gás Total do Pólo e dos Campos 1 e 2 da EPS12 com Gasoduto Médio	147
Figura 5.95: Vazão de Produção de Gás Total do Pólo e dos Campos 1 e 2 da EPP _{ot} com Gasoduto Médio	147
Figura 5.96: Vazão de Produção de Óleo do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio	148
Figura 5.97: Pressão Média do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio	148
Figura 5.98: Vazão de Injeção de Água do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio	149
Figura 5.99: Vazão de Produção de Água do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio	149
Figura 5.100: Fator de Recuperação do Campo 1 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio	150
Figura 5.101: Fator de Recuperação do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio	150
Figura 5.102: Análise de Sensibilidade Econômica do Caso2.....	153
Figura A.1: Localização do Poço PH-01 – Estudo A.....	167
Figura A.2: Variação da BHP pela Vazão de Produção de Líquidos do Poço PH-01	168
Figura A.3: Localização dos Poços Referências – Estudo B	169
Figura A.4: Localização dos Poços Referências – Estudo C	171
Figura B.1: Ilustração Esquemática das Linhas de Produção	174
Figura B.2: Variação da Temperatura nas Linhas de Produção Conforme Trecho Horizontal ...	174
Figura B.3: Cartas de Fluxo do Poço PH-09.....	177

Figura B.4: Cartas de Fluxo do Poço PH-20.....	177
Figura C.1: Pressão Média do Reservatório do Campo 1 na Simulação Segregada e Pólo com Controle Original.....	180
Figura C.2: Pressão Média do Reservatório do Campo 2 na Simulação Segregada e Pólo com Controle Original.....	180
Figura C.3: Pressão Média do Reservatório do Campo 1 na Simulação Segregada e Pólo com Controle n° 16	183
Figura C.4: Pressão Média do Reservatório do Campo 2 na Simulação Segregada e Pólo com Controle n°16	183

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Estudos Referentes ao Caso 1	24
Tabela 4.2: Volumes <i>in Situ</i> do Campo de Namorado.....	25
Tabela 4.3: Propriedades do Óleo (Fluido 1)	27
Tabela 4.4: Densidades (Fluido 1)	28
Tabela 4.5: Propriedades do Gás (Fluido 1).....	28
Tabela 4.6: Propriedades do Óleo (Fluido 2)	28
Tabela 4.7: Densidades (Fluido 2)	29
Tabela 4.8: Propriedades do Gás (Fluido 2).....	29
Tabela 4.9: Condições de Operação	40
Tabela 4.10: Cenário Econômico - Caso 1.....	41
Tabela 4.11: Volumes <i>in Situ</i> do Campo 1.....	45
Tabela 4.12: Volumes <i>in Situ</i> do Campo 2.....	47
Tabela 4.13: Propriedades Máximas dos Campos 1 e 2.....	54
Tabela 4.14: Condições de Operação	58
Tabela 4.15: Vazões Máximas de Produção de Gás	59
Tabela 4.16: Cenário Econômico – Caso 2.....	61
Tabela 4.17: CAPEX Gasodutos	61
Tabela 5.1: Resumo dos Parâmetros das Estratégias de Produção Finais das Otimizações A1 e A2	80
Tabela 5.2: Variação das Premissas Econômicas na Análise de Sensibilidade Econômica do Caso 1	81
Tabela 5.3: Resultado das Avaliações das Estratégias de Produção da Otimização A1 com Novo Limite de BHP.....	85
Tabela 5.4: Resultado das Avaliações das Estratégias de Produção da Otimização A2 com Novo Limite de BHP.....	86
Tabela 5.5: Resumo dos Parâmetros das Estratégias de Produção Finais das Otimizações B1 e B2	97
Tabela 5.6: Resumo dos Parâmetros das Estratégias de Produção Finais das Otimizações C1 e C2	109
Tabela 5.7: Resumo das Locações Idênticas das Otimizações com Perda de Carga Simplificada e Dinâmica	111
Tabela 5.8: Comparação entre as Simulações Segregada e Pólo na Estratégia de Produção Inicial	114
Tabela 5.9: Resumo das Estratégia de Produção Finais da Otimização Segregada com Rateio Inicial.....	123

Tabela 5.10: Limite Máximo de Vazão de Produção de Gás para Rateio Otimizado.....	125
Tabela 5.11: Resumo das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada com Rateio Otimizado	129
Tabela 5.12: Resumo das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada em Simulação Segregada e Pólo	131
Tabela 5.13: Resumo das Estratégias de Produção Finais da Otimização Pólo.....	142
Tabela 5.14: Resumo das Estratégias de Produção Finais das Otimizações Segregada e Pólo.....	144
Tabela 5.15: Variação das Premissas Econômicas na Análise de Sensibilidade Econômica do Caso 2.....	152
Tabela 5.16: Resultado da Análise de Sensibilidade Econômica do Caso 2.....	153

Nomenclatura

Siglas

Letras Latinas

B _g	fator volume de formação do gás	rm ³ /sm ³
B _o	fator volume de formação do óleo	rm ³ /sm ³
BHP	pressão do fundo do poço (sigla do inglês: <i>bottom-hole pressure</i>)	Pa
CI _{AG}	custos de injeção da água	US\$
CP _{AG}	custos de produção da água	US\$
CP _G	custos de produção do gás	US\$
CP _O	custos de produção do óleo	US\$
CAPEX	custo de investimento (sigla do inglês: <i>capital expenditures</i>)	US\$
EP	estratégia de produção	
EPA _{1OT}	EP otimizada com perda de carga simplificada do Estudo A – Caso 1	
EPA _{2OT}	EP otimizada com perda de carga dinâmica do Estudo A – Caso 1	
EPA _{1C}	EPA _{1OT} simulada com perda de carga dinâmica – Caso 1	
EPB _{1OT}	EP otimizada com perda de carga simplificada do Estudo B – Caso 1	
EPB _{2OT}	EP otimizada com perda de carga dinâmica do Estudo B – Caso 1	
EPB _{1C}	EPB _{1OT} simulada com perda de carga dinâmica – Caso 1	
EPC _{1OT}	EP otimizada com perda de carga simplificada do Estudo C – Caso 1	
EPC _{2OT}	EP otimizada com perda de carga dinâmica do Estudo C – Caso 1	
EPC _{1C}	EPC _{1OT} simulada com perda de carga dinâmica – Caso 1	
EPS ₁₂	EP otimizada dos Campos 1 e 2 na Otimização Segregada simuladas em conjunto	
–	Caso	2

EPS1	resultados da estratégia de produção otimizada do Campo 1 na Otimização Segregada simulada em conjunto com o Campo 2 – Caso 2	
EPS2	resultados da estratégia de produção otimizada do Campo 2 na Otimização Segregada simulada em conjunto com o Campo 1 – Caso 2	
EPPi	EP inicial dos Campos 1 e 2 da Otimização Pólo – Caso 2	
EPPot	EP otimizada dos Campos 1 e 2 na Otimização Pólo – Caso 2	
EPP1ot	resultados da EP otimizada do Campos 1 na Otimização Pólo – Caso 2	
EPP2ot	resultados da EP otimizada do Campos 2 na Otimização Pólo – Caso 2	
FR	fator de recuperação	%
Gp	volume acumulado de gás produzido nas condições padrão	m ³
GOR	razão gás-óleo (sigla do inglês: <i>gas oil ratio</i>)	m ³ /m ³
GRAT	vazão de <i>gas-lift</i> injetada	m ³ /d
I _p	investimento da perfuração e completação do poço	US\$
IEGP _{C1}	somatório dos IEPP dos poços do Campo1 – Caso 2	US\$
IEGP _{C2}	somatório dos IEPP dos poços do Campo2 – Caso 2	US\$
IEPI	índice econômico de poço injetor – Caso 2	US\$
IEPP	índice econômico de poço produtor – Caso 2	US\$
IMP _{C1}	impostos referentes aos rendimentos do Campo 1 – Caso 2	US\$
IMP _{C2}	impostos referentes aos rendimentos do Campo 2 – Caso 2	US\$
IMP _{POLO}	imposto total do pólo de produção – Caso 2	US\$
INV_FAC _{C1}	investimentos das facilidades do Campo 1 – Caso 2	US\$
INV_FAC _{C2}	investimentos das facilidades do Campo 2 – Caso 2	US\$
INV_FAC _{POLO}	investimentos das facilidades de produção do pólo – Caso 2	US\$
kr _g	permeabilidade relativa do gás	%
kr _o	permeabilidade relativa do óleo	%
kr _w	permeabilidade relativa da água	%
LIQ	vazão de produção de líquidos	m ³ /d
N _p	volume acumulado de óleo produzido nas condições padrão	m ³
NTG	proporção rocha areia por rocha total (sigla do inglês: <i>net to gross</i>)	%
OPEX	Custos Operacionais (sigla do inglês: <i>Operational Expenditure</i>)	US\$

P_{sat}	pressão de saturação	Pa
R_G	receita da venda do gás	US\$
R_O	receita da venda do óleo	US\$
R_s	razão de solubilidade do gás no óleo	m^3/m^3
$(S1_0)_{ri}$	EP inicial do Campo 1 da Otimização Segregada e rateio inicial estático – Caso 2	
$(S2_0)_{ri}$	EP inicial do Campo 2 da Otimização Segregada e rateio inicial estático – Caso 2	
$(S1i)_{ri}$	EP inicial do Campo 1 da Otimização Segregada e rateio inicial variado – Caso 2	
$(S2i)_{ri}$	EP inicial do Campo 2 da Otimização Segregada e rateio inicial variado – Caso 2	
$(S1ot)_{ri}$	EP otimizada do Campo 1 pela Otimização Segregada com rateio inicial variado – Caso 2	
$(S2ot)_{ri}$	EP otimizada do Campo 2 pela Otimização Segregada com rateio inicial variado – Caso 2	
$(S1i)_{rot}$	EP inicial do Campo 1 da Otimização Segregada com rateio otimizado variado – Caso 2	
$(S2i)_{rot}$	EP inicial do Campo 2 da Otimização Segregada com rateio otimizado variado – Caso 2	
$(S1ot)_{rot}$	EP otimizada do Campo 1 pela Otimização Segregada com rateio otimizado variado – Caso 2	
$(S2ot)_{rot}$	EP otimizada do Campo 2 pela Otimização Segregada com rateio otimizado variado – Caso 2	
S_g	saturação de gás	%
S_o	saturação de óleo	%
S_w	saturação de água	%
T_{RES}	temperatura do fluido no reservatório – Caso 1	°C
T_{AN}	temperatura do fluido na árvore de natal – Caso 1	°C
T_{PR}	temperatura do fluido no pé do riser – Caso 1	°C
T_{PLAT}	temperatura do fluido na plataforma – Caso 1	°C
TMA	taxa mínima de atratividade	%
THP	pressão no separador (sigla do inglês: <i>tubing head pressure</i>)	Pa
UEP	unidade estacionária de produção	
VPL	valor presente líquido	US\$

W_{inj}	volume de água injetada nas condições padrão	m^3
W_p	volume de água produzida nas condições padrão	m^3
WCT	fração de água (sigla do inglês: <i>watercut</i>)	%
VPL_{C1}	VPL do Campo1 – Caso 2	US\$
VPL_{C2}	VPL do Campo2 – Caso 2	US\$
VPL_{POLO}	VPL do pólo de produção – Caso 2	US\$

Letras Gregas

μ_g	viscosidade do gás	cp
μ_o	viscosidade do óleo	cp
ϕ	porosidade	%

1 Introdução

Entre os fatores mais importantes para a viabilidade econômica de um projeto de exploração de um campo de petróleo está a escolha adequada da estratégia de produção do reservatório, definindo principalmente o número e localização de poços produtores e injetores.

O indicador mais utilizado para avaliar a estratégia de produção é o valor presente líquido (VPL) que em geral cresce com maior fator de recuperação do campo e, portanto, maior receita, associados com menor investimento e custos operacionais. Nesta análise existem receitas e dispêndios, atualizados de acordo com as taxas de atratividade.

A seleção equivocada de uma estratégia de produção pode prejudicar o desempenho econômico do projeto e até mesmo inviabilizá-lo. A seleção da estratégia de produção deve ser realizada através de um processo de otimização que tem como função-objetivo principal o retorno financeiro do campo. Este processo torna-se complexo, visto que a definição da estratégia de produção ótima depende de muitos parâmetros, desde variáveis inerentes ao reservatório até as condições operacionais e premissas econômicas consideradas.

Ao compor o algoritmo do processo de otimização, o esforço computacional e o tempo demandado para a determinação da estratégia de produção ótima é proporcional às variáveis avaliadas. Uma análise completa do processo, que representa o reservatório em grau detalhado e todas as variáveis do sistema de produção, pode requerer alto custo computacional e muito tempo.

Por este motivo, muitas vezes, é necessário simplificar o processo de otimização escolhido para representar o problema, visando viabilizar a análise. Uma das simplificações mais comuns é a separação da modelagem do reservatório e do sistema de produção, pois as duas partes são complexas e demandam grande esforço computacional. Desta forma, o processo de otimização de

localização de poços no reservatório torna-se independente da modelagem do sistema de produção. Sendo assim, estuda-se o reservatório e o fluxo no meio poroso, aplicando-se muitas das restrições operacionais apenas quando as estratégias de produção já estão definidas pela otimização.

O mesmo ocorre na integração de campos que produzem para um único sistema de produção. Em geral, esse modelo de exploração em pólos de produção é comum, principalmente em campos que possuem problemas de viabilidade econômica individualmente. Embora, neste caso exista uma limitação comum a ambos os reservatórios, a indústria mantém a prática de avaliá-los separadamente, sendo a limitação definida até anteriormente à otimização da estratégia e considerada um insumo para o estudo de reservatório.

1.1. Motivação

As primeiras publicações sobre simulação acoplada entre reservatório e sistema de produção são da década de 1970. Desde então, surgiram inúmeros trabalhos com o objetivo de integrar o sistema de produção e reservatório. Entretanto, ainda hoje, é comum uma modelagem independente devido a complexidade dos dois sistemas.

Atualmente, o avanço computacional agregou agilidade no processo de modelagem dos sistemas, sendo possível simular o desempenho de problemas mais complexos, incorporando as restrições operacionais. No entanto, não há trabalhos publicados para quantificar o ganho desta integração na determinação da estratégia de produção otimizada. As restrições operacionais influenciam as curvas de produção finais e os indicadores financeiros do projeto, mas não existem muitos estudos que quantifiquem a influência dessas restrições na determinação da estratégia de produção ótima.

O estudo do grau da influência de restrições operacionais no processo de definição da estratégia de produção determina a necessidade desta ser considerada durante a otimização do plano de exploração do reservatório; se a influência for pequena, pode diminuir o esforço computacional e a demanda do tempo de análise; se a influência for grande pode gerar melhores resultados com a modelagem integrada. Para isso, é imprescindível estudar as restrições operacionais, suas influências no reservatório, na estratégia de produção e assim poder

quantificar a importância das restrições operacionais na determinação da estratégia de produção ótima.

Análise semelhante pode ser feita para o estudo de campos integrados. Para os pólos de produção, uma limitação operacional freqüente é o escoamento de gás, visto que, em função das especificações para proteção do meio ambiente, a opção de queima tornou-se restritiva. Neste contexto, é comum que muitos campos compartilhem o mesmo sistema de escoamento de gás.

Todavia, a prática da indústria é, previamente, determinar limites individuais para cada campo, simulando separadamente os reservatórios a fim de definir a estratégia ótima. Assim sendo, a avaliação tende a ser local, encontrando a melhor solução para o reservatório, que pode não ser a melhor estratégia de produção para o pólo como um todo.

A princípio, parece que o estudo unificado de reservatórios, que possuem produção conjunta, trás benefícios para a determinação da estratégia de produção otimizada. Entretanto, não existem trabalhos que mostrem que a influência da simulação integrada compensa o esforço computacional e o tempo demandado.

É relevante salientar que existem diversas restrições operacionais a serem consideradas no sistema de produção e, ainda, existem inúmeros reservatórios de diferentes características de fluido e rocha. Para que se crie uma relação entre o primeiro e o último, tornando-se possível a construção de um mapa de influência das restrições, associadas às características dos reservatórios, é fundamental a elaboração de trabalhos consistentes na influência das restrições na determinação da estratégia de produção ótima.

Em conjunto com as modificações anteriores, este trabalho pretende complementar o trabalho de Magalhães (2005) que iniciou o estudo do problema com algumas situações específicas, que serão detalhadas no Capítulo 2.

1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho é estudar a influência de algumas restrições operacionais na definição da estratégia de produção de determinados reservatórios característicos, verificando a necessidade de considerá-la desde o início do processo, seja de forma simplificada ou dinâmica (modelagem dos processos em conjunto).

O presente trabalho tem também como objetivo contribuir para o desenvolvimento de metodologias de otimização de estratégia de produção, com foco de verificar a influência das restrições operacionais na otimização da estratégia de produção.

Pretende-se ainda avaliar a simulação integrada de campos que possuem o mesmo sistema de produção e restrições operacionais únicas, quantificando o valor agregado das simulações acopladas nos processos de definição de estratégia de produção.

Finalmente, em conjunto com outros trabalhos, também possui como objetivo construir uma metodologia para identificação das restrições que devem ser consideradas nas simulações durante o processo de seleção de estratégias de produção, conforme as características de reservatórios e condições de operação.

Deve-se ressaltar que o objetivo deste tipo de estudo não é verificar a influência das restrições nos indicadores técnico-econômicos do projeto, mas no processo de definição da estratégia, ou seja, quantidade, localização e características dos poços.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica dos trabalhos desenvolvidos sobre otimização da estratégia de produção de um campo de petróleo. A revisão bibliográfica visou a otimizações de estratégia que consideravam a presença do sistema de produção e, portanto, suas restrições operacionais.

2.1. Otimização de Estratégia de Produção

A otimização da estratégia de produção é um método iterativo que busca, através da maximização de uma função-objetivo, obter a melhor alternativa de produção. Assim, tal otimização deve considerar: o mecanismo de produção natural do reservatório, os métodos de recuperação suplementar, o modelo geológico, as características de rocha e fluido, a análise econômica e, por fim, as restrições operacionais.

Tendo em vista a multiplicidade de variáveis, a otimização da estratégia tende a ser simplificada, principalmente a fim de diminuir o esforço computacional. Abaixo estão relatados alguns trabalhos que tiveram como objetivo a elaboração de uma metodologia de otimização da estratégia de produção.

Nystad (1985), Damsleth *et al.* (1992), Beckner e Song (1995), através de simulação numérica, desenvolveram trabalhos de otimização, objetivando identificar o parâmetro de maior influência no cálculo das funções-objetivo e otimizar a estratégia de produção por meio de um problema simplificado, com baixo número de simulações. A análise econômica foi considerada de maneira simplificada.

Andrade Filho (1997) e Güyagüler *et al.* (2000) desenvolveram algoritmos para a otimização de estratégia. O primeiro estudo gerou um algoritmo híbrido, baseado em métodos

diretos, tais como: algoritmo genético, método politopo e busca tabu, integrando a simulação e análise econômica. O segundo trata da criação de algoritmos genéticos para a otimização dos poços injetores de água de um campo no Golfo do México.

Dentre os estudos que geraram modelos analíticos, podem ser citados os trabalhos de Corrie e Inemaka (2001), que criaram um modelo analítico para determinação do número ótimo de poços que obtivessem o maior retorno financeiro; e Hazlett e Babu (2003), que apresentou um modelo semi-analítico, no qual a locação do poço era determinada pela maximização de suas produtividades.

Alguns trabalhos consideraram, no processo de otimização, as incertezas envolvidas em certos atributos, fossem eles geológicos ou econômicos. Dentre estes, pode-se citar Cullick *et al.* (2003), que apresentaram um método de diferentes alternativas conforme suas condições de incerteza, e Özdoğan e Horne (2004), os quais propuseram um método no qual se considerava o ajuste de histórico, visando, deste modo, diminuir as incertezas do modelo.

Vale dizer que os métodos de otimização não automatizados, que realizam modificações sucessivas de parâmetros envolvidos, são os mais utilizados, embora demandem maior tempo. Nesta linha, citem-se os trabalhos de Moreno e Schiozer (2002), Mezzomo (2001), Nakajima (2003), entre outros.

Moreno e Schiozer (2002) introduziram o conceito de vizinhança de poços, visando possibilitar alterações simultâneas nos poços, reduzindo o número de rodadas no processo de otimização da estratégia de produção.

Quanto ao trabalho de Mezzomo (2001), cumpre notar que gerou uma metodologia de otimização de estratégia de produção aplicável em três diferentes casos, especificados abaixo:

- Campos em desenvolvimento com produção primária;
- Campos com sistema simplificado de injeção de água;
- Reestruturação em estratégia de campos em fase de produção.

No estudo, foram testados diversos espaçamentos entre poços produtores na estratégia inicial. Mezzomo (2001) concluiu que a estratégia inicial é determinante para a otimização, apesar desta importância depender das características do reservatório (homogeneidade e

tamanho), do raio de drenagem de poços, das dimensões dos blocos da malha utilizada no modelo para simulação e dos recursos tecnológicos e financeiros disponíveis.

Considerando a importância da estratégia inicial, Mezzomo e Schiozer (2002) estudaram dois casos para validar uma metodologia de escolha da estratégia inicial para otimização de produção.

Deste modo, estudou-se um campo cujo mecanismo de produção era gás em solução e um segundo campo que sofria forte ação do aquífero. A metodologia é formada por cinco passos, esquematizados no fluxograma da Figura 2.1.

Nakajima (2003) desenvolveu uma metodologia de otimização de estratégia com poços horizontais no desenvolvimento de campos de petróleo utilizando mapas de qualidade, tópico que será aprofundado posteriormente.

Através de uma ferramenta de análise e otimização de desempenho de poços desenvolvida no Departamento de Engenharia de Petróleo da UNICAMP, denominada WAPT (Schiozer et al, 2002), Nakajima (2003) gerou uma metodologia adaptada a poços horizontais, implementando-a com o mapa de qualidade e introduzindo o conceito de dependência entre poços.

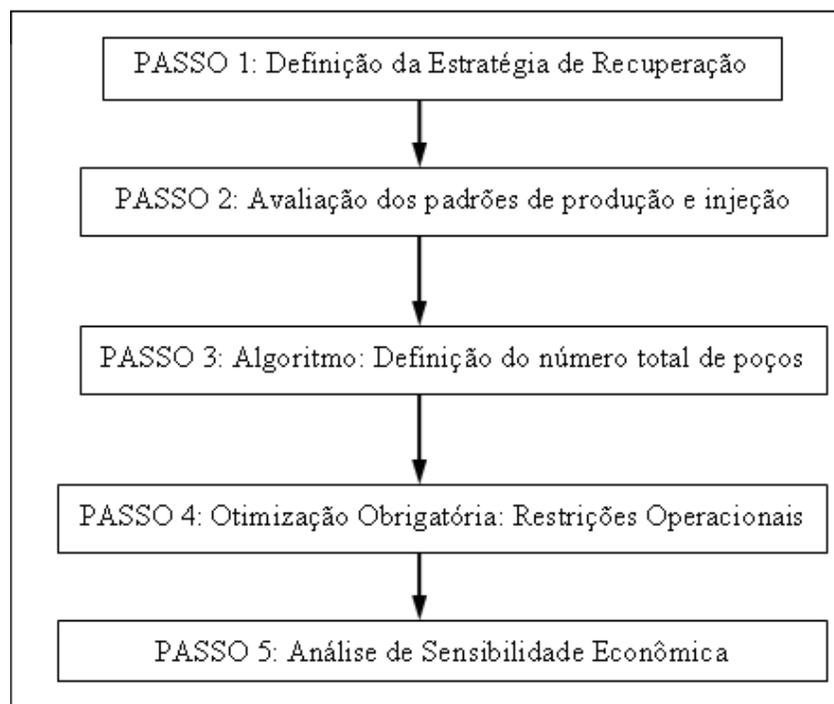


Figura 2.1: Metodologia de Definição da Estratégia Inicial Proposta por Mezzomo e Schiozer (2002)

A metodologia de Nakajima consiste na classificação de poços sujeitos a futuras alterações através da ferramenta WAPT (Schiozer et al, 2002), de acordo com os seguintes indicadores: valor presente líquido, produção acumulada de óleo, vazão média de óleo, produção acumulada de água, produção acumulada de gás, dados do mapa de qualidade.

Conforme tal classificação, os poços eram listados por ordem de prioridade de alteração, excluindo-se da lista de alterações os poços dependentes. Após, selecionava-se o primeiro da lista, o qual sofria alguma das alterações a seguir: exclusão do poço, alteração da completção, aumento do limite da vazão de óleo, alteração do cronograma de abertura, alteração do posicionamento do poço, conversor para poço injetor, distanciamento do aquífero e/ou capa de gás, alteração do comprimento do poço, redirecionamento e abandono. A metodologia desenvolvida por Nakajima (2003) pode ser visualizada no fluxograma da Figura 2.2.

Ainda sobre estratégia de produção, Guimarães e Schiozer (2005) apresentaram um trabalho sobre o desenvolvimento desta em campos maduros ou em produção utilizando simulação tradicional, linhas de fluxo e mapa de qualidade.

2.2. Mapa de Qualidade

O mapa de qualidade consiste em um mapa 2D capaz de sintetizar o potencial de produção de cada região do reservatório, medindo a capacidade daquela área de produzir óleo, através da integração de todas as variáveis que influem na produção. O nível de qualidade varia entre 0 e 1, sendo que valores mais baixos representam níveis mais baixos de qualidade, ou seja, baixo potencial de produção.

Cruz *et al.* (1999) introduziram o conceito de mapa de qualidade através da simulação numérica de um único poço em cada célula da malha do modelo de simulação. Variando-se a posição do único poço a cada rodada, cobre-se toda a malha horizontal do reservatório. Cada rodada avalia a qualidade da célula onde o poço está locado. A unidade de medida da qualidade é a produção de um óleo acumulada depois de um tempo longo de produção.

Nakajima (2003) trabalhou em seu estudo com três diferentes métodos de construção do mapa de qualidade. O primeiro é o proposto por Cruz *et al.* (1999). O segundo é o método analítico, baseado na solução analítica para produtividade de poços horizontais, proposto por

Babu e Odeh (1989). O terceiro método é proposto pelo próprio Nakajima (2003), trata-se do método por sistema *Fuzzy*.

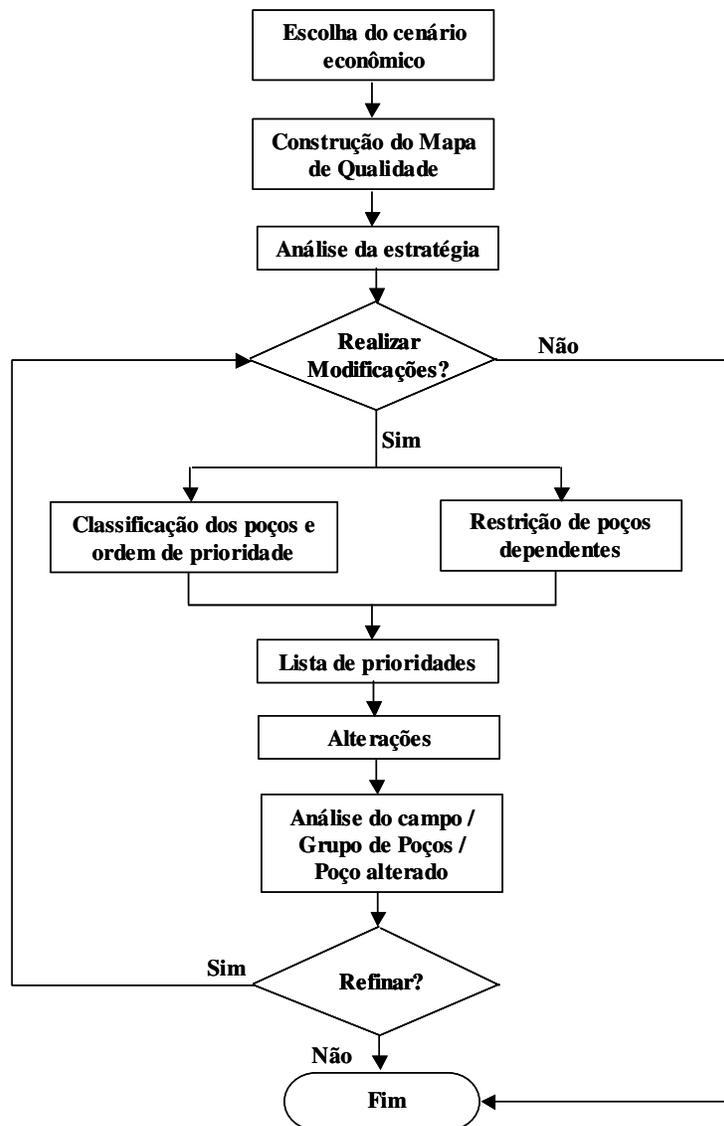


Figura 2.2: Metodologia de Otimização de Estratégias Proposta por Nakajima (2003)

A lógica *Fuzzy* consiste em aproximar a decisão computacional da decisão humana, avaliando assim todos os parâmetros que influenciam na produtividade dos poços, como, por exemplo, a porosidade, saturação de óleo, permeabilidade etc., gerando assim o mapa de qualidade.

Nakajima (2003) concluiu que o método de construção do mapa de qualidade por simulação numérica apresentou resultados mais confiáveis, porém, exige muito tempo e grande esforço computacional. Entretanto, na aplicação da metodologia de otimização foi utilizado o método *fuzzy*, que proporcionou bons resultados e mostrou-se mais rápido.

Cavalcante Filho (2005) estudou metodologias de construção de mapas de qualidade com objetivo de acelerar o processo de geração destes. Um método estudado foi o proposto por Cruz *et al.* (1999), chamado por Cavalcante Filho (2005) de método de simulação numérica por varredura.

Procurando reduzir o tempo e esforço computacional exigido nesse método quando todos os pontos da malha são simulados, Cavalcante Filho (2005) testou algumas alternativas como, por exemplo, o deslocamento do poço (ou grupo de poços) pulando blocos (2 em 2, 4 em 4, e assim por diante) para diminuir o número de simulações. Nestes casos, onde não são simulados todos os pontos da malha, foi utilizado um método geoestatístico de interpolação para obter os demais pontos. Além de outras opções testadas como a utilização de mais de um poço por rodada, ou grupo de poços e a adição de injeção usando um par de poços produtor e injetor.

Cavalcante Filho (2005) também estudou o método analítico que consiste na geração do mapa de qualidade através da aplicação de uma equação analítica, que considera o volume de óleo *in situ* e permeabilidade média de cada região do reservatório. Este método é proposto como uma alternativa mais rápida que a geração de mapas por simulação, considerando, porém, apenas as propriedades estáticas da rocha reservatório.

Cavalcante Filho (2005) concluiu em seu trabalho que o método por varredura pode ser utilizado com grande confiabilidade pulando de 2 em 2 blocos e assim reduzindo o número de simulações para menos de um terço, porém o mapa perde precisão à medida que mais blocos são ignorados.

Sobre o método analítico, Cavalcante Filho (2005) concluiu que este apresentou bons resultados quando utilizado em modelos homogêneos ou com baixo nível de heterogeneidade. Para os modelos com heterogeneidades fortes, tanto nos casos teóricos quanto no caso do modelo real, algumas propriedades (heterogeneidades) não foram identificadas tornando os mapas gerados pouco confiáveis nestes casos. Devido a esta característica do método, Cavalcante Filho

(2005) recomenda a utilização deste método apenas para modelos com baixo nível de heterogeneidade.

2.3. Simulações Acopladas entre Reservatório e Sistema de Produção

A primeira publicação sobre simulação simultânea do reservatório e sistema de produção foi feita por Dempsey *et al.* (1971) sobre estudos em um campo de gás. Startzman *et al.* (1977) e Emmanuel e Ranney (1981) estenderam o modelo para reservatórios de óleo. Desde então, o uso da simulação integrada entre reservatório e sistema de produção vem aumentando.

No entanto, poucos estudos sobre o impacto das restrições foram feitos. Neste tópico, podemos citar o trabalho de Magalhães (2005), que analisou a influência da restrição quando considerada desde o início no processo de otimização de estratégia de produção. Os demais estudos, em geral, propõem uma técnica de simulação que integre o reservatório e o sistema de produção, buscando, assim, resultados mais exatos do campo e tentando também diminuir o tempo gasto em simulação, que tende a aumentar quando se considera o sistema de produção.

Nesta linha, pode-se citar o trabalho de Schiozer e Aziz (1994), que propôs, através do uso do domínio decomposicional, acoplar o sistema de produção e o reservatório, aumentando a exatidão dos resultados e diminuindo o tempo de simulação. No modelo de interface entre reservatório e sistema de produção apresentado, são usados pequenos subdomínios próximos dos poços e o restante do reservatório é simulado com técnicas convencionais.

Para casos em que um campo de óleo ou gás é composto por vários reservatórios, isolados entre si, que possuem uma viabilidade econômica apenas quando explorados conjuntamente por um sistema de produção único, Haugen e Holmes (1995) apresentaram uma solução a qual chamaram de *Reservoir Coupling* (RC). Trata-se de modelos de simulação individuais, representando cada reservatório, rodados em processos separados, porém acoplados por um processo “mestre” dirigido pelo sistema de produção global e injeção do campo.

A comunicação entre as simulações é feita pelo *Parallel Virtual Machine* (PVM), resultando em simulações rodadas paralelamente em estações separadas. Todavia, este modelo não possui bons resultados para casos em que os reservatórios são acoplados por uma comunicação de subsuperfície, como um aquífero, por exemplo.

Da mesma forma que Haugen e Holmes (1995), outros estudos surgiram utilizando a interface de comunicação PVM. Hepguler *et al.* (1997) propuseram um modelo em que o reservatório era simulado no *Black-Oil Eclipse 100*, enquanto o sistema de produção era simulado no Netopt, sendo a interface de comunicação o PVM.

Trick *et al.*(1998) apresentaram modelo semelhante, também utilizando PVM, mas o sistema de produção era simulado no Forgas e seu acoplamento estava localizado no fundo do poço, enquanto Hepguler *et al.* (1997) utilizaram *Inflow Performance Relationship (IPR)* para relacionar ambas as partes.

O surgimento de muitos trabalhos sobre o acoplamento de reservatório e sistema de produção levou Barroux *et al.* (2000) a estudarem as metodologias propostas e adaptá-las para as necessidades da indústria, propondo soluções práticas para a melhora dos estudos.

Algum tempo depois, surgiram modelos que visavam à maximização de funções-objetivo, sendo adotada uma estratégia de produção pré-estabelecida, cujo objetivo era a otimização da distribuição do limite máximo das vazões de produção, considerando uma configuração geométrica e restrições operacionais fixas.

Nesta linha de pesquisa podem ser citados os trabalhos de Wang *et al.* (2002) e Yang *et al.* (2002). O primeiro apresentou um modelo de otimização de distribuição das vazões de poços e alocação dos *gas-lift* disponível, utilizando *Mixed Integer Linear Programming (MILP)*, a fim de maximizar a produção de óleo.

O trabalho de Yang *et al.* (2002) também otimizou a distribuição das vazões de poços e alocação dos *gas-lift*, no entanto objetivou a maximização do VPL, através de algoritmos genéticos, a qual foi intitulado *simulated annealing algorithm (SA)*.

2.4. Formas de Acoplamento e Balanceamento entre os Modelos do Reservatório e Sistema de Produção

Existe uma diversidade de nomenclatura na literatura quando esta se refere as formas de acoplamento entre reservatório e sistema de produção. Portanto, neste trabalho, a nomenclatura usada será a mesma adotada por Magalhães (2005), de acordo com suas definições descritas abaixo:

- Desacoplados: o sistema de produção não é considerado durante a simulação do reservatório;
- Parcialmente acoplados: o sistema de produção é considerado, porém de forma simplificada. Como, por exemplo, a adoção de uma pressão fixa no fundo do poço suficiente para elevar o fluido até a cabeça do poço, ou seja, a perda de carga é considerada, mas de maneira simplificada, evitando seu cálculo dinâmico.
- Totalmente acoplado de maneira explícita: o sistema de produção, ou parte deste, é considerado durante toda a simulação. Utilizam-se dois simuladores, um para o reservatório e outro para o sistema de produção, no qual a comunicação entre estes é feita através de uma interface de controle. O ponto de acoplamento e a frequência do balanceamento dos modelos podem ser variáveis.
- Totalmente acoplado de maneira implícita: idem ao modelo anterior, exceto pelo fato que se utiliza apenas um único simulador. As equações que representam o sistema de produção e o reservatório são resolvidas paralelamente dentro da matriz Jacobiana do simulador de reservatórios, garantindo assim o balanceamento simultâneo dos dois modelos (sistema de produção e reservatório), no entanto utilizando um esforço computacional maior.

A frequência do balanceamento para o modelo “totalmente acoplado de maneira explícita” também pode variar entre explícita, implícita ou semi-implícita. O primeiro trata-se de um balanceamento realizado na primeira iteração, utilizando os valores de pressão e vazão do tempo anterior. O balanceamento implícito converge simultaneamente o sistema de produção e reservatório, sendo que a cada iteração é feito um novo balanceamento. O balanceamento semi-implícito é intermediário entre os dois citados anteriormente, trata-se de um balanceamento entre sistema de produção e reservatório realizado dentro de um intervalo de iterações do modelo de reservatório estabelecido no início da simulação.

Além da frequência do balanceamento, outro parâmetro que pode variar é o local do acoplamento entre reservatório e sistema de produção. Este pode localizar-se em qualquer ponto do sistema, sendo mais usado o fundo ou cabeça do poço, ou no nível do reservatório.

No presente trabalho, são analisadas duas restrições operacionais: perda de carga nas linhas de produção e limitação no escoamento do gás. Para quantificação destas restrições operacionais, serão feitas duas simulações considerando a restrição operacional de forma simplificada e dinâmica.

No estudo da influência da perda de carga nas linhas de produção na simulação simplificada utiliza-se o modelo “parcialmente acoplado”. Na simulação dinâmica, a perda de carga é considerada usando o modelo “totalmente acoplado de maneira explícita”, como foi feito por Magalhães (2005), embora apenas um único programa seja utilizado nas simulações. O software utilizado para estudo do primeiro caso é o Eclipse 100.

No estudo da influência do limite de escoamento do gás, o software utilizado é o Imex-CMG. Neste, a simulação simplificada utiliza o modelo “parcialmente acoplado” e na simulação dinâmica usa-se o modelo “totalmente acoplado de maneira implícita”.

2.5. Influência das Restrições Operacionais

O principal estudo da influência das restrições operacionais na otimização de estratégia de produção foi elaborado por Magalhães (2005). Neste estudo avaliou-se a influência de duas restrições operacionais na otimização de estratégia de produção, sendo estas:

- 1) Limitação da vazão de líquidos produzida;
- 2) Limitação da vazão de *gas-lift*.

O objetivo principal do trabalho era verificar se caso a restrição operacional fosse considerada desde o início da otimização da estratégia de produção, obter-se-ia um resultado diferente daquele em que a restrição não foi considerada em todo o processo. Para tal, Magalhães (2005) desenvolveu a metodologia ilustrada no fluxograma da Figura 2.3.

A metodologia inicia-se com as escolhas das restrições operacionais a serem analisadas, seus limites e as simplificações a serem adotadas. Deve-se, então, iniciar dois processos de otimização de estratégia de produção, sendo que em apenas um caso a restrição operacional não é considerada desde o início do processo. Pode-se ainda avaliar diversos níveis da mesma restrição, ou diferentes reservatórios e fluidos, constituindo assim mais de um caso a ser otimizado.

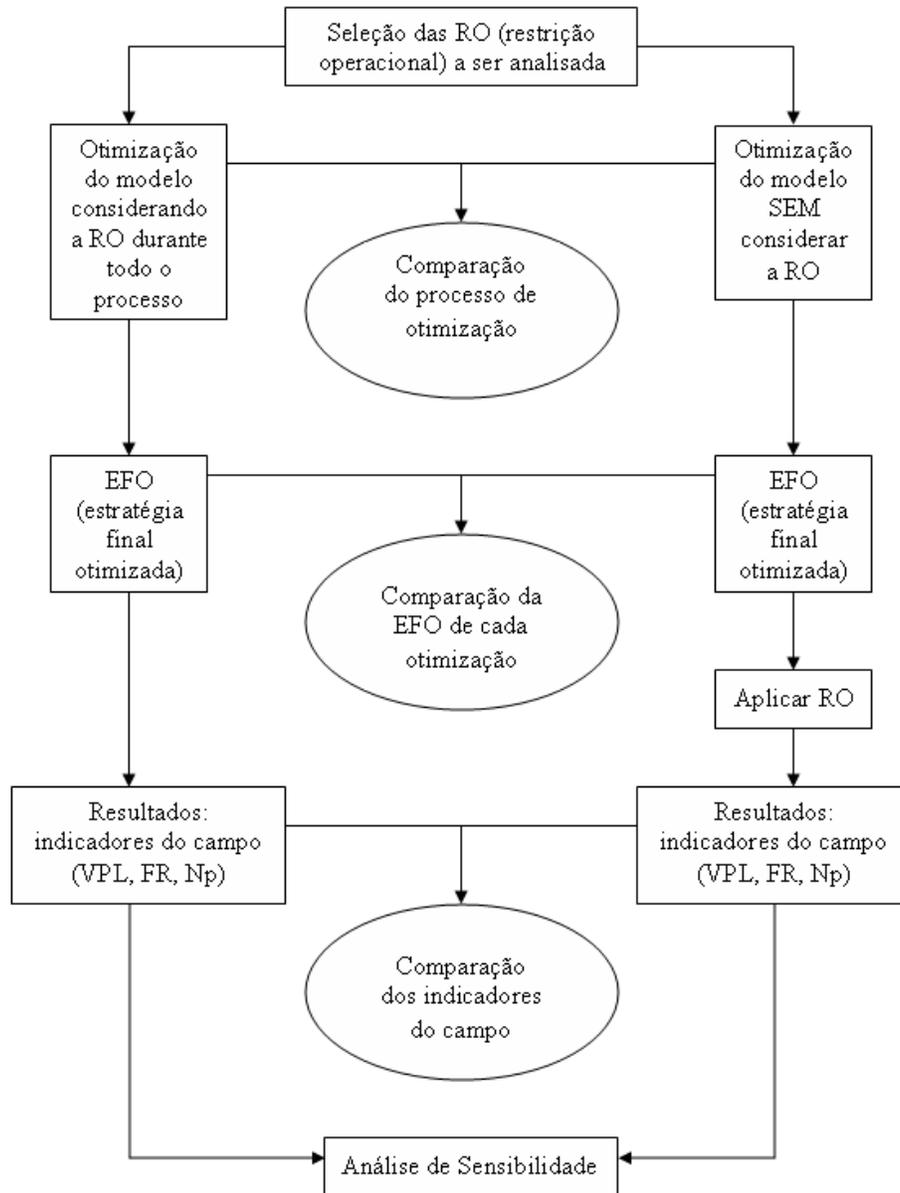


Figura 2.3: Metodologia de Avaliação de Influência das Restrições Operacionais na Otimização da Estratégia de Produção Proposta por Magalhães (2005)

Finalizado o processo, obtêm-se duas estratégias de produção finais, que devem ser comparadas, enfatizando-se as diferenças relativas ao comportamento do reservatório e ao número e posicionamento dos poços produtores e injetores. Se as estratégias mostrarem-se semelhantes, a influência da restrição operacional na otimização da estratégia de produção não é significativa.

Os processos de otimização também devem ser analisados, principalmente quando diferentes níveis de uma mesma restrição forem avaliados, ou quando diferentes parâmetros do reservatório, como modelo geológico e tipo de óleo, estão sendo utilizados para uma mesma restrição.

O próximo passo da metodologia é aplicar a restrição operacional analisada à estratégia de produção final, obtida do processo de otimização do modelo no qual a restrição não foi considerada. A partir desta análise, pretende-se avaliar a estratégia final de produção encontrada no caso em que a restrição não foi considerada no processo de otimização, quando a mesma for aplicada no campo real, onde a restrição existe. Deste modo verifica-se a perda da omissão da restrição operacional no processo de otimização.

Ao aplicar a restrição operacional na estratégia de produção do caso otimizado sem esta, se não houver diferenças significativas dos indicadores do campo (produção de óleo, VPL, fator de recuperação), comparado aos indicadores da estratégia de produção no qual a restrição operacional foi considerada desde o início, a influência da restrição é baixa.

Finalmente, Magalhães (2005) concluiu sua metodologia com a aplicação de uma análise de sensibilidade ao preço do óleo, a fim de avaliar a influência de diferentes cenários econômicos no processo de otimização. O processo não deve ser executado novamente para cada cenário, sendo apenas necessário recalcular o VPL, utilizando diferentes preços de óleo para cada uma das rodadas realizadas anteriormente.

Na otimização da estratégia de produção, Magalhães (2005) utilizou a metodologia proposta por Nakajima (2003), citada anteriormente, apenas com algumas alterações para que se adequasse à análise de influência das restrições operacionais. Tais modificações podem ser visualizadas em vermelho no fluxograma da Figura 2.4.

O conceito de dependência entre poços foi substituído pelo de vizinhança, a fim de simplificar a análise de cada rodada da otimização. As opções de alterações, a cada rodada, utilizado por Magalhães (2005) no processo de otimização foram as seguintes:

- Exclusão do poço produtor ou injetor;
- Alteração da camada de completação;
- Aumento do limite de vazão de óleo;
- Alteração do cronograma de abertura de produtores e injetores;

- Alteração do posicionamento do poço;
- Conversão para poço horizontal;
- Conversão para poço injetor;
- Abandono do poço.

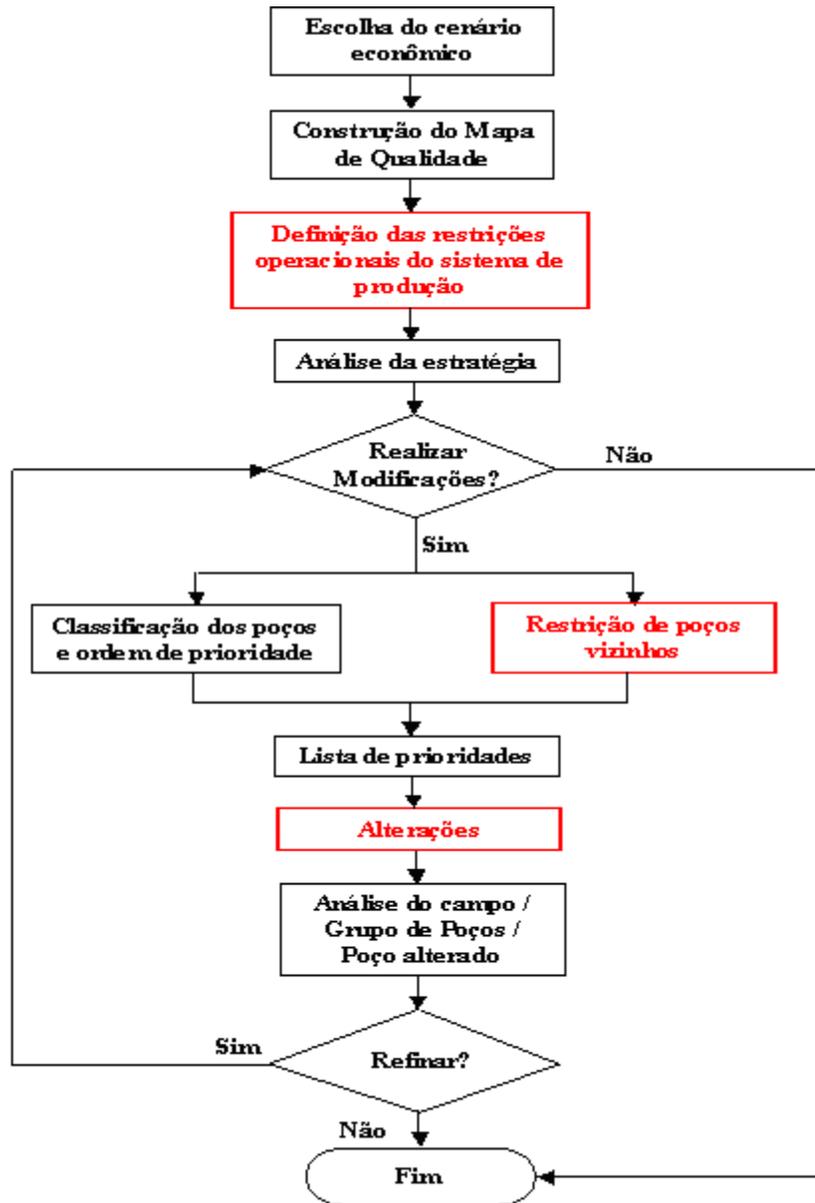


Figura 2.4: Fluxograma Modificado do Processo de Otimização por Magalhães (2005)

Utilizando a metodologia descrita acima, Magalhães (2005) estudou sete casos para avaliar a influência da restrição de vazão de líquidos de produção, avaliando diferentes modelos geológicos (campo homogêneos e heterogêneos) e dois tipos de óleo (leve e pesado), além de níveis diferentes desta restrição.

Para a análise da influência da restrição de vazão de *gas-lift*, Magalhães (2005) estudou quatro diferentes casos, idênticos quanto ao modelo geológico e tipo de óleo, mas divergentes quanto ao nível da restrição e o cálculo da perda de carga considerada (dinâmica ou simplificada).

Verificou-se que a restrição operacional era mais influente na otimização da estratégia nos casos onde se utilizou um campo homogêneo produzindo óleo leve. Isso ocorreu, pois as fortes heterogeneidades do reservatório, para um exemplo de óleo pesado, foram determinantes no processo de otimização, fazendo com que casos, com diferentes níveis de restrição, resultassem em estratégias de produção com número de poços produtores semelhantes.

3 Metodologia

Neste capítulo, descreve-se a estrutura geral da metodologia de trabalho e do processo de otimização comum aos casos estudados. Detalhes sobre cada caso estão descritos no Capítulo 4. A metodologia, mostrada na Figura 3.1, compõe a estrutura deste trabalho e pode ser descrita pelas seguintes etapas:

1. Seleção das Restrições Operacionais: identificação das restrições operacionais que podem ser relevantes no processo de otimização, que ainda não foram estudadas, mas são importantes para a indústria de petróleo. São selecionadas duas restrições operacionais para estudo: perda de carga nas linhas de produção e a limitação do escoamento do gás.
2. Seleção dos Modelos de Simulação: seleção de modelos geológicos e de fluxo, nos quais seja possível aplicar as restrições operacionais e estudar sua influência na determinação da melhor estratégia de produção. Para cada caso, define-se as premissas do projeto de desenvolvimento do campo e o cenário econômico.
3. Preparação dos Modelos de Simulação para Otimização: elabora-se, para cada caso, dois modelos de simulação de fluxo. No primeiro, a restrição operacional atua de maneira simplificada. Enquanto que no segundo, considera-se a restrição operacional dinâmica que apresenta resultados mais precisos.
4. Otimização da Estratégia de Produção: o processo de otimização consiste em melhorar a estratégia de produção, incrementando a função objetivo até que ocorra o critério de parada previamente determinado. Os dois modelos definidos na Etapa 3 são otimizadas separadamente de acordo com detalhes do Item 3.1.

5. Preparação para comparação: a Etapa 4 fornece como resultado duas estratégias de produção, uma com restrição operacional simplificada e outra com restrição operacional dinâmica. Para que as estratégias sejam comparadas, aplica-se a restrição operacional dinâmica no modelo otimizado com a simulação simplificada.
6. Comparação: com os resultados da Etapa 5, a comparação é feita com foco nas diferenças das estratégias (número e localização de poços) e de desempenho. O objetivo é avaliar se a restrição operacional estudada possui relevância e deve ser considerada de maneira dinâmica desde o início do processo de otimização. Caso contrário, pode-se aplicar a restrição operacional dinâmica apenas na estratégia otimizada final.
7. Complementação do Estudo: como as conclusões da Etapa 6 podem estar limitadas pelo modelo selecionado, pode ser necessário o estudo de outros modelos, para que se possa generalizar o nível de influência desta restrição. Neste caso, retorna-se à Etapa 2 com o novo modelo.

3.1. Otimização de Estratégia de Produção

A metodologia de otimização da estratégia de produção foi elaborada após revisão bibliográfica onde foram selecionadas as metodologias propostas por Mezzomo (2003) e Magalhães (2005) para gerar a base da metodologia proposta a seguir:

1. Definição das Premissas de Otimização: seleciona-se a função objetivo, os parâmetros fixos e variáveis da otimização. Neste trabalho, a função objetivo é o VPL do projeto de desenvolvimento do campo. Os parâmetros fixos são aqueles que não sofrem alteração durante o processo de otimização, devido a restrições operacionais, são itens já definidos ou itens com pouca influência na otimização. Enquanto os parâmetros variáveis são objetos de modificação, dentre os quais podemos citar: número, posicionamento e camada de completação dos poços produtores e injetores, entre outros. Para cada caso estudado, diferentes parâmetros de otimização são selecionados, de acordo com as características dos seus respectivos modelos.

2. Avaliação do Mapa de Qualidade: o mapa de qualidade é um ponto de partida para determinação da estratégia inicial. Para áreas de alta qualidade, alocam-se poços produtores e para as áreas marginais do reservatório alocam-se poços injetores. Na Etapa 4 serão testados novas locações tanto para os poços injetores como para os produtores.
3. Determinação da Estratégia de Produção Inicial: define-se uma configuração inicial com grande número de poços, conforme Etapa 2. O intuito é garantir que todo o reservatório seja drenado e que todas as áreas possíveis do reservatório contenham poços, para que seja possível na Etapa 4, durante o processo de otimização, retirar os poços com pior desempenho.
4. Otimização: os resultados obtidos na simulação da estratégia inicial são estudados para identificar modificações que possam incrementar a função objetivo da otimização. Estas modificações são simuladas e ordenadas, compondo uma rodada de otimização. Acumula-se a modificação que obtém o maior VPL e inicia-se então uma nova rodada de otimização. As modificações que reduziram o VPL na rodada anterior são descartadas. Assim são feitas sequencialmente diversas rodadas de otimização até atingir o critério de parada.
5. Critério de Parada: o critério de parada estabelecido para cada caso é baseado no número de rodadas de otimização sem incremento de VPL.

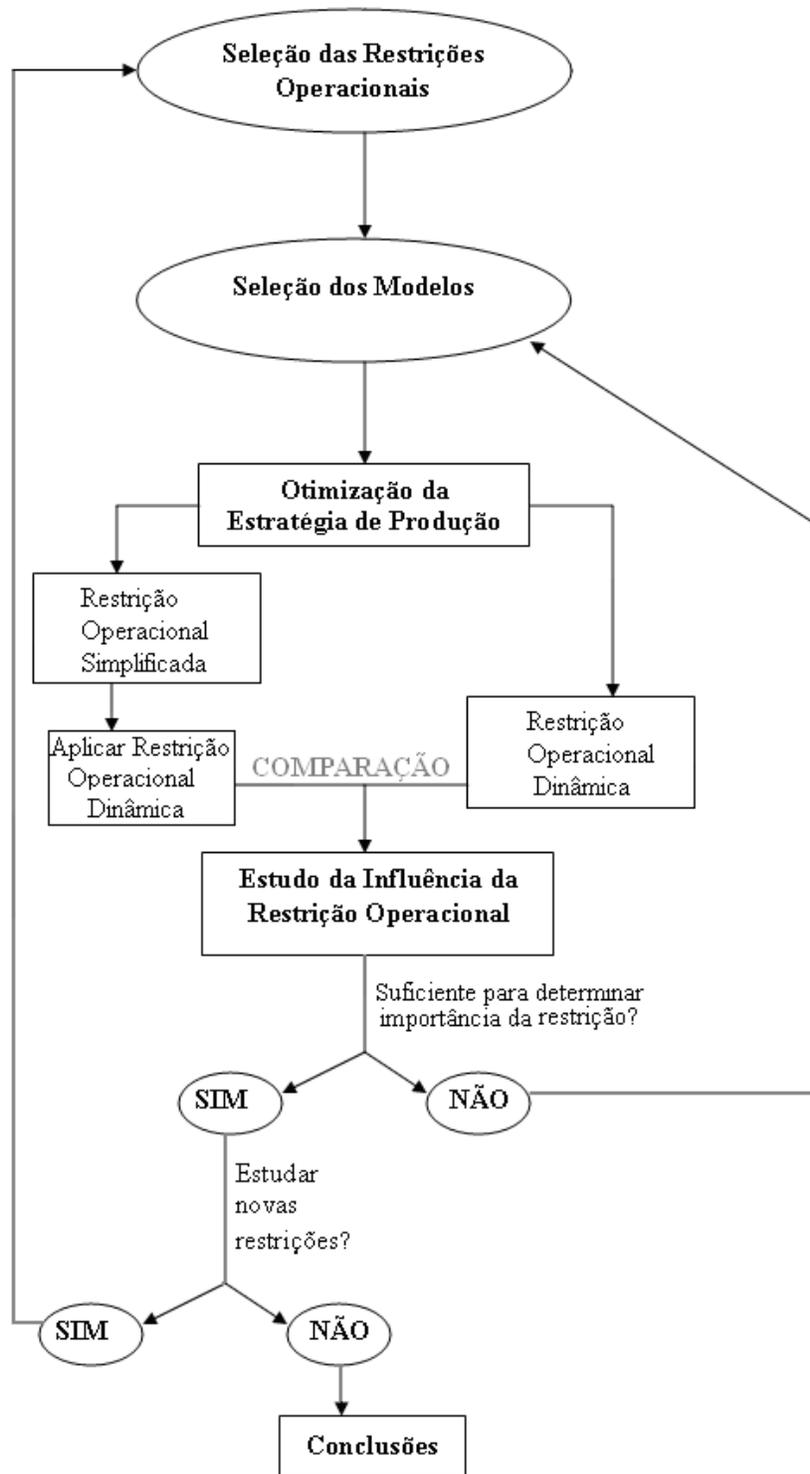


Figura 3.1: Metodologia Geral do Trabalho.

4 Aplicações

A aplicação da metodologia proposta neste trabalho foi avaliada através do estudo de dois casos:

- Caso 1: estudo da influência da perda de carga nas linhas de produção na determinação da estratégia de produção;
- Caso 2: estudo da influência do limite de produção de gás, imposto pelo escoamento do mesmo, na determinação da estratégia de produção.

Neste capítulo, são detalhadas as premissas adotadas para cada caso, os modelos geológicos, as propriedades dos fluidos e os cenários econômicos utilizados.

4.1. Caso 1 – Perda de Carga nas Linhas de Produção

4.1.1. Descrição do Caso

Para estudar a influência das perdas de carga nas linhas de produção foram feitos três estudos que diferem pelas condições de operação e tipo de fluido considerado (Tabela 4.1).

Nesta etapa, foi estudado um reservatório de propriedades petrofísicas levemente heterogêneas, e avaliou-se a influência da perda de carga nas linhas para campos com óleo leve e pesado. Foram feitas duas otimizações para cada estudo (A, B e C), considerando as perdas de carga simplificada e dinâmica.

A perda de carga simplificada consiste na definição de uma pressão mínima no fundo do poço, calculada para o modelo inicial, considerando as condições ainda não otimizadas e que permita a elevação do fluido até a plataforma. Enquanto ao considerar a perda de carga dinâmica, esta é calculada considerando as variações das condições de produção a cada intervalo de tempo.

Tabela 4.1: Estudos Referentes ao Caso 1

Estudo	Otimização	Reservatório	Fluido	Perda de Carga	Condição de Operação
A	A1	Modelo Levemente Heterogêneo	Óleo leve (Fluido 1)	Simplificada	$BHP > P_{sat} = 210 \times 10^5 Pa$
	A2			Dinâmica	$BHP > P_{sat} = 210 \times 10^5 Pa$ $THP \geq 7 \times 10^5 Pa$
B	B1			Simplificada	$BHP > 155 \times 10^5 Pa$
	B2			Dinâmica	BHP livre $THP \geq 7 \times 10^5 Pa$
C	C1		Óleo pesado (Fluido 2)	Simplificada	$BHP > 160 \times 10^5 Pa$
	C2			Dinâmica	BHP livre $THP \geq 7 \times 10^5 Pa$

O Estudo A difere-se dos demais estudos, pois neste considerou-se como requisito preliminar manter-se pressão média do reservatório acima da pressão de saturação do fluido, a fim de evitar formação de gás no reservatório. Esta condição foi considerada tanto para perda de carga simplificada, como para a perda de carga dinâmica, pois se trata de uma limitação do reservatório e não do sistema de produção. O Estudo B não considerou esta limitação ao reservatório, permitindo que a pressão de fundo do poço atuasse livremente, independente de formação de gás no mesmo. Ambos os estudos tiveram como objetivo a análise de óleo leve em reservatório levemente heterogêneo. O Estudo C avaliou reservatório levemente heterogêneo com óleo pesado, sendo que, assim como Estudo B, a restrição de produção acima da pressão de saturação não foi considerada.

4.1.1.1. Modelo Geológico

O modelo utilizado para simulação no Eclipse 100 foi baseado no Campo de Namorado, que se localiza na Bacia de Campos. Trata-se de um reservatório arenito turbitídico. Não foram consideradas as falhas ao nordeste do campo, formando então um reservatório de propriedades geológicas levemente heterogêneas.

Na Tabela 4.2 está especificado o volume *in situ* do Campo de Namorado, por fluido, considerando para o gás associado as diferentes razão gás-óleo (RGO) dos Fluidos 1 e 2. Os mapas das Figuras 4.1 a 4.4 ilustram respectivamente a permeabilidade horizontal, porosidade, proporção de rocha reservatório em rocha total e mapa estrutural do campo. A pressão média inicial do reservatório é de $320 \times 10^5 Pa$ e a temperatura média é de $88^\circ C$.

Tabela 4.2: Volumes *in Situ* do Campo de Namorado

Fluido	Óleo	Gás Associado (Fluido 1)	Gás Associado (Fluido 2)
Volume <i>in Situ</i> (m ³ std)	124,40x10 ⁶	14,12x10 ⁹	10,83x10 ⁹

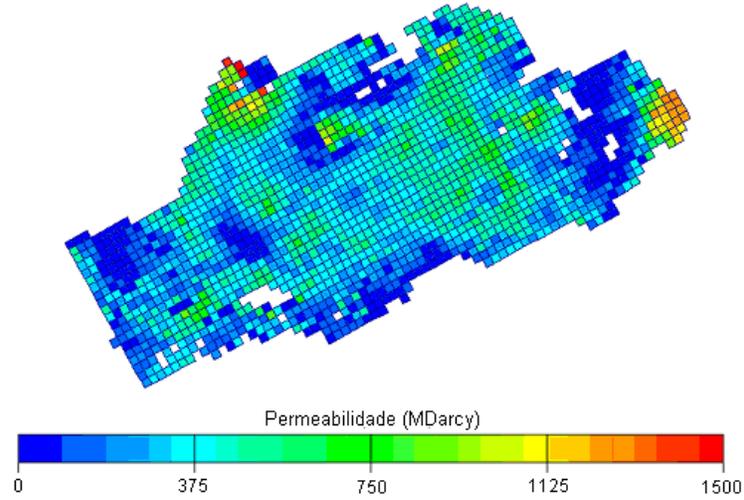


Figura 4.1: Mapa de Permeabilidade Horizontal da Camada 1

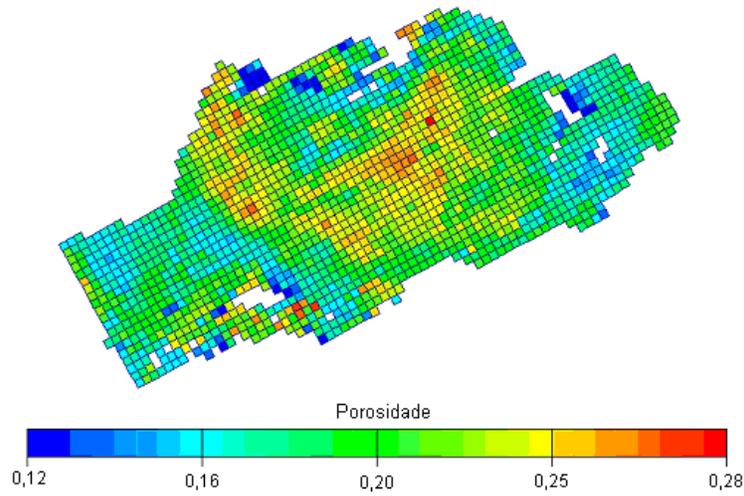


Figura 4.2: Mapa de Porosidade da Camada 1

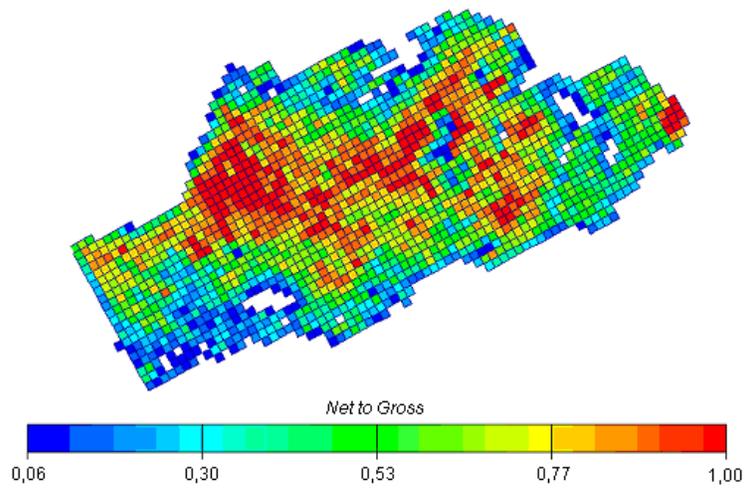


Figura 4.3: Mapa de Proporção de Areia da Camada 1

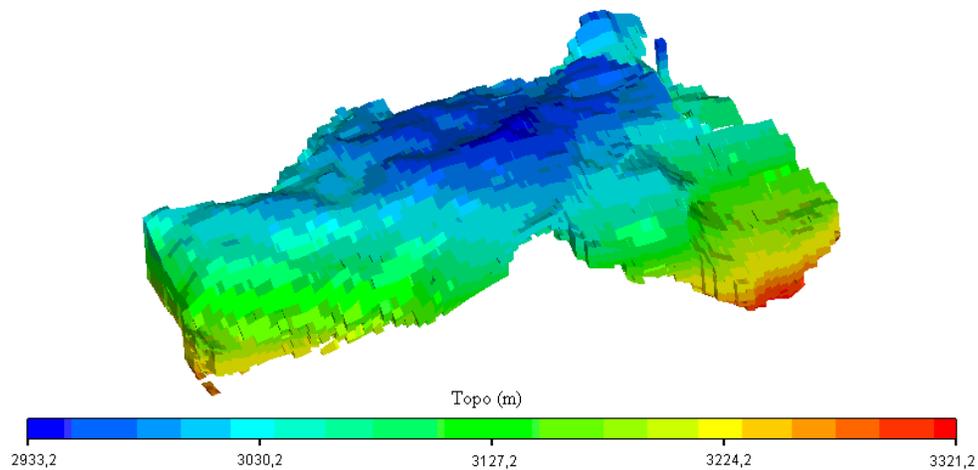


Figura 4.4: Mapa Estrutural do Topo do Reservatório

4.1.1.2. Propriedades dos Fluidos

Foram estudados dois tipos de fluidos com o objetivo de verificar o incremento da influência da perda de carga na determinação da estratégia de produção, devido aos aumentos de densidade e viscosidade do hidrocarboneto produzido.

O óleo considerado nos Estudos A e B, especificados anteriormente com características de óleo leve, é identificado como Fluido 1 e o óleo que compõe o Estudo C, com características de

óleo pesado, é identificado como Fluido 2, de acordo com a Tabela 4.1. Segue abaixo descrição destes fluidos.

Fluido 1

Trata-se de um óleo leve, pouco viscoso, cujas propriedades estão resumidas na Tabela 4.3 e ilustradas na Figura 4.5. A Tabela 4.4 apresenta resumo das densidades do óleo, água e gás e a Tabela 4.5 apresenta as propriedades do gás associado.

Tabela 4.3: Propriedades do Óleo (Fluido 1)

Rs (sm^3/sm^3)	Pressão (10^5Pa)	Bo (rm^3/sm^3)	μ_o (cp)
33,45	34,48	1,200	2,000
41,99	51,72	1,220	1,830
51,07	68,96	1,241	1,650
59,96	86,20	1,262	1,510
69,04	103,45	1,283	1,380
77,58	120,69	1,304	1,270
85,59	137,93	1,324	1,180
93,06	155,17	1,345	1,110
101,07	172,41	1,366	1,050
106,94	189,65	1,387	0,980
113,52	206,89	1,408	0,930
113,52	236,00	1,374	0,977
113,52	266,00	1,339	1,025
113,52	296,00	1,304	1,073
113,52	326,00	1,269	1,122

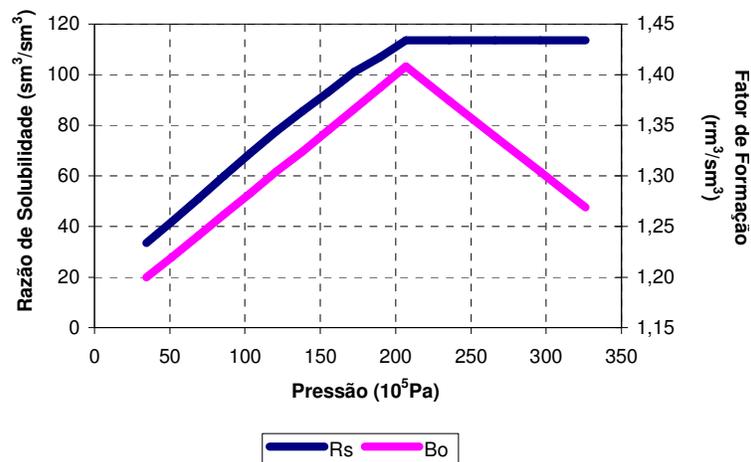


Figura 4.5: Propriedades do Óleo (Fluido 1)

Tabela 4.4: Densidades (Fluido 1)

°API	Densidade relativa	
	Água	Gás
28,2	1,01	0,745

Tabela 4.5: Propriedades do Gás (Fluido 1)

Pressão (10^5 Pa)	Bg (rm^3/sm^3)	μ_g (cp)
0,00	0,9400	0,0120
34,48	0,0340	0,0125
51,72	0,0230	0,0132
68,96	0,0155	0,0139
86,20	0,0127	0,0144
103,45	0,0110	0,0148
120,69	0,0091	0,0154
137,93	0,0077	0,0160
155,17	0,0071	0,0166
172,41	0,0065	0,0174
189,65	0,0059	0,0178
206,89	0,0053	0,0180
275,86	0,0039	0,0199
310,34	0,0035	0,0210
344,82	0,0031	0,0220
392,27	0,0027	0,0235

Fluido 2

O Fluido 2 é um óleo pesado e mais viscoso, cujas propriedades estão resumidas na Tabela 4.6 e ilustradas na Figura 4.6. A Tabela 4.7 apresenta um resumo das densidades do óleo, água e gás e a Tabela 4.8 apresenta as propriedades do gás associado.

Tabela 4.6: Propriedades do Óleo (Fluido 2)

Rs (sm^3/sm^3)	Pressão (10^5 Pa)	Bo (rm^3/sm^3)	μ_o (cp)
9,83	30,43	1,040	18,448
19,02	59,85	1,062	17,204
28,32	89,27	1,083	15,850
37,86	118,69	1,104	14,535
47,62	148,11	1,125	13,333
57,56	177,53	1,146	12,272
67,63	206,95	1,167	11,352
77,79	236,37	1,187	10,564
87,03	263,01	1,205	9,951
87,03	300,80	1,200	10,343
87,03	338,60	1,194	10,748
87,03	345,00	1,193	10,815

Tabela 4.7: Densidades (Fluido 2)

°API	Densidade relativa	
	Água	Gás
19,0	1,00	0,814

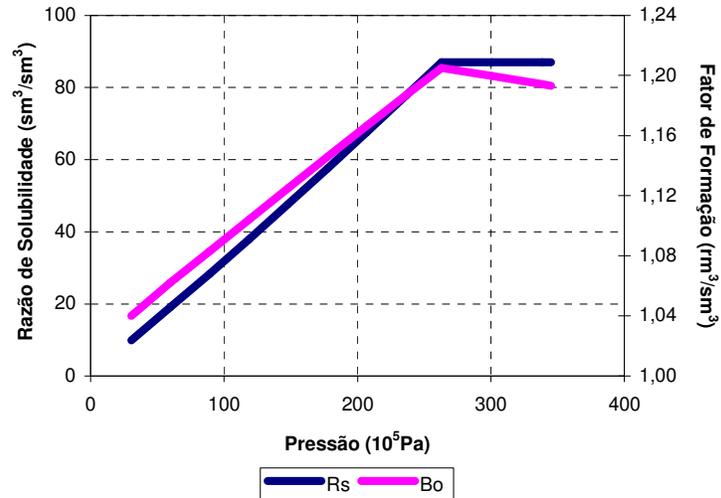


Figura 4.6: Propriedades do Óleo (Fluido 2)

Tabela 4.8: Propriedades do Gás (Fluido 2)

Pressão (10 ⁵ Pa)	Bg (rm ³ /sm ³)	μ _g (cp)
30,43	0,0373	0,0136
59,85	0,0184	0,0142
89,27	0,0120	0,0149
118,69	0,0089	0,0158
148,11	0,0070	0,0170
177,53	0,0058	0,0183
206,95	0,0050	0,0199
236,37	0,0044	0,0216
263,01	0,0040	0,0232
300,81	0,0036	0,0256
338,60	0,0031	0,0278
345,00	0,0030	0,0283

4.1.1.3. Propriedade Rocha-Fluido

Nos próximos itens são descritas as propriedades de interação rocha-fluido utilizadas nos Estudos A e B (Fluido 1) e no Estudo C (Fluido 2).

Fluido 1

São ilustradas nas Figuras 4.7 e 4.8 as permeabilidades relativas dos fluidos água-óleo e óleo-gás respectivamente. Não foi considerada a pressão capilar.

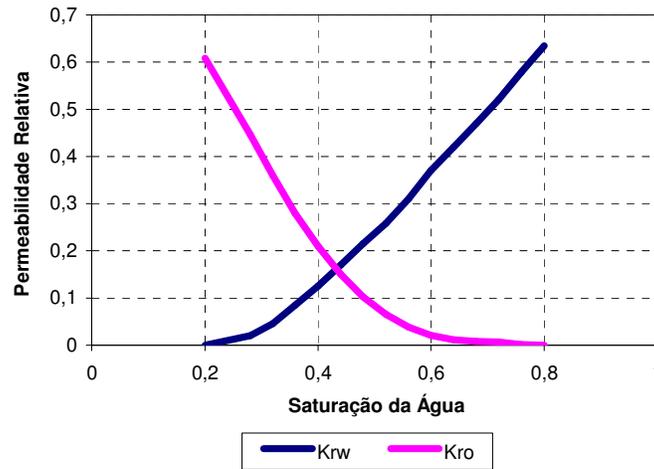


Figura 4.7: Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo (Fluido 1)

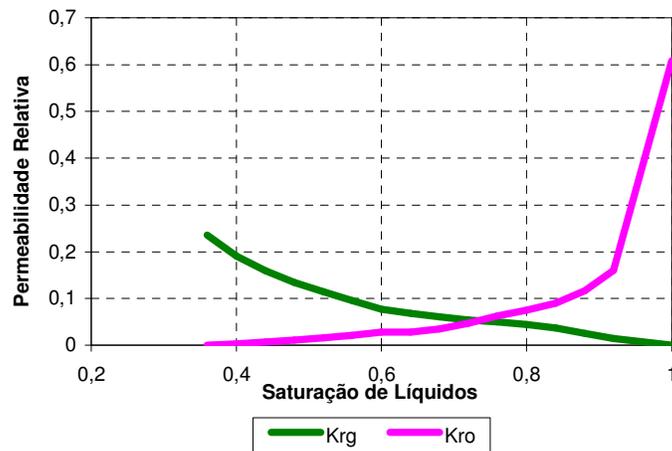


Figura 4.8: Curvas de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás (Fluido 1)

Fluido 2

São ilustradas nas Figuras 4.9 e 4.10, as permeabilidades relativas dos fluidos água-óleo e óleo-gás respectivamente, referentes ao Fluido 2, utilizado no Estudo C. Novamente, não foi considerada a pressão capilar.

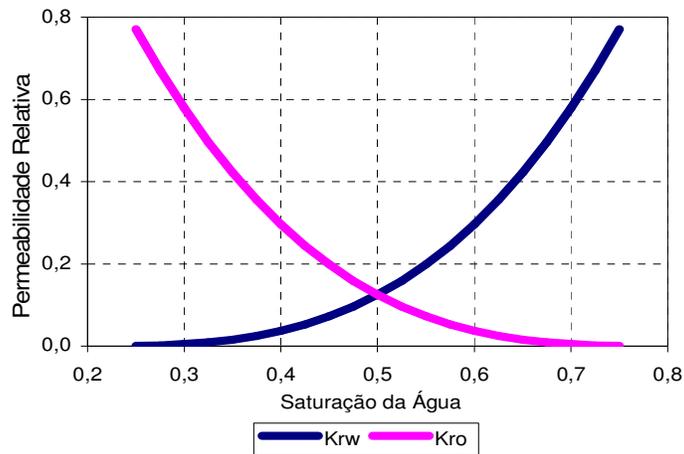


Figura 4.9: Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo (Fluido 2)

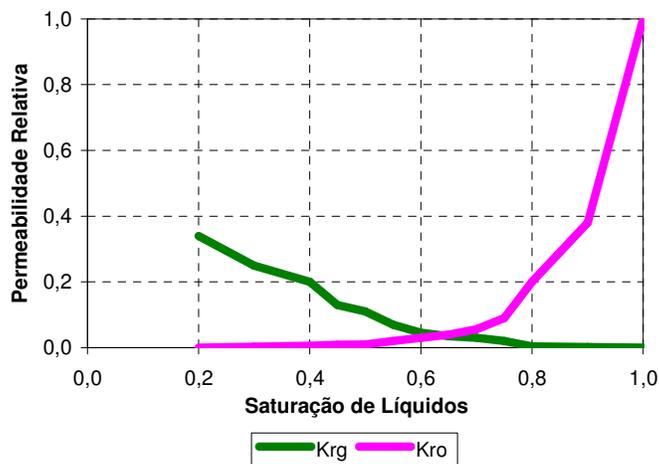


Figura 4.10: Curvas de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás (Fluido 2)

4.1.1.4. Modelo de Simulação

O modelo utilizado para simulação no Eclipse é composto por 79.200 blocos de 100 por 100 m em uma malha *corner point*, com 22 camadas verticais, cuja altura (Dz) é em média de 7 m. O tempo médio de simulação é de aproximadamente 8min para 7.145 dias de produção.

Perda de Carga nas Linhas de Produção

Conforme descrito anteriormente, a perda de carga nas linhas de produção foi considerada de duas maneiras: simplificada ou dinâmica.

A perda de carga simplificada consiste na definição de uma pressão mínima no fundo do poço que permita a elevação do fluido até a plataforma. Enquanto o reservatório possuir pressão maior do que a pressão mínima requerida, este produz a altas vazões, sendo limitado apenas à vazão máxima por poço. Quando o reservatório iniciar a sua queda de pressão, mantêm-se os poços produtores trabalhando na BHP¹ mínima e diminui-se a vazão dos mesmos. A partir do momento que o reservatório não possuir mais capacidade de manter esta pressão mínima, fecha-se o poço produtor. Para determinar o valor considerado, foi feito uma estimativa preliminar para todos os estudos. A descrição detalhada desta estimativa pode ser consultada no Anexo A.

É importante ressaltar que nas simulações com perda de carga simplificada, o valor da BHP mínima é idêntico para todos os poços, independentemente da distância dos mesmos à plataforma. Este também se manteve fixo durante toda a simulação, sem relação com a produção de água, por exemplo; como a densidade da água é maior e demanda maior perda de carga para elevação, isso pode causar imprecisão no cálculo simplificado. Esta é a principal simplificação desta restrição operacional. A vantagem de realizar o cálculo desta forma é o menor esforço computacional e a maior facilidade no processo de otimização.

A perda de carga dinâmica, ao contrário, é resultado de cartas de fluxo² definidas por linha de produção, conforme localização de cada poço. Ao considerar estas cartas de fluxo, o simulador calcula a pressão requerida para elevação do fluido por poço, de acordo com a fração de água produzida, o gás injetado para elevação com *gas-lift*, a pressão requerida na plataforma e a razão produzida de gás-óleo de cada intervalo de tempo.

Para gerar as cartas de fluxo necessárias foi utilizado o programa VFPI³ que faz parte do pacote de programas do Eclipse 100. Neste, consideraram-se os seguintes dados:

- A localização da plataforma, conforme Figura 4.11, em posição central no reservatório, acima do poço produtor PH-09;
- Lâmina d'água de 1.000 m;

¹ BHP: sigla do inglês *Bottom-Hole Pressure*, em português: pressão do fundo do poço.

² Cartas de Fluxo: tabelas de fluxo multifásicos para estimativas de pressão requerida para elevação do fluido.

³ VFPI: *Vertical Flow Performance* – programa da GeoQuest que tem a função de gerar cartas de fluxo que permitem o cálculo das perdas de carga nos diversos componentes do sistema de produção.

- Extensão vertical da linha de produção condizente com o arquivo de entrada do simulador com dados de profundidade de cada célula da camada superior do reservatório, cuja palavra-chave é denominada *tops*;
- Completação dos poços produtores equidistantes dos limites da célula da primeira camada do reservatório ($Dz/2$);
- Temperatura constante nos pontos especificados na Figura 4.12;
- A pressão no vaso separador de $7,0 \times 10^5$ Pa(THP);
- Máxima vazão de injeção de *gas-lift* de $20.000 \text{ m}^3/\text{d}$.

A ilustração esquemática das linhas de produção e os dados considerados para geração da carta de fluxo podem ser visualizados na Figura 4.12. A descrição detalhada da composição destas tabelas de fluxo multifásico consta no Anexo I do trabalho de Magalhães (2005).

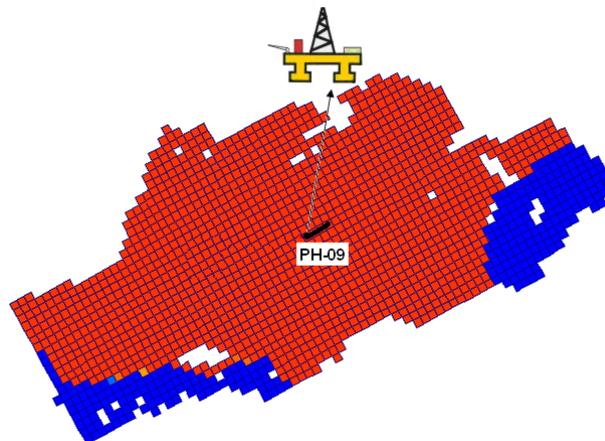


Figura 4.11: Localização da Plataforma

A variação da temperatura do fluido nas linhas de produção foi estudada preliminarmente, constatando-se que esta era pouco influente no cálculo da perda de carga. Portanto, considerou-se adequado adotar temperaturas constantes nos pontos especificados nas linhas de produção na Figura 4.12, conforme a temperatura do reservatório e a estimativa de variação da temperatura na linha de produção. Este estudo está detalhado no Anexo B.

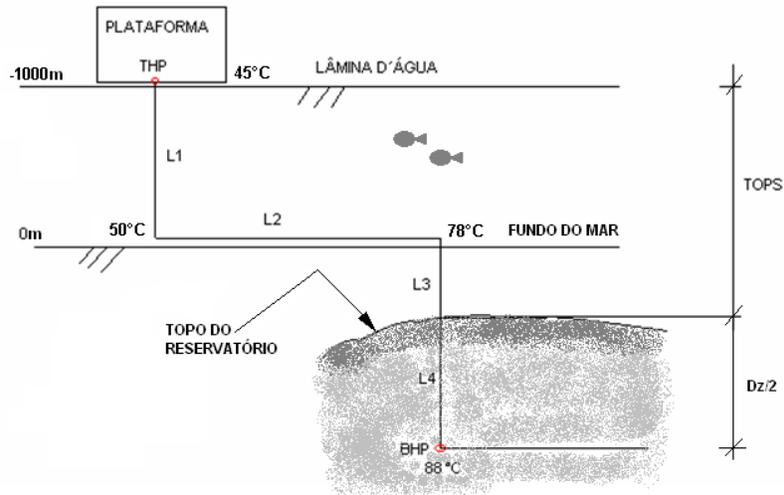


Figura 4.12: Ilustração Esquemática das Linhas de Produção

4.1.1.5. Mapa de Qualidade

O mapa de qualidade utilizado neste caso foi gerado por simulação numérica usando o método por varredura pulando de dois em dois blocos e pode ser visualizado na Figura 4.13. Verifica-se que a melhor região para exploração está localizada no centro do reservatório, na qual se concentram as melhores propriedades petrofísicas.

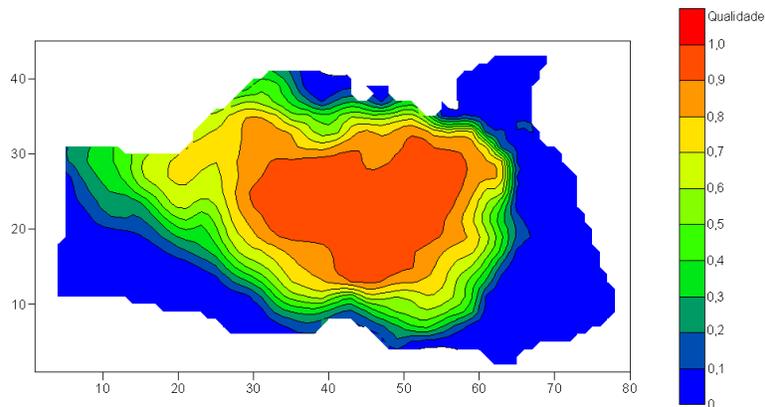


Figura 4.13: Mapa de Qualidade

4.1.2. Estratégia de Produção

Definiu-se, como estratégia de produção, explorar o reservatório com poços produtores horizontais com comprimento variando de 283 a 300 m, a depender do direcionamento do poço, completados sempre na primeira camada do reservatório, para evitar produção de água, visto que o reservatório não possui capa de gás.

Foi escolhida, como recuperação suplementar, a injeção de água, através de poços injetores horizontais com comprimento semelhante aos poços produtores, completados a partir da 13ª camada porosa do reservatório.

4.1.2.1. Estratégia de Produção Inicial

Estudo A

Foram elaboradas três estratégias iniciais para comparação. Todas baseadas no mapa de qualidade. Adotou-se, a princípio, o sistema periférico (produtores no centro, injetores na periferia), localizando poços produtores na área ótima do mapa de qualidade (0,8 até 1,0) e injetores na área média (de 0,4 até 0,8).

Os poços produtores foram completados na primeira camada e os poços injetores na camada mais inferior possível da locação.

A primeira estratégia inicial testada totalizava 20 poços produtores e 12 injetores. Foi inserido um cronograma de abertura dos poços, alternando a abertura de poços produtores e injetores. O VPL desta rodada inicial foi de US\$6,39 x 10⁸ e o fator de recuperação foi de 42,3%.

A segunda estratégia inicial testada continha 20 produtores e 16 injetores, utilizando o mesmo esquema de cronograma de abertura de poços da estratégia anterior. O VPL desta rodada inicial foi de US\$6,17 x 10⁸ e o fator de recuperação foi de 42,4%.

Finalmente, a terceira estratégia inicial rodada possuía 20 poços produtores e 20 injetores. Nesta estratégia escolheu-se alocar 2 poços injetores no centro do reservatório, ou seja, na área ótima do mapa de qualidade (0,8 até 1,0), fugindo do padrão do sistema periférico. O VPL desta rodada inicial foi de US\$5,35 x 10⁸ e o fator de recuperação foi de 41,1%.

Comparando o VPL e comportamento do campo, concluiu-se que a melhor estratégia inicial seria a primeira, com 20 poços produtores e 12 injetores que então foi selecionada para iniciar o processo de otimização com perda de carga simplificada e dinâmica. Na Figura 4.14 pode-se visualizar a estratégia inicial adotada e seu respectivo mapa de saturação, após 7.145 dias de simulação, da primeira camada do reservatório, sendo que em preto estão representados os poços produtores e em azul os injetores.

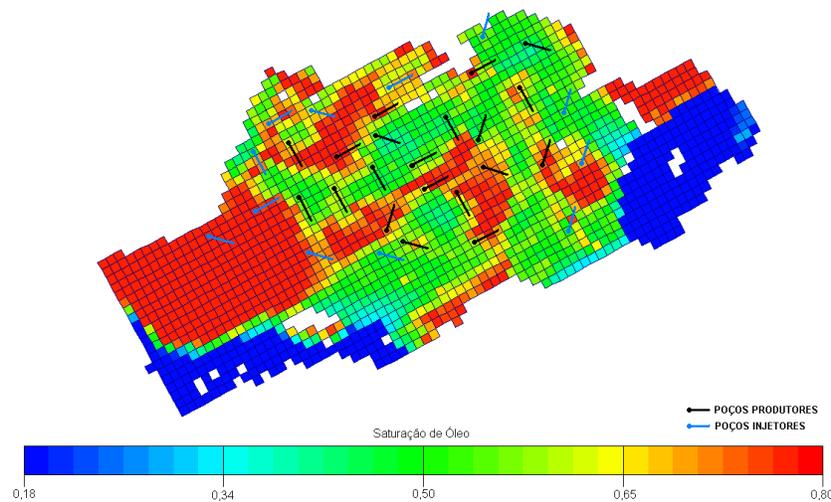


Figura 4.14: Estratégia Inicial do Estudo A Baseada no Mapa de Qualidade

Estudo B

Como o Estudo B trata de um complemento ao Estudo A, sendo alteradas apenas as condições de operação, foram refeitas diversas simulações das melhores estratégias encontradas no Estudo A, tanto para a otimização com perda de carga simplificada, como para dinâmica.

Ao modificar a condição de operação, em ambas as otimizações, obtiveram-se resultados diferentes de VPL e fator de recuperação, invertendo-se a ordem de desempenho das estratégias. A partir desta análise, selecionou-se a estratégia de produção com melhor desempenho neste novo contexto para as duas condições consideradas da perda de carga.

É possível verificar nas Figuras 4.15 e 4.16 as estratégias iniciais adotadas para o Estudo B da otimização com perda de carga simplificada e dinâmica, respectivamente. Além da estratégia, tem-se a ilustração dos seus referentes mapas de saturação, após 7.145 dias de simulação, da primeira camada do reservatório, sendo que em preto estão representados os poços produtores e em azul os injetores.

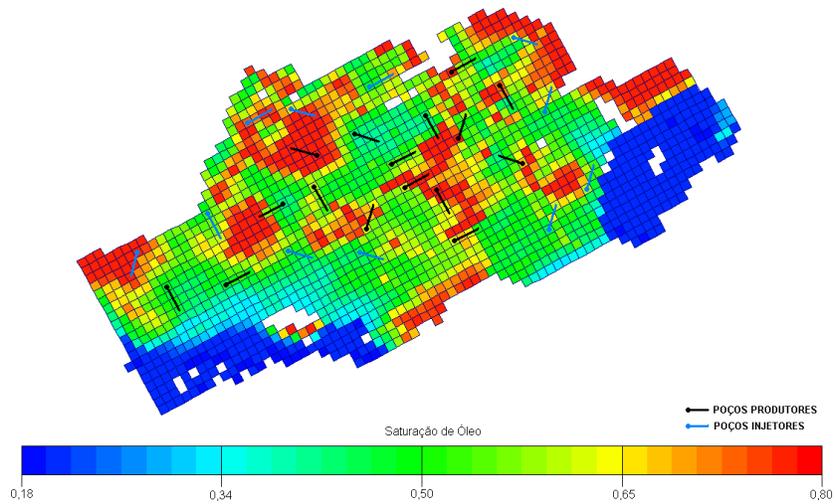


Figura 4.15: Estratégia Inicial da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo B

Estudo C

Para definição da estratégia inicial a ser utilizada no Estudo C, partiu-se do mesmo conceito usado no Estudo B. Considerou-se a melhor estratégia determinada pelas otimizações com perda de carga simplificada e dinâmica no Estudo B como estratégia inicial para o Estudo C. Estas podem ser visualizadas nas Figuras 4.17 e 4.18 a seguir.

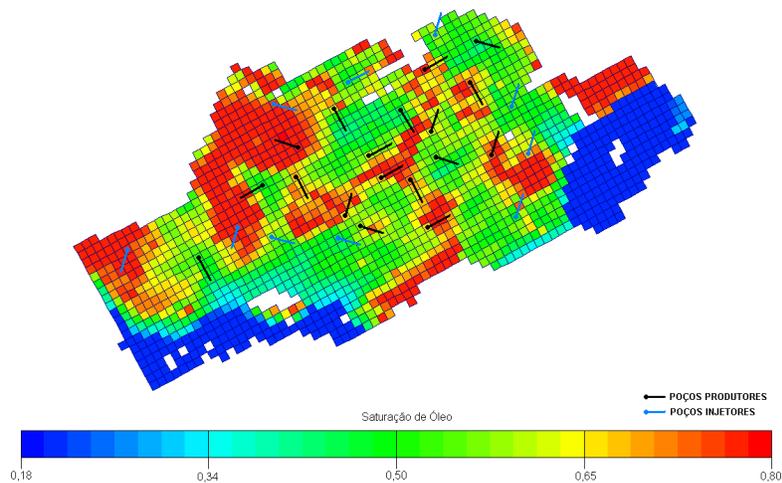


Figura 4.16: Estratégia Inicial da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo B

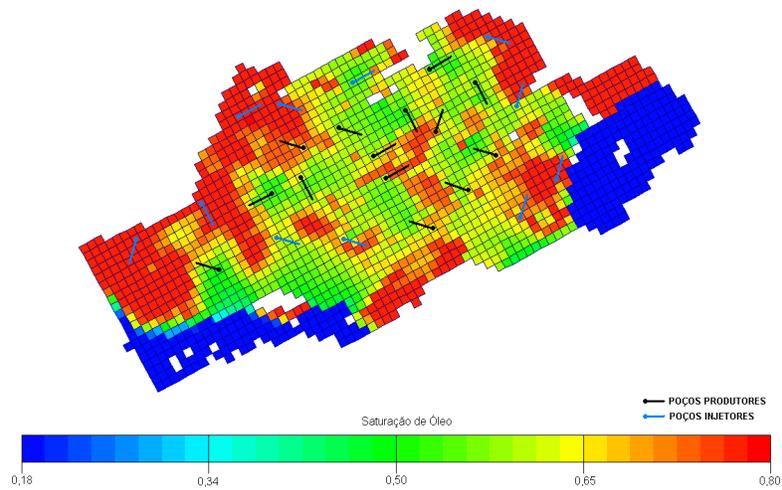


Figura 4.17: Estratégia Inicial da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo C

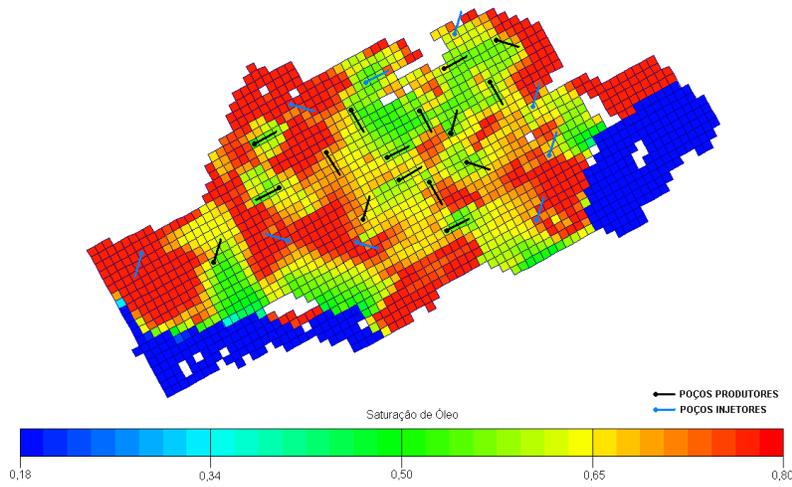


Figura 4.18: Estratégia Inicial da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo C

4.1.2.2. Condições de Operação

As condições de operação são importantes para delinear a exploração do reservatório, pois estabelecem limitações de vazão de produção e injeção, além de pressões requeridas, impactando no comportamento do reservatório e na sua economicidade.

Uma condição de operação importante no processo de otimização é a pressão do fundo do poço (BHP), que em conjunto com a pressão média do reservatório determinam a vazão de

produção do poço e, portanto, o desempenho do mesmo. O simulador de fluxo permite que se defina uma BHP mínima de operação, controlando assim a abertura e fechamento do poço produtor. Esta ferramenta foi utilizada quando se considerou a perda de carga simplificada nas linhas de produção.

Como explicado anteriormente, ao se definir uma pressão mínima para elevação do fluido, garante-se o escoamento do mesmo para a unidade estacionária de produção, pois caso o reservatório não tenha condição de manter esta pressão, fecha-se o poço. Entretanto, a função de BHP mínima também foi utilizada para assegurar que a pressão média do reservatório manter-se-ia em um determinado limite.

O reservatório, ao atingir pressões abaixo da pressão de saturação, inicia a liberação de gás associado, reduzindo a permeabilidade relativa e efetiva do óleo. Concluiu-se que pressão média do reservatório abaixo da pressão de saturação seria prejudicial, diminuindo o fator de recuperação do campo.

Deste modo, a princípio, optou-se no Estudo A por manter a pressão de fundo do poço acima da pressão de saturação, a fim de garantir que não haveria formação de gás no reservatório.

Esta limitação à BHP foi considerada, independente da perda de carga, sendo aplicada inclusive quando se utilizou as cartas de fluxo para perda de carga dinâmica. Isto porque, compreendia-se que se tratava de uma limitação do reservatório e não do sistema de produção. Logo, a pressão de fundo do poço deveria atender às duas limitações, sendo estas: pressão acima da P_{sat} e pressão mínima para elevação do fluido. Para a perda de carga dinâmica, ainda tem-se como limite a pressão do vaso separador (THP), que deve ser acima de $7 \times 10^5 \text{Pa}$.

Os resultados do Estudo A mostraram a necessidade de verificar se esta restrição do reservatório estava sendo superior à restrição operacional do sistema de produção, o que poderia estar diminuindo a influência da perda de carga dinâmica na determinação da estratégia de produção ótima para este caso.

Sendo assim, o Estudo B não considerou a limitação do reservatório, permitindo a produção abaixo da pressão de saturação. Neste caso, quando considerada a perda de carga simplificada, a BHP deve ser limitada à menor pressão requerida para elevação do fluido. Para o fluido considerado no Estudo B, o valor limite da BHP foi estimado em $155 \times 10^5 \text{Pa}$. Conforme citado

anteriormente, a metodologia adotada para estimativa da menor BHP para garantia de elevação do fluido esta detalhada no Anexo A.

Ao considerar a perda de carga dinâmica, a BHP é livre, sendo resultado da interação das cartas de fluxo com as saídas da simulação. O limite considerado é apenas a pressão mínima no vaso separador (THP). Utiliza-se a expressão BHP livre, no entanto esta é limitada pela menor pressão na tabela PVT, a fim de evitar que alcance valores negativos na linha de produção, sendo este limite definido em 35×10^5 Pa. Entretanto, trata-se de um limite imaginário, pois as pressões de fundo sempre se mantiveram acima de 100×10^5 Pa.

O Estudo C teve como objetivo verificar a influência da perda de carga na determinação da estratégia de produção ótima, considerando um petróleo mais denso e viscoso. As mesmas condições operacionais do Estudo B foram usadas para este caso. Apenas a estimativa da mínima BHP requerida para elevação do fluido foi refeita considerando o óleo mais pesado utilizado no Estudo C, conforme Anexo A.

Na Tabela 4.9, apresenta-se o resumo das pressões mínimas requeridas de fundo de poço e demais condições de operação consideradas na estratégia de produção do reservatório. Algumas condições de operação são aplicáveis apenas na simulação com perda de carga dinâmica, pois a simulação com perda de carga simplificada não solicita alguns tipo de condição de operação.

Tabela 4.9: Condições de Operação

Local	Condição de Operação	Aplicação	Perda de Carga Simplificada	Perda de Carga Dinâmica	Unidade
Poços Produtores	Pressão Mínima do fundo do poço	Estudo A	210	210	10^5 Pa
		Estudo B	155	35	10^3 Pa
		Estudo C	160	35	10^3 Pa
	Vazão Máxima de Produção de Líquidos	Geral	2.500		m ³ std/dia
Vazão Máxima de Injeção de <i>Gas-Lift</i>	Apenas na simulação com perda de carga dinâmica	-	200.000	m ³ std/dia	
Poços Injetores	Pressão Máxima de Injeção	Geral	350		10^5 Pa
	Vazão Máxima de Injeção	Geral	3.500		m ³ std/dia
Sistema de Produção	Vazão Máxima de Produção de Líquidos	Apenas na simulação com perda de carga dinâmica	-	50.000	m ³ std/dia
	Vazão Máxima de Injeção de <i>Gas-Lift</i>	Apenas na simulação com perda de carga dinâmica	-	3×10^7	m ³ std/dia
	Pressão Mínima no Vaso Separador	Apenas na simulação com perda de carga dinâmica	-	7	10^5 Pa

Neste caso, para evitar influência de outras restrições operacionais, adotou-se valores suficientemente altos para os limites do sistema de produção, de modo que não se atingisse um limite real da plataforma. Assim, como o foco do estudo é a perda de carga nas linhas de produção, garantiu-se que os efeitos estudados seriam originários apenas desta restrição operacional.

4.1.2.3. Outros Parâmetros de Controle

Conforme cenário econômico adotado, descrito no Item 4.1.3, produções com frações de água superior a 91% não são econômicas. Portanto, considerou-se como parâmetro de controle dos poços produtores uma máxima fração de água de 90% (*watercut*) e máxima razão gás-óleo de 600 m³std/ m³std. Ao atingir estas condições o poço produtor é fechado.

4.1.3. Cenário Econômico

A otimização dos projetos tem como foco a função objetivo VPL, fazendo-se necessária a análise econômica das estratégias de produção. Para tal, definiu-se um cenário econômico utilizado o cálculo do fluxo de caixa de cada projeto. Na Tabela 4.10, apresenta-se o resumo do cenário econômico considerado em todos os estudos.

Tabela 4.10: Cenário Econômico - Caso 1

Receitas	Preço de venda do óleo	US\$ 169,83/m ³ (27 US\$/bbl)
	Preço de venda do gás	Não valorado
Custos Operacionais	Custo de produção do óleo	US\$ 37,20/m ³
	Custo de produção da água	US\$ 12,60/m ³
	Custo de injeção da água	US\$ 5,00/m ³
Investimentos	CAPEX (UEP)	US\$ 600 milhões
	Perfuração e completação por poço	US\$ 23,0 milhões
Premissa Econômica	Taxa mínima de atratividade	13%
Impostos	Royalties	5%
	Cofins	3,65%

A ferramenta utilizada para esta análise foi o WAPT⁴ (Schiozer et al, 2002), que permite, ao rodar a simulação de fluxo, obter um fluxo de caixa para cada estratégia de produção e o investimento, custo e lucro por poço produtor e injetor possibilitando a ordenação dos mesmos.

Após a determinação da estratégia de produção ótima, foram avaliados novos cenários econômicos para verificar a influência destes. Estes serão descritos posteriormente no Capítulo 5.

4.1.4. Otimização da Estratégia de Produção

Para as otimizações da estratégia de produção utilizou-se a metodologia descrita no Capítulo 3, Item 3.1. Conforme proposto, a partir da estratégia inicial, já apresentada nos itens anteriores, foram testadas modificações, a fim de incrementar a função objetivo VPL. As modificações consideradas estão listadas a seguir:

- Exclusão e inclusão de poços produtores e injetores;
- Realocação dos poços produtores e injetores;
- Redirecionamento dos poços produtores e injetores;
- Alteração da camada de completação apenas dos poços injetores, mantendo os poços produtores na primeira camada do reservatório; e
- Alteração no cronograma de abertura de poços, mantendo um período de 15 dias entre a abertura de cada poço e preservando a alternância de abertura entre poço produtor e injetor.

Não foram considerados como parâmetros de otimização:

- Localização da plataforma;
- Condições de operação como máxima vazão de produção, pressão máxima e mínima requerida para injeção e produção, respectivamente;
- Comprimento dos poços (variam apenas com o direcionamento da completação destes).

⁴ Programa de análise e desempenho de poços, desenvolvido no Departamento de Engenharia de Petróleo da UNICAMP pelo Grupo UNISIM.

A otimização é finalizada se pelo menos dez modificações forem feitas sem aumento de VPL, ou com acréscimos consecutivos de VPL inferior a 1% nas rodadas de otimização (conjunto de mudanças simultâneas testadas a cada rodada), compondo assim o critério de parada.

4.2. Caso 2 – Limitação de Produção de Gás

Em alguns casos, a produção de gás é um fator restritivo para a produção de óleo, visto que em função de exigências ambientais a queima do gás é uma opção cada vez mais coibida. Ainda, o escoamento do mesmo tende a ser dispendioso, pois necessita de altos investimentos de infra-estrutura. Por isso, a tendência dos campos de repartirem esta infra-estrutura e também a limitação do escoamento do gás.

Na indústria, o rateio do limite de escoamento do gás para os diversos campos que compartilham o mesmo gasoduto, em geral, é feito de maneira simplificada, sem que este seja considerado na otimização da estratégia de produção de cada campo. A maximização do VPL do conjunto dos campos não é realizada, pois a análise de cada campo é separada.

Este caso objetiva verificar se a limitação de escoamento de gás influencia na definição da melhor estratégia de produção, utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 3.

4.2.1. Descrição do Caso

O caso proposto é formado por um pólo de produção composto por dois campos, sendo um campo de gás não-associado e outro campo de óleo leve com capa de gás. Estes deverão ser desenvolvidos em conjunto e compartilharão o mesmo gasoduto. Tem-se interesse comercial na produção de gás.

O porte do gasoduto a ser escolhido e sua capacidade de escoamento foram variáveis a serem determinadas na otimização.

Para estudo do efeito da limitação na determinação da EP, os campos foram simulados de duas maneiras diferentes:

- Segregada: os campos foram simulados separadamente com limites individuais que respeitassem o limite de gás do conjunto. Para determinação de um limite

individual, considerou-se um rateio inicial. Posteriormente, este rateio foi otimizado durante o processo.

- Pólo: os campos foram simulados em conjunto numa simulação única, considerando a restrição da produção de gás, conforme limite do gasoduto, para a produção total dos campos.

4.2.1.1. Modelo Geológico

O modelo geológico de ambos os campos foram baseados na perfilagem e análise de testemunhos de poços exploratórios existentes, perfurados em um único campo. A modelagem geológica do campo original foi distorcida, a fim de preservar a identificação deste, formando um modelo de deposição regional com dois campos: Campo 1 e Campo 2.

O Campo 1 é um reservatório arenítico com gás não associado e o Campo 2 é um reservatório arenítico de óleo com capa de gás, ambos de deposição turbitídica. Na Figura 4.19, tem-se o mapa de saturação ternária do Campo 1 (reservatório superior) e Campo 2 (reservatório inferior). Posteriormente serão especificadas as propriedades geológicas de cada campo.

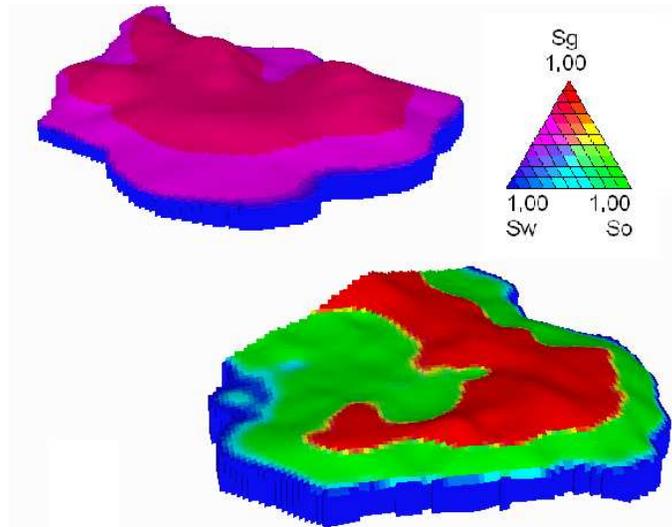


Figura 4.19: Mapa de Saturação do Pólo de Produção

Campo 1

O Campo 1 é um reservatório de baixa permeabilidade, devido a presença de clorita, sendo pouco intercalado com fácies não-reservatório.

Os mapas das Figuras 4.20 a 4.23 ilustram respectivamente a permeabilidade horizontal, porosidade, proporção de rocha reservatório em rocha total (NTG) e mapa estrutural do Campo 1. Na Tabela 4.11 está especificado o volume *in situ* do Campo 1 por fluido (gás não-associado e condensado). A pressão média inicial do reservatório é de 495×10^5 Pa e a temperatura média é de 108°C .

Tabela 4.11: Volumes *in Situ* do Campo 1

Fluido	Gás Não Associado	Condensado
Volume <i>in Situ</i> (m ³ std)	$135,8 \times 10^9$	$4,21 \times 10^6$

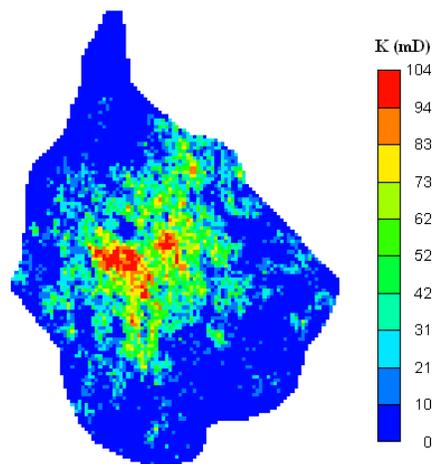


Figura 4.20: Mapa de Permeabilidade Horizontal do Campo 1

Campo 2

O Campo 2 é um reservatório com grande variabilidade de permeabilidade, devido a presença de clorita, sendo pouco intercalado com fácies não-reservatório. Os mapas das Figuras 4.24 a 4.27 ilustram respectivamente a permeabilidade horizontal, porosidade, proporção de rocha reservatório em rocha total (NTG) e mapa estrutural do Campo 2. Na Tabela 4.12, está especificado o volume *in situ* do Campo 2 por fluido (óleo, gás associado em solução, gás associado livre e condensado). A pressão média inicial do reservatório é de 284×10^5 Pa e a temperatura média é de 108°C .

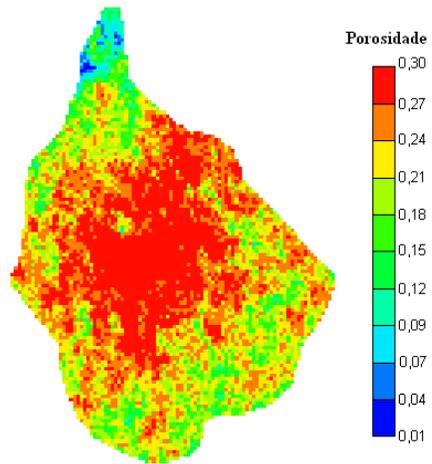


Figura 4.21: Mapa de Porosidade do Campo 1

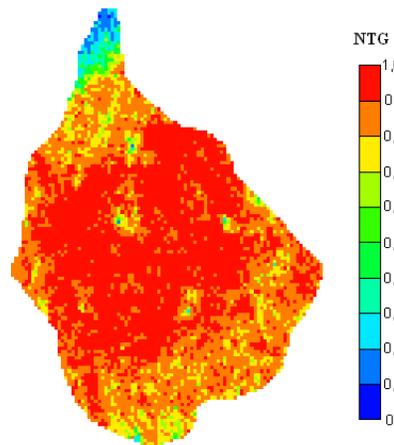


Figura 4.22: Mapa de Proporção de Areia do Campo 1

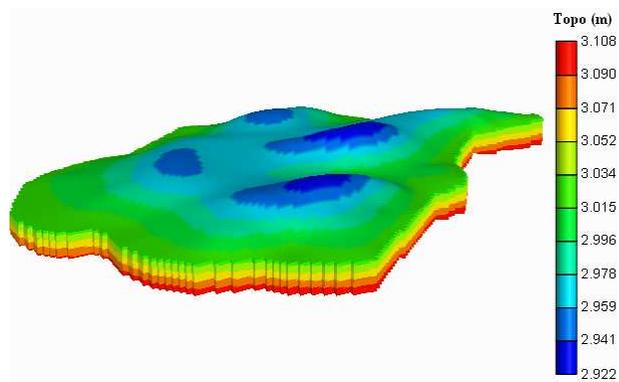


Figura 4.23: Mapa Estrutural do Campo 1

Tabela 4.12: Volumes *in Situ* do Campo 2

Fluido	Óleo	Gás Associado em Solução	Gás Associado Livre (capa)	Condensado
Volume <i>in Situ</i> (m ³ std)	301,68x10 ⁶	0,512x10 ⁹	23,0x10 ⁹	0,889x10 ⁶

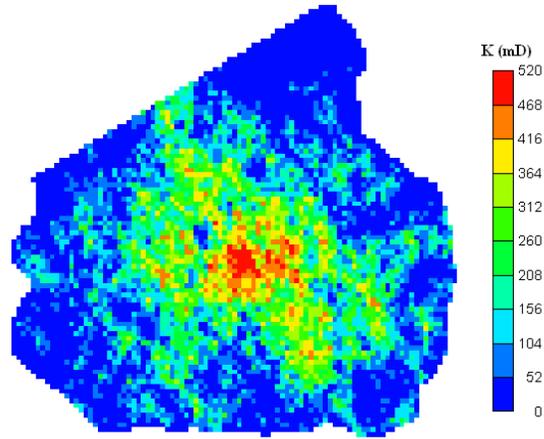


Figura 4.24: Mapa de Permeabilidade Horizontal do Campo 2

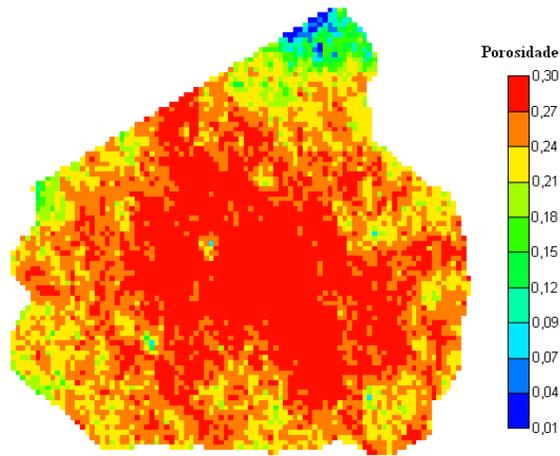


Figura 4.25: Mapa de Porosidade do Campo 2

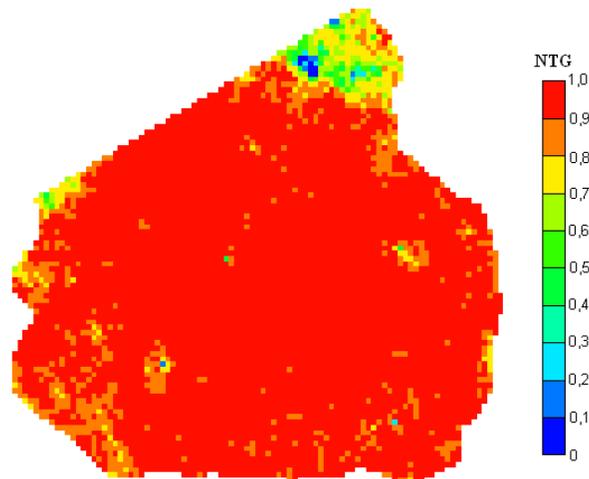


Figura 4.26: Mapa de Proporção de Areia do Campo 2

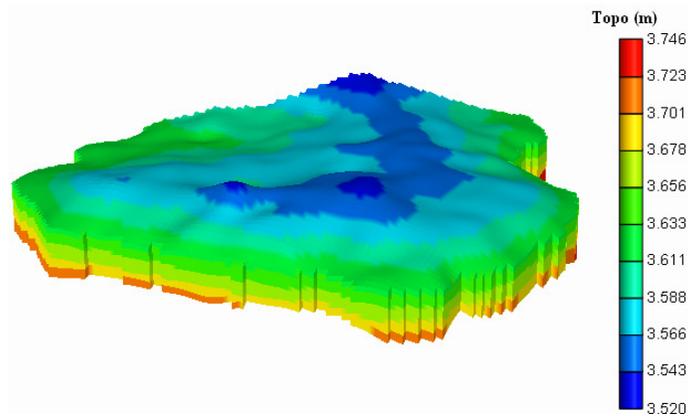


Figura 4.27: Mapa Estrutural do Campo 2

4.2.1.2. Propriedades dos fluidos

Conforme citado anteriormente, o estudo trata de dois reservatórios isolados, sendo que o primeiro, identificado como Campo 1, possui apenas gás não-associado. Enquanto o Campo 2 é um reservatório de óleo com capa de gás. Algumas características gerais são descritas a respeito dos fluidos de ambos os campos.

Campo 1

O fluido presente no Campo 1 é um gás pobre, cuja a composição é de 96,6% de C1, tornando-o um gás de baixa condensação. A pressão de orvalho do fluido é de $436,87 \times 10^5$ Pa.

Nesta condição, o gás possui uma razão condensado-gás de $3,10 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{m}^3$, ou seja, para cada $1 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gás produzido, tem-se a formação de 31 m^3 de condensado. O fator volume de formação do gás na pressão inicial do reservatório é de $0,00285 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$.

Campo 2

Trata-se de um óleo leve de 32,2° API, sendo sua pressão de saturação de $301,80 \times 10^5 \text{ Pa}$. Visto que a pressão inicial média do reservatório é de $284 \times 10^5 \text{ Pa}$, o fluido se encontra subsaturado, confirmando a existência da capa de gás. Na pressão inicial do reservatório, a viscosidade média do óleo é de 0,76 cp, o fator volume de formação é de $1,4044 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$ e a razão gás-óleo é de $133,89 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

4.2.1.3. Propriedade Rocha-Fluido

Nos próximos itens são descritas as propriedades de interação rocha-fluido utilizadas nos Campos 1 e 2.

Campo 1

São ilustradas nas Figuras 4.28 a 4.30 as permeabilidades relativas dos fluidos água-óleo, óleo-gás e a pressão capilar, respectivamente.

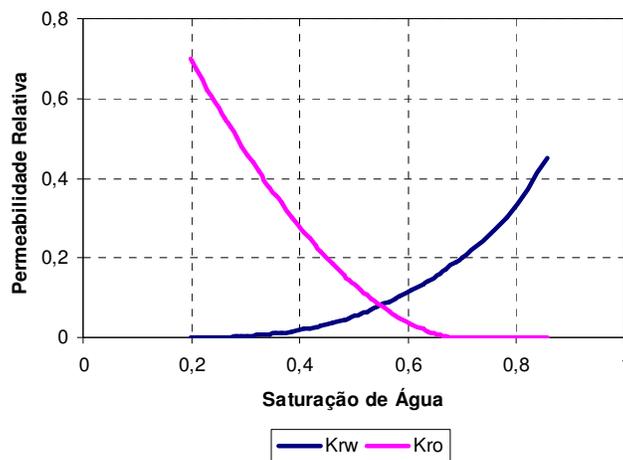


Figura 4.28: Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo do Campo 1

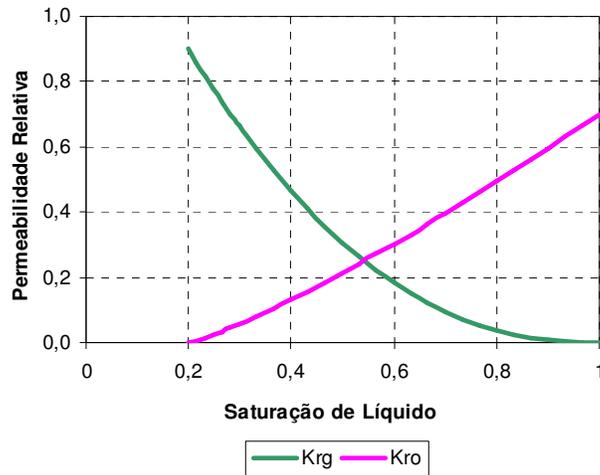


Figura 4.29: Curvas de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás do Campo 1

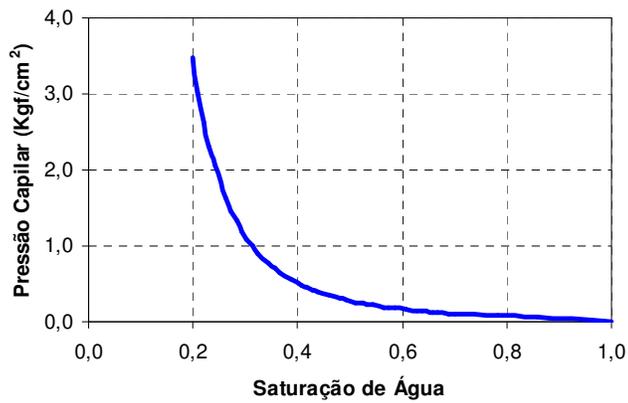


Figura 4.30: Pressão Capilar do Campo 1

Campo 2

São ilustradas nas Figuras 4.31 a 4.33 as permeabilidades relativas dos fluidos água-óleo e óleo-gás e pressão capilar, respectivamente.

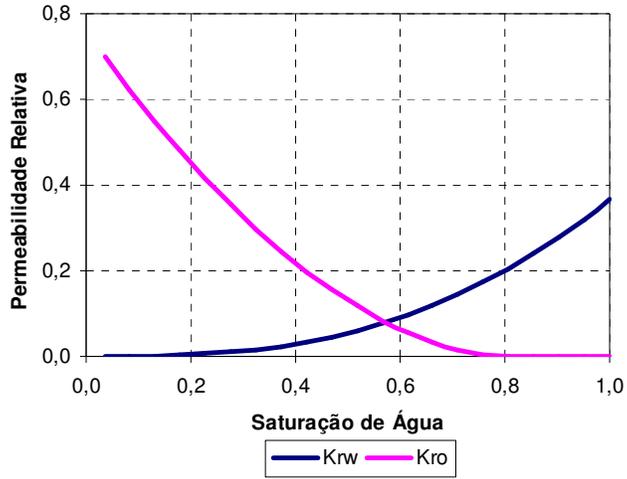


Figura 4.31: Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo do Campo 2

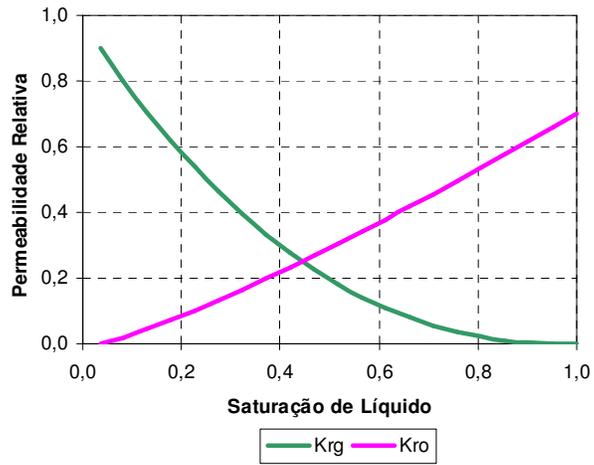


Figura 4.32: Curvas de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás do Campo 2

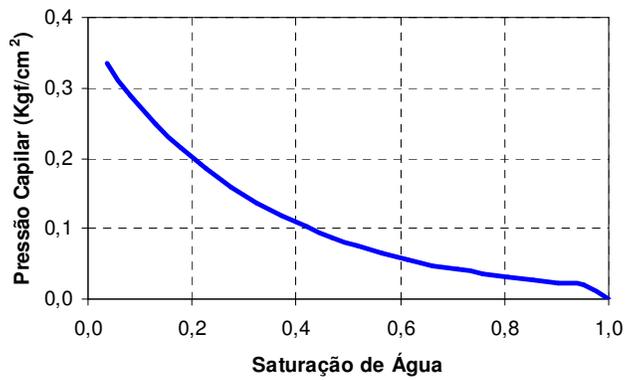


Figura 4.33: Pressão Capilar do Campo 2

4.2.1.4. Modelo de Simulação

Foram elaborados três modelos de simulação utilizando o software comercial Imex-CMG2007. Os dois primeiros estão relacionados à otimização segregada e representavam separadamente o Campo 1 e o Campo 2. O modelo de simulação do Campo 1 é composto por 630.785 células, constituídas de 17 camadas verticais. O modelo de simulação do Campo 2, composto pela mesma malha, com 11 camadas verticais, possui 408.155 células.

O pólo de produção, que seria o terceiro modelo de simulação, visa representar os dois campos em conjunto. Portanto, sua malha é composta pela soma das malhas dos modelos anteriores adicionado a uma camada nula, a fim de separar o Campo 1 do Campo 2, resultando em 1.076.045 células distribuídas em 29 camadas. Cada célula possui 100 x 100 m, sendo o Dz variável. A malha é do tipo *corner point*.

Embora o Campo 1 seja um reservatório de gás, o fluido presente é um gás pobre em componentes pesados, caracterizado por uma baixa condensação, como citado anteriormente. Logo, não foi necessária a simulação do Campo 1 em um modelo composicional, sendo o reservatório bem representado em um modelo simplificado.

Para que fosse viável a simulação do Campo 2, no qual se tem as duas fases do petróleo co-existindo (gás e óleo), em função da presença de uma capa de gás, foi necessário a utilização do modelo *volatil-oil*, que seria uma extensão do modelo *black-oil*, mas que permite a existência de gás em solução na fase oleosa e condensado na fase gasosa. Em geral, este tipo de modelo é aplicado a reservatórios de óleo cuja pressão está abaixo da pressão de saturação. Como o pólo de produção deve ser a soma das simulações dos Campos 1 e 2, o modelo *volatil-oil* foi utilizado nos três modelos de simulação elaborados neste estudo.

O tempo de simulação, ao considerar simulação paralela utilizando 8 processadores, do Campo 1, Campo 2 e do Pólo de Produção é respectivamente de 11min, 13min e 55min. Em simulação serial com um único processador, o tempo de simulação aumenta consideravelmente para 28min, 39min e 2h10min, respectivamente.

Ajuste da Simulação

Inicialmente, os modelos de simulação segregados obtiveram uma convergência matemática desigual do modelo de simulação pólo de produção, alcançando resultados ligeiramente diferentes, principalmente quanto à curva de produção dos fluidos associados (condensado para o Campo 1 e gás associado para o Campo 2).

Alguns estudos foram feitos a fim de minimizar o efeito da convergência. A solução foi utilizar o modo de convergência implícito adaptável para todos os blocos, aumentando o uso do CPU em 10 a 15%, mas obtendo um excelente ajuste entre a simulação segregada e a pólo. Detalhes são descritos no Anexo C.

4.2.1.5. Mapa de Qualidade

Embora, a definição do mapa de qualidade padrão seja um mapa 2D do reservatório, para este caso, foi utilizado um mapa de qualidade 3D definido por equações analíticas, que consiste na combinação de diversos mapas 2D por camada do reservatório. O nível de qualidade varia entre 0 e 1, sendo que valores mais baixos representam níveis mais baixos de qualidade, ou seja, baixo potencial de produção.

Optou-se por um mapa 3D, porque a existência no Campo 2 de uma capa de gás combinada a um aquífero exaltou a importância de especificar a qualidade vertical do reservatório. Portanto, nestas condições, o mapa 3D mostrou-se ideal, obtendo assim a informação por camada sobre qual região possui maior qualidade para exploração do óleo.

A possibilidade de se obter um mapa de qualidade pelo método por varredura para os reservatórios citados revelou-se inviável, visto que se trata de modelos de simulações de grande porte, o que demandaria um tempo excessivo para simulação e conclusão do mapa de qualidade. O método analítico foi a opção mais adequada para este estudo.

Nas Equações 4.1 e 4.2 estão expressas as fórmulas analíticas que definem a qualidade do Campo 1 e 2, respectivamente. Estas foram aplicadas à malha do reservatório, utilizando as ferramentas do CMG. As variáveis das equações são especificadas abaixo:

- Q_c : qualidade da célula;
- ϕ_n : porosidade da célula normalizada pelo maior valor encontrado no reservatório;

- Perm_n: permeabilidade da célula normalizada pelo maior valor encontrado no reservatório;
- thic_n: espessura da célula normalizada pelo maior valor encontrado no reservatório;
- So_n: saturação de óleo da célula normalizada pelo maior valor encontrado no reservatório;
- Sg_n: saturação de gás da célula normalizada pelo maior valor encontrado no reservatório;

$$Qc1 = (0,2 * \phi_n + 0,3*Perm_n + 0,1*thic_n + 0,4*Sg_n) * Sg_n \quad \text{Equação 4.1}$$

$$Qc2 = (0,2 * \phi_n + 0,3*Perm_n + 0,1*thic_n + 0,4*So_n) * So_n \quad \text{Equação 4.2}$$

Os máximos valores encontrados de cada propriedade estão escritos na Tabela 4.13.

A multiplicação dos parâmetros dentro do parêntese pela saturação normalizada do fluido principal do campo garante qualidade nula para as células que não o contém. Os demais multiplicadores são resultados de estudos do grupo de pesquisa UNISIM. É importante ressaltar que as variações destes não resultam em grande alteração dos valores de qualidade de cada célula, visto que esta é decorrência da combinação de todos os parâmetros.

Tabela 4.13: Propriedades Máximas dos Campos 1 e 2

Propriedades Máximas	Campo 1	Campo 2
Porosidade	0,30	0,30
Permeabilidade	104	520
Espessura	5,97	61,12
Saturação de óleo	-	0,90
Saturação de gás	0,80	-

Nas Figuras 4.34 e 4.35 é possível visualizar o mapa de qualidade 3D dos Campos 1 e 2, respectivamente.

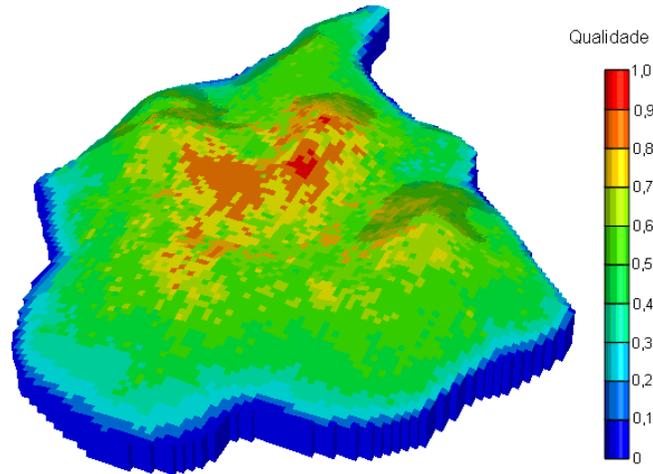


Figura 4.34: Mapa de Qualidade 3D do Campo 1

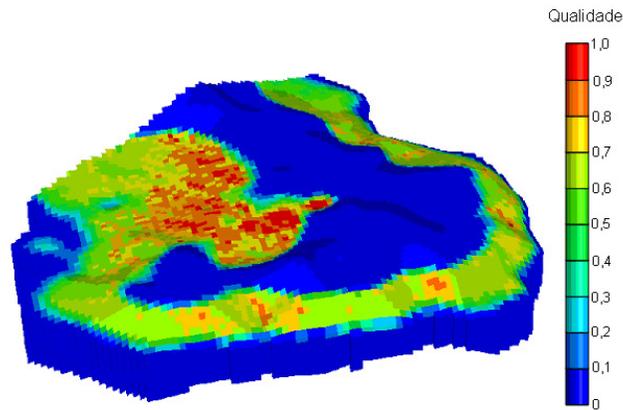


Figura 4.35: Mapa de Qualidade 3D do Campo 2

4.2.2. Estratégia de produção

Campo 1

Para a estratégia de produção inicial do Campo 1, considerou-se a exploração do reservatório por poços produtores horizontais de 500 a 566 m a depender do direcionamento do poço. De acordo com o mapa de qualidade de cada camada, foram locados 40 poços produtores, nas áreas com qualidade superior a 0,7, completados na primeira a nona camada, evitando a superposição de poços . Não foram utilizados poços injetores.

Na Figura 4.36, tem-se o mapa de qualidade da camada 7, que possui maior área com alta qualidade, com a localização de todos os poços produtores da estratégia inicial de produção do Campo 1.

Finalmente, inseriu-se um cronograma de abertura de poços, no qual era aberto um poço produtor por mês, priorizando os poços das camadas superiores.

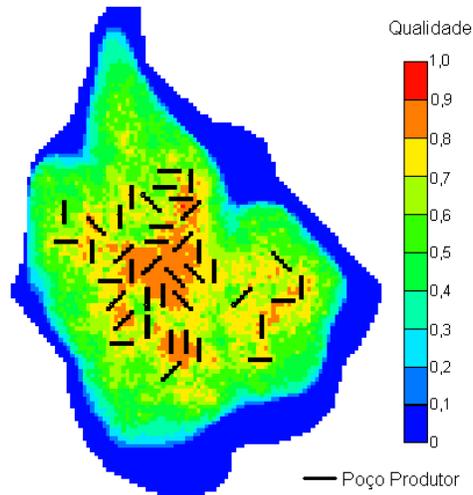


Figura 4.36: Estratégia Inicial do Campo 1

Campo 2

Para exploração do Campo 2, foram considerados poços produtores horizontais de 500 a 566 m a depender do direcionamento do poço e injeção de água através de poços injetores de iguais comprimentos.

Conforme mapa de qualidade, foram locados 40 poços produtores da 4^a à 8^a camada, a fim de evitar cone de gás e água e 40 poços injetores localizados nas quatro últimas camadas. Evitando a superposição de poços, locaram-se os poços produtores nas áreas com qualidade superior a 0,7. Para os poços injetores, procuraram-se as camadas inferiores saturadas de água.

Na Figura 4.37, tem-se o mapa de qualidade da 5^a camada, que possui maior área com alta qualidade, com a localização de todos os poços produtores e injetores do Campo 2. Os poços produtores estão representados em preto e os poços injetores representados em branco.

Na Figura 4.38, a estratégia inicial adotada está especificada por camada que possui poços completados. Novamente, os poços produtores estão representados em pretos e os poços injetores em branco.

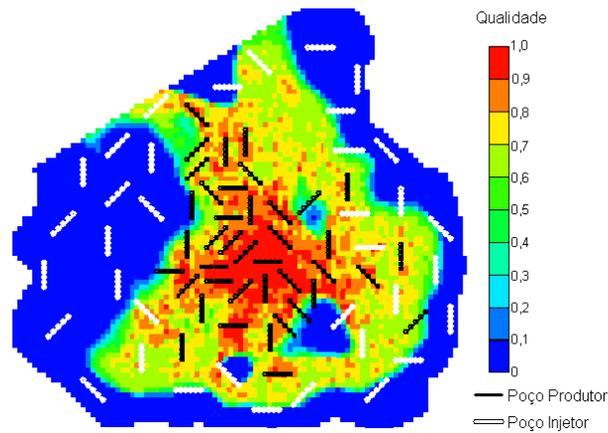


Figura 4.37: Estratégia Inicial do Campo 2

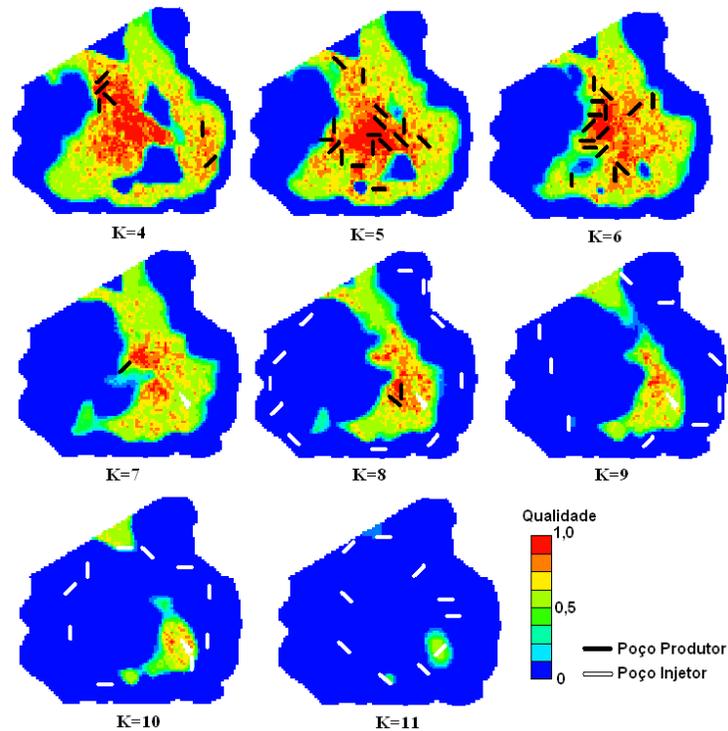


Figura 4.38: Estratégia Inicial do Campo 2 por Camada

Semelhante ao Campo 1, inseriu-se um cronograma de abertura de poços, no qual era aberto um poço por mês, alternando entre produtores e injetores.

Ao considerar o pólo de produção, obtém-se uma alternância de 15 dias entre a abertura de poços dos Campos 1 e 2.

4.2.2.1. Condição de Operação

As condições de operação são parâmetros importantes para delinear a exploração do reservatório, pois impactam no comportamento do mesmo e na sua economicidade.

Na Tabela 4.14 tem-se o resumo das condições de operação consideradas nas simulações dos Campos 1 e 2.

Tabela 4.14: Condições de Operação

Local	Condição de Operação	Campo 1	Campo 2	Unidade
Poços Produtores	Pressão Mínima do fundo do poço	100	118	10 ⁵ Pa
	Vazão Máxima de Produção de Água	10	-	m ³ std/dia
	Vazão Máxima de Produção de Líquido	-	2.500	m ³ std/dia
	Vazão Máxima de Produção de Gás	2x10 ⁶	-	m ³ std/dia
Poços Injetores	Pressão Máxima de Injeção	314		10 ⁵ Pa
	Vazão Máxima de Injeção	3.500		m ³ std/dia
Sistema de Produção	Vazão Máxima de Produção de Óleo	-	20.000	m ³ std/dia
	Vazão Máxima de Produção de Líquidos	3.200	30.000	m ³ std/dia
	Vazão máxima de Produção Gás	Tabela 4.15		m ³ std/dia

A vazão máxima de produção de gás foi um parâmetro escolhido para a otimização, que depende do porte do gasoduto selecionado e o rateio da limitação entre os campos.

Neste estudo foram definidos 3 gasodutos de diferentes capacidades de escoamento para análise. O objetivo é verificar qual gasoduto maximiza o VPL do pólo de produção, ao considerar as simulações segregadas e a pólo, comparando-as e estudando assim a influência da restrição da produção do gás na definição da estratégia de produção.

Portanto, para esta análise, na simulação segregada foi necessário fazer um rateio da limitação de escoamento por campo, visto que os campos são simulados separadamente e devem considerar esta limitação como condição de operação.

Assim sendo, foi elaborado um cálculo para o rateio inicial entre os Campos 1 e 2, baseado em simulações preliminares de ambos os campos, sem considerar limite de produção de gás. Nestas condições, a proporção de gás produzida de cada campo pelo total foi insumo para cálculo do rateio inicial da limitação de produção de gás entre os reservatórios. O Campo 1 produziu 85,5% do gás total do pólo de produção, enquanto que o Campo 2 produziu apenas 14,5%. Desta forma, rateou-se os limites de escoamento determinado pelos gasodutos selecionados. Posteriormente, este rateio deve ser otimizado.

Na Tabela 4.15, tem-se a especificação da vazão máxima de escoamento de gás por tipo de gasoduto e por campo.

Tabela 4.15: Vazões Máximas de Produção de Gás

Porte Gasoduto	Pólo de Produção	Campo 1	Campo 2	Unidade
Gasoduto Máximo	40	34	6	10 ⁶ m ³ std/dia
Gasoduto Médio	30	26	4	
Gasoduto Mínimo	20	17	3	

4.2.2.2. Parâmetros de Controle Econômico

Para evitar produção não econômica, consideraram-se alguns parâmetro de controle dos poços produtores e injetores. No Campo 1, os poços produtores devem possuir uma produção mínima de gás de 20.000 m³std /dia. Enquanto que os parâmetros de controle para os poços produtores do Campo 2 são: máxima fração de água de 90% (*watercut*), máximo razão gás-óleo de 10.000 m³std/ m³std e mínima produção de óleo de 20 m³std/dia. Ao atingir estas condições o poço produtor é fechado. Para os poços injetores, ainda do Campo 2, considerou-se como parâmetro de controle uma mínima vazão de injeção de 100 m³std/dia.

4.2.3. Cenário Econômico

A otimização dos projetos é focada na função objetivo VPL, conforme descrito no capítulo da metodologia, fazendo necessária a análise econômica das estratégias de produção.

A ferramenta utilizada para análise econômica foi o MEC/UNIPAR⁵ (Schiozer *et al*, 2002), que permite, ao rodar a simulação de fluxo, obter um fluxo de caixa para cada estratégia de produção.

A definição do cenário econômico utilizado no Caso 2 foi baseada no cenário econômico proposto no Caso 1, adicionado a este o preço de venda do gás produzido e considerando que a mistura do óleo dos Campos 1 e 2 possui maior valor no mercado que o óleo produzido pelo Campo de Namorado. A estimativa do preço do gás é proporcional ao valor econômico do óleo. Não foi considerado patamar de produção de gás para atender contrato, sendo que a premissa utilizada é que o mercado é deficitário e que todo o gás produzido possui mercado consumidor garantido.

O valor de investimento relacionado à perfuração e completação de poços é maior se comparado ao Caso 1, pois neste utilizou-se para a exploração do campo poços horizontais de 283 a 300 m. No Caso2, a estratégia de produção considerou poços de 500 a 566 m de comprimento. O aumento devido à geometria de poços foi de 10% em relação ao investimento considerado no Caso 1.

Utilizou-se CAPEX distintos para o desenvolvimento dos Campos 1 e 2, referentes a UEP dos mesmos. O resumo do cenário econômico adotado está especificado na Tabela 4.16.

Na Tabela 4.17, tem-se os valores de CAPEX considerados para os gasodutos avaliados, sendo que estes variam conforme sua capacidade. Para simulação segregada, a análise econômica considera o rateio do investimento do gasoduto entre os Campos 1 e 2 proporcional ao rateio calculado para limitação do escoamento do gás.

Finalmente, após a obtenção da estratégia de produção ótima, foi elaborada uma análise de sensibilidade econômica, na qual foram avaliados novos cenários econômicos. Estes serão descritos posteriormente no Capítulo 5.

⁵ Módulo Econômico do UNIPAR, desenvolvido no Departamento de Engenharia de Petróleo da UNICAMP pelo Grupo UNISIM.

Tabela 4.16: Cenário Econômico – Caso 2

Receitas	Preço de Venda do óleo e condensado (Campo 1 e 2)	US\$ 220,15/m ³ (US\$ 35/bbl)
	Preço de Venda do gás	US\$ 0,075/m ³ (US\$ 2,0/10 ⁶ Btu)
Custos Operacionais	Custo de produção do óleo	US\$ 37,20/m ³ (US\$ 5,91/bbl)
	Custo de produção da água	US\$ 12,60/m ³ (US\$ 2,00/bbl)
	Custo de produção de gás	US\$ 0,03/m ³ (US\$ 0,80/10 ⁶ Btu)
	Custo de injeção da água	US\$ 5,00/m ³ (US\$ 0,80/bbl)
Investimentos	CAPEX (UEP Campo 1)	US\$ 450 milhões
	CAPEX (UEP Campo 2)	US\$ 900 milhões
	CAPEX (Gasoduto)	(*)Tabela 4.17
	Perfuração e Completação por poço	US\$ 25,3 milhões
Premissa Econômica	Taxa mínima de atratividade	13%
Impostos	Royalties	5%
	Cofins	3,65%
	Imposto de Renda e Contribuição social	34%

Tabela 4.17: CAPEX Gasodutos

Gasoduto	Capacidade Alta 40x10 ⁶ m ³ /d	US\$ 600 x10 ⁶
	Capacidade Média 30x10 ⁶ m ³ /d	US\$ 400 x10 ⁶
	Capacidade Baixa 20x10 ⁶ m ³ /d	US\$ 200 x10 ⁶

4.2.4. Otimização da Estratégia de Produção

Conforme a metodologia proposta no Capítulo 3, foram feitas duas otimizações, sem considerar a restrição operacional e considerando-a, denominadas respectivamente Otimização Segregada e Otimização Pólo.

Neste caso, a Otimização Segregada consiste em uma simplificação na limitação do escoamento do gás no pólo de produção. Ao invés de considerarmos a limitação total do escoamento do gás, este é repartido para os campos através de um rateio estimado preliminarmente. E assim são feitas simulações separadas dos Campos 1 e 2, otimizando as estratégias de produção de ambos. O rateio da capacidade de escoamento do gás também deve ser

otimizado no processo, pois este influi no desempenho dos reservatórios e, portanto é parâmetro de otimização.

Na Otimização Pólo, os Campos 1 e 2 são modelados numa simulação única, o que permite que a limitação do escoamento do gás seja imposta ao conjunto, variando o uso do gasoduto conforme a produção de gás de cada reservatório e evitando a ociosidade do mesmo. Nessa situação, não é necessário otimizar o rateio de escoamento do gás, pois este é dinâmico e sua otimização já é considerada na simulação conjunta dos reservatórios. Entretanto, tem-se uma simulação que demanda maior tempo e esforço computacional.

As etapas que constituem a Otimização Segregada e Pólo são detalhadas a seguir, juntamente com os parâmetros do processo de otimização de ambas.

Otimização Segregada

O fluxograma da Otimização Segregada está resumido na Figura 4.39 e consiste nas seguintes etapas:

1. Simulação inicial dos Campos 1 e 2: considerando rateio inicial estático do limite do escoamento do gás, conforme gasoduto avaliado, gera-se os resultados $(S1_0)_{ri}$ e $(S2_0)_{ri}$, advindo das estratégias iniciais nesta condições dos Campo 1 e 2, respectivamente.
2. Análise do escoamento de gás e aproveitamento do gasoduto: nesta etapa, verifica-se se é possível aumentar o limite de escoamento de determinado campo após o fim da produção do outro, evitando ociosidade do gasoduto. Denomina-se este novo rateio de “rateio inicial variado”, pois existe variação no desdobramento do limite do escoamento do gás ao longo do tempo para os campos. A partir desta análise gera-se as estratégias iniciais de produção dos Campos 1 e 2, identificadas como $(S1_i)_{ri}$ e $(S2_i)_{ri}$, respectivamente.
3. Otimização da estratégia de produção com rateio inicial: são otimizadas as estratégias de produção dos Campos 1 e 2, separadamente conforme metodologia descrita no Item 3.1, gerando como resultado as estratégias de produção $(S1_{ot})_{ri}$ e $(S2_{ot})_{ri}$. Nesta etapa não se alteram os limites de produção de gás definidos na Etapa 2.

4. Otimização do rateio: nesta etapa, as estratégias de produção definidas na Etapa 3 são mantidas e altera-se apenas o rateio do limite de escoamento do gás, respeitando a capacidade do gasoduto avaliado. Em conjunto, verifica-se para o rateio testado, o reaproveitamento do gasoduto. Esta análise gera os resultados $(S1_i)_{rot}$ e $(S2_i)_{rot}$.
5. Otimização da estratégia de produção com rateio otimizado: novamente, ainda com simulação segregada, são otimizados as estratégias de produção dos Campos 1 e 2, mas considerando o rateio otimizado definido na Etapa 4. O processo de otimização gera como resultado as estratégias de produção $(S1_{ot})_{rot}$ e $(S2_{ot})_{rot}$.
6. Aplicação da simulação pólo: as estratégias de produção $(S1_{ot})_{rot}$ e $(S2_{ot})_{rot}$ definidas na Etapa 5 são simuladas em conjunto, ou seja, formando uma simulação pólo, denominada EPS12. Nesta situação, não existe rateio do limite de escoamento do gás, uma vez que este seja único aplicado ao conjunto dos Campos 1 e 2. A produção e análise econômica da EPS12 é comparada com o resultado da Otimização Pólo, a fim de estudar a influência da restrição operacional na definição da estratégia de produção.
7. Extração dos resultados por reservatório: como a Etapa 6 define a estratégia de produção do pólo e resultado total do conjunto dos campos, nesta etapa é feita a extração dos resultados por reservatório, gerando o EPS1 e EPS2, referentes aos Campos 1 e 2, respectivamente.

Otimização Pólo

O fluxograma da Otimização Pólo está resumido na Figura 4.40, compondo as etapas descritas a seguir:

1. Simulação inicial do Pólo: considerando simulação pólo é simulada a estratégia de produção inicial. Não existe rateio do limite de escoamento de gás, uma vez que a simulação em conjunto permite que se tenha um limite único para a produção de gás de ambos os reservatórios. O resultado desta simulação é denominado EPP_i , que refere-se a estratégia de produção inicial do pólo, ou seja do conjunto dos Campos 1 e 2.

2. Otimização da estratégia de produção: é feita a otimização da estratégia de produção dos Campos 1 e 2. Como as simulações são conjuntas, a otimização das estratégias de produção de ambos os reservatórios é realizada em paralelo, gerando a estratégia de produção ótima para o pólo, denominada EPP_{ot} . Esta é comparada com a EPS_{12} , definida na Otimização Segregada para mensurar a influência da restrição operacional na determinação da estratégia de produção.
3. Extração dos resultados por reservatório: como se trata de simulação em pólo, definindo a estratégia de produção do conjunto dos campos, nesta etapa é feita a extração dos resultados por reservatório, gerando o EPP_{1ot} e EPP_{2ot} , referentes aos Campos 1 e 2, respectivamente.

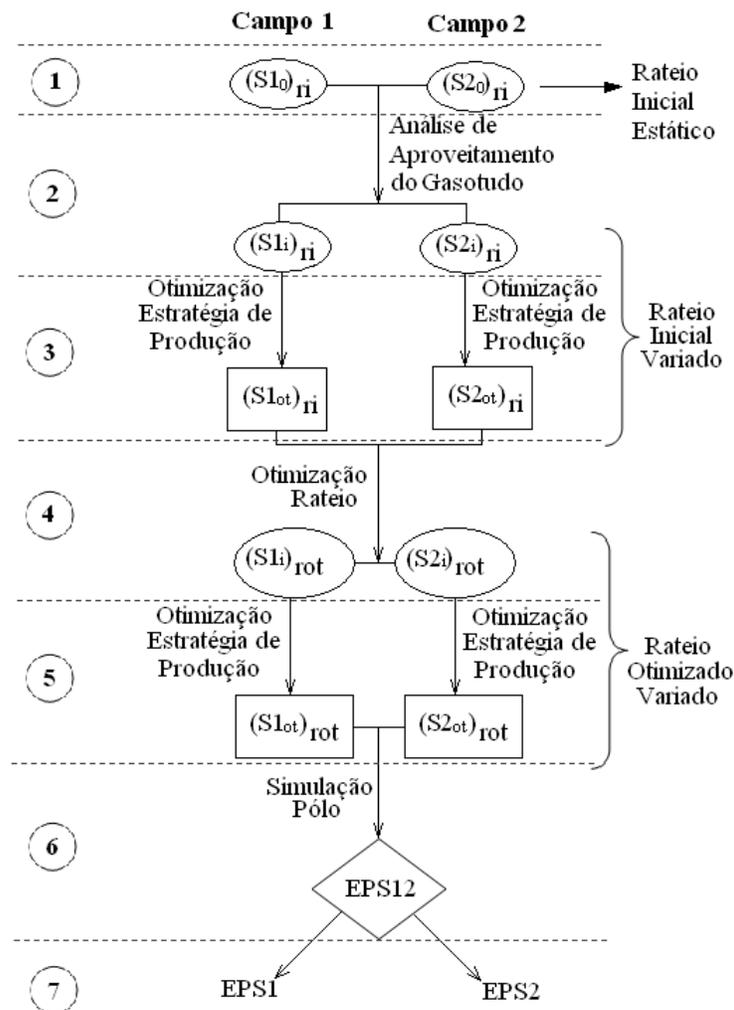


Figura 4.39: Otimização Segregada

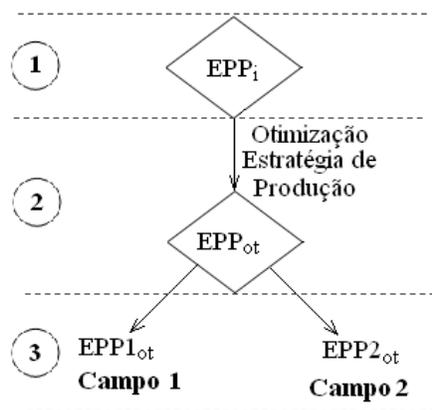


Figura 4.40: Otimização Pólo

Parâmetros de Otimização

No Caso 2 foi considerado que a capacidade do gasoduto também é parâmetro a ser otimizado, como em um estudo de viabilidade técnica econômica de um projeto de desenvolvimento de campos de petróleo. Têm-se como opções três gasodutos com CAPEX e capacidades diferentes para serem analisados.

Logo, as Otimizações Segregada e Pólo são repetidas considerando a cada processo um gasoduto diferente e, portanto, um investimento e uma limitação referente ao gasoduto avaliado. O gasoduto que obtém maior VPL da estratégia de produção otimizada é escolhido como mais adequado, sendo parâmetro de comparação entre as Otimizações Segregada e Pólo, ao estudarmos a influência da restrição operacional.

Entre outros parâmetros de otimização considerados, podemos citar:

- Exclusão e inclusão de poços produtores e injetores
- Realocação dos poços produtores e injetores
- Redirecionamento dos poços produtores e injetores
- Alteração da camada de completação dos poços produtores e injetores
- Limitação do escoamento de gás, conforme capacidade do gasoduto

Não foram considerados como parâmetros de otimização:

- Localização da plataforma

- Condições de operação como máxima vazão de produção, pressão máxima e mínima requerida para injeção e produção, respectivamente
- Comprimento dos poços (variam apenas com o direcionamento da completção destes)
- Alteração no cronograma de abertura de poços. Manteve-se a ordem de abertura da estratégia inicial, sendo atualizado apenas conforme a exclusão de poços, mas permanecendo a alternância entre a abertura de poços definida.

A otimização é finalizada se dez modificações são feitas sem aumento de VPL, ou com acréscimos consecutivos de VPL inferior a 1% nas rodadas de otimização (conjunto de mudanças simultâneas testadas a cada rodada), compondo assim o critério de parada.

5 Resultados

Neste capítulo, são apresentados os resultados dos casos descritos no Capítulo 4.

5.1. Caso 1 – Perda de carga nas linhas de produção

5.1.1. Estudo A – Óleo leve e Produção Limitada pela Pressão de Saturação

5.1.1.1. Estratégias de Produção Iniciais – Efeito da Perda de Carga

Para facilitar a compreensão dos resultados das otimizações de estratégia de produção, ao se considerar perda de carga simplificada e dinâmica, são analisados os resultados do efeito na produção de fluidos ao aplicarmos a carta de fluxo na estratégia de produção inicial.

A Figura 5.1 ilustra as curvas de vazão de produção e injeção dos fluidos para a estratégia de produção inicial, considerando a perda de carga simplificada e dinâmica, identificadas como $EPA1_i$ e $EPA2_i$ respectivamente.

Na Figura 5.1, observa-se o diferente comportamento entre as maneiras de se considerar a perda de carga nas linhas de produção. Ao considerar a perda de carga dinâmica, o início de produção de água no campo prejudica a produção de óleo, pois a água, sendo mais densa, aumenta a pressão requerida para elevar o fluido. Caso o reservatório não tenha pressão suficiente, é necessário reduzir a vazão de produção. Logo, menor vazão de produção de óleo e água é obtida utilizando as cartas de fluxo. A água injetada segue a mesma tendência, pois produzindo menos, é necessário injetar menos para manter a pressão do reservatório.

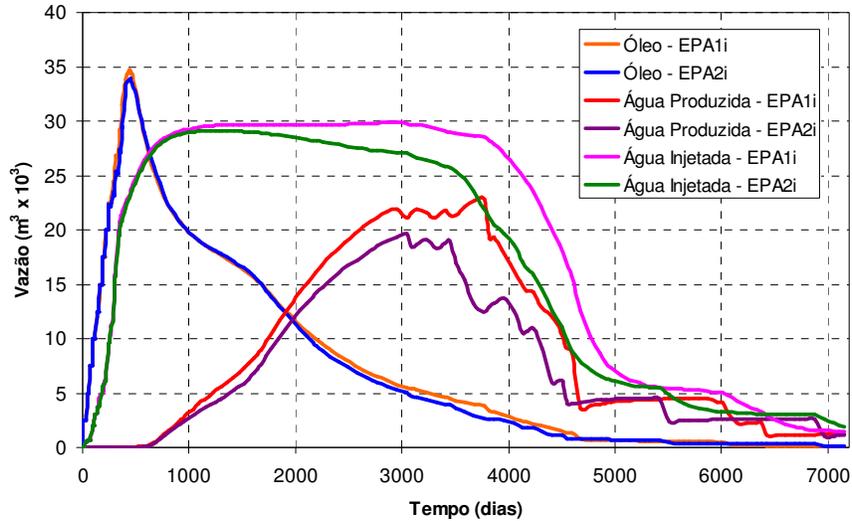


Figura 5.1: Produção e Injeção de Fluidos nas Estratégias Iniciais das Otimizações do Estudo A

A diferença não se resume apenas no efeito da produção de água. A perda de carga dinâmica diferencia a produção de poços distantes da plataforma, solicitando, para estes, maior pressão de fundo, enquanto para a simulação com perda de carga simplificada, neste caso, mantém-se uma limitação única a todos os poços. Esta diferença é mais enfatizada quando o reservatório encontra-se depletado, porque com o reservatório pressurizado, o limite de produção é a máxima vazão permitida por poço.

Importante ressaltar que os resultados de produção e injeção da simulação com perda de carga simplificada são distorcidos, pois se trata de uma representação grosseira da limitação operacional real do campo. Desta forma, o acréscimo de produção seria um desvio do resultado real a ser obtido com a simulação com a perda de carga dinâmica.

O comportamento entre as duas simulações é similar apenas para reservatórios pressurizados, sem produção de água. Por isso

as curvas de produção da Figura 5.1 são coincidentes até 255 dias de produção. Embora o gráfico ilustre curvas com até 7.200 dias de produção, o tempo de produção econômico é de aproximadamente 3.200 dias para ambas as simulações.

As Figuras 5.2 e 5.3 ilustram respectivamente a produção e injeção acumulada de fluidos e a variação da pressão do reservatório de ambas as simulações.

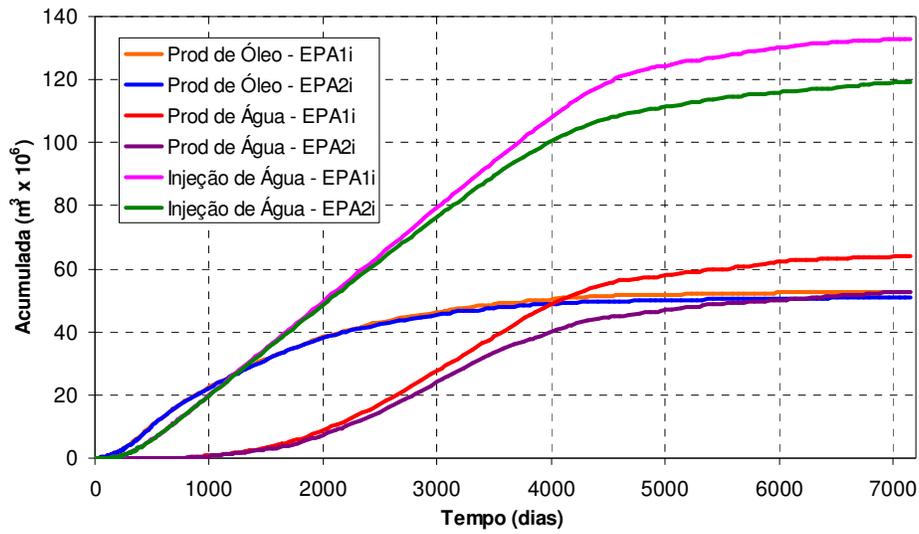


Figura 5.2: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos nas Estratégias Inicias das Otimizações do Estudo A

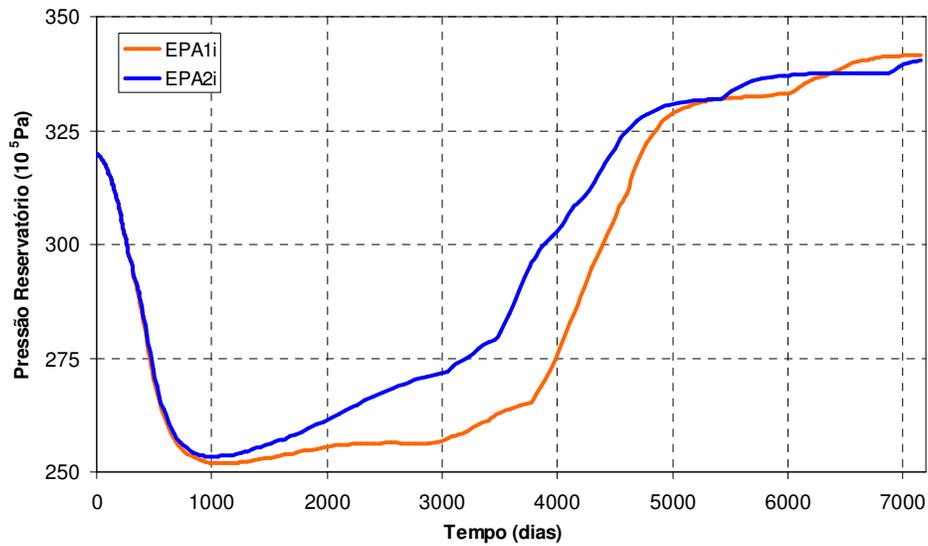


Figura 5.3: Comportamento da Pressão de Reservatório nas Estratégias Inicias das Otimizações do Estudo A

5.1.1.2. Otimização da Estratégia de Produção

Conforme descrito anteriormente no Capítulo 4, são feitas duas otimizações referentes ao Estudo A, sendo estas identificadas como:

- Otimização A1: Incremento do VPL, através de modificações no projeto, considerando a perda de carga dos poços produtores de maneira simplificada, através da limitação da BHP;
- Otimização A2: Incremento do VPL, através de modificações no projeto, considerando a perda de carga dos poços produtores dinamicamente, através da utilização das cartas de fluxo geradas por poço produtor.

Ambas as otimizações possuem como função objetivo o máximo VPL do projeto e após diversas simulações, conforme o critério de parada, define-se as estratégias de produção ótimas para cada otimização, sendo estas identificadas como EPA1_{OT} e EPA2_{OT}.

Importante destacar que, para a exploração do reservatório, existem diversas estratégias de produção adequadas com bons resultados, portanto não existe uma única estratégia ótima, sendo apenas uma referência para a melhor EP encontrada no processo de otimização.

A Figura 5.4 ilustra todas as estratégias de produção testadas ao longo das Otimizações A1 e A2 e seus respectivos VPL, além da identificação das estratégias de produção ótima de cada otimização. Para a estratégia de produção definida na Otimização A1, com perda de carga simplificada, aplica-se posteriormente as cartas de fluxo, gerando a estratégia de produção identificada como EPA1C.

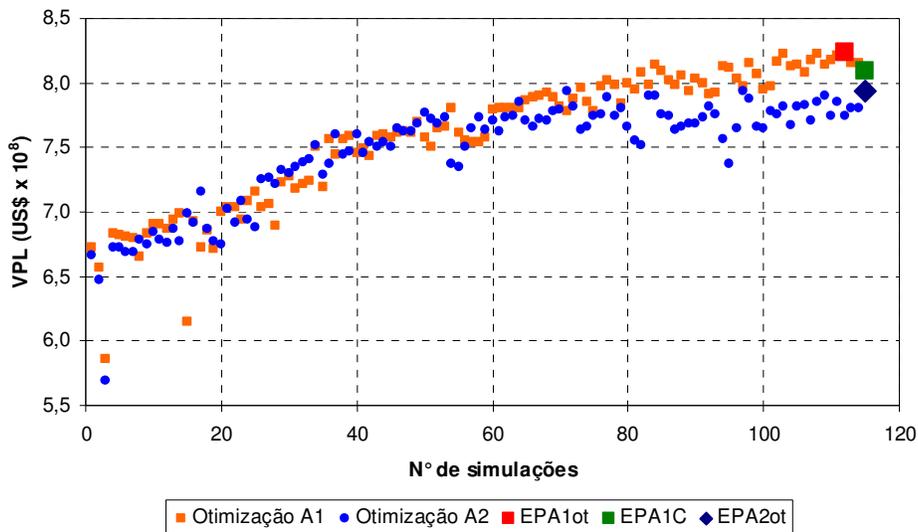


Figura 5.4: Evolução do VPL nas Otimizações do Estudo A

O VPL de ambas as otimizações variam de US\$ 570 milhões a US\$ 824 milhões. Para a Otimização A2, nota-se que a partir de 70 simulações, o VPL começa a se estabilizar em torno de um valor, enquanto a Otimização A1 ainda obtém avanço na função objetivo, estabilizando apenas a partir de 100 simulações. Ao aplicar a carta de fluxo na estratégia de produção definida pela Otimização A1, o VPL conserva-se alto, se comparado ao valor da estratégia determinada na Otimização A2.

A Figura 5.5 ilustra a variação do fator de recuperação do campo ao longo do processo de otimização. Se compararmos as Otimização A1 e A2, verificamos que na Otimização A1 o fator de recuperação mantém-se constante com altos valores, enquanto que a Otimização A2 inicia com baixos valores, que aumentam nas 40 primeiras simulações.

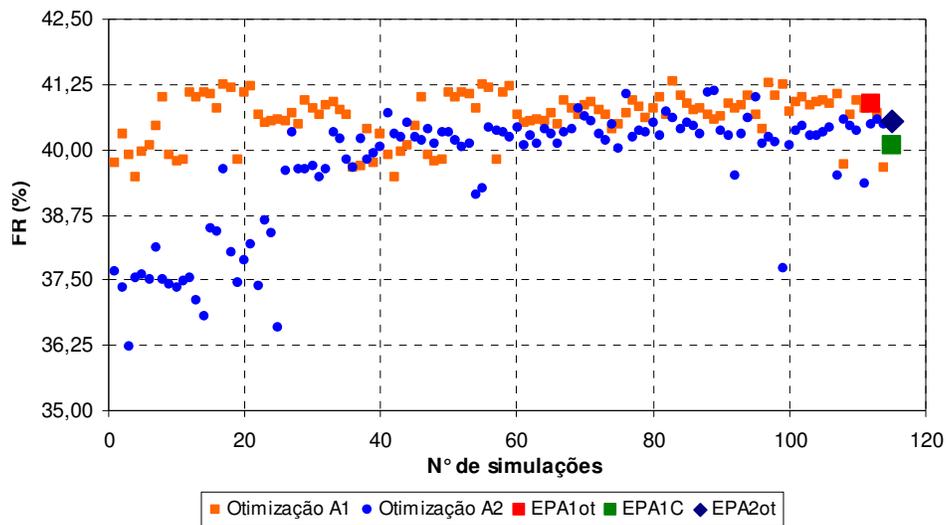


Figura 5.5: Evolução do Fator de Recuperação nas Otimizações do Estudo A

Isso ocorre porque a Otimização A1 possui resultados distorcidos quanto a produção do campo, visto que a perda de carga é simplificada e neste caso a produção de óleo e água é maior se comparada às simulações com perda de carga dinâmica. Logo, a Otimização A1 incrementa o VPL do projeto retirando poços produtores e assim reduzindo investimentos, mas mantendo o fator de recuperação. Para compensar o balanço de massa do reservatório, a EPA1_{OT} demanda maior número de poços injetores, visto que se tem uma produção maior (resultado da simplificação do processo). Ambos os eventos citados podem ser observados nas Figuras 5.6 e 5.7, que ilustram o gráfico de variação do VPL com a otimização de número de poços produtores e injetores, respectivamente.

Na Otimização A2, como os poços produtores tem pior desempenho, se comparados à simulação simplificada, é necessário para a exploração do reservatório um número elevado destes. Nesta situação, a produção de fluidos por poço é menor, provocando uma redução na relevância da injeção de água, pois a depleção no reservatório é mais lenta, resultando assim em um número reduzido de poços injetores.

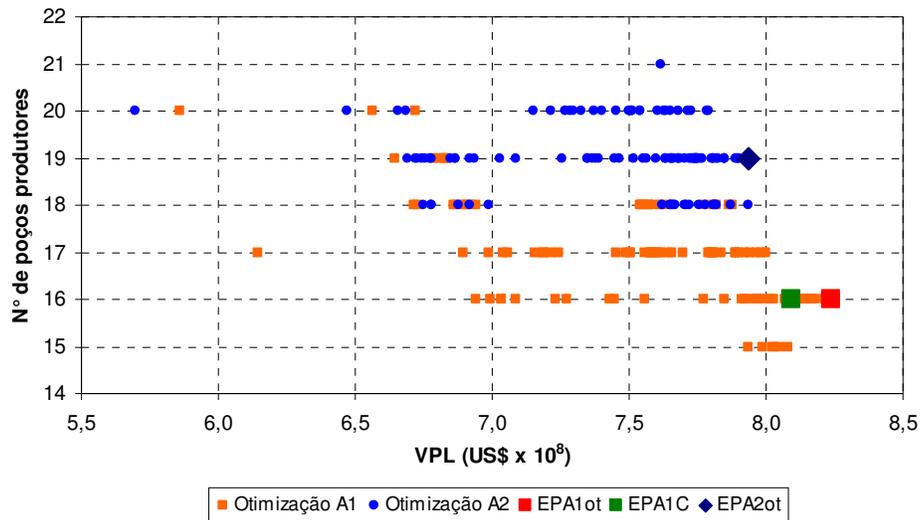


Figura 5.6: Variação do VPL com o Número de Poços Produtores nas Otimizações do Estudo A

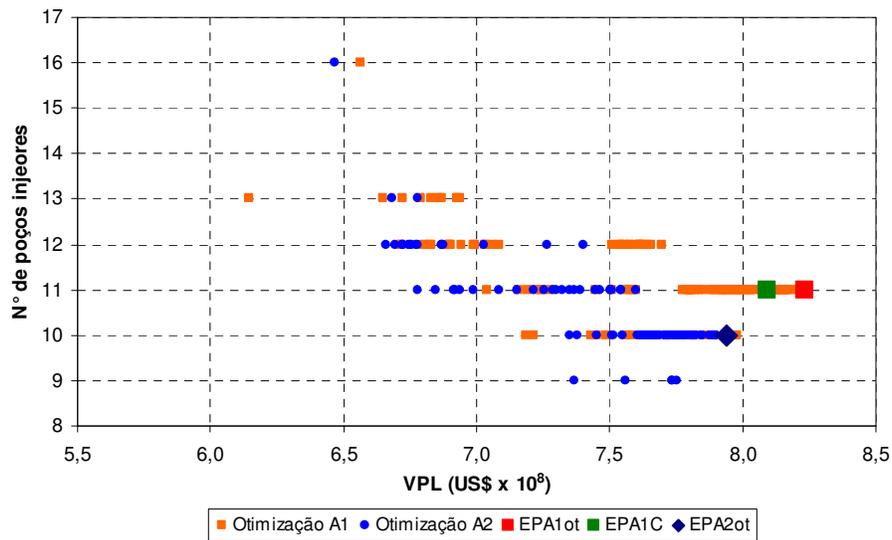


Figura 5.7: Variação do VPL com o Número de Poços Injetores nas Otimizações do Estudo A

A Figura 5.8 mostra uma análise das estratégias de produção que compõem as otimizações do Estudo A. Nesta verifica-se um gráfico de VPL versus produção acumulada de óleo. As melhores estratégias encontram-se no quadrante superior direito do quadro. Nesta área assegura-se retorno financeiro e produção de óleo.

As estratégias de produção que possuem valores de VPL altos, mas com baixa produção acumulada de óleo, representam muito risco, pois seus desempenhos são dependentes do cenário econômico. O inverso também não é adequado, porque são estratégias de produção com altos investimentos e baixo retorno financeiro.

Desta forma, constata-se que as duas EP determinadas pela otimização estão no quadrante superior, representando os melhores resultados. Para a EPA1_{OT}, ao aplicar a restrição operacional, gerando a EPA1C, ainda manteve-se bom resultado, reduzindo a produção de óleo esperada, mas conservando alto VPL.

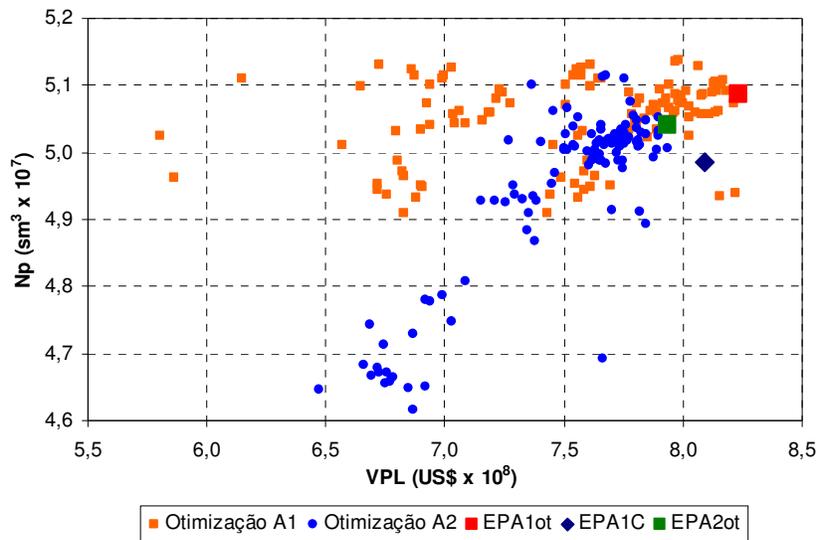


Figura 5.8: EP das Otimizações do Estudo A Avaliadas Conforme Produção de Óleo e VPL

5.1.1.3. Estratégia de Produção Ótima

Otimização A1 – Perda de Carga Simplificada

A EPA1_{OT} é composta por 16 poços produtores e 11 injetores, localizados conforme Figura 5.9, na qual ilustra também o mapa de saturação de óleo da primeira camada do reservatório. Os

poços produtores são completados todos na primeira camada do reservatório, enquanto os injetores possuem completação variando entre a décima - terceira à vigésima camada.

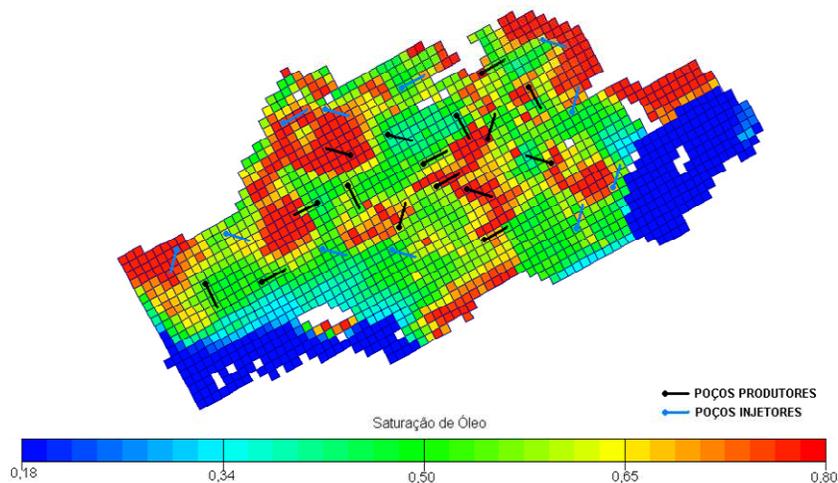


Figura 5.9: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo A – EPA1_{OT}

Aplicação das Cartas de Fluxo na EPA1_{OT}

Após definir a melhor estratégia no processo de otimização sem considerar a perda de carga dinâmica, aplica-se as cartas de fluxo, a fim de obter os perfis reais de produção. Visto que a perda de carga da Otimização A1 é uma simplificação da restrição operacional.

É possível mensurar o efeito da aplicação da carta de fluxo na estratégia de produção final da Otimização A1 através da avaliação das Figuras 5.10 a 5.12, que ilustram respectivamente a vazão de produção e injeção dos fluidos, a produção acumulada do campo e o comportamento de pressão do reservatório quando considerada a perda de carga simplificada e dinâmica.

O efeito é semelhante à avaliação anterior quando se analisa a estratégia inicial com perda de carga simplificada e dinâmica. Ao se utilizar as cartas de fluxo, tem-se uma redução da produção de óleo, água produzida e injetada, que se acentua com início da produção de água.

A diferença do pico da curva de vazão de óleo na Figura 5.10 para ambas as situações no início de exploração do campo (400 dias de produção), quando não há ainda produção de água pode ser justificado pelo diferente desempenho dos poços ao se considerar as cartas de fluxo. Pois nesta situação, os poços distantes da plataforma possuem maior perda de carga, quando esta

considerada dinamicamente. Na perda de carga simplificada, considerada neste estudo, todos os poços produtores devem superar a mesma diferença de pressão, independente de localização.

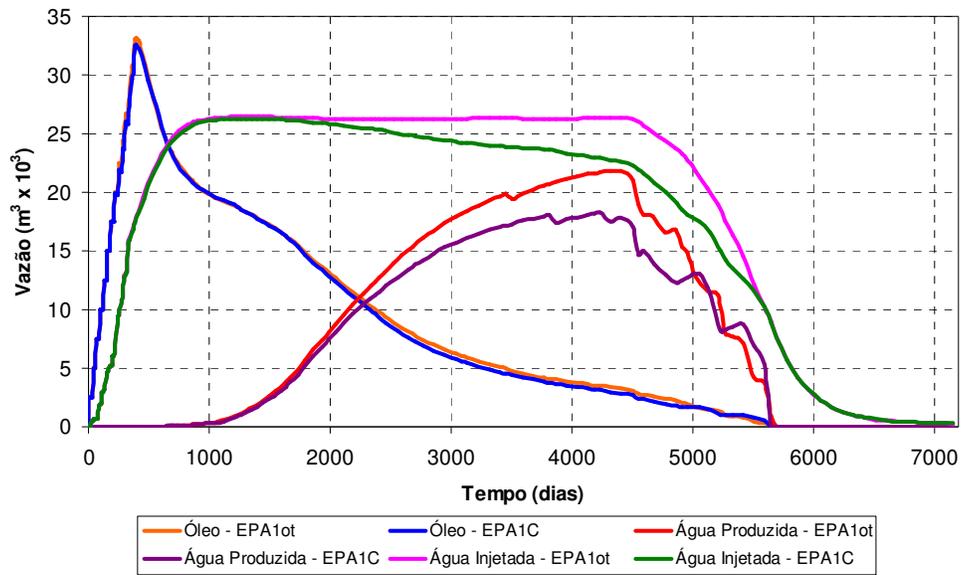


Figura 5.10: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos na EPA1_{OT} e EPA1_C

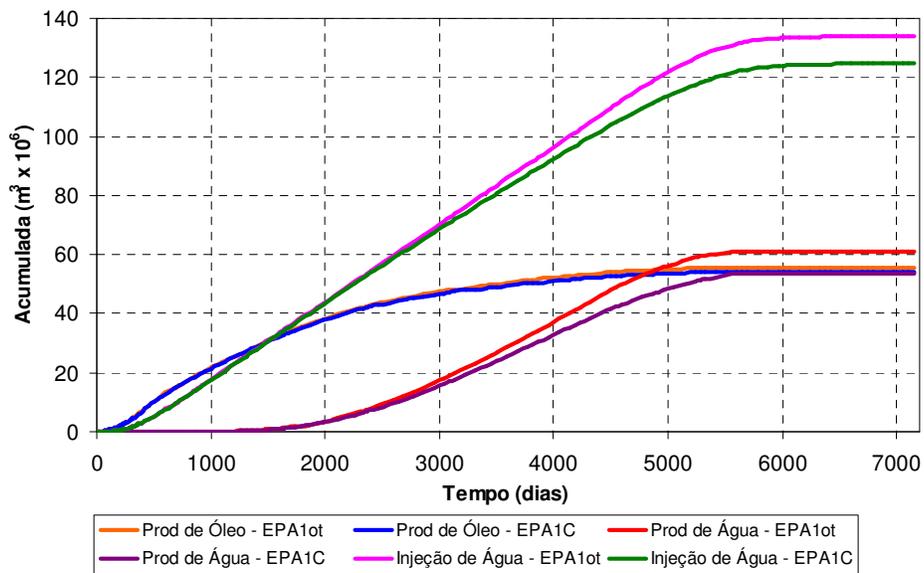


Figura 5.11 Produção e Injeção Acumulada de Fluidos na EPA1_{OT} e EPA1_C

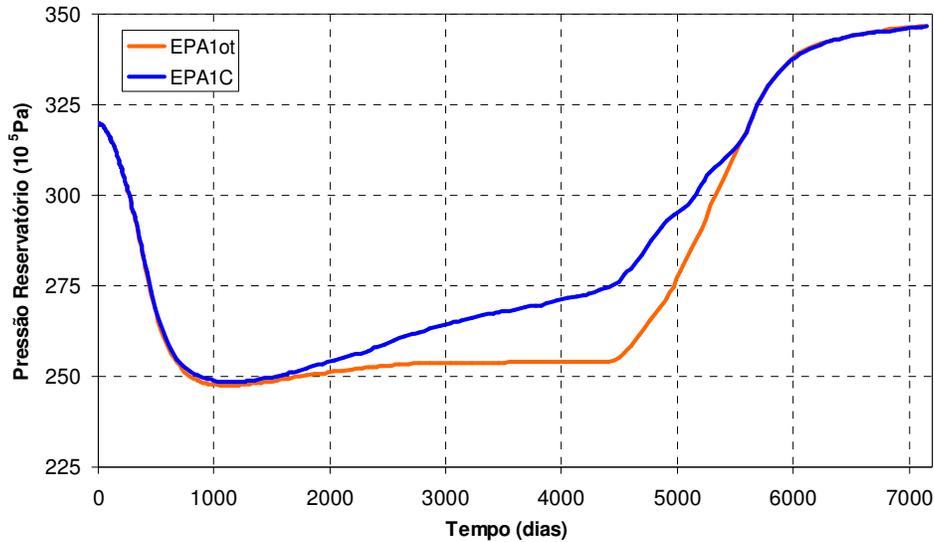


Figura 5.12: Comportamento da Pressão de Reservatório na EPA1_{OT} e EPA1C

As diferenças de produção de fluidos influem também na pressão de reservatório. Com a perda de carga dinâmica, por produzir e assim injetar menos fluidos, a pressão mantém-se mais alta, se comparada com a simulação com perda de carga simplificada.

Embora esses sejam fatos relevantes ao considerar a carta de fluxo, ao avaliarmos as Figuras 5.10 e 5.11, verifica-se que a diferença quanto à produção de óleo não é acentuada, ao menos para a estratégia definida pela Otimização A1.

Importante, entretanto, ressaltar que é conhecido o efeito da perda de carga na produção de fluidos do reservatório, mas o objetivo do trabalho é verificar o efeito deste na definição da estratégia de produção. Portanto, para tal, deve ser comparado às estratégias finais da Otimização A1 e A2, avaliando se estas diferenças são proeminentes. Esta avaliação será feita em item posterior.

O máximo VPL desta estratégia de produção, de acordo com as premissas do cenário econômico descrito anteriormente, ocorre após aproximadamente 3.600 dias de produção, tanto para a EPA1_{OT} como para a EPA1C. Nestas situações tem-se valor de VPL do projeto de US\$ 824 milhões e US\$ 809 milhões, respectivamente.

Otimização A2 – Perda de Carga Dinâmica

A EPA2 constitui em 19 poços produtores e 10 injetores, localizados conforme a Figura 5.13, que ilustra também o mapa de saturação de óleo da primeira camada do reservatório. Os poços produtores são completados todos na primeira camada do reservatório, enquanto os injetores possuem completação variando entre a décima - terceira à vigésima camada, semelhante à estratégia final da Otimização A1.

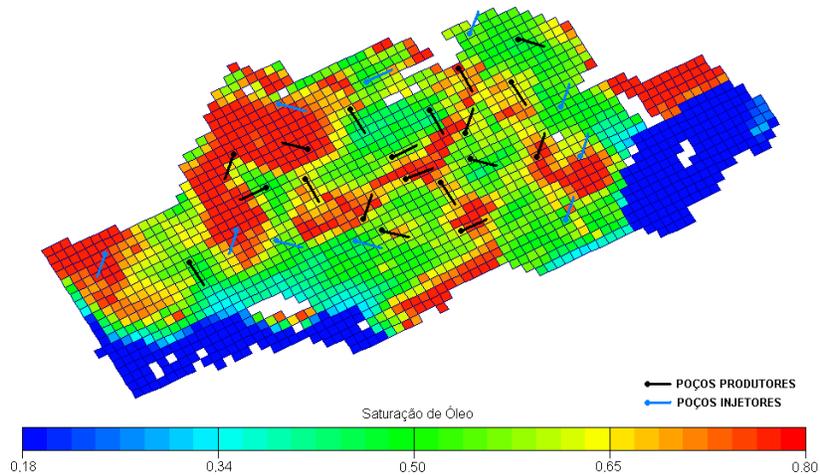


Figura 5.13: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo A – EPA2_{OT}

O máximo VPL desta estratégia de produção, de acordo com as premissas do cenário econômico descrito anteriormente, ocorre após 3.600 dias de produção, totalizando um valor de US\$ 794 milhões.

5.1.1.4. Comparação entre EPA1C e EPA2_{OT}

Para verificarmos as diferenças entre as estratégias de produção definidas pelas Otimizações A1 e A2, é importante a comparação dos mapas de localização dos poços, ilustrados respectivamente nas Figuras 5.9 e 5.13.

A partir desses, constata-se que embora haja uma diferença quanto ao número de poços, existe uma semelhança na localização dos mesmos. Sendo que 10 poços produtores e 5 injetores possuem a mesma locação para ambas as estratégias de produção.

Isso porque as particularidades do reservatório mostraram-se mais influentes na decisão da locação destes poços do que a distância dos mesmos à plataforma e a restrição operacional

referente a esta variável. Nota-se que os poços produtores concentram-se na área central do campo, que seria a zona de maior qualidade do reservatório. Os injetores têm melhor desempenho quando locados a margem do reservatório, permitindo maior distanciamento dos produtores e evitando assim a produção antecipada da água injetada.

Na Figura 5.14, é possível visualizar o perfil de produção de ambas as estratégias. A estratégia de produção definida pela Otimização A2 tem um elevado pico de produção, superior ao alcançado pela EP definida na Otimização A1. Entretanto, a EPA2_{OT} possui maior vazão de água produzida e injetada, que gerariam maiores custos operacionais.

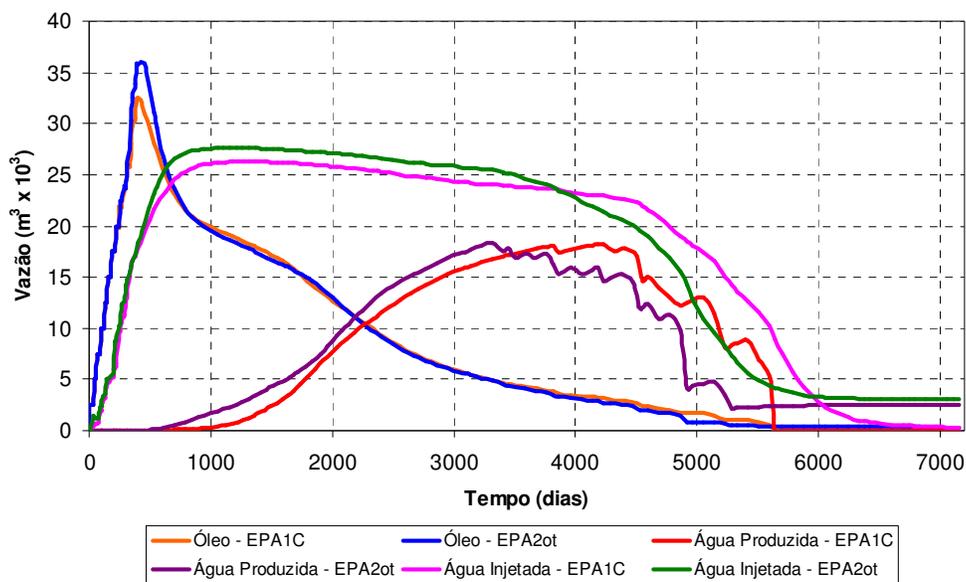


Figura 5.14: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos da EPA1C e EPA2_{OT}

Quanto à produção acumulada de fluidos, verifica-se na Figura 5.15 que as duas EP possuem volumes de produção semelhantes, sendo que a EPA2_{OT} mantém o melhor desempenho relacionado à produção de óleo e o pior se considerarmos a produção e a injeção de água.

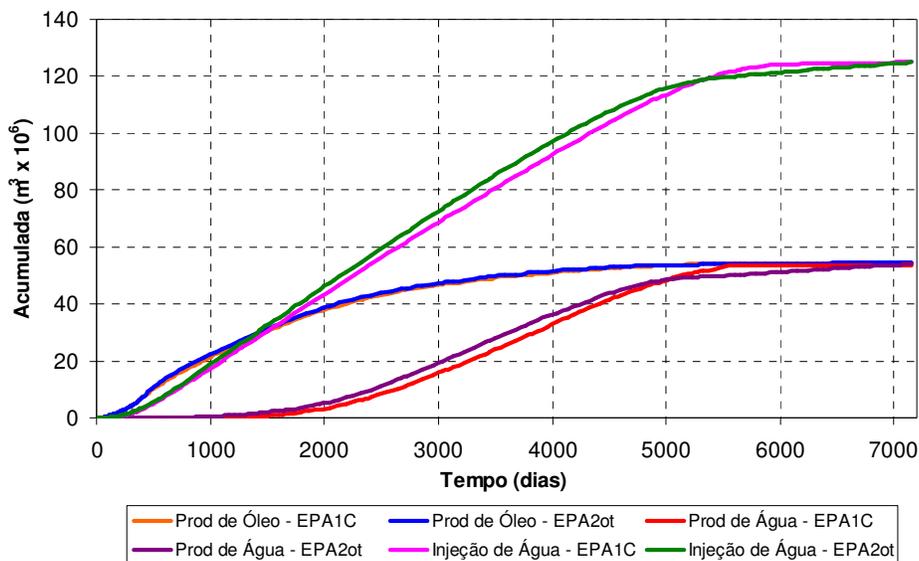


Figura 5.15: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos da EPA1C e EPA2_{OT}

Os comportamentos são levemente diferentes para a pressão média no reservatório para as estratégias EPA1C e EPA2_{OT} (Figura 5.16). A EPA1C consegue manter maior pressão no reservatório, pois possui maior proporção de injetores por produtores.

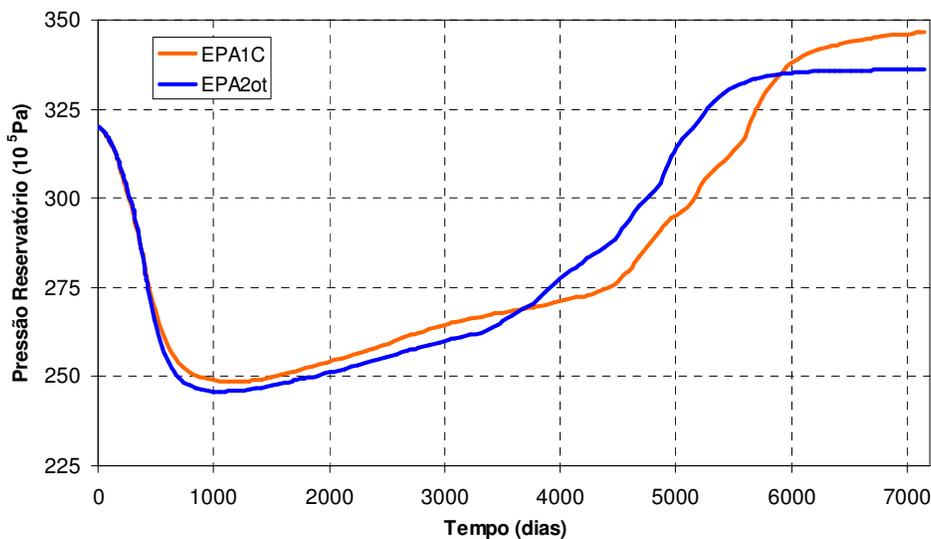


Figura 5.16: Comportamento da Pressão de Reservatório da EPA1C e EPA2_{OT}

Essas análises são importantes para entendimento do comportamento do reservatório, entretanto é adequado que se faça um diagnóstico associado a uma avaliação econômica, pois a função objetivo da otimização é o máximo VPL do projeto. Nesta situação, devemos considerar

que o tempo de VPL máximo das estratégias é de 3.600 dias de produção. Embora os gráficos ilustrem tempo de produção até 7.100 dias.

Na Tabela 5.1, apresenta-se resumo dos parâmetros relevantes para comparação das estratégias de produção, determinadas pela Otimização A1 e A2. Verifica-se que a EPA2_{OT} possui maior receita, refletindo sua maior produção de óleo. No entanto, esta possui maiores dispêndios, em vista do maior número de poços (investimentos) e maiores custos operacionais (produção e injeção de água). Logo, em termos de VPL, a EPA1C é mais eficiente, para o tempo de máximo VPL de 3.600 dias, conforme ilustra a Figura 5.17.

Tabela 5.1: Resumo dos Parâmetros das Estratégias de Produção Finais das Otimizações A1 e A2

Parâmetros*		Unidades	EPA1C	EPA2 _{OT}	Ganho da Otimização A2 (%)
Físicos	Fluido				
Produção Acumulada	Óleo	10 ⁶ m ³	49,86	50,42	1,12
	Gás	10 ⁹ m ³	5,66	5,72	1,06
	Água	10 ⁶ m ³	27,13	30,93	14,01
Injeção Acumulada	Água	10 ⁶ m ³	84,95	89,50	5,36
Econômicos	Segmentação				
Valor Presente	Investimentos	10 ⁶ US\$	-891,09	-911,10	-2,25
	Custos Operacionais		-3.907,98	-4.007,80	-2,55
	Receita		5.608,17	5.712,71	1,86
	Lucro Líquido		809,08	793,77	-1,89

*valores no tempo de máximo VPL

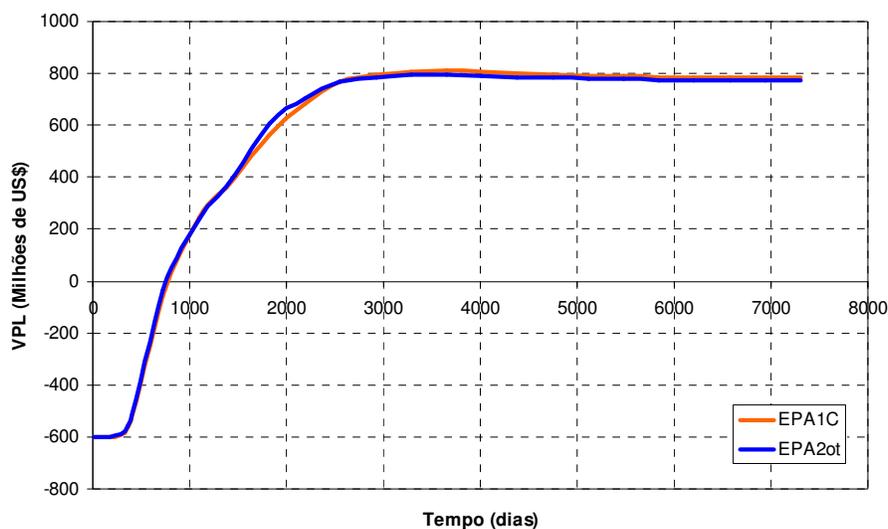


Figura 5.17: Valor Presente Líquido dos Projetos da EPA1C e EPA2_{OT}

5.1.1.5. Análise de Sensibilidade Econômica

Como a análise da eficiência das estratégias de produção está atrelada a um cenário econômico, é importante a avaliação da sensibilidade econômica, para averiguar se há variação da influência da perda de carga na definição da estratégia de produção conforme as alterações dos cenários econômicos.

Foram analisados três novos cenários, além do adotado para as otimizações, sendo estes definidos na Tabela 5.2. O Original refere-se às premissas econômicas adotadas nas otimizações do Estudo A. O Otimista reflete um aumento do preço do óleo no mercado, gerando maior receita. Enquanto o Intermediário considera além do maior preço do óleo, um aumento no preço das sondas de perfuração, completação e outros aspectos do projeto, elevando os investimentos dos mesmos. E finalmente, o Conservador está associado apenas ao aumento de investimentos do projeto, tanto em perfuração e completação de poços, como em outros investimentos independentes de número de poços, sem alterar o preço do óleo.

Tabela 5.2: Variação das Premissas Econômicas na Análise de Sensibilidade Econômica do Caso 1

PREMISSAS ECONÔMICAS		Unidades.	Original	Otimista	Intermediário	Conservador
Receita	Preço do óleo	US\$/bbl	27,00	50,00	50,00	27,00
		US\$/m ³	169,83	314,50	314,50	169,83
Custos Operacionais	Custo de produção do óleo	US\$/m ³	37,20			
	Custo de produção da água		12,60			
	Custo de injeção da água		5,00			
Investimentos	UEP e outros investimentos	Milhões US\$	600,00	600,00	800,00	800,00
	Investimento por poço		23,00	23,00	40,00	40,00
Taxas e Impostos	Taxa de atratividade	%	13,00			
	Royalties		5,00			
	Cofins		3,65			

Os resultados desta análise podem ser visualizados na Figura 5.18. O gráfico de barras está dividido entre os cenários analisados. As barras verdes e amarelas referem-se ao VPL dos projetos das estratégias de produção definido pelas Otimizações A1 e A2, respectivamente. A

barra azul mostra a variação entre os VPL das estratégias avaliadas. Para valores negativos, a melhor estratégia é a EPA1C.

Ao analisarmos o gráfico da Figura 5.18, nota-se que a EPA1C é mais apropriada para cenários menos favoráveis para o desenvolvimento de produção de campos de petróleo, enquanto que a EPA2_{OT} é mais eficiente em situações mais propícias para o projeto. Entretanto, ambas as estratégias são adequadas e passíveis de implantação.

Portanto, conclui-se que, no Estudo A, as limitações de reservatório mostraram-se mais relevantes e influentes às limitações operacionais, o que permite considerar a perda de carga dinâmica apenas na estratégia de produção otimizada final.

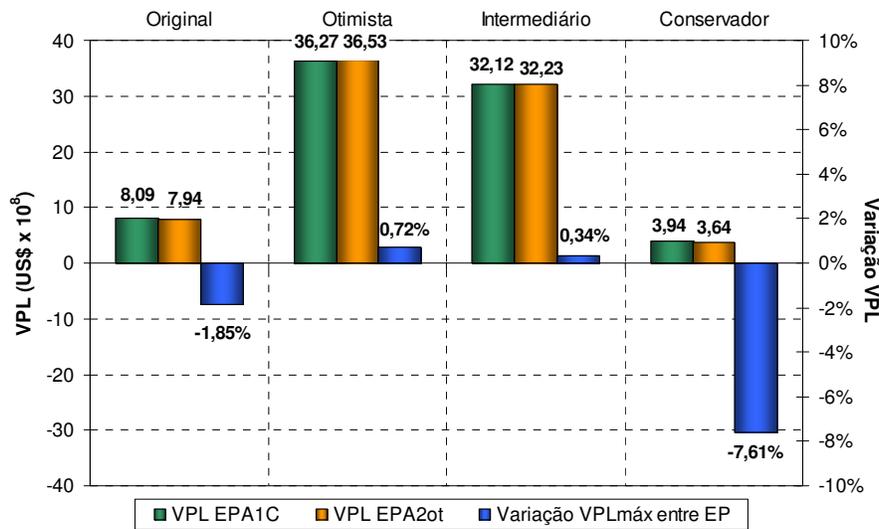


Figura 5.18: Análise de Sensibilidade Econômica da EPA1C e EPA2_{OT}

5.1.2. Estudo B – Óleo leve e Produção Abaixo da Pressão de Saturação

5.1.2.1. Estratégias de Produção Iniciais

Como o Estudo B é um complemento do Estudo A, optou-se por selecionar as melhores estratégias definidas nas otimizações no Estudo A, considerando a nova condição de operação, que permite pressões de fundo do poço abaixo da pressão de saturação.

Para esta análise, são selecionadas 20 estratégias ao longo de cada otimização do Estudo A, incluindo a estratégia final de ambas. O critério é a seleção da melhor e a pior de cada rodada de otimização em termos de VPL, focando mais as estratégias ao final da otimização do Estudo A.

As estratégias de produção selecionadas da Otimização A1, que possuem originalmente perda de carga simplificada e limite de BHP em $210 \times 10^5 \text{Pa}$, são novamente simuladas, considerando um novo limite de BHP de $155 \times 10^5 \text{Pa}$. Esta pressão é a mínima necessária para garantir a elevação do fluido, como descrito no Anexo A. Neste caso, não são utilizadas cartas de fluxo, sendo então a perda de carga considerada de modo simplificado.

Novamente, os mesmos casos são simulados com carta de fluxo e limite de BHP em $35 \times 10^5 \text{Pa}$, sendo esta pressão a menor na tabela de PVT. O valor de pressão é selecionado apenas para evitar que haja uma extrapolação das propriedades dos fluidos nas linhas de produção.

As estratégias são comparadas nestas três condições de escoamento, resultando na Tabela 5.3. Nesta, é possível verificar que quando se considera um limite de pressão de fundo de $155 \times 10^5 \text{Pa}$, algumas estratégias de produção que possuem resultado apenas razoável, obtêm uma melhora se comparada com limite de BHP de $210 \times 10^5 \text{Pa}$. Entretanto, ao aplicar cartas de fluxo nessas estratégias, considerando limite de BHP de $35 \times 10^5 \text{Pa}$, estas retornam ao desempenho inferior à estratégia ótima.

Existe uma tendência a diminuição do VPL do projeto ao aplicar as cartas de fluxo, fato que ocorreu em todas as estratégias, pois a perda de carga dinâmica restringe a produção de fluidos. Isso ocorre principalmente com início da produção de água.

Apesar desta diferença de VPL, o foco do trabalho deve estar na definição de estratégia na otimização. E ao avaliar as estratégias de produção que obtêm melhor resultado, considerando perda de carga simplificada e limite de $155 \times 10^5 \text{Pa}$, verifica-se que estas possuem resultados econômicos próximos e números de poços semelhantes ou iguais a melhor estratégia quando aplicada as cartas de fluxo.

Isso provavelmente ocorre, pois as estratégias selecionadas para análise atingem 80% do VPL máximo no 5º ano de produção. Nesta fase de exploração do campo tem-se o início de produção de água, sendo este a causa de maior impacto da influência da perda de carga, como citado anteriormente. Logo, a influência da restrição operacional atua apenas nos 20% restantes de VPL, tornando-se pouco importante para a otimização.

Para iniciar o processo da Otimização B1 do Estudo B, considerando perda de carga simplificada, seleciona-se como melhor estratégia a EPA1₁₁₀, que ao considerar a nova condição de operação gerou-se a EPB1_i com VPL de US\$909 milhões. Ao aplicar as cartas de fluxo nesta tem-se um VPL de US\$843 milhões.

Paralelamente a esta avaliação, simula-se as estratégias selecionadas da Otimização A2, com novo limite de BHP de 35×10^5 Pa e cartas de fluxo. Comparam-se os resultados às simulações originárias com limite de BHP de 210×10^5 Pa, resultando nos valores especificados na Tabela 5.4.

Definiu-se a EPA2₉₇ como a melhor estratégia para aplicar o novo limite considerado de BHP, gerando assim a EPB2_i, estratégia inicial da Otimização B2 do Estudo B. Sendo que esta possui um VPL de US\$ 852 milhões, ou seja, US\$ 9 milhões superior a EP definida na otimização com perda de carga simplificada. Este valor não é considerável, quando associado às incertezas existentes no projeto, tanto geológica como econômica.

Importante ressaltar que as condições de operação consideradas no Estudo B resultaram em valores maiores de fator de recuperação e VPL do que os alcançados no Estudo A. Isso ocorre, pois no Estudo A os fechamentos dos poços eram antecipados em função da limitação da BHP acima da pressão de saturação, sendo estes mais prejudiciais a produção do campo do que a formação de gás no reservatório. Ainda, como os projetos prevêm injeção de água desde o início da vida produtiva do campo, a formação de gás não se mostrou um problema para a exploração do reservatório.

Tabela 5.3: Resultado das Avaliações das Estratégias de Produção da Otimização A1 com Novo Limite de BHP

Rodada	N° EP	n° total de poços	n° poços prod	n° poços inj	BHP limitada em 210×10^5 Pa (limite da Pressão de Saturação)			BHP limitada em 155×10^5 Pa (para garantia de elevação do fluido)			BHP limitada em 35×10^5 Pa aplicando cartas de fluxo		
					tempo de produção p/ vpl máx	VPL _{MAX} (US\$ $\times 10^8$)	FR (%)	tempo de produção p/ vpl máx	VPL _{MAX} (US\$ $\times 10^8$)	FR (%)	tempo de produção p/ vpl máx	VPL _{MAX} (US\$ $\times 10^8$)	FR (%)
Perda de Carga Simplificada	28	29	17	12	3287	6,90	40,47	2556	7,72	38,12	2922	7,31	37,23
	35	28	17	11	3652	7,19	40,67	2922	8,00	39,28	3287	7,63	38,30
	51	29	17	12	3652	7,51	41,00	2922	8,49	41,47	3287	7,86	39,85
	67	28	17	11	3652	7,90	40,94	2922	8,77	41,01	3287	8,25	39,89
	75	26	16	10	3652	7,78	40,47	3287	8,66	42,05	3287	8,28	39,39
	79	28	17	11	3652	7,84	40,60	3287	8,67	42,21	3287	8,18	39,70
	81	28	17	11	3652	7,94	41,00	2922	8,66	41,22	3287	8,26	40,09
	89	26	15	11	3652	7,94	40,57	2922	8,99	40,85	3287	8,05	39,15
	93	27	16	11	3652	7,93	40,84	2922	8,86	40,92	3287	8,21	39,61
	94	27	16	11	3652	8,13	41,02	2922	8,79	41,09	3287	8,30	39,79
	100	27	16	11	3652	7,94	40,73	2922	8,89	40,97	3287	8,14	39,45
	101	27	16	11	3652	7,97	40,90	2922	8,89	40,96	3287	8,22	39,74
	106	27	16	11	3652	8,08	40,87	2922	9,08	41,27	3287	8,36	39,74
	108	27	16	11	3287	8,22	39,71	2922	9,03	41,29	3287	8,39	39,83
	109	27	16	11	3652	8,14	40,66	2922	9,05	41,02	3287	8,37	39,78
110	27	16	11	3652	8,18	40,93	2922	9,09	41,17	3287	8,43	39,89	
111	27	16	11	3652	8,21	40,78	2922	8,98	40,99	3287	8,46	39,77	
113	27	16	11	3652	8,15	40,69	2922	9,05	40,90	3287	8,46	39,69	
114	27	16	11	3287	8,16	39,67	2922	9,01	41,46	3287	8,44	39,93	
EPA1 _{OT}	112	27	16	11	3652	8,24	40,89	2922	8,91	40,96	3287	8,51	39,90
EPA1C	115	27	16	11	3652	8,09	40,08						

Tabela 5.4: Resultado das Avaliações das Estratégias de Produção da Otimização A2 com Novo Limite de BHP

Rodada	N° EP	n° total de poços	n° poços prod	n° poços inj	BHP limitada em 210 x 10 ⁵ Pa (com carta de fluxo)			BHP limitada em 35 x 10 ⁵ Pa (com cartas de fluxo)		
					tempo de produção p/ vpl máx	VPL _{MAX} (US\$ \times 10 ⁸)	FR (%)	tempo de produção p/ vpl máx	VPL _{MAX} (US\$ \times 10 ⁸)	FR (%)
Perda de Carga Dinâmica	20	31	19	12	3287	6,75	37,9	2922	7,40	37,86
	25	30	18	12	2922	6,88	36,6	2922	7,38	37,67
	35	31	20	11	3652	7,29	39,8	3287	8,04	40,17
	45	31	20	11	3652	7,50	40,2	3287	7,95	40,53
	46	29	19	10	3652	7,65	40,2	3287	8,35	40,29
	53	29	19	10	3652	7,73	40,1	3287	8,43	40,23
	54	29	19	10	3287	7,38	39,1	2922	7,95	38,78
	55	29	19	10	3287	7,35	39,3	2922	7,76	38,77
	73	29	19	10	3652	7,63	40,2	3287	8,36	40,38
	74	29	19	10	3652	7,66	40,5	3287	8,21	40,52
	80	29	19	10	3652	7,66	40,5	2922	8,25	39,31
	81	29	19	10	3652	7,55	40,3	3287	8,08	40,34
	82	29	19	10	4017	7,52	40,7	3652	8,23	41,18
	83	29	19	10	3652	7,90	40,6	3287	8,39	40,72
	95	28	19	9	4383	7,37	41,0	3652	7,71	39,49
	97	28	18	10	3652	7,94	40,2	3287	8,52	40,38
	103	28	18	10	3652	7,81	40,3	3287	8,40	40,52
	109	29	19	10	3652	7,90	40,4	3287	8,31	40,65
111	29	19	10	3287	7,85	39,3	3287	8,14	40,57	
EPA2_{OT}	115	29	19	10	3652	7,94	40,5	3287	8,42	40,65

5.1.2.2. Otimização da Estratégia de Produção

Semelhante ao Estudo A, foram feitas duas otimizações no Estudo B, sendo estas identificadas como:

- Otimização B1: Considerando a perda de carga dos poços produtores de maneira simplificada, através da limitação da BHP;
- Otimização B2: Considerando a perda de carga dos poços produtores dinamicamente, através da utilização das cartas de fluxo geradas por poço produtor.

A função objetivo de ambas as otimizações é o máximo VPL do projeto de exploração do campo. A evolução do VPL nas Otimizações B1 e B2 pode ser visualizado na Figura 5.19, em conjunto com as Estratégias de Produção Ótima, identificadas como EPB1_{OT} e EPB2_{OT}, respectivamente.

Para a EPB1_{OT}, resultado da Otimização B1 com perda de carga simplificada, aplicou-se posteriormente as cartas de fluxo. Este resultado pode ser identificado na Figura 5.19 pela legenda EPB1C.

Analisando a Figura 5.19, verifica-se que o incremento de VPL em ambas as otimizações é bem inferior ao incremento de VPL no Estudo A. Isto porque as estratégias iniciais do Estudo B são originárias de um processo de otimização anterior.

Neste cenário, as estratégias de produção testadas no Estudo B obtêm variações tanto positivas, como também negativas, em relação ao VPL da EP inicial, formando um gráfico de variação de VPL caracterizado por uma dispersão, como pode ser visualizado na Figura 5.19.

Na Otimização B1, este comportamento é mais visível, resultando num acréscimo de VPL de apenas US\$ 23 milhões em relação à estratégia inicial, o que demonstra a dificuldade de aumentar o VPL da EPB1_i. A justificativa é que o processo de otimização anterior que gerou a EPB1_i é semelhante à otimização atual, variando-se apenas o limite da BHP mínima requerida.

Enquanto na Otimização B2, embora o aumento do VPL ainda seja reduzido, totalizando um acréscimo de US\$ 45 milhões, este é superior a variação do VPL na Otimização B1. Isto ocorre, pois o processo de otimização que gerou a EPB2_i da Otimização B2, mostrou-se com

características bem distintas do processo de otimização atual, pois o anterior mantinha o limite de BHP acima da pressão de saturação, sendo este limite liberado na otimização presente.

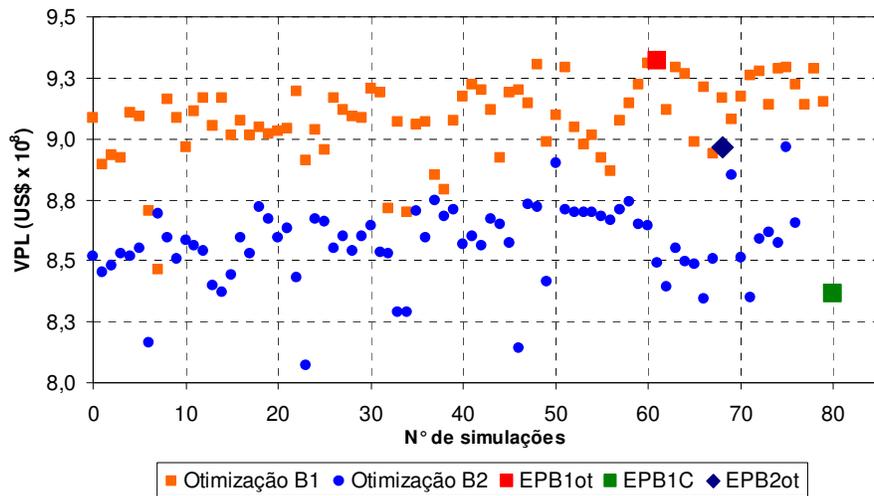


Figura 5.19: Evolução do VPL nas Otimizações do Estudo B

Ao aplicar a carta de fluxo na EPB1_{OT}, gerando a EPB1C, tem-se um VPL bem inferior às estratégias de produção testadas na Otimização B2, alcançando resultados inversos aos obtidos no Estudo A.

Efeitos semelhantes ocorrem na variação do fator de recuperação. Este pode ser visualizado na Figura 5.20.

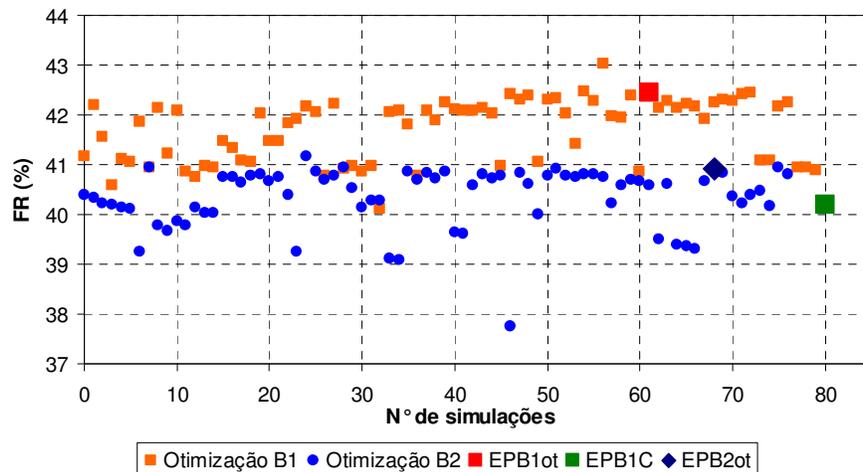


Figura 5.20: Evolução do Fator de Recuperação nas Otimizações do Estudo B

Quanto aos números de poços produtores e injetores, o padrão estabelecido no Estudo A é mantido. Para a otimização que considera a perda de carga simplificada, os poços produtores tiveram um melhor desempenho, sendo então a estratégia de produção otimizada definida com menor número de poços, enquanto que na otimização que se considerou perda de carga dinâmica, os poços obtiveram pior desempenho, sendo necessária para drenagem do reservatório maior número de poços produtores.

O número de poços injetores está relacionado ao desempenho dos poços produtores. Para maiores produções de fluidos por poço produtor, maior a necessidade de repor a pressão do reservatório, portanto maior demanda de injeção e número de poços injetores.

Outro aspecto a ser observado quanto ao número de poços é que as estratégias de produção ótimas do Estudo B possuem menor número de poços produtores e injetores do que as definidas no Estudo A. Este fato é justificado pela redução do limite de pressão do fundo de poço, que prolonga a vida produtiva dos poços, melhorando o desempenho destes e permitindo que o reservatório seja drenado por um menor número de poços.

As Figuras 5.21 e 5.22 ilustram o gráfico de variação do VPL com a otimização de número de poços produtores e injetores, respectivamente.

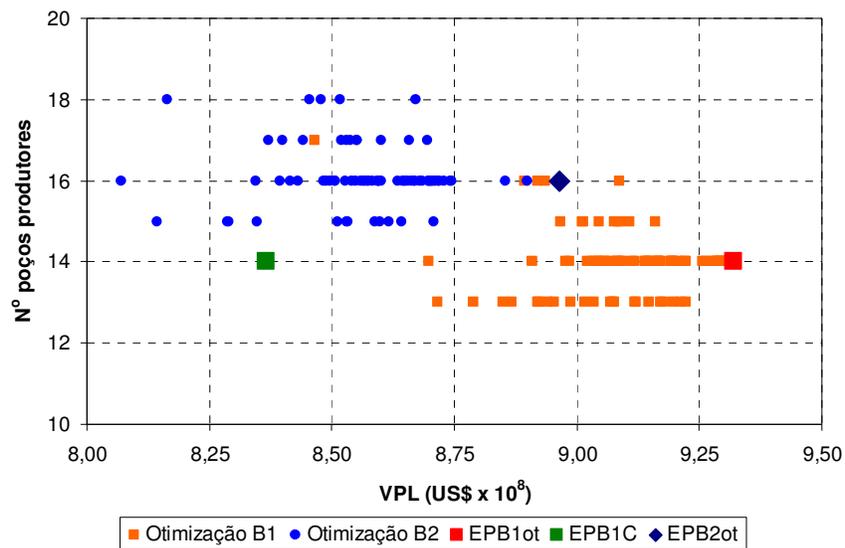


Figura 5.21: Variação do VPL com o Número de Poços Produtores nas Otimizações do Estudo B

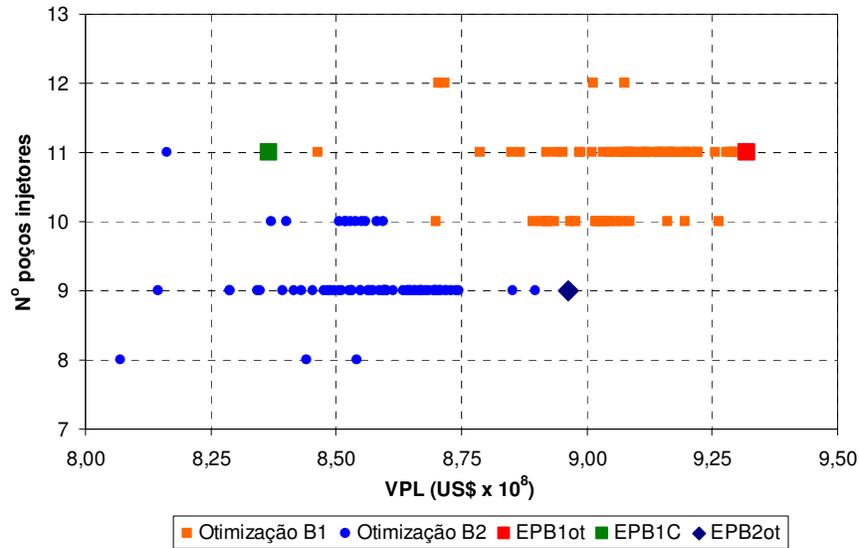


Figura 5.22: Variação do VPL com o Número de Poços Injetores nas Otimizações do Estudo B

A Figura 5.23 mostra uma análise das estratégias de produção que compõem as otimizações do Estudo B. Conforme citado anteriormente, as melhores estratégias encontram-se no quadrante superior direito do quadro, assegurando-se retorno financeiro e produção de óleo.

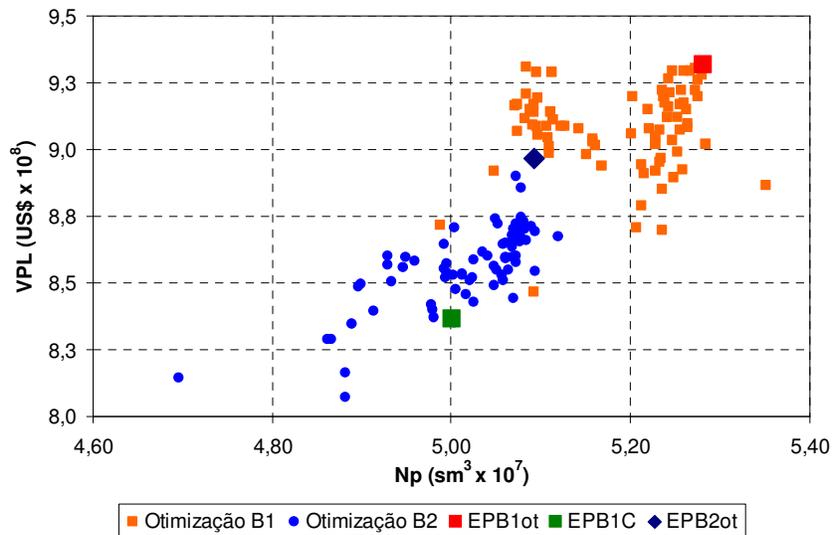


Figura 5.23: EP das Otimizações do Estudo B Avaliadas Conforme Produção de Óleo e VPL

Ao analisar a Figura 5.23, verifica-se que a EPB1_{OT} está no quadrante superior, enquanto considera perda de carga simplificada. No entanto, ao simulá-la com perda de carga dinâmica,

gerando a EPB1C, nota-se que a estratégia não se torna mais atraente, pertencendo ao quadrante inferior do gráfico. Enquanto que a EPB2_{OT} pertence ao quadrante superior. Portanto, constata-se que a estratégia de produção determinada pela Otimização B2 é mais adequada.

Assim, pode-se constatar que há influência da forma de se considerar a restrição operacional e que a forma simplificada leva a resultados bem inferiores.

5.1.2.3. Estratégia de Produção Ótima

Otimização B1 – Perda de Carga Simplificada

A estratégia de produção ótima definida na Otimização B1 resultou em 14 poços produtores e 11 injetores, localizados conforme Figura 5.24, a qual ilustra também o mapa de saturação de óleo da primeira camada do reservatório. Os poços produtores são completados todos na primeira camada do reservatório, enquanto os injetores possuem completação entre a décima - terceira à décima – sétima camada.

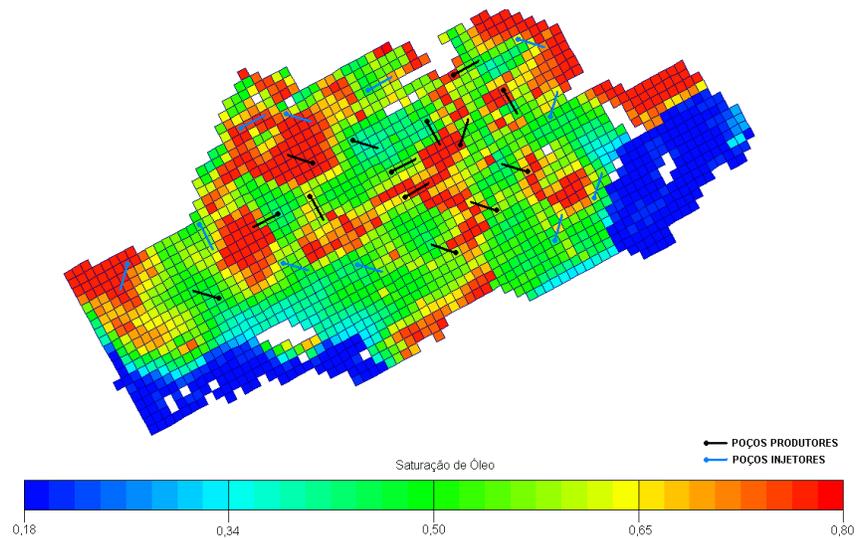


Figura 5.24: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo B – EPB1_{OT}

Aplicação das Cartas de Fluxo na EPB1_{OT}

É possível mensurar o efeito da aplicação da carta de fluxo na estratégia de produção final da Otimização B1 através da avaliação das Figuras 5.25 a 5.27, que ilustram respectivamente a vazão de produção e injeção dos fluidos, a produção acumulada do campo e o comportamento de pressão do reservatório quando consideradas as perdas de carga simplificada e dinâmica.

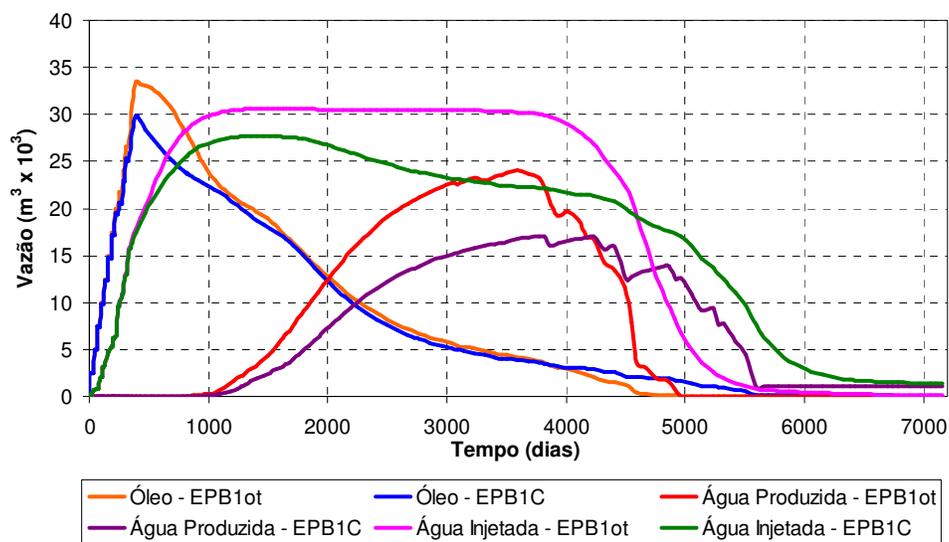


Figura 5.25: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos na EPB1_{OT} e EPB1_C

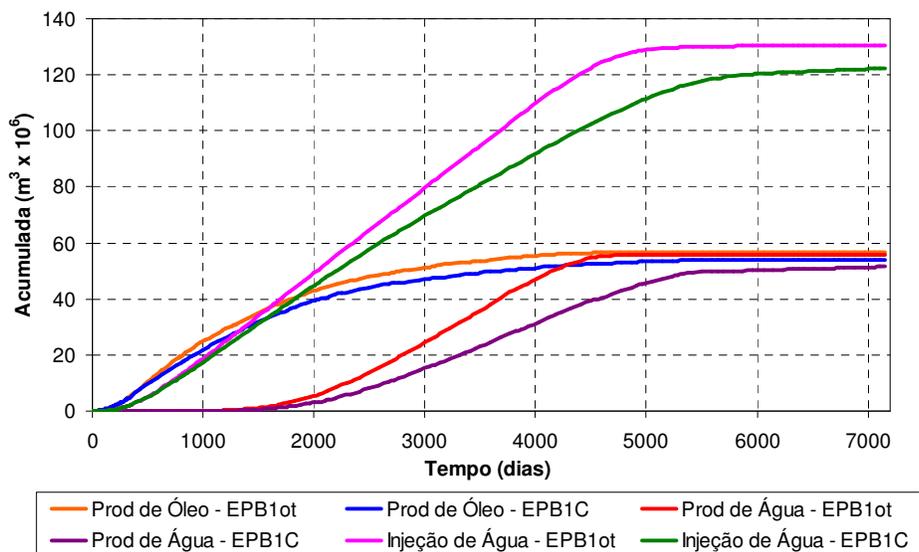


Figura 5.26: Produção e Injeção Acumulada na EPB1_{OT} e EPB1_C

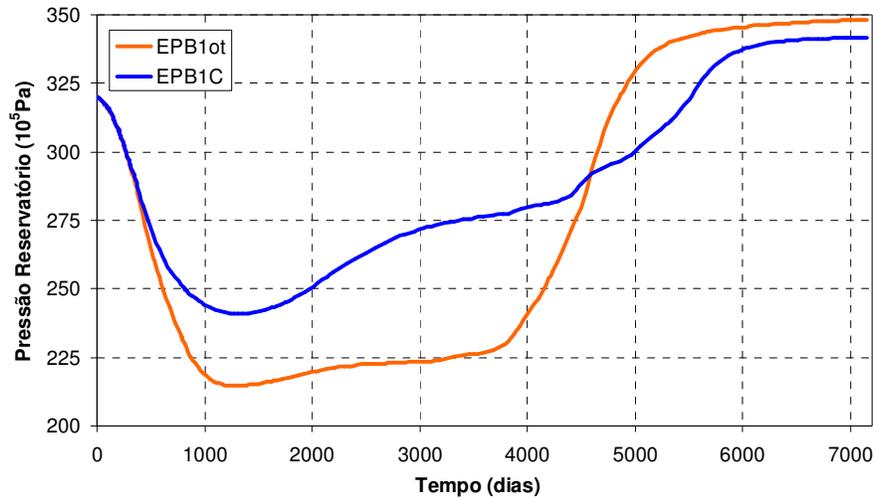


Figura 5.27: Comportamento da Pressão de Reservatório na EPB1_{OT} e EPB1C

O efeito é semelhante ao Estudo A, mas com maior impacto. O pico de produção de óleo sofre uma redução considerável, assim como a vazão de água injetada e produzida. Em termos de produção acumulada, há também uma redução nos volumes, mas com menos evidência, pois apesar da redução das vazões de produção no tempo inicial, estas se estendem para tempos mais longos.

A diferença no perfil de produção dos fluidos, quando considerada a perda de carga simplificada e dinâmica, influencia também na pressão do reservatório. Nota-se que para a simulação com perda de carga dinâmica, como a produção e injeção de fluidos é menor, a depleção é menor, mantendo a pressão do reservatório.

O máximo VPL desta estratégia de produção, de acordo com as premissas do cenário econômico descrito anteriormente, ocorre para a simulação com perda de carga simplificada em aproximadamente 3.300 dias de produção com o valor de US\$ 932 milhões. Ao aplicar a carta de fluxo, o VPL máximo do projeto ocorre após 3.600 dias de produção com o valor de VPL do projeto de US\$ 837 milhões.

A redução do VPL do projeto é coerente com a diminuição do pico de produção de óleo. O aumento do tempo para atingir o VPL máximo reflete o prolongamento das curvas de produção, que foram menores para tempos curtos, mas se estenderam para tempos longos.

Otimização B2 – Perda de Carga Dinâmica

A EPB2_{OT} consiste em 16 poços produtores e 9 injetores, localizados conforme Figura 5.28, na qual ilustra também o mapa de saturação de óleo da primeira camada do reservatório. Os poços produtores são completados todos na primeira camada do reservatório, enquanto os injetores possuem completação variando entre a décima - terceira à vigésima camada.

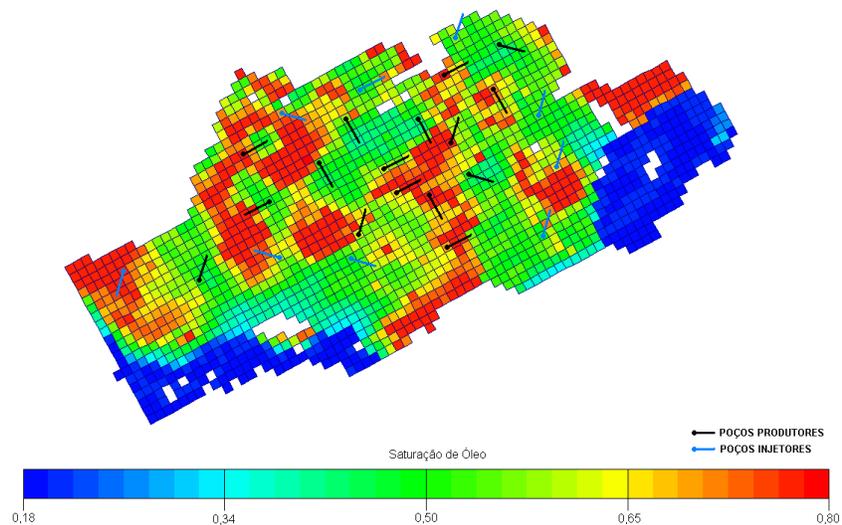


Figura 5.28: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo B – EPB2_{OT}

O máximo VPL desta estratégia de produção, de acordo com as premissas do cenário econômico descrito anteriormente, ocorre após 3.600 dias de produção, totalizando um valor de US\$ 896 milhões.

5.1.2.4. Comparação entre EPB1C e EPB2_{OT}

Para verificarmos as diferenças entre as estratégias de produção definidas pelas Otimizações B1 e B2, é necessário a comparação dos mapas de localização dos poços, ilustrados respectivamente nas Figuras 5.24 e 5.28.

A partir desses, nota-se que a principal diferença está na quantidade de poços, sendo que para a estratégia de produção resultante da otimização simplificada tem-se menor quantidade de poços produtores e mais poços injetores.

Essa diferença é justificada pela redução de desempenho dos poços produtores ao considerar a perda de carga dinâmica, o que resulta para otimização simplificada em menor número de poços para drenar a mesma área.

O número de poços injetores é proporcional ao desempenho dos poços produtores, pois uma vez que se tenham poços com grande desempenho e depleção rápida do reservatório, necessita-se de maior número de poços injetores para manter a pressão do reservatório. Portanto, a Otimização B1 resulta em uma estratégia de produção com menor número de poços produtores, mas com maior número de injetores.

Em ambas as estratégias os poços produtores estão concentrados no centro do campo na área de maior qualidade de reservatório. Entre as estratégias de produção, as locações que mais diferem estão na região oeste do campo, área mais afastada da locação da plataforma. Ainda assim, existem 6 locações idênticas em ambas as estratégias de produção para poços produtores.

Os injetores estão na periferia do reservatório nas duas estratégias de produção. Na EPB1_{OT}, percebe-se maior concentração de poços injetores, mas as regiões definidas para injeção repetem-se em ambas estratégias, com 5 locações idênticas para os poços injetores.

Novamente, conclui-se que as particularidades do reservatório são determinantes na decisão da locação dos poços produtores e injetores, mas que a restrição operacional avaliada teve uma influencia maior, se comparado ao Estudo A, na determinação da locação de poços, principalmente na região oeste do reservatório.

No Estudo A são 15 locações idênticas nas estratégias de produção definidas pelas Otimizações A1 e A2, enquanto que no Estudo B este número reduz para 11 locações, o que demonstra que embora algumas locações sejam definidas pelas características do reservatório, as restrições operacionais no Estudo B influenciam na definição das locações de 4 poços, o que não ocorre no Estudo A.

A Figura 5.29 mostra o perfil de produção das estratégias definidas pelas Otimizações B1 e B2. A EPB2_{OT} possui maior pico de produção de óleo e menores vazões de produção e injeção de água. Na produção acumulada de fluidos, verifica-se na Figura 5.30 que as duas estratégias de produção possuem volumes de produção semelhante, mas a EPB2_{OT} possui melhor desempenho.

Para a pressão média no reservatório têm-se comportamentos bem diferentes se avaliarmos ambas as estratégias. A EPB1C consegue manter maior pressão do reservatório, visto que esta possui maior proporção de injetores por produtores. A Figura 5.31 ilustra a pressão média do reservatório para as estratégias avaliadas.

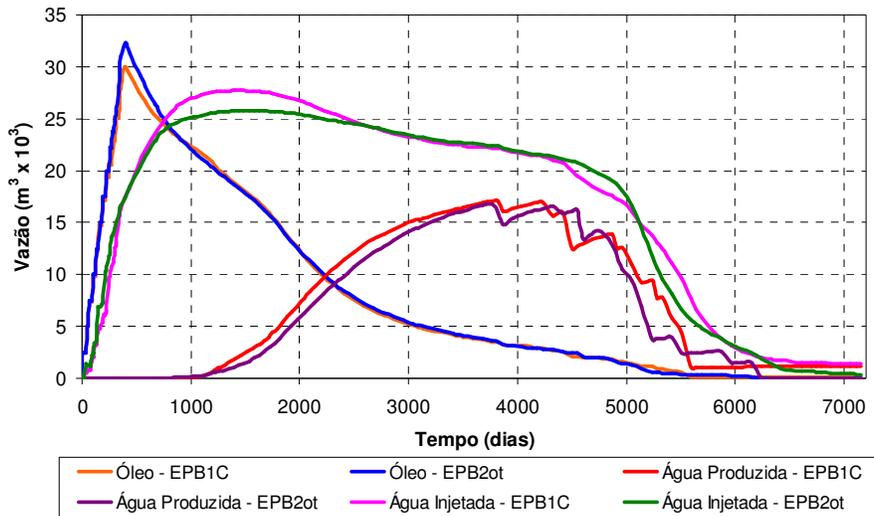


Figura 5.29: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos da EPB1C e EPB2OT

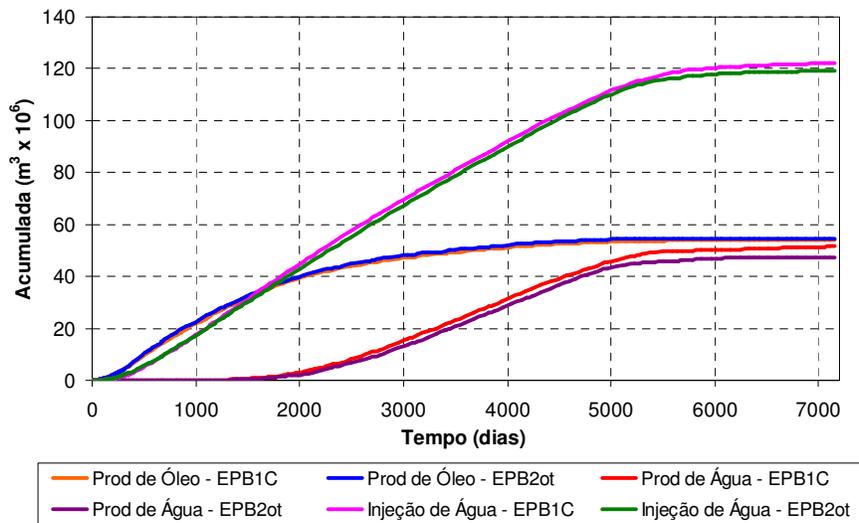


Figura 5.30: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos da EPB1C e EPB2OT

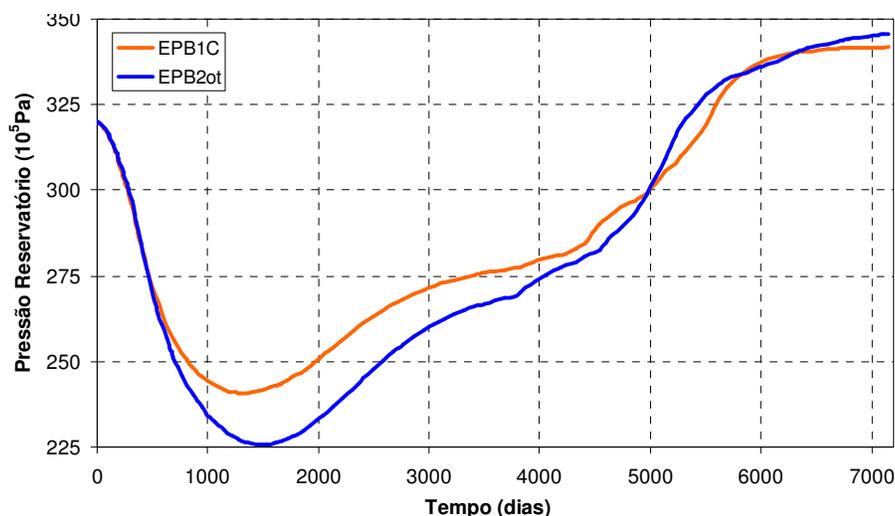


Figura 5.31: Comportamento da Pressão de Reservatório da EPB1C e EPB2_{OT}

O tempo de VPL máximo das estratégias é de 3.600 dias de produção, embora os gráficos ilustrem tempo de produção até 7.100 dias.

Considerando o cenário econômico adotado e os resultados das estratégias definidas pelas otimizações, geram-se os dados da Tabela 5.5 com o resumo dos parâmetros relevantes para comparação da EPB1C e EPB2_{OT}.

Tabela 5.5: Resumo dos Parâmetros das Estratégias de Produção Finais das Otimizações B1 e B2

Parâmetros*		Unidades	EPB1C	EPB2 _{OT}	Ganho da Otimização B2 (%)
Físicos	Fluido				
Produção Acumulada	Óleo	10 ⁶ m ³	50,00	50,91	1,82
	Gás	10 ⁹ m ³	5,68	5,79	1,94
	Água	10 ⁶ m ³	26,07	23,69	-9,13
Injeção Acumulada	Água	10 ⁶ m ³	84,93	82,90	-2,39
Econômicos	Segmentação				
Valor Presente	Investimentos	10 ⁶ US\$	-871,00	-871,00	-
	Custos Operacionais		-3.970,00	-4.029,78	-1,51
	Receita		5.680,00	5.797,06	2,06
	Lucro Líquido		837,00	896,42	7,10

*valores no tempo de máximo VPL

Verifica-se que a EPB2_{OT} possui maior receita, refletindo sua maior produção de óleo e maior custo operacional devido ao custo de produção do óleo, que no cenário econômico adotado é bem mais elevado que o custo de produção e injeção de água. Logo, a EPB2_{OT} é a mais eficiente em termos de VPL, para o tempo de máximo VPL de 3.600 dias, conforme ilustra a Figura 5.32.

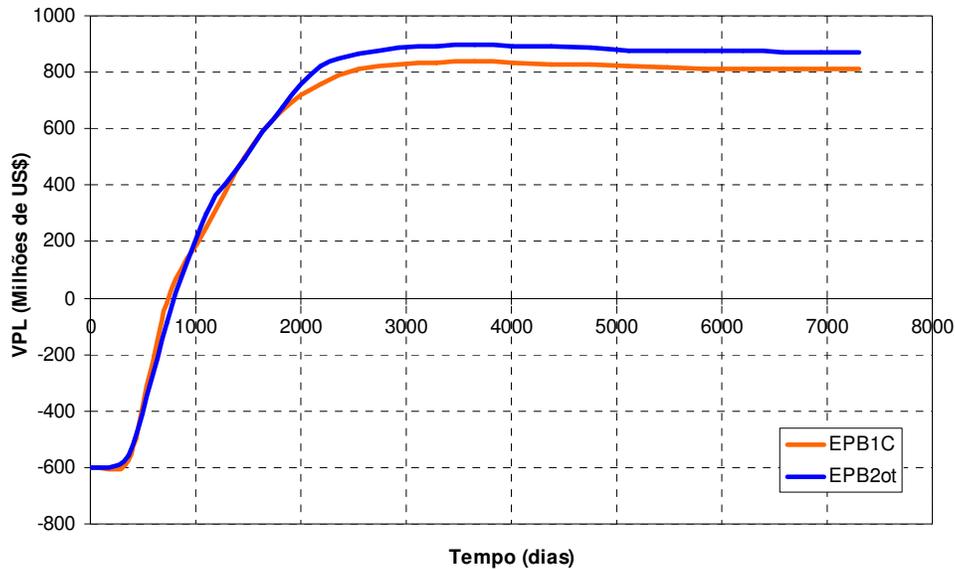


Figura 5.32: Valor Presente Líquido dos Projetos da EPB1C e EPB2_{OT}

5.1.2.5. Análise de Sensibilidade Econômica

Semelhante a análise de sensibilidade econômica elaborada para o Estudo A, analisou-se três novos cenários econômicos, definidos na Tabela 5.2, sendo que o “Original” refere-se às premissas econômicas adotadas nas otimizações do Estudo A e B.

Os resultados desta análise podem ser visualizados na Figura 5.33. O gráfico de barras está dividido entre os cenários analisados. As barras verdes e amarelas referem-se ao VPL dos projetos das estratégias de produção definido pelas Otimizações B1 e B2, respectivamente. A barra azul mostra a variação entre os VPL das estratégias avaliadas. Para valores positivos, a melhor estratégia é a EPB2_{OT}. Observa-se que a barra azul é sempre positiva, o que permite concluir que não importa o cenário econômico, a EPB2_{OT} sempre é a estratégia de produção mais adequada.

Portanto, neste estudo, demonstra-se que a restrição operacional influencia na definição da estratégia de produção, embora as características do reservatório ainda sejam críticas e relevantes na definição da locação dos poços produtores e injetores. Deste modo, considerar a perda de carga dinâmica durante o processo de otimização da estratégia de produção melhora o desempenho do projeto e incrementa o VPL do mesmo.

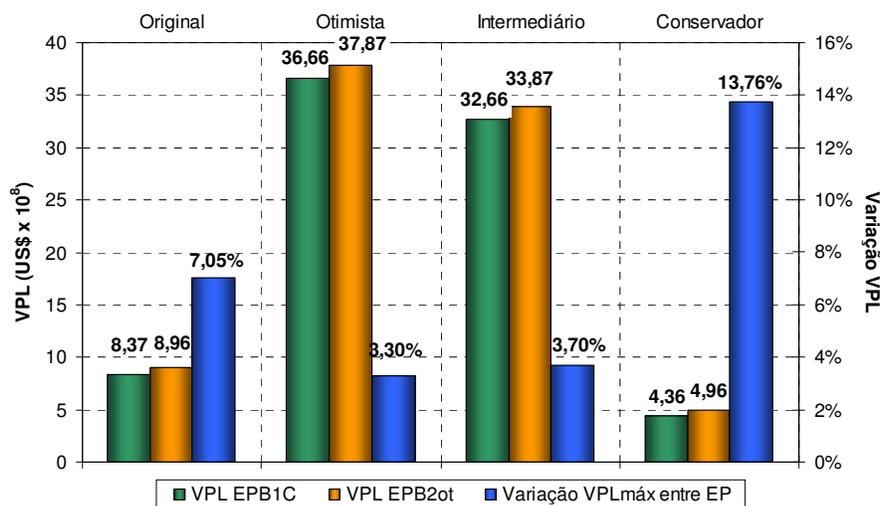


Figura 5.33: Análise de Sensibilidade Econômica da EPB1C e EPB2_{OT}

5.1.3. Estudo C – Óleo pesado e Produção Abaixo da Pressão de Saturação

5.1.3.1. Estratégias de Produção Iniciais

As estratégias de produção iniciais utilizadas para a Otimizações C1 e C2 são as estratégias ótimas definidas pelas Otimizações B1 e B2 , respectivamente. Os mapas com a localização dos poços produtores e injetores pode ser visualizados nas Figuras 4.17 e 4.18.

5.1.3.2. Otimização da Estratégia de Produção

Semelhante aos estudos anteriores, são feitas duas otimizações no Estudo C, sendo estas identificadas como:

- Otimização C1: Considerando a perda de carga dos poços produtores de maneira simplificada, através da limitação da BHP;

- Otimização C2: Considerando a perda de carga dos poços produtores dinamicamente, através da utilização das cartas de fluxo geradas por poço produtor.

Novamente, a função objetivo de ambas as otimizações é o máximo VPL do projeto de exploração do campo. A evolução do VPL nas Otimizações C1 e C2 pode ser visualizado no gráfico ilustrado na Figura 5.34, em conjunto com as estratégias de produção ótimas, identificadas como EPC1_{OT} e EPC2_{OT}, respectivamente.

Para a EPC1_{OT}, resultado da Otimização C1 com perda de carga simplificada, aplicou-se posteriormente as cartas de fluxo, gerando a EPC1C.

Na Figura 5.34, observa-se que as Otimizações C1 e C2 evoluem paralelamente quanto ao VPL do projeto, espaçadas por um valor de US\$ 40 milhões entre ambas. No entanto, ao aplicar as cartas de fluxo na EPC1_{OT}, obtendo a EPC1C, esta reduz o VPL em US\$ 91 milhões, se tornando uma estratégia de produção com menor atratividade econômica se comparada a EPC2_{OT}.

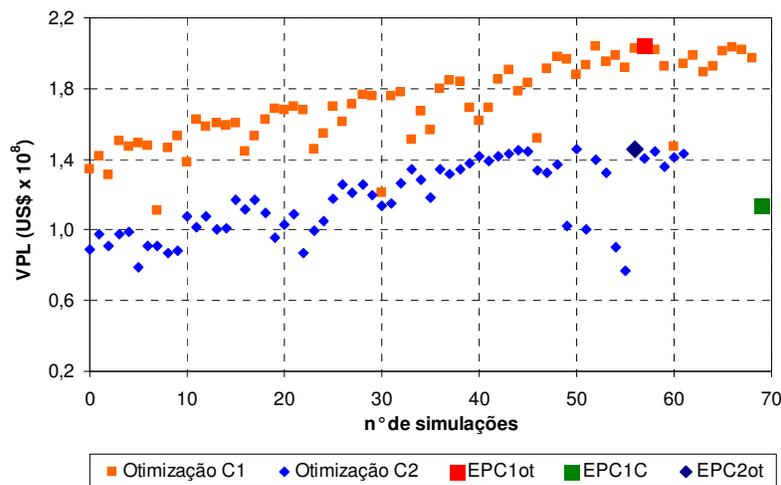


Figura 5.34: Evolução do VPL nas Otimizações do Estudo C

No fator de recuperação, o efeito é inverso, como ilustra a Figura 5.35. Nesta, verifica-se que as estratégias de produção testadas na Otimização C2 possuem fator de recuperação superior as que compõem a Otimização C1. E ao aplicar a carta de fluxo na EPC1_{OT}, obtém-se maior produção acumulada de óleo.

A justificativa para este comportamento não está em um aumento na produção de óleo, mas no aumento no tempo de ocorrência do VPL máximo. Ao considerar a perda de carga dinâmica, a

produção de óleo reduz, como nos estudos anteriores, mas com mais impacto, postergando o tempo de produção necessário para alcançar o VPL máximo. Ao acumularmos o óleo produzido, como se tem mais tempo de produção, o fator de recuperação é maior.

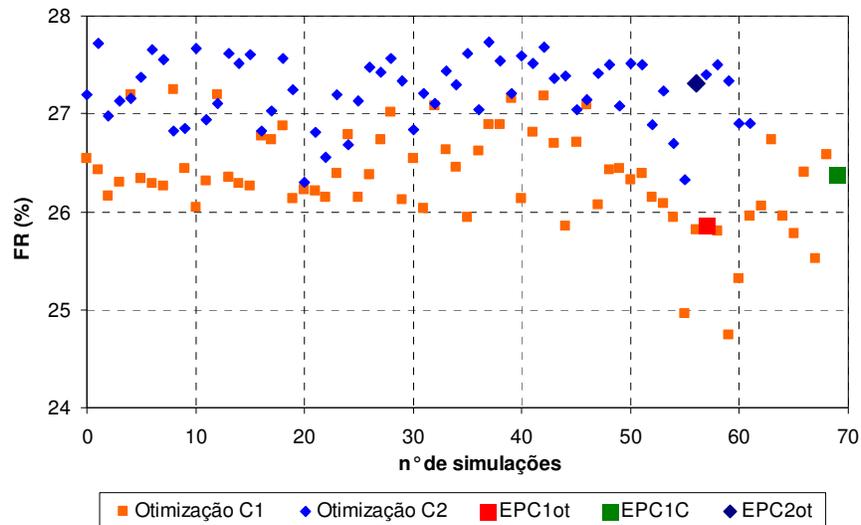


Figura 5.35: Evolução do Fator de Recuperação nas Otimizações do Estudo C

Quanto aos números de poços produtores e injetores, o padrão estabelecido nos Estudos A e B é mantido. Para a otimização que considera a perda de carga simplificada, tem-se menos poços produtores e mais injetores se comparada com a estratégia de produção otimizada com perda de carga dinâmica.

As Figuras 5.36 e 5.37 ilustram o gráfico de variação do VPL com a otimização de número de poços produtores e injetores, respectivamente.

A Figura 5.38 mostra uma análise das estratégias de produção que compõem as otimizações do Estudo C. Conforme citado anteriormente, as melhores estratégias encontram-se no quadrante superior direito do quadro, assegurando-se retorno financeiro e produção de óleo.

Ao avaliar a Figura 5.38, verifica-se que a EPC1_{OT} possui maior VPL, mas ao aplicar as cartas de fluxo, gerando a EPC1_C, a estratégia reduz seu retorno financeiro, tornando-se menos lucrativa que a EPC2_{OT}.

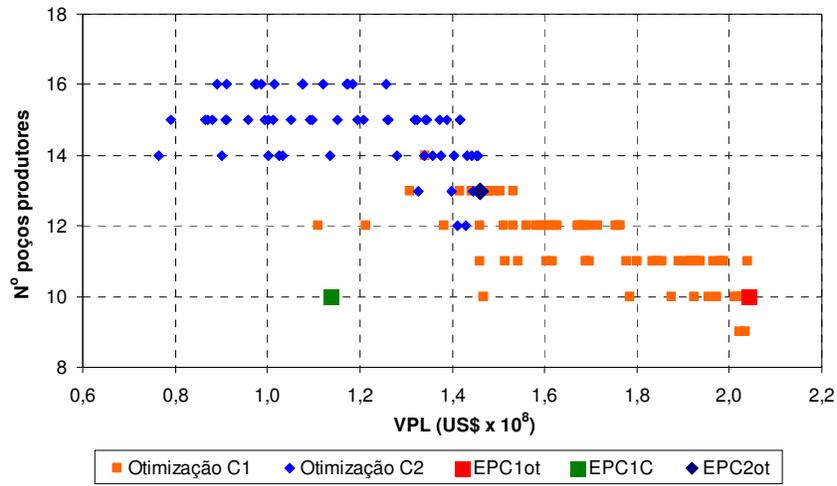


Figura 5.36: Variação do VPL com o Número de Poços Produtores nas Otimizações do Estudo C

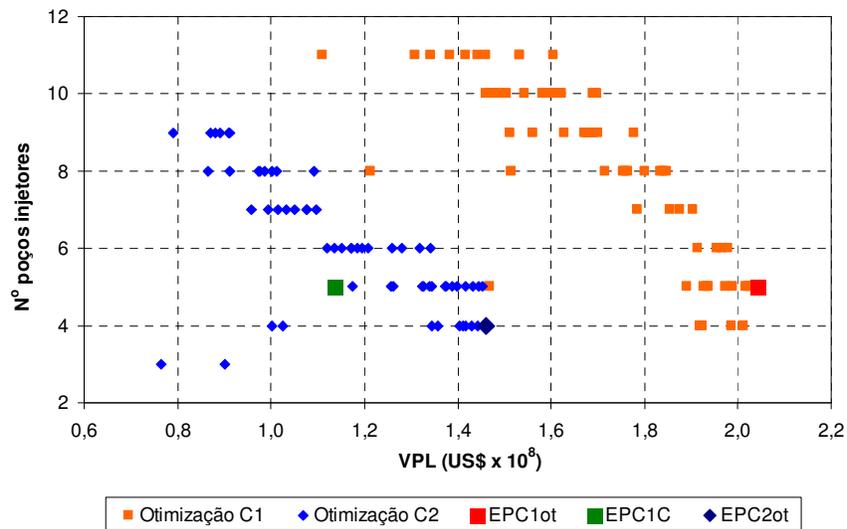


Figura 5.37: Variação do VPL com o Número de Poços Injetores nas Otimizações do Estudo C

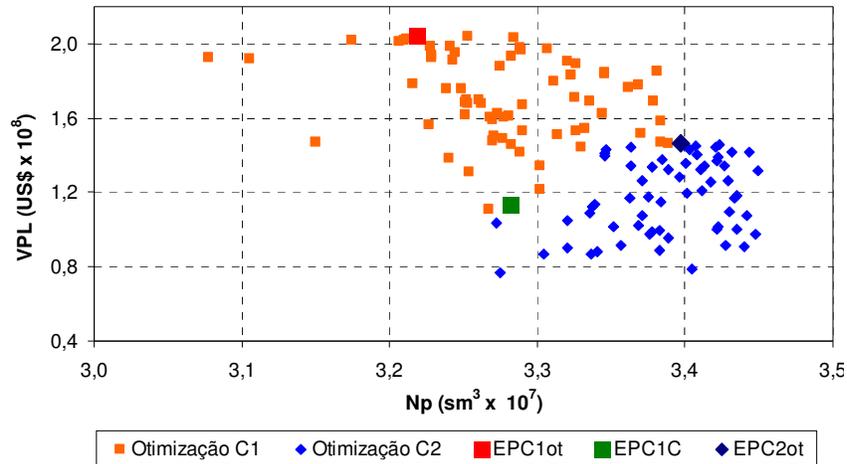


Figura 5.38: EP das Otimizações do Estudo C Avaliadas Conforme Produção de Óleo e VPL

5.1.3.3. Estratégia de Produção Ótima

Otimização C1 – Perda de Carga Simplificada

A EPC_{1OT} resultou em 10 poços produtores e 5 injetores, localizados conforme Figura 5.39, na qual ilustra também o mapa de saturação de óleo da primeira camada do reservatório. Os poços produtores são completados todos na primeira camada do reservatório, enquanto os injetores possuem completação entre a décima - terceira à décima – sétima camada.

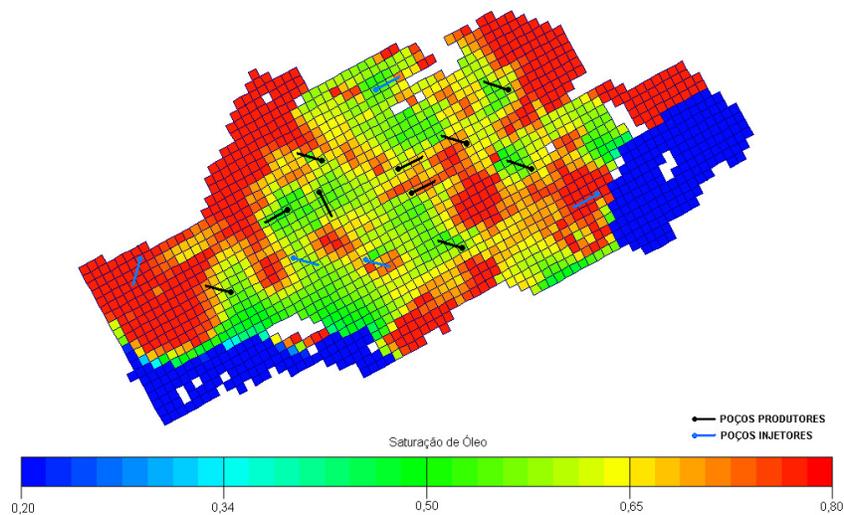


Figura 5.39: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Simplificada do Estudo C– EPC_{1OT}

Aplicação das Cartas de Fluxo na EPC1_{OT}

É possível mensurar o efeito da aplicação da carta de fluxo na estratégia de produção final da Otimização C1 através da análise das Figuras 5.40 a 5.42, que ilustram respectivamente a vazão de produção e injeção dos fluidos, a produção acumulada do campo e o comportamento de pressão do reservatório quando considerada a perda de carga simplificada e dinâmica.

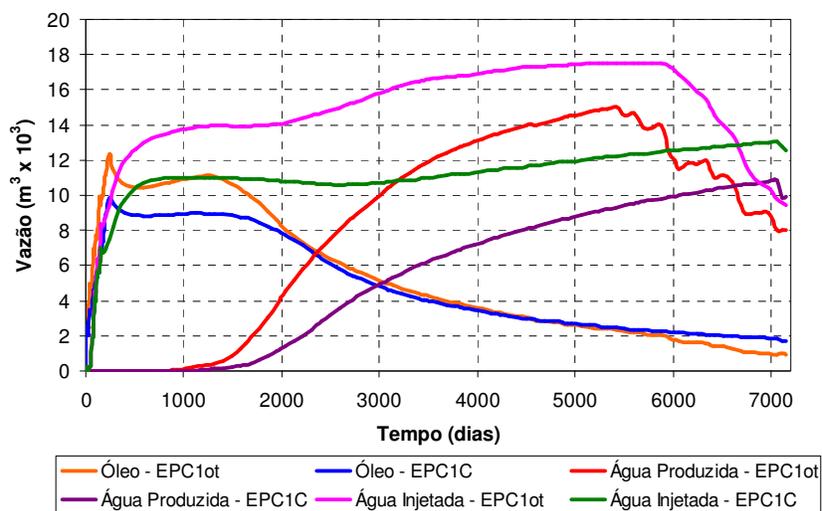


Figura 5.40: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos da EPC1_{OT} e EPC1C

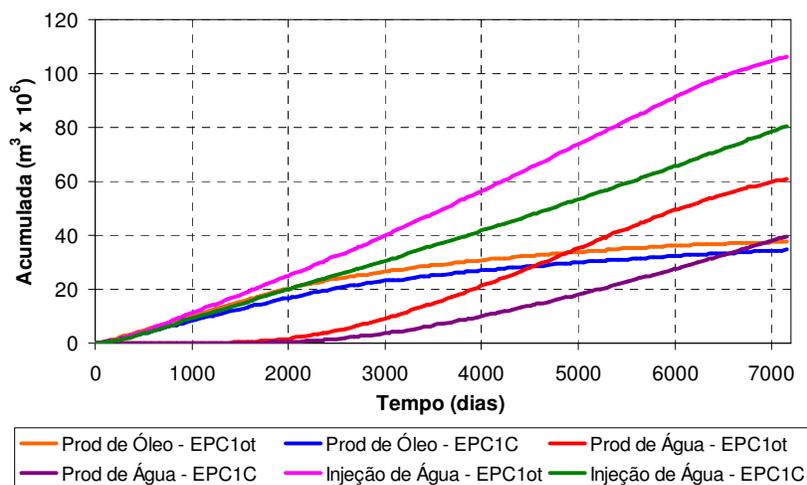


Figura 5.41: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos da EPC1_{OT} e EPC1C

O efeito é semelhante aos estudos anteriores com maior impacto. O pico de produção de óleo sofre uma redução considerável, assim como a vazão de água injetada e produzida. Em termos de produção acumulada, há também uma redução nos volumes.

Como nos estudos anteriores, a pressão do reservatório se mantém mais constante quando se considera a perda de carga dinâmica, refletindo a menor produção de fluidos.

O máximo VPL desta estratégia de produção, de acordo com as premissas do cenário econômico descrito anteriormente, ocorre para a simulação com perda de carga simplificada em aproximadamente 4.400 dias de produção com o valor de US\$ 204 milhões. Ao aplicar a carta de fluxo, o VPL máximo do projeto ocorre após 6.200 dias de produção com o valor de VPL do projeto de US\$ 114 milhões.

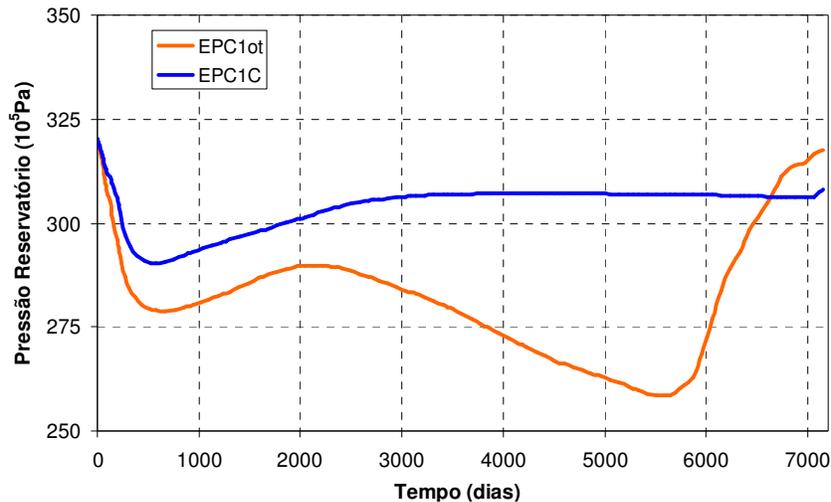


Figura 5.42: Comportamento da Pressão de Reservatório da EPC1_{OT} e EPC1C

A redução do VPL do projeto é coerente com a diminuição do patamar de vazão da produção de óleo, assim como o aumento do tempo para atingir o VPL.

Otimização C2 – Perda de Carga Dinâmica

A EPC2_{OT} consiste em 13 poços produtores e 4 injetores, localizados conforme Figura 5.43, na qual ilustra também o mapa de saturação de óleo da primeira camada do reservatório. Os poços produtores são completados todos na primeira camada do reservatório, enquanto os injetores possuem completação variando entre a décima - terceira à décima - nona camada.

O máximo VPL desta estratégia de produção, de acordo com as premissas do cenário econômico descrito anteriormente, ocorre após aproximadamente 5.800 dias de produção, totalizando um valor de US\$ 146 milhões.

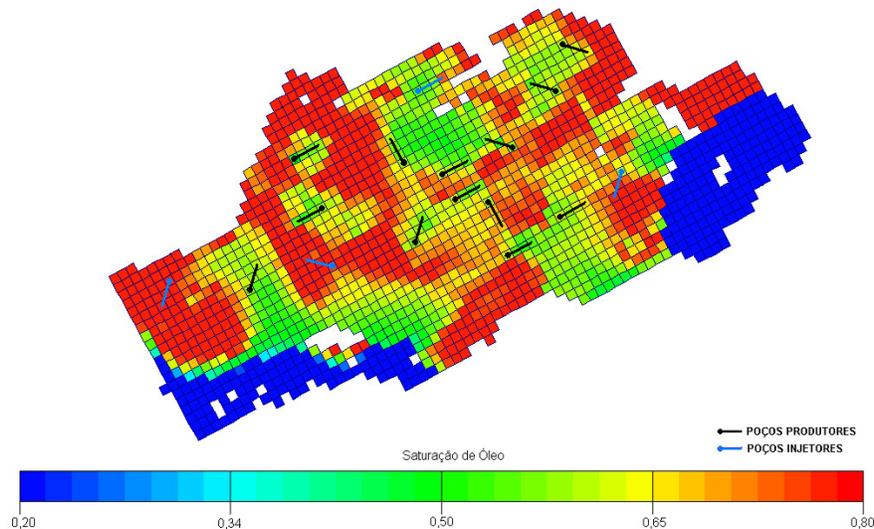


Figura 5.43: Estratégia Final da Otimização com Perda de Carga Dinâmica do Estudo C – EPC2_{OT}

5.1.3.4. Comparação entre EPC1C e EPC2_{OT}

Para verificarmos as diferenças entre as estratégias de produção definidas pelas Otimizações C1 e C2, é necessário a comparação dos mapas de localização dos poços, ilustrados respectivamente nas Figuras 5.39 e 5.43.

Como nos estudos anteriores, a principal diferença está na quantidade de poços produtores. A estratégia de produção otimizada com perda de carga dinâmica possui mais poços produtores e estes estão concentrados no centro do reservatório. Na estratégia de produção otimizada com perda de carga simplificada, há um menor número de poços produtores com maior espaçamento.

Os injetores mantêm-se localizados na periferia do reservatório, como nos estudos anteriores, mas em menor quantidade. A diferença entre ambas as otimizações é a presença adicional de um poço injetor na EPC1_{OT}.

Ao comparar a locação dos poços, verificamos que existem 5 poços com locações idênticas nas duas estratégias de produção, sendo 4 produtores e 1 injetor. Mesmo considerando a proporção de locações idênticas pelo total de poços, pois a exploração de reservatório com óleo

pesado demanda menor quantidade de poços, o número de locações idênticas do Estudo C é inferior aos estudos anteriores, o que nos conduz a deduzir que a restrição operacional é mais influente para reservatórios com óleo pesado.

Entretanto, ainda se conclui que as particularidades do reservatório são determinantes na decisão da locação dos poços produtores e injetores, mas existe influência da restrição operacional avaliada, sendo esta mais relevante em reservatórios de óleo pesado.

A Figura 5.44 mostra o perfil de produção das estratégias definidas pelas Otimizações C1 e C2. A última possui maior vazão de produção e injeção de fluidos. Na produção acumulada de fluidos, verifica-se na Figura 5.45, que a EPC2_{OT} possui melhor desempenho.

Para a pressão média no reservatório têm-se comportamentos diferentes de ambas as estratégias, pois como a EPC2_{OT} produz mais fluidos e possui menos poços injetores, esta tem maior depleção se comparada a EPC1C. A Figura 5.46 ilustra a pressão média do reservatório para as estratégias avaliadas.

Considerando o cenário econômico adotado e os resultados das estratégias definidas pelas otimizações, tem-se dados da Tabela 5.6 com resumo dos parâmetros relevantes para comparação das estratégias de produção EPC1C e EPC2_{OT}.

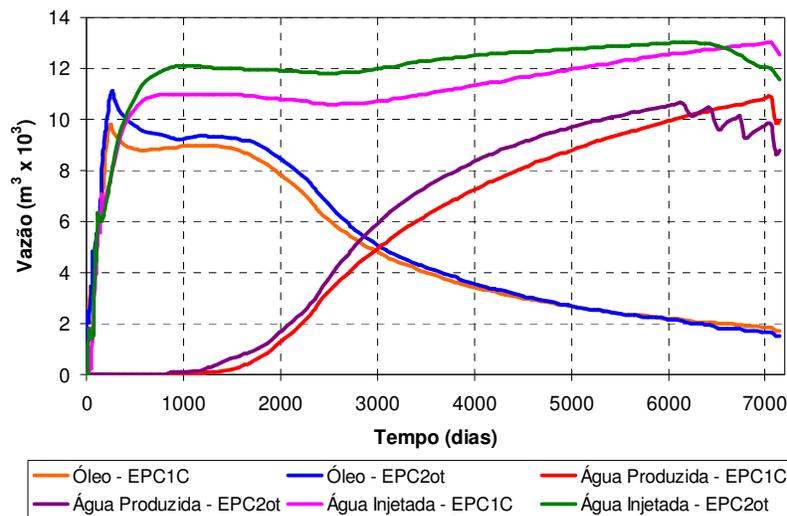


Figura 5.44: Vazão de Produção e Injeção de Fluidos da EPC1C e EPC2_{OT}

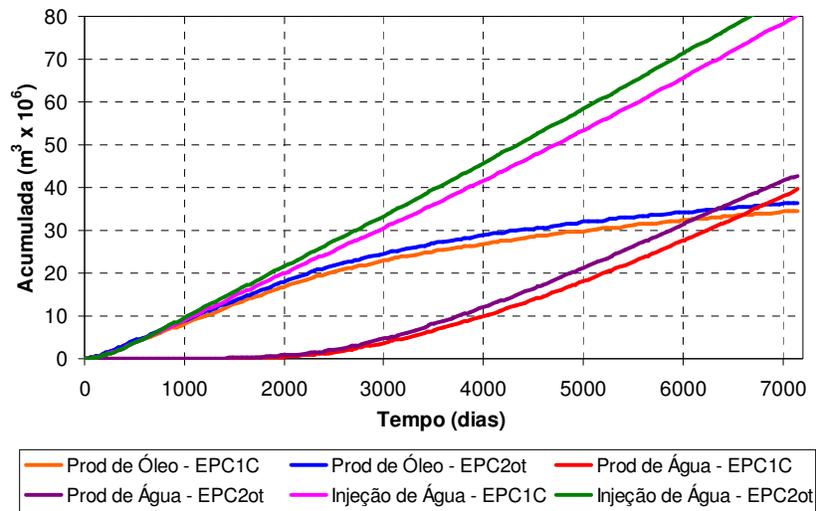


Figura 5.45: Produção e Injeção Acumulada de Fluidos da EPC1C e EPC2_{OT}

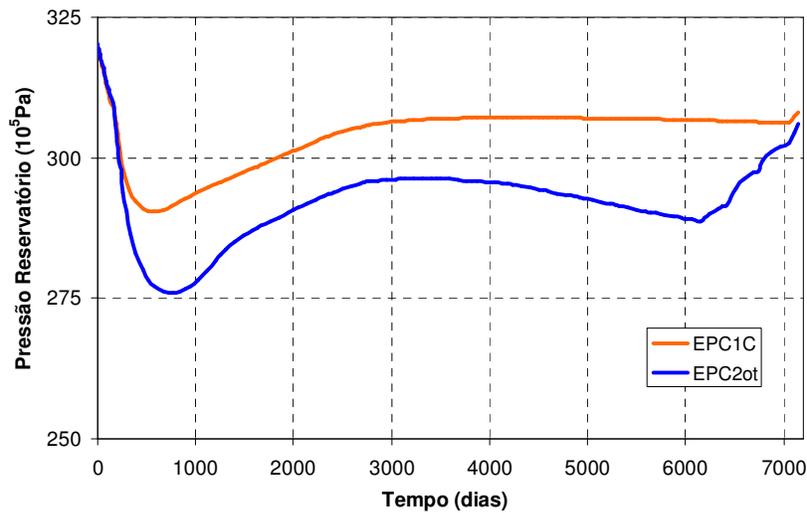


Figura 5.46: Comportamento da Pressão de Reservatório da EPC1C e EPC2_{OT}

Verifica-se, de acordo com a Tabela 5.6, que embora a EPC2_{OT} possua maiores dispêndios, em vista do maior número de poços (investimentos) e maiores custos operacionais (produção e injeção de água), mas esta obtém maior VPL, devido a sua receita, que reflete a produção de óleo. A Figura 5.47 ilustra a variação no tempo do VPL de ambas as estratégias de produção, comprovando o VPL superior da EPC2_{OT}.

Tabela 5.6: Resumo dos Parâmetros das Estratégias de Produção Finais das Otimizações C1 e C2

Parâmetros *		Unidades	EPC1C	EPC2 _{OT}	Ganho da Otimização C2 (%)
Físicos	Fluido				
Produção Acumulada	Óleo	10 ⁶ m ³	32,81	33,97	3,54
	Gás	10 ⁹ m ³	2,86	3,02	5,59
	Água	10 ⁶ m ³	29,97	30,03	0,20
Injeção Acumulada	Água	10 ⁶ m ³	68,65	69,61	1,40
Econômicos	Segmentação				
Valor Presente	Investimentos	10 ⁶ US\$	-766,58	-787,86	-2,78
	Custos Operacionais		-2.043,97	-2.173,18	-6,32
	Receita		2.924,24	3.107,10	6,25
	Lucro Líquido		113,70	146,07	28,47

*valores no tempo de máximo VPL

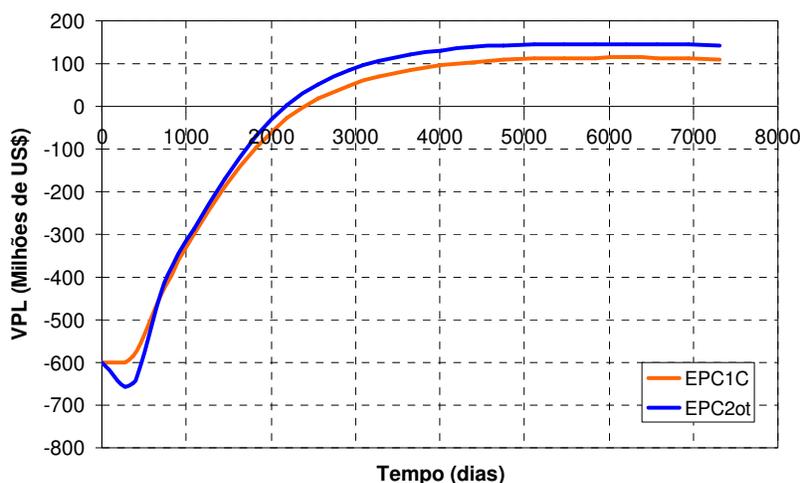


Figura 5.47: Valor Presente Líquido dos Projetos da EPC1C e EPC2_{OT}

5.1.3.5. Análise de Sensibilidade Econômica

Semelhante a análise de sensibilidade econômica elaborada para os estudos anteriores, analisou-se três novos cenários econômicos, definidos na Tabela 5.2, sendo que o Original refere-se às premissas econômicas adotadas nas otimizações do Estudo A, B e C.

Os resultados desta análise podem ser visualizados na Figura 5.48. O gráfico de barras está dividido entre os cenários analisados. As barras verdes e amarelas referem-se ao VPL dos

projetos da EPC1C e EPC2_{OT}, respectivamente. A barra azul mostra a variação entre os VPL das estratégias avaliadas. Para valores positivos, a melhor estratégia é a definida pela Otimização C2.

Ao analisarmos o gráfico da Figura 5.48, observa-se que a barra azul é sempre positiva, o que permite concluir que não importa o cenário econômico, a EPC2_{OT} sempre é a estratégia de produção mais adequada.

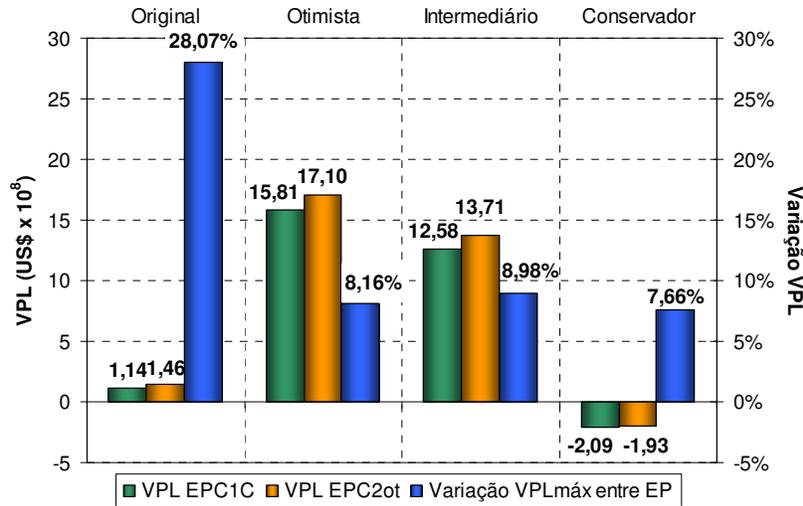


Figura 5.48: Análise de Sensibilidade Econômica da EPC1C e EPC2_{OT}

Portanto, neste estudo, demonstra-se que a restrição operacional influencia na definição da estratégia de produção, embora as características do reservatório sejam críticas e relevantes na definição da locação dos poços produtores e injetores. Deste modo, considerar a perda de carga dinâmica durante o processo de otimização da estratégia de produção melhora o desempenho do projeto e incrementa o VPL do mesmo.

5.1.4. Comparação da Influência da Restrição Operacional nos Estudos A, B e C

Com o objetivo de determinar as características do reservatório que o deixam mais suscetível à influência da perda de carga na definição da estratégia de produção, foi feita a comparação entre os resultados obtidos nos Estudos A, B e C.

Um parâmetro passível de comparação é o ganho de VPL ao otimizar a estratégia de produção considerando a perda de carga dinâmica, representado pela barra azul ilustrada nos

gráficos das Figuras 5.18, 5.33 e 5.48, respectivamente às análises econômicas dos Estudos A, B e C.

Verifica-se que, para o Cenário Econômico Original, o Estudo C possui maior variação de VPL, seguido dos Estudos B e A. Os demais cenários acompanham, em geral, esta tendência, exceto para o Cenário Conservador, no qual o Estudo B obteve maior variação de VPL entre a EPB1C e EPB2OT.

No Estudo A, há pouca influência à restrição operacional ocorrendo até uma inversão da melhor estratégia de produção, dependendo do cenário econômico analisado.

Outro aspecto a ser comparado são as locações idênticas das estratégias de produção definidas pelas otimizações simplificadas e dinâmicas dos três estudos. Quanto menor a proporção de poços com locações idênticas, maior a influência da restrição operacional, pois esta é proporcional a diferença entre as EP ao considerar no processo de otimização a perda de carga simplificada ou dinâmica. A quantidade de poços com locações idênticas e a proporção destes pelo total está resumida na Tabela 5.7.

Nota-se que o menor número de locações idênticas ocorre no Estudo C, comprovando novamente que o reservatório de óleo pesado sofre mais influência da perda de carga se comparado ao de óleo leve.

Sobre os Estudos A e B, relacionados a reservatório de óleo leve, conclui-se que as condições operacionais consideradas no Estudo B propiciaram uma influência da perda de carga maior na definição da estratégia de produção se comparada ao Estudo A, no qual a pressão de fundo do poço foi limitada a pressão de saturação.

Tabela 5.7: Resumo das Locações Idênticas das Otimizações com Perda de Carga Simplificada e Dinâmica

Estudos	Locações Idênticas		Proporção Poços Idênticos/ Total*	
	Poços Produtores	Poços Injetores	Poços Produtores	Poços Injetores
A	10	5	0,53	0,50
B	6	5	0,38	0,56
C	4	1	0,31	0,25

* Total é referente à EP definida na otimização com perda de carga dinâmica

5.2. Caso 2 – Limitação de Produção de Gás

Os estudos desenvolvidos do Caso 2, apresentado no Item 4.2, consideraram três opções de gasodutos com limitações de escoamento de gás distintos, assim como diferentes investimentos, especificados nas Tabelas 4.15 e 4.17, respectivamente.

Entretanto, os gráficos dos resultados apresentados neste capítulo, serão focados no gasoduto médio, para evitar excessos e repetição no texto, visto que o comportamento dos demais foi semelhante. Com exceção para algum resultado específico de outro gasoduto, que seja diferente do gasoduto médio. Neste caso, será especificado o gasoduto do qual se trata o resultado apresentado.

5.2.1. Estudos Iniciais- Efeito da Limitação de Gás

Análise do escoamento de gás e aproveitamento do gasoduto – Otimização Segregada

O projeto de desenvolvimento dos Campos 1 e 2 está limitado pelo escoamento do gás. Na simulação segregada, o limite do escoamento do gás de cada reservatório é pré-determinado pelo rateio e como o resultado das simulações do reservatório não são interativas, o gasoduto pode ser subaproveitado. Na Figura 5.49, tem-se a vazão de gás dos Campos 1 e 2 e a total de ambos. Após 11 anos de produção (4015 dias), o Campo 1 inicia o declínio e o gasoduto torna-se ocioso, pois não há aproveitamento do Campo 2.

Com o objetivo de evitar perdas na utilização do gasoduto, foi feito um estudo preliminar das curvas de produção de gás, no qual se estabeleceu uma variação do rateio com o tempo. A Figura 5.50 apresenta as curvas de produção de gás, com reaproveitamento do Campo 2, após declínio do Campo 1.

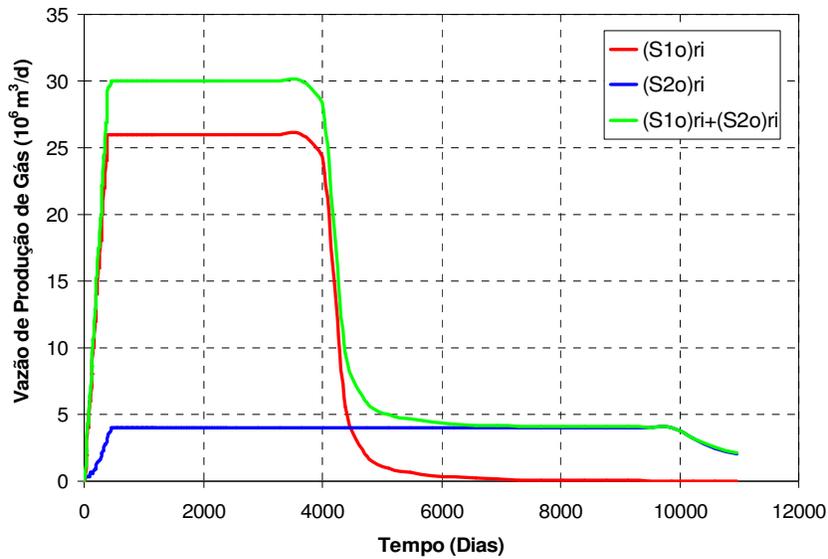


Figura 5.49: Produção de Gás dos Campos 1 e 2 na Simulação Segregada do Gasoduto Médio com Rateio Inicial Estático

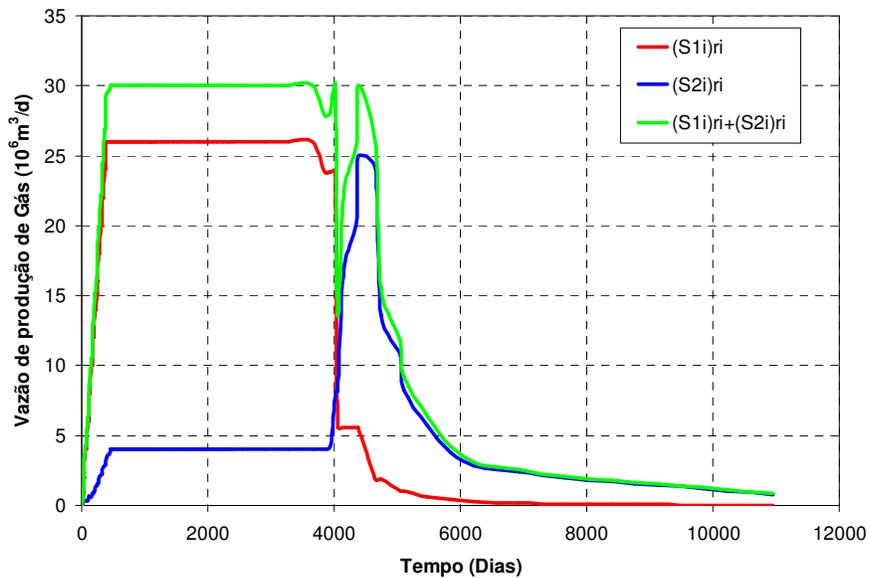


Figura 5.50: Produção de Gás dos Campos 1 e 2 na Simulação Segregada do Gasoduto Médio com Rateio Inicial Variado

Foi feito para os três gasodutos em estudo o cálculo do rateio variado, aplicando ao Campo 2 o reaproveitamento do gasoduto.

Comparação Estratégia inicial - Otimização Segregada e Pólo

A simulação pólo, que considera a limitação de escoamento do gás de maneira dinâmica, favorece a produção de óleo do Campo 2 e o aproveitamento do gasoduto, resultando em maior VPL.

A Tabela 5.8 apresenta os resultados das estratégias iniciais das Otimizações Segregada e Pólo, para os diversos gasodutos testados. Ressaltando que as estratégias de produção são idênticas, sendo a única diferença a simulação separada ou conjunta dos Campos 1 e 2.

Na Otimização Segregada, tem-se o resultado da estratégia de produção inicial de cada campo, sendo estas especificadas por $(S1_i)ri$ e $(S2_i)ri$, referentes ao Campo 1 e 2, respectivamente. O somatório dos parâmetros avaliados compõe o pólo de produção, sendo este identificado por $(S1_i)ri+(S2_i)ri$. Na Otimização Pólo, o resultado do VPL obtido já é do conjunto dos campos, denominado EPP_i . Sendo então necessária a extração dos parâmetros por reservatório, gerando o $EPP1_i$ e $EPP2_i$, relacionados aos resultados dos Campo 1 e 2, respectivamente.

Tabela 5.8: Comparação entre as Simulações Segregada e Pólo na Estratégia de Produção Inicial

Capacidade Gasoduto	Otimização	Simulação	Campos	Investimento	VPL	Volumes Acumulados			
				10 ⁹ US\$		Gás	Óleo	Água	
					10 ⁹ m ³	10 ⁶ m ³	Prod	Inj	
							10 ⁶ m ³		
Máximo	Segregada	$(S1_i)ri$	Campo 1	-1,97	-0,38	102,00	1,15	0,02	0
		$(S2_i)ri$	Campo 2	-3,01	0,13	46,48	109,71	151,53	418,99
		$(S1_i)ri + (S2_i)ri$	Campo 1 + Campo 2	-4,99	-0,25	148,48	110,86	151,54	418,99
	Pólo	EPP_i	Pólo	-4,99	0,05	149,87	111,45	171,57	443,02
		$EPP1_i$	Campo 1	-1,99	-0,41	102,53	1,17	0,02	0
		$EPP2_i$	Campo 2	-3,00	0,46	47,34	110,28	171,56	443,02
Médio	Segregada	$(S1_i)ri$	Campo 1	-1,80	-0,36	102,49	1,17	0,02	0
		$(S2_i)ri$	Campo 2	-2,98	-0,25	45,73	103,67	130,26	387,64
		$(S1_i)ri + (S2_i)ri$	Campo 1 + Campo 2	-4,79	-0,61	148,22	104,84	130,28	387,64
	Pólo	EPP_i	Pólo	-4,79	-0,21	148,60	110,76	149,61	415,77
		$EPP1_i$	Campo 1	-1,89	-0,32	102,53	1,19	0,02	0,00
		$EPP2_i$	Campo 2	-2,90	0,12	46,07	109,56	149,59	415,77
Mínimo	Segregada	$(S1_i)ri$	Campo 1	-1,63	-0,48	102,50	1,21	0,01	0
		$(S2_i)ri$	Campo 2	-2,95	-0,66	44,05	93,06	92,27	329,22
		$(S1_i)ri + (S2_i)ri$	Campo 1 + Campo 2	-4,59	-1,14	146,56	94,26	92,29	329,22
	Pólo	EPP_i	Pólo	-4,59	-0,85	145,84	102,25	107,55	356,27
		$EPP1_i$	Campo 1	-1,79	-0,46	102,35	1,22	0,01	0
		$EPP2_i$	Campo 2	-2,80	-0,39	43,48	101,03	107,53	356,27

No Anexo D é detalhada a divisão do VPL do pólo para cada reservatório. Os demais parâmetros, como produção de óleo, gás e água são resultados diretos da simulação.

Ao comparar a produção total de óleo de $(S1_i)ri+(S2_i)ri$ com EPP_i de todos os gasodutos avaliados, verifica-se que esta é maior na segunda. Isso porque, a simulação pólo favorece a produção de gás-associado originária do Campo 2, resultando em maiores produções de óleo e consequentemente maior VPL, visto que o óleo possui maior valor de mercado.

A Figura 5.51 ilustra a produção de gás dos Campos 1 e 2 da estratégia de produção inicial da Otimização Segregada e Pólo. Nota-se que na simulação pólo, a vazão de produção do Campo 2 ($EPP2_i$) alcança um pico de produção de gás de $19,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ em 7 anos de produção (2555 dias), enquanto a vazão de gás do Campo 1 ($EPP1_i$) reduz proporcionalmente para atender a limitação de escoamento do gás. Na simulação segregada, a produção de gás do Campo 2 ($(S2_i)ri$) é limitada em $4 \times 10^6 \text{ m}^3$ até o fim da vida produtiva do Campo 1 ($(S1_i)ri$), o que permite, somente após 11 anos de produção (4000 dias) do pólo, um aumento na produção de gás do Campo 2. A Figura 5.52 mostra a produção de gás total de ambos os campos na estratégia de produção inicial das Otimizações Segregada e Pólo, comprovando que o limite de escoamento do gasoduto é respeitado em ambas as simulações.

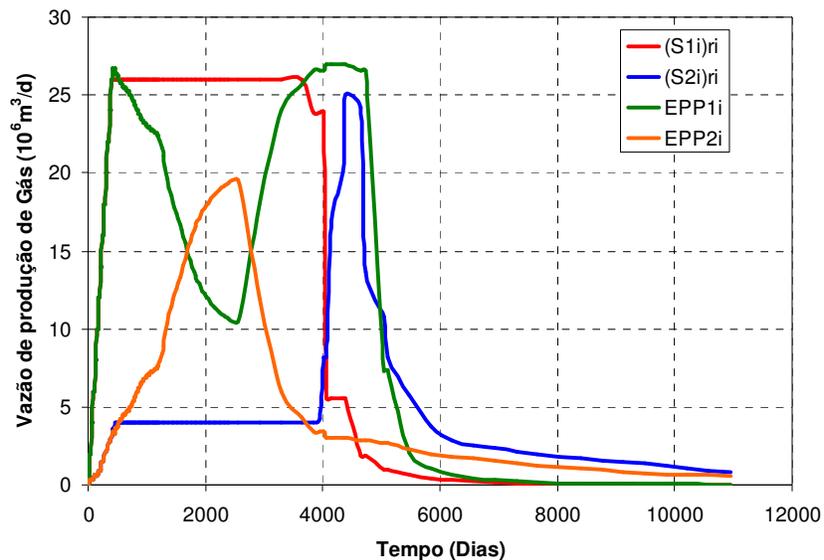


Figura 5.51: Produção de Gás dos Campos 1 e 2 da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio

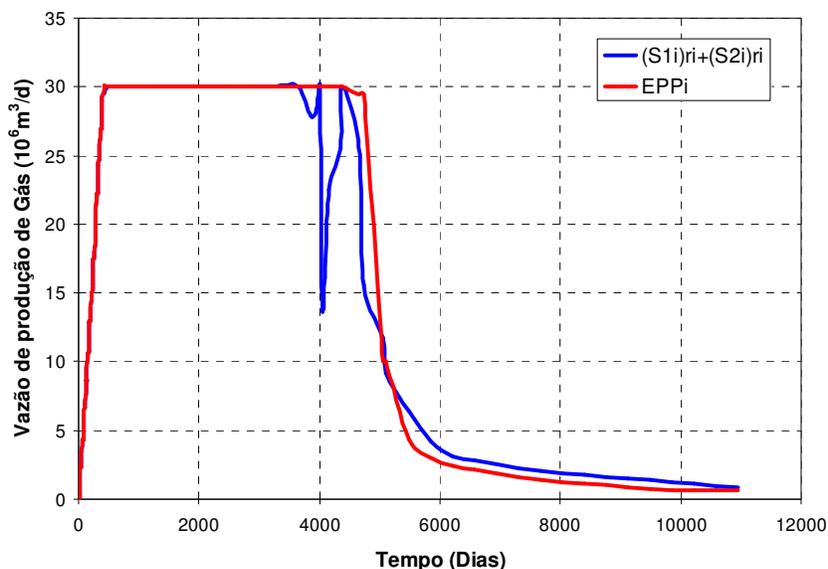


Figura 5.52: Produção de Gás Total da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio

A limitação do gás imposta ao Campo 2 influencia na produção de óleo do mesmo. Na Figura 5.53 pode-se visualizar a produção de óleo do Campo 2 da estratégia de produção inicial das Otimizações Segregada e Pólo. Observa-se que o pico de produção de gás, permitido ao Campo 2 na simulação pólo, resulta em uma antecipação da produção de óleo e, portanto, maior VPL. Enquanto na simulação segregada, o pico de produção de óleo ocorre apenas após 4.000 dias de produção, quando há liberação da vazão de gás devido ao fim da vida produtiva do Campo 1.

A justificativa para este comportamento é que a presença do gás reduz a permeabilidade relativa do óleo, dificultando o seu fluxo. A pressurização provocada pela expansão da capa de gás é menos eficiente que a injeção de água. Na simulação segregada, o reservatório se mantém pressurizado, a produção de óleo é menor e há pouca injeção de água. Na simulação pólo, a pressão do Campo 2 reduz rapidamente, mas injeta-se mais.

As Figuras 5.54 a 5.56 apresentam respectivamente a pressão média, a injeção e produção de água do Campo 2 da estratégia de produção inicial das Otimizações Segregada e Pólo.

O efeito que foi observado para o gasoduto médio, repetiu-se para os demais gasodutos estudados.

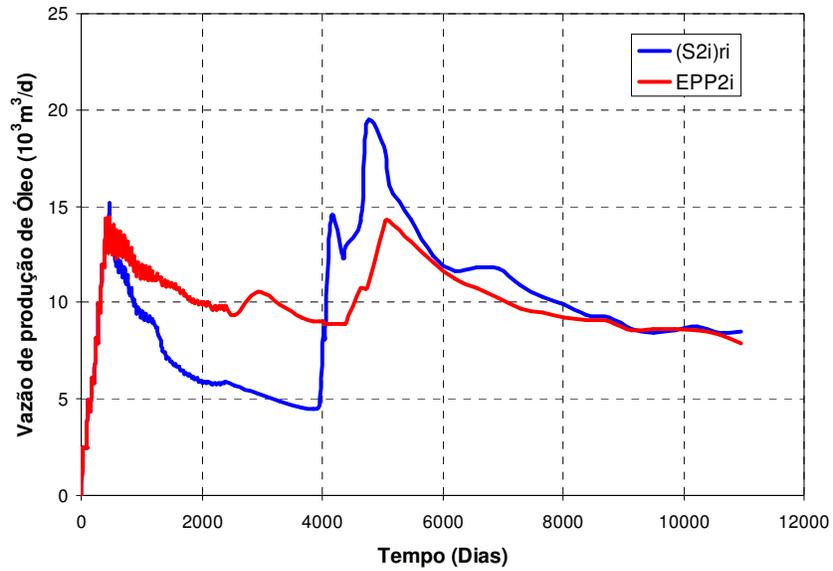


Figura 5.53: Produção de Óleo do Campo 2 da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio

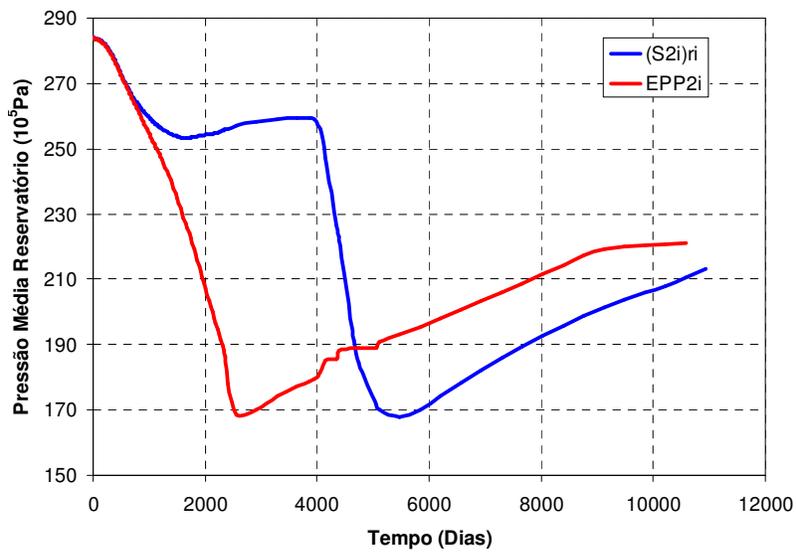


Figura 5.54: Pressão Média do Campo da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio

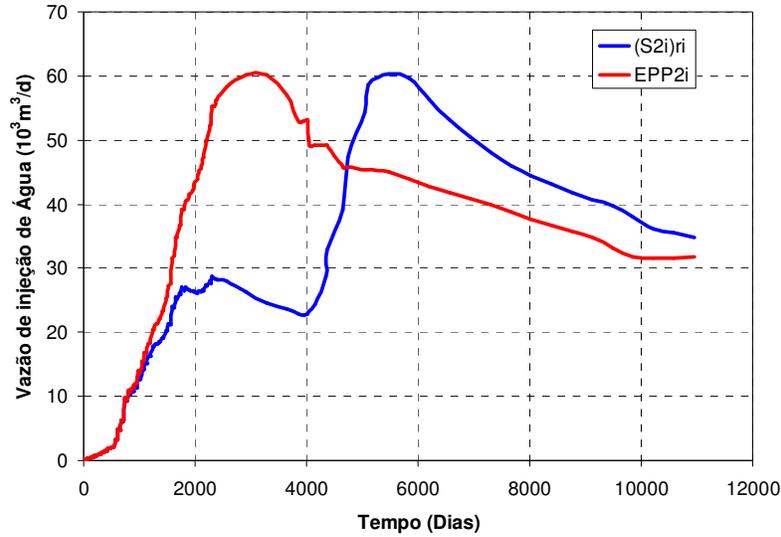


Figura 5.55: Injeção de Água no Campo 2 da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio

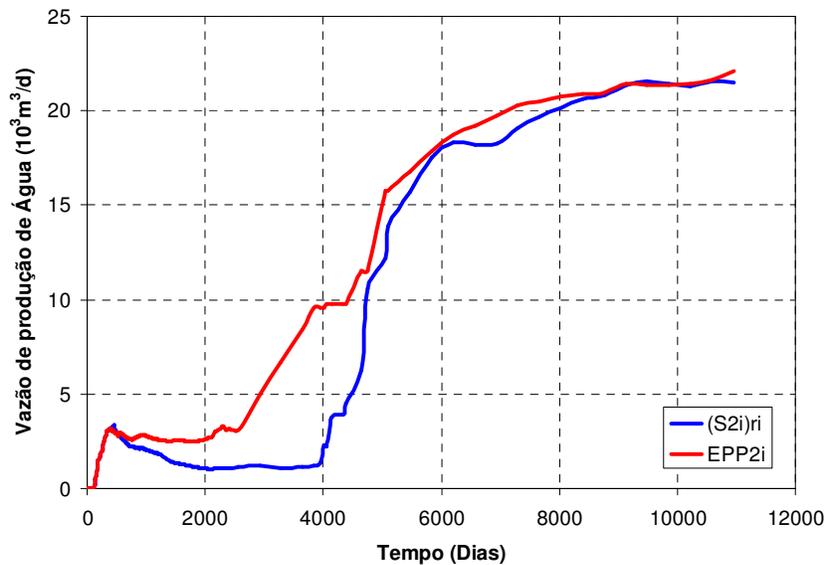


Figura 5.56: Produção de Água no Campo 2 da Estratégia de Produção Inicial das Otimizações Segregada e Pólo do Gasoduto Médio

5.2.2. Otimização – Simulação Segregada

Otimização da Estratégia de Produção com Rateio Inicial

A Otimização Segregada iniciou-se com a otimização da estratégia de produção do Campo 1. Nesta, verificou-se que a locação dos poços produtores influía muito pouco na vazão de

produção de gás do campo e seu resultado econômico, pois este é delineado pelo limite de produção máximo de cada poço e do campo.

Embora o reservatório seja levemente heterogêneo, os poços produtores, independente de sua localização, produzem o limite máximo de vazão de gás estipulado por poço até que o reservatório atinja a pressão de abandono. Como existe um limite de escoamento para o campo, nota-se que o número ideal de poços é o limite total de produção de gás dividido pelo limite de produção por poço.

A Figura 5.57 ilustra o número de poços produtores no Campo 1 das estratégias de produção testadas e seus respectivos VPL. Observa-se que a proporção do VPL pelo número de poços é evidente, reduzindo a importância da localização dos poços.

Portanto, para a otimização do Campo 1, foram retirados os poços de menor desempenho até que se atingiu o número ótimo de poços. Não foi otimizada a localização e completação dos poços produtores.

A Figura 5.58 mostra a variação do VPL com a produção acumulada de gás do Campo 1. Verifica-se que a produção de gás, quase não varia em relação ao aumento do VPL, pois com menor número de poços mantém-se a produção.

A otimização da estratégia de produção do Campo 2 é muito mais complexa, pois tanto a localização dos poços como a camada de completação destes eram bem influentes na produção e VPL do campo. Como se partiu de uma estratégia inicial com muitos poços produtores, novamente foram retirados os poços produtores e injetores com menor desempenho. Também se testou modificações na localização e recompletação de poços produtores com muita produção de água ou gás, na qual houvesse indicação de cone destes fluidos e de poços injetores que poderiam estar contribuindo para a produção de água.

A Figura 5.59 mostra o número de poços produtores e injetores do Campo 2 e o VPL das estratégias de produção testadas na otimização.

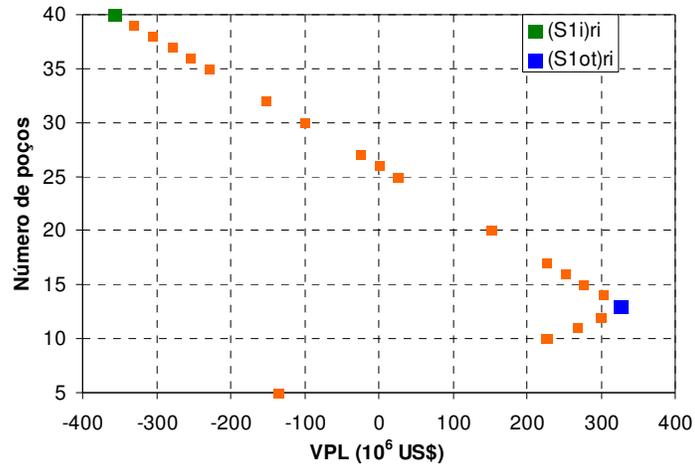


Figura 5.57: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 1 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio

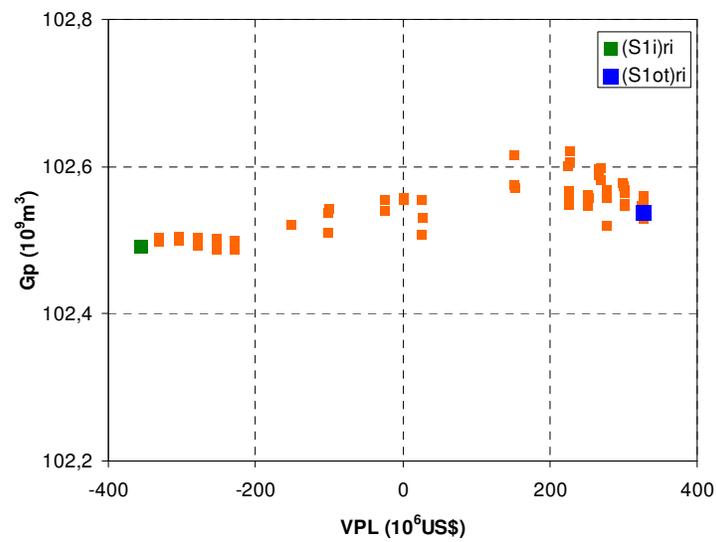


Figura 5.58: Produção Acumulada de Gás e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 1 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio

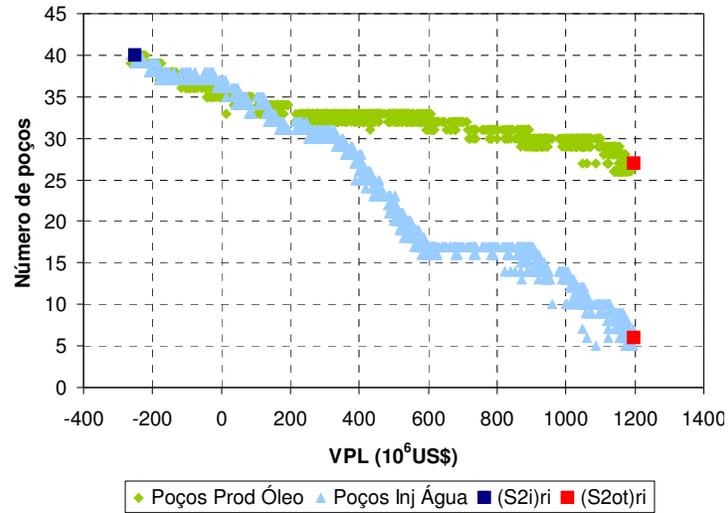


Figura 5.59: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio

As Figuras 5.60 a 5.63 apresentam a variação do VPL com a produção acumulada de óleo, gás e água e injeção de água do Campo 2 das estratégias de produção testadas na otimização deste reservatório. Verifica-se que existe um comportamento de uma função parabólica na variação destes parâmetros relacionados ao VPL do projeto de desenvolvimento do campo. A estratégia ótima (S_{2ot})ri é definida pelo ponto de máximo VPL.

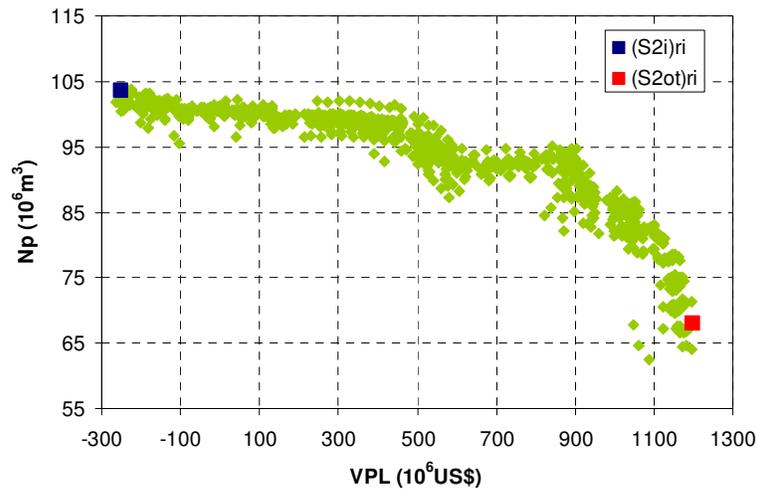


Figura 5.60: Produção Acumulada de Óleo e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio

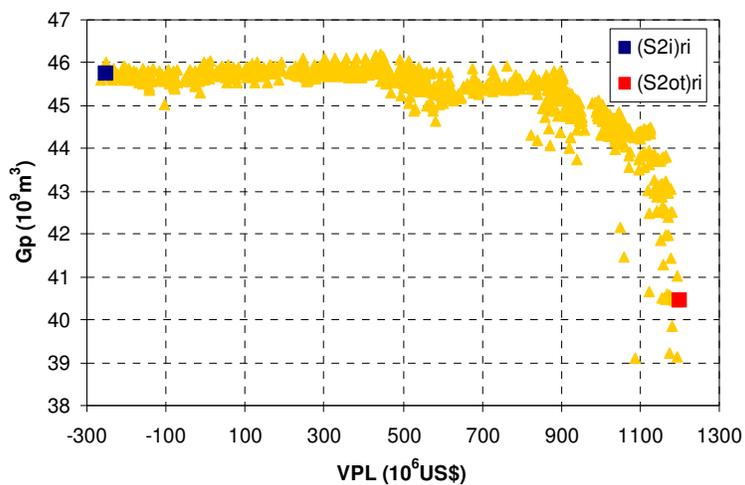


Figura 5.61: Produção Acumulada de Gás e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio

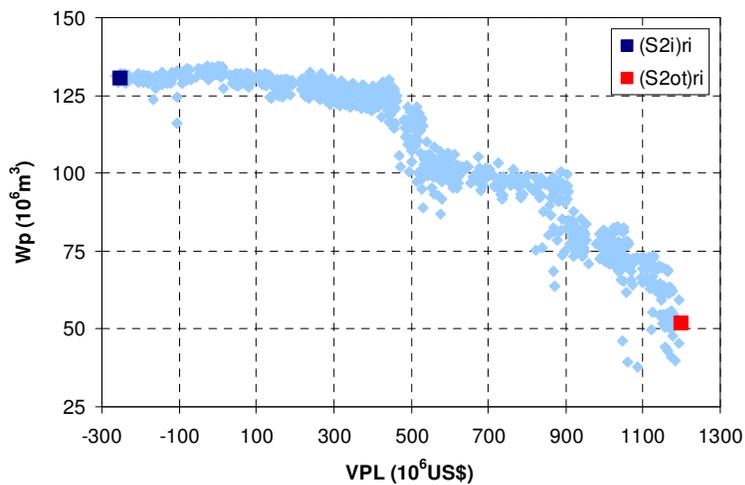


Figura 5.62: Produção Acumulada de Água e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio

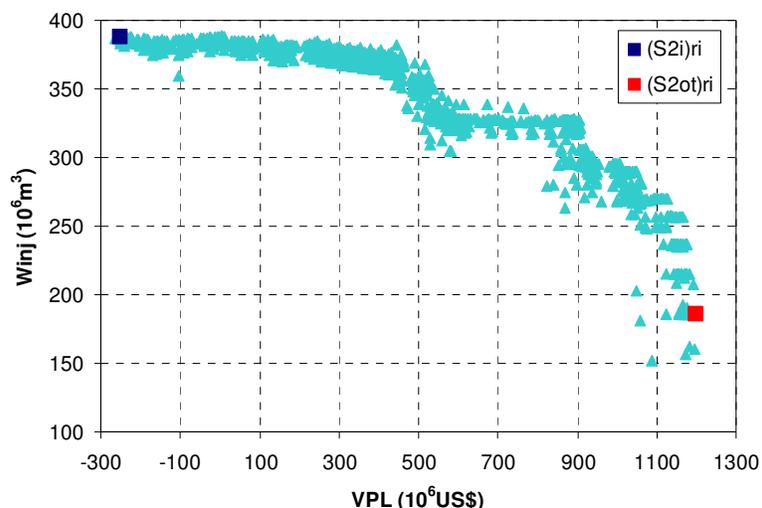


Figura 5.63: Injeção Acumulada de Água e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Inicial do Gasoduto Médio

A Tabela 5.9 mostra o resumo das estratégias finais definidas pela Otimização Segregada para todos os gasodutos estudados, onde se verifica que a limitação da produção de gás influi mais na determinação do número de poços injetores do que poços produtores, pois quando o gás não é produzido, este tende a pressurizar o reservatório tornando a injeção de água desnecessária.

O gasoduto com maior capacidade de escoamento mostrou-se o mais atrativo economicamente se comparado com as opções estudadas.

Tabela 5.9: Resumo das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada com Rateio Inicial

Capacidade Gasoduto	Simulação	Campos	Poços Prod		Poços Inj Água	Investimento (10 ⁹ US\$)	VPL	Gp (10 ⁹ m ³)	Np	Wp (10 ⁶ m ³)	Winj
			Gás	Óleo							
Máximo	(S1 _{ot})ri	Campo1	17	0	0	-1,39	0,21	102,49	1,17	0,02	-
	(S2 _{ot})ri	Campo2	0	30	12	-2,05	1,36	46,41	88,39	98,24	323,02
	(S1 _{ot})ri+ (S2 _{ot})ri	Campo1+ Campo2	17	30	12	-3,44	1,57	148,90	89,55	98,26	323,02
Médio	(S1 _{ot})ri	Campo1	13	0	0	-1,12	0,33	102,54	1,18	0,02	-
	(S2 _{ot})ri	Campo2	0	27	6	-1,79	1,20	40,46	67,97	51,66	186,06
	(S1 _{ot})ri+ (S2 _{ot})ri	Campo1+ Campo2	13	27	6	-2,91	1,53	143,00	69,14	51,68	186,06
Mínimo	(S1 _{ot})ri	Campo1	9	0	0	-0,85	0,31	102,57	1,19	0,02	-
	(S2 _{ot})ri	Campo2	0	30	3	-1,76	0,95	34,79	57,63	29,48	89,69
	(S1 _{ot})ri+ (S2 _{ot})ri	Campo1+ Campo2	9	30	3	-2,61	1,26	137,36	58,82	29,50	89,69

Otimização do Rateio

O rateio inicial foi pré-determinado, baseado na proporção da produção de gás da estratégia de produção inicial sem limitação dos Campos 1 e 2 pelo total. Para que haja uma completa otimização da estratégia de produção de ambos os campos, faz-se necessária também a otimização do rateio de limitação do escoamento do gás entre os Campos 1 e 2.

Na otimização do rateio, as estratégias de produção otimizadas são congeladas e são testadas apenas diferentes proporções do limite total do escoamento do gás. O rateio inicial definia 85,5% do limite de escoamento para o Campo 1 e 14,5% para o Campo 2.

A Figura 5.64 ilustra a evolução do VPL conforme variação do rateio da limitação do escoamento do gás para o gasoduto médio entre os Campos 1 e 2. Neste caso, o rateio otimizado foi de 60% e 40% respectivamente para o Campo 1 e 2.

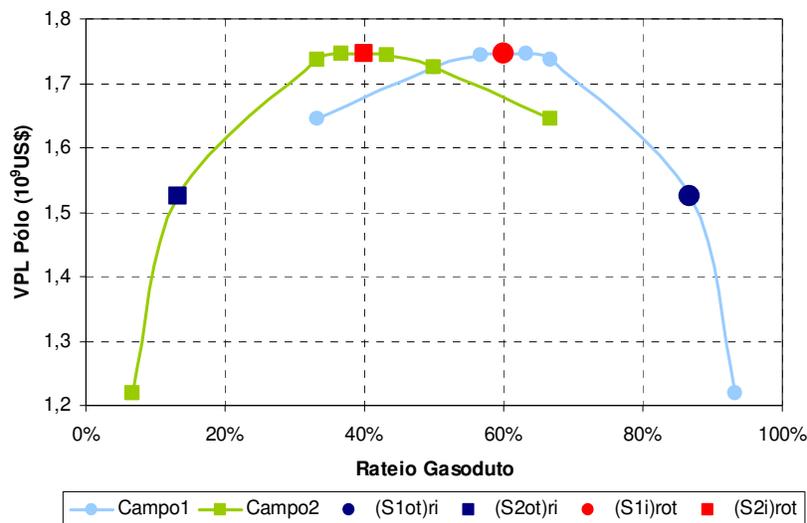


Figura 5.64: Otimização do Rateio do Limite de Escoamento de Gás entre os Campos 1 e 2 com Gasoduto Médio

Nesta otimização, os rateios testados consideraram o reaproveitamento do gasoduto, conforme a demanda de produção de gás dos Campos 1 e 2. Para o rateio otimizado, o reaproveitamento é inverso ao executado no rateio inicial. Neste, ao invés do Campo 2 aproveitar o declínio de produção do Campo 1, é o Campo 1 que aumenta seu limite de escoamento de gás ao final da demanda de produção de gás do Campo 2.

Isso ocorre, pois o Campo 2 necessita produzir gás no início de sua vida produtiva e conforme ocorre a depleção do reservatório, a demanda pelo escoamento de gás diminui, deixando livre o gasoduto para produção de gás do Campo 1.

A Figura 5.65 mostra a produção de gás dos Campos 1 e 2 com o rateio otimizado e o reaproveitamento do gasoduto pelo Campo 1 após 9 anos de produção (3.285 dias), conforme redução da demanda do Campo 2 por escoamento de gás.

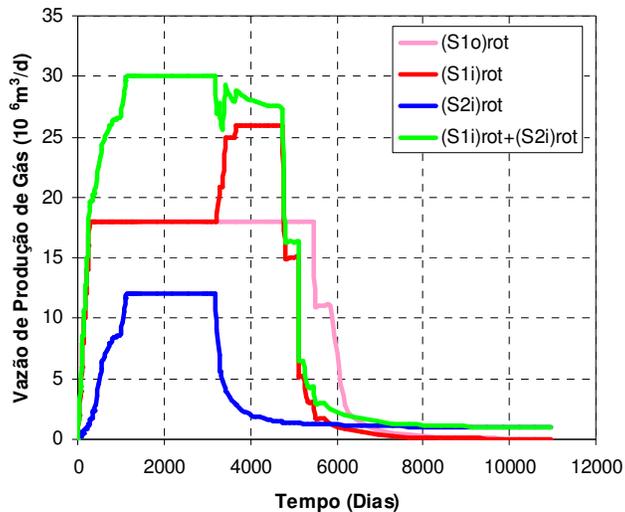


Figura 5.65: Produção de Gás dos Campos 1 e 2 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio

A mesma otimização foi feita para os gasodutos máximo e mínimo, resultando na proporção de limite de escoamento especificada na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Limite Máximo de Vazão de Produção de Gás para Rateio Otimizado

Porte Gasoduto	Pólo de Produção	Campo 1	Campo 2	Unidade
Gasoduto Máximo	40	24	16	10 ⁶ m ³ std/dia
Gasoduto Médio	30	18	12	
Gasoduto Mínimo	20	11	9	

Otimização da Estratégia de Produção com Rateio Otimizado

Após definir o melhor rateio do limite de escoamento de gás, retorna-se a otimização da configuração de poços dos Campos 1 e 2, gerando as respectivas estratégias de produção (S1_{ot})rot e (S2_{ot})rot.

Como o novo rateio aumentou a capacidade de escoamento do gás do Campo 2 e reduziu o do Campo 1, a tendência nesta otimização é reduzir o número de poços produtores do Campo 1 e aumentar os poços produtores e injetores do Campo 2.

As Figuras 5.66 e 5.67 ilustram a variação do VPL com número de poços dos Campos 1 e 2 considerando o rateio otimizado do limite do gasoduto médio definido em etapa anterior.

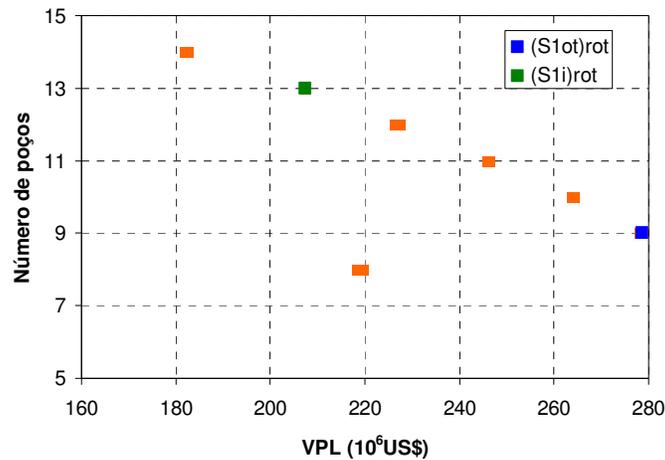


Figura 5.66: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 1 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio

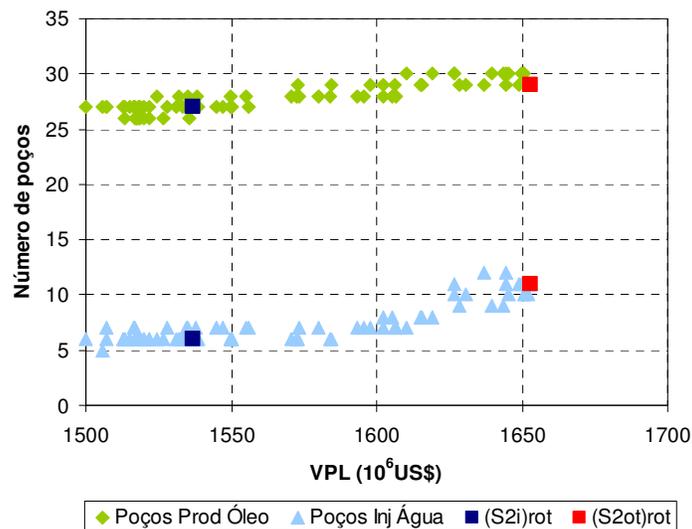


Figura 5.67: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio

Novamente, a variação da produção de gás do Campo 1 é muito pequena conforme o aumento do VPL, pois este é resultado da redução dos investimentos em poços, mas mantendo a produção. A Figura 5.68 ilustra esta variação.

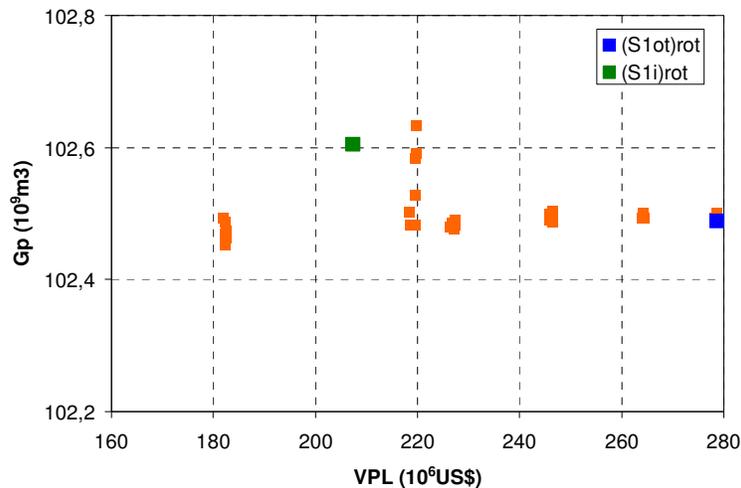


Figura 5.68: Produção Acumulada de Gás e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 1 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio

As Figuras 5.69 e 5.70 mostram a variação do VPL com a produção acumulada do Campo 2 de óleo e gás, respectivamente, considerando o rateio otimizado do limite de escoamento de gás do gasoduto médio. Nota-se que durante esta otimização, houve um incremento do VPL em conjunto com o aumento de produção de gás e óleo do Campo 2, pois foram adicionados à estratégia de produção mais poços produtores e injetores, aumentando o fator de recuperação do campo e a economicidade do projeto.

Estão especificados na Tabela 5.11 os resultados finais da otimização segregada para todos os gasodutos estudados. O estudo indica que o maior VPL é o do gasoduto médio, portanto este seria a melhor opção para o projeto de desenvolvimento dos Campos 1 e 2.

Novamente, observa-se que quanto menor a capacidade de escoamento de gás, menor o número de poços produtores para o Campo 1 e injetores para o Campo 2. A produção de óleo também é proporcional a capacidade do gasoduto.

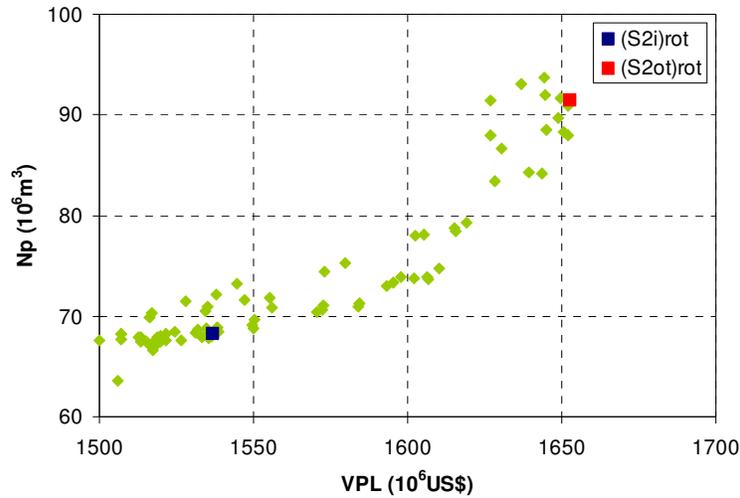


Figura 5.69: Produção Acumulada de Óleo e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio

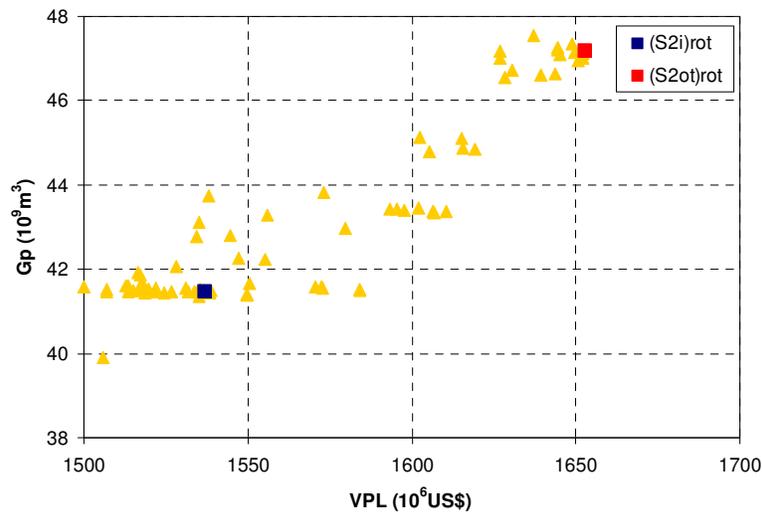


Figura 5.70: Produção Acumulada de Gás e VPL das EP Testadas na Otimização Segregada do Campo 2 com Rateio Otimizado do Gasoduto Médio

As Figuras 5.71 e 5.72 ilustram as estratégias de produção otimizadas para os Campos 1 e 2, respectivamente, considerando rateio também otimizado do limite de escoamento do gasoduto médio, em conjunto com o mapa de saturação ternária da primeira camada do reservatório.

Os poços produtores do Campo 1 estão completados na primeira a nona camada. Verifica-se na Figura 5.71 que o número de poços produtores reduziu em relação a estratégia inicial, mas que estes se mantêm distribuídos pelo reservatório.

Tabela 5.11: Resumo das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada com Rateio Otimizado

Capacidade Gasoduto	Simulação	Campos	Poços Prod		Poços Inj	Investimento	VPL	Gp	Np	Wp	Winj
			Gás	Óleo	Água						
						(10 ⁹ US\$)	(10 ⁹ m ³)	(10 ⁶ m ³)			
Máximo	(S1 _{ot})rot	Campo1	12	0	0	-1,11	0,28	102,61	1,17	0,02	-
	(S2 _{ot})rot	Campo2	0	30	14	-2,25	1,63	48,00	101,51	122,14	376,42
	(S1 _{ot})rot+(S2 _{ot})rot	Campo1+Campo2	12	30	14	-3,37	1,91	150,61	102,69	122,16	376,42
Médio	(S1 _{ot})rot	Campo1	9	0	0	-0,92	0,28	102,49	1,18	0,02	-
	(S2 _{ot})rot	Campo2	0	30	14	-2,07	1,65	47,19	91,39	95,75	326,27
	(S1 _{ot})rot+(S2 _{ot})rot	Campo1+Campo2	9	29	11	-2,99	1,93	149,68	92,58	95,77	326,27
Mínimo	(S1 _{ot})rot	Campo1	6	0	0	-0,71	0,15	102,33	1,20	0,02	-
	(S2 _{ot})rot	Campo2	0	32	4	-1,90	1,47	37,44	63,77	45,37	137,34
	(S1 _{ot})rot+(S2 _{ot})rot	Campo1+Campo2	6	32	4	-2,61	1,62	139,77	64,97	45,38	137,34

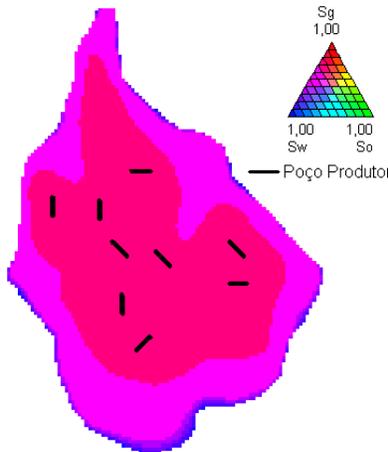


Figura 5.71: Estratégia Final de Produção do Campo 1 Resultado da Otimização Segregada para o Gasoduto Médio – (S1_{ot})rot

A Figura 5.73 mostra a localização dos poços produtores e injetores do Campo 2 por camada sobre o mapa de saturação ternária. Nota-se que os poços produtores, antes concentrados na quarta a sexta camada, foram recompletados nas camadas superiores e inferiores, redistribuindo-os verticalmente. Ainda assim, tem-se grande concentração de poços produtores na região central da sexta camada, pois se trata da rocha-reservatório com melhores propriedades petrofísicas, além de ser uma região com grande espessura de óleo sem contato direto com a capa de gás, o que evita cone deste fluido.

Houve redução do número de poços injetores no Campo 2, mas estes se mantiveram distribuídos a margem do reservatório com óleo e em camadas inferiores.

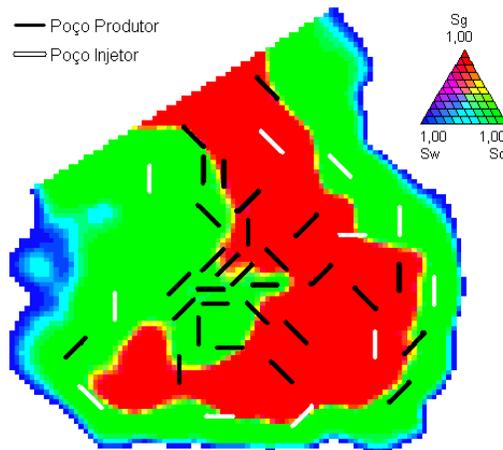


Figura 5.72: Estratégia Final de Produção do Campo 2 Resultado da Otimização Segregada para o Gasoduto Médio- (S_{2ot})rot

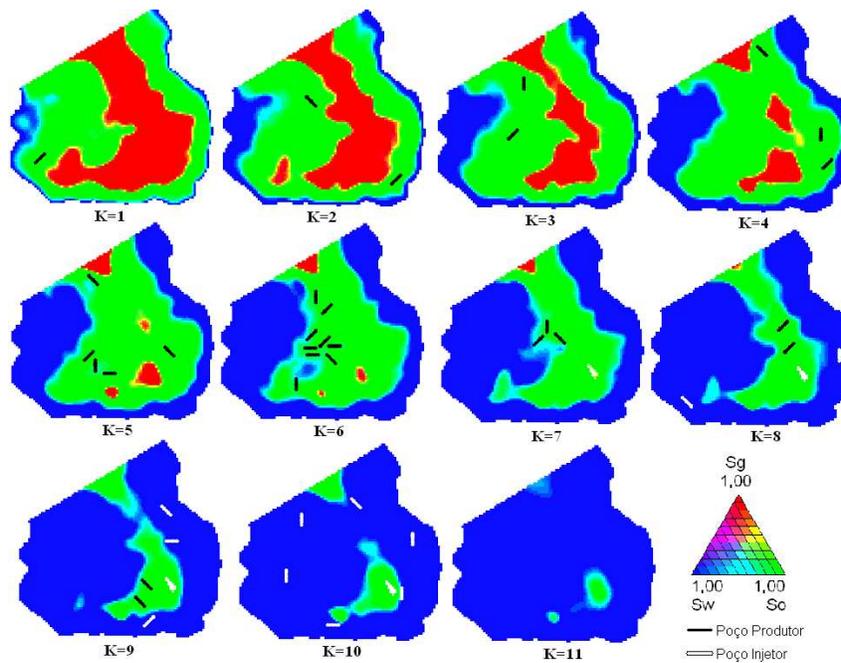


Figura 5.73: Estratégia Final de Produção por Camada do Campo 2 Resultado da Otimização Segregada para o Gasoduto Médio- (S_{2ot})rot

Aplicação da Simulação Pólo

As estratégias de produção (S1_{ot})rot e (S2_{ot})rot definidas na Otimização Segregada são simuladas em conjunto, ou seja, formando uma simulação pólo, denominada EPS12. Desta, extrai-se os indicadores dos Campos 1 e 2, identificados como EPS1 e EPS2, respectivamente. A Tabela 5.12 resume estes resultados. Nota-se que o gasoduto médio obteve maior VPL entre as estratégias de produção otimizadas.

Importante ressaltar que na simulação segregada, tem-se o resultado de cada campo e o somatório deste compõe o pólo de produção. Na simulação pólo, o resultado do VPL obtido já é do conjunto dos campos, sendo então necessária a divisão deste para cada reservatório. No Anexo D, é detalhada a divisão do VPL do pólo para cada reservatório. Os demais parâmetros, como produção de óleo, gás e água são resultados diretos da simulação.

Tabela 5.12: Resumo das Estratégia de Produção Finais da Otimização Segregada em Simulação Segregada e Pólo

Capacidade	Simulação	Campos	VPL	Gp	Np	Wp	Winj
Gasoduto			(10 ⁹ US\$)	(10 ⁹ m ³)	(10 ⁶ m ³)		
Máximo	(S1 _{ot})rot	Campo1	0,282	102,61	1,17	0,02	0,00
	(S2 _{ot})rot	Campo2	1,627	48,00	101,51	122,14	376,42
	(S1_{ot})rot+ (S2_{ot})rot	Campo1+ Campo2	1,909	150,61	102,69	122,16	376,42
	EPS12	Pólo	1,911	150,86	101,95	123,19	378,19
	EPS1	Campo1	0,210	102,52	1,18	0,02	0,00
	EPS2	Campo2	1,701	48,34	100,76	123,16	378,19
Médio	(S1 _{ot})rot	Campo1	0,279	102,49	1,18	0,02	0,00
	(S2 _{ot})rot	Campo2	1,653	47,19	91,39	95,75	326,27
	(S1_{ot})rot+ (S2_{ot})rot	Campo1+ Campo2	1,932	149,68	92,58	95,77	326,27
	EPS12	Pólo	1,919	150,17	91,86	97,90	330,00
	EPS1	Campo1	0,159	102,50	1,19	0,02	0,00
	EPS2	Campo2	1,761	47,66	90,67	97,88	330,00
Mínimo	(S1 _{ot})rot	Campo1	0,146	102,33	1,20	0,02	0,00
	(S2 _{ot})rot	Campo2	1,474	37,44	63,77	45,37	137,34
	(S1_{ot})rot+ (S2_{ot})rot	Campo1+ Campo2	1,619	139,77	64,97	45,38	137,34
	EPS12	Pólo	1,634	139,49	64,77	47,47	139,75
	EPS1	Campo1	0,010	101,98	1,20	0,02	0,00
	EPS2	Campo2	1,625	37,50	63,57	47,46	139,75

Observa-se que, para todos os gasodutos, o VPL da EPS2 é superior a $(S2_{ot})_{rot}$. Isto ocorre, pois na simulação em pólo, como o limite de escoamento do gás é conjunto a ambos os campos, o simulador privilegia a produção de gás associado ao gás não associado. Na simulação segregada, o limite é predefinido, conforme otimização do rateio executada em etapa anterior.

As Figuras 5.74 e 5.75 ilustram a vazão de produção de gás dos Campos 1 e 2, respectivamente, quando estes são simulados separados e em conjunto. Observa-se que a vazão de produção de gás da EPS1 é reduzida a partir de aproximadamente 3 anos de produção (1170 dias), permitindo assim um pico de produção de gás para a EPS2. Embora esta redução de vazão de gás do Campo 1 não prejudique o fator de recuperação deste reservatório, o atraso na produção provoca redução de VPL deste campo. Em compensação, o aumento na produção de gás do Campo 2 resulta em uma antecipação na produção de óleo deste reservatório, conforme mostra a Figura 5.76 e, portanto, maior VPL para desenvolvimento deste reservatório.

Na produção acumulada de óleo, o Campo 2 obtém um pior desempenho na EPS2 se comparada a $(S2_{ot})_{rot}$, pois ao permitir o pico de produção de gás, tem-se produção da capa de gás, o que consome a energia para manutenção futura da pressão no reservatório. Entretanto, esta diferença no fator de recuperação do Campo 2 é relativamente pequena. E em termos econômicos, a antecipação da produção óleo mostra-se mais vantajosa para o projeto de desenvolvimento do Campo 2. As Figuras 5.77 e 5.78 ilustram a produção acumulada de gás do Campo 1 e de óleo do Campo 2, respectivamente.

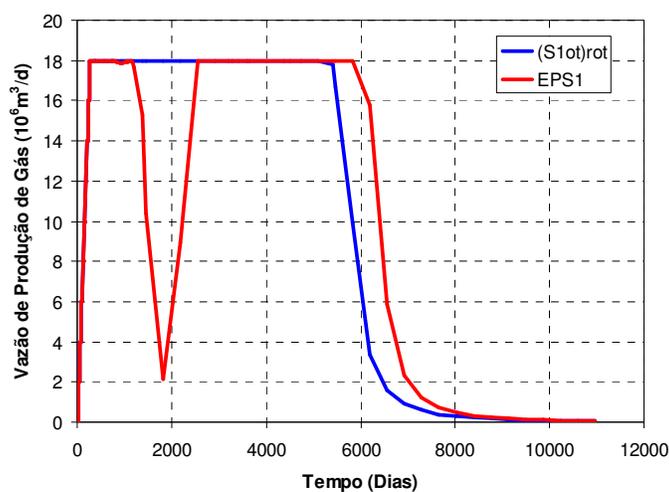


Figura 5.74: Vazão de Produção de Gás do Campo 1 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

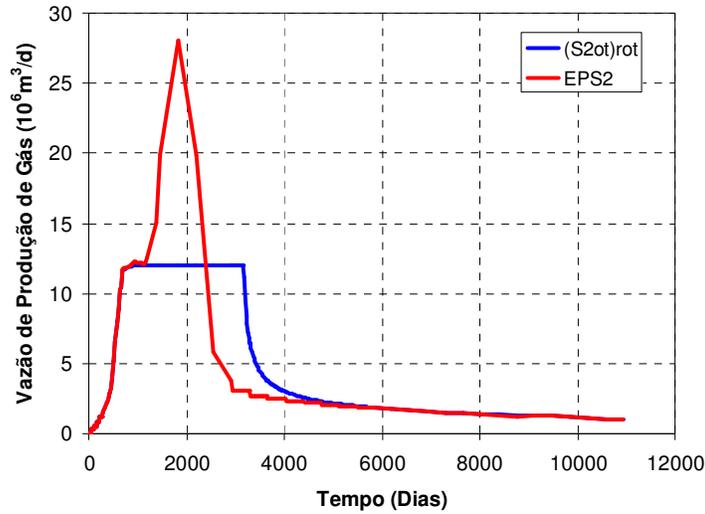


Figura 5.75 Vazão de Produção de Gás do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

O balanço entre a redução do VPL do projeto de desenvolvimento do Campo 1 e o aumento do VPL do Campo 2 resulta na variação de VPL do pólo de produção. Para o gasoduto médio, esta variação não foi positiva, pois a redução do VPL do Campo 1 foi superior ao aumento do VPL do Campo 2. Nos demais gasodutos estudados, a EPS12 obteve melhor resultado do que o somatório de $(S1_{ot})_{rot}$ e $(S2_{ot})_{rot}$.

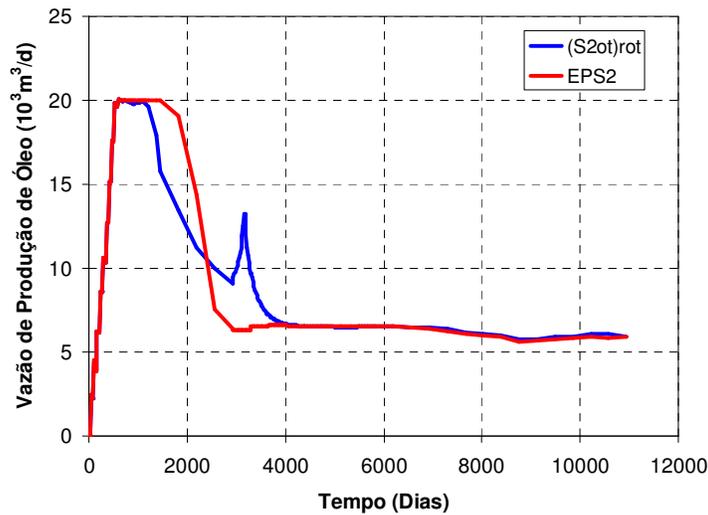


Figura 5.76: Vazão de Produção de Óleo do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

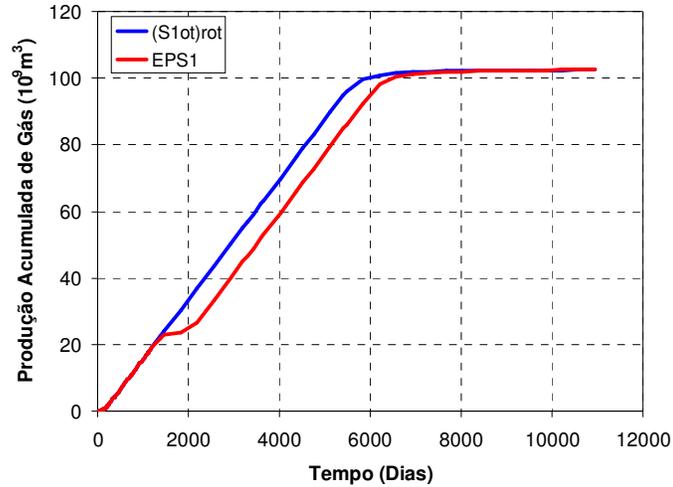


Figura 5.77: Produção Acumulada de Gás do Campo 1 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

Para o gasoduto mínimo, o VPL do Campo 1 é reduzido em 93% quando simulado em pólo. Na Figura 5.79 tem-se a vazão de produção de gás do Campo 1 para a simulação segregada e pólo, considerando limite de escoamento do gás do gasoduto mínimo. Nota-se que a produção de gás do Campo 1 na EPS1 é zerada por 2 anos, o que justificaria a drástica redução de VPL deste campo.

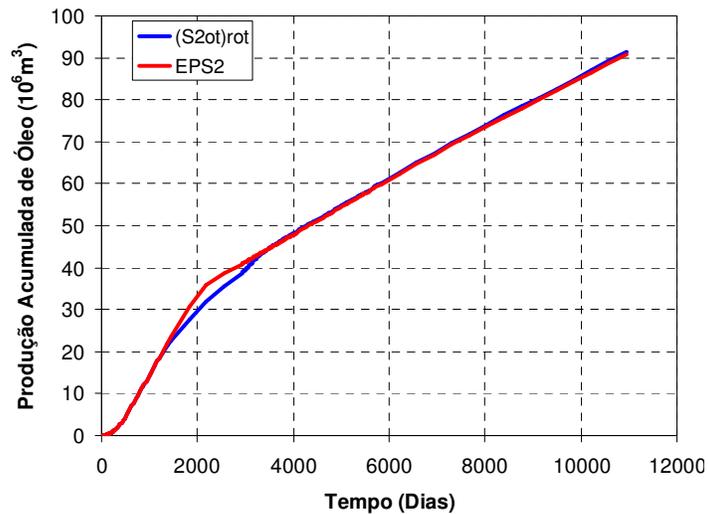


Figura 5.78: Produção Acumulada de Óleo do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

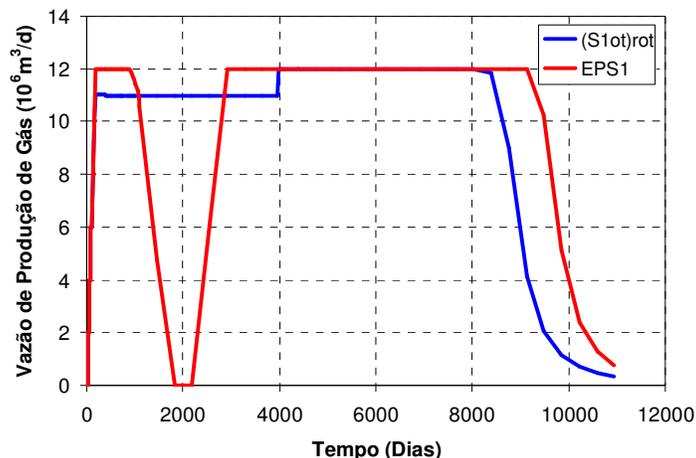


Figura 5.79: Vazão de Produção de Gás do Campo 1 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Mínimo

Entretanto, é importante ressaltar que para cálculo do VPL por campo na simulação pólo, manteve-se a proporção de investimento relativa ao gasoduto considerada na simulação segregada determinada pela otimização do rateio, ou seja, o Campo 1 possui um investimento de 55% do total do gasoduto mínimo, embora não tenha produção por 2 anos.

A justificativa para manter na simulação pólo o rateio dos investimentos considerados na simulação segregada é igualar a base de comparação econômica entre ambas as simulações. No entanto, qualquer cálculo de rateio de VPL por campo tende a ter distorções, uma vez que o escoamento de gás na simulação pólo é dinâmico e não constante como ocorre na simulação segregada.

Quanto a injeção de água no Campo 2, esta tende a ser maior na EPS2, em conjunto também com uma maior produção de água, para compensar a produção de gás e, sua conseqüente redução da pressão do reservatório. As Figuras 5.80 e 5.81 ilustram a vazão de produção e injeção de água, respectivamente, do Campo 2. E as Figuras 5.82 e 5.83 apresentam a variação da pressão média dos reservatórios nos Campos 1 e 2.

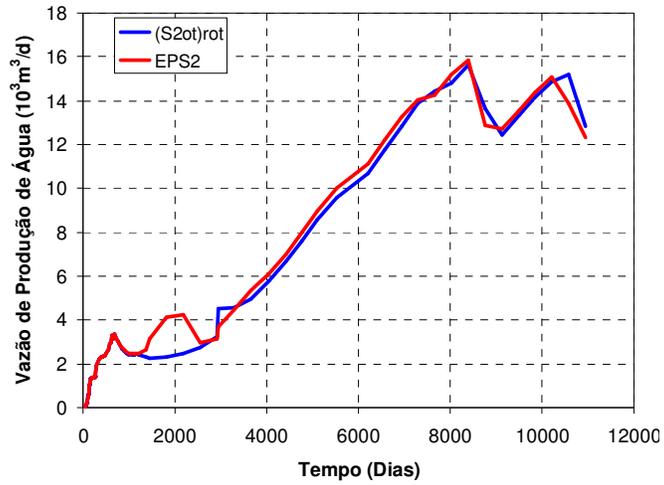


Figura 5.80: Vazão de Produção de Água do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

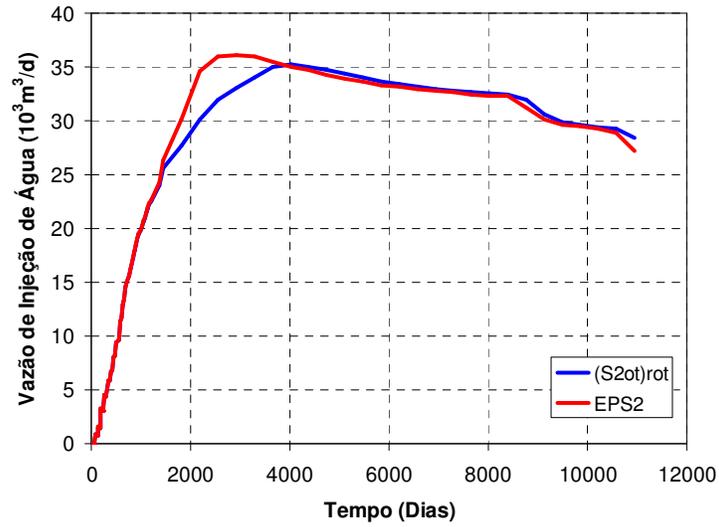


Figura 5.81: Vazão de Injeção de Água do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

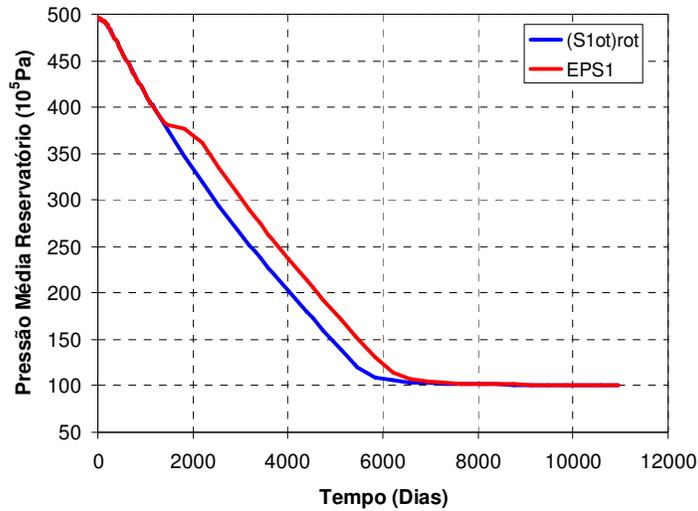


Figura 5.82: Pressão Média do Campo 1 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

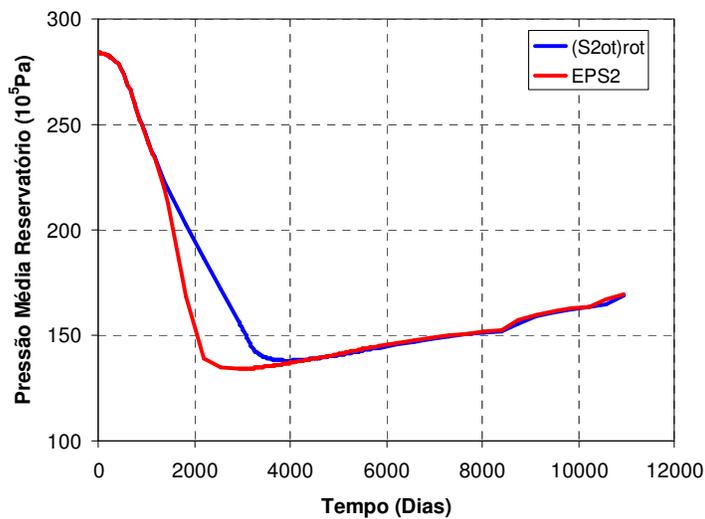


Figura 5.83: Pressão Média do Campo 2 da Estratégia de Produção Final da Otimização Segregada com Gasoduto Médio

5.2.3. Otimização – Simulação Pólo

Na Otimização Pólo, os Campos 1 e 2 são simulados em conjunto. As modificações de ambos os campos são testadas separadamente. Entretanto, as estratégias de produção definidas para cada modificação compõem juntas uma única rodada de otimização, que são comparadas entre si para que seja acumulada a modificação da estratégia de produção de maior VPL, iniciando assim nova rodada de otimização.

Portanto, para evitar que se priorizasse a redução de número de poços produtores de gás aos poços produtores de óleo, não foi considerada a exclusão de mais de um poço produtor do Campo 1 em uma única simulação como foi feito na Otimização Segregada.

Ainda assim, as modificações que compunham as estratégias de produção com maior incremento de VPL no início da otimização eram as exclusões dos poços produtores de gás, pois como citado anteriormente, a vazão de produção de gás do Campo 1 é limitada pelo escoamento deste fluido.

Na Figura 5.84, tem-se a evolução do VPL com a variação do número de poços do Campo 1 e 2 para a Otimização Pólo, considerando o limite de escoamento do gasoduto médio. Observa-se que o aumento de VPL no início da otimização é devido à redução do número de poços produtores do Campo 1, embora a exclusão de poços do Campo 2 também tenha sido testada, mas com resultados inferiores às alterações na estratégia de produção do Campo 1.

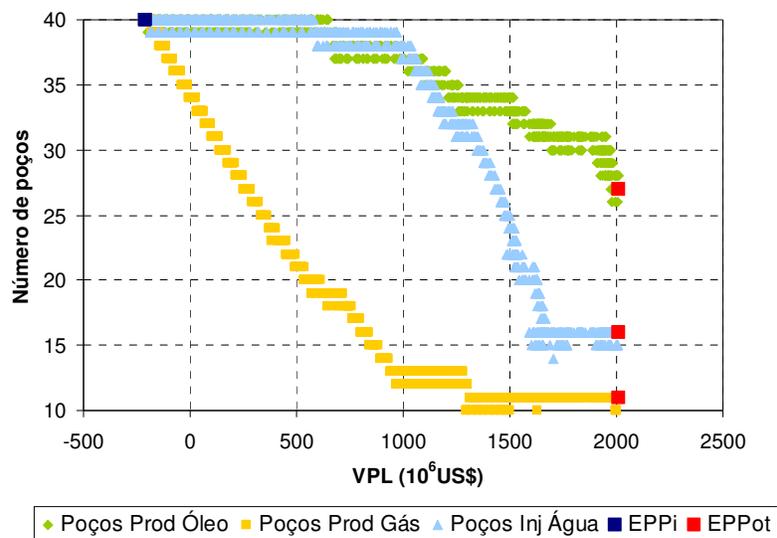


Figura 5.84: Número de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio

Após alcançar um patamar de número de poços no Campo 1, tem-se uma diminuição do número de poços injetores do Campo 2 e finalmente, há uma redução dos produtores de óleo do Campo 2.

A otimização da estratégia de produção dos Campos 1 e 2 quando considerada a limitação de escoamento do gasoduto mínimo obteve o mesmo comportamento da otimização do gasoduto

médio. Entretanto, para o gasoduto de maior capacidade, o incremento do VPL no início da otimização é devido à redução de número de poços produtores de óleo, como pode ser visualizado na Figura 5.85. Apenas 3 poços produtores de óleo e 1 poço injetor são excluídos, para que se inicie a queda no número de poços produtores do Campo 1, repetindo, a partir de então, o comportamento dos demais gasodutos.

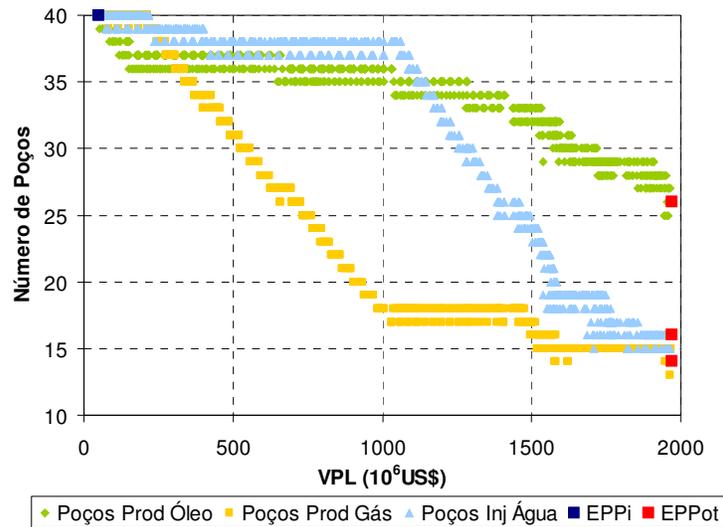


Figura 5.85: N^o de Poços e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Máximo

A justificativa deste comportamento é que no caso do gasoduto máximo, como o limite de escoamento do gás é alto, o comportamento nocivo destes poços excluídos à produção do Campo 2, caracterizados por cone de água e gás, era muito mais evidente que o excesso de número de poços produtores do Campo 1.

Nas Figuras 5.86 a 5.89, tem-se a variação do VPL na otimização conforme produção de gás, óleo e água do pólo de produção e injeção de água no Campo 2.

Nota-se na Figura 5.86 que, embora haja uma redução do número de poços produtores de gás durante a otimização, a produção deste fluido no pólo aumenta. Este incremento é relativo apenas ao Campo 2. A produção de gás do Campo 1 reduz relativamente muito pouco, cedendo espaço no gasoduto para o escoamento do gás associado.

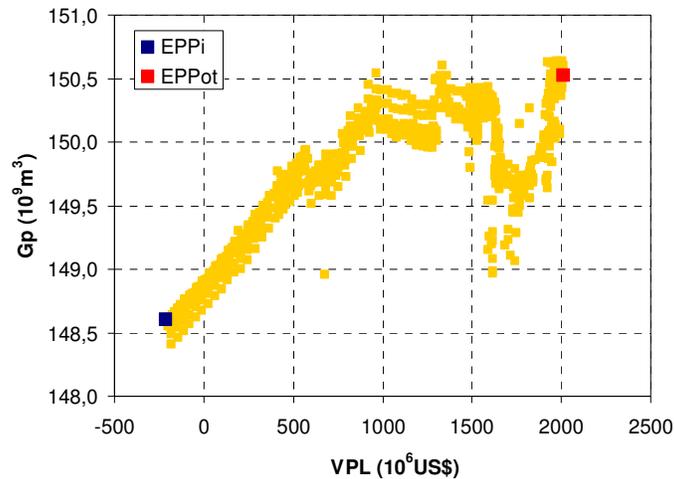


Figura 5.86: Produção Acumulada de Gás do Pólo e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio

Ao longo do processo de otimização, observa-se na Figura 5.86, que a partir do VPL de US\$ 1.000 milhões, há uma estabilização da produção de gás, seguida por uma queda e logo depois um aumento de produção deste fluido. A estabilização e redução ocorrem com a diminuição do número de poços injetores. Nesta situação, o reservatório é menos pressurizado, preservando mais sua capa de gás. O aumento da produção de gás, ao fim da otimização, é justificado pela recompletação e exclusão de poços produtores com evidência de formação de cone de água, melhorando o desempenho do reservatório para produção de óleo e conseqüentemente de gás associado.

Entretanto, verifica-se que, ao longo do processo de otimização, as variações de produção de gás são relativamente pequenas, pois estas estão limitadas pelo escoamento deste fluido.

Para a produção dos demais fluidos e injeção de água, observa-se o mesmo comportamento parabólico da Otimização Segregada.

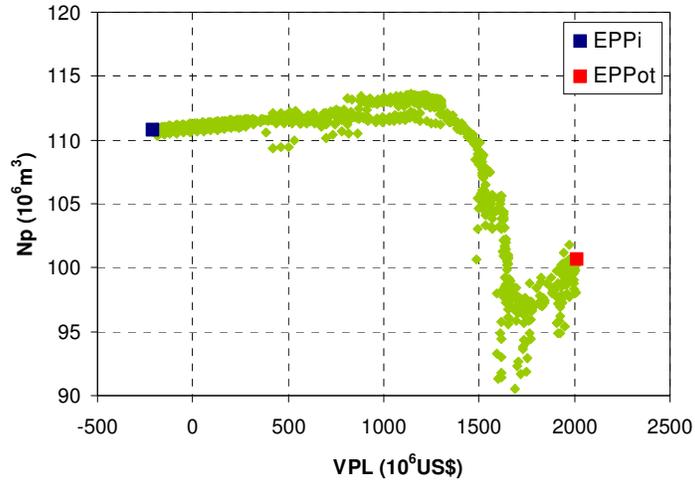


Figura 5.87: Produção Acumulada de Óleo do Pólo e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio

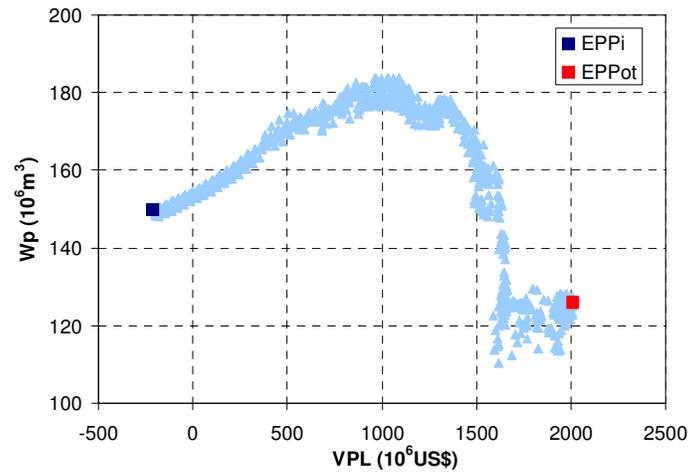


Figura 5.88: Produção Acumulada de Água do Pólo e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio

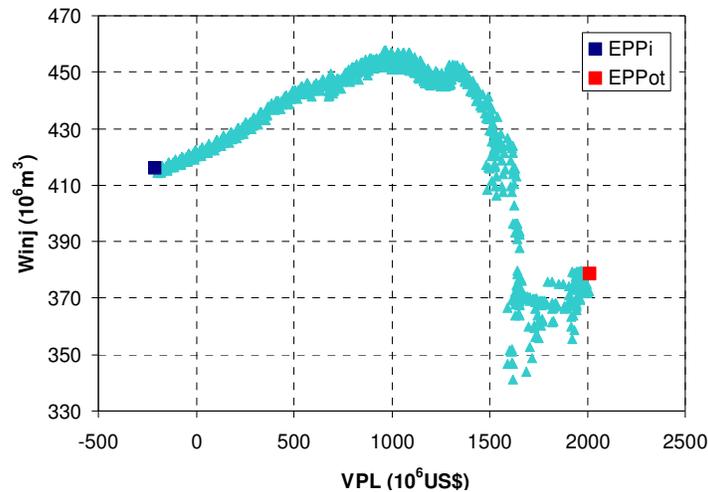


Figura 5.89: Injeção Acumulada de Água do Campo 2 e VPL das EP Testadas na Otimização Pólo com Escoamento do Gasoduto Médio

A Tabela 5.13 apresenta o resumo das estratégias de produção finais encontradas nas Otimizações Pólo. Verifica-se que o maior VPL encontrado considera o escoamento do gás pelo gasoduto de porte médio.

Tabela 5.13: Resumo das Estratégias de Produção Finais da Otimização Pólo

Capacidade	Simulação	Campos	Poços Prod		Poços Inj Água	Investimento	VPL	Gp	Np	Wp	Winj
			Gás	Óleo							
Gasoduto						($10^9 US\$$)		($10^9 m^3$)	(10 ⁶ m ³)		
Máximo	EPP _{ot}	Pólo	14	26	16	-3,37	1,969	150,99	102,33	138,54	395,28
	EPP1 _{ot}	Campo1	14	0	0	-1,21	0,177	102,50	1,18	0,01	-
	EPP2 _{ot}	Campo2	0	26	16	-2,15	1,792	48,49	101,15	138,53	395,28
Médio	EPP _{ot}	Pólo	11	27	16	-3,12	2,012	150,52	100,67	125,78	378,61
	EPP1 _{ot}	Campo1	11	0	0	-1,00	0,141	102,52	1,18	0,01	-
	EPP2 _{ot}	Campo2	0	27	16	-2,12	1,871	48,00	99,48	125,77	378,61
Mínimo	EPP _{ot}	Pólo	8	29	13	-2,81	1,844	149,59	95,52	117,98	356,50
	EPP1 _{ot}	Campo1	8	0	0	-0,79	0,032	102,36	1,19	0,01	-
	EPP2 _{ot}	Campo2	0	29	13	-2,03	1,812	47,23	94,33	117,98	356,50

As Figuras 5.90 e 5.91 ilustram as estratégias de produção definidas na Otimização Pólo para os Campos 1 e 2 (EPP1_{ot} e EPP2_{ot}), respectivamente, considerando limite de escoamento do gasoduto médio, em conjunto com o mapa de saturação ternária da primeira camada de cada reservatório. Os poços produtores do Campo 1 estão completados na primeira a sétima camada. Verifica-se que os poços produtores se mantêm distribuídos pelo reservatório.

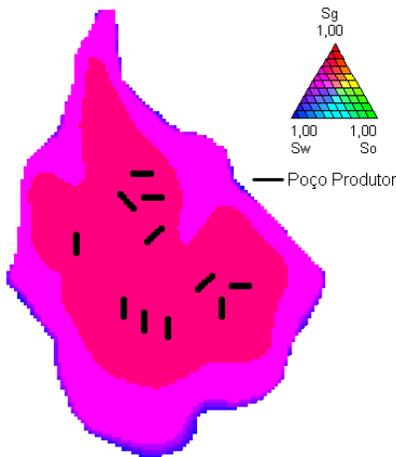


Figura 5.90: Estratégia Final de Produção do Campo 1 Definida na Otimização Pólo para o Gasoduto Médio – EPP1_{ot}

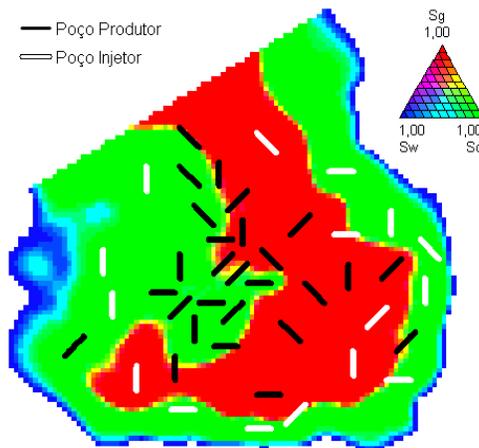


Figura 5.91: Estratégia Final de Produção do Campo 2 Definida na Otimização Pólo para o Gasoduto Médio – EPP2_{ot}

A Figura 5.92 mostra a locação dos poços produtores e injetores do Campo 2 da EPP2_{ot} por camada sobre o mapa de saturação ternária. Novamente, observa-se uma maior distribuição vertical dos poços produtores se comparada a EPP2_i, embora seja mantida a concentração de poços produtores na região central da sexta camada, pois se trata de rocha-reservatório com boas características. Reduziu-se o número de poços injetores, mas estes se mantiveram em camadas inferiores e à margem do reservatório com óleo.

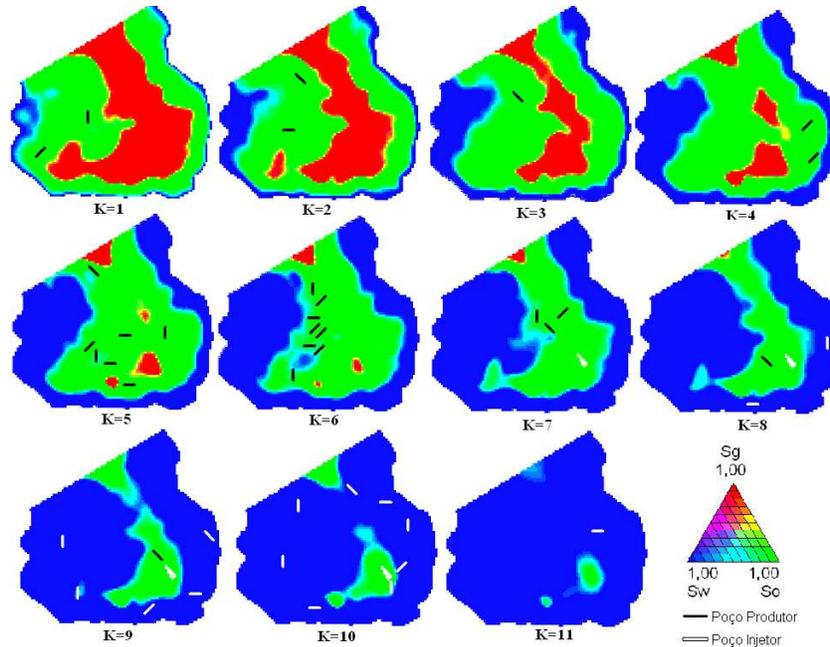


Figura 5.92: Estratégia Final de Produção do Campo 2 por Camada Definida na Otimização Pólo para o Gasoduto Médio – EPP_{2ot}

5.2.4. Comparação entre EP Determinada pela Otimização Segregada e Pólo

A comparação das EP é feita considerando a simulação em conjunto dos Campos 1 e 2, ou seja, entre a EPS12 e EPP_{ot}, sendo estas as estratégias de produção finais das Otimizações Segregada e Pólo, respectivamente. O resumo destes resultados é apresentado na Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Resumo das Estratégia de Produção Finais das Otimizações Segregada e Pólo

Capacidade Gasoduto	Simulação	Poços	Poços	Poços	Investimento	VPL	Gp	Np	Wp	Winj
		Gás	Óleo	Inj Água						
					(10 ⁹ US\$)	(10 ⁹ m ³)	(10 ⁶ m ³)			
Máximo	EPS12	12	30	14	-3,367	1,911	150,86	101,95	123,19	378,19
	EPP _{ot}	14	26	16	-3,367	1,969	150,99	102,33	138,54	395,28
Médio	EPS12	9	29	11	-2,990	1,919	150,17	91,86	97,90	330,00
	EPP _{ot}	11	26	16	-3,116	2,012	150,52	100,67	125,78	378,61
Mínimo	EPS12	6	32	4	-2,613	1,634	139,49	64,77	47,47	139,75
	EPP _{ot}	8	29	13	-2,815	1,844	149,59	95,52	117,98	356,50

O gasoduto médio foi o escolhido como a opção que obteve o maior VPL em ambas as Otimizações. Este fato mostra que a maneira como o limite do gás é considerado na otimização não influi em uma decisão macro no desenvolvimento do pólo de produção, que é a escolha do

porte do gasoduto, ainda que se devam analisar outros indicadores para estudar a influência da limitação do escoamento do gás na definição da estratégia de produção.

Ainda analisando a Tabela 5.14 é possível observar que o VPL das EPP_{ot} é sempre superior às EPS12, sendo que para o gasoduto mínimo o incremento do VPL é superior a 12%. Logo, verifica-se que quanto menor a capacidade de escoamento do gás, maior a importância em considerar a limitação dinâmica na otimização da estratégia de produção. A Figura 5.93 ilustra esta relação e mostra o VPL das estratégias de produção finais de cada otimização por gasoduto estudado e o incremento do VPL ao considerar a limitação de gás em conjunto a ambos os reservatórios desde o princípio do processo de otimização. Nota-se um aumento no incremento da diferença (em %) do VPL conforme a redução da capacidade de escoamento do gasoduto estudado.

Sobre as estratégias de produção otimizadas, verifica-se um padrão: para as EP otimizadas com a limitação do escoamento do gás em conjunto tem-se mais poços produtores no Campo 1 e menos no Campo 2 se comparadas as EP definidas na Otimização Segregada. O número de poços injetores também segue uma tendência, sendo sempre em maior quantidade nas EP definidas na Otimização Pólo.

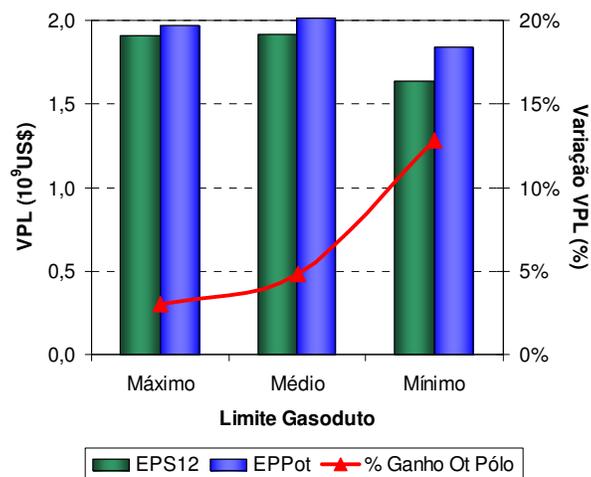


Figura 5.93: VPL das Estratégias de Produção Definidas nas Otimizações Segregadas e Pólo

A justificativa para este comportamento é que ao considerar um rateio dinâmico do limite de escoamento do gás é possível manter a produção de mais poços produtores de gás, pois o retorno financeiro destes está diretamente ligado ao limite do escoamento do Campo 1. Neste

caso, embora a produção de gás do Campo 1 no tempo inicial seja reduzida para permitir escoamento do gás associado do Campo 2, em tempos maiores de produção o gasoduto é utilizado plenamente para o Campo 1, tornando possível a produção de maior número de poços produtores de gás.

As Figuras 5.94 e 5.95 ilustram a vazão de produção de gás total do pólo e dos Campos 1 e 2 para as EPS12 e EPP_{ot}, respectivamente. Nota-se que o patamar de produção de gás do Campo 1 na EPS12 é inferior à EPP_{ot}, deixando o gasoduto mais ocioso para tempos longos de produção.

Em contrapartida, ao liberar a produção de gás associado do Campo 2 no tempo inicial, reduz-se a presença de gás neste reservatório, aumentando a permeabilidade relativa do fluido óleo e melhorando o desempenho dos poços produtores do Campo 2. Deste modo, tem-se na EPP_{ot} produção semelhante a EPS12 com menor número de poços produtores no Campo 2.

Na Figura 5.96, mostra-se a vazão de produção de óleo do Campo 2 para ambas as estratégias de produção. Observa-se que mesmo com menor número de poços produtores, a EPP_{ot} mantém para tempos de produção longos maior vazão de produção de óleo, o que é também um reflexo da injeção de água. Como na EPP_{ot}, a produção de gás do Campo 2 é maior, a pressão média do reservatório tende a reduzir com maior velocidade, tornando a injeção de água neste reservatório preponderante para obter um bom desempenho produtivo, o que também justifica o maior número de poços injetores de água nesta estratégia de produção.

As Figuras 5.97 e 5.98 ilustram respectivamente a variação da pressão média do Campo 2 e a vazão de injeção de água neste mesmo reservatório para as EP otimizadas.

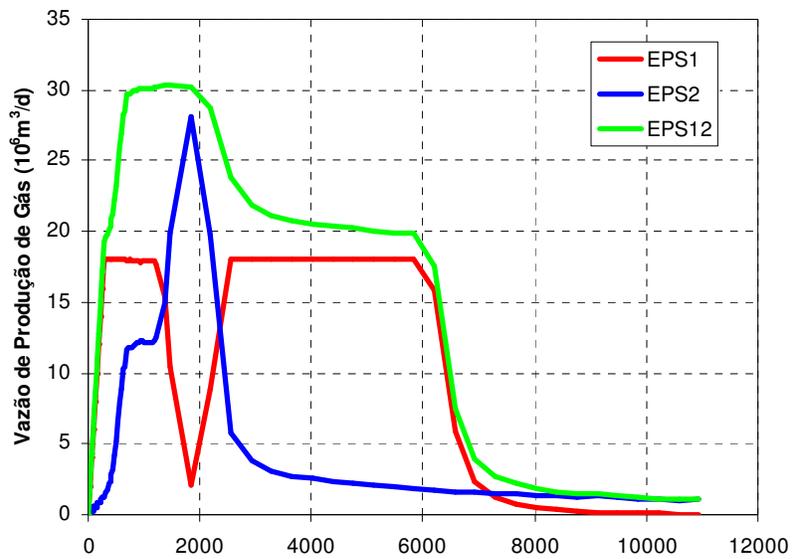


Figura 5.94: Vazão de Produção de Gás Total do Pólo e dos Campos 1 e 2 da EPS12 com Gasoduto Médio

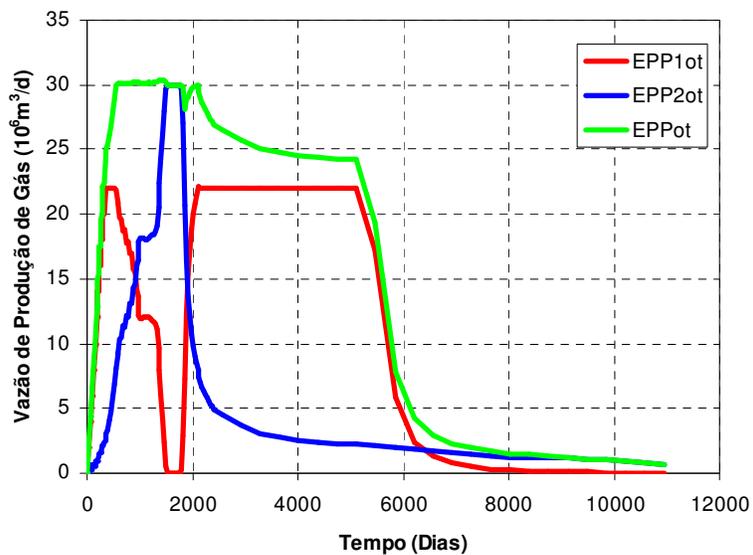


Figura 5.95: Vazão de Produção de Gás Total do Pólo e dos Campos 1 e 2 da EPP_{ot} com Gasoduto Médio

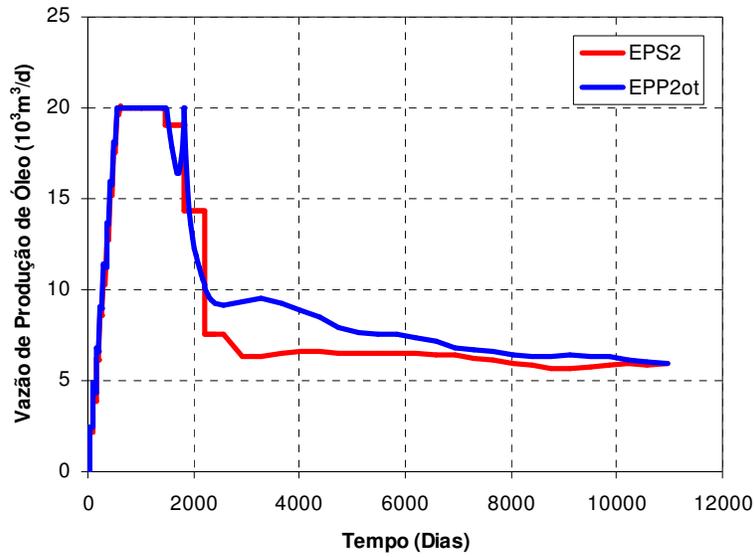


Figura 5.96: Vazão de Produção de Óleo do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio

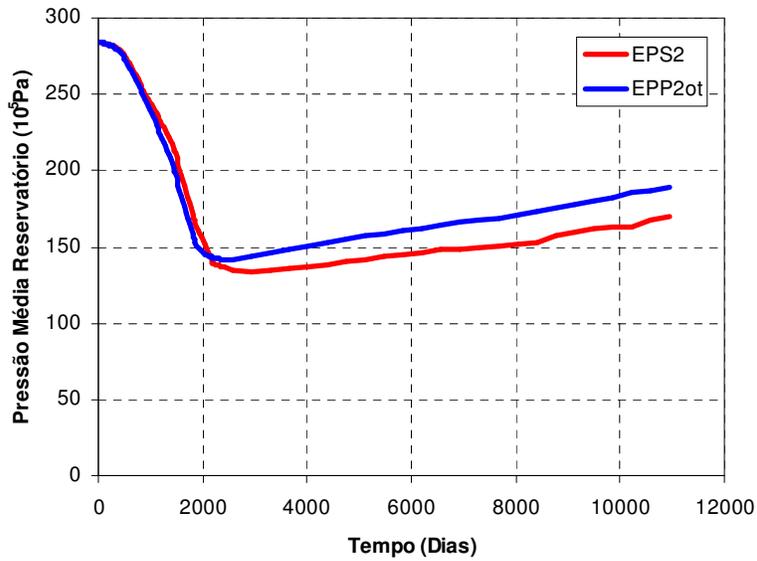


Figura 5.97: Pressão Média do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio

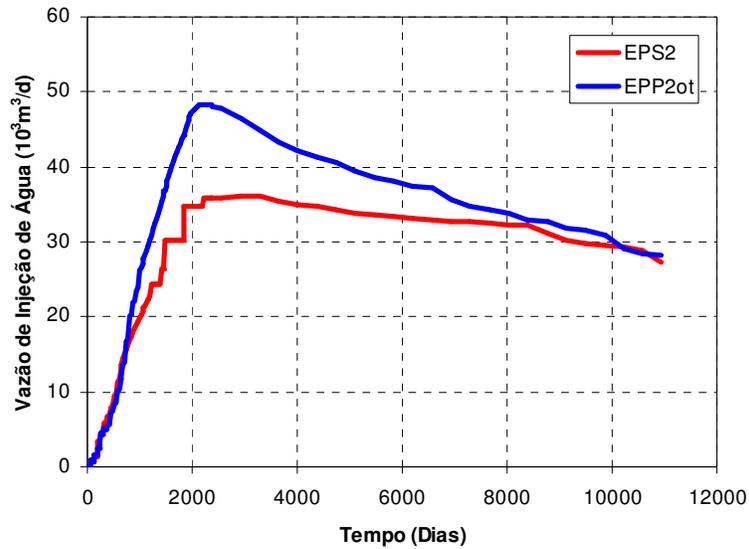


Figura 5.98: Vazão de Injeção de Água do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio

Observa-se que a redução da pressão na EPP2_{ot} é maior até 2.000 dias de produção, quando se inicia os efeitos da injeção de água, obtendo então uma maior manutenção da pressão do reservatório. A produção de água do Campo 2 é um reflexo da injeção deste fluido, sendo consideravelmente maior na EPP2_{ot}. A Figura 5.99 mostra a vazão de produção de água do Campo 2 para ambas as estratégias de produção.

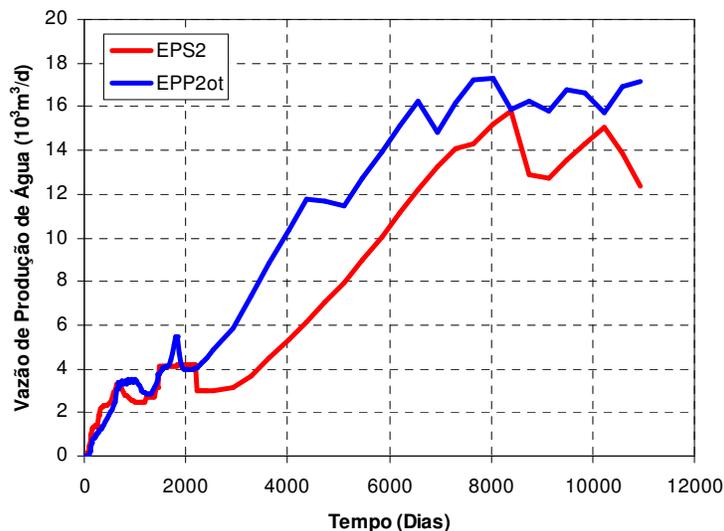


Figura 5.99: Vazão de Produção de Água do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio

Quanto ao fator de recuperação, para o Campo 1 não há quase alteração neste ao comparar as EP, mudando apenas a velocidade de recuperação. Este pode ser visualizado na Figura 5.100. No Campo 2, a EPP2_{ot} possuem um FR maior se comparada a EPS2 para todos os gasodutos estudados. No gasoduto mínimo, este incremento chega a 10%, sendo no gasoduto médio de 3%. A Figura 5.101 ilustra o FR do Campo 2 para a EPP2_{ot} e EPS2.

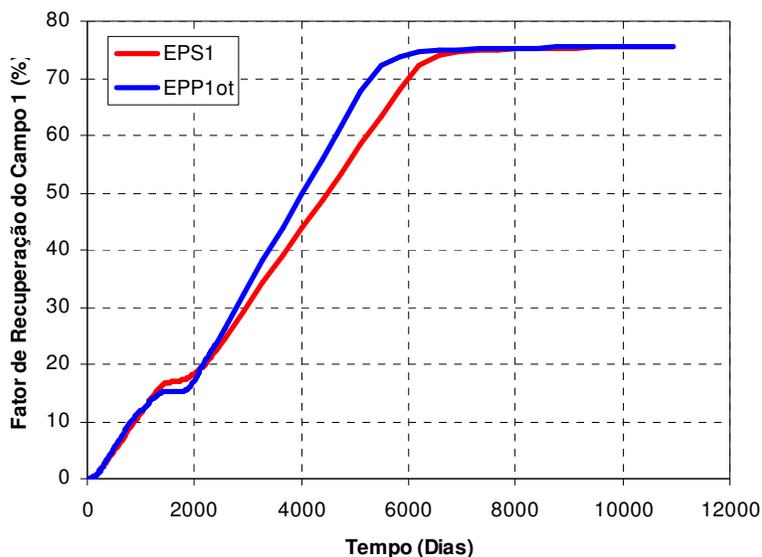


Figura 5.100: Fator de Recuperação do Campo 1 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio

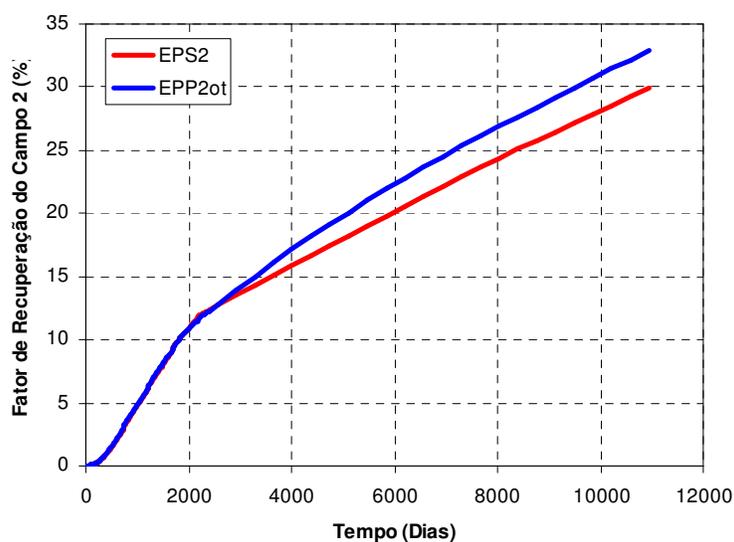


Figura 5.101: Fator de Recuperação do Campo 2 das Estratégias de Produção Finais da Otimização Segregada e Pólo com Gasoduto Médio

Quanto à localização dos poços, concluiu-se que para o Campo 1 esta possui pouca influência na eficiência de exploração do reservatório, sendo mais importante a definição do número de poços, pois se trata de um reservatório de características levemente heterogêneas.

No Campo 2, embora a localização dos poços produtores e injetores fossem de fundamental importância, visto a propensão de formação de cone de água e gás, a locação destes são similares para as EP definidas na Otimização Segregada e Pólo. Isto ocorre, pois as características do reservatório são mais importantes para a definição da locação dos poços produtores e injetores do que as restrições operacionais consideradas. Comparando-se as Figuras 5.73 e 5.92, notam-se semelhanças como:

- Distribuição dos poços produtores por camada;
- Concentração de poços produtores na região central da sexta camada (rocha-reservatório com melhores propriedades petrofísicas e grande espessura de óleo sem contato direto com a capa de gás);
- Distribuição de poços injetores à margem do reservatório com óleo e em camadas inferiores.

Portanto, conclui-se que a maior influência da limitação do escoamento do gás é na definição do número de poços produtores de gás e óleo e injetores de água, sendo menos influente na locação destes.

5.2.5. Análise de Sensibilidade Econômica

Como a análise da eficiência das estratégias de produção está atrelada a um cenário econômico, é importante a avaliação da sensibilidade econômica, para averiguar se há variação da influência do limite de escoamento de gás na definição da estratégia de produção conforme as alterações dos cenários econômicos.

Foram analisados 10 novos cenários, além do adotado para as otimizações, sendo estes definidos na Tabela 5.15, juntamente ao Cenário Base, que é o cenário econômico anteriormente estudado.

Tabela 5.15: Variação das Premissas Econômicas na Análise de Sensibilidade Econômica do Caso 2

Parâmetros		Unidades	Cenários												
			Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Receita	Preço de venda do óleo e condensado	US\$/bbl	35	60	60	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
	Preço de venda do gás	US\$/10 ⁶ Btu	2	6	2	6	2	2	2	2	2	2	2	2	
OPEX	Custo de produção do óleo	US\$/ bbl	5,91	5,91	5,91	5,91	8,87	2,96	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	
	Custo de produção da água	US\$/m ³	12,6	12,6	12,6	12,6	18,9	6,3	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	
	Custo de produção de gás	US\$/10 ⁶ Btu	0,8	0,8	0,8	0,8	1,2	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
	Custo de injeção da água	US\$/m ³	5	5	5	5	7,5	2,5	5	5	5	5	5	5	
CAPEX	CAPEX (UEP)	Campo 1	10 ⁶ US\$	450	450	450	450	450	450	450	562,5	337,5	450	450	
		Campo 2		900	900	900	900	900	900	900	1125	675	900	900	
	Gasoduto conforme capacidade	40x10 ⁶ m ³ /d		600	600	600	600	600	600	600	600	750	450	600	600
		30x10 ⁶ m ³ /d		400	400	400	400	400	400	400	400	500	300	400	400
		20x10 ⁶ m ³ /d		200	200	200	200	200	200	200	200	250	150	200	200
	Perfuração e Completação por poço			25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	32,89	17,71
Taxa Mínima de Atratividade		%	13	13	13	13	13	13	13	10	13	13	13	13	

Os Cenários 1 a 3 estão relacionados às receitas do projeto, sendo que o Cenário 1 considera o aumento do preço de venda do óleo e do gás produzido. Os Cenários 2 e 3 alternam respectivamente o fluido mais valorado, mantendo o outro no mesmo valor do Cenário Base. Não foram estudados reduções de preço, pois o Cenário Base já é conservador neste aspecto em relação à realidade do mercado atual. Os Cenários 4 e 5 consideram modificações nos valores de Custos Operacionais (Opex), na qual se tem respectivamente um aumento e uma redução de 50% no Opex. O Cenário 6 modifica, em relação ao Cenário Base, apenas a taxa mínima de atratividade (TMA). E finalmente, os Cenários 7 a 10 consideram alterações nos investimentos do projeto de desenvolvimento dos Campos (Capex). Nos Cenários 7 e 8 tem-se respectivamente aumento e redução de 25% do Capex relacionado as facilidades do pólo de produção, como a unidade estacionária de produção (UEP) e gasoduto. Os Cenários 9 e 10 visam estudar a variação do Capex relacionado apenas a perfuração e completação dos poços produtores e injetores, considerando respectivamente um aumento e uma redução de 30% nestes valores.

O resultado da análise econômica está resumido na Tabela 5.16 e no gráfico da Figura 5.102. Neste último o resultado do VPL de cada cenário analisado foi normalizado pelo VPL obtido no fluxo de caixa da EPP_{ot} considerando o escoamento do gasoduto médio e Cenário Econômico Base.

Tabela 5.16: Resultado da Análise de Sensibilidade Econômica do Caso 2

VPL (10 ⁹ US\$)	EP	Gasoduto	Cenários Econômicos										
			Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EPS12		Máximo	1,91	11,84	5,32	8,43	0,29	3,05	2,75	1,42	2,40	1,49	2,34
		Médio	1,92	10,76	5,15	7,53	0,50	2,92	2,71	1,48	2,36	1,55	2,29
		Mínimo	1,63	8,59	4,50	5,72	0,57	2,39	2,26	1,25	2,02	1,32	1,95
EPP _{ot}		Máximo	1,97	12,16	5,38	8,74	0,30	3,13	2,81	1,48	2,46	1,54	2,39
		Médio	2,01	11,36	5,44	7,93	0,47	3,11	2,85	1,57	2,45	1,60	2,42
		Mínimo	1,84	9,78	5,14	6,48	0,53	2,81	2,66	1,46	2,23	1,47	2,22

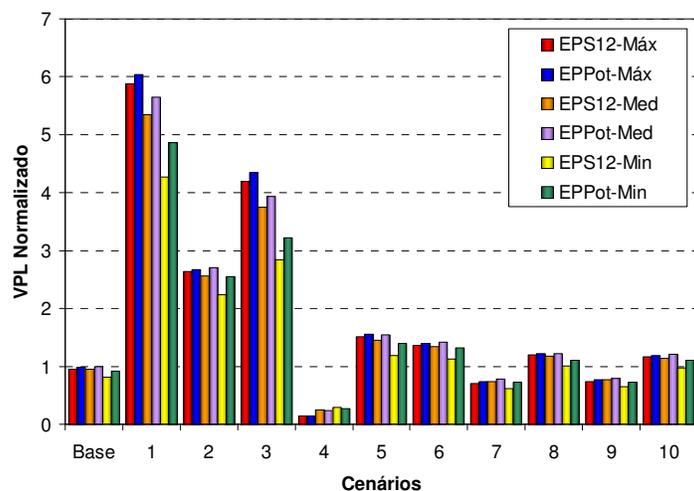


Figura 5.102: Análise de Sensibilidade Econômica do Caso2

Nota-se que para todos os cenários econômicos analisados, a EPP_{ot} possui melhor resultado que a EPS12, exceto para o Cenário 4, que considera um aumento de 50% no Custo Operacional. Como as estratégias de produção definidas pela Otimização Pólo (EPP_{ot}) tendem a produzir e injetar mais água, o Opex destas EP são maiores e portanto, ao considerar aumento razoável nesta variável, ocorreu a inversão de resultados. Neste cenário econômico, torna-se mais interessante preservar a capa de gás, e assim injetar o menos possível. Portanto, a EPS12 com gasoduto mínimo obteve maior retorno econômico, visto que EPP_{ot} tendem a produzir mais gás, devido ao melhor aproveitamento do gasoduto.

É possível observar também que para cenários econômicos mais otimistas, como aumento do preço do gás, redução do Opex e Capex, o gasoduto máximo obtém o maior VPL, pois nestes casos se justifica o maior investimento no escoamento do gás.

Enquanto que para um maior preço do óleo, variações dos investimentos em poços, aumento do Capex das facilidades e na TMA, o gasoduto médio se mantém como a opção mais

adequada. Nestes cenários econômicos, o aumento no escoamento de gás não trás retorno financeiro para o projeto.

No Cenário 4, no qual se tem o aumento no Opex e, portanto, um aumento no custo de injeção e produção de água, o gasoduto mínimo mostrou-se o mais adequado, pois se torna mais interessante preservar a capa de gás e assim reduzir a injeção de água.

Conclui-se que, à revelia do resultado do Cenário 4, as estratégias de produção definidas na Otimização Pólo possuem melhor resultado econômico para todos os gasodutos estudados se comparada às estratégias de produção definidas na Otimização Segregada. O resultado do Cenário 4 é uma anomalia dentre os cenários econômicos analisados, pois se trata de um cenário extremamente conservador, com baixa possibilidade de ocorrência, visto que se reduz demasiadamente a margem de lucro dos fluidos produzidos.

6 Conclusões e Recomendações

As conclusões deste trabalho estão separadas em três itens, referentes a: estudo da perda de carga, limitação do escoamento do gás e gerais.

6.1. Influência da Forma de Considerar a Perda de Carga na Definição da Estratégia de Produção

6.1.1. Estudo A – Óleo Leve e Produção Limitada Acima da Pressão de Saturação

- Embora exista uma diferença nas curvas de produção ao se considerar a perda de carga dinâmica, esta é suavizada pelo limite do reservatório de produção acima da pressão de saturação. Portanto, dependendo das condições de operação aplicadas ao caso, se as restrições forem de produção acima da pressão de saturação, a perda de carga no sistema de produção pode ser considerada de forma simplificada;
- As diferenças entre as curvas de produção das simulações com perda de carga simplificada e dinâmica são maiores para poços com maior produção de água e localizados em áreas depletadas, resultando em maiores diferenças para o valor presente líquido geral do campo;
- Neste caso, a influência da perda de carga na definição da estratégia de produção foi pequena, havendo até inversão dos resultados com variação do cenário econômico.

6.1.2. Estudo B - Óleo Leve e Produção Permitida Abaixo da Pressão de Saturação

- Ao permitir produção abaixo da pressão de saturação, obteve-se maior retorno econômico para o caso estudado, pois desta maneira eram evitados os fechamentos

de poços produtores devido a pressão de fundo atingir a pressão de saturação. Fato que ocorria antes desta alcançar a pressão mínima para elevação do fluido;

- Ao permitir produção abaixo da pressão de saturação, a influência da perda de carga na definição da estratégia de produção se torna maior. Entretanto, o efeito é maior para o início da produção de água, que ocorre quando mais de 70% do VPL máximo do projeto foi atingido, ou seja, tornando-se pouco influente no contexto do projeto;
- A influência da perda de carga na definição da estratégia é maior na quantidade de poços produtores e injetores. Quando a otimização considera a perda de carga simplificada, tem-se menor número de produtores e maior número de injetores se comparada à otimização com perda de carga dinâmica;
- A variação de VPL entre as estratégias de produção definidas é pequena se comparada às incertezas geológicas características desta fase de desenvolvimento do projeto. Entretanto, a otimização com a perda de carga dinâmica tem baixo custo e demanda pouco tempo adicional, portanto é sugerida para projetos que prevêem produção abaixo da pressão de saturação.

6.1.3. Estudo C– Óleo Pesado e Produção Permitida Abaixo da Pressão de Saturação

- A influência da restrição operacional analisada em campos de óleo pesado foi bem mais efetiva que em campos de óleo leve. Isso porque esta influi desde o início da produção do campo, mesmo com baixa fração de água, resultando em maiores diferenças de produção e VPL. Portanto, recomenda-se a modelagem integrada para estes casos;
- Novamente, a principal diferença entre as estratégias de produção é a quantidade de número de poços, sendo as locações bem influenciadas pelas particularidades do reservatório.

6.1.4. Comparação da Influência da Restrição Operacional nos Estudos A, B e C

- A diferença de VPL entre a EP definida pela otimização com perda de carga simplificada e dinâmica pode ser uma medida de influência da restrição operacional. Portanto, no Cenário Original, o caso estudado no Estudo C possui maior influência

da perda de carga, seguido dos Estudos B e A. Os demais cenários econômicos acompanham, em geral, esta tendência;

- As locações idênticas das estratégias de produção definidas pelas otimizações simplificadas e dinâmicas também são indicadores da influência da restrição operacional na definição da EP, pois quanto menor a proporção de poços com locações idênticas, maior a diferença entre as EP, e, portanto, maior influência da restrição operacional;
- Nota-se que o menor número de locações idênticas ocorre no Estudo C, comprovando novamente que o reservatório de óleo pesado sofre mais influência da perda de carga se comparado ao de óleo leve;
- Sobre os Estudos A e B, relacionados a reservatório de óleo leve, conclui-se que as condições operacionais consideradas no Estudo B propiciaram uma influência da perda de carga maior na definição da estratégia de produção se comparada ao Estudo A, no qual a pressão de fundo do poço foi limitada à pressão de saturação.

6.2. Limitação da Produção de Gás

6.2.1. Efeito da Limitação Dinâmica do Escoamento do Gás

- Ao considerar a limitação dinâmica do escoamento de gás, o simulador prioriza a produção de gás associado, penalizando o escoamento do gás não associado. Em termos econômicos, esta é a melhor estratégia, visto os valores de mercado do óleo e gás;
- Ao liberar a produção de gás associado, garante-se uma antecipação da produção de óleo, mas caso a injeção não seja suficiente, ao final da vida produtiva deste campo, tem-se redução no fator de recuperação. Isto ocorre, pois é produzida a capa de gás, reduzindo a energia para manutenção da pressão no sistema;
- Não há variações em termos de fator de recuperação para o Campo 1, quando considerada simulação segregada ou pólo, sendo apenas alterada a velocidade de recuperação deste reservatório;

- Na Simulação Pólo, o rateio entre os campos do limite de escoamento de gás é dinâmico, reduzindo a ociosidade do gasoduto e favorecendo a produção total de gás. Deste modo, em termos de velocidade de recuperação no Campo 1, obtém-se melhor resultado na simulação conjunta, mas a priorização do gás associado atrasa a receita do Campo 1, prejudicando o VPL do campo de gás.

6.2.2. Comparação da Estratégia de Produção Final Definidas nas Otimizações Segregada e Pólo

- Como nas simulações conjuntas eram priorizadas as produções de gás associado do Campo 2, produzindo assim a capa de gás deste reservatório, e portanto, obtendo maior redução na pressão do reservatório, a Otimização Pólo resultou em maior número de poços injetores para manutenção da pressão;
- O fator de recuperação do Campo 2 foi superior nas EP finais da Otimização Pólo se comparada as EP definidas na Otimização Segregada, indicando que a injeção de água é mais eficiente que a preservação da capa de gás para manutenção da pressão no reservatório;
- A produção do gás associado evita a limitação da vazão de produção de óleo, obtendo melhor desempenho dos poços produtores do Campo 2. Portanto, neste caso, a Otimização Pólo obteve estratégias de produção finais com menor número de poços produtores;
- O número de poços para desenvolvimento do Campo 1 é diretamente proporcional ao limite de escoamento do gás. Como na simulação conjunta, tem-se melhor aproveitamento do gasoduto, ou seja, para tempos longos maior limite de escoamento de gás para o Campo 1, a Otimização Pólo definiu maior número de poços produtores neste reservatório.

6.2.3. Comparação entre Simulação Segregada e Pólo

- O tempo de duração da Simulação Pólo é aproximadamente o dobro da soma das Simulações Segregadas do Campo 1 e 2. Em uma otimização de estratégia de

produção, na qual é necessária a repetição da simulação inúmeras vezes, este tempo pode ser impactante;

- A Otimização Segregada, embora tenha tempo de simulação unitário mais rápido, se mostrou mais trabalhosa devido a necessidade de otimizar o rateio entre reservatórios da limitação da produção do gás;
- A Otimização Pólo, por sua vez, necessita de mais esforço computacional (no caso do exemplo testado nem foi possível o processamento local, sendo necessário o uso de computadores com mais memória e capacidade de processamento). Entretanto não são necessário ajustes para aproveitamento do gasoduto, nem otimização de rateio de limite de escoamento, tornando o processo mais automático que na Otimização Segregada;
- No Cenário Base, para todos os gasodutos avaliados, as estratégias de produção definidas na Otimização Pólo obtiveram maior VPL e melhor desempenho, mostrando que ao considerar a restrição operacional de forma dinâmica, alcança-se melhores resultados;
- Na análise de sensibilidade, dez cenários econômicos foram avaliados, nos quais em nove a melhor estratégia de produção é originária da Otimização Pólo;
- Apenas no Cenário 4 tem-se como melhor EP o resultado de uma Otimização Segregada, sendo que este cenário pode ser considerado anômalo dentre os analisados, pois se trata de um cenário muito conservador, visto que se reduz demasiadamente a margem de lucro dos fluidos produzidos.

6.2.4. Influência do Limite de Escoamento do Gás na Definição da Estratégia de Produção

- O limite do escoamento do gás influenciou a estratégia de produção otimizada, principalmente quanto a quantidade de poços produtores e injetores. Como no Caso 1, as locações do Campo 2 foram bem influenciadas pelas particularidades do reservatório;
- A influência do limite do escoamento do gás na estratégia de produção é proporcional ao gasoduto, ou seja, quanto menor a capacidade do gasoduto, maior a

necessidade de considerar o limite dinâmico do escoamento do gás desde o início da otimização.

6.3. Considerações Gerais

- Os estudos do Caso 1 mostraram que a perda de carga é uma restrição operacional que possui influência na definição da estratégia de produção, mas esta influência pode ser minimizada, a depender dos limites de condições operacionais;
- O limite de escoamento do gás, estudado no Caso 2, é uma restrição operacional que influencia a seleção da estratégia de produção, sendo que quanto menor a capacidade do gasoduto, maior a influência deste na EP;
- Ambas as restrições operacionais estudadas influenciaram mais na quantidade de poços (produtores e injetores) do que na locação destes, mostrando que a influência das restrições está relacionada ao desempenho dos poços e, portanto, no balanço dos fluidos do reservatório. Para a locação, as características do reservatório são muito mais determinantes do que as restrições operacionais estudadas;
- Portanto, embora exista influência da restrição operacional, o reservatório é o fator preponderante para definição da estratégia de produção. O trabalho de Magalhães (2005) já concluiu que apesar das diferenças das estratégias de produção, definidas com restrição operacional simplificada e dinâmica, os poços produtores tendiam a ser locados na porção do reservatório com maior potencial; quanto mais heterogêneo é o reservatório maior a influência do reservatório no processo.
- Deste modo, para casos em que as incertezas geológicas são muito grandes, a influência das restrições operacionais estudadas na definição da estratégia de produção torna-se menor se houver alteração de características no modelo geológico. Assim sendo, nestes casos, sugere-se um estudo simplificado inicial para uma posterior integração com o sistema de produção.

6.4. Sugestões para Trabalhos Futuros

São especificadas a seguir sugestões para trabalhos futuros que possam complementar este trabalho com foco na construção de uma rede de dados para identificação das restrições que devem ser consideradas nas simulações durante o processo de otimização de estratégias de produção.

- Estudar outras restrições operacionais tais como: limitações do sistema de injeção, outras limitações da vazão de produção (vazões máximas de óleo e água) e limitações inerentes a grupos de poços ou manifolds;
- A partir de uma análise de sensibilidade definir que restrições mais influenciam na definição das estratégias de produção;
- Elaborar uma análise de influência comparando restrições operacionais às incertezas geológicas;
- Analisar os impactos quando duas ou mais restrições operacionais são consideradas conjuntamente.

Referências Bibliográficas

- ANDRADE FILHO, A. C. B., *Optimizing Hydrocarbon Field Development Using a Genetic Algorithm Based Approach*. Stanford: Petroleum Engineering Department, Stanford University, 1997, 154p., tese de doutorado.
- BABU, D.K., ODEH, A.S.: “Productivity of Horizontal Well”. *SPE*, SPE 18298, Nov. 1989.
- BARROUX, C.C., DUCHET-SUCHAUX, P., SAMIER, P., NABIL, R.: Linking Reservoir and Surface Simulator: How to Improve the Coupled Solutions. SPE 65159. European Petroleum Conference, Paris, França, 24 e 25 de Outubro de 2000.
- BECKNER, B. L., and SONG, X., Field Development Planning Using Simulated Annealing – Optimal Economic Well Scheduling and Placement, SPE 30650, 1995.
- CAVALCANTE FILHO, José Sérgio de Araújo. Metodologia de Geração de Mapas de Qualidade com Aplicação na Seleção e Otimização de Estratégias de Produção. Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005 111p. Dissertação (Mestrado).
- CORRIE, R. D., INEMAKA, S.A.: An Analytical Solution to Estimate the Optimum Number of Development Wells to Achieve Maximum Economical Return. SPE 71431. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 de Setembro a 3 de Outubro de 2001.
- CRUZ, P.S., HORNE, R.N., DEUTSCH, C.V., The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making. SPE 56578. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 3 a 6 de Outubro de 1999.
- CULLICK, A.S., HEATH, D., NARAYANAN, K., APRIL, J., KELLY, J.: Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. SPE 84239. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 5 a 8 de Outubro de 2003.
- DAMSLETH *et alli*, Maximum Information at Minimum Costs. *Journal of Petroleum Technology*, 1992, pág. 1349-1356.

- DEMPSEY, J.R. *et al.*: An Efficient Method for Evaluating Gas Field Gathering System Design. *Journal of Petroleum Technology*, 1971, pág.1067-1073.
- EMMANUEL, A. S. and RANNEY, J. C.: Studies of Offshore Reservoir with an Interfaced Reservoir/ Piping Network Simulator, *Journal of Petroleum Technology*, 1981, pág.399-406.
- GUIMARÃES, M., SCHIOZER, D. J.: Use of Streamlines and Quality Map in the Optimization of Production Strategy of Mature Oil Fields, SPE 94746, 2005.
- GÜYAGÜLER, B., HORNE, R. N., ROGERS, L., ROSENZWEIG, J.J.: Optimization of Well Placement in a Gulf of Mexico Waterflooding Project. SPE 63221. SPE Technical Conference and Exhibition, Dallas, USA, 1 à 4 de Outubro de 2000.
- HAUGEN, E. D, HOLMES, J. A., SELVIG, A.: Simulation of Independent Reservoirs Coupled by Global Production and Injection Constraints. SPE 29106. 13^o Reservoir Simulation Symposium. San Antonio. Texas. USA. Fevereiro de 1995.
- HAZLETT, R.D., BABU, D.K.: Optimal Well Placement in Heterogeneous Reservoirs Via Semi-Analytical Modeling. SPE 84281. SPE Annual Technical Conference, Denver, Colorado, USA, 5 a 8 de Outubro de 2003.
- HEPGULER, G., BARUA, S., BARD, W.: Integration of a Field Surface and Production with a Reservoir Simulator. SPE 38937. SPE Computer Applications, Junho de 1997.
- MAGALHÃES, Tasso Cordeiro Benevides. Influência de Restrições Operacionais na Definição da Estratégia de Produção. Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005 143p. Dissertação (Mestrado).
- MEZZOMO, Cristina Cledia. Otimização de Estratégia de Recuperação para Campos de Petróleo. Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001 106p. Dissertação (Mestrado).
- MEZZOMO, C. C., SCHIOZER, D. J.: Field Development Planning Optimization Using Reservoir Simulation, Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, 5-6 de Novembro, 2002.
- MORENO, R. B. Z. L., SCHIOZER, D. J.: Use of Well Performance Parameters to Optimize Oil Field Recovery”. Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, 5-6 de Novembro, 2002.
- NAKAJIMA, L. Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo. Campinas: Instituto de Geociências e Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2003, 128 p., Dissertação (mestrado).
- NYSTAD, A. N., Reservoir Economic Optimization, SPE 13775, 1985.

- ÖZDOGAN, U., HORNE, R. N.: Optimization of Well Placement with a History Matching Approach. SPE 90091. SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, USA, 26 a 29 de Setembro de 2004.
- STARTZMAN, R. A., BRUMMETT, W. M., RANNEY, J. C., EMANUEL, A. S. and TORONYI, R. M.: Computer Combines Offshore Facilities and Reservoir Forecasts, *Petroleum Engineer*, 1977, pág.65-76.
- SCHIOZER, D. J., AZIZ, K.: Use of Domain Decomposition for Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities. SPE 27876. SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California, USA, 23 a 25 de Março de 1994.
- TRICK, M. D.: A Different Approach to Coupling a Reservoir Simulator with a Surface Facilities Model. SPE 40001. SPE Gas Technology Symp., Calgary, Alberta, Canadá, Março de 1998.
- WANG, P., LITVAK, M., AZIZ, K.: Optimization of Production Operations in Petroleum Fields. SPE 77658. Setembro de 2002.
- YANG, D., ZHANG, Q. GU, Y.: Integrated Production Operation Models with Reservoir Simulation for Optimum Reservoir Management. SPE 75236. Abril de 2002.

Anexo A- Estimativa de BHP Mínima para Garantia de Elevação de Fluido

A.1 Estudo A – Óleo Leve e Produção Limitada pela Pressão de Saturação

A estimativa da BHP necessária para elevação do fluido foi estimada com base na carta de fluxo gerada para o poço produtor PH-01, localizado como ilustra a Figura A.1. A carta de fluxo foi gerada conforme detalhamento do Anexo I do trabalho de Magalhães (2005).

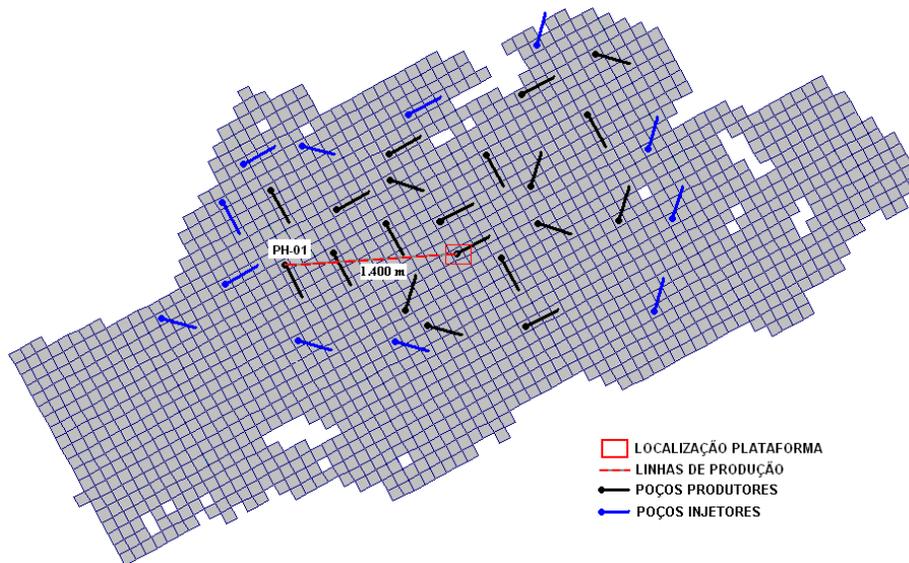


Figura A.1: Localização do Poço PH-01 – Estudo A

O poço PH-01 possui uma localização representativa dos demais poços, sendo que este está a uma distância de aproximadamente 1400 m da plataforma (trecho horizontal) e possui 3000 m de linhas verticais, contabilizando 1000 m de lâmina d'água e 2000 m de soterramento.

A carta de fluxo é formada por uma tabela com valores de BHP calculadas conforme uma faixa pré- estabelecida das seguintes variáveis: vazão de produção de líquidos (LIQ), fração de água (WCT), razão gás-óleo (GOR), pressão no separador (THP) e vazão de *gas-lift* injetada (GRAT).

Para que fosse possível obter apenas um valor de BHP, a ser fixado durante toda a vida produtiva do campo, adotaram-se os seguintes parâmetros:

- LIQ= 2.500 sm³/d
- THP= 7x10⁵ Pa
- WCT= 50%
- GOR= 113,5 sm³/sm³
- GRAT= 200.000 m³/dia

Nesta situação, a vazão de produção de líquidos e de injeção de *gas-lift* considerada é o limite máximo por poço e a pressão no separador é fixa. A razão gás-óleo é a razão de solubilidade para pressão de saturação.

O gráfico ilustrado na Figura A.2 apresenta a variação da pressão de fundo requerida para elevação do fluido com incremento na vazão de produção de líquidos do poço PH-01. Nota-se que para qualquer vazão de produção adotada, a BHP é inferior a 180x10⁵ Pa. Portanto, adotou-se BHP mínima 210x10⁵ Pa, em função da pressão de saturação do fluido.

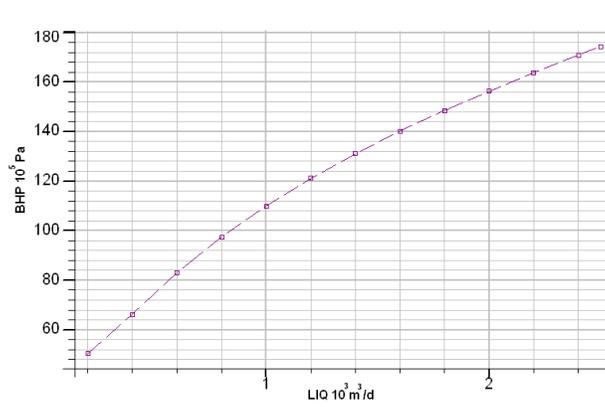


Figura A.2: Variação da BHP pela Vazão de Produção de Líquidos do Poço PH-01

A.2 Estudo B – Óleo Leve e Produção Abaixo da Pressão de Saturação

Visando reduzir a incerteza na BHP estimada, no Estudo B foram estudados os comportamentos de 3 poços com características diferentes, sendo estes os poços PH-03, PH-09 e PH-19, localizados conforme ilustra a Figura A.3.

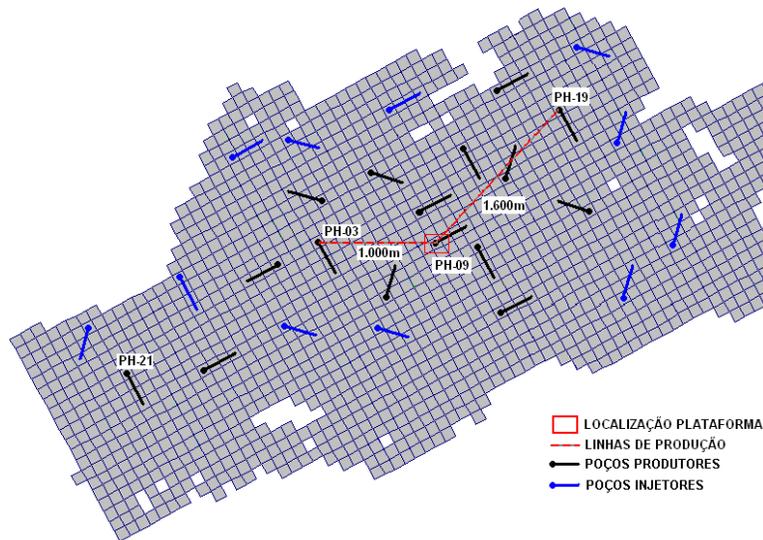


Figura A.3: Localização dos Poços Referências – Estudo B

O poço PH-03 é medianamente distante da plataforma (1000 m) e possui média produção. O poço PH-09 é muito próximo da plataforma e possui alta produção, sendo que este está localizado abaixo da plataforma, ou seja, não possui trecho horizontal da linha de produção. E finalmente, o poço PH-19 é muito distante da plataforma (1600 m) e possui média produção.

Importante ressaltar que poços produtores mais distantes, como o PH-21, também indicado na Figura A.3, possui vazão de produção baixa, o que torna a pressão de fundo requerida também baixa, não sendo, portanto, um poço de referência para estimativa da BHP dos demais poços produtores.

Foram considerados como parâmetros fixos, as seguintes variáveis:

- THP= 7×10^5 Pa
- GOR= $113,5 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- GRAT= $200.000 \text{ m}^3/\text{dia}$

Novamente, a vazão de produção de líquidos e de injeção de *gas-lift* considerada é o limite máximo por poço e a pressão no separador é fixa. Para a razão gás-óleo considerou-se a situação mais conservadora, ou seja, a menor produção de gás possível, sendo esta a razão de solubilidade para pressão de saturação.

Foi avaliado o comportamento dos poços produtores para tempos de produção de 1000 a 5000 dias, com intervalo de tempo de 1000 dias, resultando na Tabela A.1.

Tabela A.1: Resumo do Resultado dos Poços Referência na Estimativa de BHP do Estudo B

Tempo Produção (Dias)	PH-03			PH-09			PH-19		
	WCUT %	LIQ m ³ /d	BHP 10 ⁵ Pa	WCUT %	LIQ m ³ /d	BHP 10 ⁵ Pa	WCUT %	LIQ m ³ /d	BHP 10 ⁵ Pa
1000	0	1600	124	0	2300	136	0	1600	128
2000	60	1300	126	43	1900	134	43	1330	124
3000	82	1420	140	80	1900	144	75	1420	140
4000	87	1500	146	87	1950	154	85	1500	146
5000	Os poços avaliados fecharam antes dos 5.000 dias de produção								

Nota-se que a maior BHP é do poço produtor PH-09, mostrando que maiores vazões de produção de líquidos são mais relevantes para a pressão de fundo requerida do que a distância dos poços produtores da plataforma.

Portanto, a BHP estimada para otimização da perda de carga simplificada do Estudo B foi de 155×10^5 Pa, sendo esta a maior pressão de fundo requerida para elevação do fluido nos poços de referência.

A.3 Estudo C – Óleo Pesado e Produção Abaixo da Pressão de Saturação

Para estimativa da BHP para o Estudo C, fez-se procedimento semelhante ao Estudo B. Foram analisados os mesmos poços de referência, pois estes também constavam na estratégia inicial da Otimização C1. A localização dos poços de referência está ilustrada na Figura A.4.

Foram considerados como parâmetros fixos, as seguintes variáveis:

- THP= 7×10^5 Pa
- GOR= $87 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- GRAT= $200.000 \text{ m}^3/\text{dia}$

O resultado da estimativa de BHP para o Estudo C está resumido na Tabela A.2. Nesta verifica-se novamente que a maior BHP é ainda do poço PH-09. Portanto, adotou-se o valor de

160×10^5 Pa de limite de BHP para todos os poços produtores da otimização com perda de carga simplificada do Estudo C.

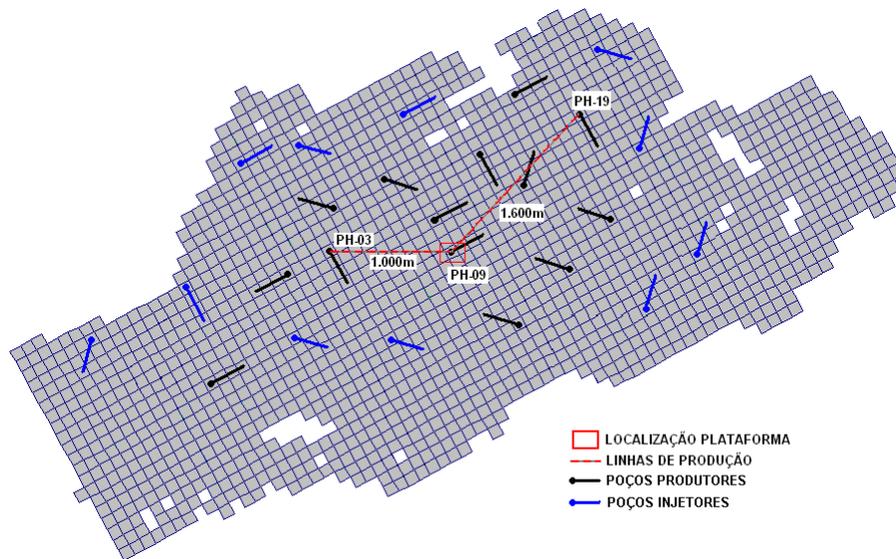


Figura A.4: Localização dos Poços Referências – Estudo C

Tabela A.2: Resumo do Resultado dos Poços Referência na Estimativa de BHP do Estudo C

Tempo Produção (Dias)	PH-03			PH-09			PH-19		
	WCUT %	LIQ m ³ /d	BHP 10 ⁵ Pa	WCUT %	LIQ m ³ /d	BHP 10 ⁵ Pa	WCUT %	LIQ m ³ /d	BHP 10 ⁵ Pa
1000	0	700	100	0	1350	126	0	800	112
3000	68	800	110	65	1600	146	56	900	120
5000	83	1000	126	85	1800	156	80	1050	130
6000	87	1050	128	89	1900	158	82	1200	140
7000	88	1200	138	Fechou antes de 7.000 dias de produção			88	1400	152

Anexo B – Estudo sobre Variação das Temperaturas na Linha de Produção

O estudo de variação de temperatura do fluido visa definir as temperaturas de quatro pontos na linha de produção utilizadas para cálculo da perda de carga, sendo que destes o único valor conhecido é a temperatura do fluido no reservatório.

A Figura B.1 ilustra em desenho esquemático os pontos de temperaturas a serem estudados e ainda a configuração das linhas de produção, sendo as variáveis citadas a seguir:

- T_{RES} = temperatura do fluido no reservatório (88 °C)
- T_{AN} = temperatura do fluido na árvore de natal (°C)
- T_{PR} = temperatura do fluido no pé do riser (°C)
- T_{PLAT} = temperatura do fluido na plataforma (°C)
- L_1 = comprimento do riser (m)
- L_2 = comprimento do trecho horizontal (m)
- L_3 = comprimento do poço em trecho não reservatório (m)
- L_3 = comprimento do poço em trecho reservatório (m)

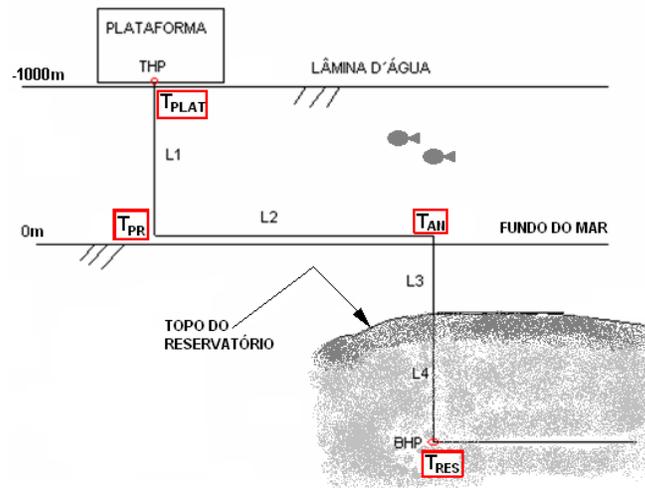


Figura B.1: Ilustração Esquemática das Linhas de Produção

A estimativa inicial da variação da temperatura nas linhas de produção foi baseada em dados de campo, que compõem a relação ilustrada no gráfico da Figura B.2 e define a Equação B.1. Este mostra a queda de temperatura do fluido entre o reservatório e a plataforma conforme variação do trecho horizontal da linha de produção, considerando as seguintes condições:

- Lâmina d'água de 600 a 1000 m;
- Vazões dos poços: de 750 a 1500 m³/dia;
- Coluna de produção de 5 1/2" OD;
- Duto de escoamento horizontal e riser de 4".

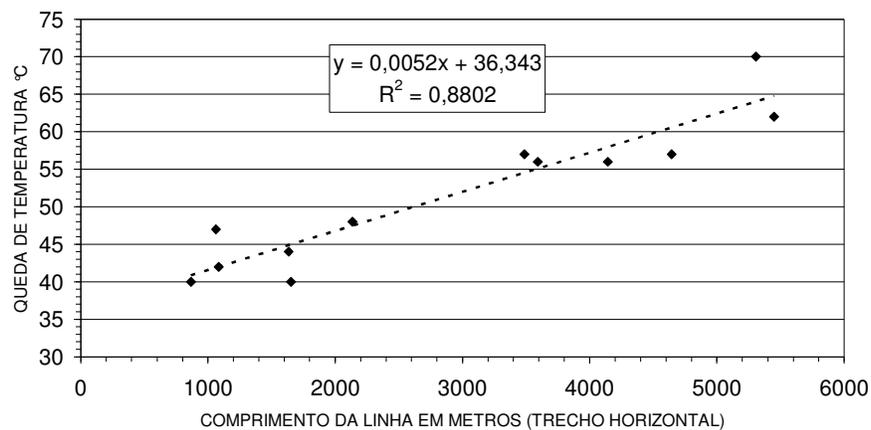


Figura B.2: Variação da Temperatura nas Linhas de Produção Conforme Trecho Horizontal

$$T_{RES}-T_{PLAT} (^{\circ}C) =(0,0052*L_2)+36,343 \quad \text{Equação B.1}$$

Para a simulação deste trabalho, os parâmetros relacionados são:

- Lâmina d'água de 1000 m;
- Vazões dos poços: de 2500 m³/d;
- Coluna de produção de 6" OD
- Duto de escoamento e riser de 6"

Embora exista diferença de alguns parâmetros entre os dados de campo e a simulação estudada deste trabalho, supôs-se que esta não é considerável, sendo possível adotá-la como base para este estudo.

Outra observação de dados de campo é que a redução de temperatura do fluido entre o reservatório (fundo do poço) e árvore de natal varia entre 10 a 20°C a depender da profundidade, diâmetro da coluna e vazão do poço. Assim sendo, para este estudo, foi definida a Equação B.2.

$$T_{RES}-T_{AN} (^{\circ}C) = 10 \quad \text{Equação B.2}$$

Considerando que a distância entre reservatório e árvore de natal para os poços produtores deste estudo era em média de 2000 m e que o comprimento do riser é de 1000 m (Lâmina da d'água), por analogia a Equação B.2, definiu-se a Equação B.3, na qual foi adotada variação de temperatura do fluido entre o pé do riser e a plataforma de 5°C.

$$T_{PLAT}-T_{PR} (^{\circ}C) = 5 \quad \text{Equação B.3}$$

Com base nos dados citados e na localização dos poços produtores da estratégia de produção inicial da Otimização A1, foi estimada por poço a temperatura do fluido produzido nos pontos anteriormente citados, compondo os resultados das Tabela B.1, que também apresenta a média das temperaturas e comprimentos calculados.

Em relação à média observada, verificou-se que os poços PH-09 e PH-20 possuem maior desvio em relação à média, produzindo fluidos com maior e menor temperatura, respectivamente.

Tabela B.1: Resumo das Temperaturas do Fluido por Trecho e por Poço Produtor

Poços	L ₁ (m)	L ₂ (m)	L ₃ (m)	L ₄ (m)	T _{RES} (°C)	T _{AN} (°C)	T _{PR} (°C)	T _{PLAT} (°C)
PH-01	1000	1430,3	2005,7	3,5	88	78	49,22	44,22
PH-02	1000	1771,6	1996,0	3,5	88	78	47,44	42,44
PH-03	1000	1037,4	1983,1	3,5	88	78	51,26	46,26
PH-04	1000	1066,5	1967,1	3,5	88	78	51,11	46,11
PH-05	1000	636,1	1972,7	3,5	88	78	53,35	48,35
PH-06	1000	660,3	1968,5	3,5	88	78	53,22	48,22
PH-07	1000	827,7	1973,4	3,5	88	78	52,35	47,35
PH-08	1000	316,4	1963,4	3,5	88	78	55,01	50,01
PH-09	1000	0,0	1941,5	3,5	88	78	56,66	51,66
PH-10	1000	818,3	1996,7	3,5	88	78	52,40	47,40
PH-11	1000	364,4	1947,0	3,5	88	78	54,76	49,76
PH-12	1000	1011,8	1963,7	3,5	88	78	51,40	46,40
PH-13	1000	853,2	1958,8	3,5	88	78	52,22	47,22
PH-14	1000	700,7	1947,6	3,5	88	78	53,01	48,01
PH-15	1000	832,5	1951,0	3,5	88	78	52,33	47,33
PH-16	1000	1434,5	1974,0	3,5	88	78	49,20	44,20
PH-17	1000	1363,3	2003,6	3,5	88	78	49,57	44,57
PH-18	1000	646,1	1985,6	3,5	88	78	53,30	48,30
PH-19	1000	1579,1	1962,2	3,5	88	78	48,45	43,45
PH-20	1000	2022,1	1973,2	3,5	88	78	46,14	41,14
Média	1000	968,6	1971,7	3,5	88	78	51,62	46,62

Para verificar se estas diferenças eram influentes no cálculo da estimativa da perda de carga, compuseram-se cartas de fluxos de ambos os poços, considerando as temperaturas calculadas e a média aproximada, citada na Tabela B.2.

Tabela B.2: Temperatura Média do Fluido por Trecho

Poços	T _{RES} (°C)	T _{AN} (°C)	T _{PR} (°C)	T _{PLAT} (°C)
Média	88	78	50	45

As Figuras B.3 e B.4 ilustram o gráfico que compõe a saída do programa VFPi e representam respectivamente a perda de carga dos poços PH-09 e PH-20. As curvas que são identificadas apenas pelo nome do poço são originárias da temperatura média, definida na Tabela B.2. As curvas identificadas pelo nome do poço mais sufixo “temp_calc” foram geradas considerando as temperaturas calculadas e apresentadas na Tabela B.1. Os parâmetros considerados, como fração de água, RGO, entre outros, estão especificados na legenda dos respectivos gráficos.

Nota-se que, para o poço PH-20, a diferença entre as curvas é muito pequena. No poço PH-09, embora haja uma diferença mais razoável, seu maior valor é de $4 \times 10^5 \text{ Pa}$, que ocorre para altos valores de produção de líquidos e baixa fração de água. Como esta é uma característica da produção inicial do poço, na qual não se tem problemas de elevação de fluido, devido a pressurização do reservatório, conclui-se que a utilização da temperatura média é uma boa aproximação.

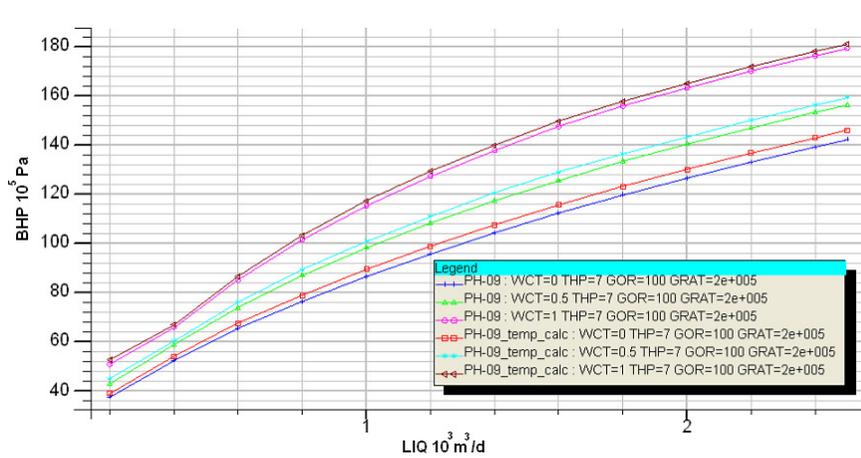


Figura B.3: Cartas de Fluxo do Poço PH-09 Considerando Temperatura Média e Calculada

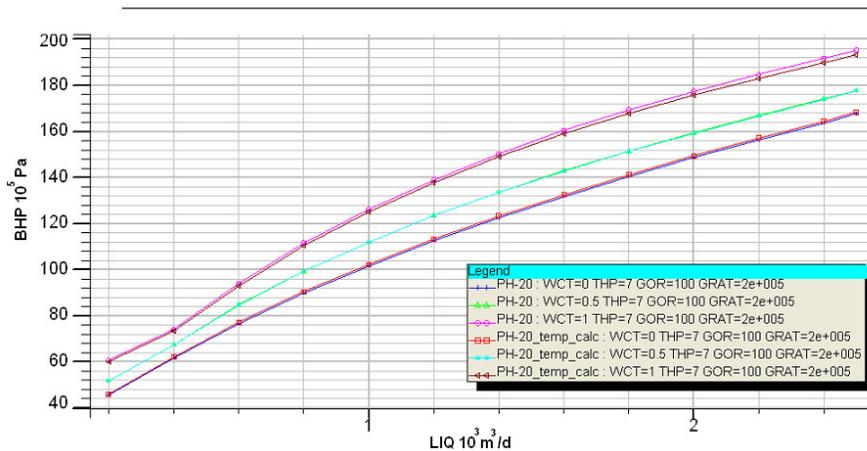


Figura B.4: Cartas de Fluxo do Poço PH-20 Considerando Temperatura Média e Calculada

Anexo C – Estudos de Estabilidade para Ajustar Convergência entre Simulações Segregada e Pólo

Verificou-se que para longos tempos de produção, havia uma diferença entre os resultados gerados pelos modelos de simulação segregada e pólo, conforme mostram as Figuras C.1 e C.2. Estas ilustram as pressões médias dos reservatórios em ambas as simulações dos Campos 1 e 2, respectivamente. Neste caso, não foi considerado nenhum limite de produção e as estratégias de produção são idênticas, o que deveria retornar o mesmo resultado. Nota-se na Figura C.1 uma diferença da pressão média do Campo 1, quando simulado separadamente ou em conjunto com o Campo 2. Para o Campo 2 a diferença não é tão evidente.

No arquivo de simulação, existe na seção “*Numerical*” a especificação do máximo intervalo de simulação, considerando variações de tempo, pressão do reservatório e saturação. A princípio constavam valores altos, permitindo que a simulação progredisse com rapidez, mas com menor exatidão.

Nesta mesma seção, existe uma palavra-chave “*AIM*”, na qual é especificado se a simulação deve ser implícita, explícita ou a combinação de ambas, denominada Implícito Adaptado. As opções de controle da simulação são especificadas na Tabela C.1.

Foram feitas 20 simulações alternando os controles de simulação para estudo do melhor ajuste entre os resultados das simulações segregadas e pólo com foco no tempo de duração destas. Importante ressaltar que o tempo de duração considera simulação serial. A Tabela C.2 resume os resultados dos controles de simulações testados.

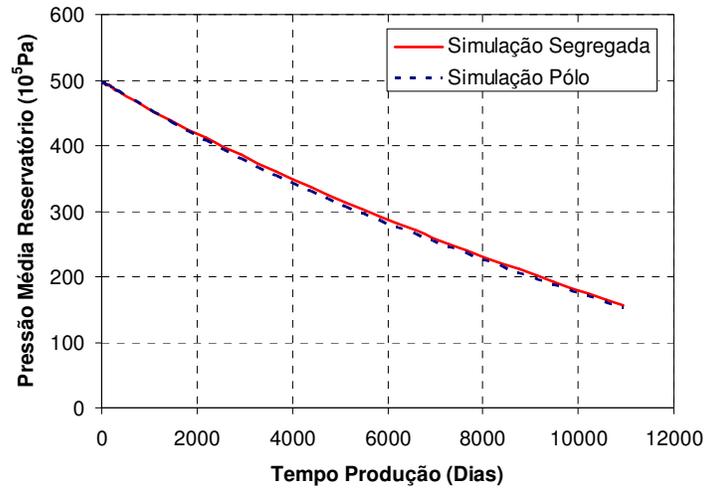


Figura C.1: Pressão Média do Reservatório do Campo 1 na Simulação Segregada e Pólo com Controle Original

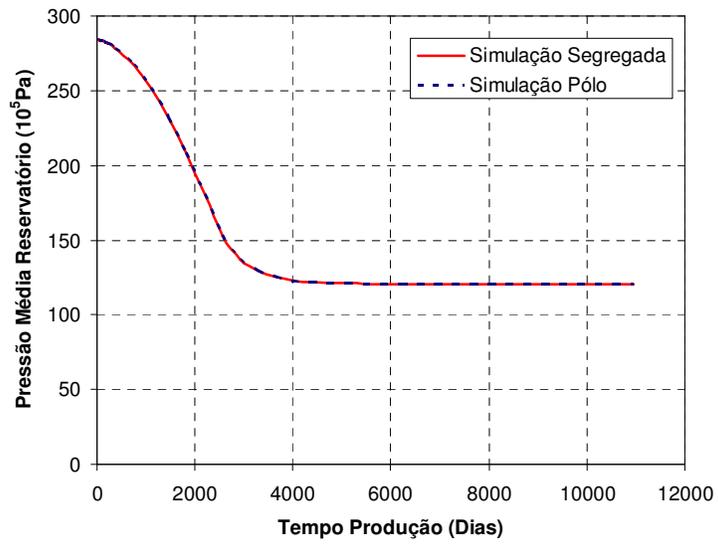


Figura C.2: Pressão Média do Reservatório do Campo 2 na Simulação Segregada e Pólo com Controle Original

Tabela C.1: Opções de Controle de Simulação

Opções	Especificações	Significados
OFF	-	Não é utilizada a opção “implícito adaptado”, sendo toda a simulação realizada de maneira implícita.
STAB	BACK freq	Baseado em um critério de estabilidade, permite-se que a simulação seja feita ora de maneira implícita, ora explícita.
	ALL-BLOCKS	No padrão, a estabilidade baseada em uma ligação algorítmica somente checa vizinhos explícitos de blocos implícitos. Nesta opção checam-se todos os blocos pela ligação implícita e explícita. Esta característica é mais robusta das opções STAB, mas adiciona 10 a 15% do tempo de utilização do CPU quando muitos blocos explícitos estão presentes.
	AND-THRESH	Uma técnica híbrida que checa vizinhos explícitos de blocos implícitos pela ligação estável e todos os blocos conforme ponto de partida usando a fração 0,25.
THRESH	Fração 1 Fração 2	Nesta opção identificam-se valores de pontos de partida para ligar a opção de Implícito Adaptado, sendo necessário a definição da Fração 1 e 2. Fração 1= Um número real especificado que checa a pressão, partindo da referência da pressão de saturação. Fração 2= Um número real especificado que checam as saturações dos fluidos. Para valores iguais a zero, o simulador faz todo o cálculo de maneira implícita.

Tabela C.2: Controles de Simulação Testados

Controle Simulação	Máximo Intervalo de Simulação			AIM	Fração 1-2	Modelo	Duração (h:mm)
	Tempo	Pressão	Saturação				
Original	31	50	0,25	THRESH	0,25-0,25	Campo1	0:17
						Campo2	0:25
						Pólo	1:10
1	31	1	0,01	OFF	-	Campo1	1:15
						Campo2	4:33
						Pólo	7:05
2	31	1	0,01	THRESH	1,0-1,0	Campo1	1:13
						Campo2	1:38
						Pólo	3:49
3	31	1	0,01	THRESH	0,25-0,25	Campo1	1:27
						Campo2	4:16
						Pólo	6:09
4	31	1	0,01	STAB ALL BLOCKS	-	Campo1	3:27
						Campo2	9:45
						Pólo	25:44
5	31	3	0,03	OFF	-	Campo1	1:46
						Campo2	6:23
						Pólo	9:18

Tabela C.2: Controles de Simulação Testados (cont.)

Controle Simulação	Máximo Intervalo de Simulação			AIM	Fração 1-2	Modelo	Duração (h:mm)
	Tempo	Pressão	Saturação				
6	31	3	0,03	THRESH	1,0-1,0	Campo1	1:33
						Campo2	0:42
						Pólo	6:18
7	31	3	0,03	THRESH	0,25-0,25	Campo1	1:47
						Campo2	3:46
						Pólo	6:26
8	31	3	0,03	STAB ALL BLOCKS	-	Campo1	1:37
						Campo2	3:27
						Pólo	4:54
9	31	5	0,05	OFF	-	Campo1	1:07
						Campo2	3:18
						Pólo	4:44
10	31	5	0,05	THRESH	1,0-1,0	Campo1	0:57
						Campo2	0:25
						Pólo	3:01
11	31	5	0,05	THRESH	0,25-0,25	Campo1	0:40
						Campo2	1:18
						Pólo	2:01
12	31	5	0,05	STAB ALL BLOCKS	-	Campo1	1:15
						Campo2	1:50
						Pólo	3:10
13	31	10	0,1	OFF	-	Campo1	0:25
						Campo2	1:51
						Pólo	2:18
14	31	10	0,1	THRESH	1,0-1,0	Campo1	0:12
						Campo2	0:14
						Pólo	0:35
15	31	10	0,1	THRESH	0,25-0,25	Campo1	0:13
						Campo2	0:14
						Pólo	0:50
16	31	10	0,1	STAB ALL BLOCKS	-	Campo1	0:29
						Campo2	0:40
						Pólo	2:10
17	31	15	0,15	STAB ALL BLOCKS	-	Campo1	0:28
						Campo2	0:38
						Pólo	1:25
18	31	20	0,2	STAB ALL BLOCKS	-	Campo1	0:25
						Campo2	0:35
						Pólo	1:17
19	31	20	0,1	STAB ALL BLOCKS	-	Campo1	0:27
						Campo2	0:37
						Pólo	1:29
20	31	10	0,2	STAB ALL BLOCKS	-	Campo1	0:28
						Campo2	0:39
						Pólo	1:49

O controle de simulação aplicado à simulação n^o16 obteve o melhor ajuste dentre as simulações com tempo exequível. O ajuste entre as simulações segregada e pólo pode ser visualizado nas Figuras C.3 e C.4, que ilustram respectivamente a variação da pressão média do Campo 1 e 2.

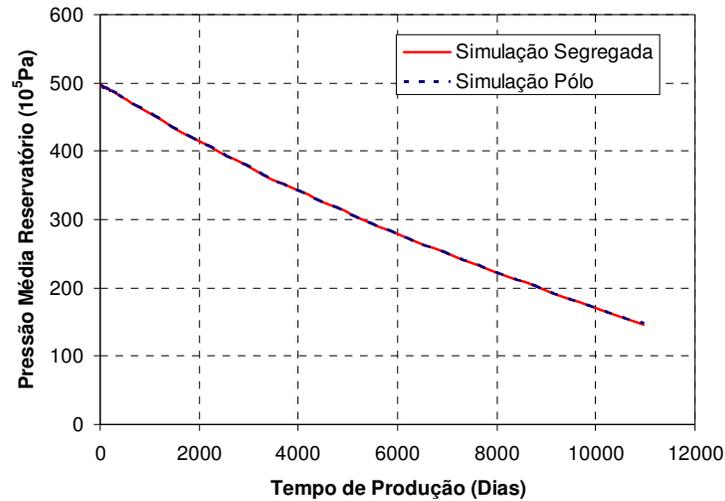


Figura C.3: Pressão Média do Reservatório do Campo 1 na Simulação Segregada e Pólo com Controle n^o 16

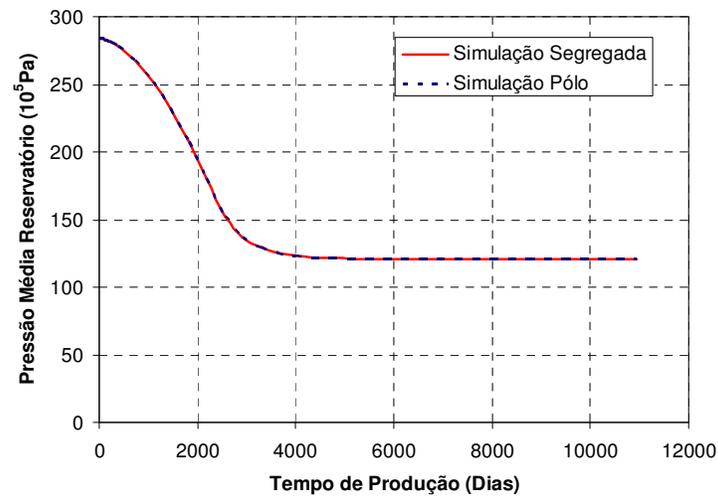


Figura C.4: Pressão Média do Reservatório do Campo 2 na Simulação Segregada e Pólo com Controle n^o16

Anexo D – Estimativa de VPL por Reservatório Originária de Fluxo de Caixa do Pólo de Produção

A análise econômica da simulação pólo considera os investimentos, custos operacionais, receitas e impostos do conjunto dos Campos 1 e 2. Alguns parâmetros que são rateados por poços, como investimento de poço, receita e custo operacional por poço, podem ser facilmente identificados a que fluxo de caixa devem compor, no caso do Campo 1 ou 2.

Entretanto, existem investimentos comuns, como o gasoduto e os impostos, que são calculados pelo pólo de produção. Com objetivo de extrair o VPL individual dos Campos 1 e 2 foi elaborado o cálculo descrito a seguir.

O programa MEC/UNIPAR (Schiozer et al, 2002) fornece um indicador econômico por poço produtor e injetor definido pelas Equações D.1 e D.2, respectivamente. A seguir são especificadas as variáveis que compõe as equações.

$$IEPP= R_O+R_G-CP_O-CP_G-CP_{AG}-I_P \quad \text{Equação D.1}$$

$$IEPI= -CI_{AG}-I_P \quad \text{Equação D.2}$$

- R_O = Receita da venda do óleo
- R_G = Receita da venda do gás
- CP_O = Custos de produção do óleo
- CP_G = Custos de produção do gás
- CP_{AG} = Custos de produção da água
- CI_{AG} = Custos de injeção da água

- I_p = Investimento da perfuração e completção do poço

O somatório dos indicadores por poço de cada campo compõe o indicador por grupo de poços, identificados como $IEGP_{C1}$ e $IEGP_{C2}$ para os Campos 1 e 2, respectivamente.

Sabendo que o VPL do pólo de produção é calculado pela Equação D.3, na qual apenas o imposto do pólo de produção não é conhecido, nem fornecido pelo MEC, pode-se estimá-lo através da Equação D.4. As variáveis são especificadas a seguir.

$$VPL_{POLO} = IEGP_{C1} + IEGP_{C2} - INV_FAC_{POLO} - IMP_{POLO} \quad \text{Equação D.3}$$

$$IMP_{POLO} = IEGP_{C1} + IEGP_{C2} - INV_FAC_{POLO} - VPL_{POLO} \quad \text{Equação D.4}$$

- VPL_{POLO} = VPL do pólo de produção
- $IEGP_{C1}$ = somatório dos IEPP dos poços do Campo 1
- $IEGP_{C2}$ = somatório dos IEPP dos poços do Campo 2
- INV_FAC_{POLO} = investimentos das facilidades de produção do pólo (investimento total subtraído o investimento em perfuração e completção dos poços)
- IMP_{POLO} = imposto total do pólo de produção

Como o imposto em sua maioria é proporcional a receita do fluxo da caixa, é possível ratear o imposto do pólo de produção pelos Campos 1 e 2 através dos IEGP, fornecido pelo MEC, conforme as Equações D.5 e D.6.

$$IMP_{C1} = IMP_{POLO} * IEGP_{C1} / (IEGP_{C1} + IEGP_{C2}) \quad \text{Equação D.5}$$

$$IMP_{C2} = IMP_{POLO} * IEGP_{C2} / (IEGP_{C1} + IEGP_{C2}) \quad \text{Equação D.6}$$

Nestas, tem-se que:

- IMP_{C1} = impostos referentes aos rendimentos do Campo 1
- IMP_{C2} = impostos referentes aos rendimentos do Campo 2

Com conhecimento do imposto referente a cada campo, pode-se calcular o VPL por reservatório através das Equações D.7 e D.8.

$$VPL_{C1} = IEGP_{C1} - INV_FAC_{C1} - IMP_{C1} \quad \text{Equação D.7}$$

$$VPL_{C2} = IEGP_{C2} - INV_FAC_{C2} - IMP_{C2} \quad \text{Equação D.8}$$

Sendo que:

- VPL_{C1} = VPL do Campo1
- VPL_{C2} = VPL do Campo2
- INV_FAC_{C1} = investimentos das facilidades do Campo 1 (investimento total do Campo 1 subtraído o investimento em perfuração e completação dos poços)
- INV_FAC_{C2} = investimentos das facilidades do Campo 2 (investimento total do Campo 2 subtraído o investimento em perfuração e completação dos poços)

Importante ressaltar que os investimentos das facilidades de cada campo devem contabilizar o investimento do gasoduto rateado. O rateio do investimento do gasoduto nas Otimizações Pólo, para efeito de comparação com as Otimizações Segregadas, foi feito considerando a proporção do rateio do limite do gás, conforme citado anteriormente.