



ANDRÉ LEITE CARRON

METODOLOGIA PARA MELHORIA DA ESTRATÉGIA DE EXPLOTAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO DESENVOLVIDOS

CAMPINAS

2013

i



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ANDRÉ LEITE CARRON

**METODOLOGIA PARA MELHORIA DA ESTRATÉGIA DE
EXPLOTAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO
DESENVOLVIDOS**

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno André Leite Carron e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.

A handwritten signature in blue ink is written over a horizontal line. The signature is stylized and appears to be "D. Schiozer". Below the line, the word "Orientador" is printed in a black, sans-serif font.

Orientador

CAMPINAS
2013

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

C237m Carron, André Leite, 1976-
Metodologia para melhoria da estratégia de exploração de campos de petróleo desenvolvidos / André Leite Carron. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Denis José Schiozer.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Planejamento da produção. 2. Planejamento estratégico. 3. Otimização. 4. Reservatórios (Simulação). 5. Engenharia do petróleo. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Methodology for exploitation strategy improvement for developed oil fields

Palavras-chave em inglês:

Production planning

Strategic planning

Optimization

Reservoir simulation

Petroleum engineering

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis José Schiozer [Orientador]

Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Dirceu Bampi

Data de defesa: 18-07-2013

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**METODOLOGIA PARA MELHORIA DA ESTRATÉGIA DE
EXPLOTAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO
DESENVOLVIDOS**

Autor: André Leite Carron

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

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

Prof. Dra. Rosângela Barros Zanon Lopes Moreno
DEP/FEM/UNICAMP

Dr. Dirceu Bampi
PETROBRAS/RJ

Campinas, 18 de julho de 2013.

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho aos meus pais Antonio e Maria Cristina, às minhas irmãs Flávia e Bruna, à minha esposa Laura e aos meus sobrinhos Francisco e Augusto.

AGRADECIMENTOS

Expresso meus sinceros agradecimentos:

À minha família por ora me ampararem e ora me cobrarem, em especial aos meus pais, Antonio e Maria Cristina, às minhas irmãs Bruna e Flávia, e à minha querida esposa Laura.

Ao Professor Denis pela orientação, estímulo e paciência ao longo da execução deste trabalho.

Às preciosas dicas e discussões técnicas dos engenheiros Dirceu Bampi, José Sérgio Daher, Marcos Nogueira, Sérgio Sousa, João Bosco Marques, Roberto Barragan e Cássio Pettan, além do geólogo Túlio Roberto R. Cruz. E a todos os demais amigos e colegas da Petrobras que muito enriquecem a minha vida pessoal e profissional.

Aos meus amigos Alexandre, João, Vinícius e William por estarem sempre ao meu lado em todos os momentos.

Ao grupo UNISIM pelo apoio e suporte prestados.

À Petrobras pelo apoio profissional e financeiro.

“O acaso só favorece a mente preparada”

Louis Pasteur

RESUMO

CARRON, André Leite. *Metodologia para Melhoria da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo Desenvolvidos*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2013. 177 p. Dissertação de Mestrado.

Quando um campo de petróleo desenvolvido atinge uma ou mais limitações de produção, muitas vezes é necessário considerar o aumento da capacidade de produção, adequando as instalações à nova realidade. Entretanto, antes de tomar a decisão, uma avaliação do comportamento futuro dos poços e consequente revisão de operações são recomendadas. A identificação de como cada um deles contribui para o campo é importante para melhorar a estratégia de exploração. Este trabalho apresenta uma metodologia para melhorar a recuperação de petróleo e indicadores econômicos para campos desenvolvidos, baseada principalmente na integração de modelagem de reservatório e instalações de produção permitindo um melhor equilíbrio de fluidos de produção e injeção. Mapas de qualidade, simulação numérica, identificação de linhas de fluxo e técnicas de otimização foram utilizados para melhorar a estratégia de exploração desses campos de petróleo. Mapas de qualidade são úteis para indicar regiões potenciais e a simulação por linhas de fluxo quantifica a relação entre produtores e injetores. O desempenho dos poços (produtores e injetores) são calculados através da simulação numérica permitindo ordená-los, a fim de aplicar um processo de otimização em que as ações de cada par produtor-injetor são tomadas simultaneamente para acelerar o processo. Foi desenvolvida uma metodologia aplicada a um modelo de reservatório, onde se obteve um maior valor presente líquido, aumento da produção de óleo e gás, juntamente com a menor produção de água. Também foi possível testar a capacidade de produção de água aumentada. A metodologia mostra-se aplicável a reservatórios que operam em cenários de limitações de produção, indicando que o simples aumento da capacidade nem sempre é a única ou a melhor solução, devendo ser colocado num contexto mais amplo. Além disso, a aplicação da metodologia é suficientemente rápida para ser testada de forma contínua na avaliação dos reservatórios desenvolvidos.

Palavras-Chave

Estratégia de Exploração, Otimização, Restrições Operacionais, Simulação de Reservatórios.

ABSTRACT

CARRON, André Leite. *Methodology for Exploitation Strategy Improvement for Developed Oil Fields*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2013. 177 p. Dissertação de Mestrado.

When a developed oil field reaches one or more production constraints, in many cases it is necessary to consider increasing this limit considering updated conditions. Before making the decision, an evaluation of wells future behavior and consequent operation changes are recommended. The identification of how each well is contributing to the field is important to change production strategy and to make better use of facilities. This work shows a methodology to improve oil recovery and economic indicators of developed fields based mainly on the integration of reservoir modeling and production facilities allowing a better balance of production and injection fluids. Quality map, streamlines identification, numerical simulation and optimization techniques were used to improve the production strategy of these oil fields. Quality maps are useful to indicate potential regions and streamline simulation quantifies relation between producers and injectors wells. Wells (producers and injectors) performance are calculated with numerical simulation and used to rank wells in order to apply actions that yield to an optimization process where changes on each producer-injector pair are taken simultaneously to speed up the process. It was developed a methodology which was applied to a reservoir model where it was obtained a higher net present value, oil and gas production along with lower water production; it also allowed testing increased production capacity. The presented methodology is applicable to reservoirs operating under production constraints scenarios, indicating that increasing of capacity is not always the better solution and it should be placed in a broader context of optimization. Furthermore, it is fast enough to be tested continuously in the evaluation of developed reservoirs.

Key Words

Production Strategy, Optimization, Operational Constraints, Reservoir Simulation.

SUMÁRIO

RESUMO	xiii
ABSTRACT	xv
SUMÁRIO.....	xvii
LISTA DE FIGURAS	xxi
LISTA DE TABELAS	xxix
LISTA DE NOMENCLATURAS.....	xxxiii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação.....	2
1.2 Objetivos	2
1.3 Organização da Dissertação	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 Simulação Integrada entre Reservatório e Sistema de Produção	5
2.1.1 Acoplamento entre o Simulador de Reservatórios e o Sistema de Produção .	6
2.1.2 Exemplos de Aplicação	7
2.2 Influência das Restrições	9
2.3 Otimização da Produção	11
2.4 Mapa de Qualidade	14
2.5 Campos em Fase de Produção ou Desenvolvidos	16
2.6 Simulação por Linhas de Fluxo	18
3. METODOLOGIA.....	21

3.1	Premissas.....	21
3.2	Utilização da Simulação Numérica e da Ferramenta de Otimização	22
3.3	Utilização do Mapa de Qualidade	22
3.4	Utilização da Simulação por Linhas de Fluxo	24
3.5	Desenvolvimento da Metodologia.....	24
3.6	Funções-Objetivo Utilizadas pela Metodologia	25
3.7	Ordem de Prioridade de Alterações	28
3.8	Fluxograma da Metodologia Testada	29
3.8.1	Simulação Base.....	30
3.8.2	Simulação sem Restrições	31
3.8.3	Mapa de Qualidade Final	31
3.8.4	Simulações com Fechamento de cada Produtor	31
3.8.5	Simulação por Linhas de Fluxo	31
3.9	Fluxograma do Processo de Otimização	31
3.10	Otimização da Capacidade	32
3.11	Poços Dependentes	32
4.	APLICAÇÃO	35
4.1	Modelo 1	35
4.2	Modelo 2	38
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	43
5.1	Modelo 1	43
5.1.1	Caso Base	43
5.1.2	Resultados da Aplicação da Metodologia	49
5.1.3	Verificação dos Poços Desconsiderados	64

5.1.4	Comparação com Processo Global Sem Aumento de Capacidade	65
5.1.5	Comparação com Processo Global Com Aumento de Capacidade	68
5.2	Modelo 2	71
5.2.1	Caso Base	71
5.2.2	Resultados da Aplicação da Metodologia	76
5.2.3	Comparação da Otimização do Grupo 01 x Pares de Poços	95
5.2.4	Comparação com Processo Global Sem Aumento de Capacidade	98
5.3	Influência das Variáveis no Processo	99
5.4	Integração com as Correlações Multifásicas	101
6.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS	103
6.1	Contribuições.....	103
6.2	Conclusões	103
6.3	Sugestões para Trabalhos Futuros	104
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	105
8.	Anexo I – Controle da Produção e Injeção no Simulador NEXUS®	117
9.	Apêndice I - Dados Econômicos	119
10.	Apêndice II - Dados do Modelo 1	121
11.	Apêndice III - Dados do Modelo 2.....	123
12.	Apêndice IV - Gráficos de Produção dos Poços – Modelo 1.....	125
13.	Apêndice V - Gráficos de Produção dos Poços - Modelo 2.....	131
14.	Apêndice VI - Resultados da Otimização do Modelo 1	147
15.	Apêndice VII - Resultados do Modelo 2.....	155
16.	Apêndice VIII - Composição do Mapa de Qualidade.....	169
17.	Apêndice IX - Dependência dos Poços	173

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Representação Esquemática de um Conceito Geral para Modelagem Integrada de um Sistema de Produção de Óleo e Gás (adaptada de Kosmidis <i>et al.</i> 2005).....	8
Figura 3.1: Ordem de Prioridade para Otimização de Campos Desenvolvidos.	28
Figura 3.2: Fluxograma da Metodologia Testada.	29
Figura 3.3: Fluxograma do Processo de Otimização.	30
Figura 3.4: Procedimento para determinar lista de prioridade com poços não dependentes (Nakajima, 2003)	33
Figura 4.1: Mapa de Porosidade do Modelo 1 – Topo do Reservatório.....	35
Figura 4.2: Mapa de Permeabilidade Horizontal – Topo do Reservatório.....	36
Figura 4.3: Mapa de Permeabilidade Vertical – Topo do Reservatório.....	36
Figura 4.4: Saturação de Óleo Inicial – Topo do Reservatório.	37
Figura 4.5: MQI - Mapa de Qualidade Inicial – Topo do Reservatório (Baseado – Ferreira e Schiozer, 2010).	37
Figura 4.6: MQI - Mapa de Qualidade Inicial – Soma de Todas as Camadas (Baseado – Ferreira e Schiozer, 2010).	38
Figura 4.7: Mapa de Porosidade do Modelo 2 – Topo do Reservatório.	39
Figura 4.8: Mapa de Permeabilidade na Direção X – Topo do Reservatório.	39
Figura 4.9: Mapa de Permeabilidade na Direção Y – Topo do Reservatório.	40
Figura 4.10: Mapa de Permeabilidade Vertical – Topo do Reservatório.....	40
Figura 4.11: Mapa de Saturação de Óleo Inicial – Topo do Reservatório.....	41
Figura 4.12: MQI - Mapa de Qualidade Inicial – Topo do Reservatório (Baseado – Ferreira e Schiozer, 2010).	41
Figura 4.13: MQI - Mapa de Qualidade Inicial – Soma de Todas as Camadas (Baseado – Ferreira e Schiozer, 2010).	42

Figura 5.1: Mapa de Pressão Final – Topo do Reservatório.	43
Figura 5.2: Mapa de Saturação de Óleo Final – Topo do Reservatório.....	44
Figura 5.3: Mapa de Qualidade Atual – Soma de Todas as Camadas (Baseado - Ferreira e Schiozer, 2010).	45
Figura 5.4: Mapa de Qualidade Final – Soma de todas as camadas (Baseado - Ferreira e Schiozer, 2010).	46
Figura 5.5: Diferença entre MQF e MQA (Soma de Todas as Camadas).	47
Figura 5.6: Gráfico de Produção do Campo.....	47
Figura 5.7: Gráfico de Produção e Injeção Acumulada do Campo.	48
Figura 5.8: Mapa de <i>HPhiSo</i> Final – Soma de Todas as Camadas.....	49
Figura 5.9: Gráfico de Variação dos Resultados em Relação ao Caso Base.	54
Figura 5.10: Comparação entre Produção de Água.	54
Figura 5.11: Variação da RGO.	55
Figura 5.12: VPL x Número de Simulações nos Diversos Casos.....	55
Figura 5.13: VPL x N_p nos Diversos Casos.....	56
Figura 5.14: VPL x W_p nos Diversos Casos.....	57
Figura 5.15: VPL x G_p nos Diversos Casos.....	57
Figura 5.16: VPL x $RGOp$ nos Diversos Casos.	58
Figura 5.17: VPL x W_i nos Diversos Casos.....	58
Figura 5.18: Mapa de Pressão Final – Topo do Reservatório (Após o Processo de Otimização Final)	59
Figura 5.19: VPL x $W_i/(W_p+N_p)$ nos Diversos Casos.....	60
Figura 5.20: Avaliação do Desempenho dos Poços.....	61
Figura 5.21: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD03 – Correlação com o VPL.....	62
Figura 5.22: Incrementos de VPL em Relação ao Caso Base.	63

Figura 5.23: VPL x Número de Simulações – Comparação entre a Proposta e o Processo Global Sem Aumento de Capacidade.....	67
Figura 5.24: VPL x N_p – Comparação entre a Proposta e o Processo Global Sem Aumento de Capacidade.	67
Figura 5.25: VPL x N. de Simulações – Comparação entre a Metodologia Testada e o Processo Global.	69
Figura 5.26: VPL x N_p – Comparação entre a Proposta e o Processo Global.	70
Figura 5.27: Mapa de Pressão Final.....	71
Figura 5.28: Mapa de Saturação de Óleo Final – Topo do Reservatório.....	71
Figura 5.29: Mapa de Qualidade Atual – Soma de Todas as Camadas (Baseado - Ferreira e Schiozer, 2010).....	72
Figura 5.30: Diferença entre MQF e MQA (Soma de Todas as Camadas).	72
Figura 5.31: Gráfico de Produção do Campo.	73
Figura 5.32: Gráfico de Produção da Plataforma 1	73
Figura 5.33: Gráfico de Produção da Plataforma 2	74
Figura 5.34: Gráfico de Produção e Injeção Acumulada do Campo.	74
Figura 5.35: Mapa de $H\Phi iSo$ Final – Soma de Todas as Camadas.....	75
Figura 5.36: Mapa de Qualidade Final (MQF) – Soma de Todas as Camadas.....	76
Figura 5.37: Variação do VPL Causado pelo Fechamento de Poços	81
Figura 5.38: Gráfico de Variação dos Resultados em Relação ao Caso Base (Modelo 2).	86
Figura 5.39: Comparação entre Produção de Água (Modelo 2).....	86
Figura 5.40: Variação da RGO (Modelo 2).....	87
Figura 5.41: VPL x Número de Simulações nos Diversos Casos (Modelo 2).	87
Figura 5.42: VPL x N_p nos Diversos Casos (Modelo 2).	88
Figura 5.43: VPL x W_p nos Diversos Casos.....	89

Figura 5.44: VPL x Gp nos Diversos Casos.....	89
Figura 5.45: VPL x RGOp nos Diversos Casos.	90
Figura 5.46: VPL x Wi nos Diversos Casos.....	90
Figura 5.47: VPL x $W_i/(W_p+N_p)$ nos Diversos Casos.....	91
Figura 5.48: Avaliação do Desempenho dos Poços - Parte 1/2.....	94
Figura 5.49: Avaliação do Desempenho dos Poços - Parte 2/2.....	94
Figura 5.50: Incrementos de VPL em Relação ao Caso Base.	95
Figura 5.51: VPL x Número de Simulações – Comparação entre Grupo 01 e Pares de Poços.	97
Figura 5.52: VPL x Np – Comparação entre Grupo 01 e Pares de Poços.....	97
Figura 9.1: Histórico e previsão do comportamento do preço do petróleo - Fonte: U.S. Energy Information Administration.....	119
Figura 9.2: Gráfico de Previsão dos Custos de Produção.	119
Figura 12.1: Curva de Produção do Poço PROD01.....	125
Figura 12.2: Curva de Produção do Poço PROD02.....	126
Figura 12.3: Curva de Produção do Poço PROD03.....	126
Figura 12.4: Curva de Produção do Poço PROD04.....	127
Figura 12.5: Curva de Produção do Poço PROD05.....	127
Figura 12.6: Curva de Produção do Poço PROD06.....	128
Figura 12.7: Curva de Produção do Poço PROD07.....	128
Figura 12.8: Curva de Produção do Poço PROD08.....	129
Figura 12.9: Curva de Produção do Poço PROD09.....	129
Figura 13.1: Curva de Produção do Poço PROD01.....	131
Figura 13.2: Curva de Produção do Poço PROD02.....	131
Figura 13.3: Curva de Produção do Poço PROD03.....	132

Figura 13.4: Curva de Produção do Poço PROD04.....	132
Figura 13.5: Curva de Produção do Poço PROD05.....	133
Figura 13.6: Curva de Produção do Poço PROD06.....	133
Figura 13.7: Curva de Produção do Poço PROD07.....	134
Figura 13.8: Curva de Produção do Poço PROD08.....	134
Figura 13.9: Curva de Produção do Poço PROD09.....	135
Figura 13.10: Curva de Produção do Poço PROD10.....	135
Figura 13.11: Curva de Produção do Poço PROD11.....	136
Figura 13.12: Curva de Produção do Poço PROD12.....	136
Figura 13.13: Curva de Produção do Poço PROD13.....	137
Figura 13.14: Curva de Produção do Poço PROD14.....	137
Figura 13.15: Curva de Produção do Poço PROD15.....	138
Figura 13.16: Curva de Produção do Poço PROD16.....	138
Figura 13.17: Curva de Produção do Poço PROD17.....	139
Figura 13.18: Curva de Produção do Poço PROD18.....	139
Figura 13.19: Curva de Produção do Poço PROD19.....	140
Figura 13.20: Curva de Produção do Poço PROD20.....	140
Figura 13.21: Curva de Produção do Poço PROD-A.	141
Figura 13.22: Curva de Produção do Poço PROD-B.....	141
Figura 13.23: Curva de Produção do Poço PROD-C.....	142
Figura 13.24: Curva de Produção do Poço PROD-D.	142
Figura 13.25: Curva de Produção do Poço PROD-E.....	143
Figura 13.26: Curva de Produção do Poço PROD-F.	143
Figura 13.27: Curva de Produção do Poço PROD-G.	144

Figura 13.28: Curva de Produção do Poço PROD-H.	144
Figura 13.29: Curva de Produção do Poço PROD-I.	145
Figura 13.30: Curva de Produção do Poço PROD-J.	145
Figura 14.1: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD03 – Correlação com o VPL.	147
Figura 14.2: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD07 – Correlação com o VPL.	148
Figura 14.3: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD08 – Correlação com o VPL.	149
Figura 14.4: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD09 – Correlação com o VPL.	150
Figura 14.5: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD02 – Correlação com o VPL.	151
Figura 14.6: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD01 – Correlação com o VPL.	152
Figura 14.7: Gráfico Tornado da Flexibilização do Último Caso – Correlação com o VPL.	152
Figura 15.1: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 01 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).	155
Figura 15.2: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 01 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).	155
Figura 15.3: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 02 – Correlação com o VPL (Parte 1/3).	157
Figura 15.4: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 02 – Correlação com o VPL (Parte 2/3).	157
Figura 15.5: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 02 – Correlação com o VPL (Parte 3/3).	158
Figura 15.6: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 03 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).	160
Figura 15.7: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 03 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).	160
Figura 15.8: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 04 – Correlação com o VPL.	162

Figura 15.9: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 05 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).	163
Figura 15.10: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 05 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).	163
Figura 15.11: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 06 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).	164
Figura 15.12: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 06 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).	165
Figura 15.13: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 07 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).	166
Figura 15.14: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 07 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).	166
Figura 15.15: Gráfico Tornado da Otimização Final – Correlação com o VPL (Parte 1/2).	167
Figura 15.16: Gráfico Tornado da Otimização Final – Correlação com o VPL (Parte 2/2).	168
Figura 16.1: Mapa de Pinit do Modelo 1 - Soma de Todas as Camadas (Propriedades Iniciais – Equação 3.3).	169
Figura 16.2: Mapa de Prec Final do Modelo 1 - Soma de Todas as Camadas (Propriedades Relacionadas a Fluidos – Equação 3.4).	170
Figura 16.3: Mapa de DP Final do Modelo 1 - Soma de Todas as Camadas (Propriedades Relacionadas a Pressão – Equação 3.5).	170
Figura 16.4: Mapa de Pinit do Modelo 2 - Soma de Todas as Camadas (Propriedades Iniciais – Equação 3.3).	171
Figura 16.5: Mapa de Prec Final do Modelo 2 - Soma de Todas as Camadas (Propriedades Relacionadas a Fluidos – Equação 3.4).	171
Figura 16.6: Mapa de DP Final do Modelo 1 - Soma de Todas as Camadas (Propriedades Relacionadas a Pressão – Equação 3.5).	172

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Combinações de Gp e RGO para Determinação da Função G (Guimarães, 2005).....	27
Tabela 3.2: Fórmulas para o Critério de Classificação.	27
Tabela 5.1: Porcentagem da Produção em Relação à Reserva.	48
Tabela 5.2: Classificação das Funções Objetivo dos Produtores.	49
Tabela 5.3: Distribuição da Água Injetada Para os Produtores (%).	50
Tabela 5.4: Classificação da Região e Prioridade dos Produtores.....	50
Tabela 5.5: Posição dos Poços no Modelo 1.	51
Tabela 5.6: Resultado da Aplicação da Metodologia Testada no Modelo 1.....	52
Tabela 5.7: Comparação da Metodologia x Aumento Simples na Capacidade.	52
Tabela 5.8: Resultados em Relação ao Caso Base.....	53
Tabela 5.9: Comparação da Metodologia x Aumento Simples na Capacidade (Relação ao Caso Base).....	53
Tabela 5.10: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base.	60
Tabela 5.11: Localização e Completação dos Poços SUB01 e SUB02.....	61
Tabela 5.12: Valores Sugeridos de Vazão de Injeção e Corte de Água.....	61
Tabela 5.13: Interpretação dos Valores de Correlação Linear.	63
Tabela 5.14: Resultado da Aplicação da Metodologia Testada nos Poços Desconsiderados.	64
Tabela 5.15: Resultados em Relação ao Caso Base (Modelo Inicial).	64
Tabela 5.16: Comparação da Metodologia Testada com o Processo Global Sem Aumento de Capacidade.	65
Tabela 5.17: Comparação entre as Completações dos Poços Existentes.	65
Tabela 5.18: Comparação entre as Posições e Completações dos Poços Novos.....	66

Tabela 5.19: Comparação entre os Valores de Corte de Água.	66
Tabela 5.20: Comparação entre os Valores de Injeção de Água.	66
Tabela 5.21: Comparação da Metodologia Proposta com o Processo Global.	68
Tabela 5.22: Comparação entre as Completações dos Poços Existentes.	68
Tabela 5.23: Comparação entre as Posições e Completações dos Poços Novos.	68
Tabela 5.24: Comparação entre os Valores de Corte de Água.	69
Tabela 5.25: Comparação entre os Valores de Injeção de Água.	69
Tabela 5.26: Porcentagem da Produção em Relação à Reserva.	75
Tabela 5.27: Classificação das Funções Objetivo dos Produtores – Plataforma 1.	76
Tabela 5.28: Classificação das Funções Objetivo dos Produtores – Plataforma 2.	77
Tabela 5.29: Destino da Água Injetada – Parte 01 (%).	77
Tabela 5.30: Destino da Água Injetada – Parte 02 (%).	77
Tabela 5.31: Destino da Água Injetada – Parte 03 (%).	78
Tabela 5.32: Destino da Água Injetada – Parte 04 (%).	78
Tabela 5.33: Classificação da Região e Prioridade dos Produtores.	79
Tabela 5.34: Variação de VPL dos Poços em Relação ao PROD01 (%).	80
Tabela 5.35: Grupos de Poços Não Dependentes.	81
Tabela 5.36: Posição dos Poços no Modelo 2 – Plataforma 1.	82
Tabela 5.37: Posição dos Poços no Modelo 2 – Plataforma 2.	82
Tabela 5.38: Cronograma de Alterações nos Poços.	83
Tabela 5.39: Resultado da Aplicação da Metodologia Proposta no Modelo 2.	84
Tabela 5.40: Comparação da Metodologia x Aumento Simples na Capacidade – Modelo 2.	84
Tabela 5.41: Resultados em Relação ao Caso Base – Modelo 2.	85

Tabela 5.42: Comparação da Metodologia x Aumento Simples na Capacidade (Relação ao Caso Base) – Modelo 2.....	85
Tabela 5.43: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 1.	91
Tabela 5.44: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 2.	91
Tabela 5.45: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 3.	92
Tabela 5.46: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 4.	92
Tabela 5.47: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 5.	92
Tabela 5.48: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 6.	92
Tabela 5.49: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 7.	92
Tabela 5.50: Localização, Completação e WCT de Fechamento dos Poços Substitutos.	93
Tabela 5.51: Valores Sugeridos de Vazão de Injeção e Corte de Água.....	93
Tabela 5.52: Resultado da Metodologia Aplicada no Grupo 01 x Pares de Poços.	96
Tabela 5.53: Resultados em Relação ao Caso Base: Grupo 01 x Pares de Poços.	96
Tabela 5.54: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Pares do Grupo 01. ..	98
Tabela 5.55: Localização, Completação e WCT de Fechamento dos Poços Substitutos.	98
Tabela 5.56: Comparação da Metodologia Proposta com o Processo Global Sem Aumento de Capacidade.	98
Tabela 5.57: Número de Variáveis de Correlação Média e Forte com o VPL (Modelo 1).	99
Tabela 5.58: Número de Variáveis de Correlação Média e Forte com o VPL (Modelo 2).	100
Tabela 5.59: Comparação entre as correlações e modelos de escoamento (Modelo 2).....	101
Tabela 5.60: Resultado da Metodologia Aplicada no Grupo 01 – Modelo “ <i>Drift-Flux</i> ”	102
Tabela 5.61: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Modelo “ <i>Drift-Flux</i> ” – Grupo 01.	102
Tabela 5.62: Localização, Completação e WCT de Fechamento dos Poços Substitutos.	102
Tabela 9.1: Cenário de Preços e Custos dos Fluidos Produzidos e Injetados.	120

Tabela 9.2: Taxas e Valores de Investimentos.	120
Tabela 10.1: Dados do Reservatório.	121
Tabela 10.2: Dados dos Poços e da Plataforma.	121
Tabela 11.1: Dados do Reservatório.	123
Tabela 11.2: Dados dos Poços e das Plataformas.	124
Tabela 11.3: Cronograma dos Poços no Caso Base.	124
Tabela 17.1: Dependência dos Poços – Parte 1 (%).	173
Tabela 17.2: Dependência dos Poços – Parte 2 (%).	174
Tabela 17.3: Dependência dos Poços – Parte 3 (%).	175
Tabela 17.4: Dependência dos Poços – Parte 4 (%).	176
Tabela 17.5: Dependência dos Poços – Parte 5 (%).	177

LISTA DE NOMENCLATURAS

Abreviações

HPhiSo - espessura porosa com óleo calculada através da multiplicação da espessura pela porosidade e pela saturação de óleo da célula;

Letras Gregas

α - porcentagem das reservas exploradas;

ΔG_p - produção acumulada de gás remanescente (a partir da data atual até o final da produção);

ΔN_p - produção acumulada de óleo remanescente (a partir da data atual até o final da produção);

W_i - injeção acumulada de água remanescente (a partir da data atual até o final da produção);

ΔW_p - produção acumulada de água remanescente (a partir da data atual até o final da produção);

ϕ - porosidade da célula;

μ_o - viscosidade do óleo.

Letras Latinas

G_p - produção acumulada de gás;

h - espessura da célula;

IW - coordenada da célula na direção x;

JW - coordenada da célula na direção y;

KW - coordenada da célula na direção z;

j - índice da célula;

k_d - permeabilidade da célula na direção d;

k_{ro} - permeabilidade relativa ao óleo;

n_p - número de poços produtores;

N_p - produção acumulada de óleo;

p - pressão na célula;

$p_{\max}$ - pressão máxima no reservatório;

$p_{\min}$ - pressão mínima no reservatório requerida para elevação do petróleo;

$QualP_{\max}$ - maior valor de qualidade para a malha.

Q_o - vazão de óleo;

Q_{wi} - vazão de água injetada;

RGO - razão gás óleo;

RGO_p – razão gás óleo de produção, (G_p/N_p) ;

S_o - saturação de óleo da célula;

S_{or} - saturação de óleo residual;

S_{wi} - saturação de água inicial;

T_d - multiplicador de transmissibilidade da célula na direção d ;

W_i - injeção acumulada de água;

W_p - produção acumulada de água;

WAG - injeção de água e gás alternados;

WCT - corte de água;

Siglas

COFINS - contribuição para o financiamento da seguridade social;

CS - contribuição social (sobre o lucro líquido);

FR - fator de recuperação;

IR - imposto de renda;

PASEP - programa de formação do patrimônio do servidor público;

PIS - programa de integração social;

TMA - taxa mínima de atratividade;

VPL - valor presente líquido;

1. INTRODUÇÃO

A etapa de planejamento da estratégia de drenagem de um campo de petróleo na sua fase inicial é muito importante para determinar a viabilidade técnica e econômica. Nesta fase são definidos o número de poços injetores e produtores, as unidades de produção com suas capacidades, o método de elevação e uma série de outros parâmetros.

Quando o campo se encontra em fase de produção, o gerenciamento torna-se mais importante, sendo necessário o monitoramento contínuo da produção de forma a obter informações para compreender o comportamento do reservatório, possibilitando assim controlar e intervir na produção de maneira adequada. Torna-se necessário, nesta fase, a análise da estratégia selecionada, avaliando-se a possibilidade de alterações devido a mudanças no cenário econômico, às limitações das plantas de processo, melhor conhecimento geológico ou avanços tecnológicos que permitam o aumento da recuperação.

O processo de aprimoramento da estratégia de exploração para campos desenvolvidos apresenta características diferentes daquelas para campos em início de produção. O menor grau de incertezas na geologia e no modelo de simulação justificam uma análise mais detalhada e propostas de modificações mais refinadas. Porém, o estágio de desenvolvimento já mais adiantado resulta em menor grau de liberdade para alterações na estratégia.

Em campos marítimos já completamente desenvolvidos, são mais comuns quatro grandes conjuntos de ações: (1) perfuração de novos poços, (2) recompletação dos existentes, (3) mudanças na capacidade de processamento de fluidos e (4) mudança de vazões de injeção de água, com a finalidade de reduzir ou minimizar o crescimento do corte de água nos produtores.

Quando comparados com a recuperação por injeção de água, os métodos especiais de recuperação tais como métodos miscíveis, térmicos, químicos entre outros, são menos usados em campos marítimos ou utilizados localmente no reservatório (principalmente em grandes campos), dependendo de suas características.

1.1 Motivação

Atualmente, o desenvolvimento e o gerenciamento de campos de petróleo tem se tornado uma atividade cada vez mais complexa e desafiadora, onde um alto grau de relações interdisciplinares torna-se necessário para um gerenciamento eficiente.

Na fase de desenvolvimento de campos implanta-se uma estrutura de produção (poços, plataformas, sistemas de escoamento etc.) que no futuro tornam-se obsoletas, subutilizadas e com consideráveis custos de operação frente a uma produção declinante. Além disso, o cenário de preços e custos está sujeito a mudanças e deve-se estar atento para o surgimento de novas tecnologias. Torna-se necessária uma avaliação de todo o ativo de produção para a identificação de oportunidades de melhoria da recuperação e da economicidade.

A Petrobras, por exemplo, iniciou suas atividades na Bacia de Campos há mais de trinta anos e uma grande quantidade de campos já possui uma produção declinante, sendo necessário um processo de revitalização. Nesta fase, a simulação integrada de reservatórios, elevação e escoamento, instalações de superfície e análise econômica torna-se uma ferramenta importante para os estudos, tendo como focos a produção, a melhoria do fator de recuperação e a economicidade do projeto.

A modelagem integrada fornece uma visão mais completa e detalhada do esquema de produção, principalmente após o desenvolvimento completo do campo, onde os cenários são pouco variados. Isto possibilita avaliar os resultados de quaisquer alterações, permitindo tomadas de decisões em cada área de atuação avaliando os impactos no resultado final.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia aplicável à melhoria da estratégia de drenagem de campos desenvolvidos sujeitos a limitações de produção, através dos seguintes caminhos:

- Classificar os poços através da sua contribuição para o campo, em vez do seu comportamento de produção;

- Procurar melhorá-los levando-se em conta não somente os produtores, mas também os injetores relacionados a ele;
- Comparar a metodologia testada com um processo de otimização onde todas as variáveis podem ser alteradas simultaneamente;
- Avaliar a restrição da produção num contexto de otimização, comparando com a avaliação da mesma restrição feita de maneira isolada;
- Aplicar uma proposta para estabelecer a dependência entre poços produtores; e
- Comparar aumentos de capacidade de tratamento de água para diferentes correlações multifásicas.

Para a aplicação utiliza-se um simulador integrado com o sistema de produção. O uso destes simuladores vem crescendo no mundo todo mostrando potencial para auxiliar no gerenciamento e na revisão da estratégia da produção. A metodologia desenvolvida deve ser capaz de avaliar as melhores alternativas tanto técnica como economicamente.

Para avaliar tecnicamente a proposta de melhoria da exploração de campos desenvolvidos, procura-se atingir os seguintes objetivos específicos:

- Aplicar um simulador integrado com o sistema de produção;
- Avaliar os modelos;
- Definir as ações a serem tomadas;
- Determinar quais os melhores conjuntos de ações para a melhoria da estratégia de produção; e
- Avaliar os resultados em termos de fator de recuperação e de outros parâmetros como RGO, WCT, etc.

Para a análise econômica é necessário atingir os seguintes objetivos específicos:

- Analisar o fluxo de caixa de cada opção para o tempo restante de produção do campo considerado;
- Estimar o valor presente líquido para cada estratégia e, com isso, decidir pela estratégia mais adequada.

1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação é composta por sete capítulos. O Capítulo 1 apresenta a introdução do trabalho, motivação e objetivos. O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica, apresentando alguns dos principais trabalhos para a resolução de problemas relacionados a campos de petróleo desenvolvidos ou em fase de produção, ou seja, com a estratégia completamente implantada. O Capítulo 3 mostra a metodologia desenvolvida, procurando apresentar a sua forma de elaboração e utilização.

O Capítulo 4 traz os modelos utilizados para a validação (modelo 1) e aplicação (modelo 2) da metodologia desenvolvida. O Capítulo 5 traz as apresentações e discussões dos resultados obtidos. O estudo foi dividido em quatro etapas, sendo a primeira o estudo do comportamento do campo durante o período de histórico e previsão; a segunda, a identificação dos principais pontos de melhoria na estratégia de drenagem atual. A terceira etapa trata da otimização do campo utilizando a simulação integrada como ferramenta de simulação, as ferramentas de simulação por linhas de fluxo e o mapa de qualidade como ferramentas auxiliares, e uma ferramenta para a geração de múltiplos cenários. A quarta etapa corresponde à análise dos cenários obtidos.

O Capítulo 6 traz as contribuições, conclusões e sugestões para trabalhos futuros. O Capítulo 7 encerra o trabalho com a apresentação das referências utilizadas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O sucesso de um projeto de drenagem de um campo de petróleo depende da estratégia de exploração adotada com a finalidade de maximizar o VPL (valor presente líquido). Devido à complexidade, existe a tendência de separar a simulação de reservatórios das facilidades de produção.

Vários modelos têm sido propostos com o intuito de representar as restrições operacionais do sistema de produção para considerá-las juntamente com a simulação de reservatórios. Entretanto, o elevado esforço computacional necessário para as análises dos dois modelos apresentava-se como um entrave a esse tipo de análise.

Nos últimos anos, com o aumento da velocidade e capacidade dos computadores, a simulação conjunta dos dois modelos passou a ser viável, e o número de trabalhos publicados sobre sua utilização no aprimoramento de estratégias de produção em campos de petróleo também aumentou significativamente.

Esta revisão bibliográfica tem como objetivo destacar trabalhos relevantes que tratam das restrições operacionais em simulação integrada e da otimização das estratégias de produção, além de trabalhos envolvendo mapa de qualidade.

2.1 Simulação Integrada entre Reservatório e Sistema de Produção

O primeiro trabalho foi escrito por Dempsey *et al.* (1971) apresentando um estudo de um campo de gás. No caso de reservatórios de óleo, um dos primeiros trabalhos foi escrito por Emanuel e Ranney (1981) e traz um exemplo para ilustrar o uso de programas de integração entre reservatórios e sistemas de produção, mostrando a utilidade desta abordagem na melhoria da qualidade da previsão de produção. Outro exemplo é apresentado por Breaux *et al.* (1985), onde o objetivo é formular um plano de desenvolvimento e operação de um campo de petróleo, buscando a máxima flexibilidade e o menor custo de operação.

2.1.1 Acoplamento entre o Simulador de Reservatórios e o Sistema de Produção

Como a simulação integrada pode exigir um grande tempo de processamento, Schiozer e Aziz (1994) mostraram as vantagens do uso da decomposição de domínio quando o simulador de reservatórios é acoplado ao simulador de facilidades de produção. O uso desta técnica é útil para redução do tempo de processamento e conjuntamente com o uso de diferentes passos de tempo (*time steps*) para melhorar a qualidade da solução dos métodos explícitos.

Hepguler e Dutta-Roy (1997 a, b) trazem um estudo de caso sobre o acoplamento entre o simulador de reservatórios e o sistema de produção, ressaltando a importância de informações confiáveis de pressão e comportamento de vazões. Ainda em seu trabalho afirma que um modelo de simulação que combina o reservatório e o sistema de produção apresenta um aumento da precisão nas previsões do comportamento do reservatório. Trick (1998) também descreve de maneira semelhante a integração de um simulador comercial de reservatórios com um simulador de sistema de produção.

Ghorayeb *et al.* (2003) apresentam uma aplicação para controlar o acoplamento entre os modelos de reservatórios e de sistemas de produção. Neste estudo, cada modelo é executado separadamente e a comunicação entre eles é realizada através de outra aplicação, permitindo maior liberdade nos estudos integrados de simulação de reservatórios e de produção. Em outro trabalho de 2005 são mostrados alguns exemplos.

Lições aprendidas da Modelagem Integrada de Ativos são apresentados por diversos autores como Rotondi *et al.* (2008), através de um estudo de campo avaliando o acoplamento entre o reservatório e o sistema de produção. Cotrim *et al.* (2011) demonstram os ganhos de rotinas de gerenciamento onde vários reservatórios produzem para uma facilidade de produção com restrições. A flexibilidade resulta do controle das vazões dos poços tal como em modelos de ativos de produção.

Um estudo da avaliação da metodologia de acoplamento explícito é apresentado por Hohendorff Filho (2012), onde o sistema de produção é testado em condições operacionais comuns de injeção e produção de fluidos verificando suas vantagens e limitações. São propostos ainda alguns métodos para a melhoria de resposta deste tipo de acoplamento.

2.1.2 Exemplos de Aplicação

Estruturas de produção marítimas ou localizadas em regiões remotas operam num ambiente dinâmico onde decisões a respeito de projeto, construção e operação de equipamentos são continuamente tomadas. Assim, Saputelli *et al.* (2000) introduzem a tecnologia de projetos e operações integradas auxiliadas por computador na produção de petróleo. Ressalta-se ainda que este desenvolvimento necessita de uma abordagem multidisciplinar, comprometimento de recursos e ações cuidadosamente integradas.

Segundo Barroux *et al.* (2000) a simulação conjunta do reservatório e do sistema de produção é uma tecnologia crítica para os estudos de desenvolvimento e otimização de estratégia de exploração para campos de petróleo, particularmente nos campos marítimos ou nos casos onde um grande número de poços divide um mesmo sistema de superfície. Ele ainda apresenta alguns estudos que ilustram os contextos em que a abordagem integrada é necessária.

Yang *et al.* (2002) afirmam ainda que o desempenho do reservatório e do sistema de produção deve ser simulado conjuntamente, pois o reservatório é transformado de um sistema estático para um sistema dinâmico logo após sua entrada em operação. Porém, os sistemas de produção são frequentemente divididos em vários subsistemas tais como reservatórios, poços, instalações de superfície, que são considerados independentes tanto na fase de projeto quanto na fase de produção.

Uma abordagem utilizando modelagem integrada de ativos de produção é apresentada por Liao e Stein (2002) para avaliar a compressão de gás e a estratégia de operação de seis campos de gás. Esta abordagem permite a avaliação do impacto da interferência entre poços, entre zonas de produção e das instalações de produção.

A simulação integrada também permite estudos de reavaliação de projetos já implantados conforme apresentado por Howell *et al.* (2006), que apresenta um estudo de um campo desenvolvido com uma nova descoberta próxima. As opções avaliadas são a interligação ao *manifold* existente ou a implantação de uma nova linha até a unidade de produção. Os equipamentos de processo requerem um gerenciamento contínuo devido às mudanças na produção para as quais ele não foi inicialmente projetado. A reavaliação de projetos existentes é

necessária para comparar o cenário atual (custos, preços e perfis de produção) com as premissas na época do desenvolvimento do campo.

A discussão e um exemplo da aplicação de um simulador com acoplamento implícito entre vários reservatórios e as instalações de produção, com o objetivo de aumentar a confiabilidade da previsão de comportamento do campo é mostrado por Al-Matar *et al.* (2007). Com a conversão do modelo de um simulador *Black-oil* convencional para outro integrado, e com a conclusão do processo de ajuste de histórico parte-se para a modelagem da rede de produção.

Campozana *et al.* (2008) trazem uma nova metodologia aplicando a simulação integrada com o objetivo de encontrar a melhor localização para uma nova plataforma, considerando o sistema de produção e as restrições impostas pelo arranjo submarino existente (Figura 2.1).

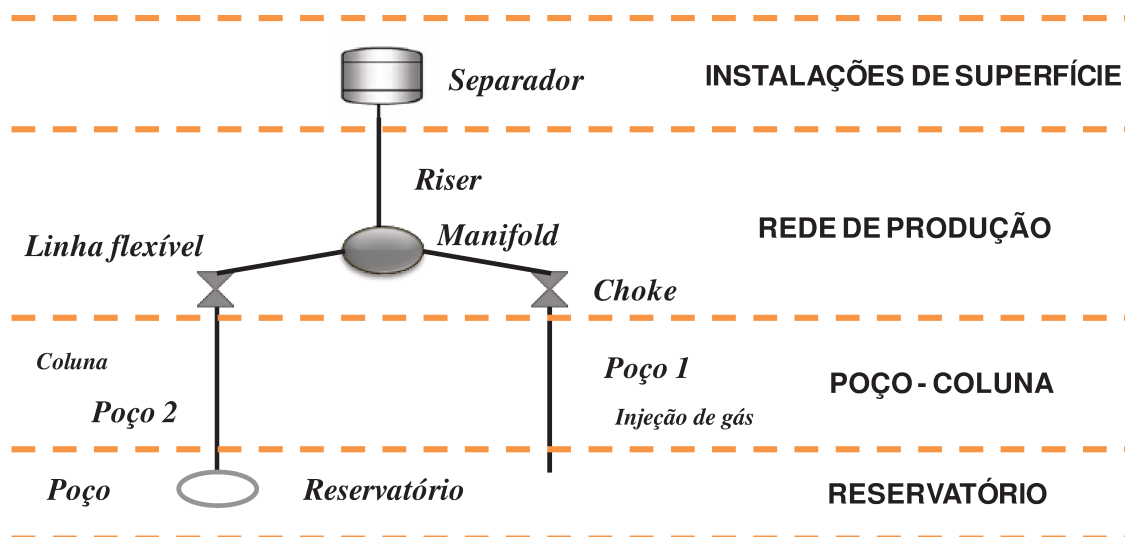


Figura 2.1: Representação Esquemática de um Conceito Geral para Modelagem Integrada de um Sistema de Produção de Óleo e Gás (adaptada de Kosmidis *et al.* 2005).

Em seu trabalho, Cotrim (2012) propõe um estudo de alocação das vazões de produção utilizando abordagens tradicionais e também aplicando a Modelagem Integrada de Produção (MIP) simplificada considerando uma estratégia de exploração fixa. Esta MIP simplificada consiste no uso de um aplicativo que gerencia o acoplamento explícito entre simulações de reservatórios e sistemas de produção, sendo este último elemento representado de forma simplificada. A restrição escolhida foi o limite de escoamento de gás na superfície, aplicando os

procedimentos tradicionais de simulação segregada com rateio manual das vazões e união dos modelos para simulação de uma malha única, além da MIP simplificada.

2.2 Influência das Restrições

A engenharia de produção associada a um campo de petróleo é muito ampla e abrange aspectos de desempenho do reservatório, equipamentos de poço, análise do desempenho dos poços, operações de estimulação e restauração, além dos aspectos relacionados ao processamento dos fluidos produzidos e injetados (Archer e Wall, 1986).

Haugen *et al.* (1995) descreveram o algoritmo de acoplamento de reservatórios (*Reservoir Coupling*) num simulador comercial (*Black-oil*). Esta proposta é interessante quando certo número de reservatórios está conectado a uma mesma instalação de produção. Geralmente duas soluções são comumente aplicadas a este tipo de problema: a utilização de métodos externos para avaliar o perfil de produção destes reservatórios ou a utilização de um único modelo de simulação que abrange todos os reservatórios. Assim, esta ferramenta surgiu como uma nova abordagem, com o intuito de uma melhor representação do impacto das restrições operacionais sem que haja a necessidade de juntar os reservatórios num único modelo de fluxo.

Segundo Fang e Lo (1995) a maioria das simulações de reservatórios apresentada na literatura enfatizam o reservatório e deixam de dar a devida importância ao impacto que a capacidade do sistema de produção tem nas taxas de produção e injeção de fluidos. Caso a capacidade do sistema seja superdimensionada para tratar qualquer vazão de fluidos produzidos pelo reservatório, a mesma não será importante durante o processo de escolha da estratégia de produção. Entretanto, na prática isso não é viável devido aos altos custos envolvidos na aquisição das unidades flutuantes de produção, do sistema de tratamento de fluidos e das linhas de transporte de fluidos.

A capacidade da unidade de processamento pode ser limitada por vários parâmetros, tais como: vazão máxima de líquidos, capacidade de tratamento de água e gás, compressão do gás e injeção de água e gás, número de poços, entre outros. As limitações da unidade de tratamento citadas anteriormente influenciam diretamente a curva de produção do campo e consequentemente no retorno financeiro do empreendimento. Tais limitações podem causar

também impacto significativo na escolha da estratégia de produção, influenciando a quantidade e localização de poços produtores e injetores, além do gerenciamento das condições operacionais (Magalhães *et al.* 2004). Assim, ele apresenta uma metodologia para avaliar a influência da capacidade de processamento de vazão de líquido utilizando como ferramenta auxiliar o Mapa de Qualidade (Nakajima, 2003) e seguindo uma estratégia base pré-definida com base na metodologia proposta por Mezzomo e Schiozer (2002). Além da capacidade de líquido, outras devem ser levadas em consideração numa estratégia de melhoria como, por exemplo, a capacidade de *gas-lift* para elevação dos poços (Magalhães *et al.*, 2005).

Morales *et al.* (2007) apresentam os resultados de um estudo integrado das facilidades de produção de San Manuel (PEMEX), com a finalidade de identificar os principais gargalos da produção e propor ações para superá-los, e se possível, reduzir o custo operacional da facilidade de produção. Neste caso o projeto foi dividido em cinco fases: aquisição e validação dos dados, treinamento nas ferramentas computacionais, criação do modelo integrado, avaliação e aprimoramento do modelo e, análise econômica das recomendações propostas. O trabalho mostra o grande potencial da abordagem integrada na detecção de problemas e na proposição de soluções, auxiliando na tomada de decisão.

Complementando outros trabalhos, Bento (2010) estudou a influência das perdas de carga nas linhas de produção e da limitação no escoamento de gás, além de propor uma metodologia de otimização de estratégia de exploração e análise de restrições.

A análise do corte de água ótimo também é interessante frente a cenários que apresentam restrições operacionais. A metodologia do trabalho apresentado por Barreto *et al.* (2010) consiste nas seguintes etapas:

- Seleção de uma estratégia de exploração e definição dos casos para o estudo;
- Estimativa do corte de água limite econômico de operação dos poços;
- Otimização do corte de água em cada caso através de algoritmo evolucionário;
- Avaliação do processo.

Lima *et al.* (2010) trazem um estudo de otimização da estratégia de exploração através da flexibilização da capacidade operacional da unidade. A flexibilização operacional pode aumentar

a produção e conseqüentemente o valor do projeto, embora deva ser avaliada cuidadosamente em função dos custos e riscos envolvidos.

2.3 Otimização da Produção

Nystad (1985) apresentou um modelo para otimização econômica da exploração de um reservatório de petróleo em termos da taxa de depleção total (capacidade de produção, incluindo os aspectos de máxima eficiência) e da distribuição geográfica da capacidade de produção total (densidade de poços, número de plataformas etc.). Sua proposta é melhorar o entendimento geral dos efeitos da economia no processo de tomada de decisão e melhorar a comunicação entre os economistas e os engenheiros de reservatórios.

Andrade Filho (1994) apresenta uma metodologia para manter as instalações produzindo com a máxima capacidade complementando a produção de um campo maduro com um segundo reservatório de modo a maximizar o VPL do projeto.

Corrie e Inemaka (2001) apresentam uma solução analítica para resolver o problema do número ótimo de poços necessário para produzir um reservatório, tradicionalmente obtido através de um gráfico de retorno econômico versus espaçamento. As variáveis independentes da equação são: a produção inicial por poço, o preço do óleo, o custo por poço em valor presente e a taxa de atratividade.

Com uma abordagem diferente, Mezzomo (2001) procura determinar o melhor número e a melhor localização de produtores e injetores num determinado campo e a partir disso definir o arranjo de poços mais adequado para cada caso. É realizada uma análise de sensibilidade das principais variáveis e posteriormente uma análise econômica da solução mais adequada.

Para alguns campos de petróleo, a melhoria da operação da produção pode ser um dos fatores principais no incremento da produção e na redução de custos operacionais. Enquanto a análise nodal pode ser adequada para a aplicação em poços ou para pequenos sistemas, outros mais complexos necessitam de uma abordagem mais elaborada e integrada. Uma técnica de otimização para alocação de vazões de produção e de injeção de *gas-lift* em grandes campos é mostrada por Wang *et al.* (2002). A técnica pode ser aplicada, por exemplo, em casos de poços com dificuldades de surgência.

Moreno e Schiozer (2002) desenvolveram uma metodologia onde o desempenho dos poços é medido sob os seguintes parâmetros: valor presente líquido, produção acumulada de óleo, água e gás, injeção acumulada de água e tempo de produção, a partir dos quais são feitas alterações. O conceito de vizinhança de poços baseado na área de influência foi introduzido para permitir mudanças simultâneas, reduzindo o número de simulações.

Em seu trabalho, Murty e Al-Haddad (2003) destacam a importância das equipes multidisciplinares para o gerenciamento de um campo maduro. Mostram ainda que o desenvolvimento de perfurações aliada às operações e aplicações de novos projetos mostram sucesso na diminuição do declínio de produção do campo. A utilização de poços horizontais resultou em aumento da produção de óleo e da recuperação, devido à maior produtividade em relação aos poços verticais.

Com o objetivo de programar um projeto ótimo e controle de um sistema de operação da produção e injeção, Yang *et al.* (2003) apresentaram uma abordagem que considera produtores, injetores e facilidades de produção como um todo. Neste caso, o modelo geológico é atualizado com base nos dados de monitoramento contínuo e vigilância da produção. Assim, tanto a produção de óleo quanto o valor presente líquido podem ser escolhidos como função objetivo.

Nakajima (2003) propõe uma metodologia para auxiliar o processo de otimização de desempenho de poços horizontais. Este se inicia com a escolha de um cenário econômico, seguido da confecção do mapa de qualidade, e da análise da estratégia a ser otimizada. A partir disso, faz-se a classificação dos poços presentes e a determinação da ordem de prioridade para as modificações que serão testadas, considerando a dependência entre poços e uma lista de prioridades.

Um estudo de alocações de vazões com o objetivo de maximizar a função objetivo num cenário com restrições de produção é apresentado por Davidson e Beckner (2003). A função objetivo leva em consideração a minimização da produção de água e a máxima produção de óleo dos poços.

Para campos na fase de produção, Guimarães (2005) apresenta um trabalho utilizando simulação por diferenças finitas, simulação por linhas de fluxo e mapa de qualidade, com o objetivo de criar uma metodologia para auxiliar na tomada de decisão em relação ao investimento para aumento da produção e mudança de estratégia.

O acoplamento entre dois reservatórios de gás/condensado com as facilidades de processo e avaliação econômica foi apresentado por Juell *et al.* (2009) com o objetivo de aperfeiçoar a divisão entre a fração de gás produzido a ser injetado em cada reservatório, para maximizar o valor presente líquido do projeto. Este trabalho mostra que a integração permite quantificar as causas e efeitos em projetos complexos e que modelos integrados mais eficientes podem incrementar substancialmente a rentabilidade destes projetos. Rahmawati *et al.* (2010) trazem uma extensão do trabalho de Juell *et al.* (2009) onde é adicionado um campo de óleo submetido à injeção de WAG ao modelo inicialmente composto de dois campos de gás, aumentando a complexidade da modelagem e demonstrando o potencial de uma otimização feita com modelagem integrada.

Um exemplo de gerenciamento digital integrado é apresentado por Rebeschini *et al.* (2010), que inclui um sistema de monitoramento de dados em tempo real sobre o qual podem ser gerados diversos cenários. O melhor cenário gerado passa a ser utilizado como guia de planejamento para o futuro. Com o sistema de monitoramento também é possível comparar adequadamente os desvios de produção em relação à previsão, além de gerar respostas mais rápidas e confiáveis frente a imprevistos operacionais.

Um fluxo de trabalho para o desenvolvimento otimizado de um campo é apresentado por Sousa *et al.* (2010). Este trabalho é dividido em três etapas: definição inicial dos alvos (*targets*) dos poços através de um algoritmo que utiliza mapas de qualidade; seleção do alvo (*target*) como ativo ou inativo, e tipo do poço (produtor ou injetor) e; locação ótima da plataforma, poços e linhas de produção. A inovação no trabalho é a utilização de propriedades estáticas e dinâmicas (volume poroso, saturação e permeabilidade horizontal) para o cálculo da propriedade de qualidade.

Uma metodologia baseada nos estágios do trabalho de Mezzomo (2001) é apresentada por Ravagnani *et al.* (2010) com o objetivo de determinar uma estratégia de exploração durante o processo de desenvolvimento de um campo marítimo a fim de maximizar o VPL. O primeiro e segundo estágios consistem na definição do método de recuperação, geometria e tipo de poços, além da avaliação dos esquemas de produção e injeção. O terceiro estágio compreende o processo de otimização da localização e do número de poços, levando em conta as restrições operacionais de produção de líquidos, tratamento e de injeção de água das instalações.

Bento (2010) procura avaliar se a separação das simulações de reservatórios e de sistemas de produção tem impacto significativo na escolha da estratégia de drenagem. Para isto baseia-se nas propostas de Mezzomo (2003) e Magalhães (2005) para realizar as melhorias dos casos: o primeiro em que a queda de pressão é calculada de maneira mais simplificada (pressão de fluxo no fundo fixa para os poços); e outro em que a mesma queda de pressão é calculada de modo dinâmico (tabela que considera a geometria, propriedade dos fluidos e método de elevação).

2.4 Mapa de Qualidade

O mapa de qualidade é uma ferramenta utilizada na busca de áreas que apresentem potencial para a perfuração de novos poços, sejam eles injetores ou produtores, bem como na recompletação ou mesmo na conversão de poços. Também pode ser utilizado como critério de classificação de poços produtores.

O primeiro trabalho a propor o conceito do mapa de qualidade, da forma como se tornou mais conhecido foi Cruz *et al.* (1999), que o define como uma representação bidimensional das respostas do reservatório e suas incertezas. O mapa de qualidade é obtido através da utilização de um simulador numérico, a fim de integrar todos os parâmetros que afetam o escoamento dos fluidos em reservatórios heterogêneos e garantir que todas as interações dinâmicas que ocorrem no meio possam ser levadas em conta. O método de geração proposto consiste basicamente em um poço produtor produzindo por um longo tempo de modo a extrair o máximo de óleo da região onde está completado.

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), baseado em lógica *Fuzzy*.

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.

Uma nova abordagem para a otimização da locação de poços utilizando métodos de múltiplas realizações e mapas de qualidade foram apresentados por Cottini-Loureiro e Araújo (2005). A metodologia proposta parte de um modelo estático de reservatório em que os parâmetros principais são identificados para reduzir o número de simulações necessárias para um modelo dinâmico otimizado. O mapa de qualidade é utilizado com o objetivo de identificar áreas onde haverá a máxima produção de hidrocarbonetos.

A utilização de algoritmo genético e mapa de qualidade são mostrados por Maschio *et al.* (2008) com o objetivo de definir a melhor locação e o melhor número de poços em determinado campo. O algoritmo genético apresenta bons resultados onde o espaço apresenta topologias que não são suaves nem lineares. O mapa de qualidade foi utilizado com o objetivo de minimizar as combinações e assim diminuir o número de simulações necessárias, diminuindo o aspecto randômico do algoritmo genético.

Sousa *et al.* (2010) apresentam um mapa de qualidade definido como uma nova propriedade de malha envolvendo propriedades estáticas e dinâmicas dada pela Equação 2.1.

$$q_{ijk} = V * \phi_{ijk} * S_{o_{ijk}} * \frac{\ln(Kx_{ijk})}{\ln(Kx_{Max})} \quad \text{Equação 2.1}$$

onde:

q_{ijk} = qualidade com coordenadas i, j e k;

V = volume da célula;

ϕ = porosidade;

$S_{o_{ijk}}$ = saturação de óleo;

Kx_{ijk} = permeabilidade horizontal do bloco;

Kx_{Max} = permeabilidade máxima da malha.

Ferreira e Schiozer (2010) apresentam uma fórmula analítica para o cálculo do mapa de qualidade, calculando a propriedade em cada bloco através da Equação 2.2.

$$QualP_j = \frac{(k_{xj}T_{xj} + k_{yj}T_{yj} + k_{zj}T_{zj})k_{roj} \left(1 - \frac{p_{max}-p_j}{p_{max}-p_{min}}\right) h_j(S_o - S_{or})\phi_j}{\mu_{oj}(1 - S_{wi} - S_{or})QualP_{max}} \quad \text{Equação 2.2}$$

onde:

j = índice da célula;

k_d = permeabilidade da célula na direção d (mD);

T_d = multiplicador de transmissibilidade da célula na direção d;

k_{ro} = permeabilidade relativa ao óleo;

p = pressão na célula (kgf/cm²);

p_{max} = pressão máxima no reservatório (kgf/cm²);

p_{min} = pressão mínima no reservatório requerida para elevação do petróleo (kgf/cm²);

h = espessura da célula (m);

S_o = saturação de óleo da célula;

S_{or} = saturação de óleo residual;

S_{wi} = saturação de água inicial;

ϕ = porosidade da célula;

μ_o = viscosidade do óleo;

$QualP_{max}$ = maior valor de qualidade para a malha.

2.5 Campos em Fase de Produção ou Desenvolvidos

Campos de petróleo em fase de produção são conjuntos de reservatórios cuja estratégia de drenagem foi estabelecida e implantada. Campos considerados maduros fazem parte deste

escopo. Existem diversas definições para campos maduros encontradas na literatura. Essa grande variação deve-se principalmente ao foco de cada trabalho no qual a definição é aplicada.

Os profissionais inseridos na indústria petrolífera não são unânimes quanto à definição de campos maduros. Nas definições podem ser observadas características como: reservas atuais, produção reduzida ou em declínio, tempo, utilização de recuperação secundária ou terciária, economicidade, passagem pelo pico de produção, campo bem definido, alta produção de água dentre outros. A maioria das definições encontradas não consegue exaurir completamente o assunto nem determinar um limite quantitativo para classificar um campo como maduro.

Fabel *et al.* (1999) estudaram campos maduros e seus principais objetivos foram analisar e recomendar medidas eficazes de redução de custos, bem como acelerar a produção e o desenvolvimento de reservas adicionais. Os autores também enfatizaram a utilização de desvios laterais horizontais (*horizontal sidetracking*) em poços verticais já existentes, pelo fato de apresentarem aumento de produção de óleo com baixo custo.

Estremadoyro (2001) procurou avaliar, com o uso de simulações, os desenvolvimentos adicionais e comparar as alternativas com diferentes políticas de operação para aumentar a eficiência da estratégia de depleção para o campo maduro. Neste trabalho foi estudada a adição de novos poços produtores, reabertura de antigos poços produtores, reinício da injeção de água (que foi parada durante meses, devido à alta taxa de água produzida), conversão de poços produtores em injetores e, por fim, a utilização de métodos de elevação artificial.

Câmara *et al.* (2002) fazem um levantamento sobre diferentes definições para campos maduros, como as de:

Ponde e Clark (1994), para quem campos maduros são definidos pelas propriedades: potencial adicional de recuperação por aplicação de técnicas e ferramentas de caracterização avançadas do reservatório e/ou mudanças nos mecanismos de recuperação. Segundo eles, estes campos são tipicamente caracterizados pela necessidade de algum tipo de mecanismo secundário, e a mudança para um método terciário ou outro método IOR (*Improved Oil Recovery*) é provavelmente necessária para estender o limite econômico e a vida produtiva do campo.

Coste e Valois (2000) consideram campos maduros como aqueles que apresentam histórico de produção relativamente grande (de 10 a 70 anos de produção) e muitos poços perfurados (até 1000 poços).

Cheatwood e Guzman (2002) consideram como maduros os campos que historicamente possuem baixa margem econômica.

Assim, o critério apresentado por Câmara *et al.* (2002) que utiliza como parâmetros a produção acumulada e as reservas atuais, onde o grau de exploração pode ser calculado pela seguinte relação (Equação 2.3).

$$\alpha = \frac{Np}{Np_t} * 100 \quad \text{Equação 2.3}$$

onde:

α = porcentagem das reservas explotadas;

Np = produção acumulada do campo;

Np_t = produção acumulada do campo somada às reservas atuais;

Utilizando estes parâmetros do campo, determina-se o valor percentual α . Assim, seu trabalho conclui que se $\alpha \geq 40\%$, o campo é maduro, se $\alpha < 40\%$, o campo não é maduro.

2.6 Simulação por Linhas de Fluxo

A simulação por linhas de fluxo (*streamlines*) é utilizada como uma ferramenta complementar para estudos de reservatórios. Por meio deste tipo de simulação é possível trabalhar com malhas que possuem um elevado número de blocos, além de características geológicas mais complexas. Thiele (2001) mostra que a simulação por linhas de fluxo funciona com base em seis princípios básicos:

- Construção de linhas de fluxo tridimensionais em termos de tempo de residência;
- Reformulação da equação de conservação de massa ao longo das linhas de fluxo em termos de tempo de residência;
- Atualização periódica das linhas de fluxo;

- Soluções numéricas unidimensionais ao longo das linhas de fluxo;
- Estimativa dos efeitos da gravidade através da separação de operadores;
- Extensão para escoamentos compressíveis.

De acordo com Batycky *et al.* (1997), a aplicação em sistemas tridimensionais, a consideração de mudanças nas condições dos poços e a inclusão do efeito da gravidade em escoamentos multifásicos tornou a simulação por linhas de fluxo um método alternativo para simulação de reservatórios de petróleo. A principal diferença em relação ao método convencional é a transformação de um problema tridimensional em uma série de problemas unidimensionais, através do desacoplamento das equações de pressão e de saturação.

Embora a simulação por linhas de fluxo tenha algumas aplicações complementares, um fator principal torna a ferramenta atraente para o estudo de campos em fase de produção: a capacidade de fornecer a relação de fluxo entre poços produtores e injetores, tornando possível conhecer a área de influência de cada poço injetor e a sua eficiência.

O conhecimento do padrão de balanço de fluidos de um campo em produção é muito importante, pois, de acordo com Grinestaff (1999), podem-se quantificar as relações entre produtores e injetores. Trabalhando com estas quantificações, pode-se variar a quantidade de líquido injetado por determinado poço que esteja em uma área onde a produção de água dos poços produtores relacionados seja muito alta.

Pode-se também simular o comportamento do fluxo de fluidos com a adição de novos poços produtores e/ou injetores, a conversão de produtores para injetores e a mudança de completação de produtores. De acordo com Ruan (2002), a simulação por linhas de fluxo pode identificar áreas com potencial para conversão de poços produtores em injetores, onde deve ser observado:

- Histórico de injeção de fluidos na área em estudo;
- Produtividade dos poços produtores;
- Distância entre o poço com potencial de conversão para injetor e os demais poços produtores;
- Presença de canais de fluxo na área em estudo.

3. METODOLOGIA

3.1 Premissas

Para restringir o trabalho aos seus principais objetivos, algumas premissas serão assumidas:

- Os modelos utilizados são bem ajustados em relação aos seus respectivos dados históricos de produção.
- A seleção da estratégia depende do indicador utilizado pela empresa para a tomada de decisão. O uso de diferentes indicadores pode priorizar estratégias diferentes e a análise de dois ou mais indicadores pode ser uma alternativa para embasar melhor a decisão. Porém, critérios para a tomada de decisão em si estão fora do escopo deste trabalho; as otimizações foram feitas com base no VPL do campo utilizando o preço de referência.
- O cenário de preços e custos do petróleo e gás são aqueles mostrados no Apêndice I. Sabe-se que os custos de produção variam com o preço do óleo, mas por simplificação, isto não será levado em consideração.
- A ordem assumida para otimização será do poço de maior valor da região onde o poço está situado para o de menor valor. Caso dois ou mais poços apresentem o mesmo valor, será priorizado o de menor VPL.
- Para este trabalho, será adotado como campo desenvolvido aquele que já produziu mais de 40% de suas reservas iniciais (Câmara *et al.*, 2002) e que todos os poços previstos no projeto de desenvolvimento já foram implantados.
- Apenas para permitir um cálculo para a estimativa de reservas iniciais e assim utilizar a premissa anterior, além da reserva provada que é a produção acumulada de óleo prevista a partir da data atual até o final do tempo de produção; admite-se como reserva provável o valor de 10% da reserva provada; e como reserva possível o valor de 5% da mesma.

3.2 Utilização da Simulação Numérica e da Ferramenta de Otimização

A metodologia desenvolvida utiliza a simulação integrada com o sistema de produção como ferramenta principal. A ferramenta escolhida foi o simulador NEXUS[®], um simulador de nova geração com a possibilidade de modelagem de reservatórios em conjunto com os sistemas de produção de maneira completamente implícita.

Para a modelagem da restrição dos poços por limite na capacidade de tratamento de água, utiliza-se o comando TARGET, controlando os poços através da vazão de líquido, ordenando os produtores e diminuindo a produção daqueles com maior WCT. Esta redução é feita até o valor de vazão mínima especificada ou até que o limite de pressão na cabeça do poço seja alcançado. Quando isso acontece, passa-se para o próximo poço da lista.

Para os estudos de melhoria da estratégia com vários cenários, o programa utilizado foi o DMS[®] (*Decision Management System*), que permite a avaliação de vários cenários e a comparação entre eles de maneira a auxiliar a tomada de decisão em relação à adoção de determinada estratégia. O módulo de otimização do DMS é um pacote da OptQuest[®], uma empresa do grupo *Colorado Business School*. Dada a linha de pesquisa, trata-se de uma hiper-heurística baseada nas técnicas de Busca Tabu (Glover e Laguna, 1997), Busca Dispersa (Glover *et al.*, 2003) e *Branch-and-Bound* (Land e Doig, 1960).

3.3 Utilização do Mapa de Qualidade

Para o cálculo da qualidade é proposta a Equação 3.1, baseada naquela apresentada por Ferreira e Schiozer (2010), por considerar um número maior de variáveis (permeabilidade relativa, saturação de óleo móvel e viscosidade). A única alteração em relação à equação original foi a eliminação do termo $QualP_{max}$ do denominador.

$$QualP_j = \frac{(k_{xj}T_{xj} + k_{yj}T_{yj} + k_{zj}T_{zj})k_{roj} \left(1 - \frac{p_{max}-p_j}{p_{max}-p_{min}}\right) h_j(S_o - S_{or})\phi_j}{\mu_{oj}(1 - S_{wi} - S_{or})} \quad \text{Equação 3.1}$$

onde:

j = índice da célula;

k_d = permeabilidade da célula na direção d;

T_d = multiplicador de transmissibilidade da célula na direção d;

k_{ro} = permeabilidade relativa ao óleo;

p = pressão na célula;

p_{max} = pressão máxima no reservatório;

p_{min} = pressão mínima no reservatório requerida para elevação do petróleo;

h = espessura da célula;

S_o = saturação de óleo da célula;

S_{or} = saturação de óleo residual;

S_{wi} = saturação de água inicial;

ϕ = porosidade da célula;

μ_o = viscosidade do óleo;

Esta equação pode ser dividida em três partes com o objetivo de apenas facilitar a sua compreensão: uma que representa as propriedades geológicas do campo (iniciais), uma segunda que representa as propriedades de fluidos juntamente com a propriedade de interação rocha-fluido e, finalmente, uma terceira que representa a variação da pressão. Deste modo, a equação pode ser reescrita da seguinte forma:

$$QualP_j = P_{init_j} * Prec_j * DP_j \quad \text{Equação 3.2}$$

onde:

$$P_{init_j} = (k_{xj}T_{xj} + k_{yj}T_{yj} + k_{zj}T_{zj})h_j\phi_j \quad \text{Equação 3.3}$$

$$Prec_j = \frac{k_{roj}(S_{oj} - S_{or})}{\mu_{oj}(1 - S_{wi} - S_{or})} \quad \text{Equação 3.4}$$

$$DP_j = 1 - \left(\frac{p_{max} - p_j}{p_{max} - p_{min}} \right) \quad \text{Equação 3.5}$$

Nota-se que esta mapa permite que a qualidade da célula aumente de valor no tempo, caso a parcela de variação de pressão (Equação 3.5) se sobreponha à de variação da saturação dos fluidos (Equação 3.4).

São confeccionados mapas de qualidade no início do período de análise ou momento atual (Mapa de Qualidade Atual – MQA) e também no final do período (Mapa de Qualidade Final – MQF), semelhante ao que foi apresentado por Guimarães (2005).

3.4 Utilização da Simulação por Linhas de Fluxo

A metodologia desenvolvida utiliza a simulação por linhas de fluxo como ferramenta auxiliar no controle do fluxo de água do reservatório, determinando as relações entre os poços e áreas existentes (como aquífero, por exemplo). Para a utilização desta ferramenta, inicialmente o modelo numérico utilizado para simulação tradicional deve ser convertido e ajustado, construindo desta maneira um modelo para simulação por linhas de fluxo. Este modelo deve ter sua seção de poços adaptada para que os volumes de produção e injeção do campo e dos poços e a pressão média do campo apresentem resultados compatíveis ao modelo usado na simulação tradicional. Neste caso, por simplificação do processo, em vez de se converter o modelo numérico para um modelo de linhas de fluxo, optou-se por utilizar a opção *Streamcalc* do NEXUS®, que faz a conversão do resultado da simulação numérica para o resultado da simulação de linhas de fluxo.

3.5 Metodologia do Estudo

Para o desenvolvimento da metodologia, foram estudadas as aplicações da simulação por linhas de fluxo e do mapa de qualidade como ferramentas auxiliares à simulação numérica para identificação de quais são as variáveis que compõem o processo de definição de estratégia de melhoria de campos na fase de produção.

A metodologia pode ser descrita pelas seguintes etapas:

- Análise da estratégia atual: entendimento do comportamento atual e futuro do campo.
- Seleção do modelo de simulação: seleção do modelo geológico e de fluxo, no qual seja possível aplicar as restrições operacionais e estudar sua influência na determinação da melhor

estratégia de produção. Para cada caso, definem-se as premissas do projeto de desenvolvimento do campo e o cenário econômico.

- Seleção das principais causas: identificação das causas e seleção daquelas mais relevantes; neste caso a restrição para estudo é a capacidade de tratamento e descarte da água produzida; além da locação de novos poços, recompletação dos existentes e mudanças no WCT de fechamento dos poços.
- Preparação do modelo de simulação para estudo: prepara-se o modelo de simulação de fluxo para o estudo e avaliação das causas a serem estudadas. Neste modelo, serão aplicadas as estratégias de melhoria da produção.
- 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.
- Preparação para comparação: a fase anterior fornece como resultado duas estratégias de produção, uma somente com a otimização dos poços e outra que também considera a mudança das restrições operacionais.
- Comparação: com os resultados, a comparação é feita com foco nas diferenças de desempenho. O objetivo é o incremento do valor presente líquido.
- Complementação do estudo: como as conclusões podem estar limitadas pelo modelo selecionado, pode ser necessário o estudo de outros modelos, para que o nível de influência das variáveis consideradas seja generalizado.

3.6 Funções-Objetivo

A metodologia utiliza as seguintes funções-objetivo para poços produtores:

- VPL: valor presente líquido;
- ΔN_p : produção acumulada de óleo a partir data atual até o final da produção;
- ΔW : função para estudo da água;
- ΔG : função para estudo do gás;
- Q_{o_m} : vazão média de óleo;
- M_p : índice de qualidade (mapa de qualidade).

As funções-objetivo VPL, Qo_m e Mp foram propostas por Schiozer *et al.* (2002). As funções W e G foram propostas por Guimarães (2005):

- Função W: onde $W = W_p/N_p$;
 - W_p : produção acumulada de água;
 - N_p : produção acumulada de óleo;
- Função G: é uma relação entre as funções Gp e RGO, apresentada pela Tabela 3.1, na qual:
 - Gp: produção acumulada de gás;
 - RGO: razão gás-óleo.

A proposta deste trabalho é utilizar o ΔN_p ao invés do N_p , ΔW_p ao invés de W_p e ΔG_p ao invés de Gp, apresentando assim:

- Função ΔW : onde $\Delta W = \Delta W_p / |\Delta N_p|$;
- Função ΔG : é uma relação entre as funções ΔG_p e RGO, semelhante à relação entre Gp e RGO apresentada pela Tabela 3.1, na qual:
 - ΔG_p : produção acumulada de gás a partir da data atual até o final da produção;
 - RGO: razão gás - óleo.

As funções-objetivo utilizadas são classificadas como alto, médio e baixo. As funções VPL, Qo_m e Mp seguem a classificação desenvolvida por Schiozer *et al.* (2002), enquanto que a função ΔN_p substitui a função N_p nesta classificação, sendo apresentadas pela

Tabela 3.2. As classificações das funções ΔG e ΔW são apresentadas, respectivamente, pela Tabela 3.1 e

Tabela 3.2. As fórmulas presentes apresentam: np, que representa o número de poços produtores presentes no campo e C, que é a classificação dada para a função em estudo.

Os poços injetores serão avaliados pelo fator de alocação (*WAF – Well Allocation Factor*) com relação aos principais produtores relacionados.

Tabela 3.1: Combinações de Gp e RGO para Determinação da Função G (Guimarães, 2005).

Gp (ΔG_p)	RGO	Função G (ΔG)
Alto	Alto	Alto
	Médio	
	Baixo	
Médio	Alto	Alto
	Médio	Médio
	Baixo	Médio
Baixo	Alto	Alto
	Médio	Médio
	Baixo	Baixo

Tabela 3.2: Fórmulas para o Critério de Classificação.

Propriedade	Critério de Classificação	
VPL	$\overline{VPL} = \frac{\sum_{i=1}^{np} VPL_i}{np}$	tal que $\begin{cases} VPL_i \geq \overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ alto} \\ \frac{1}{2}\overline{VPL} < VPL_i < \overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ médio} \\ VPL_i < \frac{1}{2}\overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ baixo} \end{cases}$
Mp	Mp é a qualidade normalizada, ou seja: $Mp = \frac{QualP}{QualP_{max}}$ Então $\begin{cases} Mp \geq \frac{2}{3} \Rightarrow C_{Mp} \text{ alto} \\ \frac{1}{3} < Mp < \frac{2}{3} \Rightarrow C_{Mp} \text{ médio} \\ Mp < \frac{1}{3} \Rightarrow C_{Mp} \text{ baixo} \end{cases}$	
Qom	$\overline{Qom} = \frac{\sum_{i=1}^{np} Qom_i}{np}$	tal que $\begin{cases} Qom_i \geq \overline{Qom} \Rightarrow C_{Qom} \text{ alto} \\ \frac{1}{2}\overline{Qom} < Qom_i < \overline{Qom} \Rightarrow C_{Qom} \text{ médio} \\ Qom_i \leq \frac{1}{2}\overline{Qom} \Rightarrow C_{Qom} \text{ baixo} \end{cases}$
ΔG_p	$\overline{\Delta G_p} = \frac{\sum_{i=1}^{np} \Delta G_{p_i}}{np}$	tal que $\begin{cases} \Delta G_{p_i} \geq \overline{\Delta G_p} \Rightarrow C_{G_p} \text{ alto} \\ \frac{1}{2}\overline{\Delta G_p} < \Delta G_{p_i} < \overline{\Delta G_p} \Rightarrow C_{G_p} \text{ médio} \\ \Delta G_{p_i} \leq \frac{1}{2}\overline{\Delta G_p} \Rightarrow C_{G_p} \text{ baixo} \end{cases}$
ΔN_p	$\overline{\Delta N_p} = \frac{\sum_{i=1}^{np} \Delta N_{p_i}}{np}$	tal que $\begin{cases} \Delta N_{p_i} \geq \overline{\Delta N_p} \Rightarrow C_{N_p} \text{ alto} \\ \frac{1}{2}\overline{\Delta N_p} < \Delta N_{p_i} < \overline{\Delta N_p} \Rightarrow C_{N_p} \text{ médio} \\ \Delta N_{p_i} \leq \frac{1}{2}\overline{\Delta N_p} \Rightarrow C_{N_p} \text{ baixo} \end{cases}$
ΔW_p	$\overline{\Delta W_p} = \frac{\sum_{i=1}^{np} \Delta W_{p_i}}{np}$	tal que $\begin{cases} \Delta W_{p_i} \geq \overline{\Delta W_p} \Rightarrow C_{W_p} \text{ alto} \\ \frac{1}{2}\overline{\Delta W_p} < \Delta W_{p_i} < \overline{\Delta W_p} \Rightarrow C_{W_p} \text{ médio} \\ \Delta W_{p_i} \leq \frac{1}{2}\overline{\Delta W_p} \Rightarrow C_{W_p} \text{ baixo} \end{cases}$
ΔW	$\overline{\Delta W} = \frac{\sum_{i=1}^{np} \Delta W_i}{np}$	tal que $\begin{cases} \Delta W_i \geq \frac{3}{2}\overline{\Delta W} \Rightarrow C_{\Delta W} \text{ alto} \\ \overline{\Delta W} < \Delta W_i < \frac{3}{2}\overline{\Delta W} \Rightarrow C_{\Delta W} \text{ médio} \\ \Delta W_i < \overline{\Delta W} \Rightarrow C_{\Delta W} \text{ baixo} \end{cases}$

3.7 Ordem de Prioridade de Alterações

Após a classificação dos poços por meio das funções-objetivo, estes poços devem ser ordenados por prioridade. Além da organização dos poços, as alterações a serem testadas em um poço também devem ser definidas. Um mesmo poço produtor pode ter até três modificações para serem avaliadas. O diagrama apresentado pela Figura 3.1 foi construído com base nos trabalhos de Schiozer *et al.* (2002) e Guimarães (2005). Este diagrama tem regiões delimitadas de 11 a 88, onde dependendo das características do poço, lhe é atribuída uma ordem de prioridade de modificações, identificada na figura pelas setas e números de 01 a 64.

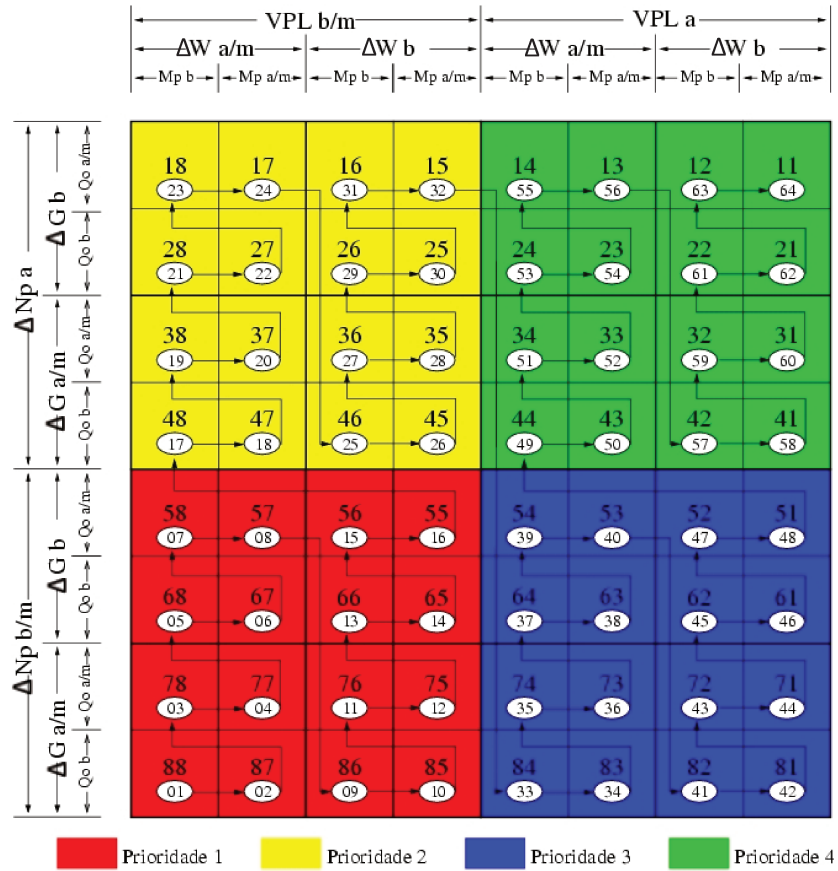


Figura 3.1: Ordem de Prioridade para Otimização de Campos Desenvolvidos.

A metodologia testada admite que os poços localizados na região de prioridade 4 não necessitam de ações para a melhoria da produção.

3.8 Fluxograma da Metodologia

O fluxograma da metodologia testada é apresentado pelas Figura 3.2 e o diagrama do processo de otimização é mostrado pela Figura 3.3. A escala de cores tem o seguinte significado:

- **Vermelho**: início do processo;
- **Laranja**: decisão;
- **Azul**: ação ou processo;
- **Verde**: final.

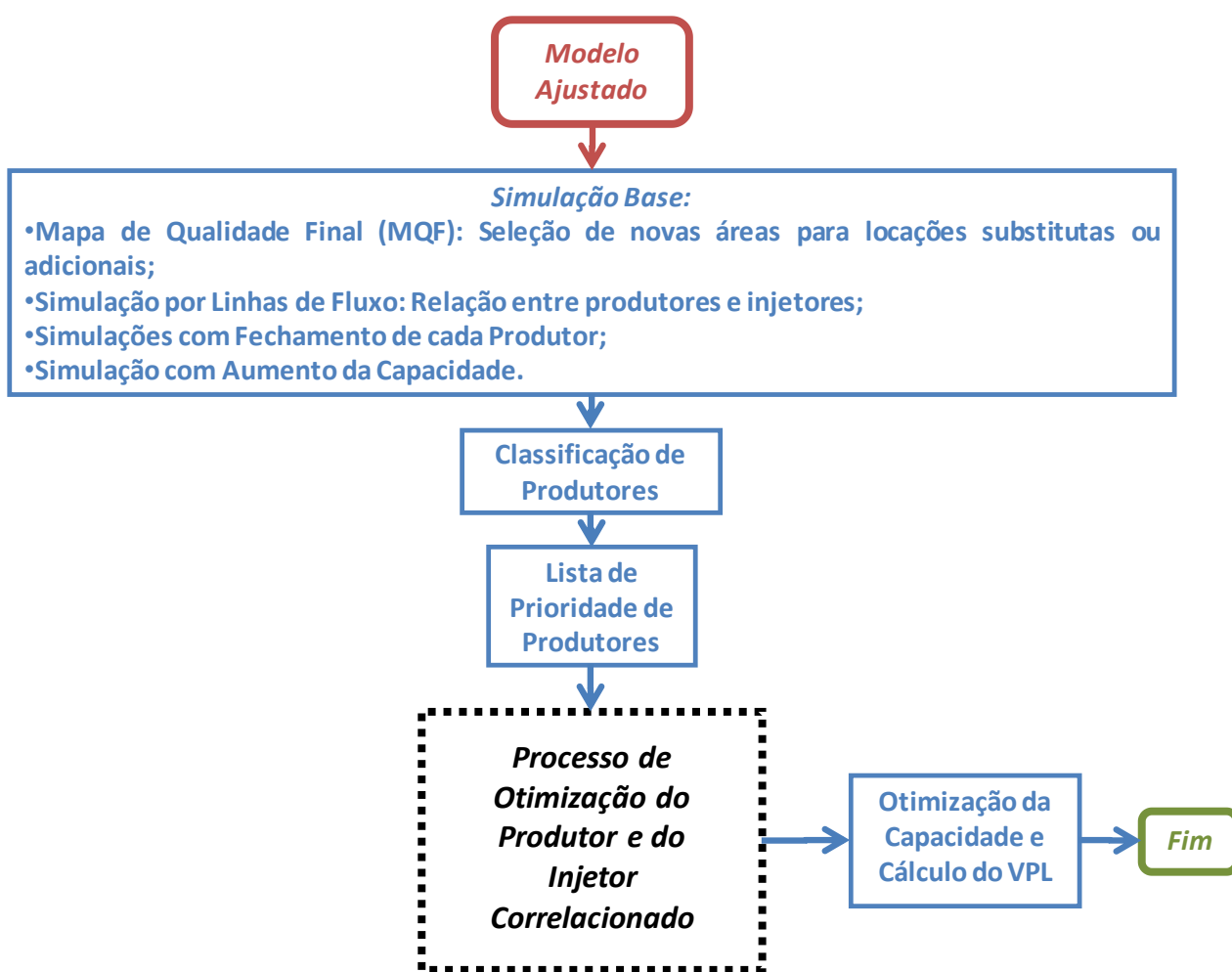


Figura 3.2: Fluxograma da Metodologia Testada.

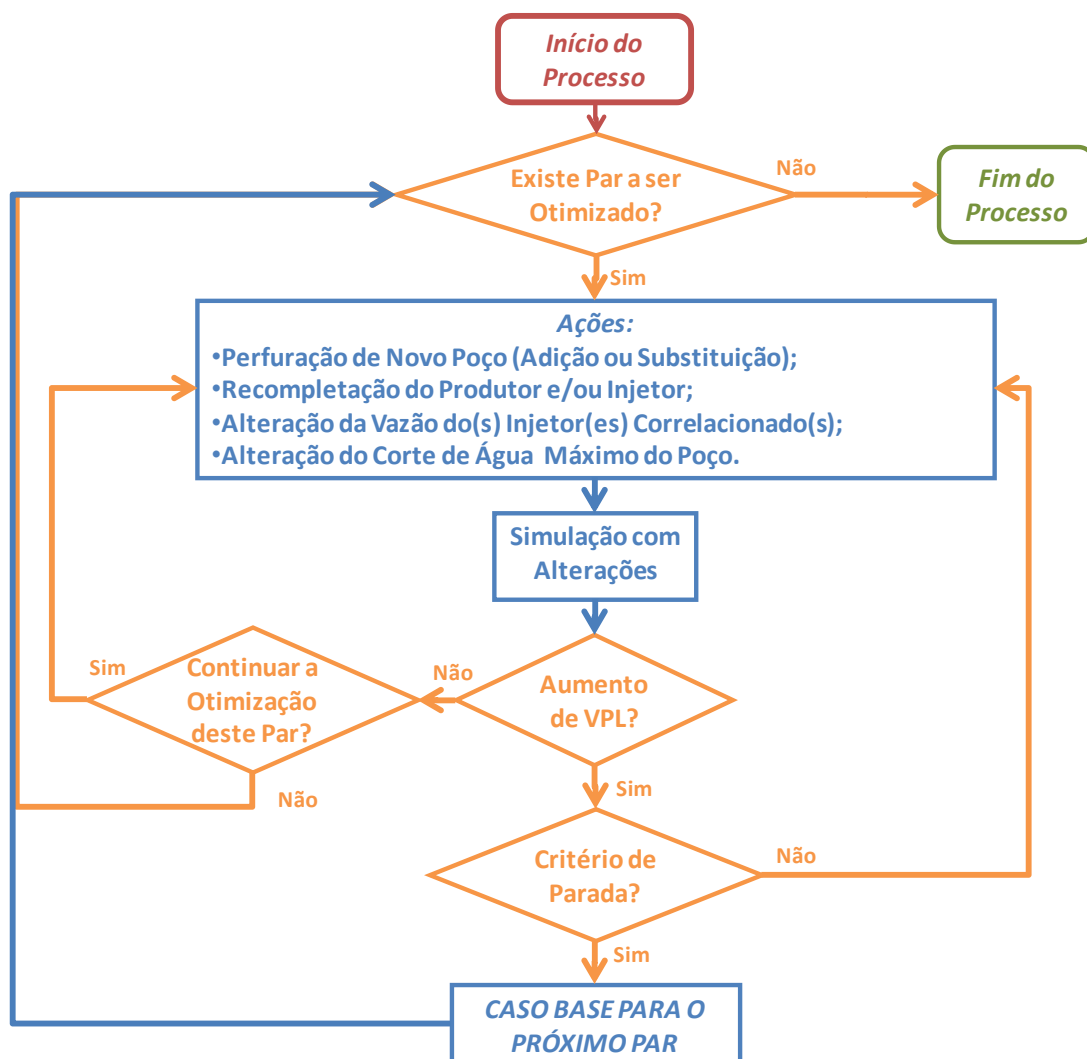


Figura 3.3: Fluxograma do Processo de Otimização.

3.8.1 Simulação Base

A simulação base é feita pelo método tradicional de simulação numérica, visando à obtenção da análise de volumes de fluidos produzidos e injetados para o campo e para todos os poços presentes durante o período de previsão para a estratégia inicial aplicada ao campo. Nesta fase da metodologia é feita a análise econômica inicial do campo e dos poços para a revisão da estratégia inicial de produção, com a definição de seus valores de VPL. As funções objetivo para os poços produtores são calculadas e os mesmos são classificados e ordenados.

3.8.2 Simulação sem Restrições

A simulação sem restrições é realizada a partir da simulação base admitindo-se que não existem restrições de capacidade de tratamento de água. Somente a capacidade de processamento de líquido é mantida.

3.8.3 Mapa de Qualidade Final

O Mapa de Qualidade Final tem o objetivo de mostrar quais as regiões do reservatório não serão drenadas pela estratégia atual de produção, representando regiões com potencial para perfuração de novos poços.

3.8.4 Simulações com Fechamento de cada Produtor

O objetivo desta etapa é avaliar separadamente a contribuição de cada poço produtor na produção total do campo, quantificando a sua parcela na recuperação.

3.8.5 Simulação por Linhas de Fluxo

A simulação por linhas de fluxo deve fornecer as relações entre os poços no campo, especialmente a relação entre os injetores e produtores. O cálculo dos fatores de alocação de poços (*WAF – Well Allocation Factor*) permitirá conhecer o principal injetor associado ao produtor de interesse.

3.9 Fluxograma do Processo de Otimização

O processo de otimização é baseado nas ações propostas por Iatchuk (2003) dentro do processo de classificação de produtores proposto por Schiozer *et al.* (2002).

- Perfuração de Novo Poço (Adição ou Substituição): consiste no fechamento do produtor e na perfuração, completação e interligação de novo poço que irá substituí-lo. Poderá ocorrer a adição de um novo poço à malha se a unidade de produção possuir espaço físico disponível;

- Recompletação do Produtor e / ou Injetor: fechamento de um ou mais intervalos de produção e / ou injeção;
- Alteração da Vazão do(s) injetor(es) correlacionados: alteração na vazão do(s) injetor(es) indicados no cálculo dos fatores de alocação de poços;
- Alteração do WCT Máximo do Poço: com a finalidade de evitar fluxos de caixa negativos associados ao poço e consequentemente prejudicar o VPL associado.

Deve-se ressaltar que as ações tomadas dentro do processo de otimização são simultâneas, ficando a cargo de a ferramenta aplicar uma ou mais alterações com o objetivo de melhorar a função objetivo (VPL). Para os estudos de melhoria da estratégia com vários cenários, o programa utilizado (DMS[®] - *Decision Management System*) altera os parâmetros definidos pelo usuário dentro do modelo de fluxo, ordena que as rodadas sejam feitas através do arquivo executável do simulador e armazena os resultados necessários para as análises. Através do seu módulo de otimização, conduzirá os valores dos parâmetros de modo a maximizar ou minimizar uma função objetivo estabelecida.

3.10 Otimização da Capacidade

Em processos de otimização da produção onde existem restrições operacionais, os valores de WCT de fechamento dos poços apresentarão valores relativamente baixos a depender da severidade da restrição, com conseqüente redução da quantidade de água injetada. Portanto, se a restrição simplesmente for eliminada, não devem ocorrer incrementos significativos no desempenho do campo, gerando a necessidade de um processo que leve em consideração a variação do valor da restrição, os valores limites de WCT dos produtores e as vazões de injeção dos poços.

3.11 Poços Dependentes

O procedimento para determinar a dependência entre poços consiste, basicamente, em alterar as condições de um poço em uma dada estratégia. Esta alteração causará uma perturbação no reservatório que será sentida pelos outros poços. A dependência é determinada através do cálculo dos desvios do VPL entre uma rodada e outra, após a modificação. Poços cujas variações

estão acima da média são considerados dependentes (Nakajima, 2003). Este assunto será mais bem discutido no Capítulo 5.

Neste caso, utilizaram-se as rodadas com fechamento de cada produtor para avaliar o impacto nos demais poços e, a partir das variações no VPL, determinam-se os grupos de poços que não apresentam relação de dependência entre si. O fluxograma para a determinação de uma lista contendo poços não dependentes entre si é apresentado pela Figura 3.4.

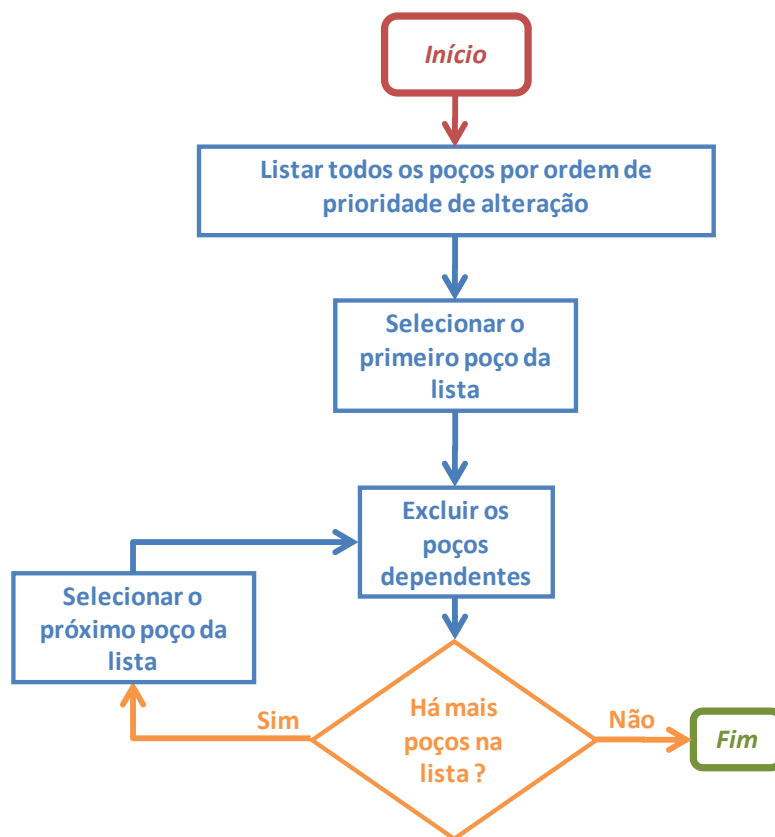


Figura 3.4: Procedimento para determinar lista de prioridade com poços não dependentes
(Nakajima, 2003)

Este procedimento tem como objetivo o agrupamento de poços não dependentes num mesmo processo de otimização e uma consequente diminuição do número de rodadas.

4. APLICAÇÃO

4.1 Modelo 1

Para a realização deste trabalho foi utilizado o modelo de simulação *Brillig*, um modelo sintético presente como exemplo no simulador de fluxo comercial Eclipse®. Os dados deste modelo estão apresentados no Apêndice II.

Com o objetivo de apresentar o modelo, tem-se a seguir o mapa de porosidade do campo (Figura 4.1).

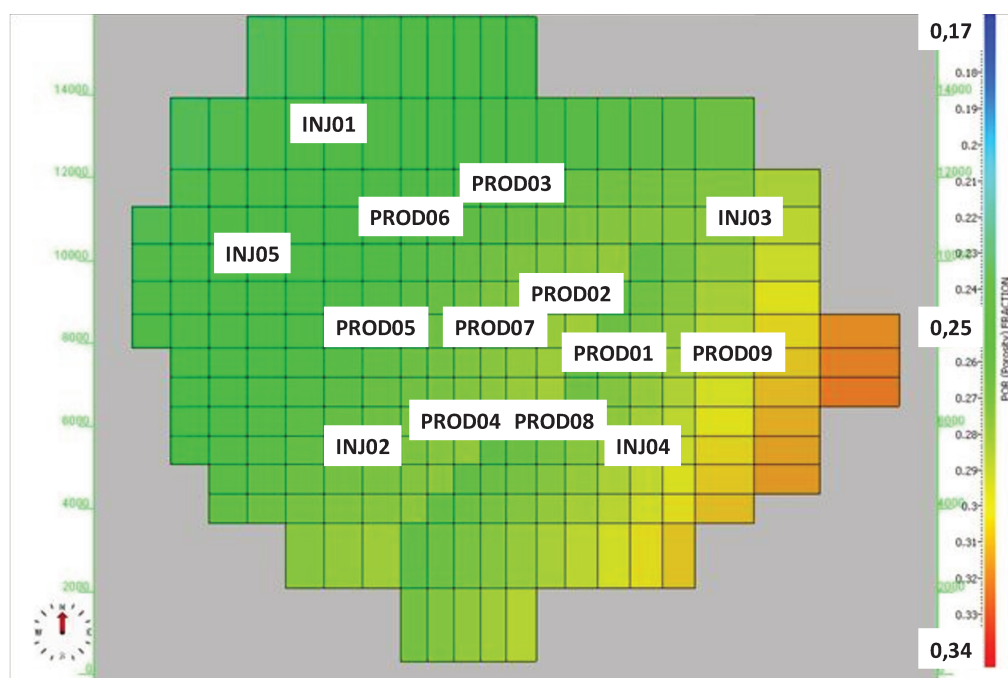


Figura 4.1: Mapa de Porosidade do Modelo 1 – Topo do Reservatório.

Nota-se que o modelo não apresenta grandes contrastes de porosidade. A Figura 4.2 mostra o mapa de permeabilidade horizontal do campo.

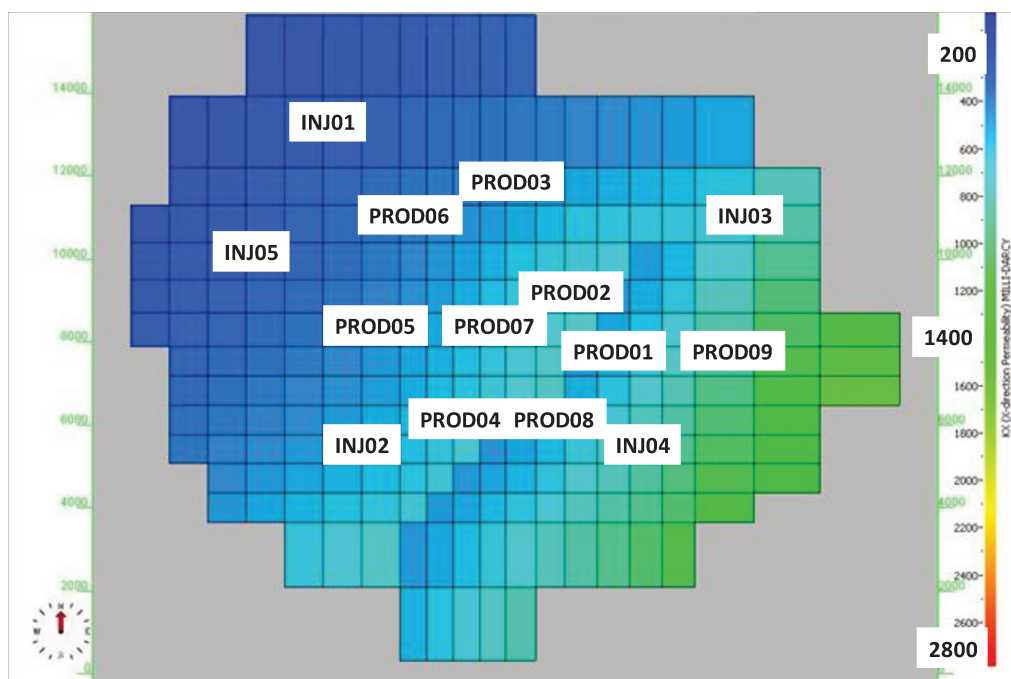


Figura 4.2: Mapa de Permeabilidade Horizontal – Topo do Reservatório.

A Figura 4.3 mostra o mapa de permeabilidade vertical.

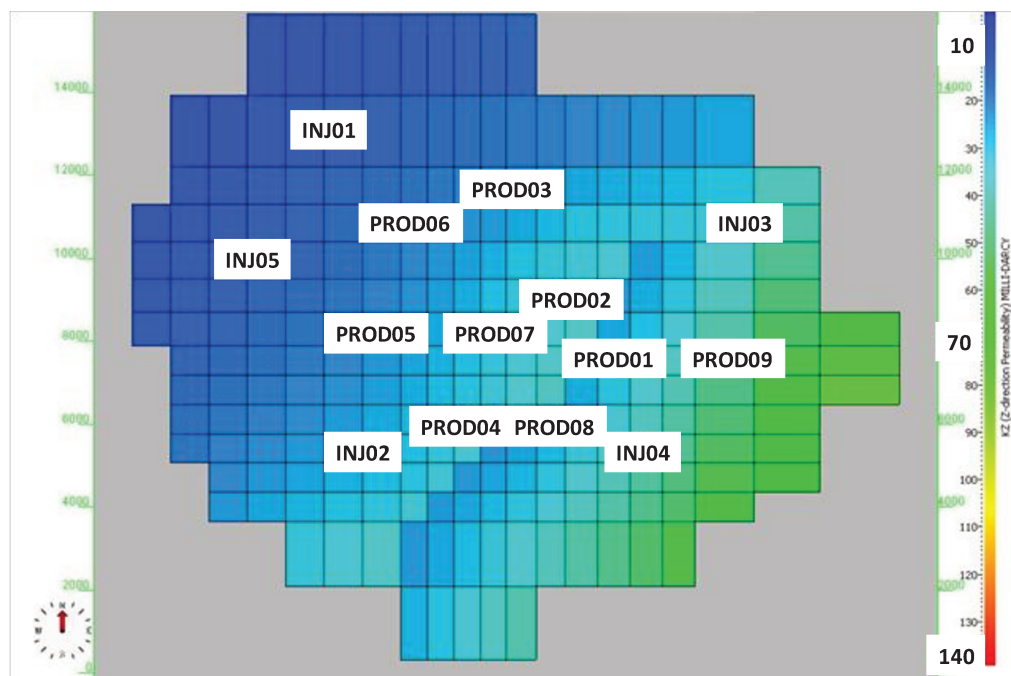


Figura 4.3: Mapa de Permeabilidade Vertical – Topo do Reservatório.

Nota-se nas figuras acima a aplicação do valor de 5% da permeabilidade horizontal aplicada à vertical. A Figura 4.4 mostra o mapa de saturação inicial de óleo do campo.

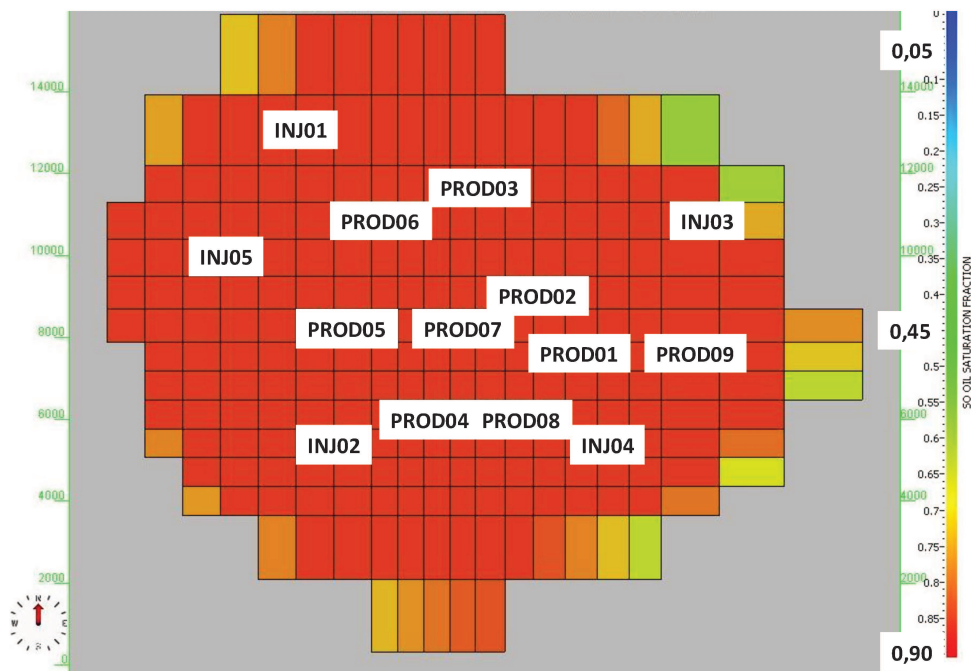


Figura 4.4: Saturação de Óleo Inicial – Topo do Reservatório.

Pode-se notar nas fronteiras do reservatório uma maior presença de água, visualizada desta maneira por causa do contato óleo-água e da forma do campo. A Figura 4.5 mostra o Mapa de Qualidade Inicial do campo baseado no trabalho de Ferreira e Schiozer (2010).

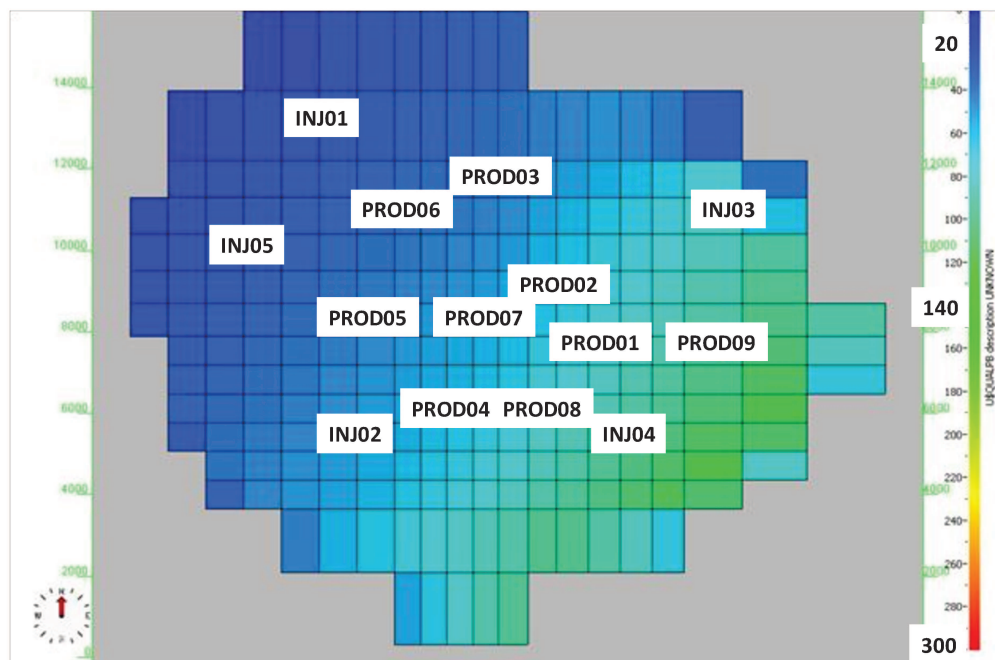


Figura 4.5: MQI - Mapa de Qualidade Inicial – Topo do Reservatório (Baseado – Ferreira e Schiozer, 2010).

A Figura 4.6 mostra o Mapa de Qualidade Inicial (soma de todas as camadas) do campo baseado no trabalho de Ferreira e Schiozer (2010).

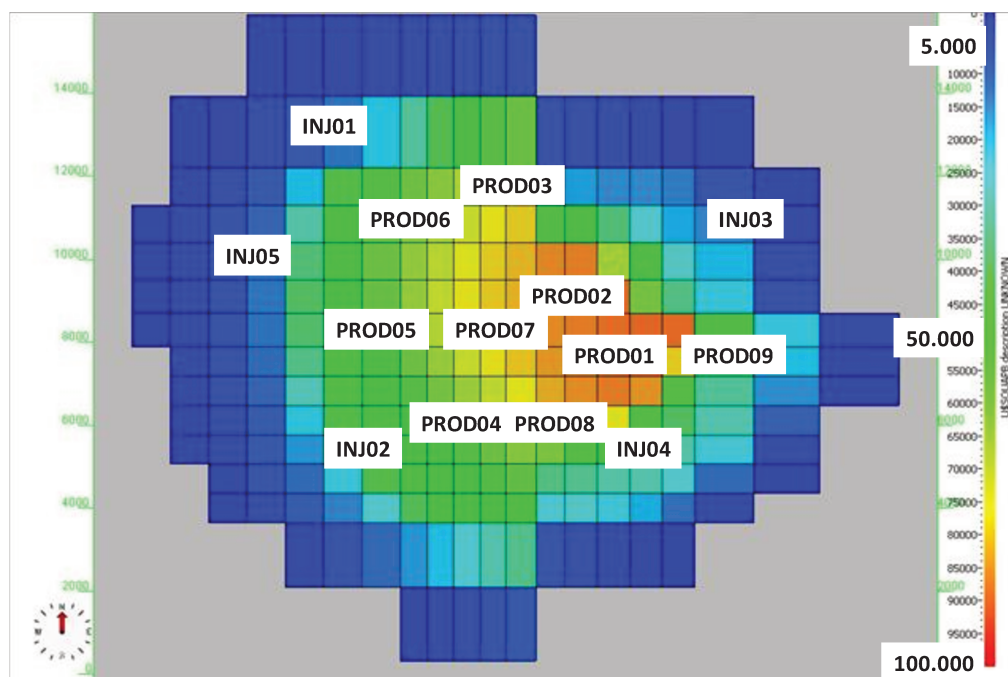


Figura 4.6: MQI - Mapa de Qualidade Inicial – Soma de Todas as Camadas (Baseado – Ferreira e Schiozer, 2010).

É possível notar que no início da produção do campo, as melhores regiões estavam localizadas na parte central, daí o motivo da concentração dos poços nesta área e da injeção de água pelas regiões periféricas.

4.2 Modelo 2

O Modelo 2 é baseado no campo de *Wytch Farm*, um campo terrestre localizado em *Purbeck*, distrito de *Dorset*, Inglaterra. Este campo foi operado pela BP até maio de 2011, quando passou a ser operado pela Perenco (www.perenco.com), e somente suas características estáticas (informações de caracterização) foram preservadas. Os dados deste modelo estão apresentados no Apêndice III.

A seguir, têm-se o mapa de porosidade do modelo utilizado (Figura 4.7).

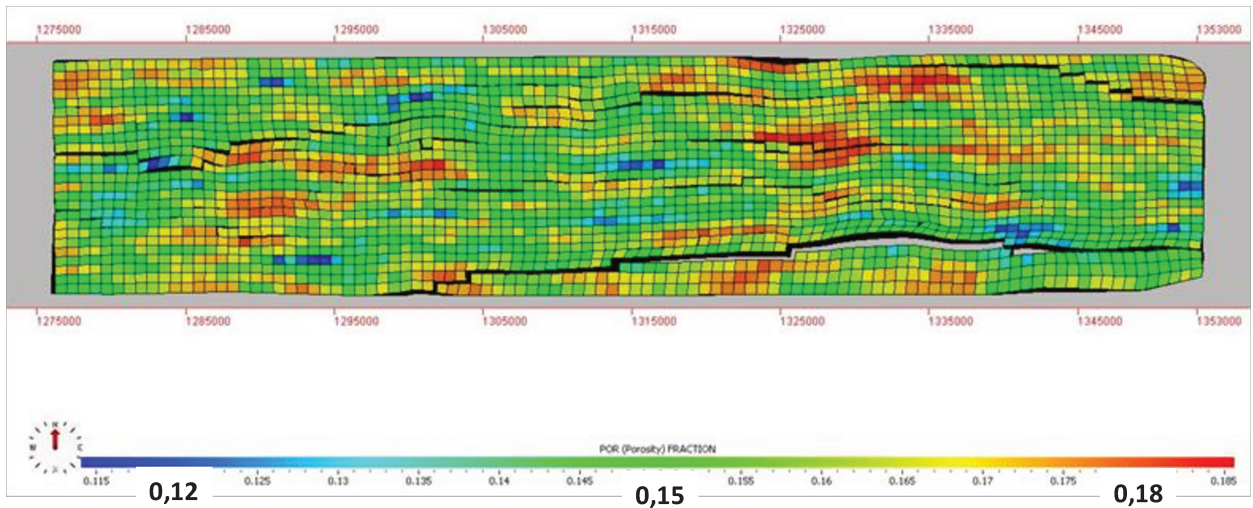


Figura 4.7: Mapa de Porosidade do Modelo 2 – Topo do Reservatório.

A Figura 4.8 mostra o mapa de permeabilidade do campo na direção x.

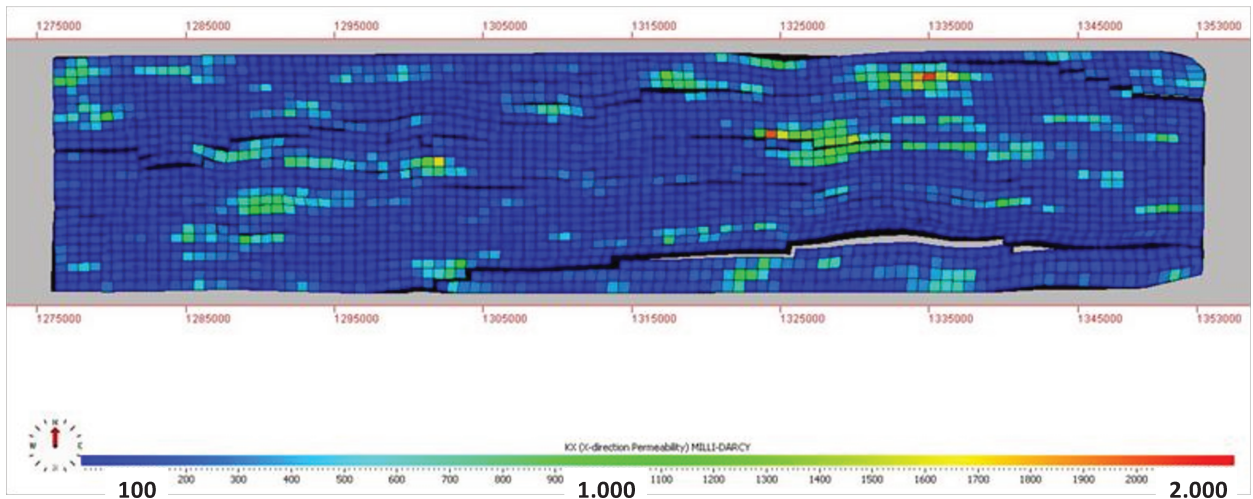


Figura 4.8: Mapa de Permeabilidade na Direção X – Topo do Reservatório.

A Figura 4.9 mostra o mapa de permeabilidade do campo na direção y.

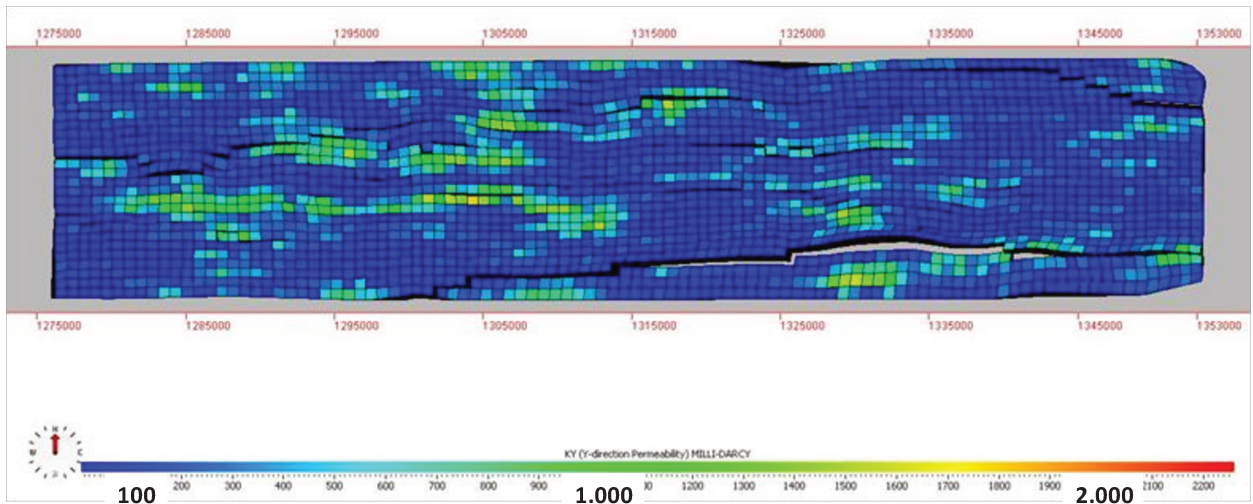


Figura 4.9: Mapa de Permeabilidade na Direção Y – Topo do Reservatório.

Nota-se que, neste caso, a permeabilidade não é a mesma nas diferentes direções. A Figura 4.10 mostra o mapa de permeabilidade vertical do campo.

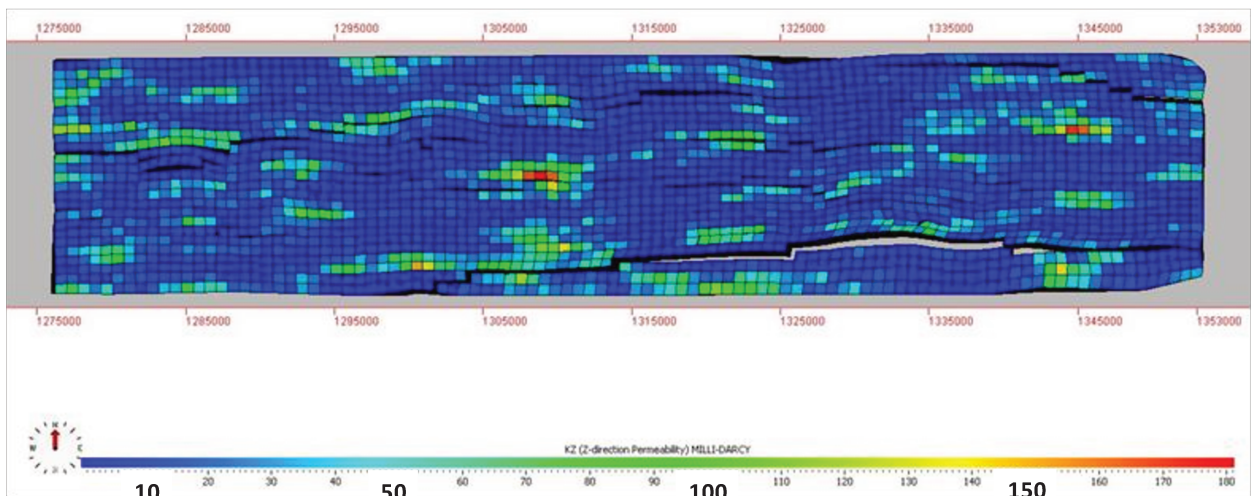


Figura 4.10: Mapa de Permeabilidade Vertical – Topo do Reservatório.

A Figura 4.11 mostra o mapa de saturação inicial de óleo do campo.

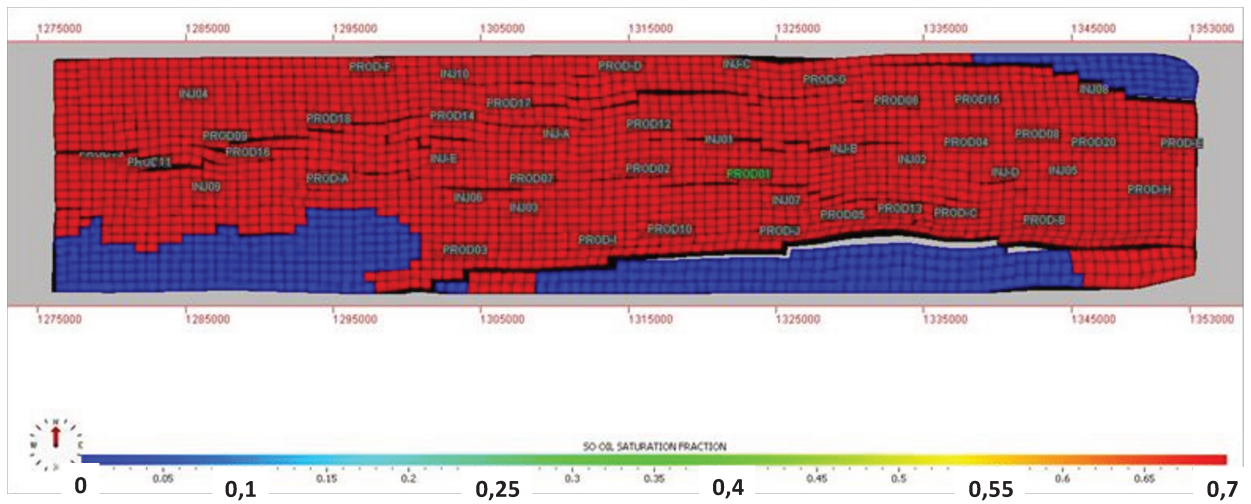


Figura 4.11: Mapa de Saturação de Óleo Inicial – Topo do Reservatório.

Novamente pode-se notar a presença do contato óleo-água. A Figura 4.12 mostra o Mapa de Qualidade Inicial do campo baseado no trabalho de Ferreira e Schiozer (2010).

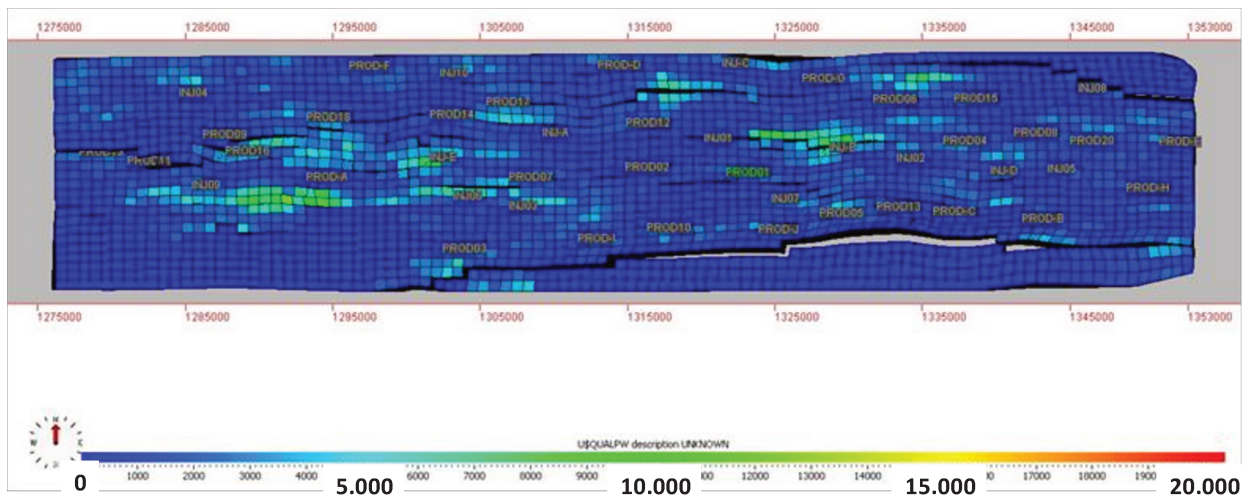


Figura 4.12: MQI - Mapa de Qualidade Inicial – Topo do Reservatório (Baseado – Ferreira e Schiozer, 2010).

Algumas regiões se sobressaem perante outras, percebendo-se que na principal delas não há nenhum poço posicionado. A Figura 4.13 mostra o Mapa de Qualidade Inicial (soma de todas as camadas) do campo baseado no trabalho de Ferreira e Schiozer (2010).

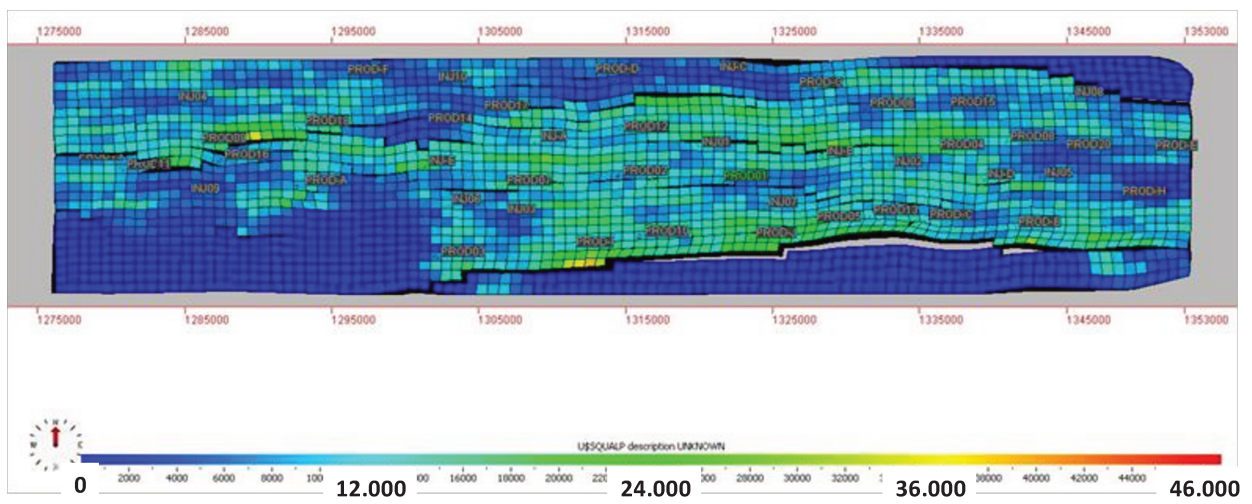


Figura 4.13: MQI - Mapa de Qualidade Inicial – Soma de Todas as Camadas (Baseado – Ferreira e Schiozer, 2010).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo mostra os resultados gerados pela metodologia testada e sua aplicação nos modelos apresentados anteriormente.

5.1 Modelo 1

5.1.1 Caso Base

O caso base apresentou os seguintes resultados mostrados abaixo. A Figura 5.1 mostra o mapa de pressão do campo ao final da simulação, onde é possível perceber a presença de duas falhas que diminuem a transmissibilidade entre as regiões.

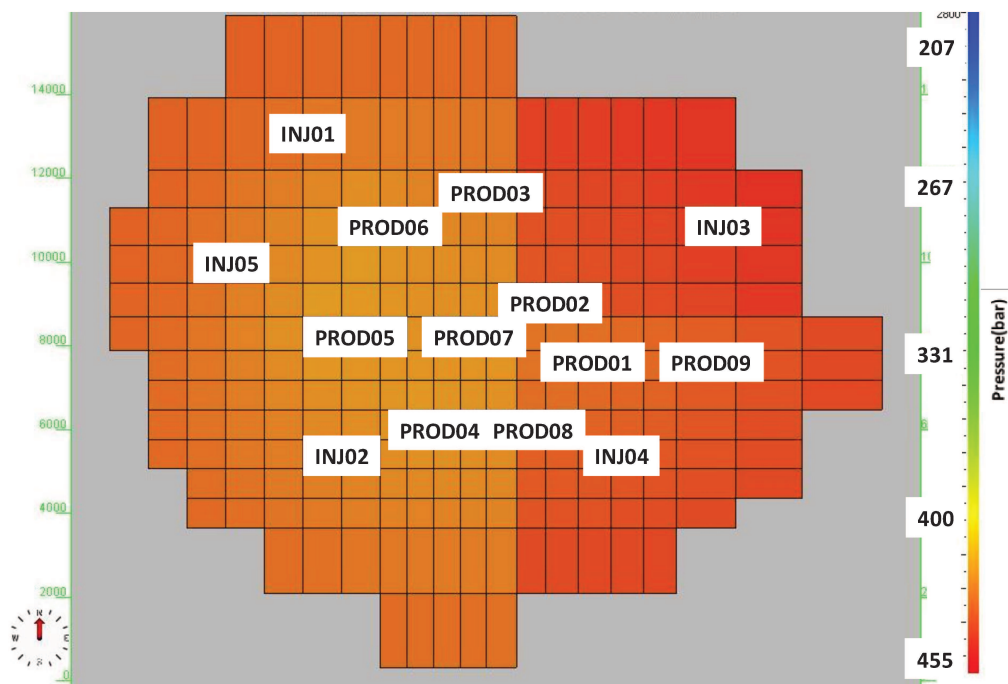


Figura 5.1: Mapa de Pressão Final – Topo do Reservatório.

A Figura 5.2 mostra a saturação de óleo final do campo, onde nota-se a presença de regiões que não foram completamente drenadas, e também é possível notar as regiões lavadas em torno dos poços injetores.

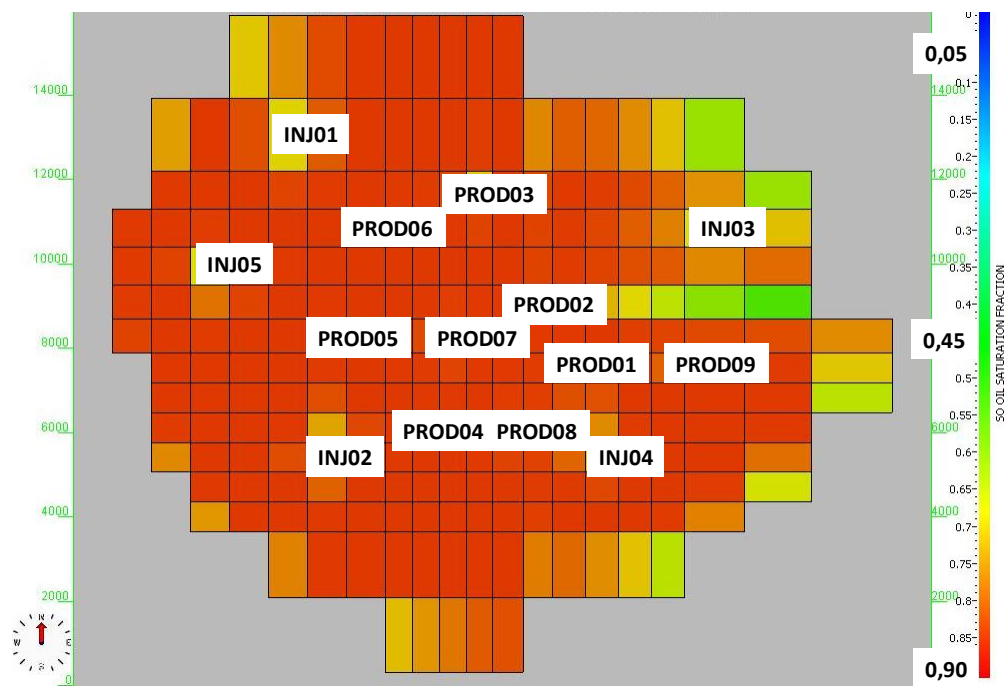


Figura 5.2: Mapa de Saturação de Óleo Final – Topo do Reservatório.

Semelhante à Figura 4.6, a Figura 5.3 mostra o Mapa de Qualidade Atual do modelo utilizado.

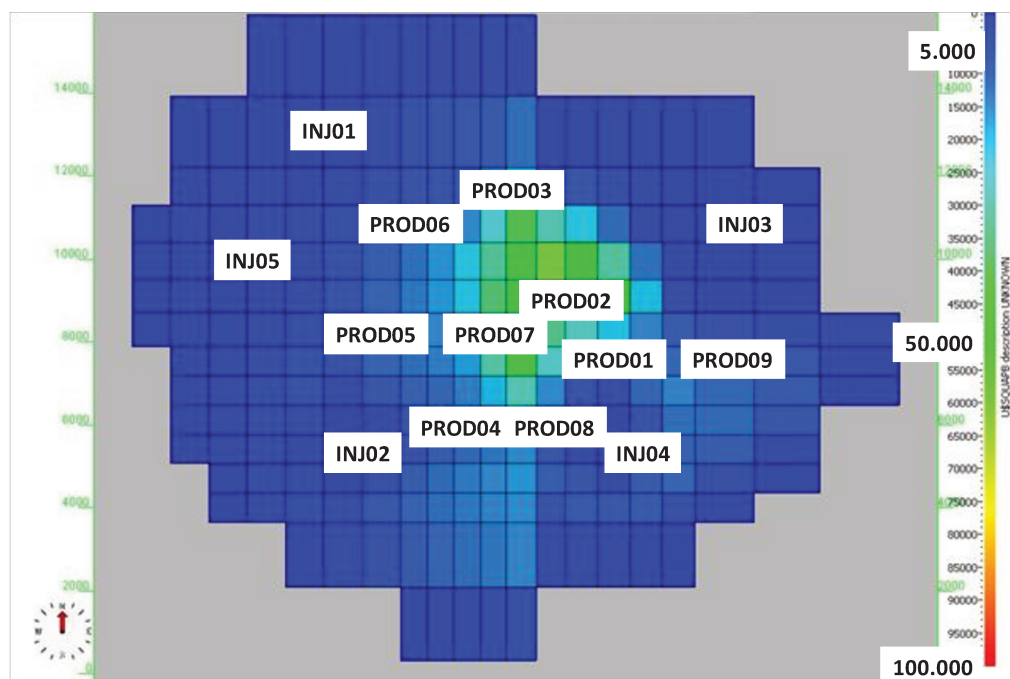


Figura 5.3: Mapa de Qualidade Atual – Soma de Todas as Camadas (Baseado - Ferreira e Schiozer, 2010).

Os valores indicados nos Mapas de Qualidade são resultados dos valores da soma das permeabilidades com a multiplicação pela espessura do bloco (Equação 3.3), que neste modelo está em pés. Além disso, todas as camadas estão somadas. Do mesmo modo, a Figura 5.4 mostra o Mapa de Qualidade Final, utilizado na definição das regiões para a locação de novos produtores.

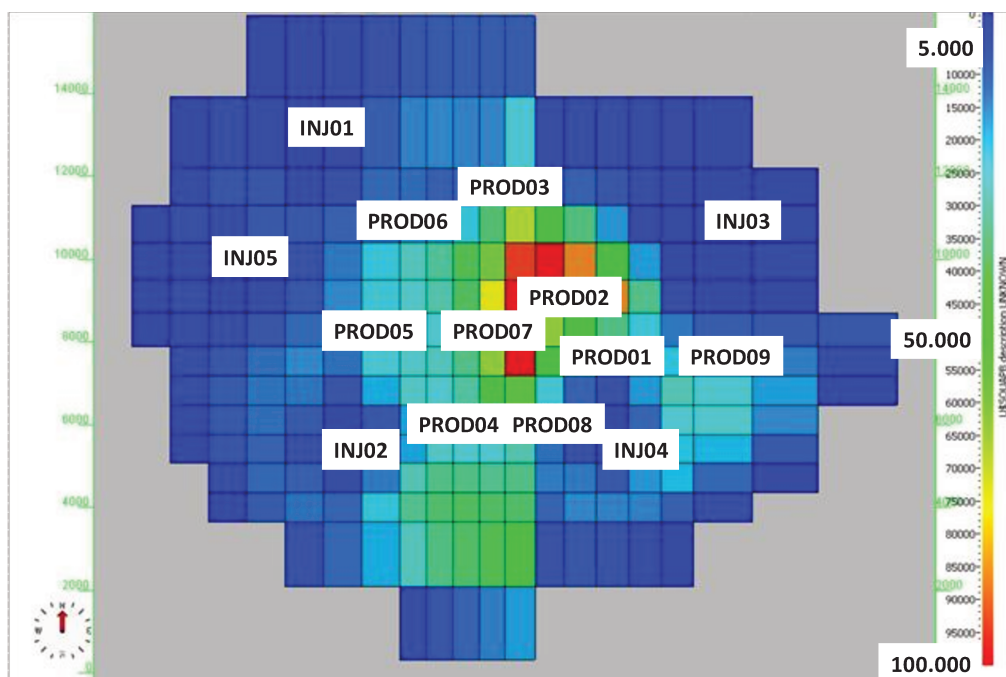


Figura 5.4: Mapa de Qualidade Final – Soma de todas as camadas (Baseado - Ferreira e Schiozer, 2010).

Conforme informado no Item 3.3, o Mapa de Qualidade Final (MQF) pode ser decomposto em três partes: a primeira relacionada às propriedades iniciais, a segunda relacionada à presença dos fluidos no reservatório e a última relacionada à pressão. Estes mapas estão mostrados no Apêndice VIII.

Também é interessante olhar o mapa da diferença entre as duas datas (MQF-MQA), que resulta na Figura 5.5.

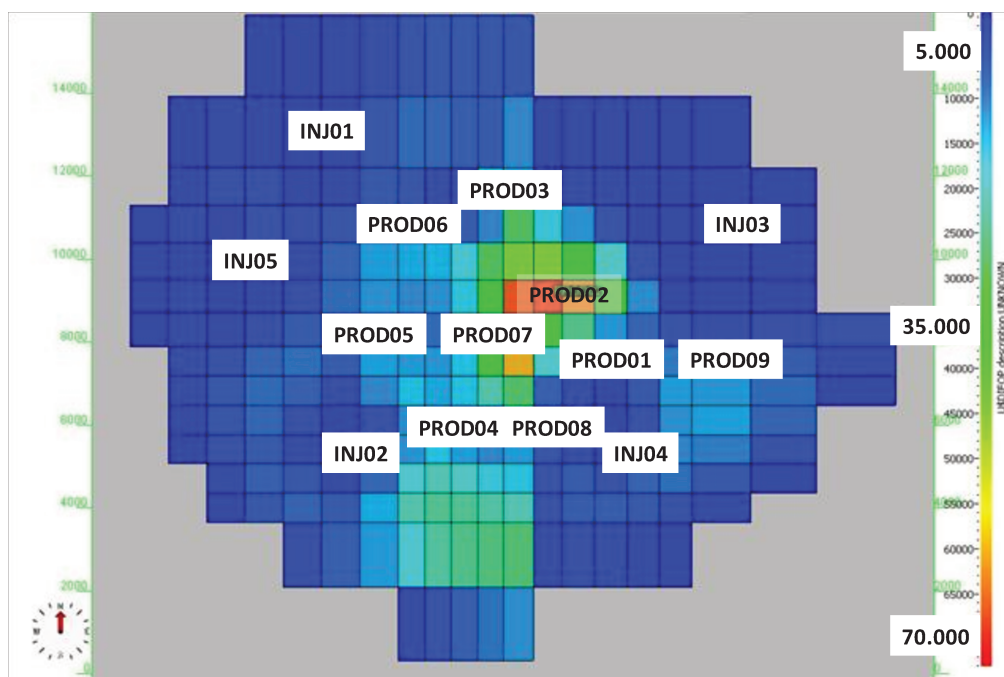


Figura 5.5: Diferença entre MQF e MQA (Soma de Todas as Camadas).

Nota-se que do mesmo modo existem duas regiões a serem destacadas, confirmando a informação indicada pela Figura 5.4.

O caso base apresenta a seguinte curva de produção (Figura 5.6).

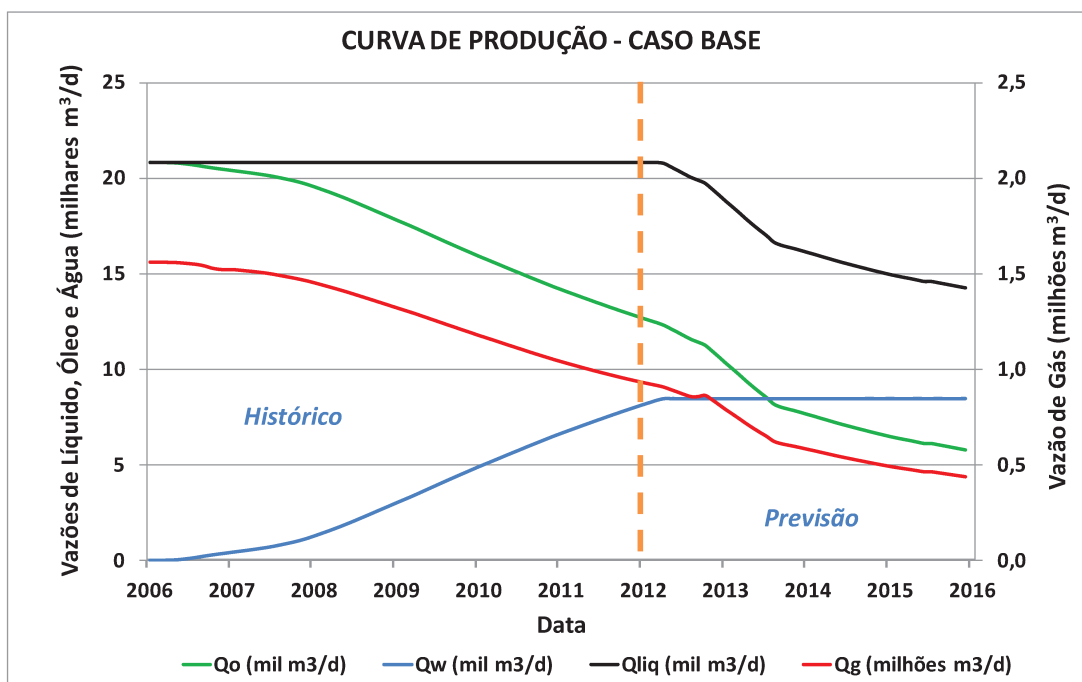


Figura 5.6: Gráfico de Produção do Campo.

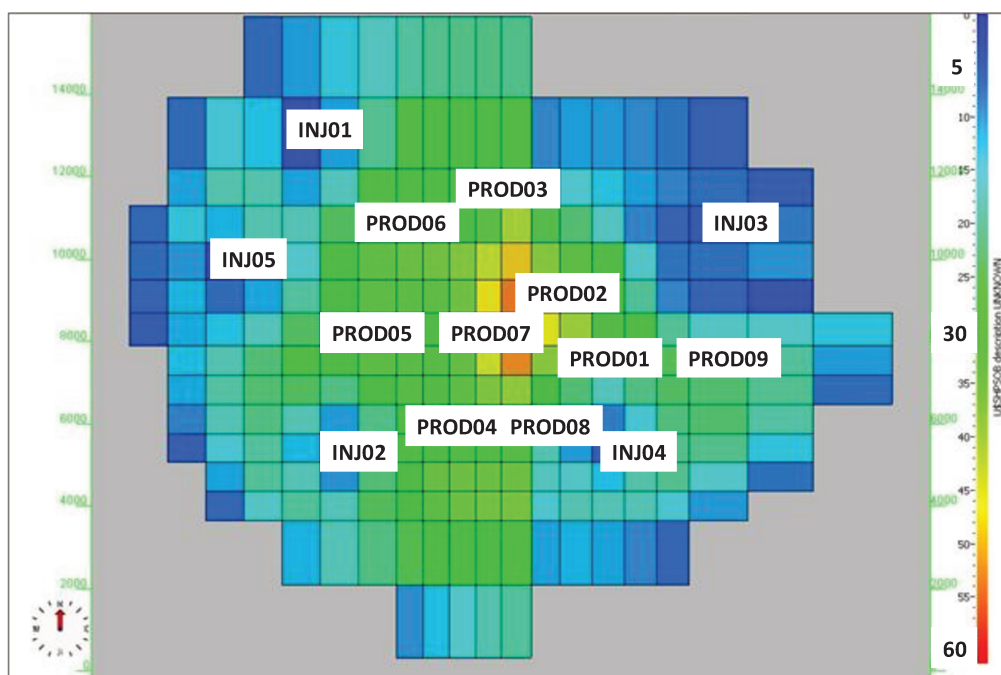


Figura 5.8: Mapa de *HPhiSo* Final – Soma de Todas as Camadas.

Como o modelo 1 possui um número reduzido de poços, não há a necessidade da aplicação do conceito de poços dependentes, sendo aplicado apenas no modelo 2, que possui uma quantidade maior de poços.

5.1.2 Resultados da Aplicação da Metodologia

Os resultados das funções objetivos para cada poço produtor do modelo estão mostrados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Classificação das Funções Objetivo dos Produtores.

Poço	$C_{\Delta Np}$	$C_{\Delta G}$	C_{Qom}	C_{VPL}	$C_{\Delta W}$	C_{Mp}
PROD01	Médio	Médio	Médio	Baixo	Médio	Médio
PROD02	Médio	Médio	Médio	Baixo	Alto	Alto
PROD03	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Alto	Baixo
PROD04	Alto	Alto	Alto	Alto	Baixo	Baixo
PROD05	Alto	Alto	Alto	Alto	Baixo	Baixo
PROD06	Alto	Alto	Alto	Alto	Baixo	Baixo
PROD07	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Alto	Baixo
PROD08	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Alto	Baixo
PROD09	Médio	Médio	Médio	Baixo	Alto	Baixo

A quantidade de água que se dirige aos produtores é dada pela Tabela 5.3 e foi calculada a partir da opção *Streamcalc* disponível no simulador NEXUS[®], que converte o resultado da simulação numérica para linhas de fluxo.

Tabela 5.3: Distribuição da Água Injetada Para os Produtores (%).

Poço	PROD01	PROD02	PROD03	PROD04	PROD05	PROD06	PROD07	PROD08	PROD09	RES
INJ01	-	-	78,6	-	-	9,3	8,8	-	-	3,3
INJ02	1,8	-	-	5,1	12,3	-	7,7	70,8	-	2,4
INJ03	3,7	1,3	20,7	-	-	-	2,7	-	57,5	14,2
INJ04	30,9	43,8	-	-	-	-	-	6,3	15,9	3,1
INJ05	-	-	-	-	9,1	0,3	79,5	1,4	-	9,7

A coluna “RES” refere-se a parcela da água que não é atribuída a nenhum poço específico.

Por fim, a ordem para otimização dos poços é dada pela Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Classificação da Região e Prioridade dos Produtores.

Poço	Região	Prioridade	Ordem	Injetor relacionado
PROD01	77	4	6	INJ04
PROD02	77	4	5	INJ04
PROD03	78	3	1	INJ01
PROD04	32	59	7	INJ02
PROD05	32	59	8	INJ02
PROD06	32	59	9	INJ01
PROD07	78	3	2	INJ05
PROD08	78	3	3	INJ02
PROD09	78	3	4	INJ03

O critério utilizado para diferenciar poços de mesma prioridade e assim estabelecer a ordem de cada poço foi o VPL (preço de referência), calculado da data atual até o final da produção. Pelo critério de classificação utilizado os poços PROD04, PROD05 e PROD06 não apresentam necessidade de ações para melhoria da produção (Região 4 na Figura 3.1).

Os produtores PROD04, PROD05 e PROD06 apresentem melhor desempenho que os poços PROD03 e PROD07, mesmo estando mais próximos aos injetores INJ01, INJ02 e INJ05. No entanto devem-se observar as completações desses poços, notando possíveis barreiras ao fluxo vertical. Neste caso, existe uma barreira ao fluxo na Camada 6, que melhora o desempenho dos poços completados acima dela e prejudicam os que estão abaixo, dadas as completações dos injetores. A Tabela 5.5 mostra as completações dos poços do modelo.

Tabela 5.5: Posição dos Poços no Modelo 1.

POÇO	IW	JW	KW
PROD01	14	8	1, 2, 3 e 5
PROD02	13	10	1,2 e 3
PROD03	11	13	1, 2, 5 e 7
PROD04	9	6	2, 3, 4 e 5
PROD05	6	9	1, 2 e 3
PROD06	7	12	1, 2, 3 e 4
PROD07	10	9	1, 2, 3, 4, 7 e 8
PROD08	12	6	1, 2, 3, 4, 7 e 8
PROD09	17	8	1, 2, 3 e 5
INJ01	5	14	4, 5 e 7
INJ02	6	5	5, 7 e 8
INJ03	18	12	5, 7 e 8
INJ04	15	5	5, 7 e 8
INJ05	3	11	4, 5, 7 e 8

Nota-se que no caso dos injetores, ocorre a redução da injeção nas camadas inferiores ao longo do tempo por causa do aumento da pressão na região, direcionando a água para as camadas superiores. Mas antes que isso ocorra, os poços completados mais abaixo apresentarão significativo acréscimo de produção de água comparado com outros poços. Assim, caso os produtores tenham seus intervalos inferiores fechados, os injetores deverão apresentar um aumento da vazão em seus intervalos superiores (mantendo a mesma pressão de injeção na unidade).

Aplicando a metodologia e utilizando como critério de parada o número de 150 simulações para cada caso, avalia-se o conjunto de soluções. Esta avaliação consiste na observação dos valores da função objetivo (VPL) para verificar a convergência da ferramenta para a solução otimizada. Os resultados são mostrados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Resultado da Aplicação da Metodologia Testada no Modelo 1.

Caso	ΔNp (milhões m³)	ΔWp (milhões m³)	ΔGp (bilhões m³)	ΔWi (milhões m³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	12,3	12,4	0,9	28,5	30,1	2.310
Otimização Caso PROD03	15,9	11,9	1,3	28,1	32,2	2.936
Otimização Caso PROD07	15,9	11,9	1,4	27,6	32,2	2.941
Otimização Caso PROD08	16,2	11,7	1,6	27,1	32,4	3.025
Otimização Caso PROD09	16,5	11,4	1,8	26,7	32,6	3.101
Otimização Caso PROD02	16,8	11,2	1,9	26,7	32,8	3.162
Otimização Caso PROD01	16,9	11,2	1,9	26,7	32,8	3.166
Otimização Final	17,8	12,6	1,8	28,5	33,4	3.293

Pode ser feita uma comparação com o caso base sem restrição (sem limite de produção de água), com a otimização do último par (PROD01 e INJ04 – Caso PROD01) com a capacidade de produção de água aumentada e a otimização final (capacidade de produção de água aumentada, injeção de água e WCT de fechamento otimizados). Os resultados podem ser vistos na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Comparação da Metodologia x Aumento Simples na Capacidade.

Caso	ΔNp (milhões m³)	ΔWp (milhões m³)	ΔGp (bilhões m³)	ΔWi (milhões m³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	12,3	12,4	0,9	28,5	30,1	2.310
Caso Base Aumento Cap.	14,6	15,8	1,1	34,4	31,5	2.728
Otim. Caso PROD01 Aumento Cap.	16,9	11,3	2,0	26,7	32,9	3.169
Otimização Final	17,8	12,6	1,8	28,5	33,4	3.293

Nota-se que o caso de otimização final produz praticamente a mesma quantidade de água que o caso base, mas com um fator de recuperação maior. Ainda é possível concluir que a otimização da capacidade em conjunto com a injeção de água e o WCT de fechamento dos poços traz mais resultados do que o aumento simples de capacidade (Otimização Caso PROD01 Aumento Cap. X Otimização Final).

A Tabela 5.8 mostra os mesmos resultados anteriores em relação ao caso base.

Tabela 5.8: Resultados em Relação ao Caso Base.

Caso	ΔNp (%)	ΔWp (%)	ΔGp (%)	ΔWi (%)	ΔFR (%)	VPL (%)
Otimização Caso PROD03	28,7	-3,7	44,5	-1,4	7,0	27,1
Otimização Caso PROD07	29,0	-3,7	48,6	-3,0	7,1	27,3
Otimização Caso PROD08	31,7	-5,5	70,4	-4,7	7,7	31,0
Otimização Caso PROD09	33,9	-7,7	88,0	-6,3	8,3	34,2
Otimização Caso PROD02	36,3	-9,1	100,0	-6,3	8,8	36,9
Otimização Caso PROD01	36,8	-9,7	101,3	-6,3	9,0	37,1
Otimização Final	44,2	1,5	97,3	0,2	10,8	42,6

Do mesmo modo que a Tabela 5.7, a Tabela 5.9 traz a comparação entre o aumento da capacidade de produção de água feito de maneira isolada e o aumento da mesma em conjunto com a injeção e o WCT de fechamento.

Tabela 5.9: Comparação da Metodologia x Aumento Simples na Capacidade (Relação ao Caso Base).

Caso	ΔNp (%)	ΔWp (%)	ΔGp (%)	ΔWi (%)	ΔFR (%)	VPL (%)
Caso Base	18,7	27,5	18,6	21,0	4,6	18,1
Aumento Cap. Otim. PROD01	37,5	-8,5	109,7	-6,3	9,1	37,2
Aumento Cap. Otimização Final	44,2	1,5	97,3	0,2	10,8	42,6

Outra maneira de visualizar os resultados da Tabela 5.8 e da Tabela 5.9 é através da Figura 5.9.

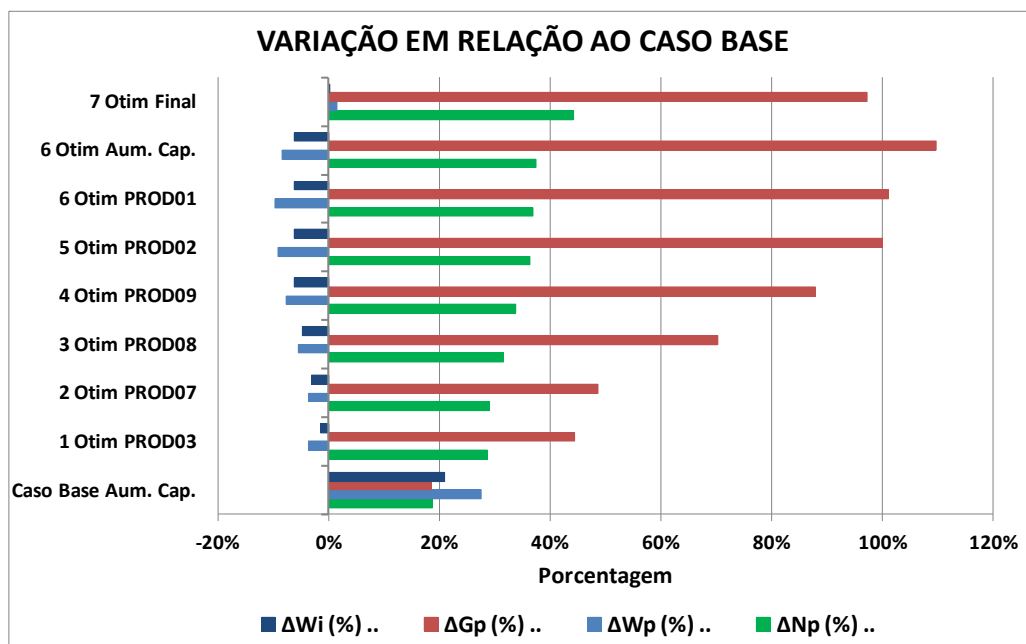


Figura 5.9: Gráfico de Variação dos Resultados em Relação ao Caso Base.

A Figura 5.10 mostra a produção de água do campo em alguns dos casos, onde se nota a diferença entre as vazões de água no caso base com aumento da capacidade e no caso otimizado final.

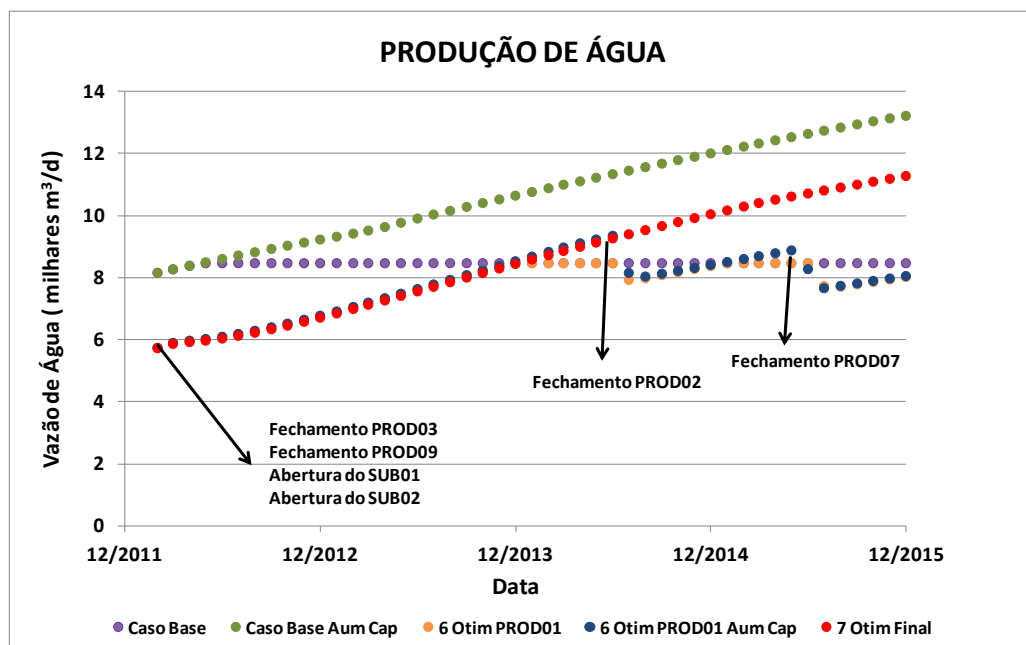


Figura 5.10: Comparação entre Produção de Água.

O aumento da produção de gás numa proporção diferente ao aumento da produção de óleo é explicado pela alteração da RGO média do campo nos diferentes casos conforme Figura 5.11.

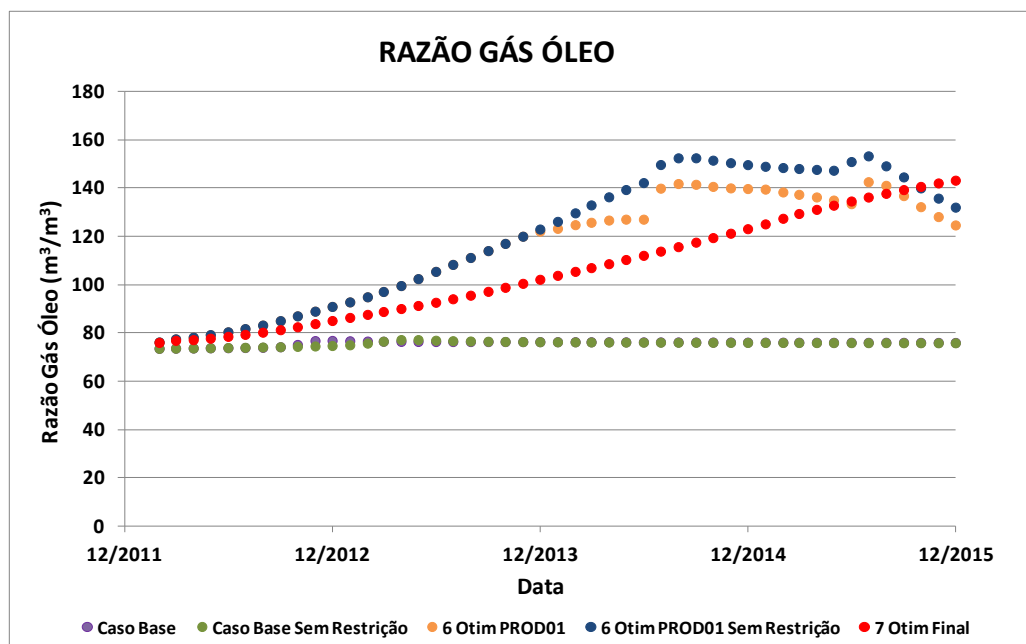


Figura 5.11: Variação da RGO.

É possível visualizar a evolução do processo através da Figura 5.12, que mostra a evolução do VPL em função do número de simulações.

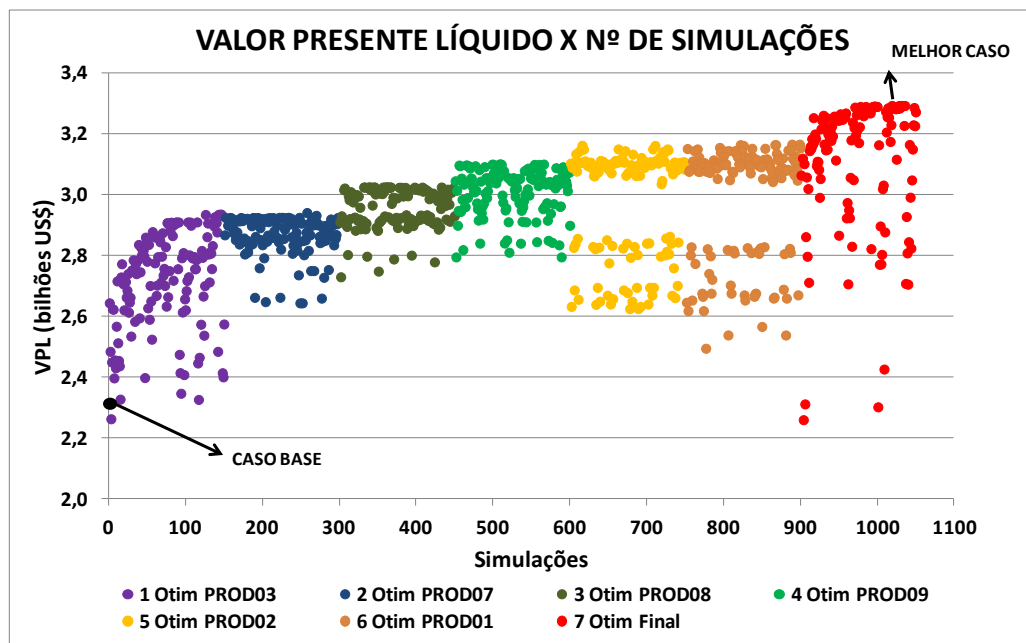


Figura 5.12: VPL x Número de Simulações nos Diversos Casos.

Nota-se a evolução dos casos de otimização desde o caso PROD03 até o caso onde há a flexibilização da capacidade de tratamento de água da plataforma. A Figura 5.13 mostra a evolução do VPL em função da produção acumulada de óleo.

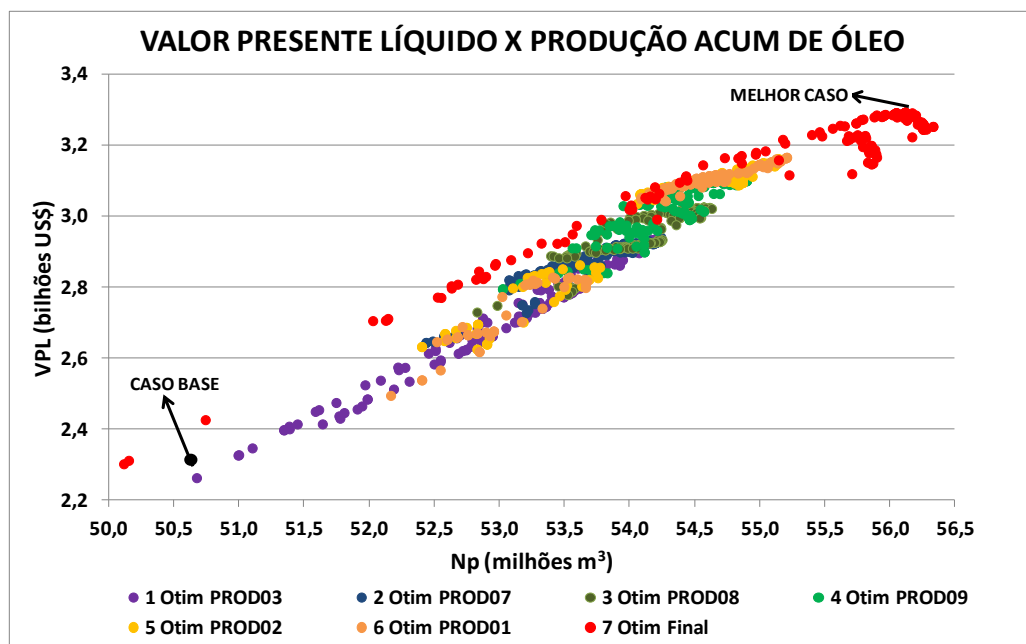


Figura 5.13: VPL x Np nos Diversos Casos.

Pode-se ver que nem sempre o maior valor presente líquido está associado ao maior valor de produção acumulada de óleo. Nas regiões onde a correlação entre os dois parâmetros é evidente, significa que o acréscimo de VPL está associado ao aumento de produção de óleo e não a outros fatores como, por exemplo, a diminuição do corte de água.

A Figura 5.14 mostra o VPL em função da produção acumulada de água, onde é possível observar a tendência de redução do valor até a fase de otimização final, onde o sistema passa a ter uma capacidade maior para a produção de água.

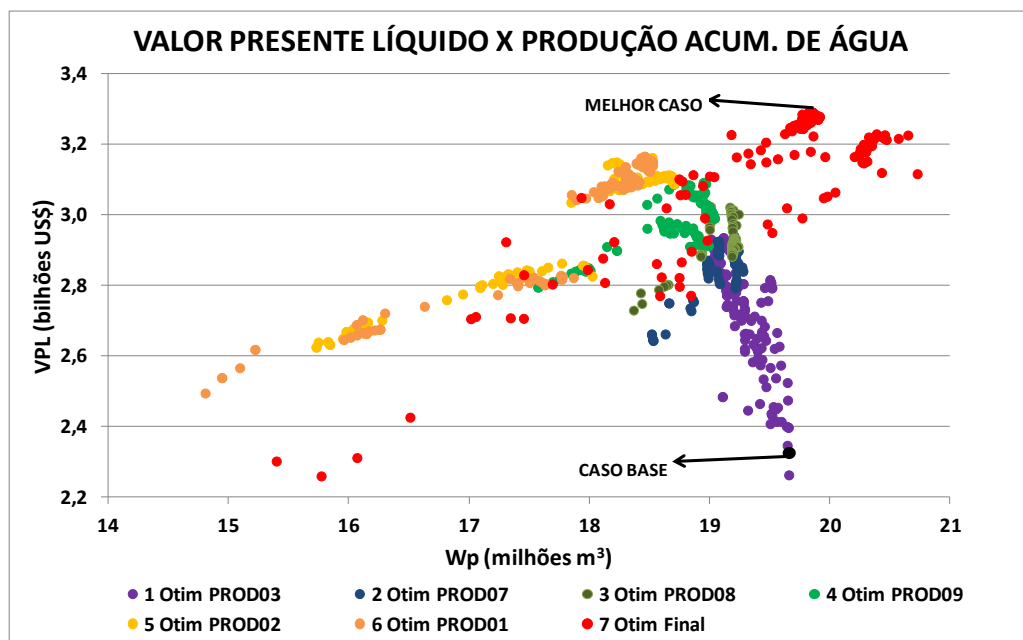


Figura 5.14: VPL x Wp nos Diversos Casos.

Nota-se a seguir um aumento inicial gradual da produção de gás (1 Otim. Caso PROD03), seguido de uma tendência mais acentuada até o caso final, onde o aumento da injeção novamente altera o ritmo de crescimento.

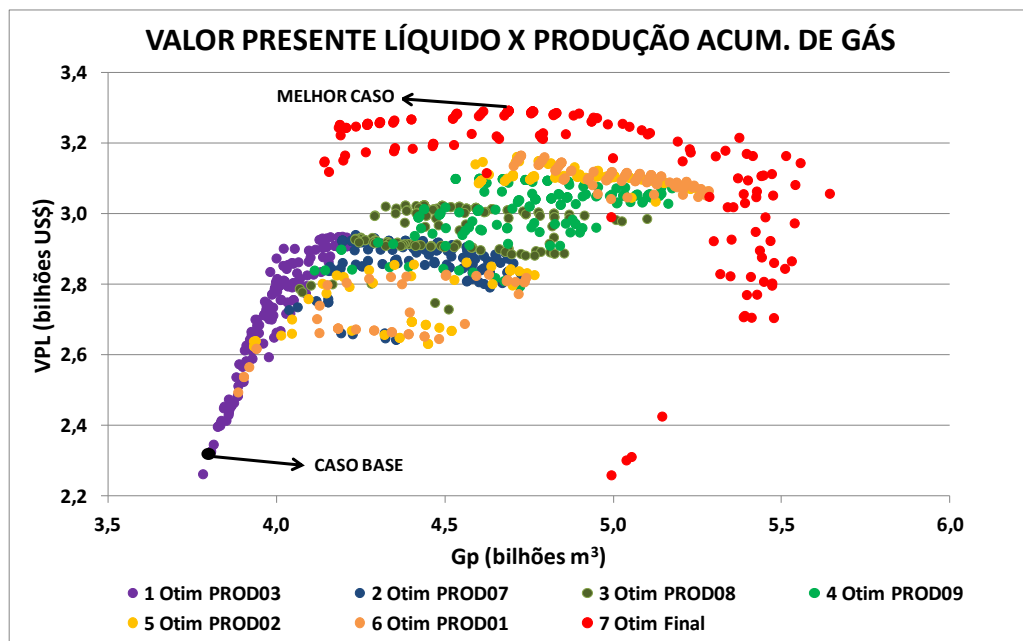


Figura 5.15: VPL x Gp nos Diversos Casos.

Outra forma de ver o aumento da produção de gás é através da evolução do VPL em função da RGOp (Gp/Np), mostrada na Figura 5.16.

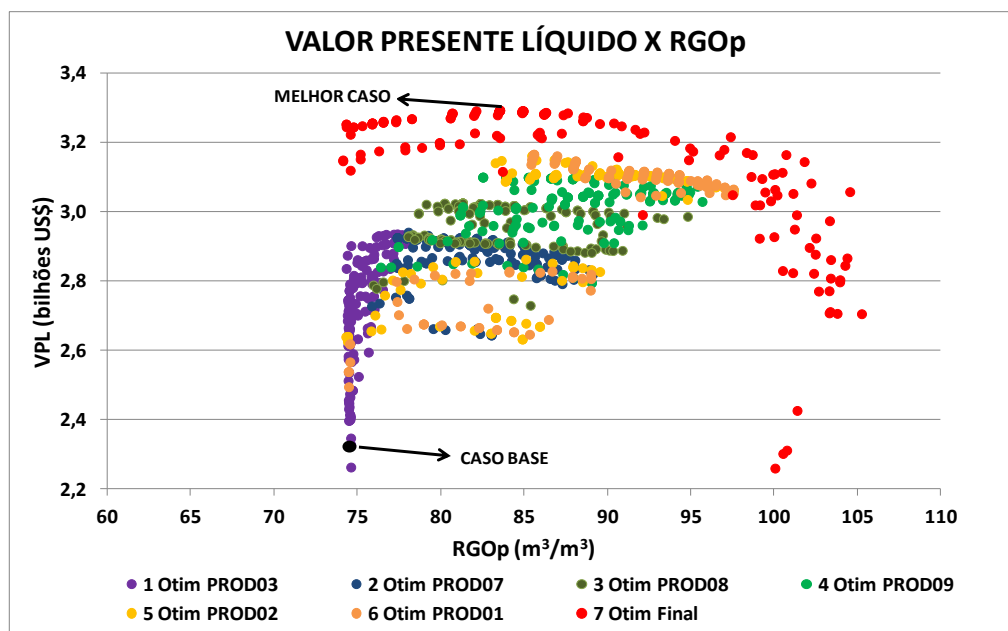


Figura 5.16: VPL x RGOp nos Diversos Casos.

O aumento da RGOp verificado anteriormente é perfeitamente justificável através da observação da Figura 5.11 (aumento da RGO) e da Figura 5.17, onde nota-se uma diminuição da injeção de água ao longo da otimização dos pares de poços.

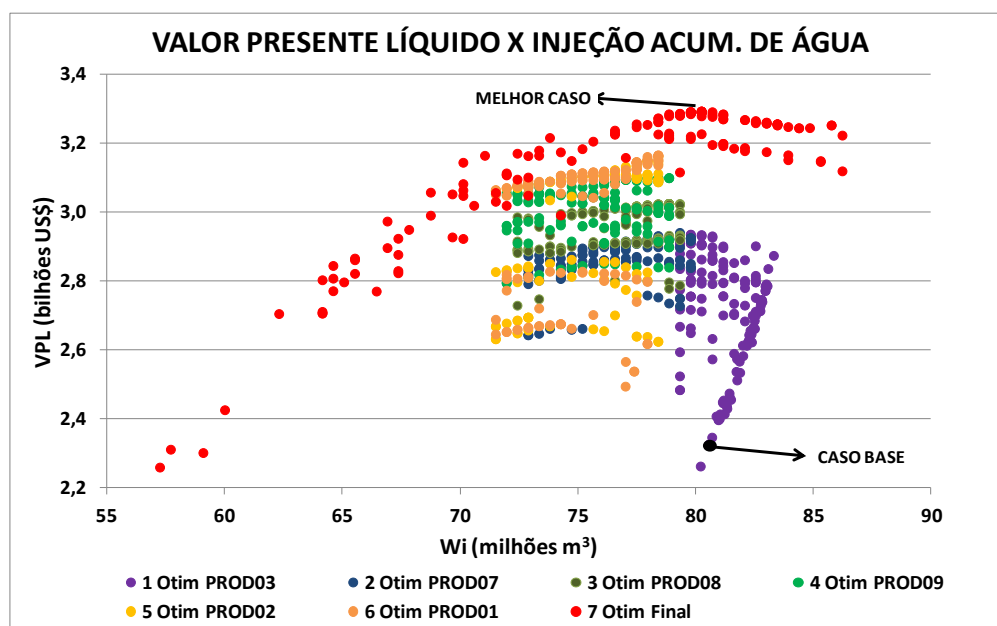


Figura 5.17: VPL x Wi nos Diversos Casos.

O aumento da RGO_p também fica demonstrado no mapa de pressão da Figura 5.18, onde pode-se ver a pressão do reservatório bem menor quando comparada com a Figura 5.1.

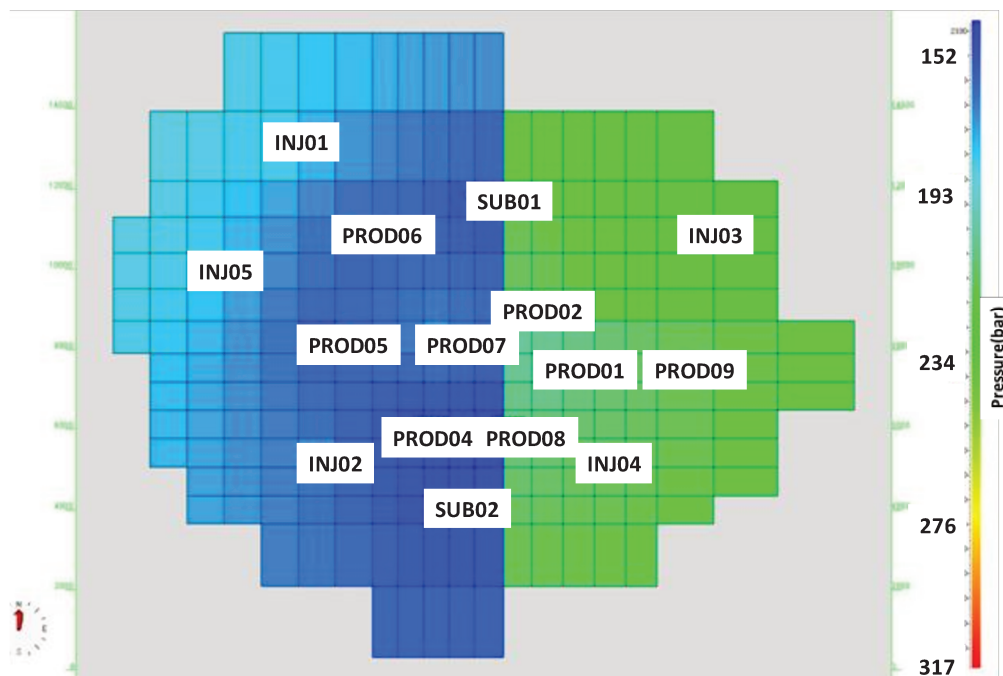


Figura 5.18: Mapa de Pressão Final – Topo do Reservatório (Após o Processo de Otimização Final)

Também é possível observar a relação entre o VPL e a razão entre a injeção e produção de líquido, notando a redução deste valor. A Figura 5.19 indica que esta relação deve apresentar um ponto ótimo, ou seja, num reservatório a injeção e a produção devem estar equilibradas.

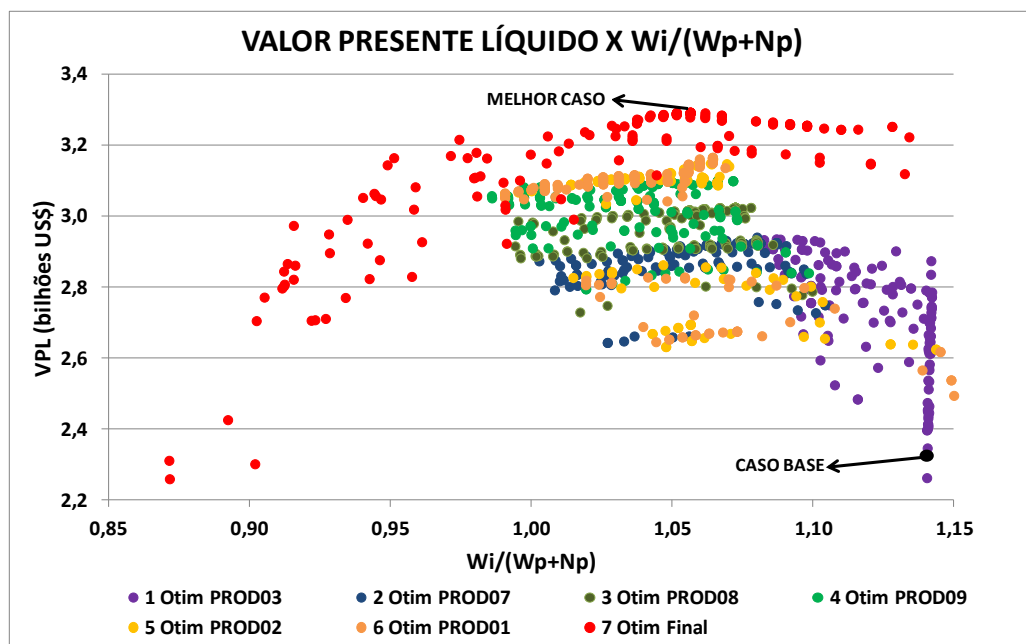


Figura 5.19: VPL x $W_i/(W_p+N_p)$ nos Diversos Casos

As ações sugeridas no processo de melhoria da estratégia são apresentadas pela Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base.

Caso	Substituição	Adição	Completação Inicial	Completação Sugerida	WCT máximo (%)	Q_{wi} poço relacionado (m^3/d)
Otimização Caso PROD03	SUB01	SUB02	1, 2, 5 e 7	..	..	318
Otimização Caso PROD07	..	..	1, 2, 3, 4, 7 e 8	2,3 e 7	65	4.450
Otimização Caso PROD08	..	..	1, 2, 3, 4, 7 e 8	1, 2 e 3	60	4.450
Otimização Caso PROD09	..	..	1, 2, 3 e 5	3 e 5	60	4.450
Otimização Caso PROD02	..	..	1, 2 e 3	1 e 2	65	4.770
Otimização Caso PROD01	..	..	1, 2, 3 e 5	1, 2 e 3	90	4.770

Na otimização do Caso PROD03, além da sua substituição pelo SUB01, foi inserido o produtor SUB02. Por simplificação, no modelo 1 a opção de fechamento de intervalos dos injetores não foi utilizada. A Tabela 5.11 mostra a localização e a completação destes poços.

Tabela 5.11: Localização e Completação dos Poços SUB01 e SUB02.

Poço	IW	JW	Camada
SUB01	12	13	1 e 2
SUB02	10	3	1 e 3

Na etapa de “otimização final”, os valores sugeridos de vazão de injeção de água e corte máximo de água estão colocados na Tabela 5.12. Nota-se que os valores de injeção são significativamente diferentes daqueles apresentados nas etapas anteriores, devido à possibilidade de poços limitados poderem ser abertos plenamente.

Tabela 5.12: Valores Sugeridos de Vazão de Injeção e Corte de Água.

Poço	WCT limite (%)	Poço Injetor	Q_{wi} (m ³ /d)
PROD01	90	INJ01	4.770
PROD02	95	INJ02	2.544
PROD07	85	INJ03	4.450
PROD08	80	INJ04	4.134
PROD09	70	INJ05	3.816

A avaliação do desempenho e da contribuição dos poços antes e após o processo de otimização pode ser feita com o auxílio do gráfico mostrado na Figura 5.20.

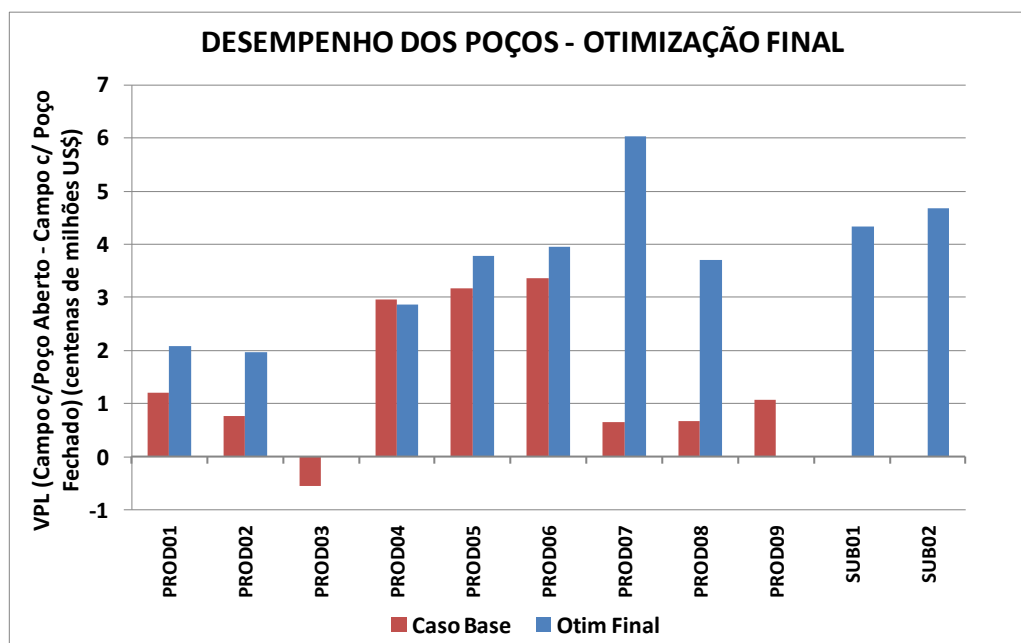


Figura 5.20: Avaliação do Desempenho dos Poços.

Neste gráfico, cada poço tem sua contribuição no VPL do campo representada antes e depois do processo de otimização. Fica evidente a melhoria dos poços e a eficácia do mapa de

qualidade ao indicar as regiões para os poços SUB01 (substituto do PROD03) e SUB02 (poço adicionado à malha), informando que o PROD09 foi fechado durante o processo (o corte de água de 70% fechou o poço).

Um modo interessante de avaliar o processo de otimização é utilizar o gráfico tornado, que mostra a influência dos parâmetros na função objetivo. Um exemplo é mostrado na Figura 5.21.

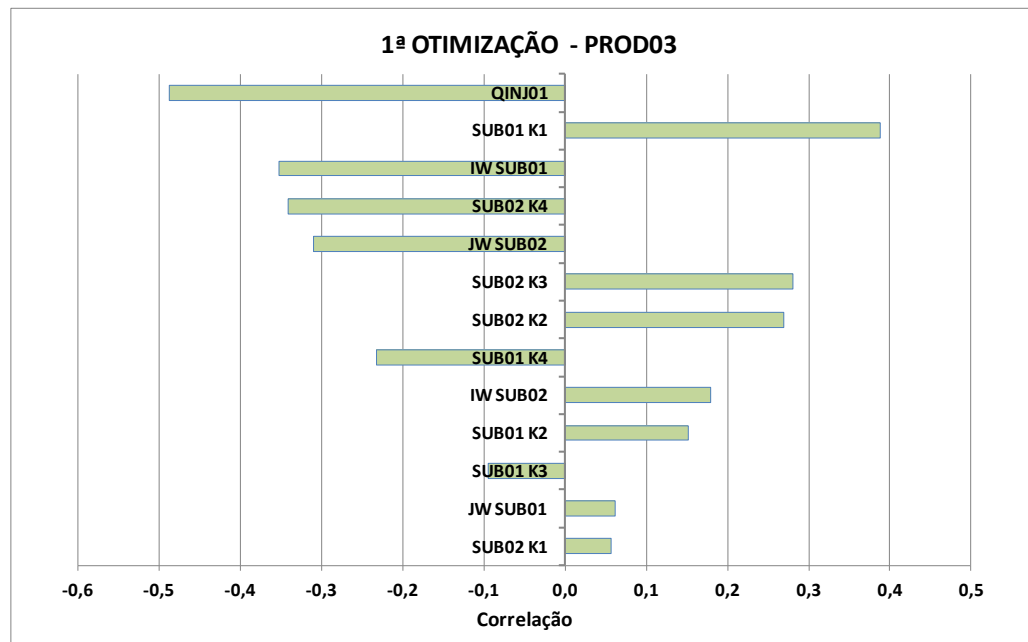


Figura 5.21: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD03 – Correlação com o VPL.

onde:

QINJ01: vazão de injeção do INJ01;

IW SUB01: posição na direção x do poço SUB01;

JW SUB01: posição na direção y do poço SUB01;

IW SUB02: posição na direção x do poço SUB02;

JW SUB02: posição na direção y do poço SUB02;

SUB01 Kn: completção do poço SUB01 na camada n;

SUB02 Kn: completção do poço SUB02 na camada n.

O diagrama de tornado mostra o resultado da análise de sensibilidade de um fator ou variável, sendo uma comparação de importância relativa. Quanto mais longa a barra, maior a

sensibilidade da função objetivo para o fator. Nota-se nesta etapa que a vazão do poço INJ01 apresentou a maior correlação, embora no sentido inverso, ou seja, na maioria das rodadas, quando a variável QINJ01 aumentou, a função objetivo diminuiu. Nota-se ainda, como exemplo, que a variável JW SUB01 praticamente não apresentou correlação com o VPL.

Valores extremos de correlação (0 ou 1) dificilmente são encontrados na prática e os autores podem interpretar a magnitude dos coeficientes de maneiras distintas. Para Cohen (1988), a interpretação dos valores de correlação é dada pela Tabela 5.13.

Tabela 5.13: Interpretação dos Valores de Correlação Linear.

Correlação	Negativa	Positiva
Nenhuma	0 a -0,1	0 a 0,1
Pequena	-0,1 a -0,3	0,1 a 0,3
Média	-0,3 a -0,5	0,3 a 0,5
Forte	-0,5 a -1	0,5 a 1

Os diagramas de tornado de todas as etapas estão disponíveis no Apêndice VI – Resultados da Otimização do Modelo 1.

Por fim, a Figura 5.22 apresenta os incrementos de VPL para três cenários de preços (análise de sensibilidade) apresentados no Apêndice I, em relação ao caso base.

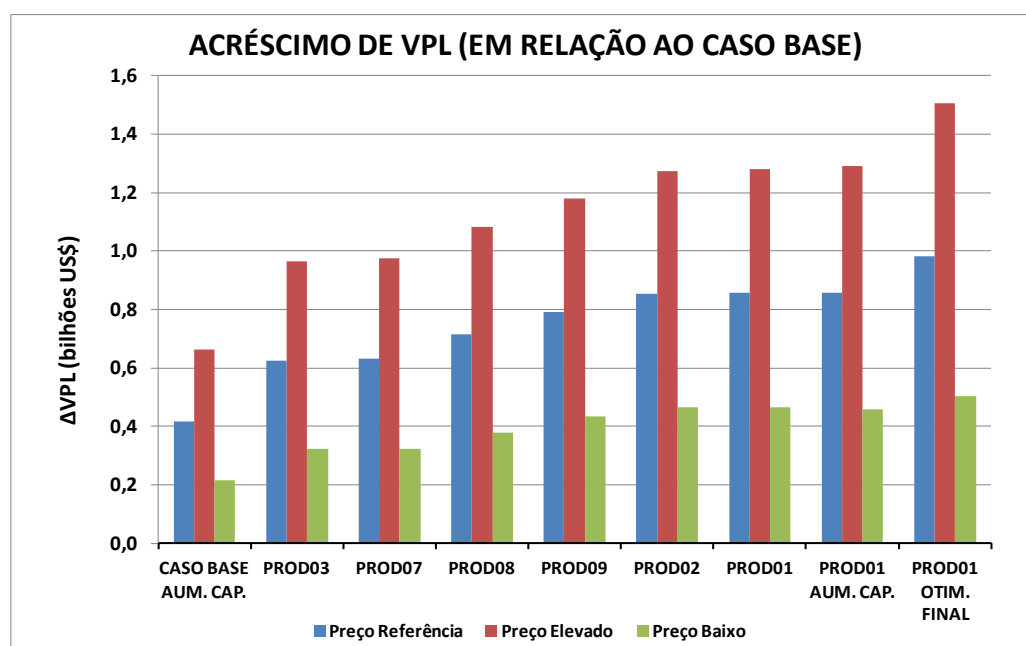


Figura 5.22: Incrementos de VPL em Relação ao Caso Base.

Nota-se que o processo de otimização para um cenário de preços não conduz necessariamente às mesmas ações que no caso de um cenário de preço mais baixo, pois o melhor caso para um cenário não é necessariamente o melhor para outro.

5.1.3 Verificação dos Poços Desconsiderados

Os poços PROD04, PROD05 e PROD06 não foram considerados no processo de otimização porque estavam localizados na região de VPL alto e ΔNp alto na Figura 3.1. No entanto, foram feitas rodadas de simulação a partir do caso PROD01 para a verificação destes poços; a Tabela 5.14 mostra os resultados obtidos e a Tabela 5.15 mostra os mesmos resultados em relação ao caso base.

Tabela 5.14: Resultado da Aplicação da Metodologia Testada nos Poços Desconsiderados.

Caso	ΔNp (milhões m ³)	ΔWp (milhões m ³)	ΔGp (bilhões m ³)	ΔWi (milhões m ³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Otimização Caso PROD01	16,9	11,2	1,9	26,7	32,8	3.166
Otimização Caso PROD04	17,0	11,2	1,8	27,1	32,9	3.169
Otimização Caso PROD05	17,0	11,2	1,8	27,1	32,9	3.169
Otimização Caso PROD06	17,0	11,2	1,8	27,1	32,9	3.169

Tabela 5.15: Resultados em Relação ao Caso Base (Modelo Inicial).

Caso	ΔNp (%)	ΔWp (%)	ΔGp (%)	ΔWi (%)	ΔFR (%)	ΔVPL (%)
Otimização Caso PROD01	36,8	-9,6	101,3	-6,3	9,0	37,1
Otimização Caso PROD04	37,5	-9,5	92,7	-4,7	9,1	37,2
Otimização Caso PROD05	37,5	-9,5	92,7	-4,7	9,1	37,2
Otimização Caso PROD06	37,5	-9,5	92,7	-4,7	9,1	37,2

Em nenhum dos casos a ferramenta optou pelo fechamento de algum intervalo produtor ou pela mudança no limite de WCT. Houve apenas uma pequena mudança na vazão de injeção do INJ02 (de 4.450 para 4.770 m³/d), o que provocou pequenas mudanças nos valores entre os casos

PROD01 e PROD04. O PROD06 possui o mesmo injetor relacionado que o PROD03 (INJ01), cuja vazão de injeção teve o mesmo valor definido (318 m³/d).

No processo final, as vazões de injeção são novamente revistas, sendo que o caso PROD06 não seria diferente do caso PROD01 como base para o processo final.

5.1.4 Comparação com Processo Global Sem Aumento de Capacidade

O processo de otimização proposto é realizado por partes, onde um par otimizado torna-se a base para o seguinte. Comparando-se este processo com outro feito de maneira global onde todas as alterações são feitas simultaneamente (sem permitir o aumento de capacidade de tratamento de água), com resultados na Tabela 5.16.

Tabela 5.16: Comparação da Metodologia Testada com o Processo Global Sem Aumento de Capacidade.

Caso	ΔN_p (milhões m ³)	ΔW_p (milhões m ³)	ΔG_p (bilhões m ³)	ΔW_i (milhões m ³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	12,3	12,4	0,9	28,5	30,1	2.310
Otimização Caso PROD01	16,9	11,2	1,9	26,7	32,8	3.166
Otimização Global S/ Aumento (900 simulações)	16,7	11,3	1,8	26,7	32,7	3.141

Nota-se que a metodologia apresenta valores de produção e de VPL praticamente iguais ao apresentado pelo processo global sem aumento da capacidade de tratamento de água.

A Tabela 5.17 e a Tabela 5.18 mostram a diferença entre as completações e nas posições dos poços nas duas metodologias (testada e global).

Tabela 5.17: Comparação entre as Completções dos Poços Existentes.

Poço	Substituição	Adição	Completção Inicial	Completção Sugerida Teste	Completção Sugerida Global S/ Aum.
PROD03	SUB01	SUB02	1, 2, 5 e 7	..	..
PROD07	..	..	1, 2, 3, 4, 7 e 8	2,3 e 7	1, 2, 4 e 8
PROD08	..	..	1, 2, 3, 4, 7 e 8	1, 2 e 3	2, 3, 4 e 7
PROD09	..	..	1, 2, 3 e 5	3 e 5	1 e 2
PROD02	..	..	1, 2 e 3	1 e 2	..
PROD01	..	..	1, 2, 3 e 5	1, 2 e 3	1, 3 e 5

Nos dois casos o processo optou por fechar o PROD03 e perfurar o SUB01, além de adicionar o poço SUB02.

Tabela 5.18: Comparação entre as Posições e Completações dos Poços Novos.

Poço	IW - Teste	IW - Global	JW Teste	JW Global	Camada - Teste	Camada - Global S/ Aum.
SUB01	12	12	13	13	1 e 2	1, 2, 3 e 4
SUB02	10	9	3	3	1 e 3	1, 2 e 3

Nota-se também diferenças nos valores do corte de água limite dos poços e nos valores de injeção de água (Tabela 5.19 e Tabela 5.20).

Tabela 5.19: Comparação entre os Valores de Corte de Água.

Poço	WCT limite Teste (%)	WCT limite Global S/ Aum. (%)
PROD01	90	75
PROD02	95	65
PROD07	85	95
PROD08	80	60
PROD09	70	80

Tabela 5.20: Comparação entre os Valores de Injeção de Água.

Poço Injetor	Q_{wi} (m ³ /d) Teste	Q_{wi} (m ³ /d) Global S/ Aum.
INJ01	4.770	4.451
INJ02	2.544	1.908
INJ03	4.450	3.816
INJ04	4.134	3.498
INJ05	3.816	4.770

Nota-se que, embora os resultados sejam semelhantes, os valores sugeridos pelos processos são bastante distintos, mostrando claramente que não há uma única solução para este tipo de problema.

O processo global gerou, no início, valores de VPL mais altos que o processo testado (com um número menor de simulações), mas também fez muitas simulações com valores mais baixos, além de não conseguir gerar uma solução significativamente melhor do que a encontrada pela metodologia (Figura 5.23).

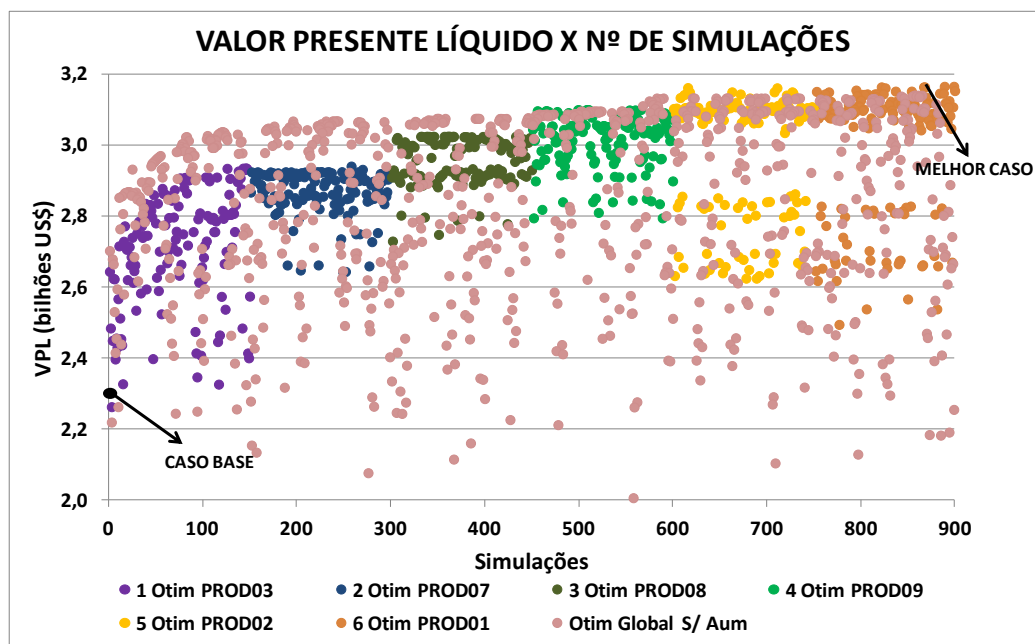


Figura 5.23: VPL x Número de Simulações – Comparação entre a Proposta e o Processo Global Sem Aumento de Capacidade.

A Figura 5.24 mostra o gráfico de VPL x N_p , onde se nota que a evolução da produção acumulada foi bastante semelhante nos dois processos.

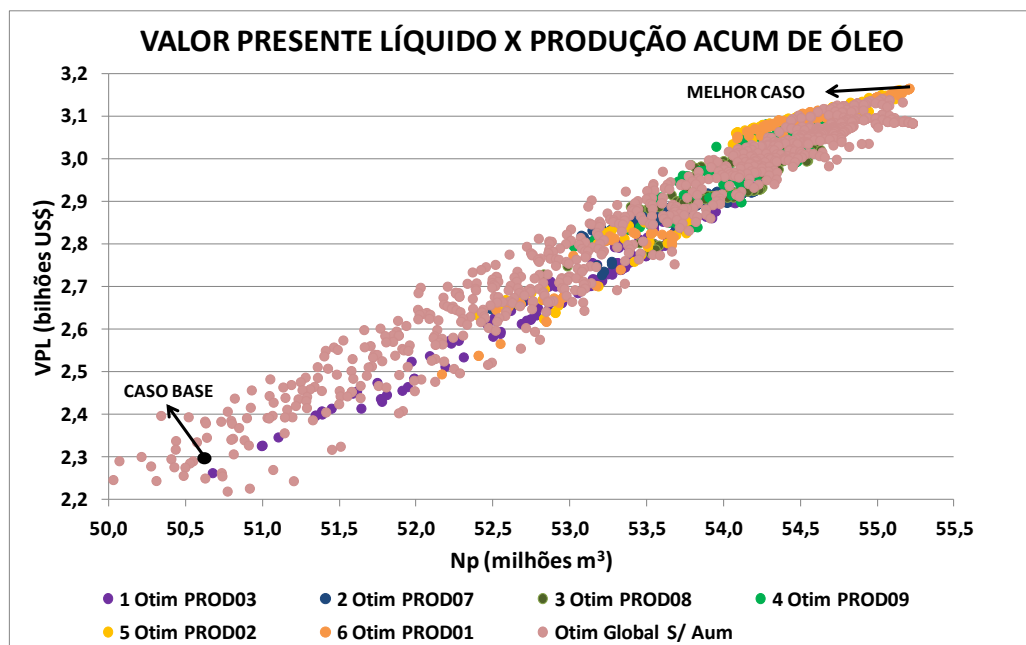


Figura 5.24: VPL x N_p – Comparação entre a Proposta e o Processo Global Sem Aumento de Capacidade.

5.1.5 Comparação com Processo Global Com Aumento de Capacidade

O processo testado é realizado por partes, onde um par otimizado torna-se a base para o seguinte. Comparando-se este processo com outro feito de maneira global onde todas as alterações são feitas simultaneamente (inclusive o aumento da capacidade de tratamento de água), tem-se os resultados apresentados na Tabela 5.21.

Tabela 5.21: Comparação da Metodologia Proposta com o Processo Global.

Caso	ΔNp (milhões m ³)	ΔWp (milhões m ³)	ΔGp (bilhões m ³)	ΔWi (milhões m ³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	12,3	12,4	0,9	28,5	30,1	2.310
Otimização Final (Teste)	17,8	12,6	1,8	28,5	33,4	3.293
Otimização Global – 1050 simulações	17,5	12,9	2,5	24,4	33,2	3.329

Nota-se que, houve um acréscimo pequeno no VPL (deve-se observar a maior produção de gás e a menor injeção de água) e um decréscimo pequeno do fator de recuperação.

A Tabela 5.22 e a Tabela 5.23 mostram a diferença entre as completações e nas posições dos poços nas duas metodologias (testada e global).

Tabela 5.22: Comparação entre as Completções dos Poços Existentes.

Poço	Substituição	Adição	Completção Inicial	Completção Sugerida Proposta	Completção Sugerida Global
PROD03	SUB01	SUB02	1, 2, 5 e 7	..	..
PROD07	..	..	1, 2, 3, 4, 7 e 8	2,3 e 7	2, 3, 4 e 8
PROD08	..	..	1, 2, 3, 4, 7 e 8	1, 2 e 3	1, 3, 4 e 7
PROD09	..	..	1, 2, 3 e 5	3 e 5	1 e 2
PROD02	..	..	1, 2 e 3	1 e 2	2 e 3
PROD01	..	..	1, 2, 3 e 5	1, 2 e 3	2 e 3

Nos dois casos o processo optou por fechar o PROD03 e perfurar o SUB01, além de adicionar o poço SUB02.

Tabela 5.23: Comparação entre as Posições e Completções dos Poços Novos.

Poço	IW Testada	IW Global	JW Testada	JW Global	Camada Testada	Camada Global
SUB01	12	11	13	9	1 e 2	2 e 4
SUB02	10	10	3	3	1 e 3	1, 2 e 4

Notam-se também diferenças nos valores do corte de água limite dos poços e nos valores de injeção de água (Tabela 5.24 e Tabela 5.25).

Tabela 5.24: Comparação entre os Valores de Corte de Água.

Poço	WCT limite Testada (%)	WCT limite Global (%)
PROD01	90	95
PROD02	95	75
PROD07	85	75
PROD08	80	85
PROD09	70	80

Tabela 5.25: Comparação entre os Valores de Injeção de Água.

Poço Injetor	Q_{wi} (m ³ /d) Testada	Q_{wi} (m ³ /d) Global
INJ01	4.770	4.770
INJ02	2.544	4.770
INJ03	4.450	1.590
INJ04	4.134	1.908
INJ05	3.816	3.816

O processo global encontrou valores de VPL mais altos que o processo testado com um número menor de simulações, mas também fez muitas simulações com valores mais baixos (Figura 5.25).

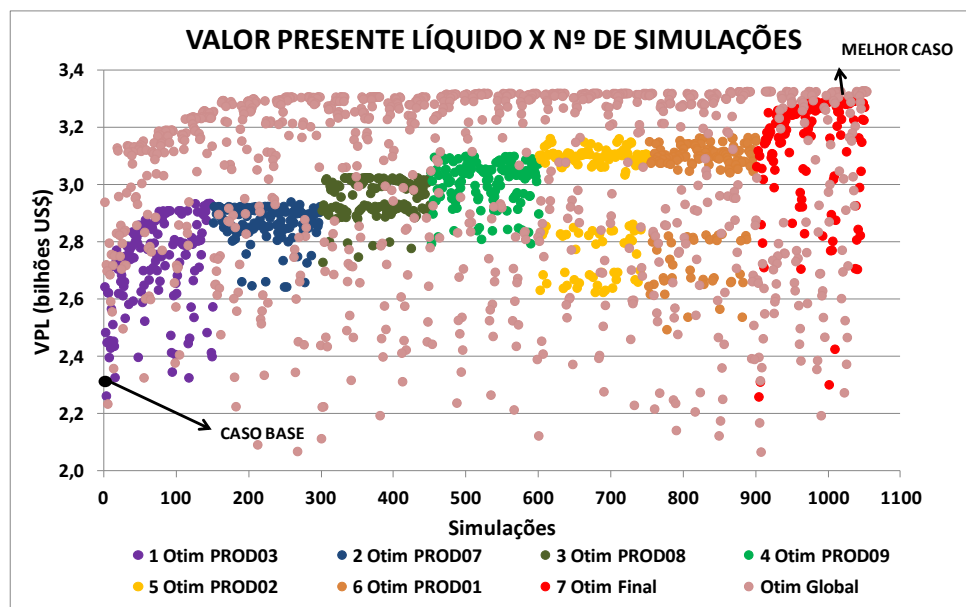


Figura 5.25: VPL x N. de Simulações – Comparação entre a Metodologia Testada e o Processo Global.

Isto penalizou o método feito por etapas, mas não impactou o valor final encontrado pela metodologia testada.

A obtenção de valores mais altos de VPL com um número menor de simulações deve-se principalmente à possibilidade de aumento de capacidade desde o início, e em segundo plano pode estar relacionado à possibilidade de se alterar todos os poços simultaneamente, enquanto a metodologia altera apenas um par de cada vez.

A Figura 5.26 mostra o gráfico de VPL x Np, onde se nota que a evolução da produção acumulada foi bastante semelhante nos dois processos.

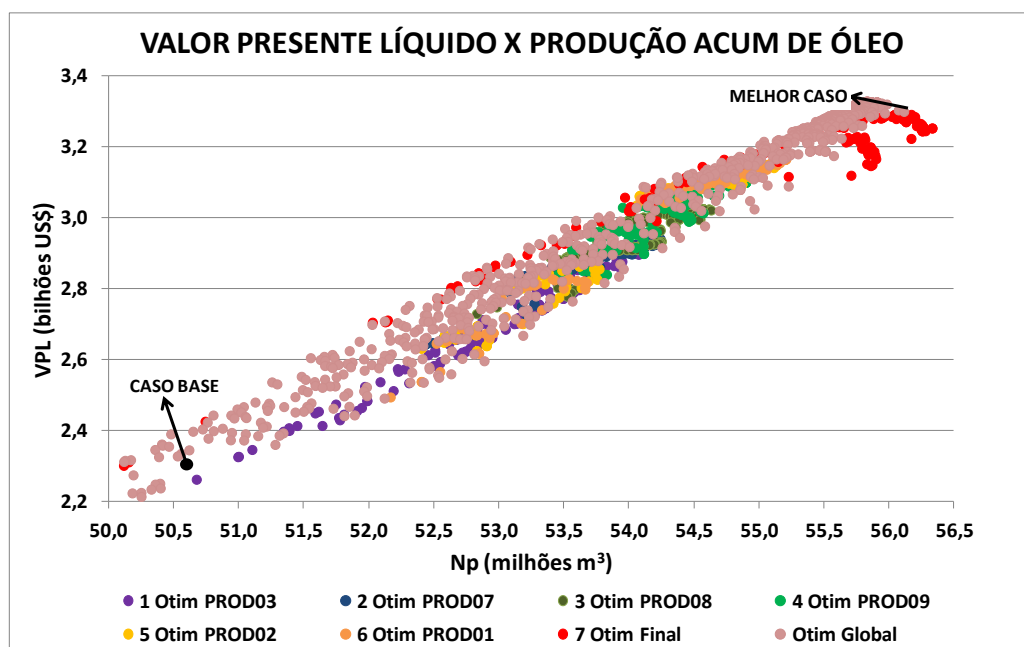


Figura 5.26: VPL x Np – Comparação entre a Proposta e o Processo Global.

O processo global apresentou mais soluções na parte inferior do gráfico, mas a melhor solução encontrada foi muito semelhante à da metodologia testada.

É importante destacar que para um modelo com poucas variáveis, os dois processos são possíveis, mas em modelos com muitas variáveis, as ferramentas de otimização podem apresentar problemas, e como consequência encontrar dificuldade em maximizar a função objetivo.

Como o modelo 1 possui poucos poços e a otimização de todos os poços apresentou resultados semelhantes ao processo por pares, a aplicação da otimização por grupos parece interessante para campos maiores e com mais poços, sendo assim adotada no modelo 2.

5.2 Modelo 2

5.2.1 Caso Base

O caso base apresentou os seguintes resultados mostrados abaixo. A Figura 5.27 mostra o mapa de pressão na última data da simulação.

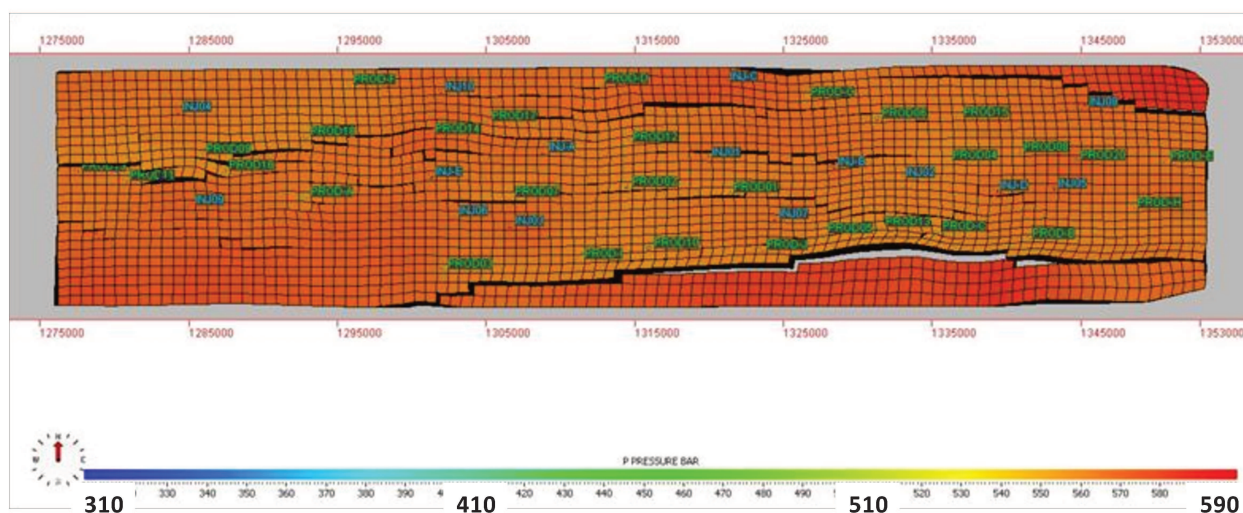


Figura 5.27: Mapa de Pressão Final.

A Figura 5.28 mostra a saturação de óleo final do campo, onde nota-se a presença de regiões que não foram completamente drenadas, e também é possível notar as regiões lavadas em torno dos poços injetores.

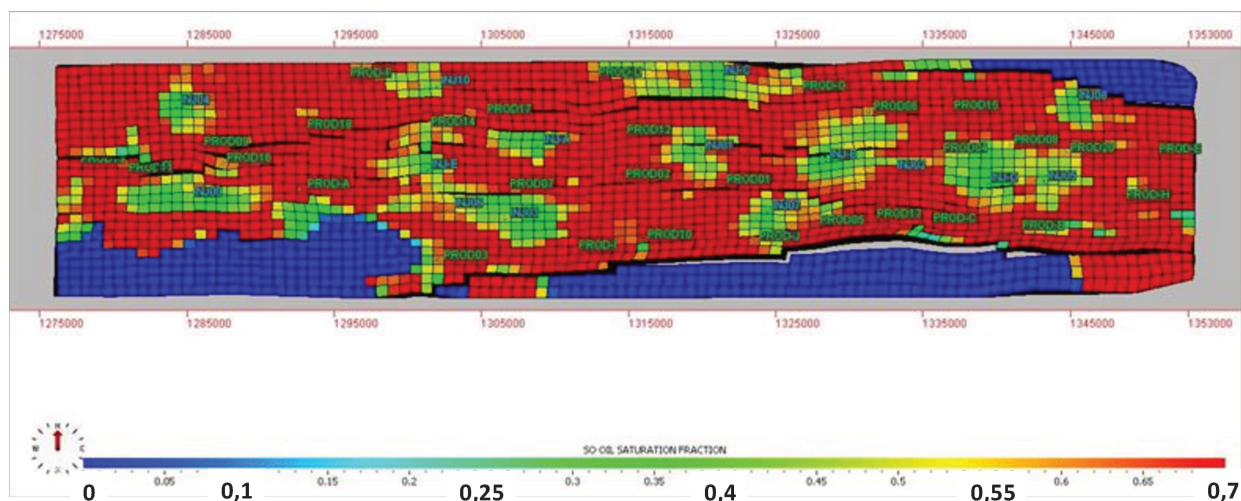


Figura 5.28: Mapa de Saturação de Óleo Final – Topo do Reservatório.

A Figura 5.29 mostra o Mapa de Qualidade Atual do modelo utilizado.

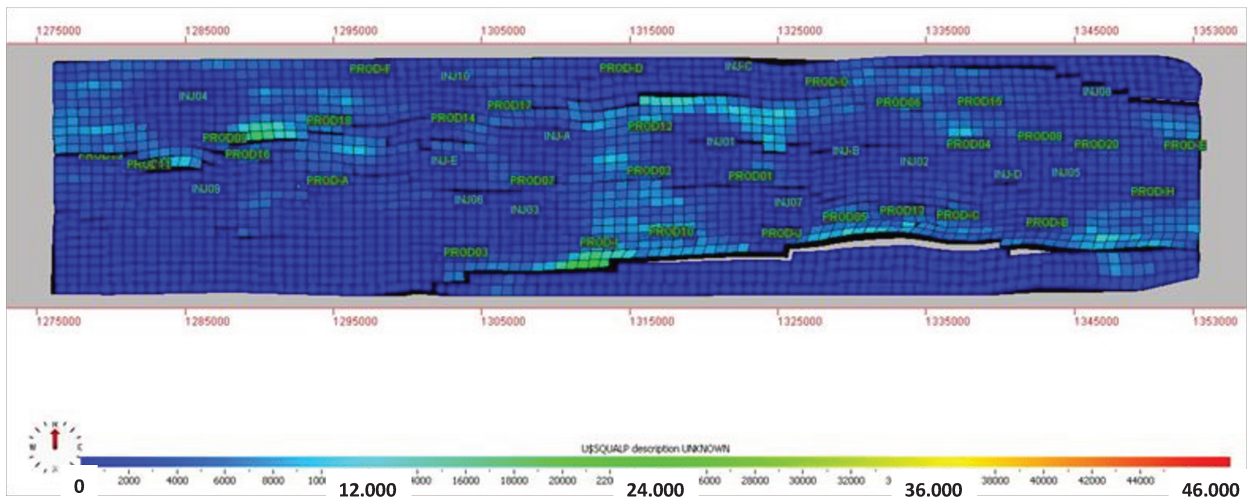


Figura 5.29: Mapa de Qualidade Atual – Soma de Todas as Camadas (Baseado - Ferreira e Schiozer, 2010).

Também é interessante olhar o mapa da diferença entre as duas datas (MQF-MQA), que resulta na Figura 5.30.

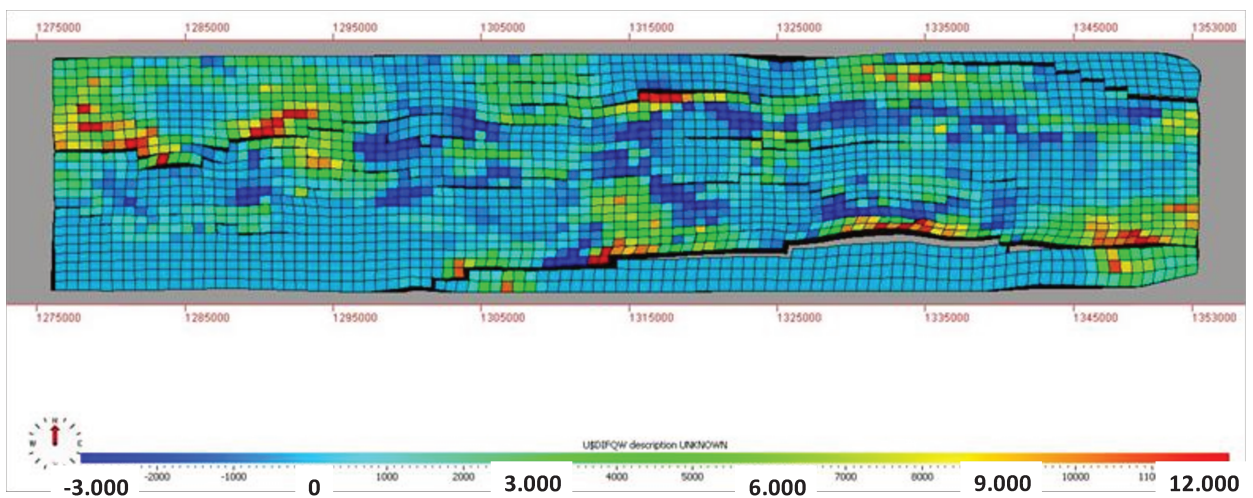


Figura 5.30: Diferença entre MQF e MQA (Soma de Todas as Camadas).

O caso base apresenta a seguinte curva de produção (Figura 5.31).

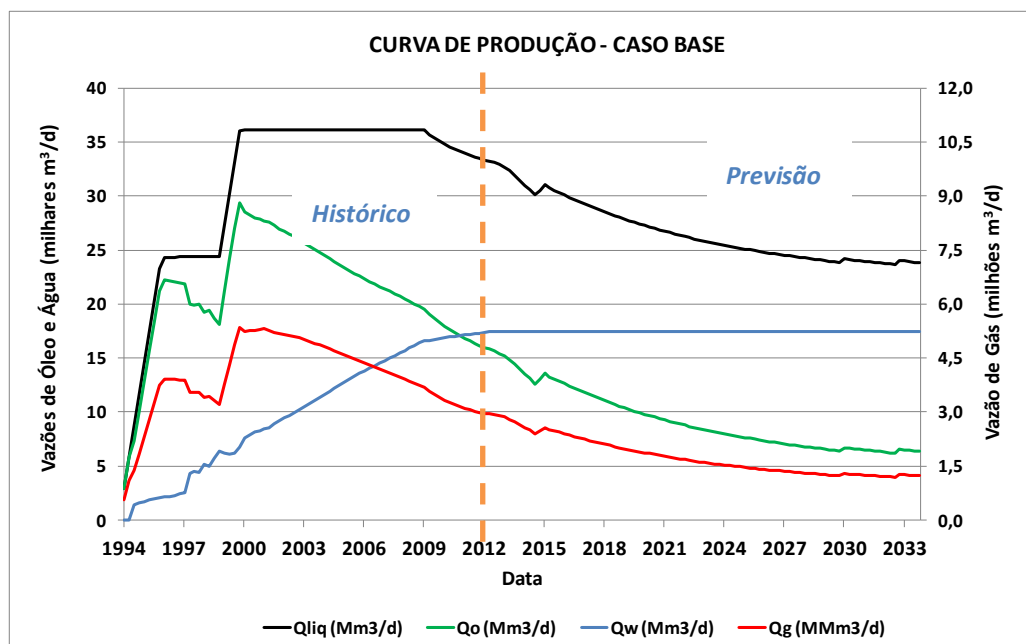


Figura 5.31: Gráfico de Produção do Campo.

Nota-se que o caso base possui uma restrição com relação à capacidade de tratamento da água produzida. Esta restrição ocorre na plataforma 1 no ano de 2009 e depois na plataforma 2 (2012). Esta restrição também pode ser percebida nos gráficos dos poços disponíveis no Apêndice IV. As curvas de produção das plataformas 1 e 2 são apresentadas na Figura 5.32 e Figura 5.33.

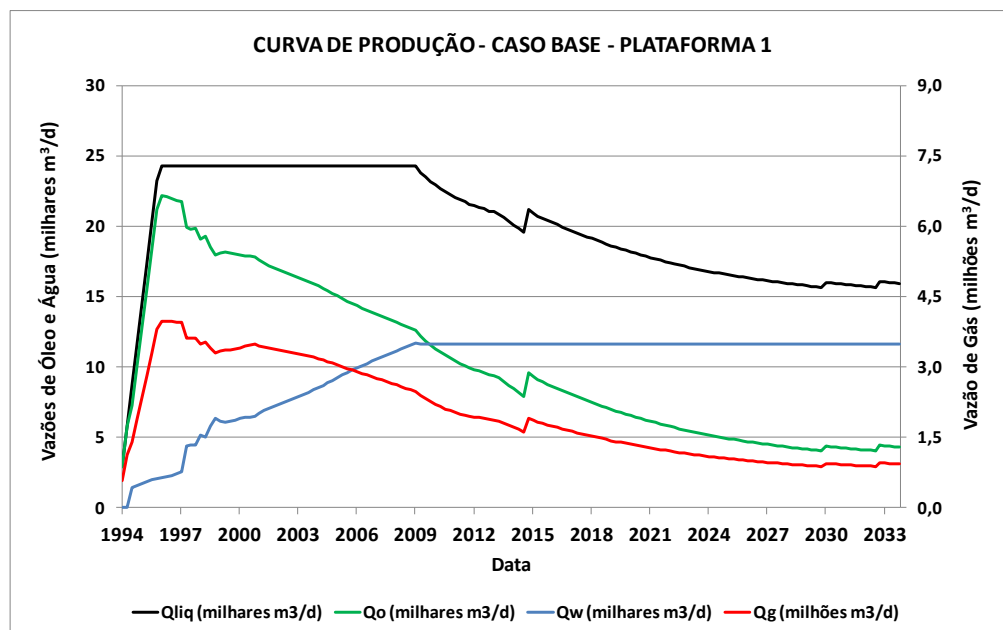


Figura 5.32: Gráfico de Produção da Plataforma 1

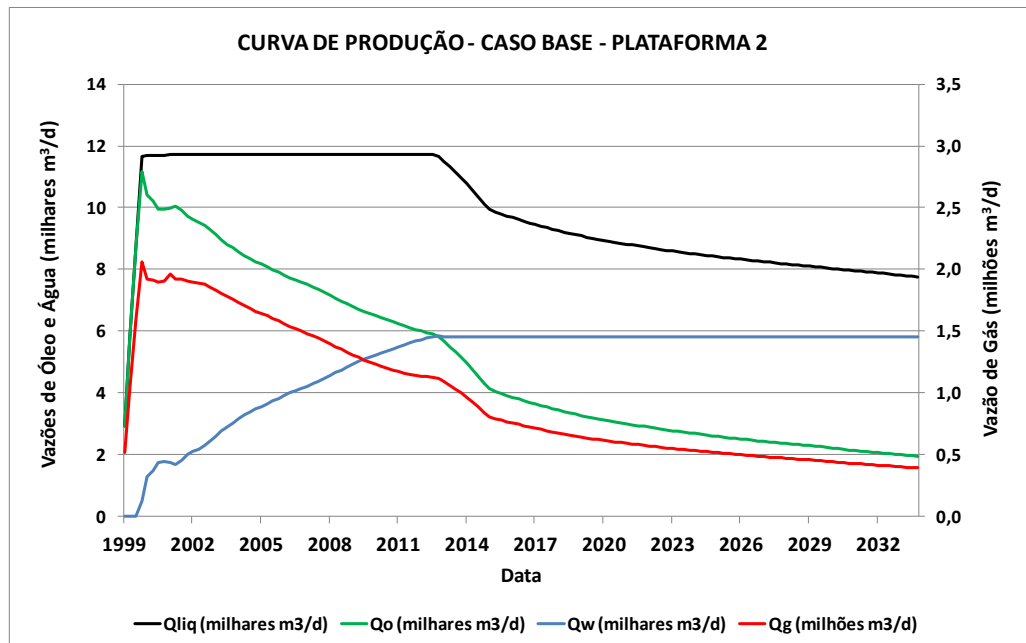


Figura 5.33: Gráfico de Produção da Plataforma 2

A produção e injeção acumulada de fluidos estão mostradas na Figura 5.34.

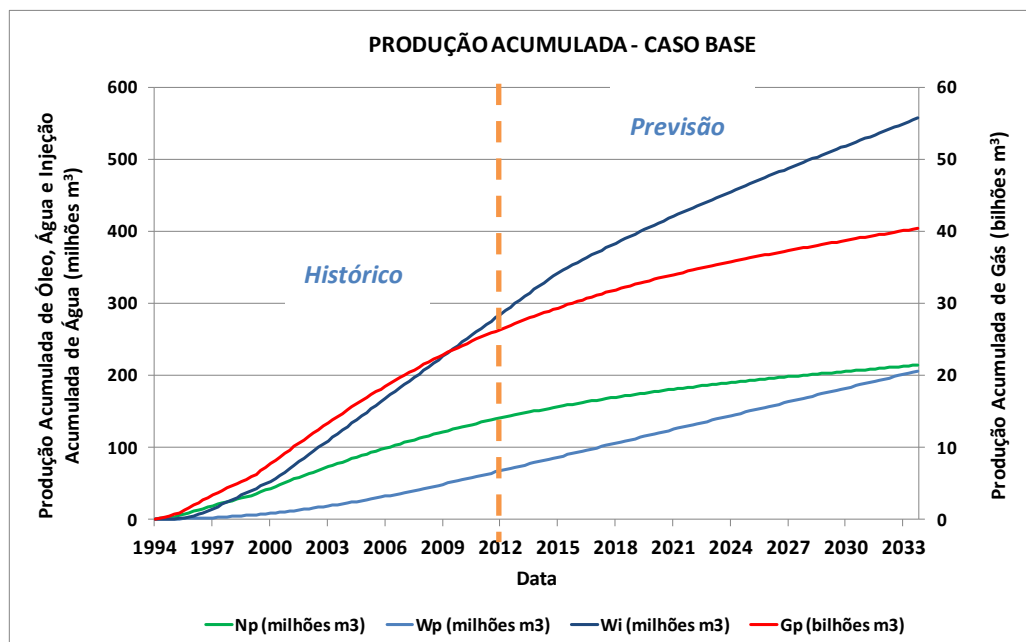


Figura 5.34: Gráfico de Produção e Injeção Acumulada do Campo.

Dentro do critério estabelecido para determinar se o campo é considerado desenvolvido tem-se que em primeiro lugar, todos os poços já estão em fase de produção; em segundo lugar, a

Tabela 5.26 informa os valores de reserva considerados no final da produção do campo, a produção acumulada e a porcentagem produzida até a data atual (dezembro de 2011).

Tabela 5.26: Porcentagem da Produção em Relação à Reserva.

Parâmetro	Valor
Reserva Provada	213,9 milhões m ³
Reserva Provável	21,4 milhões m ³
Reserva Possível	10,7 milhões m ³
Produção Acumulada	138,9 milhões m ³
% em Relação à Reserva Total	56,5 %

Novamente, o campo pode ser considerado desenvolvido.

O mapa da propriedade *HPhiSo* na data final está mostrada na Figura 5.35, enquanto que o Mapa de Qualidade Final está mostrado na Figura 5.36. Nota-se que foram escolhidas dez regiões para a locação de possíveis novos produtores.

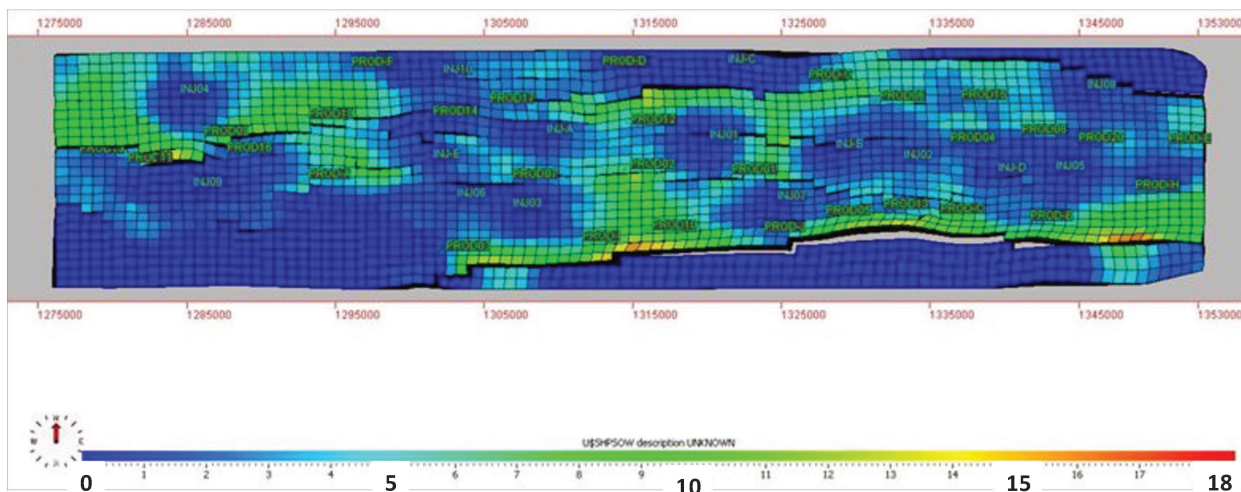


Figura 5.35: Mapa de *HPhiSo* Final – Soma de Todas as Camadas.

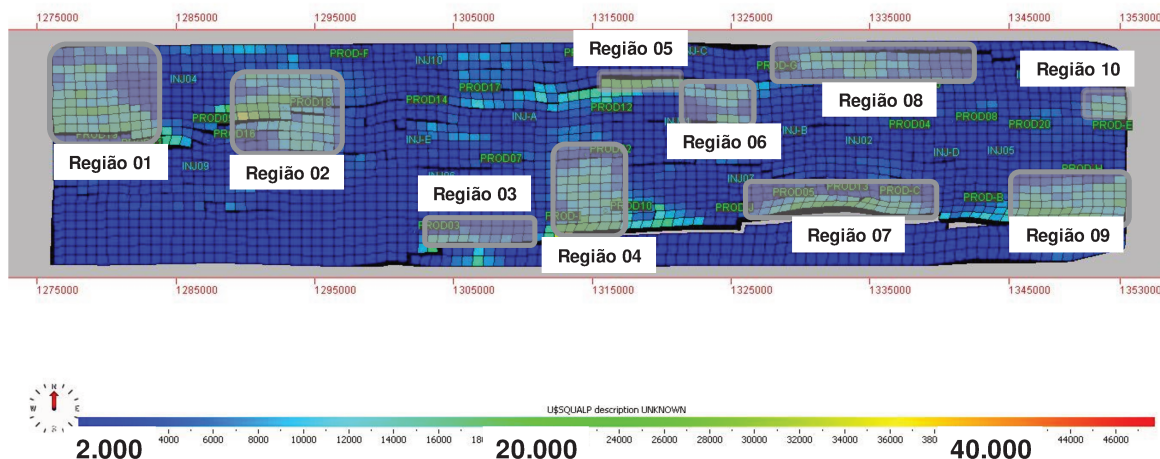


Figura 5.36: Mapa de Qualidade Final (MQF) – Soma de Todas as Camadas.

5.2.2 Resultados da Aplicação da Metodologia

Os resultados das funções objetivos para cada poço produtor do modelo estão mostrados abaixo (Tabela 5.27 e Tabela 5.28).

Tabela 5.27: Classificação das Funções Objetivo dos Produtores – Plataforma 1.

Poço	C_{ANP}	C_{AG}	C_{Qom}	C_{VPL}	C_{AW}	C_{Mp}
PROD01	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD02	Médio	Médio	Alto	Médio	Baixo	Baixo
PROD03	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD04	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD05	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD06	Médio	Baixo	Alto	Médio	Baixo	Baixo
PROD07	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Baixo	Baixo
PROD08	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD09	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo
PROD10	Alto	Alto	Alto	Alto	Baixo	Baixo
PROD11	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD12	Alto	Alto	Alto	Alto	Baixo	Baixo
PROD13	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD14	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo
PROD15	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Baixo	Baixo
PROD16	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD17	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Baixo
PROD18	Alto	Alto	Alto	Alto	Baixo	Baixo
PROD19	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo
PROD20	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo

Tabela 5.28: Classificação das Funções Objetivo dos Produtores – Plataforma 2.

Poço	C _{ANp}	C _{AG}	C _{Qom}	C _{VP}	C _{AW}	C _{Mp}
PROD-A	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Baixo
PROD-B	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Baixo	Baixo
PROD-C	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Baixo	Baixo
PROD-D	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD-E	Médio	Médio	Alto	Médio	Baixo	Baixo
PROD-F	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Baixo	Baixo
PROD-G	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD-H	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
PROD-I	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Baixo
PROD-J	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo

A quantidade de água que se dirige aos produtores é dada pela Tabela 5.29 a Tabela 5.32 e foi calculada a partir da opção *Streamcalc* disponível no simulador NEXUS[®].

Tabela 5.29: Destino da Água Injetada – Parte 01 (%).

Poço	PROD01	PROD02	PROD03	PROD04	PROD05	PROD06	PROD07	PROD08	PROD09	PROD10
INJ01	36,8	20,0	-	-	-	-	-	-	-	5,3
INJ02	-	-	-	46,2	-	3,3	-	-	-	-
INJ03	-	0,6	22,5	-	-	-	7,6	-	-	4,3
INJ04	-	-	-	-	-	-	-	-	12,1	-
INJ05	-	-	-	-	-	-	-	0,9	-	-
INJ06	-	-	69,6	-	-	-	5,4	-	-	-
INJ07	2,7	-	-	-	26,3	-	-	-	-	5,4
INJ08	-	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-
INJ09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INJ10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INJ-A	-	22,9	-	-	-	-	15,1	-	-	0,6
INJ-B	9,9	-	-	12,1	13,8	25,1	-	-	-	-
INJ-C	-	-	-	-	-	0,4	-	-	-	-
INJ-D	-	-	-	24,3	-	-	-	24,5	-	-
INJ-E	-	-	0,4	-	-	-	17,3	-	-	-

Tabela 5.30: Destino da Água Injetada – Parte 02 (%).

Poço	PROD11	PROD12	PROD13	PROD14	PROD15	PROD16	PROD17	PROD18	PROD19	PROD20
INJ01	-	205	-	-	-	-	-	-	-	-
INJ02	-	-	10,2	-	8,7	-	-	-	-	-
INJ03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INJ04	2,2	-	-	-	-	14,4	-	19,8	-	-
INJ05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,7
INJ06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INJ07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INJ08	-	-	-	-	3,5	-	-	-	-	22,3
INJ09	19,4	-	-	-	-	10,7	-	-	37,2	-
INJ10	-	-	-	10,7	-	-	24,7	-	-	-
INJ-A	-	14,1	-	3,4	-	-	32,7	-	-	-
INJ-B	-	-	16,2	-	1,1	-	-	-	-	-
INJ-C	-	3,8	-	-	0,1	-	-	-	-	-
INJ-D	-	-	-	-	14,4	-	-	-	-	3,8
INJ-E	-	-	-	41,7	-	-	4,8	2,7	-	-

Tabela 5.31: Destino da Água Injetada – Parte 03 (%).

Poço	PROD-A	PROD-B	PROD-C	PROD-D	PROD-E	PROD-F	PROD-G	PROD-H	PROD-I	PROD-J
INJ01	-	-	-	-	-	-	0,09	-	-	-
INJ02	-	-	27,8	-	-	-	-	-	-	-
INJ03	-	-	-	-	-	-	-	-	37,4	-
INJ04	-	-	-	-	-	9,1	-	-	-	-
INJ05	-	21,6	-	-	10,6	-	-	33,2	-	-
INJ06	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INJ07	-	-	0,4	-	-	-	-	-	-	49,5
INJ08	-	-	-	-	40,7	-	-	1,6	-	-
INJ09	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INJ10	-	-	-	15,7	-	36,5	-	-	-	-
INJ-A	-	-	-	1,6	-	-	-	-	0,1	-
INJ-B	-	-	4,0	-	-	-	3,2	-	-	-
INJ-C	-	-	-	49,3	-	-	25,4	-	-	-
INJ-D	-	17,6	5,7	-	-	-	-	-	-	-
INJ-E	13,0	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-

Tabela 5.32: Destino da Água Injetada – Parte 04 (%).

Poço	RES	Poço	RES
INJ01	17,4	INJ-A	9,6
INJ02	3,8	INJ-B	14,5
INJ03	27,6	INJ-C	21,0
INJ04	42,5	INJ-D	9,7
INJ05	14,1	INJ-E	20,0
INJ06	22,9		
INJ07	15,7		
INJ08	27,0		
INJ09	26,7		
INJ10	12,5		

Por fim, a ordem para otimização dos poços é dada pela Tabela 5.33.

Tabela 5.33: Classificação da Região e Prioridade dos Produtores.

Poço	Região	Prioridade	Ordem	Injetor relacionado
PROD01	76	11	10	INJ01
PROD02	76	11	16	INJ-A
PROD03	56	15	19	INJ06
PROD04	76	11	11	INJ02
PROD05	58	7	3	INJ07
PROD06	56	15	27	INJ-B
PROD07	76	11	14	INJ-E
PROD08	76	11	12	INJ-D
PROD09	86	9	9	INJ04
PROD10	32	59	28	INJ07
PROD11	58	7	4	INJ09
PROD12	32	59	30	INJ01
PROD13	56	15	23	INJ-B
PROD14	66	13	18	INJ-E
PROD15	56	15	26	INJ-D
PROD16	58	7	6	INJ04
PROD17	58	7	5	INJ-A
PROD18	32	59	29	INJ04
PROD19	66	13	17	INJ09
PROD20	58	7	1	INJ08
PROD-A	58	7	7	INJ09
PROD-B	56	15	21	INJ05
PROD-C	56	15	25	INJ02
PROD-D	56	15	20	INJ-C
PROD-E	56	15	24	INJ08
PROD-F	76	11	13	INJ10
PROD-G	58	7	8	INJ-C
PROD-H	76	11	15	INJ05
PROD-I	56	15	22	INJ03
PROD-J	58	7	2	INJ07

O critério utilizado para diferenciar poços de mesma prioridade e assim estabelecer a ordem de cada poço foi o VPL (preço de referência), calculado da data atual até o final da produção. Pelo critério de classificação utilizado os poços PROD10, PROD12 e PROD18 não apresentam necessidade de ações para melhoria da produção.

O processo de otimização ideal é aquele em que as alterações são realizadas em apenas um poço por rodada, devido à interação existente entre os poços da estratégia. Este procedimento proporciona uma avaliação mais segura, facilitando a otimização. Porém, para casos que envolvem um grande número de poços, o número de simulação necessária para a otimização torna o processo mais demorado e custoso. Assim, o conceito de dependência foi introduzido

para evitar que poços, cujos comportamentos sofrem influência um do outro, sejam alterados simultaneamente.

A Tabela 5.34 apresenta a relação de dependência entre os poços do caso base em relação ao fechamento do PROD01. A dependência é mostrada através dos desvios do VPL dos poços entre uma rodada e outra, de acordo com fechamento do poço de referência. Variações maiores que 10% indicam dependência entre os poços e o PROD01.

Tabela 5.34: Variação de VPL dos Poços em Relação ao PROD01 (%).

POÇO	Fechamento PROD01	POÇO	Fechamento PROD01
PROD01	..	PROD16	10,7
PROD02	43,0	PROD17	8,8
PROD03	2,3	PROD18	31,7
PROD04	-53,3	PROD19	4,9
PROD05	32,8	PROD20	15,5
PROD06	25,2	PROD-A	-5,4
PROD07	12,4	PROD-B	2,0
PROD08	15,9	PROD-C	-1,6
PROD09	167,2	PROD-D	-4,6
PROD10	32,4	PROD-E	0,1
PROD11	16,3	PROD-F	-9,4
PROD12	16,2	PROD-G	5,3
PROD13	31,1	PROD-H	0,8
PROD14	9,3	PROD-I	-7,8
PROD15	22,1	PROD-J	-3,8

Foi estabelecido o valor de 10% na variação do VPL como indicador da dependência de um poço em relação a outro, igual à média dos valores de variação do VPL em função do fechamento de determinado poço (considerando os valores de variação sempre como positivos). O gráfico dos valores em função do fechamento dos poços PROD01 a PROD05 são mostrados na Figura 5.37.

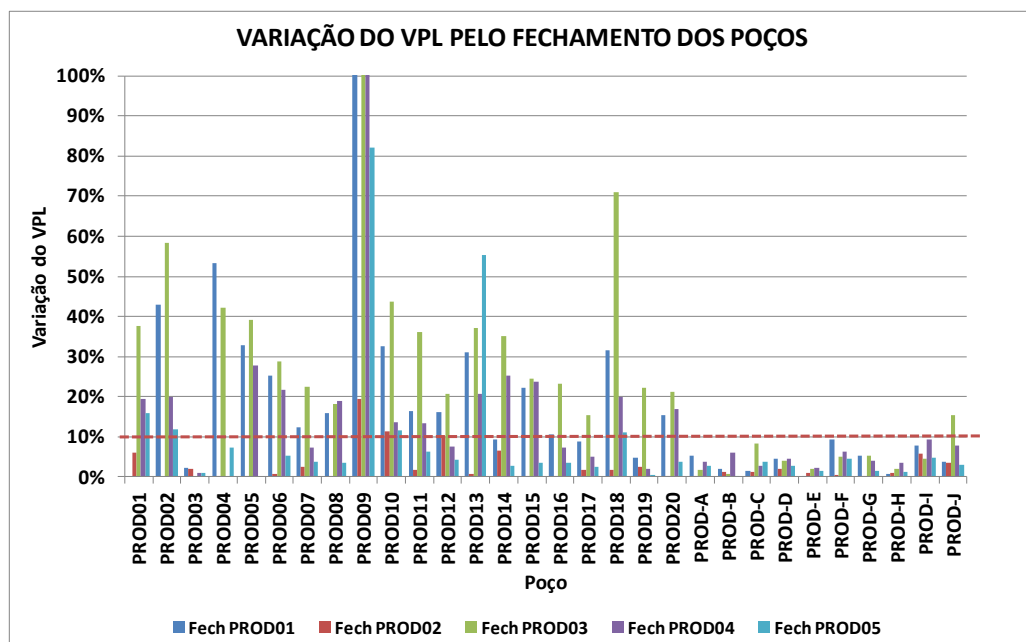


Figura 5.37: Variação do VPL Causado pelo Fechamento de Poços

Valores muito altos na variação indicam poços que possuíam VPL positivo e que passaram a ser negativos. É importante lembrar que apenas um poço é fechado por vez, sendo os demais mantidos abertos. O mesmo gráfico foi repetido para os demais poços e tiveram o mesmo comportamento observado.

Aplicando-se o critério para os poços e o fluxograma da Figura 3.4, é possível construir grupos de poços que não apresentam dependência entre si, ou seja, poços cujas alterações podem ser aplicadas na mesma rodada de simulação (Tabela 5.35).

Tabela 5.35: Grupos de Poços Não Dependentes.

Grupo 01	Grupo 02	Grupo 03	Grupo 04	Grupo 05	Grupo 06	Grupo 07
PROD20	PROD-J	PROD17	PROD09	PROD04	PROD02	PROD03
PROD11	PROD05	PROD-A	PROD-D	PROD-F	PROD13	PROD-I
PROD-G	PROD16	PROD01		PROD-B	PROD-E	PROD-C
PROD14	PROD08	PROD-H			PROD15	
	PROD07	PROD19				
	PROD06					

A Tabela 5.36 e Tabela 5.37 mostram as completações dos poços no modelo 2.

Tabela 5.36: Posição dos Poços no Modelo 2 – Plataforma 1.

POÇO	IW	JW	KW
PROD01	12	59	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8
PROD02	13	50	1, 2, 3, 4, 5 e 6
PROD03	4	34	1, 2, 3, 4, 5 e 6
PROD04	15	78	1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7
PROD05	7	67	1, 2, 3, 4 e 5
PROD06	20	72	1, 2, 3 e 4
PROD07	12	40	1, 2, 3, 4 e 5
PROD08	16	84	1, 2, 3, 4, 5 e 6
PROD09	16	13	1, 2, 3, 4 e 5
PROD10	6	52	3, 4, 5 e 6
PROD11	14	6	1, 2, 3, 4 e 5
PROD12	18	50	1, 2, 3, 4 e 5
PROD13	7	72	1, 2, 3 e 4
PROD14	18	33	1, 2, 3, 4 e 5
PROD15	20	79	1, 2, 3, 4 e 5
PROD16	15	15	1, 2, 3 e 4
PROD17	20	38	2, 3, 4, 5 e 6
PROD18	18	22	1, 2, 3, 4 e 5
PROD19	15	2	3, 4, 5 e 6
PROD20	15	89	2, 3, 4 e 5
INJ01	16	57	6, 7 e 8
INJ02	13	74	6, 7, 8 e 9
INJ03	9	40	7, 8 e 9
INJ04	21	11	5, 6, 7 e 8
INJ05	12	87	7, 8 e 9
INJ06	10	35	5, 6, 7, 8 e 9
INJ07	9	63	5, 6, 7 e 8
INJ08	21	90	6, 7, 8 e 9
INJ09	11	12	8, 9 e 10
INJ10	23	34	7, 8, 9 e 10

Tabela 5.37: Posição dos Poços no Modelo 2 – Plataforma 2.

POÇO	IW	JW	KW
PROD-A	12	22	1, 2, 3 e 4
PROD-B	6	85	1, 2, 3, 4 e 5
PROD-C	7	77	1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7
PROD-D	24	48	1, 2, 3 e 4
PROD-E	15	97	1, 2, 3, 4 e 5
PROD-F	24	26	1, 2, 3 e 4
PROD-G	23	66	1, 2 e 3
PROD-H	10	94	1, 2, 3 e 4
PROD-I	5	46	1, 2, 3 e 4
PROD-J	5	62	2, 3, 4 e 5
INJ-A	17	43	5, 6, 7 e 8
INJ-B	15	68	6, 7 e 8
INJ-C	24	59	5, 6, 7 e 8
INJ-D	12	82	5, 6 e 7
INJ-E	14	33	6, 7 e 8

A Tabela 5.38 mostra o cronograma dos poços de acordo com a prioridade e o grupo.

Tabela 5.38: Cronograma de Alterações nos Poços.

Data	GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3	GRUPO 4	GRUPO 5	GRUPO 6	GRUPO 7
01/04/2012	PROD20						
01/07/2012		PROD-J					
01/10/2012		PROD05					
01/01/2013	PROD11						
01/04/2013			PROD17				
01/07/2013		PROD16					
01/10/2013			PROD-A				
01/01/2014	PROD-G						
01/04/2014				PROD09			
01/07/2014			PROD01				
01/10/2014					PROD04		
01/01/2015		PROD08					
01/04/2015					PROD-F		
01/07/2015		PROD07					
01/10/2015			PROD-H				
01/01/2016						PROD02	
01/04/2016			PROD19				
01/07/2016	PROD14						
01/10/2016							PROD03
01/01/2017				PROD-D			
01/04/2017					PROD-B		
01/07/2017							PROD-I
01/10/2017						PROD13	
01/01/2018						PROD-E	
01/04/2018							PROD-C
01/07/2018						PROD15	
01/10/2018		PROD06					

Aplicando a metodologia proposta e utilizando como critério de parada o número de 150 simulações vezes o número de poços produtores no grupo (por exemplo, o grupo 03 terá 750 simulações), avalia-se o conjunto de soluções. Esta avaliação consiste na observação dos valores da função objetivo (VPL) para verificar a convergência da ferramenta para a solução otimizada. Os resultados são mostrados na Tabela 5.39.

Tabela 5.39: Resultado da Aplicação da Metodologia Proposta no Modelo 2.

Caso	ΔNp (milhões m³)	ΔWp (milhões m³)	ΔGp (bilhões m³)	ΔWi (milhões m³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	75,0	140,3	14,3	276,8	34,0	9.523
Otimização Grupo 1	99,5	138,6	19,0	314,4	37,9	13.176
Otimização Grupo 2	103,2	125,5	20,1	308,4	38,5	14.095
Otimização Grupo 3	108,2	118,4	22,5	311,2	39,3	14.632
Otimização Grupo 4	113,3	120,2	22,3	320,3	40,1	15.268
Otimização Grupo 5	113,3	120,2	22,3	320,3	40,1	15.268
Otimização Grupo 6	119,0	124,9	23,4	334,4	41,0	16.010
Otimização Grupo 7	119,0	124,9	23,4	334,4	41,0	16.010
Otimização Final	126,3	135,1	23,9	353,0	42,1	16.556

Pode ser feita uma comparação com o caso base sem restrição (capacidade aumentada), com a otimização do último grupo com a capacidade simplesmente alterada e a otimização final (capacidade, injeção de água e WCT de fechamento otimizados). Os resultados podem ser vistos na Tabela 5.40.

Tabela 5.40: Comparação da Metodologia x Aumento Simples na Capacidade – Modelo 2.

Caso	ΔNp (milhões m³)	ΔWp (milhões m³)	ΔGp (bilhões m³)	ΔWi (milhões m³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	75,0	140,3	14,3	276,8	34,0	9.523
Caso Base Aumento Cap.	94,6	195,7	18,1	363,3	37,1	11.940
Otim. G7 Aumento Cap.	106,0	132,4	20,2	318,5	38,9	14.079
Otimização Final	126,3	135,1	23,9	353,0	42,1	16.556

Nota-se que o caso de otimização final produz praticamente a mesma quantidade de água que o caso base, mas com um fator de recuperação superior. Ainda é possível concluir que a otimização da capacidade em conjunto com a injeção de água e o WCT de fechamento dos poços traz mais resultados do que o aumento simples de capacidade (Otim. G7 Aumento Cap. X Otimização Final).

A Tabela 5.41 mostra os mesmos resultados anteriores em relação ao caso base.

Tabela 5.41: Resultados em Relação ao Caso Base – Modelo 2.

Caso	ΔNp (%)	ΔWp (%)	ΔGp (%)	ΔWi (%)	ΔFR (%)	VPL (%)
Otimização Grupo 1	32,7	-1,2	32,7	13,6	11,5	38,4
Otimização Grupo 2	37,6	-10,5	40,7	11,4	13,2	48,0
Otimização Grupo 3	44,2	-15,6	57,2	12,4	15,5	53,7
Otimização Grupo 4	51,0	-14,3	55,6	15,7	17,9	60,3
Otimização Grupo 5	51,0	-14,3	55,6	15,7	17,9	60,3
Otimização Grupo 6	58,6	-11,0	63,8	20,8	20,5	68,1
Otimização Grupo 7	58,6	-11,0	63,8	20,8	20,5	68,1
Otimização Final	68,4	-3,7	67,3	27,5	24,0	73,9

Do mesmo modo que a Tabela 5.40, a Tabela 5.42 traz a comparação entre o aumento da capacidade feito de maneira isolada e o aumento da mesma em conjunto com a injeção e o WCT de fechamento.

Tabela 5.42: Comparação da Metodologia x Aumento Simples na Capacidade (Relação ao Caso Base) – Modelo 2.

Caso	ΔNp (%)	ΔWp (%)	ΔGp (%)	ΔWi (%)	ΔFR (%)	VPL (%)
Caso Base Aumento Cap.	26,1	39,5	26,6	31,2	9,2	25,4
Otim. G7 Aumento Cap.	41,2	-5,6	41,3	15,1	14,5	47,8
Otimização Final	68,4	-3,7	67,3	27,5	24,0	73,9

Outra maneira de visualizar os resultados da Tabela 5.41 e da Tabela 5.42 é através da Figura 5.38.

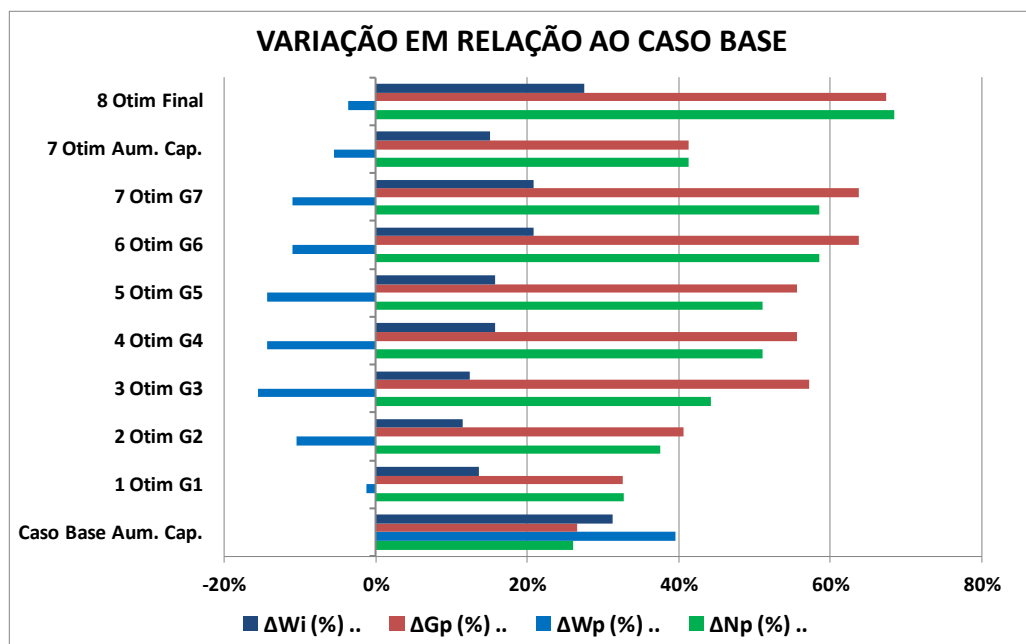


Figura 5.38: Gráfico de Variação dos Resultados em Relação ao Caso Base (Modelo 2).

A Figura 5.39 mostra a produção de água em alguns dos casos, onde se nota a diferença entre as vazões de água no caso base com aumento da capacidade e no caso otimizado final.

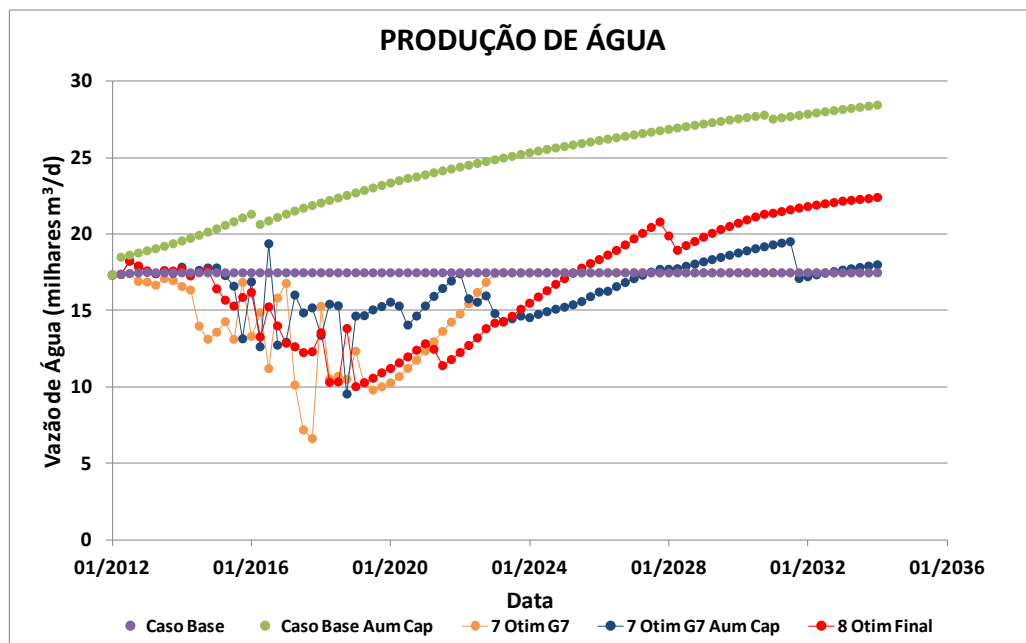


Figura 5.39: Comparação entre Produção de Água (Modelo 2).

O aumento da produção de gás numa proporção diferente ao aumento da produção de óleo é explicado pela alteração da RGO nos diferentes casos conforme demonstra a Figura 5.40.

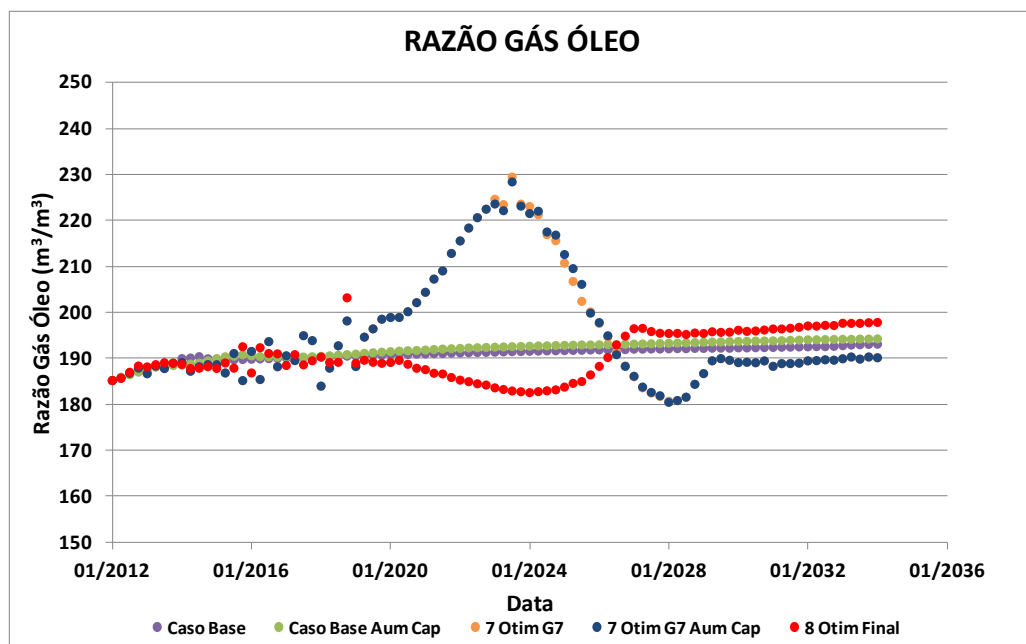


Figura 5.40: Variação da RGO (Modelo 2).

É possível visualizar a evolução do processo através da Figura 5.41, que mostra a evolução do VPL em função do número de simulações.

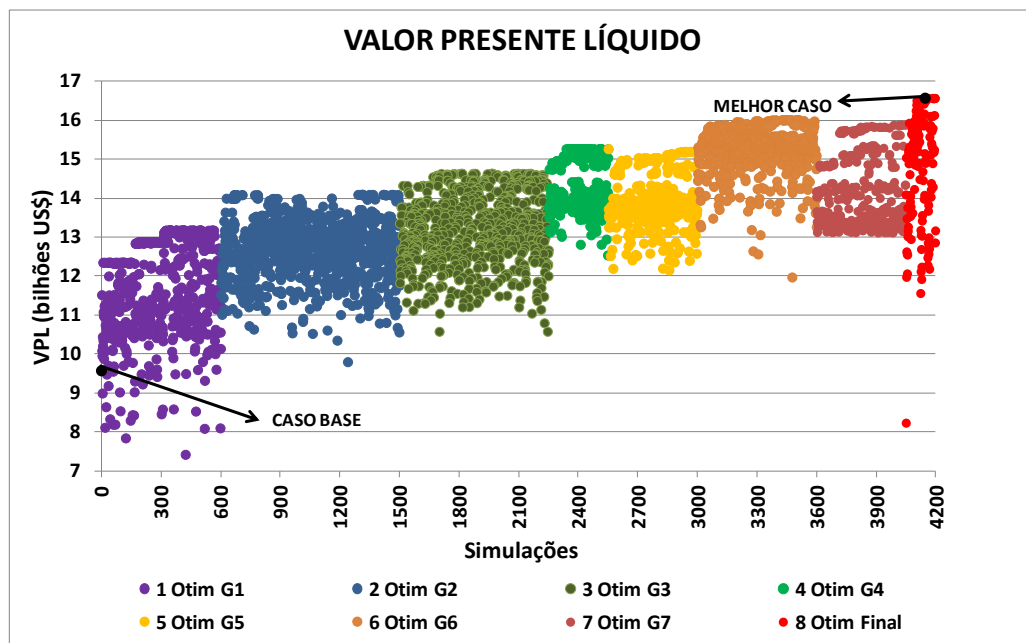


Figura 5.41: VPL x Número de Simulações nos Diversos Casos (Modelo 2).

Nota-se a evolução dos casos de otimização desde o Grupo 01 até o caso onde há a flexibilização da capacidade de tratamento de água da plataforma. A Figura 5.42 mostra a evolução do VPL em função da produção acumulada de óleo.

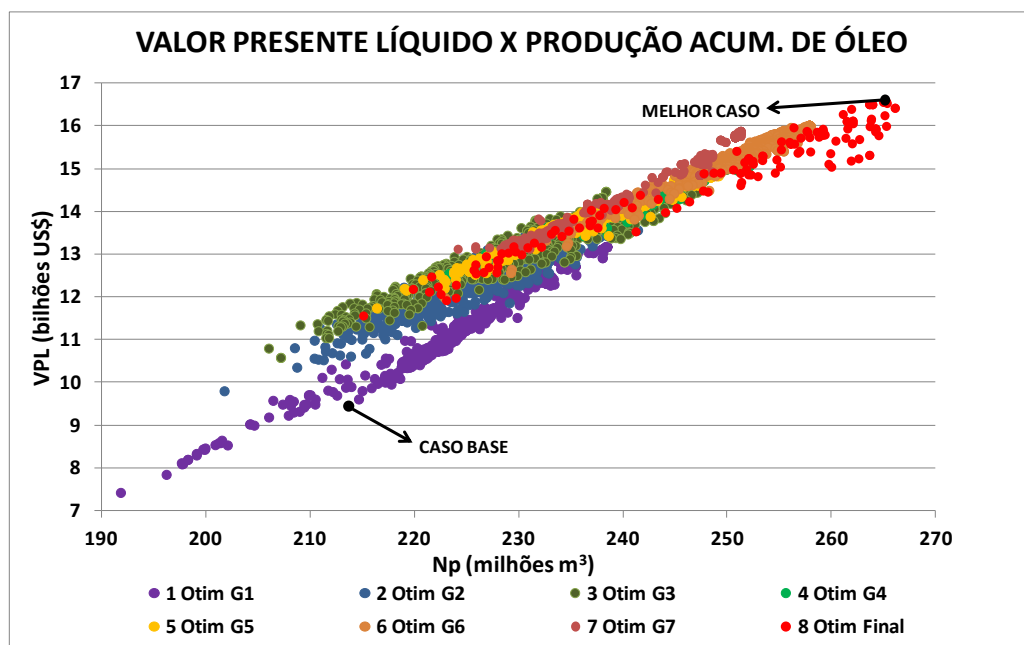


Figura 5.42: VPL x Np nos Diversos Casos (Modelo 2).

Pode-se ver que nem sempre o maior valor presente líquido está associado ao maior valor de produção acumulada de óleo. Nas regiões onde a correlação entre os dois parâmetros é evidente, significa que o acréscimo de VPL está associado ao aumento de produção de óleo e não a outros fatores como, por exemplo, a diminuição do corte de água.

A Figura 5.43 mostra o VPL em função da produção acumulada de água, onde é possível observar a tendência de redução do valor até a fase de otimização final, onde o sistema passa a ter uma capacidade maior para a produção de água.

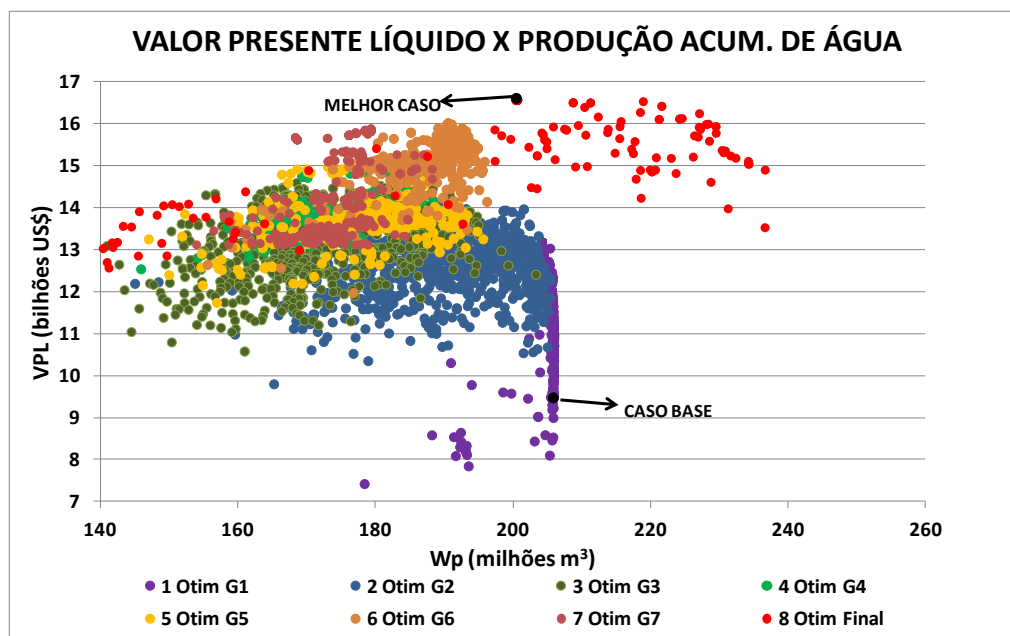


Figura 5.43: VPL x Wp nos Diversos Casos.

Nota-se a seguir um aumento inicial gradual da produção de gás, seguido a tendência de aumento da produção de óleo (Figura 5.44).

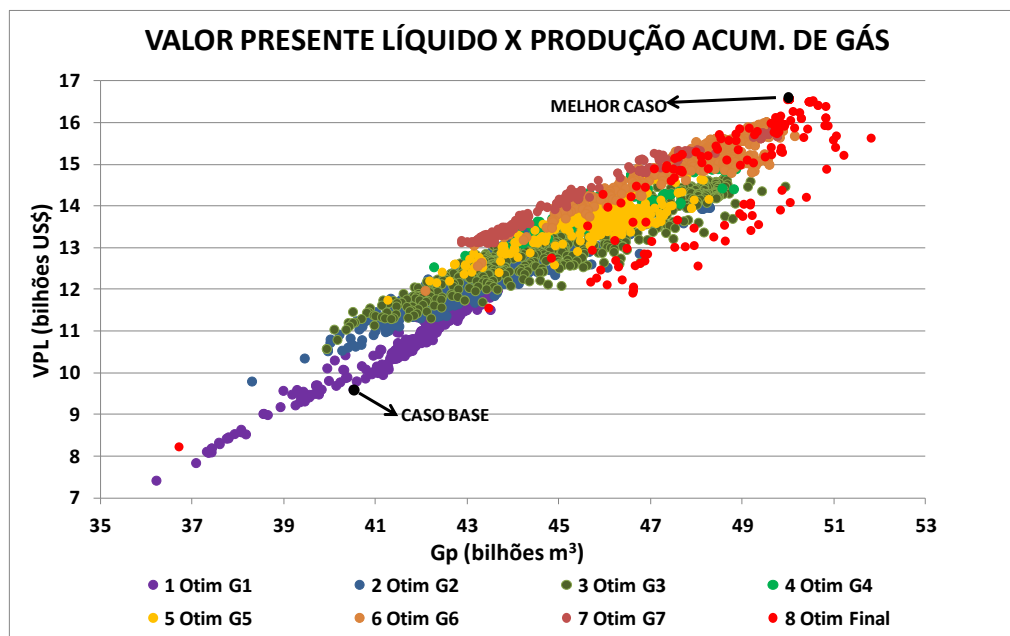


Figura 5.44: VPL x Gp nos Diversos Casos.

Outra forma de ver o aumento da produção de gás é através da evolução do VPL em função da RGOp (Gp/Np), mostrada na Figura 5.45.

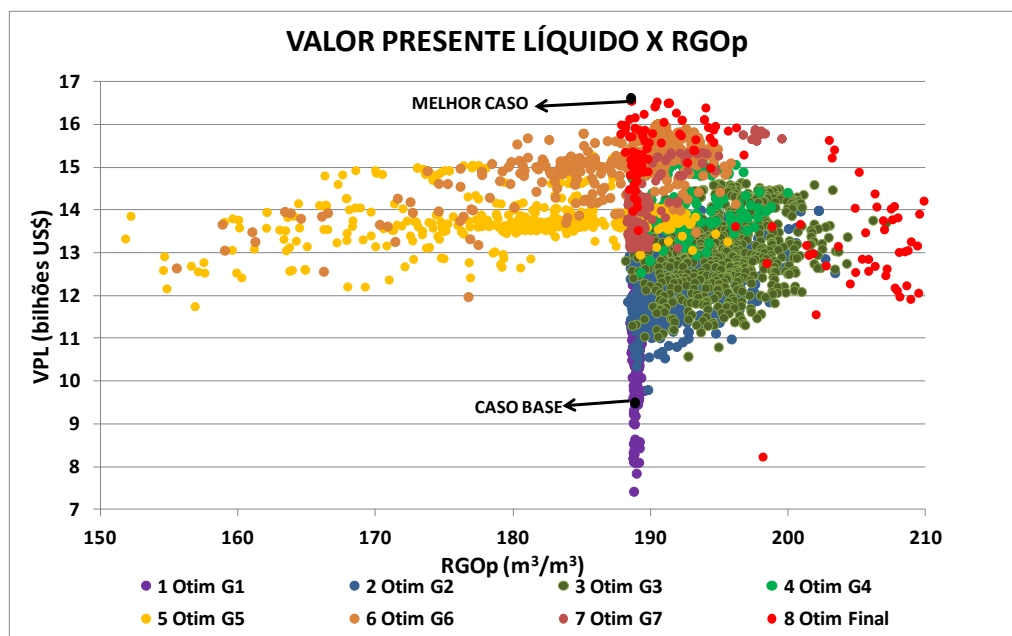


Figura 5.45: VPL x RGOp nos Diversos Casos.

Nota-se um aumento da injeção de água ao longo da otimização dos grupos de poços (Figura 5.46), principalmente na etapa de otimização final.

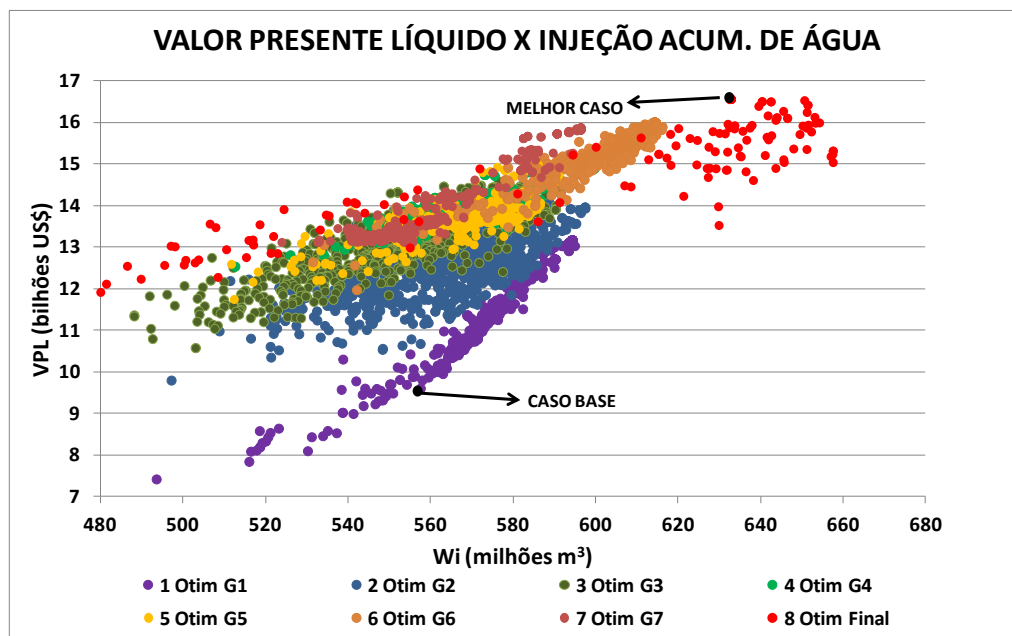


Figura 5.46: VPL x Wi nos Diversos Casos.

Também é possível observar a relação entre o VPL e a razão entre a injeção e produção de líquido, notando o aumento deste valor. A Figura 5.47 indica que esta relação deve apresentar um ponto ótimo, ou seja, num reservatório a injeção e a produção devem estar equilibradas.

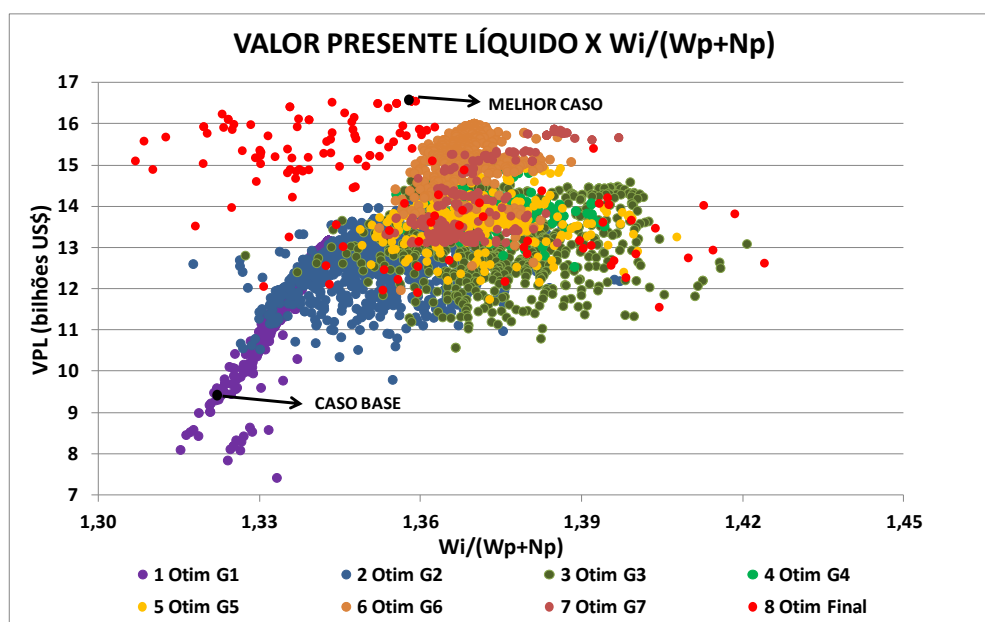


Figura 5.47: VPL x $W_i/(W_p+N_p)$ nos Diversos Casos.

As ações sugeridas no processo de melhoria da estratégia são apresentadas pela Tabela 5.43 a Tabela 5.49.

Tabela 5.43: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 1.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q_{wi} poço relacionado (m^3/d)
PROD20	..	5	75	7 e 8	1.000
PROD11	..	1,2 e 4	65	..	-
PROD-G	SUB06	..	..	8	2.000
PROD14	..	2	65	6 e 7	2.000

Tabela 5.44: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 2.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q_{wi} poço relacionado (m^3/d)
PROD-J	SUB07	..	..	5 e 7	3.500
PROD05	..	1 e 2	85	5 e 7	3.500
PROD16	SUB02	..	..	8	500
PROD08	..	2	75	6 e 7	2.500
PROD07	SUB04	..	..	6	2.500
PROD06	..	1, 2, 3 e 4	75	6 e 7	2.000

Tabela 5.45: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 3.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q _{wi} poço relacionado (m³/d)
PROD17	..	2, 3 e 6	85	..	-
PROD-A	..	2	65	8 e 10	3.500
PROD01	..	1, 2, 6 e 8	65	6 e 8	3.500
PROD-H	SUB09	..	..	8 e 9	3.500
PROD19	..	..	..	8 e 10	3.500

Tabela 5.46: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 4.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q _{wi} poço relacionado (m³/d)
PROD09	..	3 e 4	95	6, 7 e 8	2.000
PROD-D	SUB05	..	..	6 e 7	3.500

Tabela 5.47: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 5.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q _{wi} poço relacionado (m³/d)
PROD04	..	1 a 7	95	6 a 9	3.500
PROD-F	..	1 a 4	95	7 a 10	3.500
PROD-B	..	1 a 5	95	8 e 9	3.500

Tabela 5.48: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 6.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q _{wi} poço relacionado (m³/d)
PROD02	..	1 a 4, e 6	70	5 e 8	3.000
PROD13	..	4	90	6 e 7	2.000
PROD-E	..	1	80	8 e 9	1.500
PROD15	SUB08	..	..	6 e 7	3.500

Tabela 5.49: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Grupo 7.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q _{wi} poço relacionado (m³/d)
PROD03	..	1 a 6	95	5 a 9	3.500
PROD-I	..	1 a 4	95	7 a 9	3.500
PROD-C	..	1 a 7	95	6 a 9	3.500

A Tabela 5.50 mostra a localização e o limite de WCT dos poços substitutos.

Tabela 5.50: Localização, Completação e WCT de Fechamento dos Poços Substitutos.

Poço	IW	JW	Camada	WCT limite (%)
SUB01	..	..	..	..
SUB02	20	25	3 e 5	85
SUB03	..	..	..	..
SUB04	9	51	2	75
SUB05	22	56	2 e 3	65
SUB06	19	63	2 e 5	70
SUB07	6	74	3, 4 e 5	75
SUB08	24	73	1, 4 e 5	90
SUB09	5	97	2, 3 e 5	95
SUB10	..	..	..	..

Na etapa de “otimização final”, os valores sugeridos de vazão de injeção de água e corte máximo de água estão colocados na Tabela 5.51. Nota-se que os valores de injeção são significativamente diferentes daqueles apresentados nas etapas anteriores, devido à possibilidade de poços limitados poderem ser abertos plenamente.

Tabela 5.51: Valores Sugeridos de Vazão de Injeção e Corte de Água.

Poço	WCT limite (%)	Poço Injetor	Q _{wi} (m ³ /d)
PROD01	95	INJ01	2.500
PROD02	85	INJ02	3.500
PROD03	85	INJ03	3.500
PROD04	80	INJ04	2.500
PROD05	95	INJ05	3.000
PROD06	85	INJ05	3.500
SUB04	80	INJ06	2.500
PROD08	80	INJ07	3.500
PROD09	90	INJ08 - 01/04/2012 a 01/01/2018	3.000
PROD11	80	INJ08 - a partir de 01/01/2018	3.500
PROD13	90	INJ09	3.500
PROD14	80	INJ10	2.500
SUB08	85	INJ-A - 01/04/2013 a 01/01/2016	3.000
SUB02	85	INJ-A - a partir de 01/01/2016	3.500
PROD17	95	INJ-B - 01/10/2017 a 01/10/2018	2.500
PROD19	95	INJ-B - a partir de 01/10/2018	3.500
PROD20	85	INJ-C	3.500
PROD-A	95	INJ-D - 01/01/2015 a 01/07/2018	3.500
PROD-B	80	INJ-D - a partir de 01/07/2018	3.000
PROD-C	85	INJ-E - 01/07/2015 a 01/07/2016	2.500
SUB05	95	INJ-E - a partir de 01/07/2016	3.500
PROD-E	95		
PROD-F	90		
SUB06	85		
SUB09	95		
PROD-I	90		
SUB07	85		

A avaliação do desempenho e da contribuição dos poços antes e após o processo de otimização pode ser feita com o auxílio dos gráficos mostrados na Figura 5.48 e Figura 5.49.

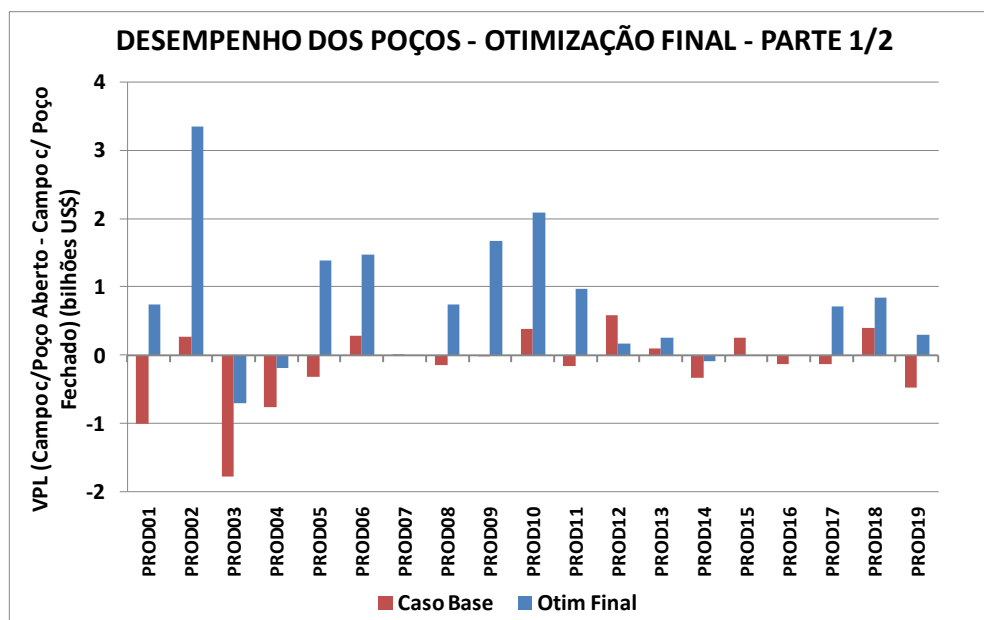


Figura 5.48: Avaliação do Desempenho dos Poços - Parte 1/2.

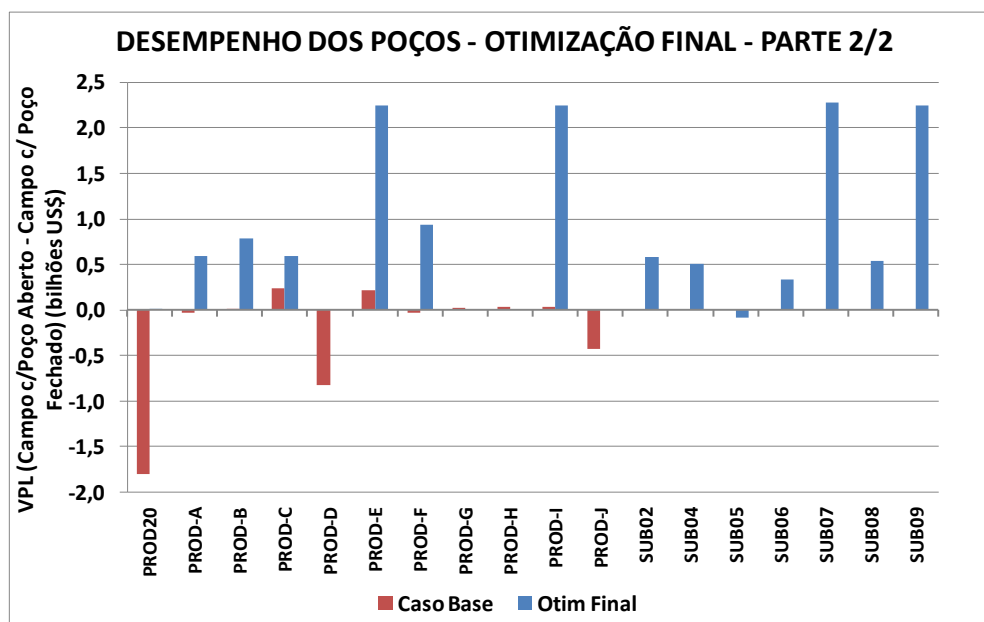


Figura 5.49: Avaliação do Desempenho dos Poços - Parte 2/2.

Nota-se que embora nem todos os poços passassem a apresentar incrementos positivos, quase todos apresentaram melhora de desempenho. Por fim, a Figura 5.50 apresenta os incrementos de VPL para três cenários de preços em relação ao caso base.

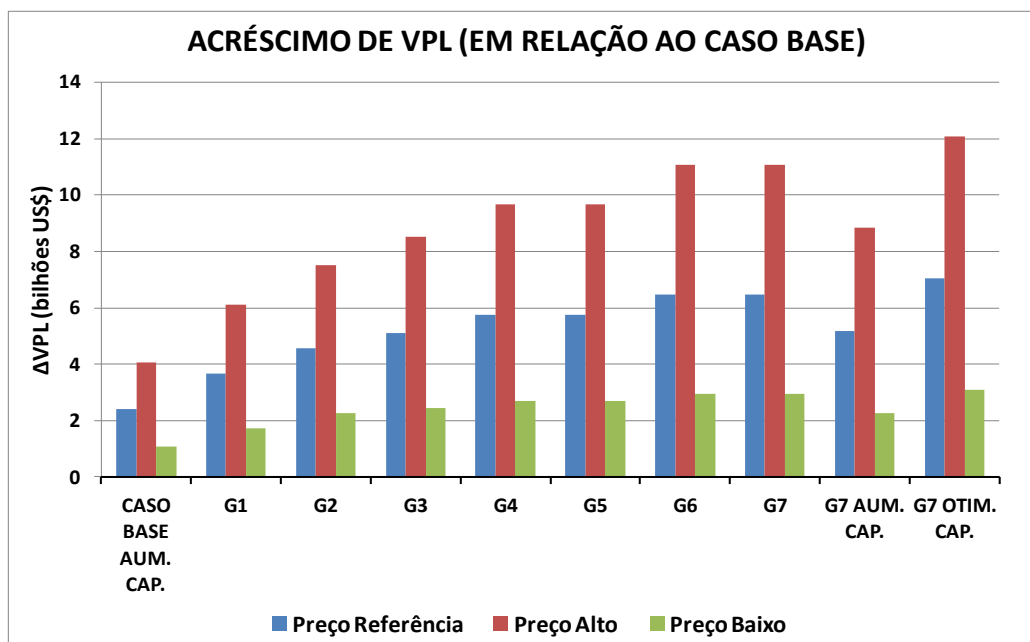


Figura 5.50: Incrementos de VPL em Relação ao Caso Base.

Nota-se que o processo de otimização para um cenário de preços não conduz necessariamente às mesmas ações que no caso de um cenário de preço mais baixo, pois o melhor caso para um cenário não precisa ser o melhor para outro.

5.2.3 Comparação da Otimização do Grupo 01 x Pares de Poços

A otimização do Grupo 01 foi feita com a alteração em 04 pares de poços (PROD20 e INJ08, PROD11 e INJ09, PROD-G e INJ-C, PROD14 e INJ-E). Foi realizado um processo onde estes pares são variados separadamente e então comparados com a solução proposta para o grupo.

A Tabela 5.52 mostra os resultados do processo para os 04 pares integrantes do Grupo 01.

Tabela 5.52: Resultado da Metodologia Aplicada no Grupo 01 x Pares de Poços.

Caso	ΔNp (milhões m³)	ΔWp (milhões m³)	ΔGp (bilhões m³)	ΔWi (milhões m³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	75,0	140,3	14,3	276,8	34,0	9.523
Otimização PROD20	78,7	140,3	15,0	282,9	34,6	10.221
Otimização PROD11	85,4	140,0	16,3	293,3	35,6	11.309
Otimização PROD-G	94,1	139,0	18,0	306,3	37,0	12.524
Otimização PROD14	93,3	139,3	18,0	305,0	36,9	12.525
Otimização Grupo 1	99,5	138,6	19,0	314,4	37,9	13.176

A Tabela 5.53 mostra os mesmos resultados anteriores em relação ao caso base.

Tabela 5.53: Resultados em Relação ao Caso Base: Grupo 01 x Pares de Poços.

Caso	ΔNp (%)	ΔWp (%)	ΔGp (%)	ΔWi (%)	ΔFR (%)	VPL (%)
Otimização PROD20	4,9	-	5,2	2,2	1,7	7,3
Otimização PROD11	13,8	-0,2	14,1	6,0	4,8	18,8
Otimização PROD-G	25,4	-0,9	25,7	10,7	8,9	31,5
Otimização PROD14	24,3	-0,7	24,4	10,2	8,5	31,5
Otimização Grupo 1	32,7	-1,2	32,7	13,6	11,5	38,4

Nota-se que a otimização conjunta dos poços do Grupo 01 apresentou soluções melhores do que o processo feito de maneira separada, principalmente pelo fato das simulações do último par (PROD14 e INJ-E) não terem obtido um acréscimo de VPL.

É possível visualizar a evolução do processo através da Figura 5.51, que mostra a evolução do VPL em função do número de simulações.

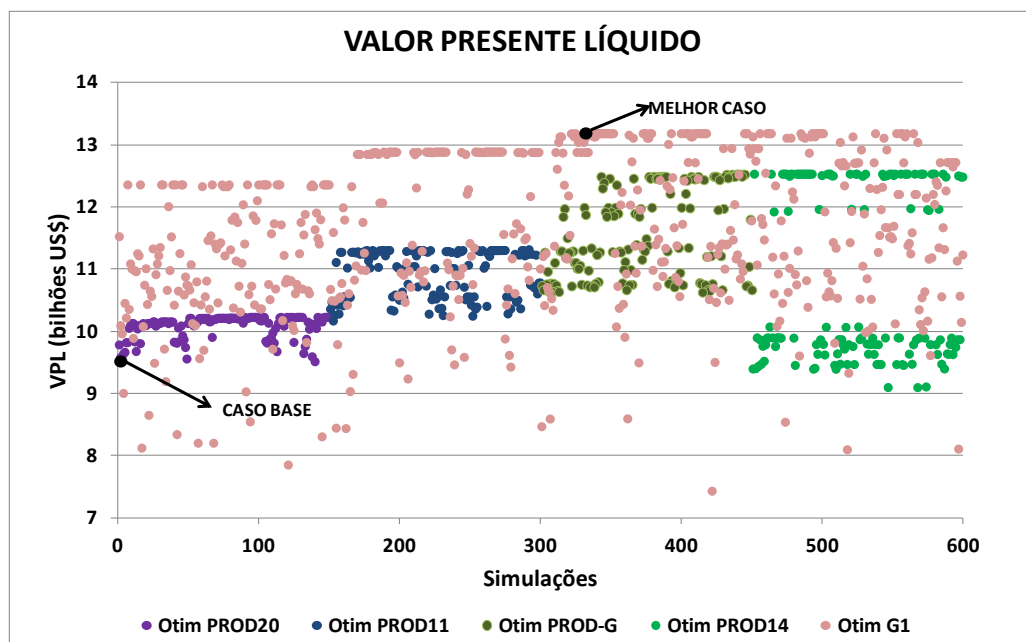


Figura 5.51: VPL x Número de Simulações – Comparação entre Grupo 01 e Pares de Poços.

Nota-se a evolução dos casos de otimização desde o PROD20 até o PROD14, comparando com o processo do Grupo 01. A Figura 5.52 mostra a evolução do VPL em função da produção acumulada de óleo.

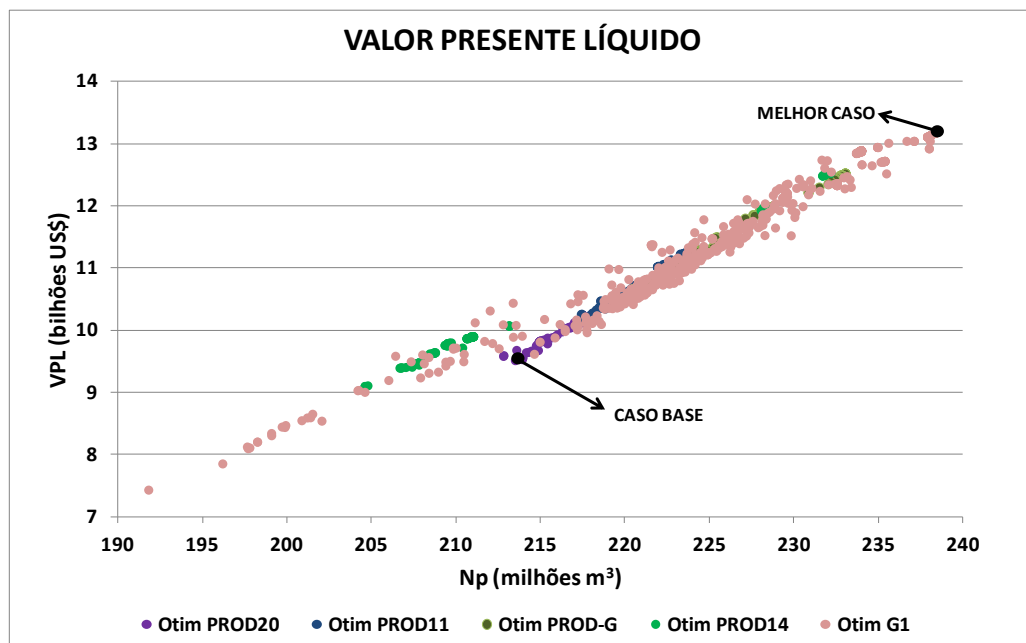


Figura 5.52: VPL x Np – Comparação entre Grupo 01 e Pares de Poços.

As ações sugeridas no processo de melhoria da estratégia são apresentadas pela Tabela 5.54.

Tabela 5.54: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Caso Base – Pares do Grupo 01.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q _{wi} poço relacionado (m³/d)
PROD20	SUB10	..	..	7 e 8	3.000
PROD11	SUB01	..	..	8, 9 e 10	2.000
PROD-G	SUB06	..	..	5, 7 e 8	-
PROD14	..	4	65	..	-

A Tabela 5.55 mostra a localização e o limite de WCT dos poços substitutos.

Tabela 5.55: Localização, Completação e WCT de Fechamento dos Poços Substitutos.

Poço	IW	JW	Camada	WCT limite (%)
SUB01	22	2	1, 2, 3 e 5	65
SUB06	20	63	1 a 5	65
SUB10	18	99	1 e 2	80

Nota-se que o processo inicial (Tabela 5.43) não obteve como melhor solução a substituição do PROD20 pelo SUB10, nem a do PROD11 pelo SUB01. Comparando os resultados, notam-se ainda diferenças nas alterações das completações e nas vazões de injeção.

5.2.4 Comparação com Processo Global Sem Aumento de Capacidade

Comparando-se o processo proposto com outro feito de maneira global, onde todas as alterações são feitas simultaneamente (sem permitir o aumento de capacidade de tratamento de água), têm-se os seguintes resultados (Tabela 5.56).

Tabela 5.56: Comparação da Metodologia Proposta com o Processo Global Sem Aumento de Capacidade.

Caso	ΔN_p (milhões m³)	ΔW_p (milhões m³)	ΔG_p (bilhões m³)	ΔW_i (milhões m³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	75,0	140,3	14,3	276,8	34,0	9.523
Otimização Grupo 7	119,0	124,9	23,4	334,4	41,0	16.010
Otimização Global S/ Aumento (2000 simulações)	107,2	86,0	24,3	270,7	39,1	14.615

Nota-se que o processo global não conseguiu atingir os mesmos valores que a otimização feita por grupos, tendo em vista o excesso de variáveis a serem trabalhadas simultaneamente, prejudicando o desempenho da ferramenta de otimização utilizada.

5.3 Influência das Variáveis no Processo

Considerando o processo de otimização do Modelo 1 sem a etapa final, foram consideradas para análise 46 variáveis (desconsiderando, por exemplo, variáveis relacionadas ao poço PROD03 que foi substituído). Considerando a relação proposta por Cohen (1988), a Tabela 5.57 mostra o número de variáveis com correlação média e forte com o VPL (valores absolutos superiores a 0,3).

Tabela 5.57: Número de Variáveis de Correlação Média e Forte com o VPL (Modelo 1).

	1 Otim PROD03	2 Otim PROD07	3 Otim PROD08	4 Otim PROD09	5 Otim PROD02	6 Otim PROD01	Total
Variáveis Completação (COMP)	8	6	6	4	3	4	31
Variáveis de Vazão de Injeção (INJ)	1	1	1	1	1	1	6
Variáveis WCT (WCT)	-	1	1	1	1	1	5
Variáveis de Posição (POS)	4	-	-	-	-	-	4
Total	13	8	8	6	5	6	46
$ COMP > 0,3$	2	4	2	1	1	1	11
$ INJ > 0,3$	1	1	1	-	1	-	4
$ WCT > 0,3$	-	-	-	1	-	-	1
$ POS > 0,3$	2	-	-	-	-	-	2
$ Total > 0,3$	5	5	3	2	2	1	18
% $ COMP > 0,3$	25	67	33	25	33	25	35
% $ INJ > 0,3$	100	100	100	-	100	-	67
% $ WCT > 0,3$	..	-	-	100	-	-	20
% $ POS > 0,3$	50	..	..	..	..	..	50
% $ Total > 0,3$	38	63	38	33	40	17	39

Nota-se que as variáveis relacionadas às camadas dos poços e às vazões de injeção apresentam maior proporção que as variáveis de posição e de limite de WCT. As regiões dos poços novos foram definidas pelo mapa de qualidade, portanto espera-se que ocorram apenas

pequenas variações em função de ajustes na posição, ou seja, estas variáveis não devem apresentar uma correlação expressiva com o VPL. Com relação o WCT, este é fortemente influenciado pelas vazões de injeção e pelas camadas onde os produtores estão colocados.

A Tabela 5.58 mostra o número de variáveis com correlação média e forte com o VPL para o Modelo 2.

Tabela 5.58: Número de Variáveis de Correlação Média e Forte com o VPL (Modelo 2).

	1 Otim G1	2 Otim G2	3 Otim G3	4 Otim G4	5 Otim G5	6 Otim G6	7 Otim G7	Total
Variáveis Completação (COMP)	33	47	39	18	27	31	29	224
Variáveis de Vazão de Injeção (INJ)	4	5	4	2	3	4	3	25
Variáveis WCT (WCT)	4	6	5	2	3	4	3	27
Variáveis de Posição (POS)	2	6	2	1	-	2	-	13
Total	43	64	50	23	33	41	35	289
$ COMP > 0,3$	33	11	39	12	9	27	-	131
$ INJ > 0,3$	1	1	4	1	3	2	-	12
$ WCT > 0,3$	2	-	2	-	-	-	-	4
$ POS > 0,3$	-	-	1	-	-	-	-	1
$ Total > 0,3$	36	12	46	13	12	29	-	148
% $ COMP > 0,3$	100	23	100	67	33	87	-	58
% $ INJ > 0,3$	25	20	100	50	100	50	-	48
% $ WCT > 0,3$	50	-	40	-	-	-	-	15
% $ POS > 0,3$	-	-	50	-	..	-	..	8
% $ Total > 0,3$	84	19	92	57	36	71	-	51

Novamente, nota-se que as variáveis relacionadas às camadas dos poços e às vazões de injeção apresentam maior proporção que as variáveis de posição e de limite de WCT. Existem muito mais variáveis relacionadas às completações dos poços do que as demais, mas deve-se notar que existe um número próximo de variáveis de vazão de injeção e de limite de WCT, mas uma porcentagem maior das primeiras possui correlação média ou forte com o VPL. Novamente, não há correlação expressiva das variáveis de posição com o VPL.

5.4 Integração com as Correlações Multifásicas

A ferramenta de simulação permite o uso de correlações de escoamento em vez de tabelas de escoamento vertical, permitindo o ajuste da melhor correlação para cada poço. De acordo com Shoham (2006), as correlações mais comumente utilizadas são Hagedorn e Brown (1965), Duns e Ros (1963), Orkiszewski (1967), Aziz *et al.* (1972), e Hasan e Kabir (1988), além da correlação de Beggs e Brill (1973), que pode ser utilizada para escoamentos verticais e horizontais. Destas, apenas a penúltima não está disponível na ferramenta de simulação utilizada. O simulador ainda possui duas opções de modelos chamados *black-box*, o modelo homogêneo sem escorregamento de fases (*no-slip model*) e o modelo *drift-flux*, além de uma opção de cálculo próprio.

Para ilustrar os efeitos do uso de correlações, a Tabela 5.59 mostra uma análise do uso de diversas correlações no Modelo 2.

Tabela 5.59: Comparação entre as correlações e modelos de escoamento (Modelo 2).

	Caso Base	Caso Base s/ Restrição		Caso Base	Caso Base s/ Restrição	
Correlação	Np (milhões m ³)	Np (milhões m ³)	Dif. Np (milhões m ³)	VPL (milhões US\$)	VPL (milhões US\$)	Dif. VPL (milhões US\$)
Cálculo Próprio	213,9	233,5	19,6	9.523	11.940	2.416
Aziz <i>et al.</i>	232,3	248,9	16,6	11.217	13.538	2.321
Beggs e Brill	235,2	243,1	7,7	12.097	12.515	418
Duns e Ros	234,5	242,1	7,5	11.844	12.164	321
Hagedorn e Brown	241,2	246,9	5,7	12.703	12.873	170
Orkiszewski	237,2	246,5	9,4	12.145	12.974	829
No-Slip	238,0	242,4	4,4	12.180	12.187	8
Drift-Flux	235,5	240,4	4,8	12.563	12.267	-296

Nota-se que existem grandes diferenças entre as correlações, mostrando que a escolha delas afetam os projetos e consequentemente as decisões a serem tomadas.

Para ilustrar como o uso de correlações pode influenciar o resultado de uma otimização, o processo do Grupo 01 foi repetido para o modelo “*Drift-Flux*” e os resultados são mostrados na Tabela 5.60.

Tabela 5.60: Resultado da Metodologia Aplicada no Grupo 01 – Modelo “*Drift-Flux*”.

Caso	ΔNp (milhões m³)	ΔWp (milhões m³)	ΔGp (bilhões m³)	ΔWi (milhões m³)	FR (%)	VPL (milhões US\$)
Caso Base	91,0	138,6	17,4	306,6	37,4	12.563
Caso Base Aumento Cap.	95,9	194,3	18,3	369,6	38,2	12.267
Otim. G1 (400 simulações)	106,0	136,5	19,9	328,0	39,8	14.744

As ações sugeridas no processo de melhoria da estratégia são apresentadas pela Tabela 5.61.

Tabela 5.61: Ações Sugeridas pela Metodologia Aplicada ao Modelo “*Drift-Flux*” – Grupo 01.

Poço	Substituição	Completação Sugerida Produtor	WCT limite (%)	Completação Sugerida Injetor	Q_{wi} poço relacionado (m³/d)
PROD20	..	3, 4 e 5	85	8 e 9	1.000
PROD11	SUB01	..	..	8	2.500
PROD-G	SUB06	..	..	6 e 7	3.000
PROD14	..	1, 2 e 4	75	6	1.000

A Tabela 5.62 mostra a localização e o limite de WCT dos poços substitutos:

Tabela 5.62: Localização, Completação e WCT de Fechamento dos Poços Substitutos.

Poço	IW	JW	Camada	WCT limite (%)
SUB01	20	3	2 e 4	80
SUB06	20	62	1 e 4	80

Nota-se que as ações propostas neste caso são bem diferentes daquelas do modelo inicial utilizado (Cálculo Próprio), não somente nos poços substitutos, mas também nos valores de injeção de água, limite de corte de água e nas camadas a serem mantidas abertas.

Deve-se lembrar de que embora a integração possibilite estas análises, ela também insere outras incertezas no modelo, onde o profissional deve avaliar e decidir quais as correlações mais adequadas e representativas para cada poço dentro do contexto de produção do campo. Isto, sem dúvida irá conduzir a uma integração entre profissionais de reservatórios e de elevação e escoamento. A integração, porém se mostra necessária, pois pode afetar a qualidade das decisões.

6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS

As principais conclusões e contribuições do presente trabalho estão resumidas abaixo.

6.1 Contribuições

- Classificação dos poços através da sua contribuição para o campo, em vez do seu comportamento de produção. Este procedimento é capaz de identificar poços que atrapalham o desempenho de outros e prejudicam o desempenho do campo.
- Otimização do injetor simultaneamente com o produtor.
- Avaliação da restrição da produção inserida num processo de melhoria dos poços.
- Utilização e aplicação de um simulador de nova geração.

6.2 Conclusões

- Considerando o processo, é possível concluir que o mapa de qualidade foi útil para indicar as regiões mais adequadas para novas locações de poços.
- Também fica demonstrado que nos cenários com restrição, o simples aumento da capacidade não deve ser analisado isoladamente e o desempenho dos poços deve ser avaliado antes de qualquer tomada de decisão. O aumento da capacidade de tratamento de água em conjunto com a avaliação da injeção e do corte de água dos poços pode trazer resultados melhores.
- A metodologia foi eficaz ao direcionar a solução otimizada para o mesmo nível de valores indicados por um processo mais global com a vantagem da geração de menor número de soluções com valores muito baixos de VPL, ou seja, com estratégias não viáveis a serem simuladas. A metodologia também se mostrou útil para o caso de campos com muitos poços onde o problema pode ser dividido em partes para evitar problemas de otimização com muitas variáveis.

- Os resultados mostram que a metodologia é eficiente ao promover aumentos na produção de óleo e gás, conjuntamente com a diminuição do manuseio de água ou um acréscimo muito pequeno comparado à produção de óleo e gás, promovendo o aumento do fator de recuperação e do valor presente líquido do projeto.

6.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

- Avaliar o mapa de qualidade com relação ao comportamento das suas diferentes partes constituintes.
- Considerações sobre as perdas de carga nas colunas e linhas de produção. As correlações são importantes para ajustar o período histórico, mas também para prever possíveis questões sobre a injeção de *gás-lift* em cenários de pressões mais elevadas.
- Estudar funções mistas como, por exemplo, o VPL com Retorno Sobre Investimento, ou VPL com a Taxa Interna de Retorno.
- Estudar a redução da função objetivo (VPL) caso algum parâmetro se altere de maneira indesejada, como a RGO ou a pressão média do campo, ou utilizar uma função multiobjetivo.
- Incluir mudanças no método de elevação como opção na lista de ações dos produtores.
- Incluir alterações no diâmetro da coluna de produção como opção na lista de ações dos produtores.
- Incluir a opção de inserir poços injetores nas regiões indicadas pelo mapa de qualidade.
- Avaliar casos onde existem aquíferos atuantes e não há injeção de água.
- Avaliar outras restrições como a produção de gás, por exemplo, ou mesmo duas ou mais restrições simultâneas.
- Estudo de casos onde dois ou mais reservatórios utilizam a mesma unidade de produção.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-MATAR, B. S.; PATHAK, A.; MANDAL, D.; KILLOUGH, J.; FLEMING, G.; ENGLE, C.; BROCK, N.; VARMA, S. **Next-Generation Modeling of a Middle Eastern Multireservoir Complex**, SPE 106069. SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston, Texas. United States, 26-28 Fevereiro 2007.

ANDRADE FILHO, A. C. B. **Optimal Scheduling of Development in an Oil Field**. Dissertação de Mestrado - Petroleum Engineering Department, Stanford University, 1994.

ARCHER, J. S.; WALL, C.G. **Petroleum Engineering Principles and Practice**. Graham & Trotman Ltd., 1986.

AZIZ, K.; GOVIER, G. W.; FOGARASI, M. **Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas**. Journal of Canadian Petroleum Technology. Canada, jul.-set. 1972, p. 38-48.

BABU, D. K., ODEH, A. S. **Productivity of Horizontal Well**, SPE 18298. SPE Reservoir Engineering Journal. United States, nov. 1989.

BARRETO, C. E. A. G.; MAZO, E. O. M.; SCHIOZER, D. J. **Análise da Determinação do Corte de Água Ótimo para o Gerenciamento de Águas sob Restrições Operacionais**. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil, 13-16 Setembro 2010.

BARROUX, C. C.; DUCHET-SUCHAUX, P.; SAMIER, P.; NABIL, R. **Linking Reservoir and Surface Simulators: How to Improve the Coupled Solutions**, SPE 65159. SPE European Petroleum Conference. Paris, France, 24-25 Outubro 2000.

BATYCKY, R.P., THIELE, M.R., BLUNT, M. J. **A Streamline-Based Reservoir Simulation of the House Mountain Waterflood**. Stanford Center for Reservoir Forecasting (SCRF) Annual Report, Stanford University, United States, 1997.

BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. **A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes**. Journal of Petroleum Technology. United States, mai. 1973, p. 607-617.

BENTO, D. F. **Influência de Restrições de produção na Definição da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

BENTO, D. F.; SCHIOZER, D. J. **The Influence of the Production Lines Drop Pressure in the Definition of Oilfield Drainage Strategy**, SPE 138259. SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Peru, 1-3 Dezembro 2010.

BREAUX, E. J.; MONROE, S. A.; BLANK, L. S.; YARBERRY Jr., D. W.; AL-UMRAN, S. A. **Application of a Reservoir Simulation Interfaced with a Surface Facility Network: A Case History**, SPE 11479. SPE Middle East Oil Technical Conference. Manama, Bahrain, jun. 1985.

CÂMARA, R. J. B.; ROCHA, P. S.; FERREIRA, L. E. A. **Campos Maduros de Petróleo – Definição para Efeitos Regulatórios**. Universidade de Salvador – UNIFACS, 2002.

CAMPOZANA, F. P.; ALMEIDA, R. L.; MADEIRA, M. G.; SOUSA, S. H. G.; SPINOLA, M. **Optimization of Surface Network and Platform Location Using a Next Generation Reservoir Simulator Coupled With an Integrated Asset Optimizer – Application to an Offshore Deep Water Oil Field in Brazil**, IPTC 12500. International Petroleum Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 Dezembro 2008.

CAVALCANTE FILHO, J. S. A. **Metodologia de Geração de Mapas de Qualidade com Aplicação na Seleção e Otimização de Estratégias de Produção**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005.

CHEATWOOD, C., GUZMAN, A. E. **Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicotepec Field, Mexico.** SPE 74407. SPE International Petroleum Conference and Exhibition. Villahermosa, Mexico, 10-12 Fevereiro 2002.

COHEN, J. **Statistical Power Analysis for the Behavioral Sciences**, 2nd Edition. Lawrence Erlbaum Associates, Inc., Hillsdale, New Jersey, United States. 1988.

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. New Orleans, Louisiana. United States, 30 Setembro-3 Outubro 2001.

COSTE, J. F.; VALOIS, J. P. **An Innovative Approach for the Analysis of Production History in Mature Fields: A Key Stage for Field Re-engineering.** SPE 62880. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, United States, 1-4 Outubro 2000.

COTRIM, H. A. **Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando Modelagem Integrada de Produção.** Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012.

COTRIM, H. A.; HOHENDORFF FILHO, J. C.; SCHIOZER, D. J. **Production Optimization Considering Interaction between Reservoirs and Constrained Surface Facilities**, SPE 148334. SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi, UAE, 9-11 Outubro 2011.

COTTINI-LOUREIRO, A.; ARAUJO, M. **Optimized Well Location by Combination of Multiple Realization Approach and Quality Map Methods**, SPE 95413. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas United States, 9-12 Outubro 2005.

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. United States, 3-6 Outubro 1999.

DAVIDSON, J. E.; BECKNER, B. L. **Integrated Optimization for Rate Allocation in Reservoir Simulation**, SPE 79701. SPE Reservoir Symposium Simulation. Houston, Texas. United States, 3-5 Fevereiro 2003.

DEMPSEY, J. R.; PATTERSON, J. K.; COATS, K. H.; BRILL, J. P. **An Efficient Model to Evaluate Gas Field Gathering System Design**, SPE 3161. SPE Journal of Petroleum Technology, United States, set. 1971, p. 1067-1071.

DUNS, H. Jr.; ROS, N. C. J. **Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells**. Sixth World Petroleum Congress, Frankfurt, Germany, 1963, p. 451-465.

EMMANUEL, A. S.; RANNEY, J. C. **Studies of Offshore Reservoir with an Interfaced Reservoir/ Piping Network Simulator**. Journal of Petroleum Technology, SPE 8331. SPE 54th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, United States, mar. 1981, p.399-406.

ESTREMADOYRO, J. G. **The Use of a Simulation Model to Optimize Reservoir Management in a Very Mature 24Z Reservoir, Elk Hills, California**, SPE 68843. SPE Western Regional Meeting. Bakersfield, California, United States, 26-30 Março 2001.

FABEL, G.; NEUNHÖFER, T.; RUDSCHINSKI, D.; SASSE, J. **Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning**, SPE 54114. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Bakersfield, California, United States, 17-19 Março 1999.

FANG, W. Y.; LO, K. K. **A Generalized Well Management Scheme for Reservoir Simulation**, SPE 29124. SPE Reservoir Engineering, United States, mai. 1996.

FERREIRA, L. A.; SCHIOZER, D. J. **Uso e Integração do Mapa de Qualidade e de Ajuste de Histórico na Locação de Novos Poços Produtores em Campos Maduros**. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil, 13-16 Setembro 2010.

GHORAYEB, K.; HOLMES, J.; TORRENS, R. **Field Planning Using Integrated Surface/Subsurface Modeling**, SPE 92381. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Bahrain, 12-15 Março 2005.

GHORAYEB, K.; HOLMES, J.; TORRENS, R.; GREWAL, B. **A General Purpose Controller for Coupling Multiple Reservoir Simulations and Surface Facility Networks**, SPE 79702. Reservoir Symposium Simulation, Houston, Texas, United States, 3-5 Fevereiro 2003.

GLOVER, F.; LAGUNA, M. **Tabu Search**. Kluwer Academic Publishers, Boston, United States. 1997.

GLOVER, F.; LAGUNA, M.; MARTI, R. **Scatter Search. Advances in Evolutionary Computation: Theory and Applications**. GHOSH, A.; TSUTSUI, S. (Editors), Springer-Verlag, New York. 2003. p. 519-537.

GRINESTAFF, G. H. **Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation**, SPE 54616. SPE Western Regional Meeting. Anchorage, Alaska, United States, 26-28 Maio 1999.

GUIMARÃES, M. S. **Metodologia para Otimização de Estratégias de Drenagem para Campos de Petróleo em Produção**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

HAGEDORN, A. R., BROWN, K.E. **Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits**. Journal of Petroleum Technology. United States, abr. 1965, p. 475-484.

HASAN, A. R.; KABIR, C. S. **A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells**. SPE Production Engineering. United States, mai. 1988, p. 263-272.

HAUGEN, E. D.; HOLMES, J. A.; SELVIG, A. **Simulation of Independent Reservoirs Coupled by Global Production and Injection Constraints**, SPE 29106. 13° Reservoir Simulation Symposium. San Antonio, Texas. United States, 12-15 Fevereiro 1995.

HALLIBURTON – LANDMARK SOFTWARE AND SERVICES. **Nexus Keyword Document**. Houston, Texas. United States. 2011.

HAYASHI, S. H. D. **Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

HEPGULER, G. G.; BARUA, S.; BARD, W. A. **Integration of a Field Surface & Production Network with a Reservoir Simulator**, SPE 38937. SPE Computer Applications, jun. 1997.

HEPGULER, G. G.; DUTTA-ROY, K.; BARD, W. A. **Applications of a Field Surface & Production Network Simulator Integrated With a Reservoir Simulator**, SPE 38007. SPE Reservoir Simulation Symposium. Dallas, United States. 8-11 Junho 1997.

HOHENDORFF FILHO, J. C. V. **Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

HOWELL, A.; SZATNY, M.; TORRENS, R. **From Reservoir Through Process, From Today to Tomorrow – The Integrated Asset Model**, SPE 99469. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, Nederland, 11-13 Abril 2006.

IATCHUK, S. **Contribuição à Otimização de Estratégias de Produção Através de Simulação Numérica de Reservatórios**. Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, Relatórios Internos UNISIM versão 2. 2003. 40p.

JUELL, A.; WHITSON, C. H.; HODA, M. F. **Model-Based Integration and Optimization – Gas Cycling Benchmark**, SPE 121252. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. Amsterdam, Nederland, 8-11 Junho 2009.

KOSMIDIS, V., PERKINS, J., PISTIKOPOULOS, E. **A Mixed Integer Optimization Formulation for the Well Scheduling Problem on Petroleum Fields**. *Computers & Chemical Engineering*. Volume 29, 7ª Edição. 2005. p. 1523–1541.

LAND, A.H.; DOIG, A.G. **An Automatic Method for Solving Discrete Programming Problems**. *Econometrica* 28. 1960. p. 497-520.

LIAO, T. T.; STEIN, M. H. **Evaluating Operational Strategies via Integrated Asset Modeling**, SPE 75525. SPE Gas Technology Symposium. Calgary, Alberta, Canada, 30 Abril-2 Maio 2002.

LIMA, G. A. C.; RAVAGNANI, A. T. F. S. G.; PINTO, M. A. S.; SCHIOZER, D. J. **The Value of Flexibility to Expand Production Capacity for Oil Projects: Is it Really Important in Practice?** SPE 139338. SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Peru, 1-3 Dezembro 2010.

MAGALHÃES, T. C. B. **Influência de Restrições Operacionais na Definição de Estratégias de Produção**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

MAGALHÃES, T. C. B.; SCHIOZER, D. J. **Influência de Restrições Operacionais na Definição de Estratégias de Produção**. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil, 4-7 Outubro 2004.

MAGALHÃES, T. C. B.; MARTINI, R. F.; SCHIOZER, D. J. **The Influence of Production System Constraints on the Reservoirs Strategy Optimization**. Eighteenth International of Mechanical Engineering. Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil, 6-11 Novembro 2005.

MASCHIO, C.; NAKAJIMA, L.; SCHIOZER, D. J. **Production Optimization Strategy Using Genetic Algorithm and Quality Map**, SPE 113483. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Rome, Italy, 9-12 Junho 2008.

MEZZOMO, C. C. **Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

MEZZOMO, C. C.; SCHIOZER, D. J. **Field Development Planning Optimization Using Reservoir Simulation**. Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, 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, 2002.

MORALES, F. L.; VELÁZQUEZ, J. C.; HERNÁNDEZ, A.G. **Integration of Production and Process Facility Models in a Single Simulation Tool - PEMEX E&P San Manuel Asset**, IPTC 11556. International Petroleum Technology Conference. Dubai, United Arab Emirates, 4-6 Dezembro 2007.

MURTHY, C. R. K.; AL-HADDAD, A. **Integrated Development Approach for a Mature Oil Field**. SPE 81438. SPE 13th Middle East Oil Show & Conference. Bahrain, 5-8 Abril 2003.

NAKAJIMA, L. **Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

NYSTAD, A. N. **Reservoir Economic Optimization**, SPE 13775. SPE Hydrocarbon Economics Evaluation Symposium. Dallas, Texas. United States, 14-15 Março 1985.

ORKISZEWSKI, J. **Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes**. Journal of Petroleum Technology. United States, jun. 1967, p. 829-838.

PONDE, P. K.; CLARK, M. B.; **Data Acquisition Design and Implementation Opportunities and Challenges for Effective Programs in Mature Reservoirs**, SPE 27760. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, United States, 17-20 April 1994.

RAHMAWATI, S. D.; WHITSON, C. H.; FOSS, B.; KUNTADI, A. **Multi-Field Asset Integrated Optimization Benchmark**, SPE 130768. SPE Annual Conference and Exhibition. Barcelona, Spain, 14-17 Junho 2008.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G.; MAZO, E. O. M.; SCHIOZER, D. J. **Seleção da Estratégia de Exploração para um Campo Petrolífero sob Restrições Operacionais e Incertezas Geológicas e Econômicas**. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil, 13-16 Setembro 2010.

REBESCHINI, J.; GARCIA, A.; LIMA, A.; PURWAR, S.; CARBONE, L.; DINIZ, M.; HERDEIRO, M. A. **Integrated Optimization Systems for Short-Term Operations Analysis**. SPE 138436. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Peru, 1-3 Dezembro 2010.

ROTONDI, M.; COMINELLI, C.; DI GIORGIO, C.; ROSSI, R.; VIGNATI, E.; CARATI, B. **The Benefits of Integrated Asset Modeling: Lesson Learned from Field Cases**, SPE 113831. SPE Annual Conference and Exhibition. Rome, Italy, 9-12 Junho 2008.

RUAN, J. **An Overview of Streamlines Tracer Modeling of Miscible/Immiscible Water Injection IOR**, SPE 75198. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, United States, 13-17 April 2002.

SAPUTELLI, L.; CHERIAN, B.; GRIGORIADIS, K.; NIKOLAOU, M.; OUDINOT, C.; REDDY, G.; ECONOMIDES, M. J.; ECONOMIDES, C. E. **Integration of Computer-Aided High-Intensity Design with Reservoir Exploitation of Remote and Offshore Locations**, SPE 64621. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition. Beijing, China, 7-10 Novembro 2000.

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, United States, 23-25 Março 1994.

SHOHAM, O.: **Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes**. Society of Petroleum Engineers, 2006.

SOUSA, S. H. G.; MADEIRA, M. G.; CARVALHO, C. P. V., PESSOA, T. C. S. **An Optimized Full-Field Waterflood Development Workflow**. Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute – IBP. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil, 13-16 Setembro 2010.

THIELE, M. R. **Streamline Simulation**. Sixth International Forum on Reservoir Simulation. Schloss Fuschl, Austria, 3-7 Setembro 2001.

TRICK, M. D. **A Different Approach to Coupling a Reservoir Simulator with a Surface Facilities Model**, SPE 40001. SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 15-18 Março 1998.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook 2011**. DOE/EIA-0484/2011. United States, set. 2011.

WANG, P., LITVAK, M., AZIZ, K. **Optimization of Production Operations in Petroleum Fields**, SPE 77658. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, United States, 29 Setembro-2 Outubro 2002.

YANG, D.; ZHANG, Q.; GU, Y. **Integrated Production Operation Models With Reservoir Simulation for Optimum Reservoir Management**, SPE 75236. SPE/ODE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, United States, 13-17 Abril 2002.

YANG, D.; ZHANG, Q.; GU, Y. **Optimum Design and Control of the Production-Injection Operating Systems in Petroleum Reservoirs**, SPE 81036. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Port-of-Spain, Trinidad and Tobago, 27-30 April 2003.

8. Anexo I – Controle da Produção e Injeção no Simulador NEXUS®

O *Targeting* fornece a capacidade de satisfazer as restrições de produção ou de injeção, controlando simultaneamente várias conexões (em oposição ao comando CONSTRAINT que restringe a produção e a injeção numa única conexão). O objetivo da produção ou injeção (isto é, a vazão total a ser produzida ou injetada) pode ser especificado, ou calculado através de vários métodos, e aquele pelo qual a vazão alvo é alocada às conexões controladas pode ser especificado. Muitos dos métodos de alocação são baseados na produção potencial e injeção. A vazão potencial em qualquer conexão é definida como a vazão que seria obtida se todos os alvos no sistema foram relaxados, limitada por todas as restrições definidas. Os alvos de produção e de injeção são definidos da seguinte forma:

TARGET						
NAME	CTRL	(CTRLCOND)	(CTRLCONS)	(CTRLMETHOD)	(CALCMETHOD)	(CALCCOND)
tname	ctrl	(ctrlcond)	(ctrlcons)	(ctrlmethod)	(calcmethod)	(calccond)
:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:
ENDTARGET						

Additional columns

(CALCCONS)	(VALUE)	(ADDVALUE)	(REGION)	(PRIORITY)	(QMIN)	(QMIN_NOSHUT)
(calcons)	(value)	(addvalue)	(region)	(priority)	(qmin)	(qmin_noshut)
:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:

Additional columns

(QGUIDE)	(MAXDPDT)	(RANKDT)
(qguide)	(maxdpdt)	(rankdt)
:	:	:
:	:	:

onde:

TARGET = comando que indica o início da tabela;

NAME = indica que as entradas nesta linha se referem a este alvo;

CTRL = indica o tipo de controle que será imposto (vazão de óleo, água, gás etc.);

CTRLCOND = especifica as condições de controle (condições de superfície, reservatório etc.);

CTRLCONS = especifica quais conexões ou poços serão controlados para satisfazer o alvo;

CTRLMETHOD = indica qual método será utilizado para alocar a restrição nas conexões controladas (RGO, WCT, vazão de água, vazão de gás etc.);

CALCMETHOD = define como a vazão será calculada;

CALCCOND = define quais condições serão utilizadas para o cálculo da vazão alvo (superfície, reservatório etc.);

CALCCONS = informa quais conexões ou poços contribuem para o cálculo da vazão;

VALUE = informa o valor do alvo de vazão;

ADDVALUE = indica um valor a ser adicionado ao comando anterior;

REGION = informa a região que se aplica o comando (campo, determinada região etc.);

PRIORITY = ordem de prioridade quando existem mais de uma entrada no comando TARGET;

QMIN = especifica a vazão mínima para cada poço ou conexão;

QMIN_NOSHUT = indica uma vazão mínima para o poço ou conexão de modo que permaneça operando;

QGUIDE = especifica uma fórmula para o cálculo das vazões dos poços;

MAXDPDT = especifica a máxima mudança de pressão no tempo;

RANKDT = informa o tempo mínimo para mudança na ordem de prioridade dos poços;

ENDTARGET = encerra o comando.

9. Apêndice I - Dados Econômicos

A seguir têm-se os dados utilizados para os cálculos econômicos.

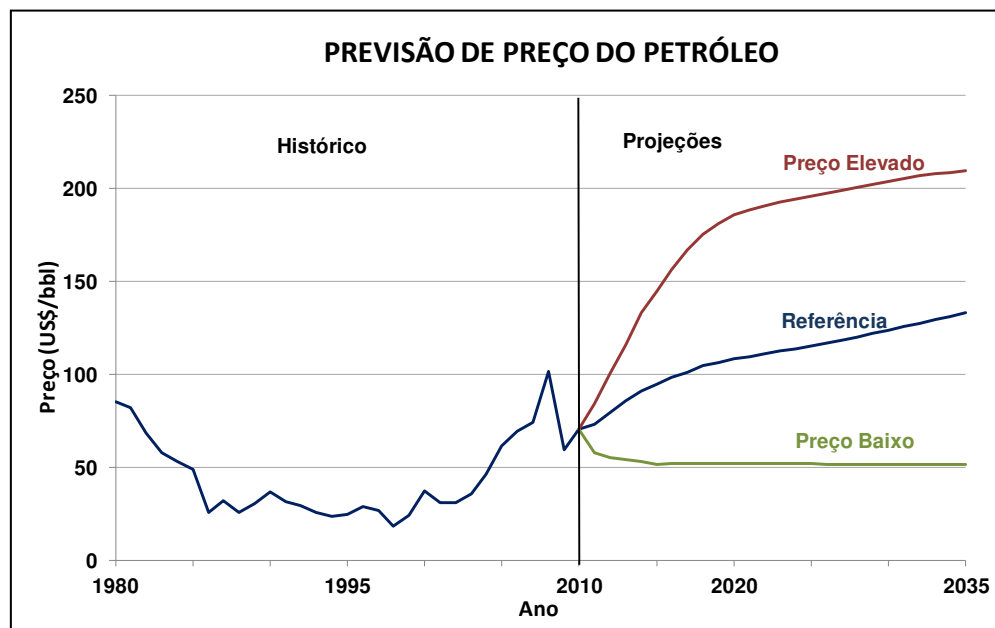


Figura 9.1: Histórico e previsão do comportamento do preço do petróleo - Fonte: U.S. Energy Information Administration.

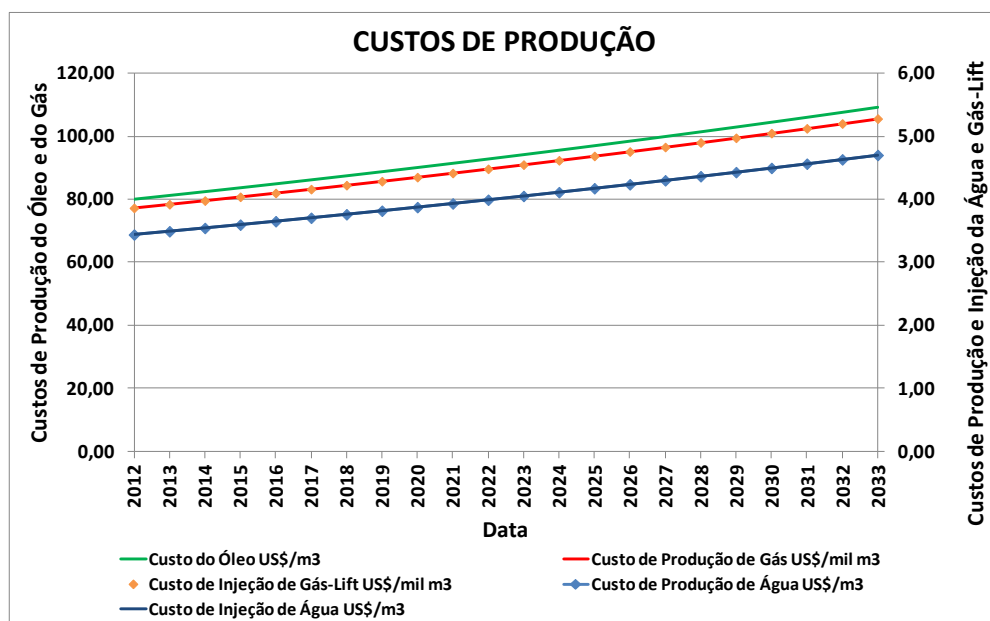


Figura 9.2: Gráfico de Previsão dos Custos de Produção.

Tabela 9.1: Cenário de Preços e Custos dos Fluidos Produzidos e Injetados – Período de Previsão.

ANO	Preço do Óleo Elevado (US\$/m ³)	Preço do Óleo Referência (US\$/m ³)	Preço do Óleo Baixo (US\$/m ³)	Custo de Produção do Óleo (US\$/m ³)	Custo de Produção e Injeção da Água (US\$/m ³)	Preço do Gás (US\$/mil m ³)	Custo de Produção do Gás e Injeção de Gas-Lift (US\$/m ³)
2012	631,52	499,49	345,20	79,92	3,44	476,75	77,23
2013	726,81	539,30	338,78	81,12	3,49	459,09	78,39
2014	835,69	571,82	332,05	82,33	3,54	441,43	79,56
2015	910,67	594,53	324,50	83,57	3,60	423,78	80,76
2016	983,44	617,87	325,38	84,82	3,65	423,78	81,97
2017	1.050,24	636,74	325,70	86,09	3,70	423,78	83,20
2018	1.103,20	656,74	325,95	87,39	3,76	423,78	84,45
2019	1.139,81	669,70	326,51	88,70	3,82	423,78	85,71
2020	1.167,61	681,08	326,20	90,03	3,87	423,78	87,00
2021	1.184,91	688,88	326,01	91,38	3,93	423,78	88,30
2022	1.199,38	697,69	325,95	92,75	3,99	423,78	89,63
2023	1.212,46	706,49	325,82	94,14	4,05	423,78	90,97
2024	1.220,64	714,73	325,57	95,55	4,11	423,78	92,34
2025	1.232,90	723,92	325,38	96,98	4,17	423,78	93,72
2026	1.242,84	733,48	325,26	98,44	4,24	423,78	95,13
2027	1.250,51	744,23	325,26	99,92	4,30	423,78	96,55
2028	1.260,83	755,62	324,94	101,42	4,36	423,78	98,00
2029	1.272,40	767,63	324,69	102,94	4,43	423,78	99,47
2030	1.282,59	776,82	324,75	104,48	4,50	423,78	100,96
2031	1.291,46	789,77	324,50	106,05	4,56	423,78	102,48
2032	1.300,33	801,53	324,12	107,64	4,63	423,78	104,02
2033	1.306,94	813,23	323,94	109,25	4,70	423,78	105,58

Tabela 9.2: Taxas e Valores de Investimentos.

Parâmetro	Valor
Royalties	10%
PIS/PASEP + COFINS	9,25%
IR + CS	34%
TMA	10%
Depreciação Linear	10 anos
Investimento em cada Poço	50 milhões US\$
Investimento na Plataforma	700 milhões US\$ ⁽¹⁾
Custo de Abandono de cada Poço	15 milhões US\$
Recompletação de cada Poço	15 milhões US\$
Aumento da Capacidade de Tratamento de Água da Plataforma	30 milhões US\$

(1) Baseado em Hayashi (2006)

10.Apêndice II - Dados do Modelo 1

Tabela 10.1: Dados do Reservatório.

Parâmetro	Valor
Tipo de Malha	Cartesiana
Número de Células	20x15x8
Pressão Inicial (bar)	263
Profundidade de Referência (m)	2.286
Contato Óleo Água (m)	2.286
Compressibilidade da Rocha (bar^{-1})	5,8e-06
Porosidade Média	0,17
Permeabilidade Horizontal Média (mD)	391
API do Óleo	29
Pressão de Saturação (bar)	208
Densidade do Gás	0,75
Densidade da Água (p_{ref} 263 bar)	1,00
Compressibilidade da Água (bar^{-1})	4,5e-05
Fator Volume Formação da Água (m^3/m^3)	1,02
Fator Volume Formação do Óleo (m^3/m^3)	1,41
Fator Volume Formação do Gás (m^3/m^3)	1,07e-03
Viscosidade da Água (cp)	0,30
Temperatura do Reservatório ($^{\circ}\text{C}$)	121
Volume Inicial de Óleo In Place (milhões m^3)	168,25
Início de Produção	01/01/2006
Fim da Produção	31/12/2015

Tabela 10.2: Dados dos Poços e da Plataforma.

Parâmetro	Valor
Número de Poços Produtores	9
Número de Poços Injetores	5
Número de Espaços Disponíveis para Poços Produtores	10
Vazão Máxima de Líquido (m^3/d)	2.385
Vazão Mínima de Óleo (m^3/d)	16
Corte Máximo de Água (m^3/m^3)	0,95
RGO Limite (m^3/m^3)	490
Vazão Máxima de Injeção de Água (m^3/d)	4.769
Pressão de Fluxo no Fundo Mínima (bar)	34
Capacidade de Líquido (m^3/d)	21.463
Capacidade de Tratamento de Água (m^3/d)	8.744
Capacidade de Processamento de Gás (mil m^3/d)	4.248
Pressão Limite no Nó de Chegada (bar)	17
Temperatura no Nó de Chegada ($^{\circ}\text{C}$)	38

11. Apêndice III - Dados do Modelo 2

Tabela 11.1: Dados do Reservatório.

Parâmetro	Valor
Tipo de Malha	Cartesiana
Número de Células	25x100x10
Pressão Inicial (bar)	450
Profundidade de Referência (m)	1.700
Contato Óleo Água (m)	1.700
Compressibilidade da Rocha (bar^{-1})	1,0e-05
Porosidade Média	0,16
Permeabilidade Horizontal Média (mD)	133
Permeabilidade Vertical Média (mD)	17
API do Óleo	30
Pressão de Saturação (bar)	387
Densidade do Gás	0,86
Densidade da Água (p_{ref} 387 bar)	1,00
Compressibilidade da Água (bar^{-1})	1,0e-05
Fator Volume Formação da Água (m^3/m^3)	1,00
Fator Volume Formação do Óleo (m^3/m^3)	1,62
Fator Volume Formação do Gás (m^3/m^3)	3,75e-03
Viscosidade da Água (cp)	0,30
Temperatura do Reservatório ($^{\circ}\text{C}$)	120
Volume Inicial de Óleo In Place (milhões m^3)	629,30
Início de Produção	01/01/1994
Fim da Produção	31/12/2033

Tabela 11.2: Dados dos Poços e das Plataformas.

Parâmetro	Valor
Número de Poços Produtores na Plataforma 1	20
Número de Poços Injetores na Plataforma 1	10
Número de Espaços Disponíveis para Poços Produtores na Plataforma 1	20
Número de Poços Produtores na Plataforma 2	10
Número de Poços Injetores na Plataforma 2	5
Número de Espaços Disponíveis para Poços Produtores na Plataforma 2	10
Vazão Máxima de Líquido (m^3/d)	3.000
Vazão Mínima de Óleo (m^3/d)	100
Corte Máximo de Água (m^3/m^3)	0,95
RGO Limite (m^3/m^3)	300
Vazão Máxima de Injeção de Água (m^3/d)	3.500
Pressão de Fluxo no Fundo Mínima (bar)	80
Capacidade de Líquido da Plataforma 1 (m^3/d)	25.000
Capacidade de Tratamento de Água da Plataforma 1 (m^3/d)	12.000
Capacidade de Movimentação de Gás da Plataforma 1 (mil m^3/d)	7.000
Capacidade de Líquido da Plataforma 2 (m^3/d)	12.000
Capacidade de Tratamento de Água da Plataforma 2 (m^3/d)	6.000
Capacidade de Movimentação de Gás da Plataforma 2 (mil m^3/d)	3.500
Pressão Limite no Nó de Chegada (bar)	60
Temperatura no Nó de Chegada ($^{\circ}\text{C}$)	38

Tabela 11.3: Cronograma dos Poços no Caso Base.

Data	Poço	Data	Poço	Data	Poço
01/01/1994	PROD01	01/10/1997	PROD16	01/01/1995	INJ01
01/04/1994	PROD02	01/01/1998	PROD17	01/04/1995	INJ02
01/07/1994	PROD03	01/04/1998	PROD18	01/07/1995	INJ03
01/10/1994	PROD04	01/07/1998	PROD19	01/10/1995	INJ04
01/01/1995	PROD05	01/10/1998	PROD20	01/01/1996	INJ05
01/04/1995	PROD06	01/01/1999	PROD-A	01/04/1996	INJ06
01/07/1995	PROD07	01/04/1999	PROD-B	01/07/1996	INJ07
01/10/1995	PROD08	01/07/1999	PROD-C	01/10/1996	INJ08
01/01/1996	PROD09	01/10/1999	PROD-D	01/01/1997	INJ09
01/04/1996	PROD10	01/01/2000	PROD-E	01/04/1997	INJ10
01/07/1996	PROD11	01/04/2000	PROD-F	01/01/2000	INJ-A
01/10/1996	PROD12	01/07/2000	PROD-G	01/04/2000	INJ-B
01/01/1997	PROD13	01/10/2000	PROD-H	01/07/2000	INJ-C
01/04/1997	PROD14	01/01/2001	PROD-I	01/10/2000	INJ-D
01/07/1997	PROD15	01/04/2001	PROD-J	01/01/2001	INJ-E

12. Apêndice IV - Gráficos de Produção dos Poços – Modelo 1

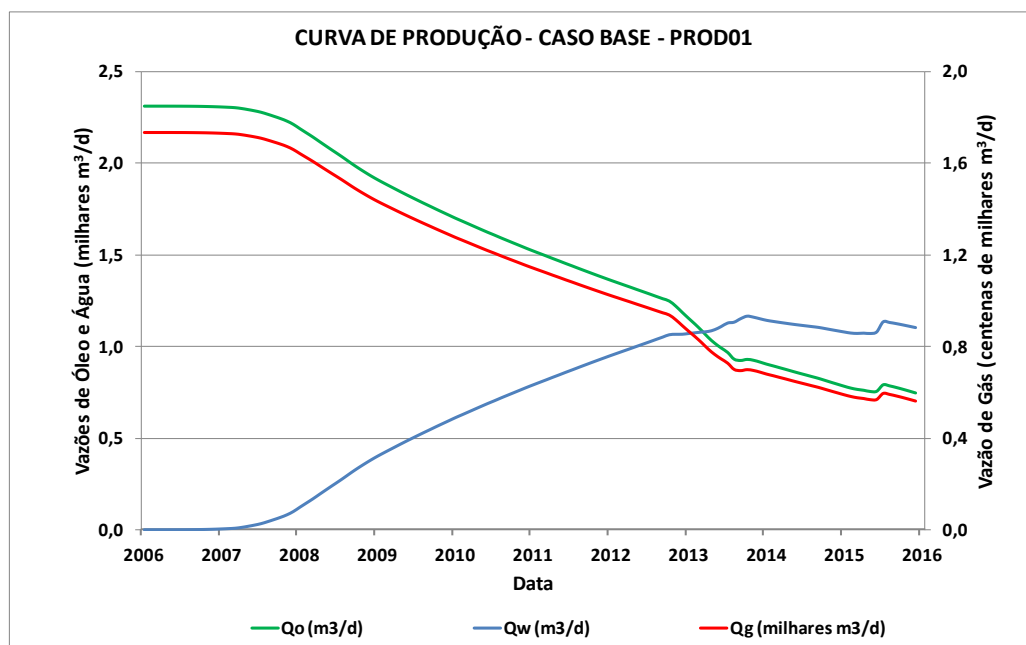


Figura 12.1: Curva de Produção do Poço PROD01.

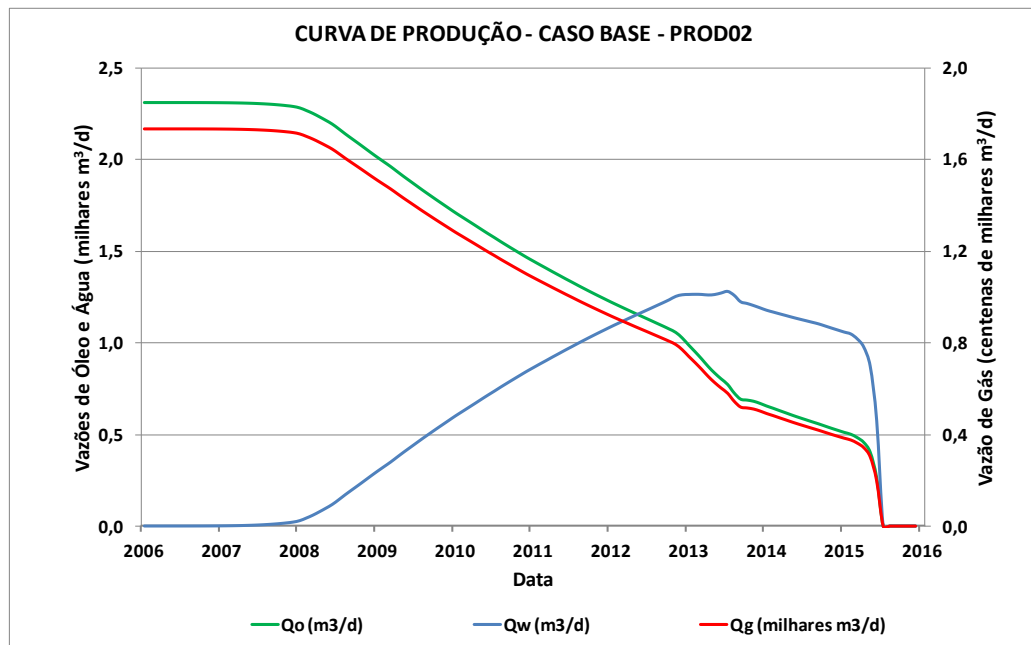


Figura 12.2: Curva de Produção do Poço PROD02.

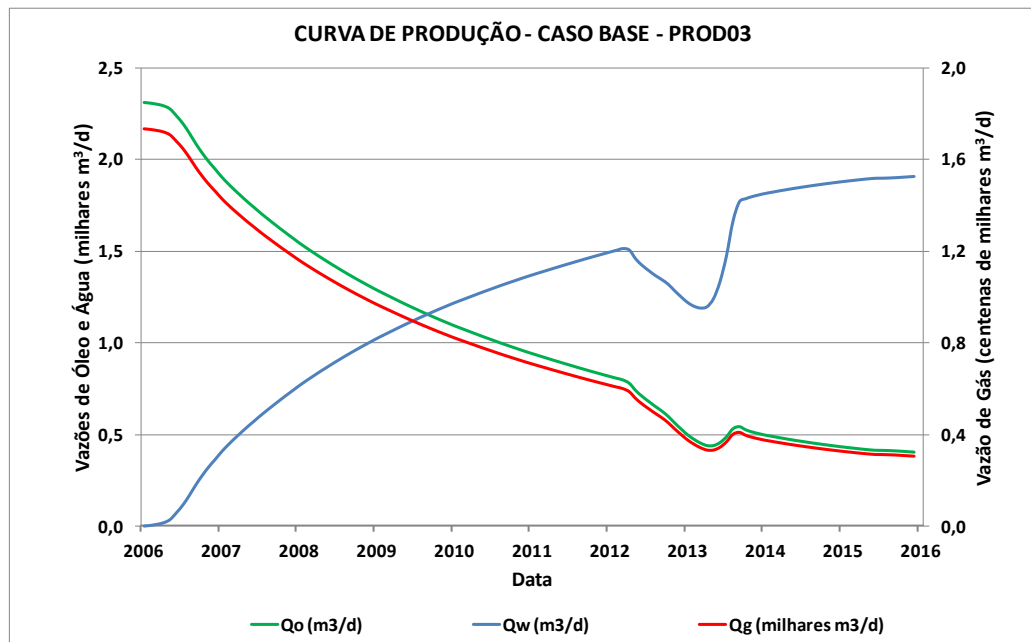


Figura 12.3: Curva de Produção do Poço PROD03.

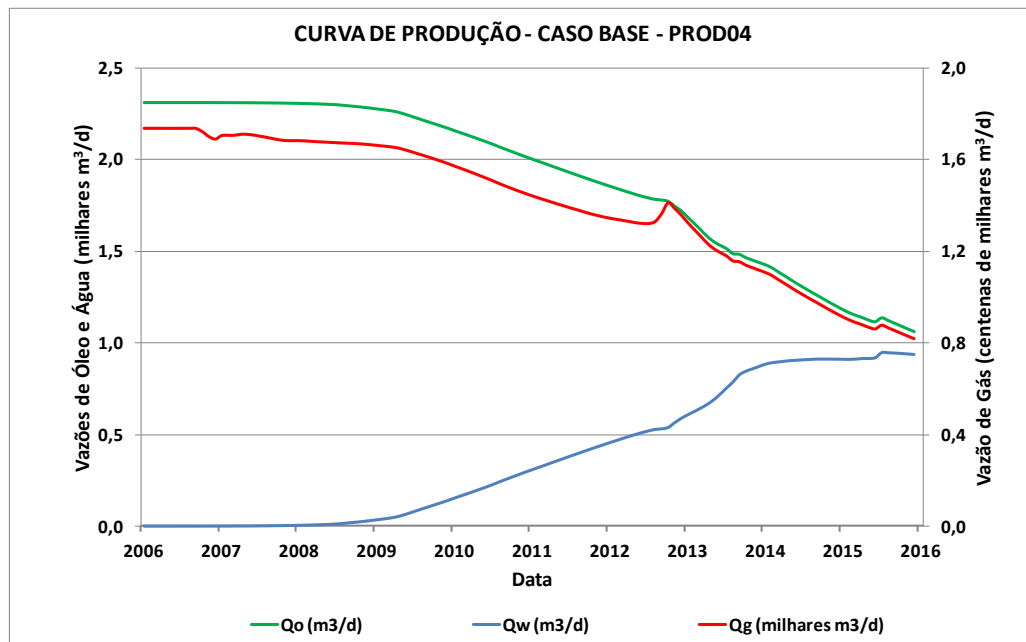


Figura 12.4: Curva de Produção do Poço PROD04.

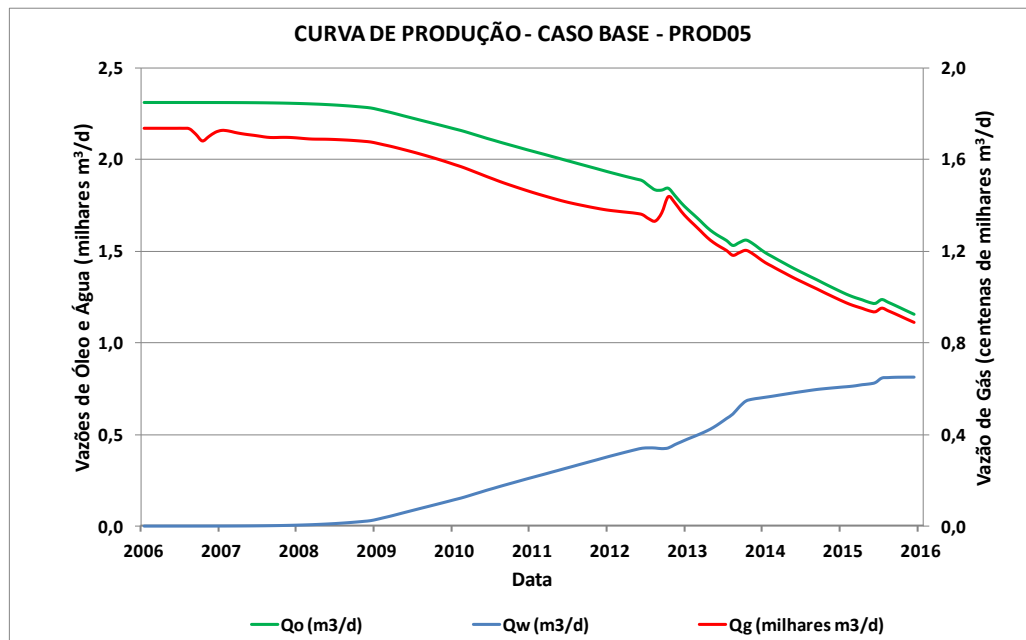


Figura 12.5: Curva de Produção do Poço PROD05.

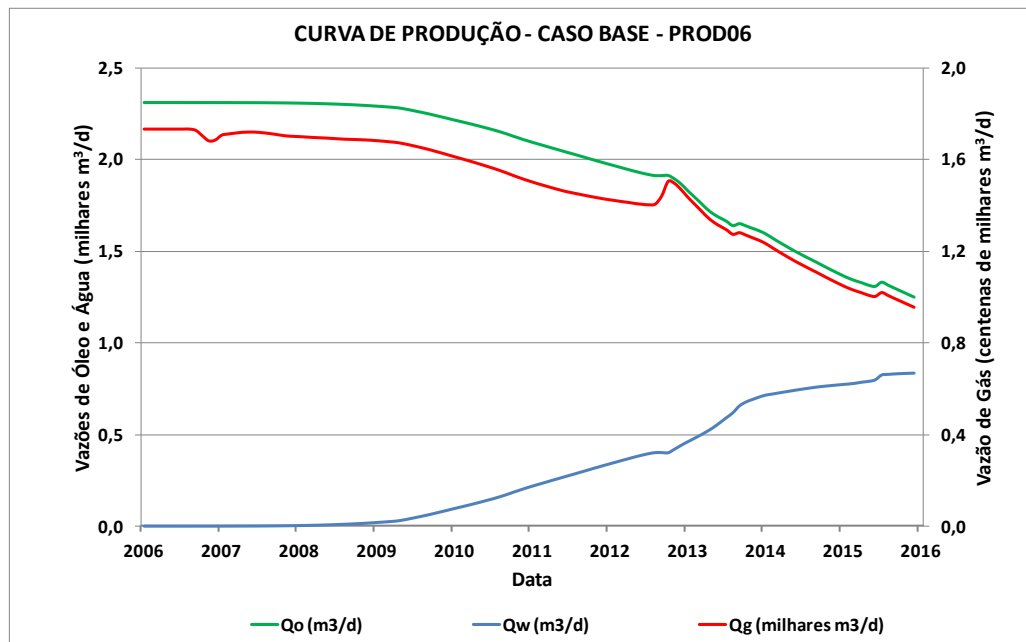


Figura 12.6: Curva de Produção do Poço PROD06.

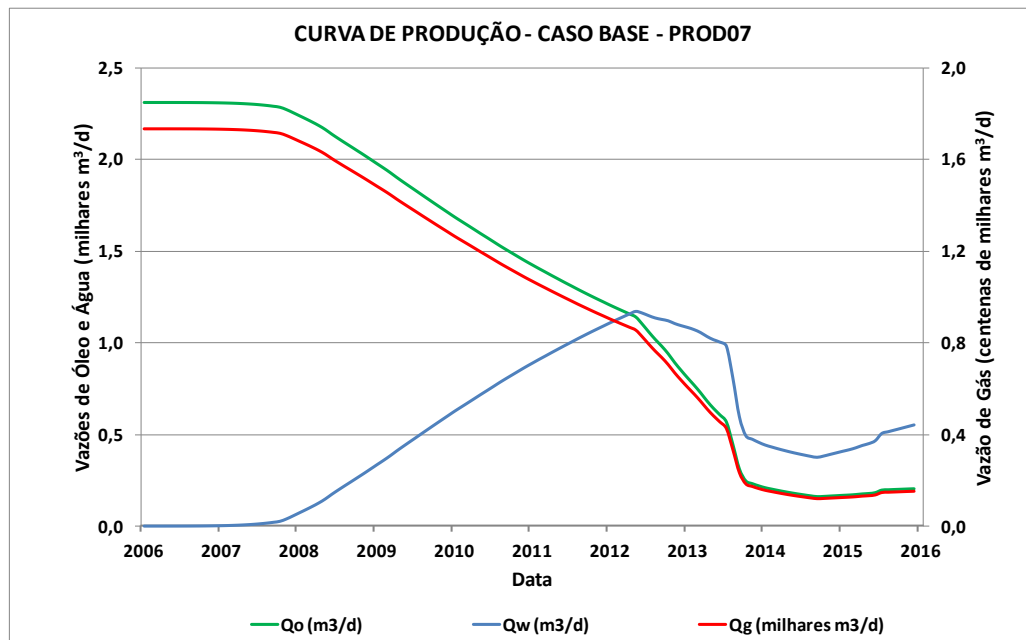


Figura 12.7: Curva de Produção do Poço PROD07.

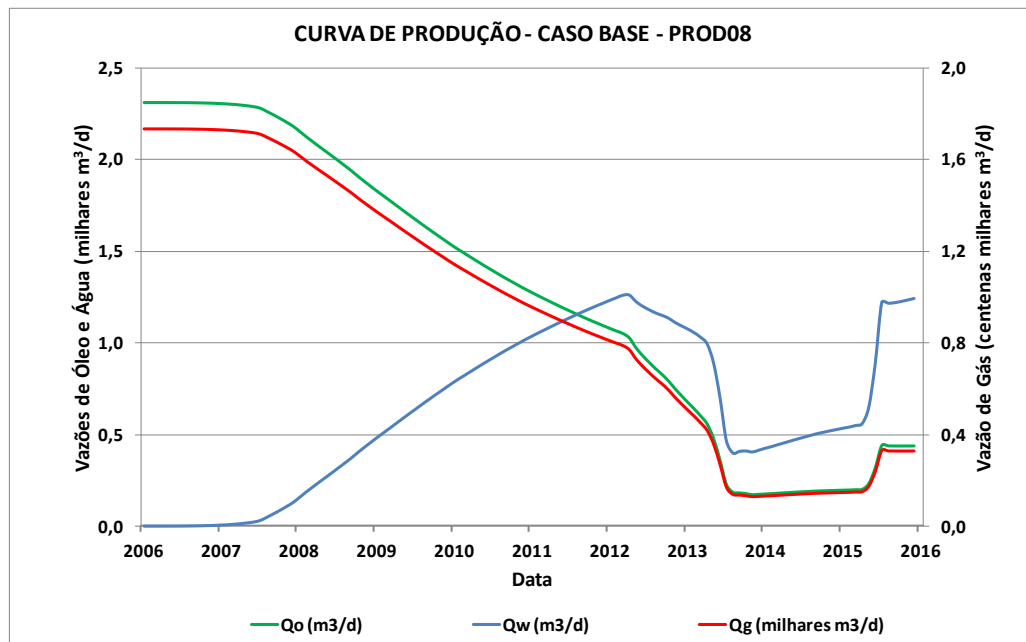


Figura 12.8: Curva de Produção do Poço PROD08.

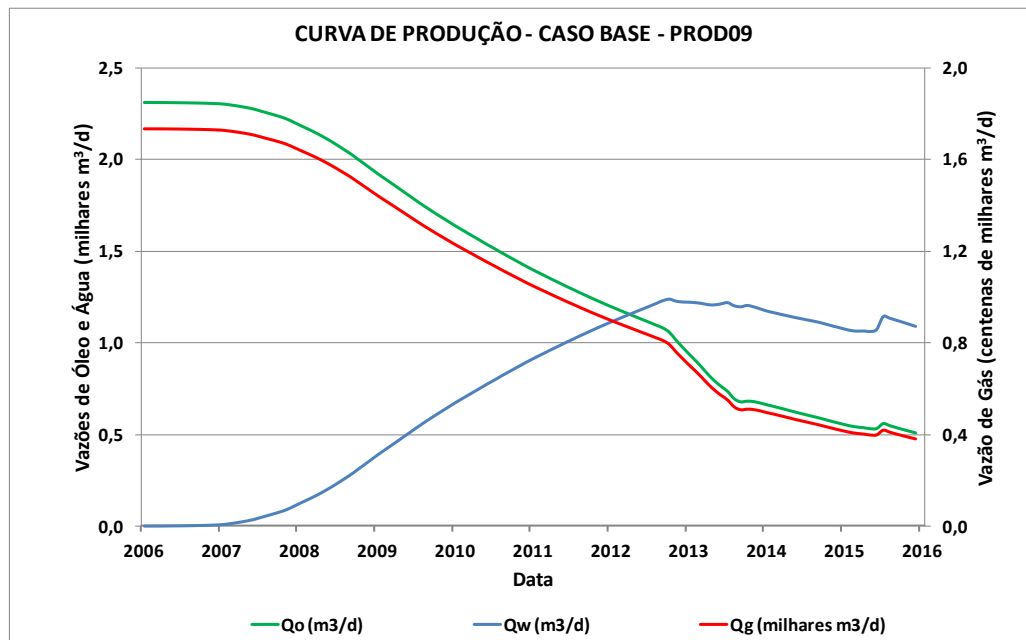


Figura 12.9: Curva de Produção do Poço PROD09.

13.Apêndice V - Gráficos de Produção dos Poços - Modelo 2

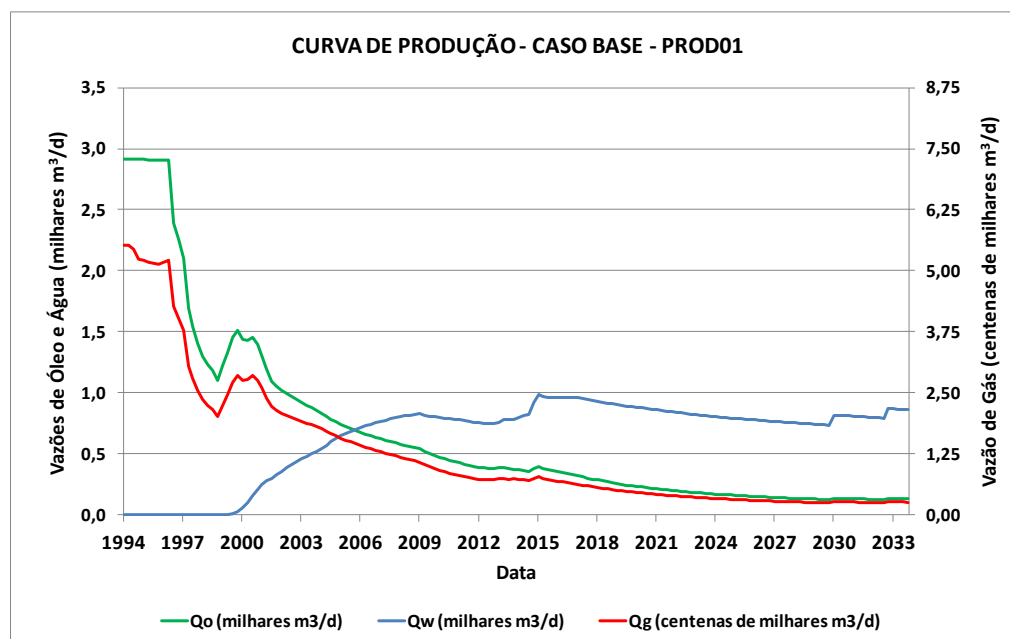


Figura 13.1: Curva de Produção do Poço PROD01.

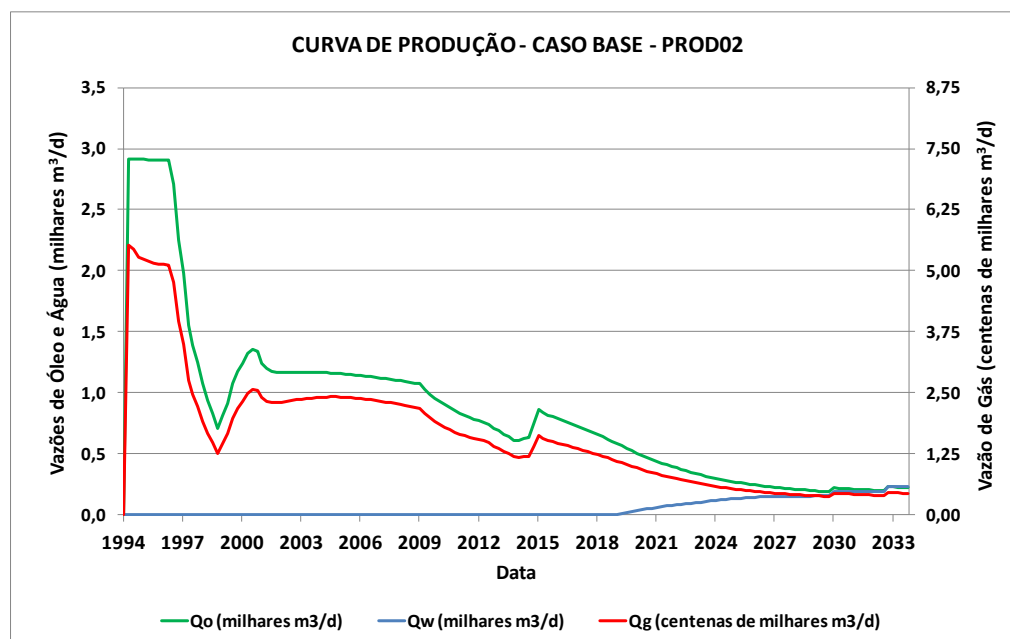


Figura 13.2: Curva de Produção do Poço PROD02.

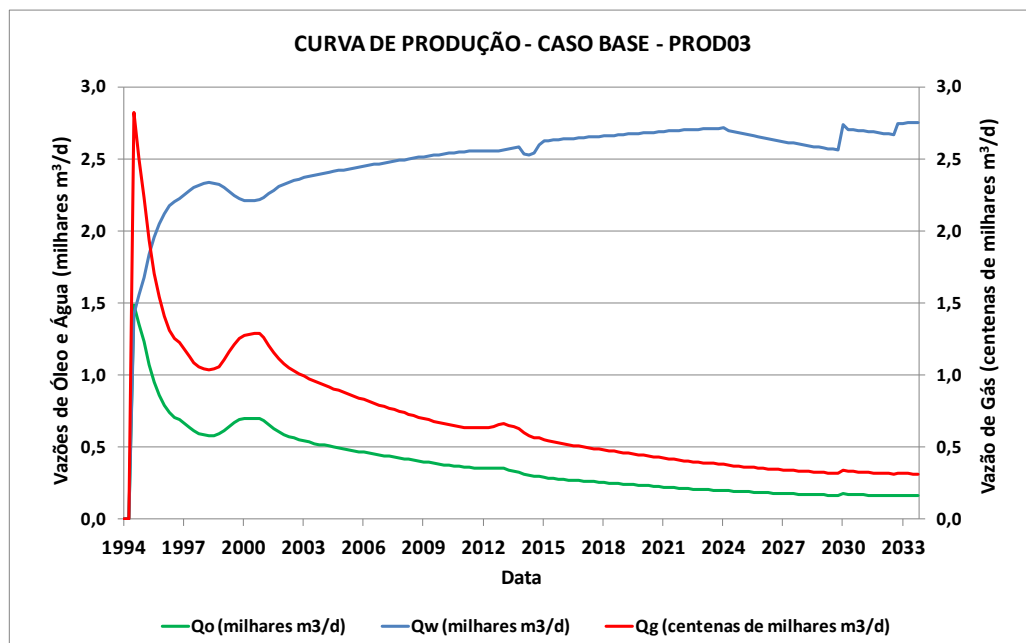


Figura 13.3: Curva de Produção do Poço PROD03.

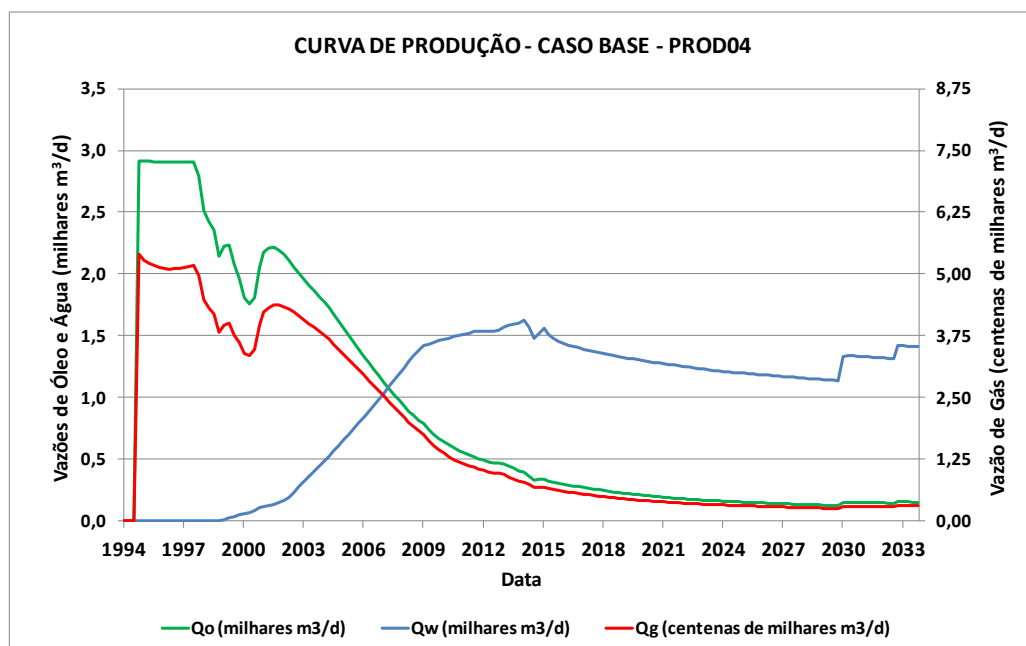


Figura 13.4: Curva de Produção do Poço PROD04.

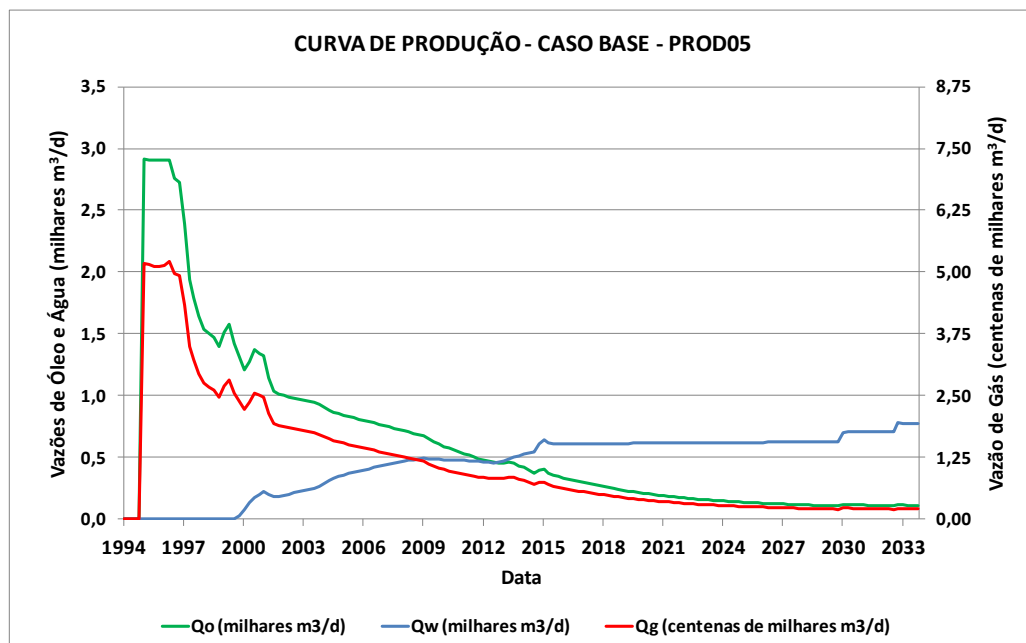


Figura 13.5: Curva de Produção do Poço PROD05.

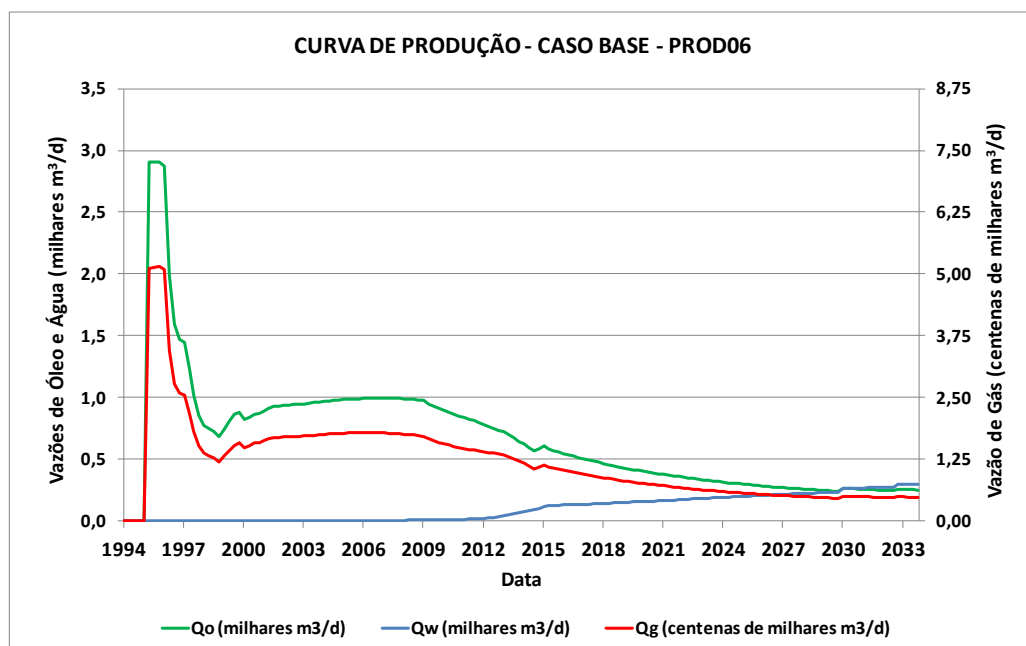


Figura 13.6: Curva de Produção do Poço PROD06.

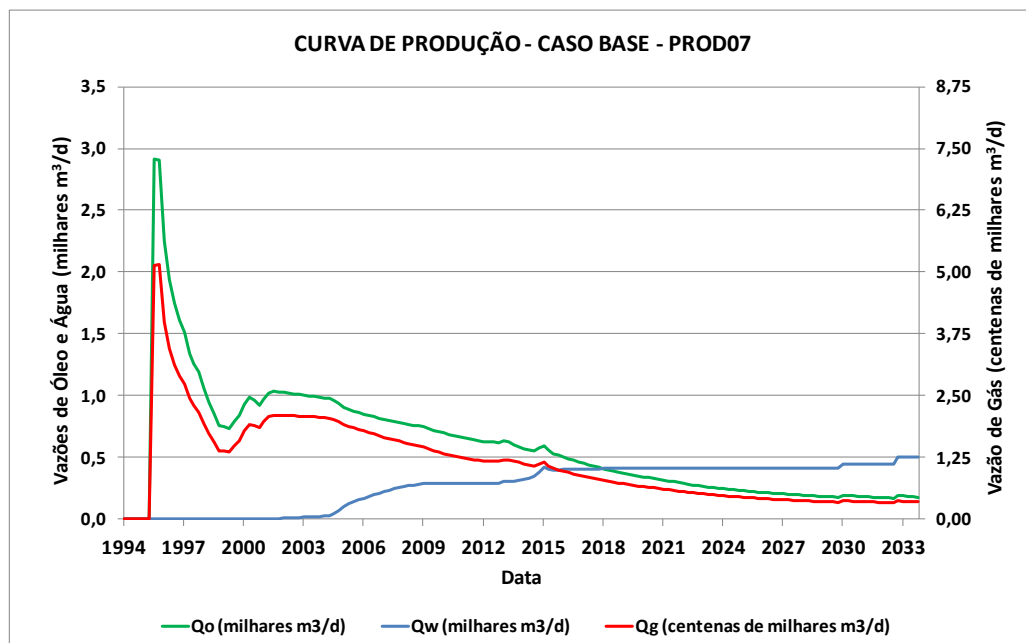


Figura 13.7: Curva de Produção do Poço PROD07.

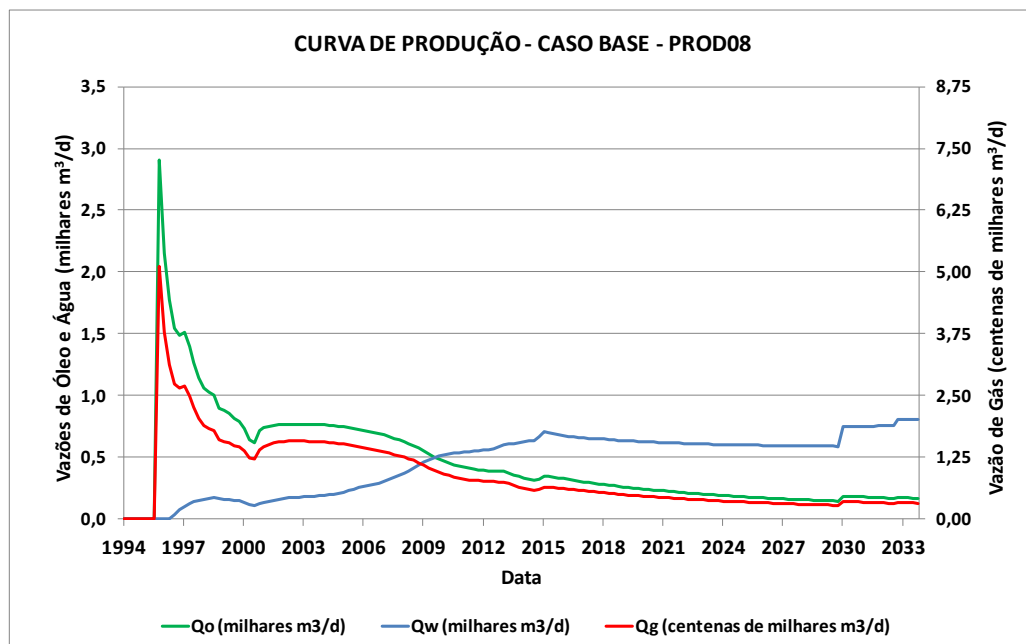


Figura 13.8: Curva de Produção do Poço PROD08.

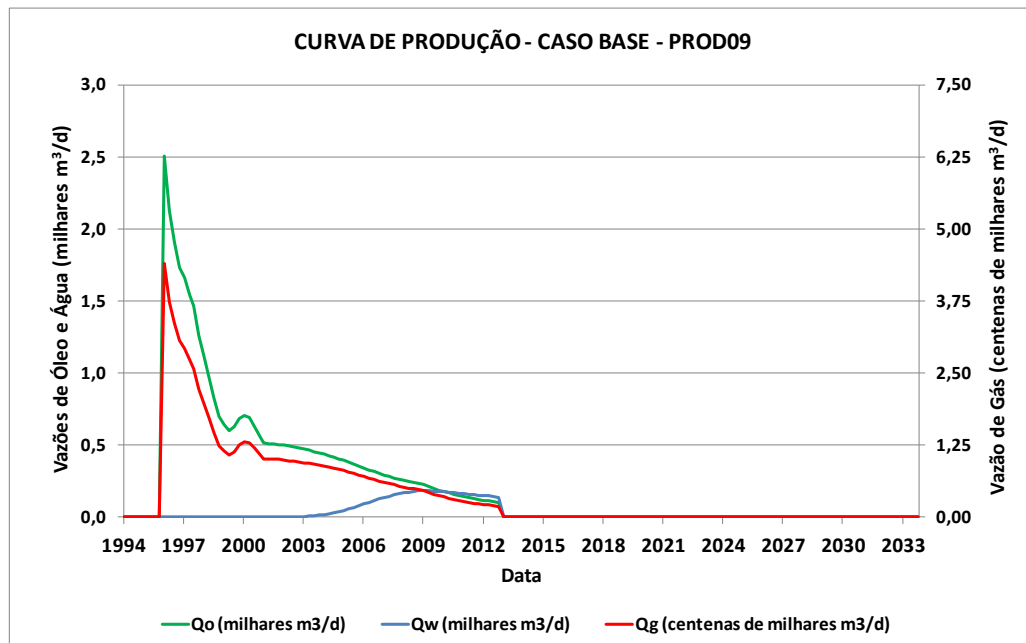


Figura 13.9: Curva de Produção do Poço PROD09.

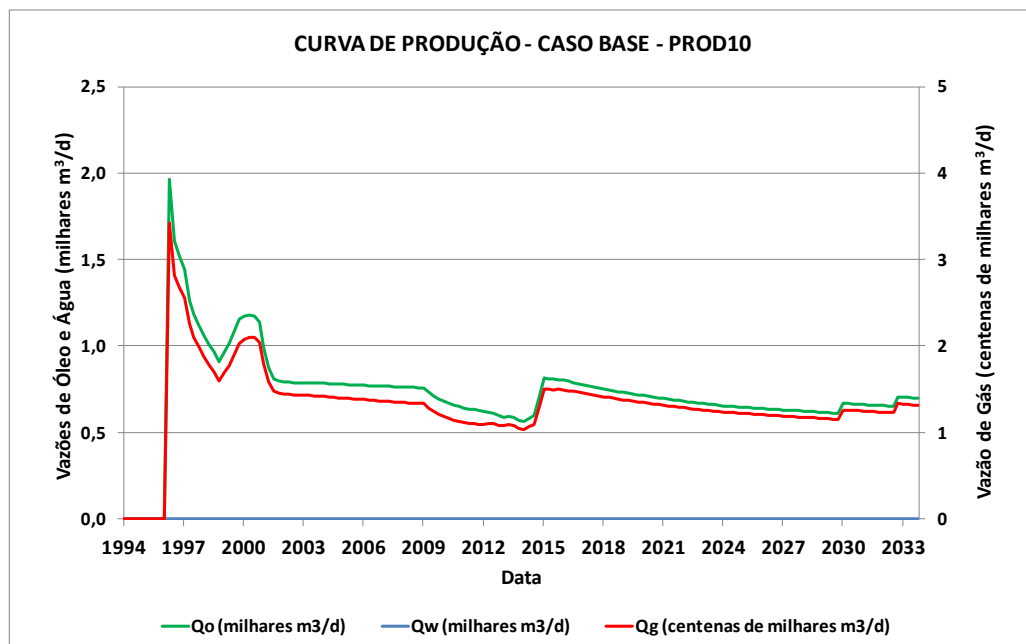


Figura 13.10: Curva de Produção do Poço PROD10.

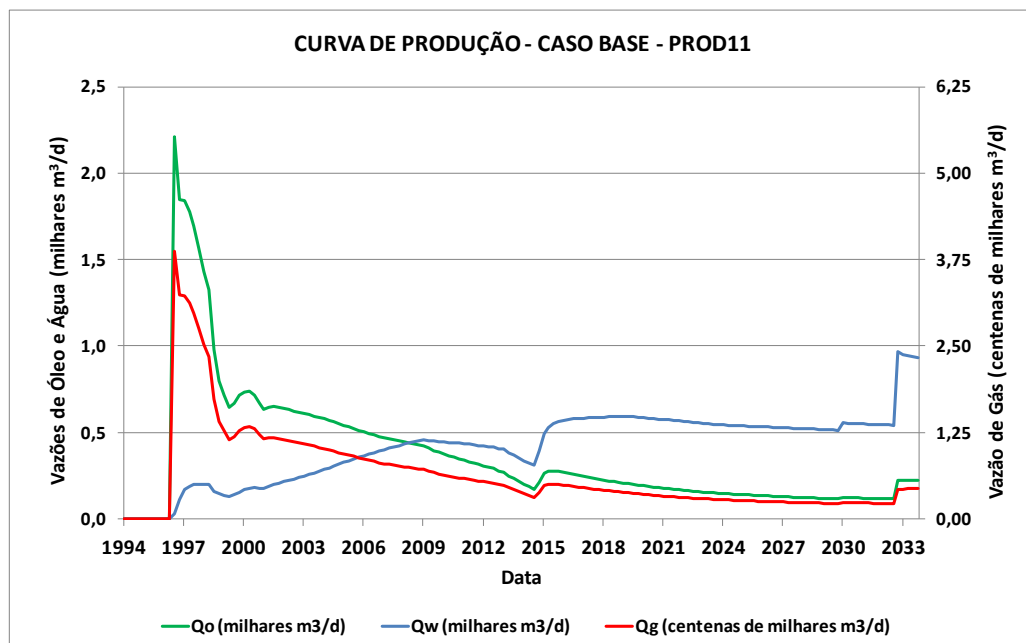


Figura 13.11: Curva de Produção do Poço PROD11.

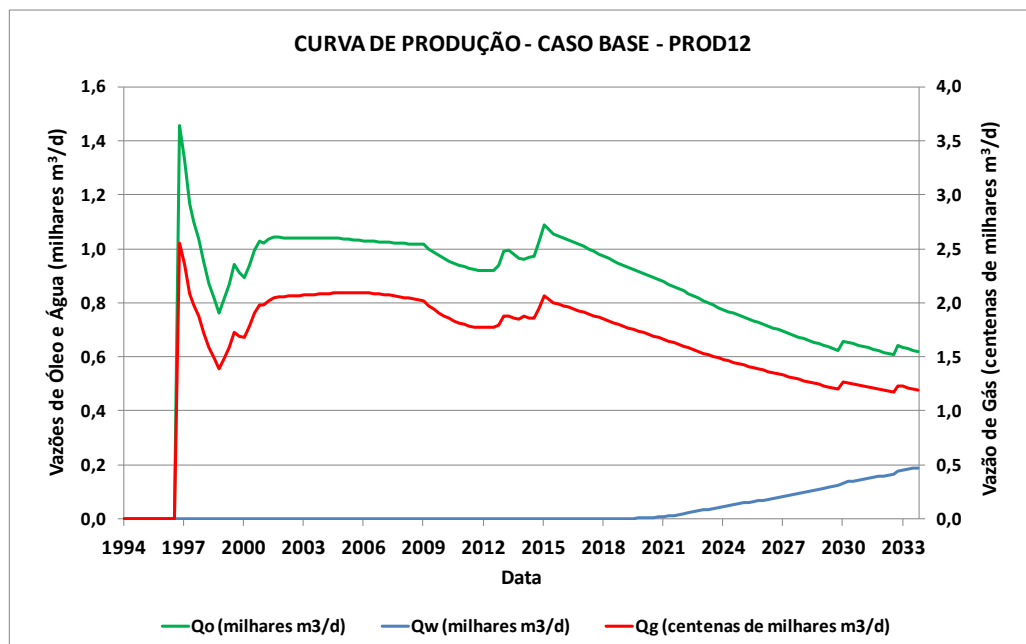


Figura 13.12: Curva de Produção do Poço PROD12.

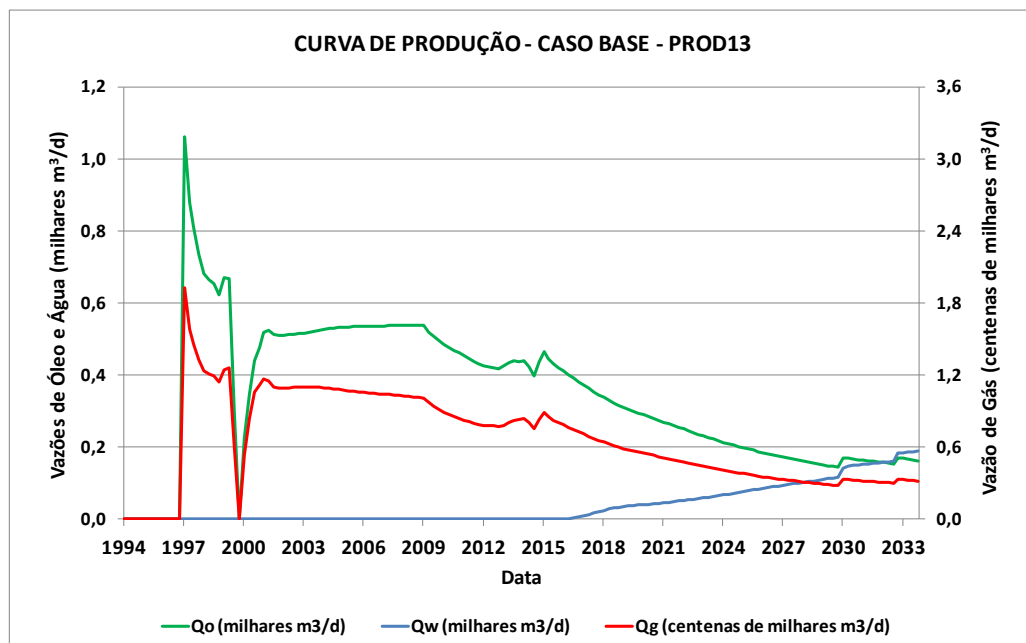


Figura 13.13: Curva de Produção do Poço PROD13.

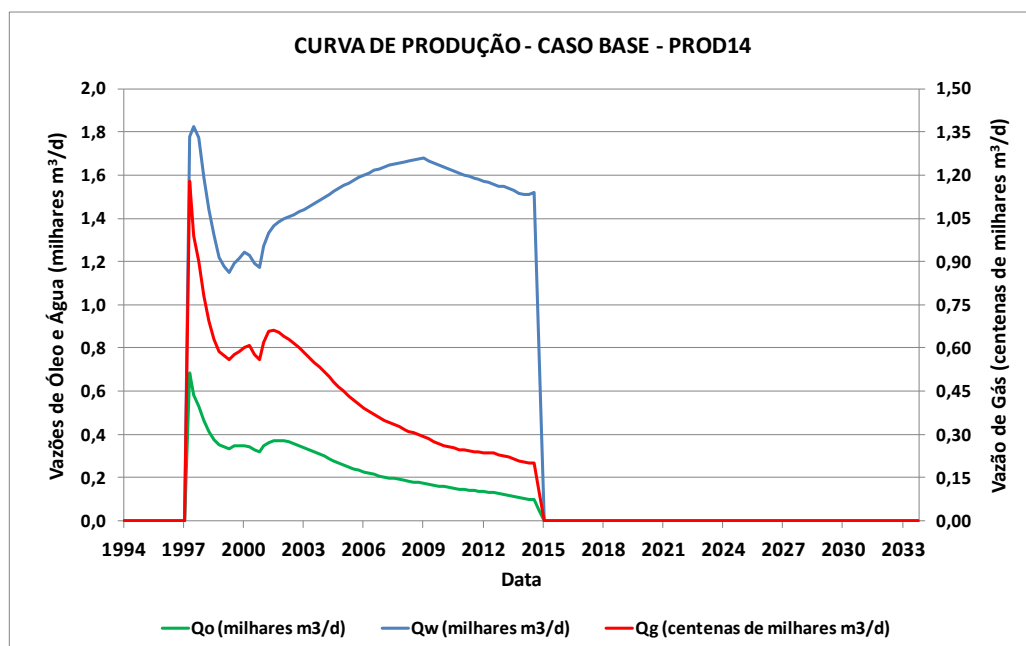


Figura 13.14: Curva de Produção do Poço PROD14.

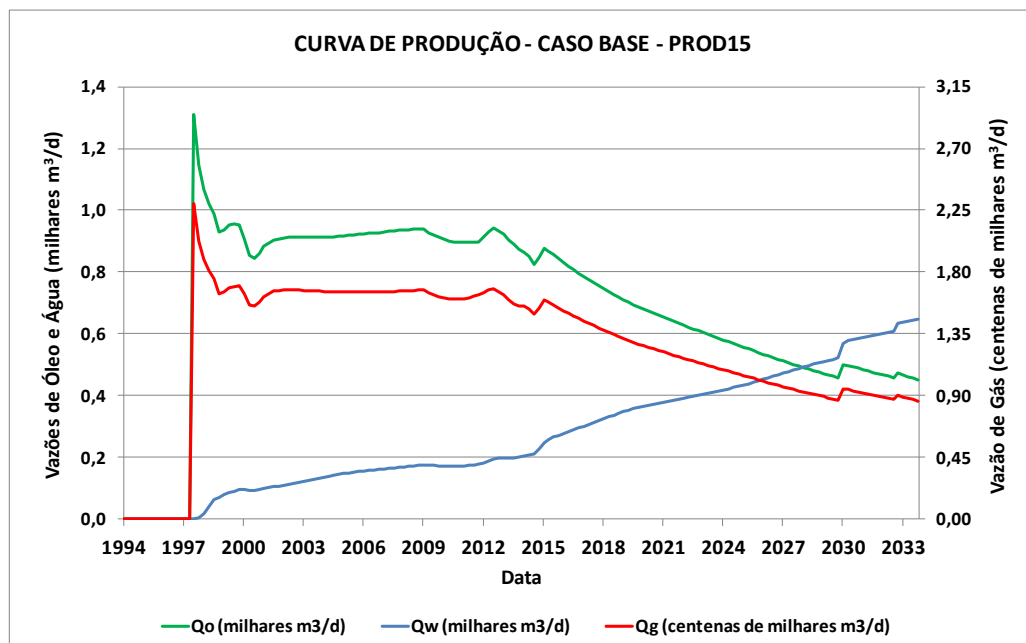


Figura 13.15: Curva de Produção do Poço PROD15.

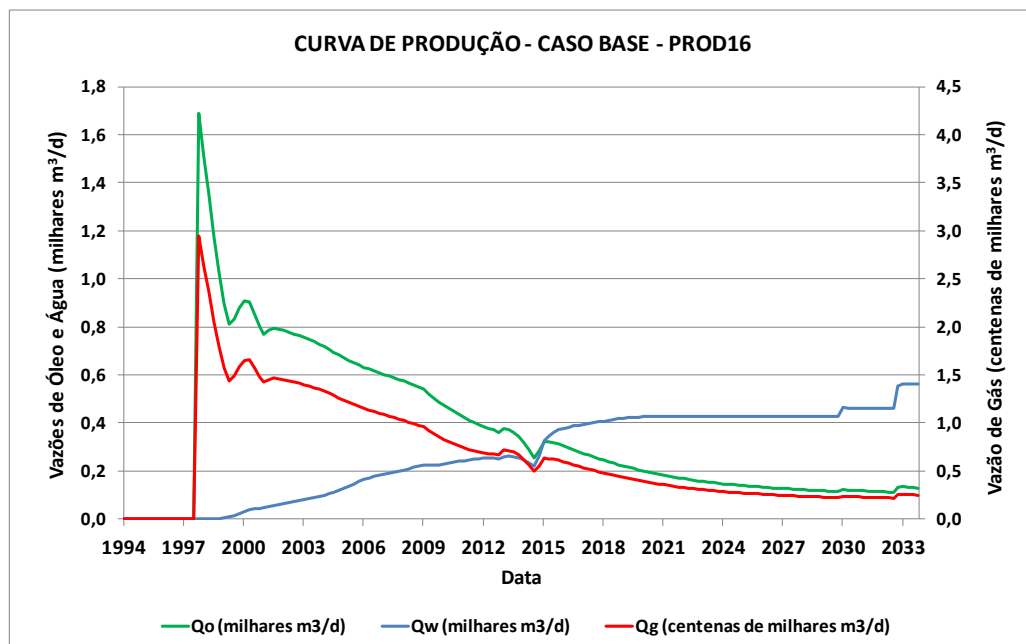


Figura 13.16: Curva de Produção do Poço PROD16.

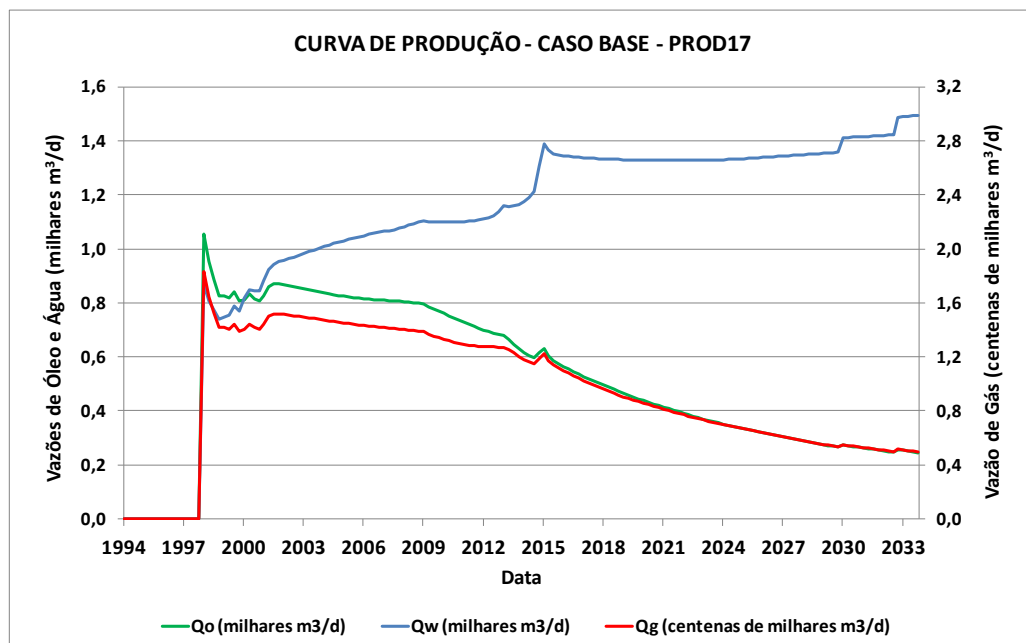


Figura 13.17: Curva de Produção do Poço PROD17.

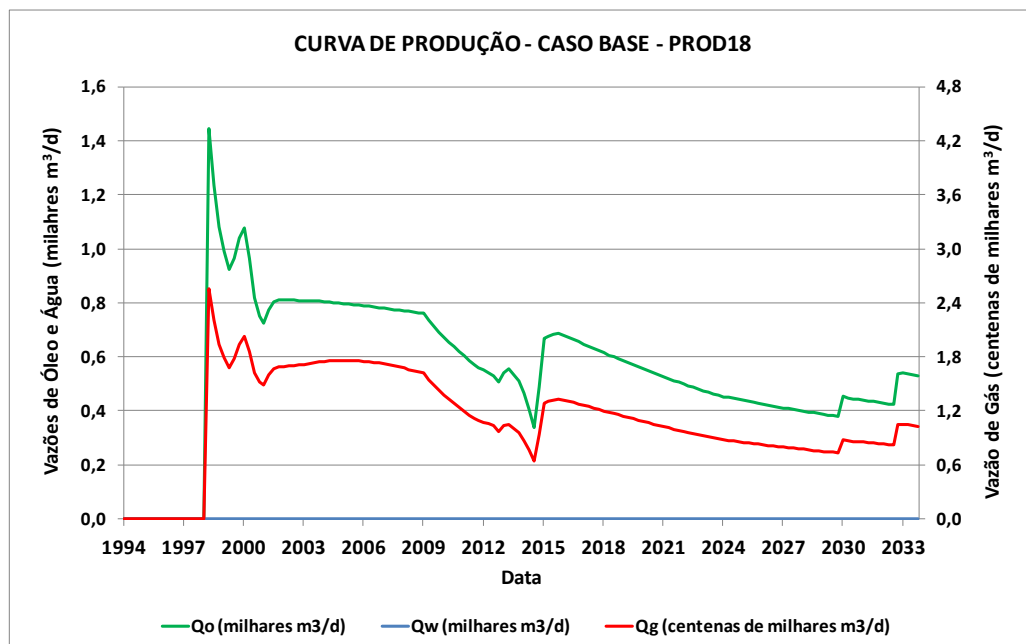


Figura 13.18: Curva de Produção do Poço PROD18.

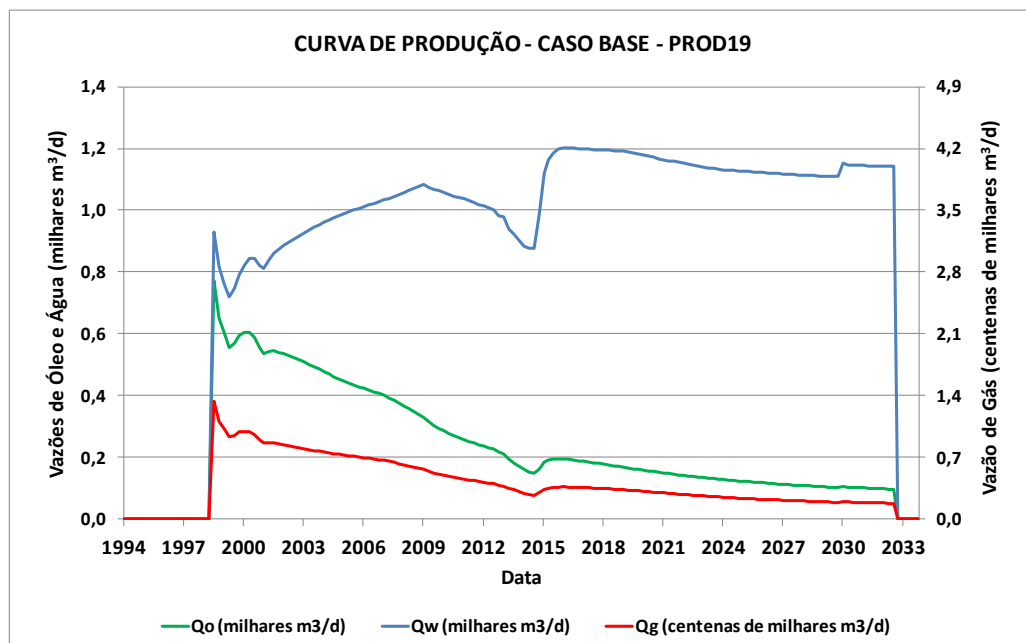


Figura 13.19: Curva de Produção do Poço PROD19.

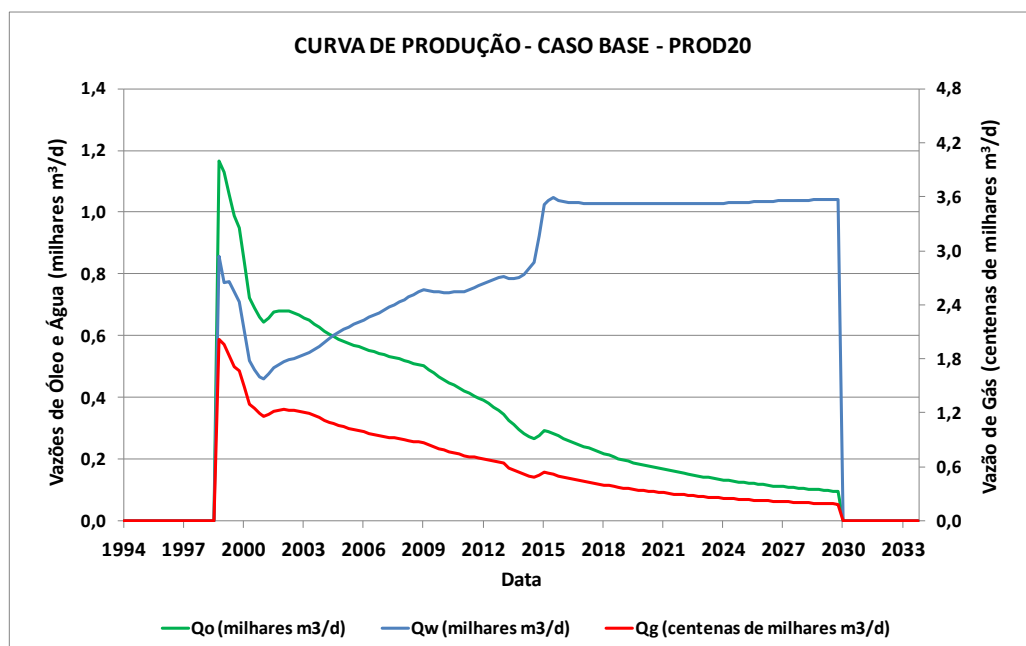


Figura 13.20: Curva de Produção do Poço PROD20.

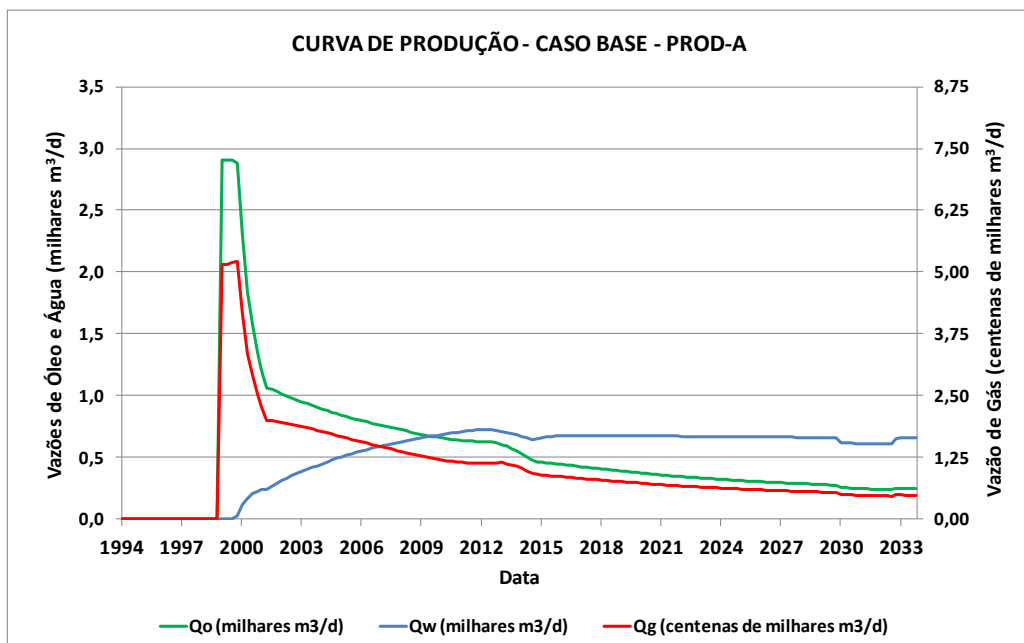


Figura 13.21: Curva de Produção do Poço PROD-A.

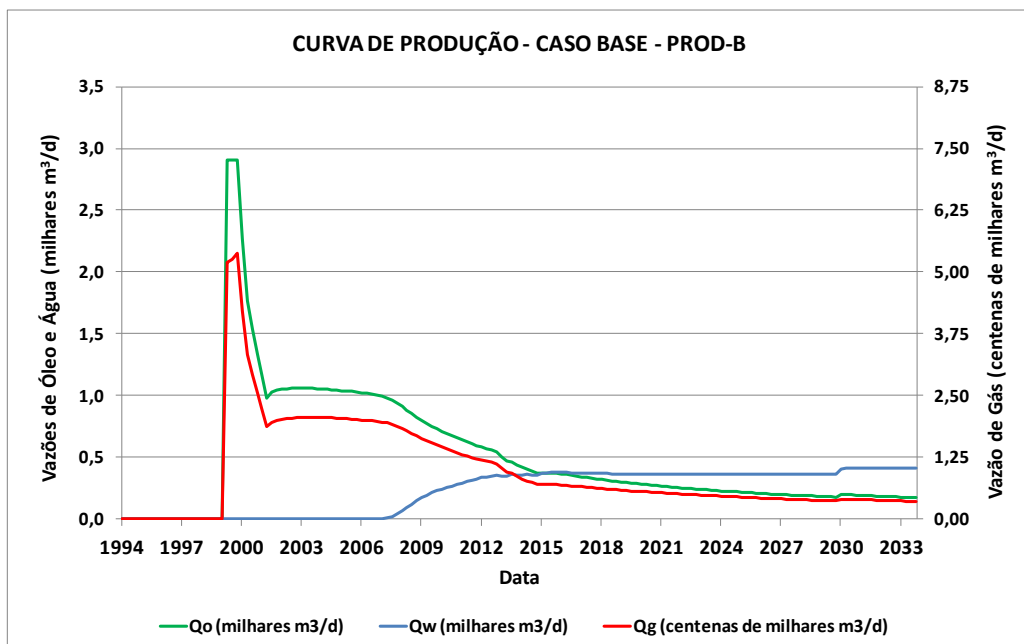


Figura 13.22: Curva de Produção do Poço PROD-B.

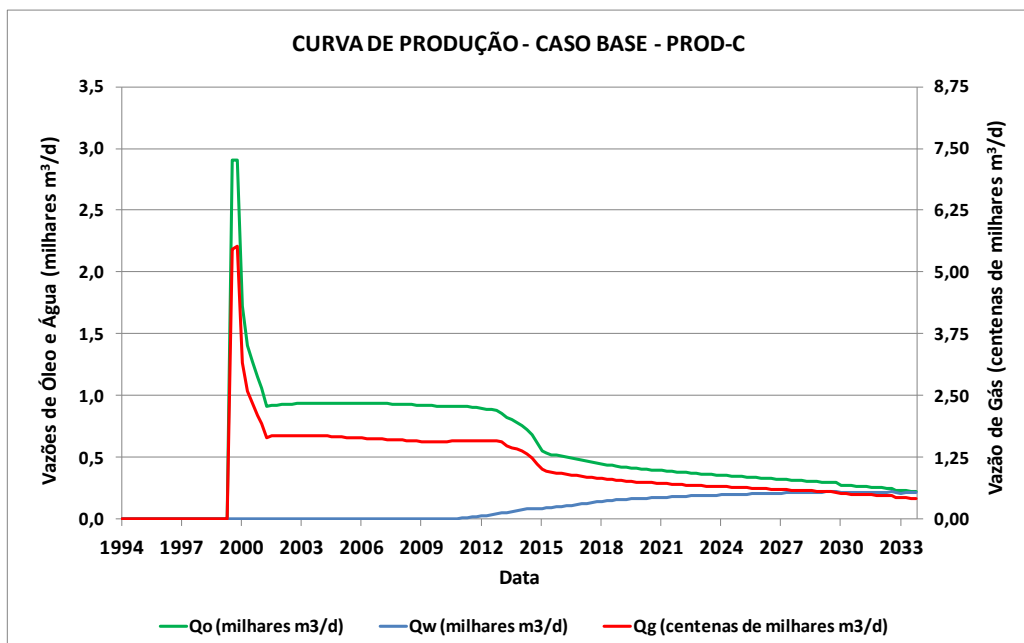


Figura 13.23: Curva de Produção do Poço PROD-C.

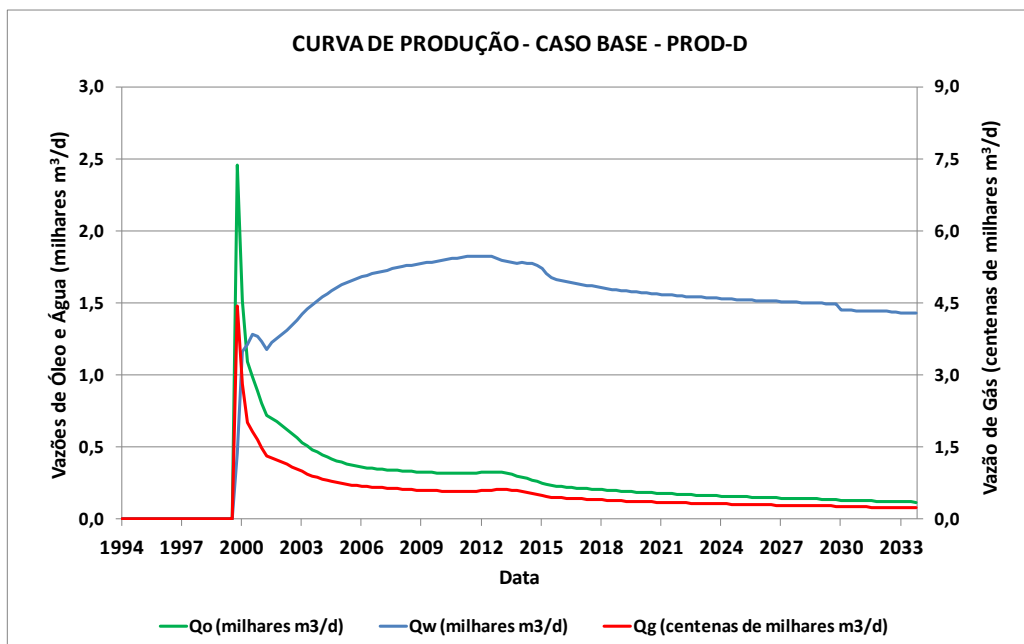


Figura 13.24: Curva de Produção do Poço PROD-D.

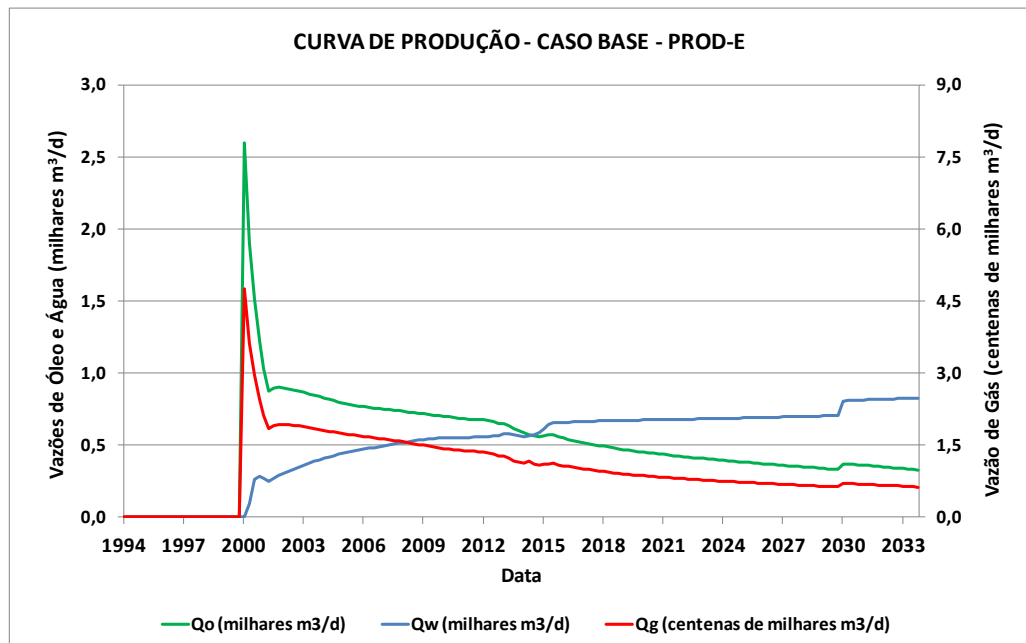


Figura 13.25: Curva de Produção do Poço PROD-E.

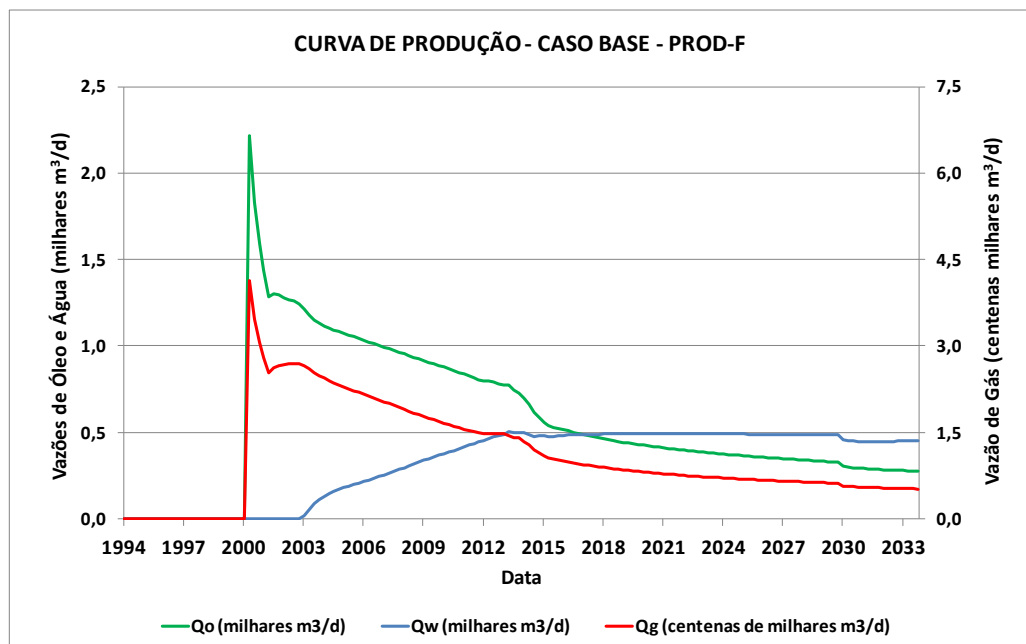


Figura 13.26: Curva de Produção do Poço PROD-F.

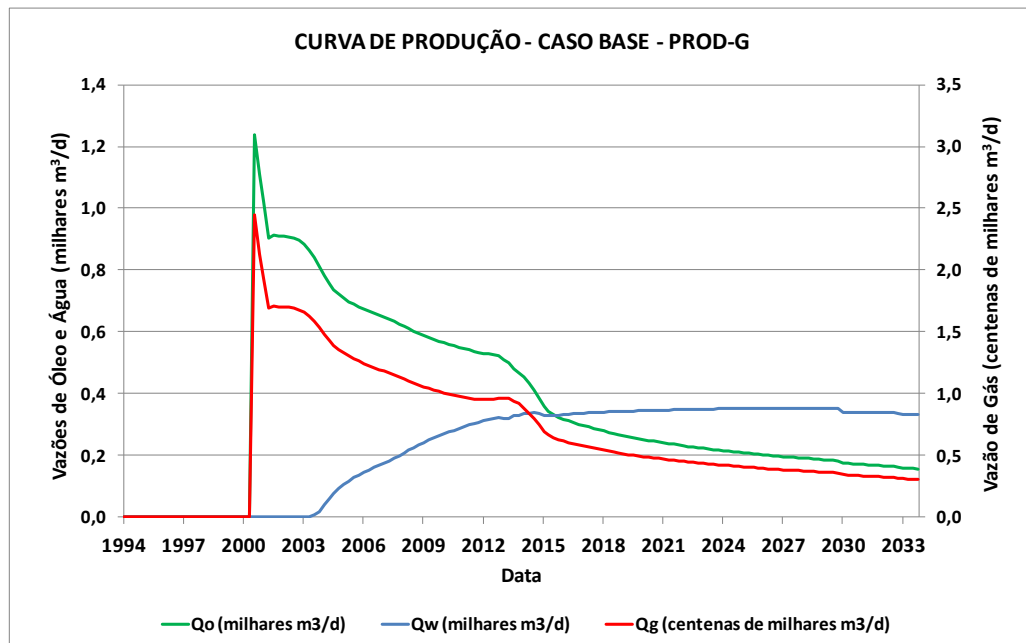


Figura 13.27: Curva de Produção do Poço PROD-G.

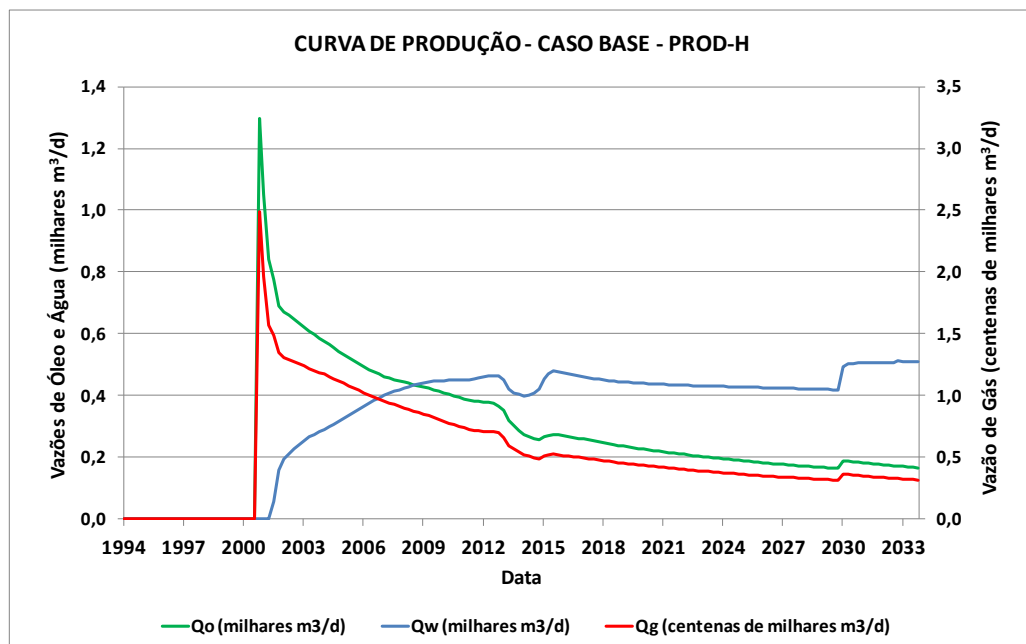


Figura 13.28: Curva de Produção do Poço PROD-H.

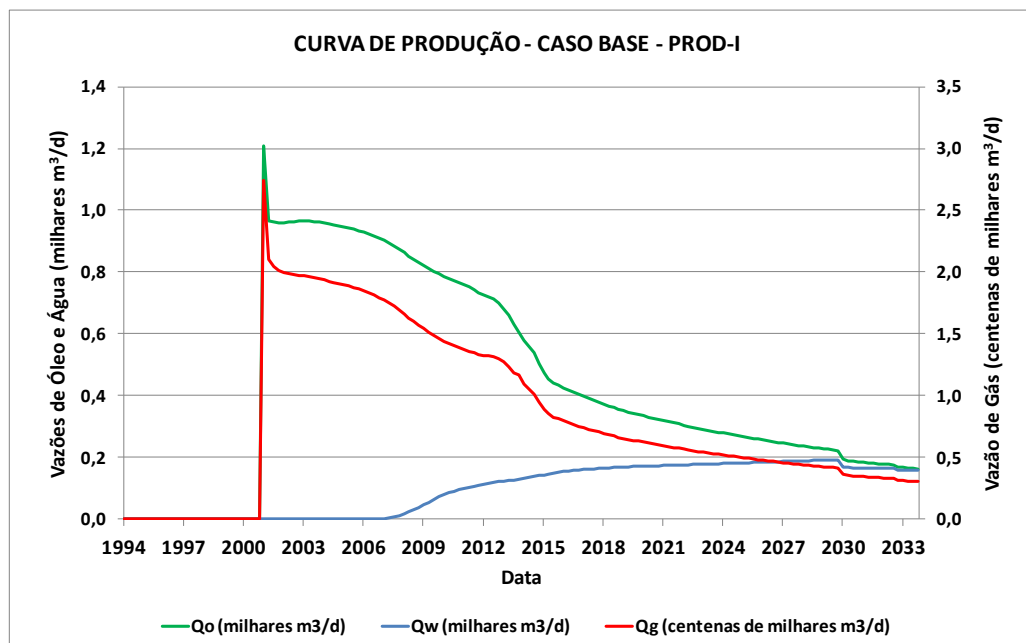


Figura 13.29: Curva de Produção do Poço PROD-I.

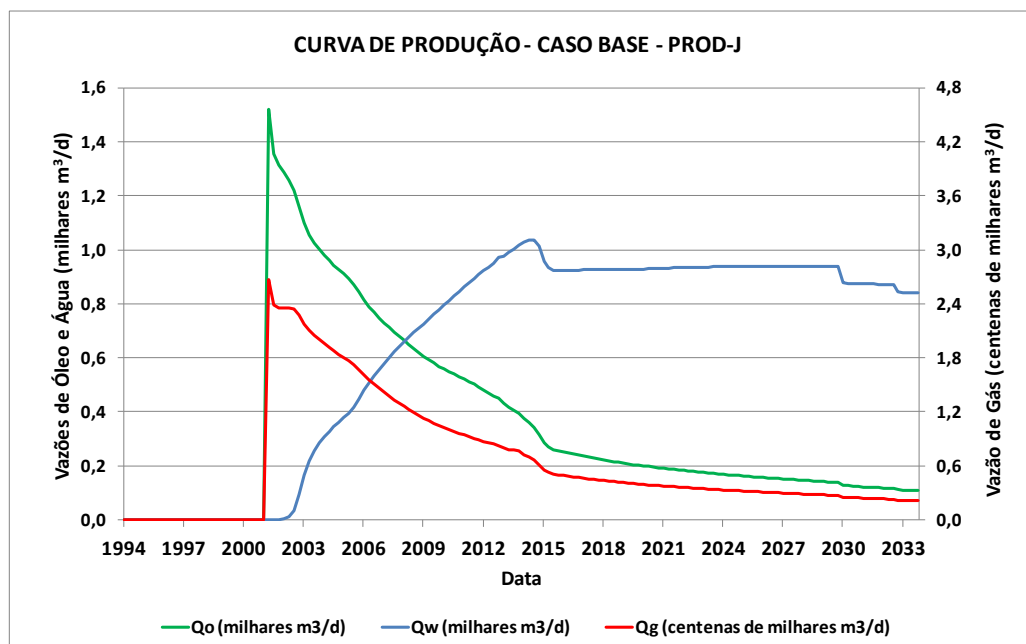


Figura 13.30: Curva de Produção do Poço PROD-J.

14. Apêndice VI - Resultados da Otimização do Modelo 1

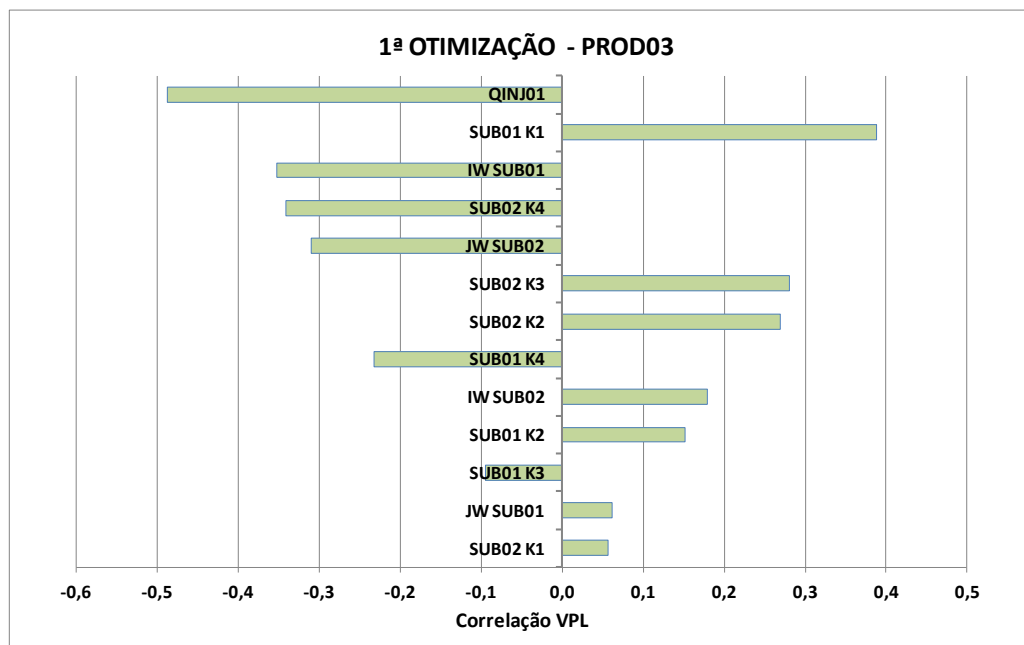


Figura 14.1: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD03 – Correlação com o VPL.

onde:

QINJ01: vazão de injeção do INJ01;

IW SUB01: posição na direção x do poço SUB01;

JW SUB01: posição na direção y do poço SUB01;

IW SUB02: posição na direção x do poço SUB02;

JW SUB02: posição na direção y do poço SUB02;

SUB01 Kn: completção do poço SUB01 na camada n;

SUB02 Kn: completção do poço SUB02 na camada n.

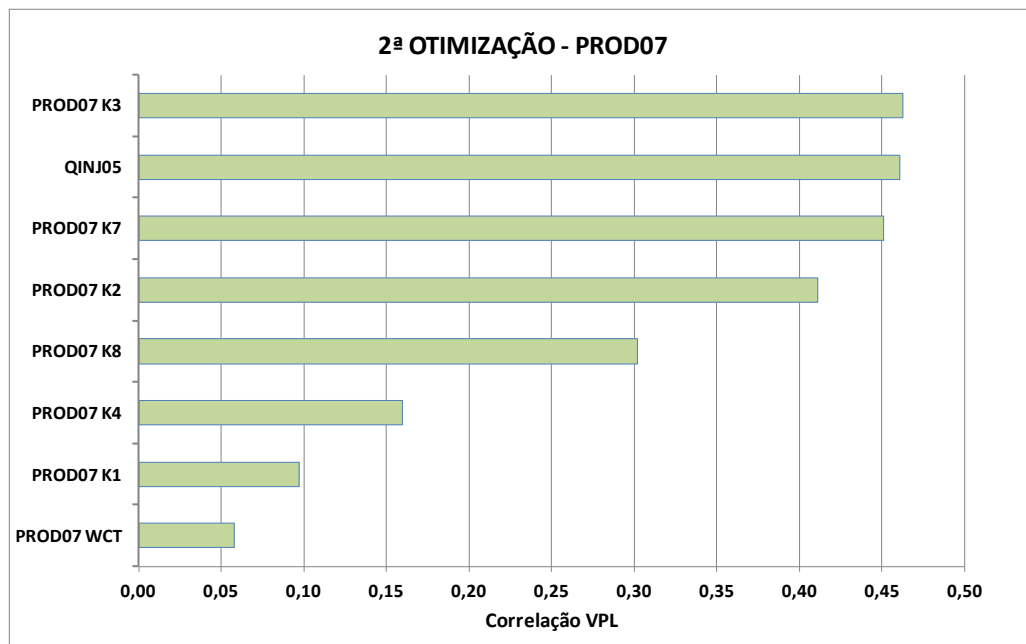


Figura 14.2: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD07 – Correlação com o VPL.

onde:

QINJ05: vazão de injeção do INJ05;

PROD07 Kn: completção do poço PROD07 na camada n;

PROD07 WCT: WCT limite do poço PROD07.

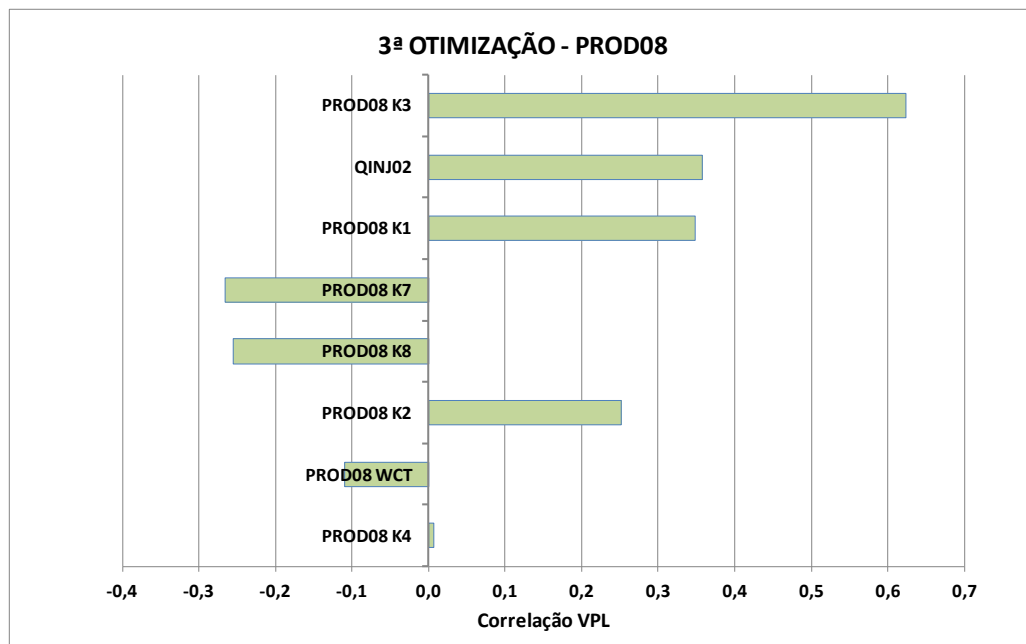


Figura 14.3: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD08 – Correlação com o VPL.

onde:

QINJ02: vazão de injeção do INJ02;

PROD08 Kn: completção do poço PROD08 na camada n;

PROD08 WCT: WCT limite do poço PROD08.

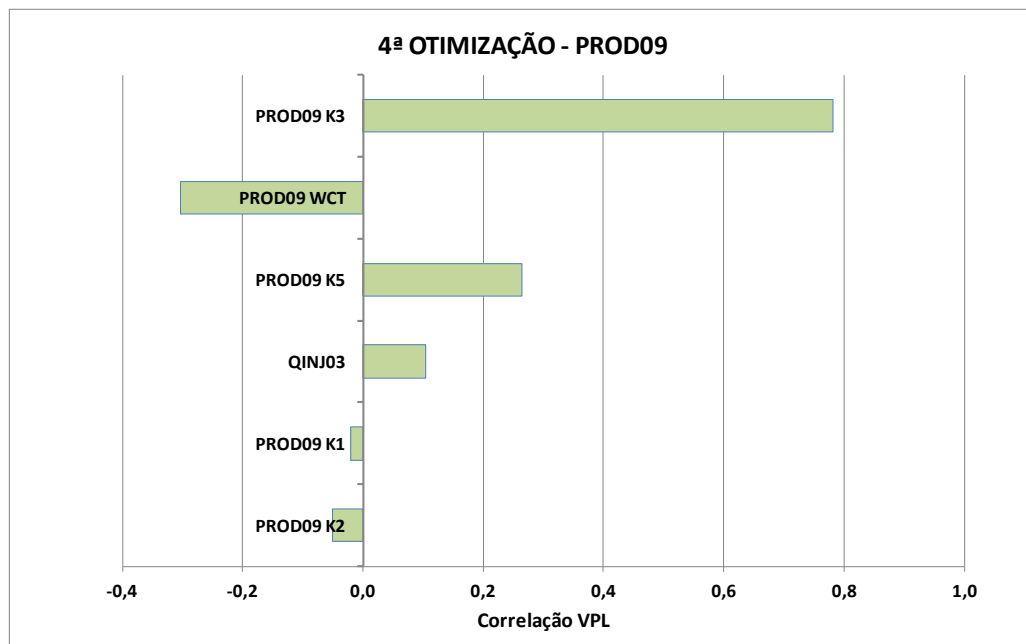


Figura 14.4: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD09 – Correlação com o VPL.

onde:

QINJ03: vazão de injeção do INJ03;

PROD09 Kn: completção do poço PROD09 na camada n;

PROD09 WCT: WCT limite do poço PROD09.

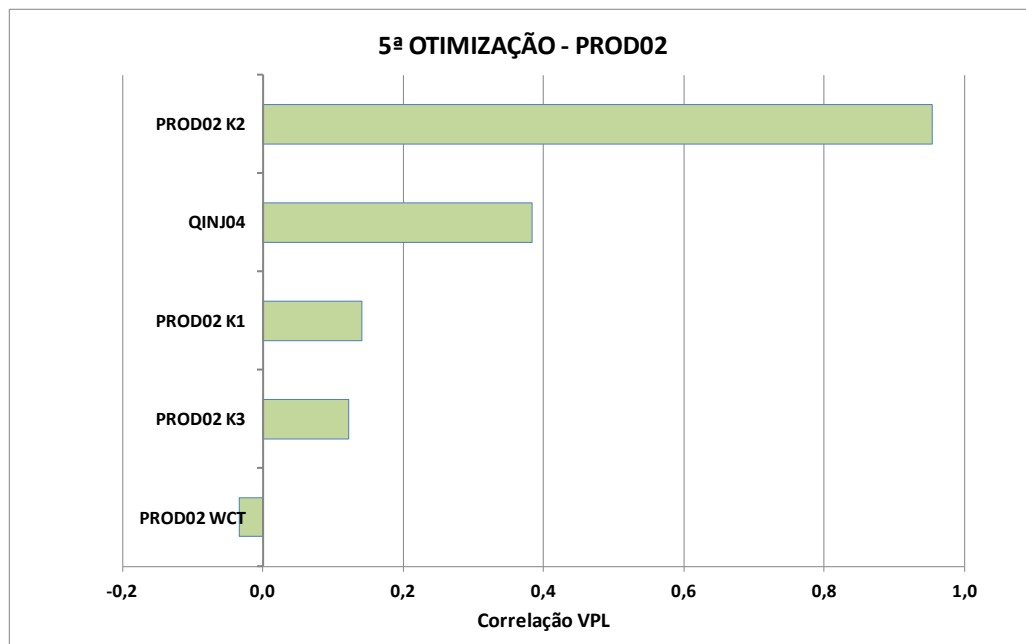


Figura 14.5: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD02 – Correlação com o VPL.

onde:

QINJ04: vazão de injeção do INJ04;

PROD02 Kn: completção do poço PROD02 na camada n;

PROD02 WCT: WCT limite do poço PROD02.

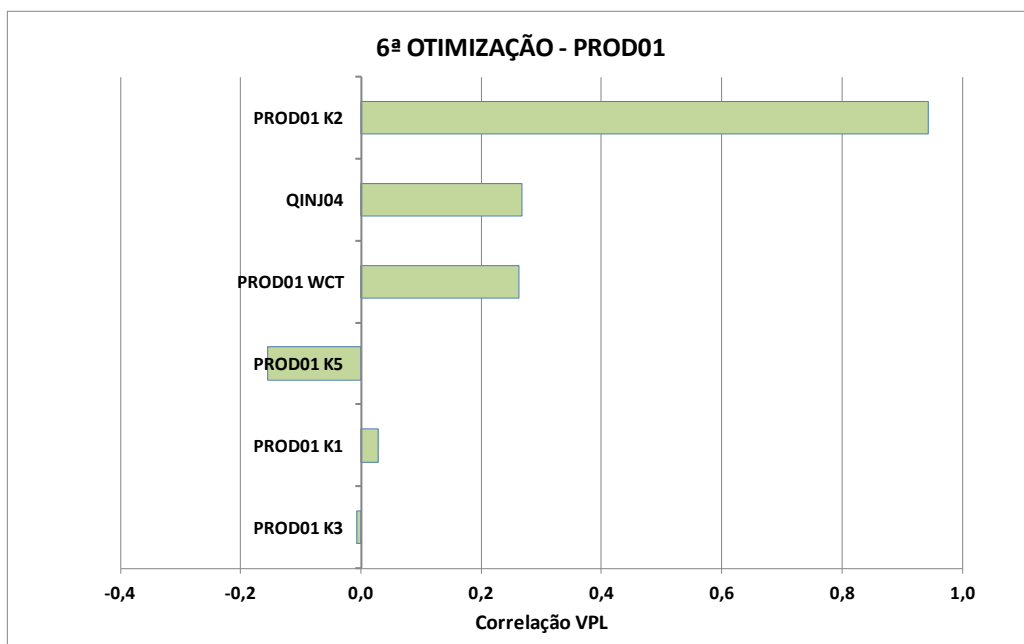


Figura 14.6: Gráfico Tornado da Otimização do Caso PROD01 – Correlação com o VPL.

onde:

PROD01 Kn: completção do poço PROD01 na camada n;

PROD01 WCT: WCT limite do poço PROD01.

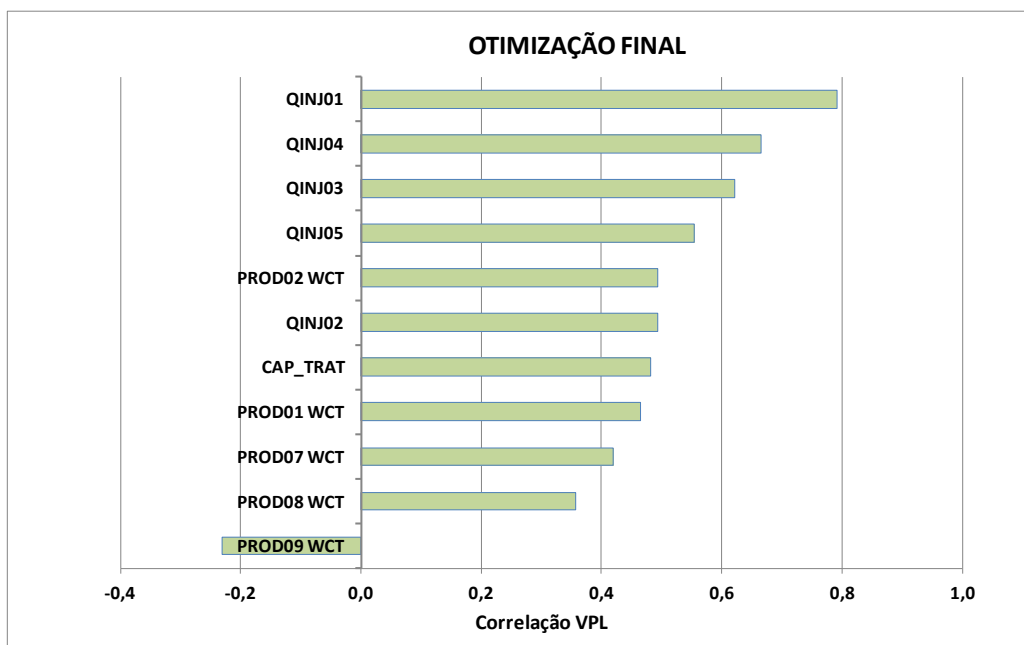


Figura 14.7: Gráfico Tornado da Flexibilização do Último Caso – Correlação com o VPL.

onde:

CAP_TRAT: limite da produção de água da plataforma.

15.Apêndice VII - Resultados do Modelo 2

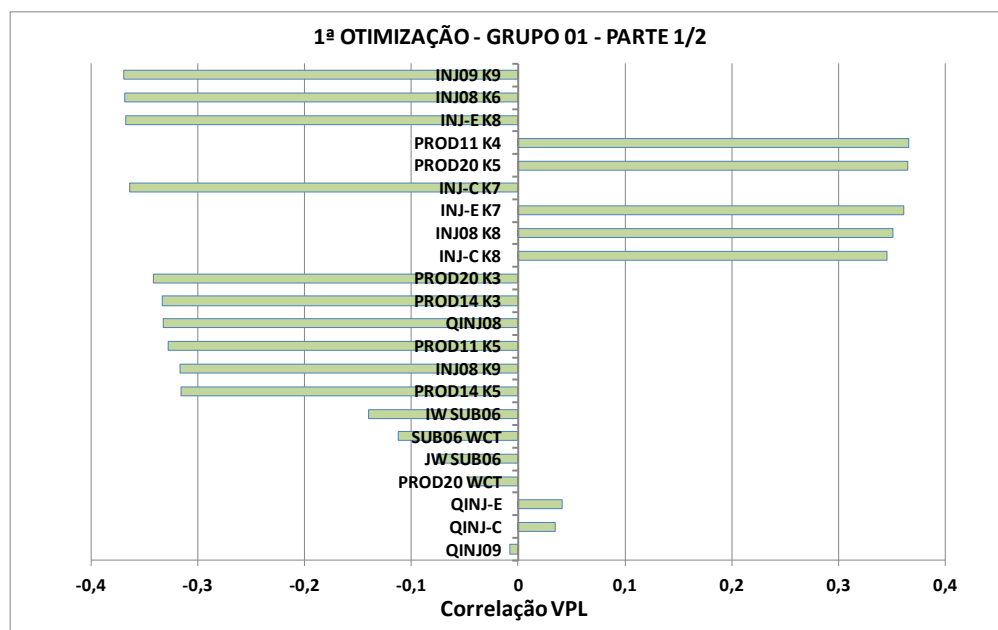


Figura 15.1: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 01 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).

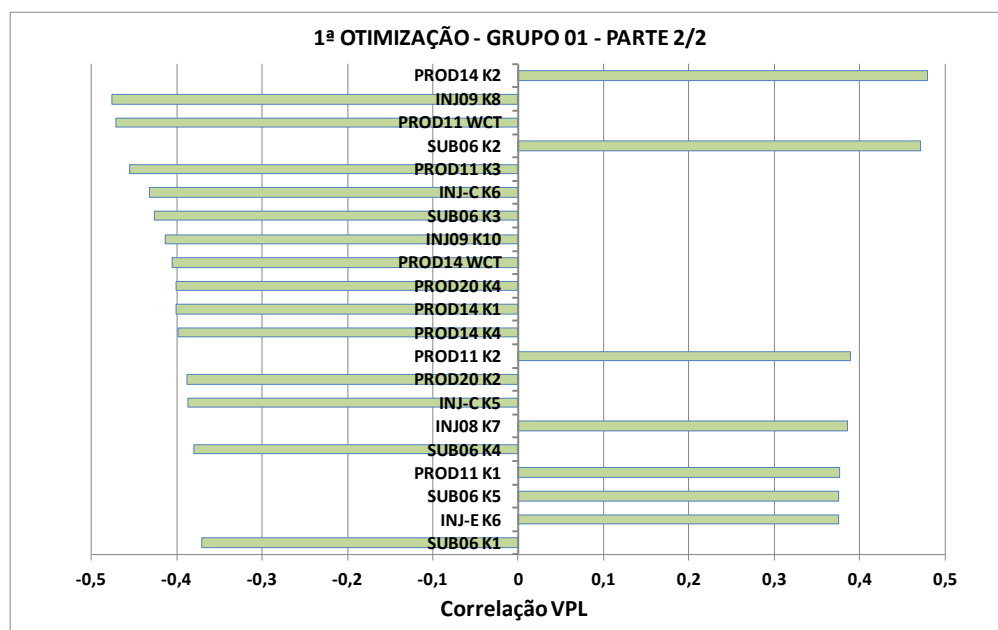


Figura 15.2: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 01 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).

onde:

QINJ08: vazão de injeção do INJ08;

QINJ09: vazão de injeção do INJ09;

QINJ-E: vazão de injeção do INJ-E;

QINJ-C: vazão de injeção do INJ-C;

IW SUB06: posição na direção x do poço SUB06;

JW SUB06: posição na direção y do poço SUB06;

SUB06 Kn: completção do poço SUB06 na camada n;

PROD11 Kn: completção do poço PROD11 na camada n;

PROD14 Kn: completção do poço PROD14 na camada n;

PROD20 Kn: completção do poço PROD20 na camada n;

INJ08 Kn: completção do poço INJ08 na camada n;

INJ09 Kn: completção do poço INJ09 na camada n;

INJ-C Kn: completção do poço INJ-C na camada n;

INJ-E Kn: completção do poço INJ-E na camada n;

PROD11 WCT: WCT limite do poço PROD11;

PROD14 WCT: WCT limite do poço PROD14;

PROD20 WCT: WCT limite do poço PROD20;

SUB06 WCT: WCT limite do poço SUB06.

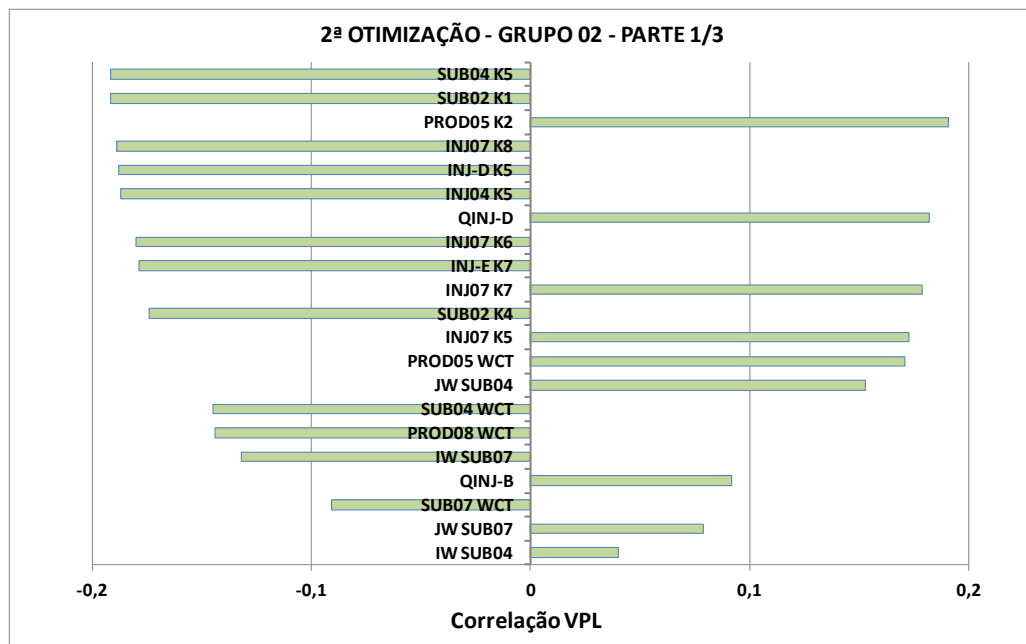


Figura 15.3: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 02 – Correlação com o VPL (Parte 1/3).

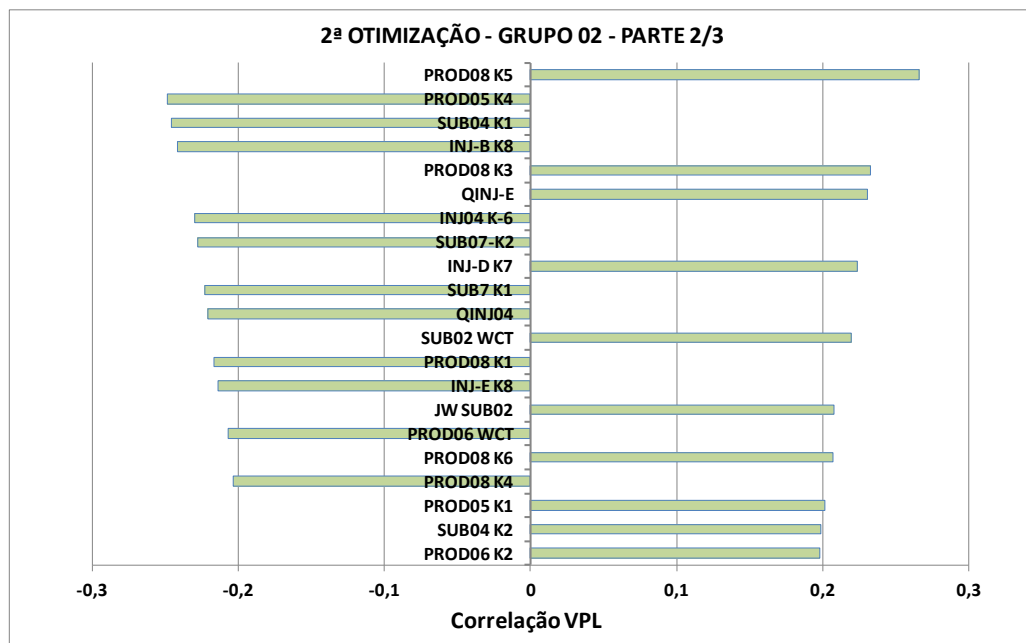


Figura 15.4: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 02 – Correlação com o VPL (Parte 2/3).

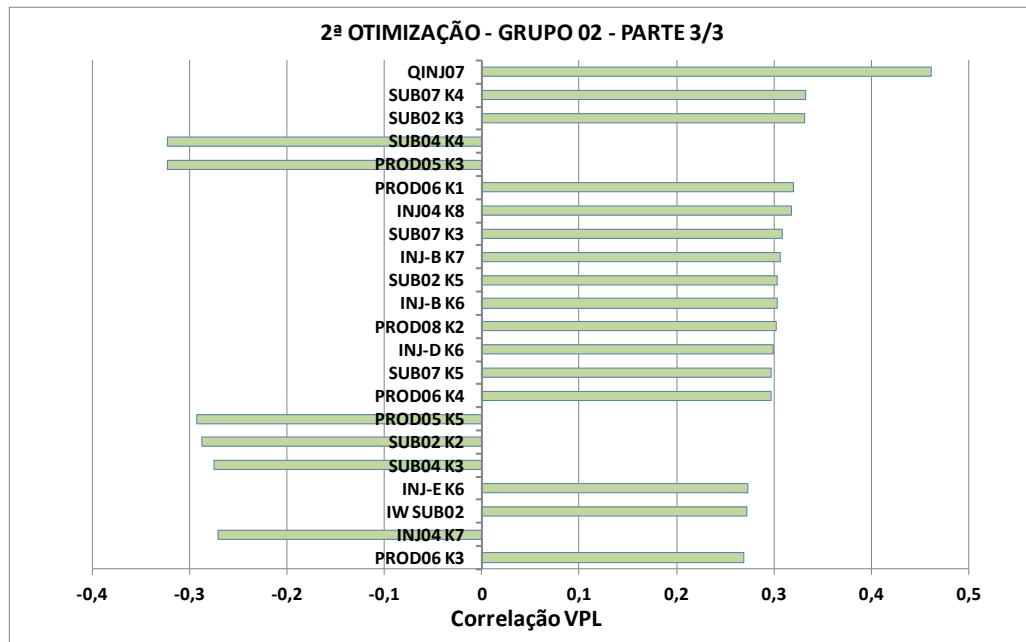


Figura 15.5: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 02 – Correlação com o VPL (Parte 3/3).

onde:

QINJ04: vazão de injeção do INJ04;

QINJ07: vazão de injeção do INJ07;

QINJ-B: vazão de injeção do INJ-B;

QINJ-D: vazão de injeção do INJ-D;

QINJ-E: vazão de injeção do INJ-E;

IW SUB02: posição na direção x do poço SUB02;

JW SUB02: posição na direção y do poço SUB02;

IW SUB04: posição na direção x do poço SUB04;

JW SUB04: posição na direção y do poço SUB04;

IW SUB07: posição na direção x do poço SUB07;

JW SUB07: posição na direção y do poço SUB07;

SUB02 Kn: completção do poço SUB02 na camada n;

SUB04 Kn: completção do poço SUB04 na camada n;

SUB07 Kn: completção do poço SUB07 na camada n;
PROD05 Kn: completção do poço PROD05 na camada n;
PROD06 Kn: completção do poço PROD06 na camada n;
PROD08 Kn: completção do poço PROD08 na camada n;
INJ04 Kn: completção do poço INJ04 na camada n;
INJ07 Kn: completção do poço INJ07 na camada n;
INJ-B Kn: completção do poço INJ-B na camada n;
INJ-D Kn: completção do poço INJ-D na camada n;
INJ-E Kn: completção do poço INJ-E na camada n;
PROD05 WCT: WCT limite do poço PROD05;
PROD06 WCT: WCT limite do poço PROD06;
PROD08 WCT: WCT limite do poço PROD08;
SUB02 WCT: WCT limite do poço SUB02;
SUB04 WCT: WCT limite do poço SUB04;
SUB07 WCT: WCT limite do poço SUB07.

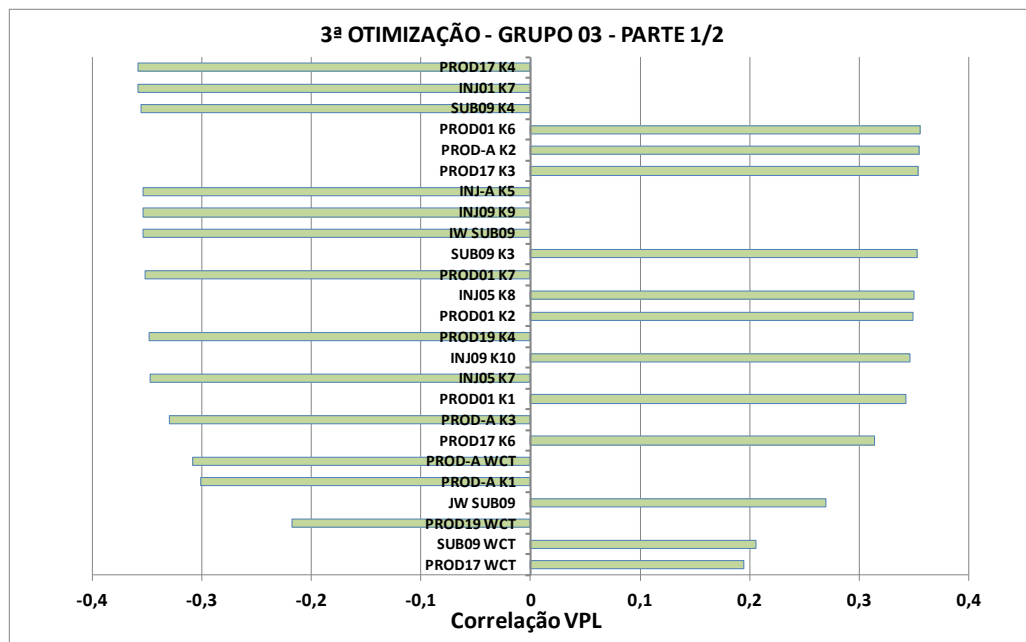


Figura 15.6: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 03 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).

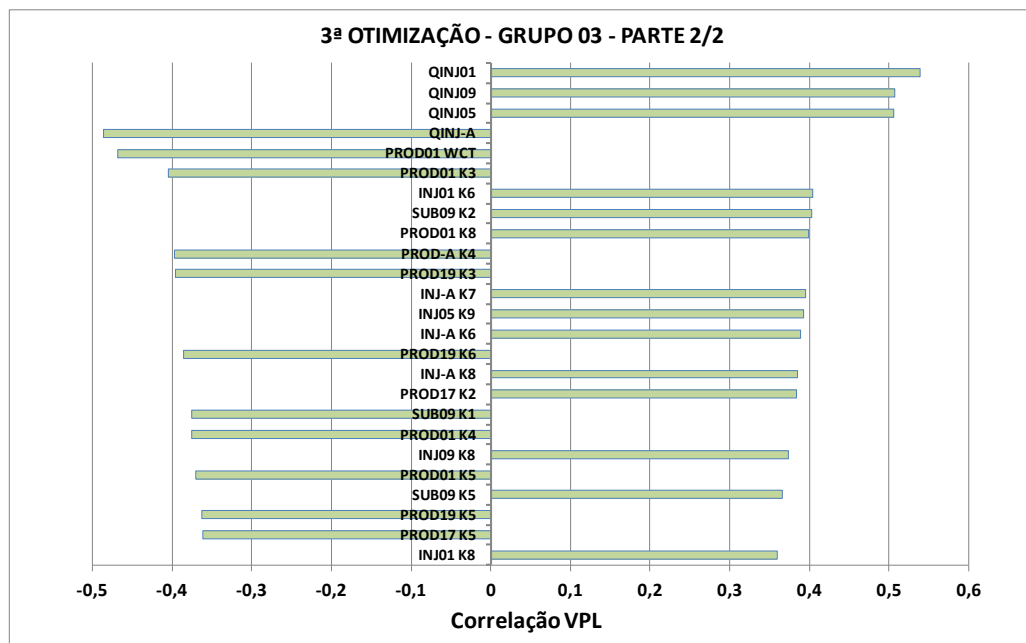


Figura 15.7: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 03 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).

onde:

QINJ01: vazão de injeção do INJ01;

QINJ05: vazão de injeção do INJ05;

QINJ09: vazão de injeção do INJ09;

QINJ-A: vazão de injeção do INJ-A;

IW SUB09: posição na direção x do poço SUB09;

JW SUB09: posição na direção y do poço SUB09;

SUB09 Kn: completção do poço SUB09 na camada n;

PROD01 Kn: completção do poço PROD01 na camada n;

PROD17 Kn: completção do poço PROD17 na camada n;

PROD19 Kn: completção do poço PROD19 na camada n;

PROD-A Kn: completção do poço PROD-A na camada n;

INJ04 Kn: completção do poço INJ04 na camada n;

INJ07 Kn: completção do poço INJ07 na camada n;

INJ-B Kn: completção do poço INJ-B na camada n;

INJ-D Kn: completção do poço INJ-D na camada n;

INJ-E Kn: completção do poço INJ-E na camada n;

PROD01 WCT: WCT limite do poço PROD01;

PROD17 WCT: WCT limite do poço PROD17;

PROD19 WCT: WCT limite do poço PROD19;

PROD-A WCT: WCT limite do poço PROD-A;

SUB09 WCT: WCT limite do poço SUB09.

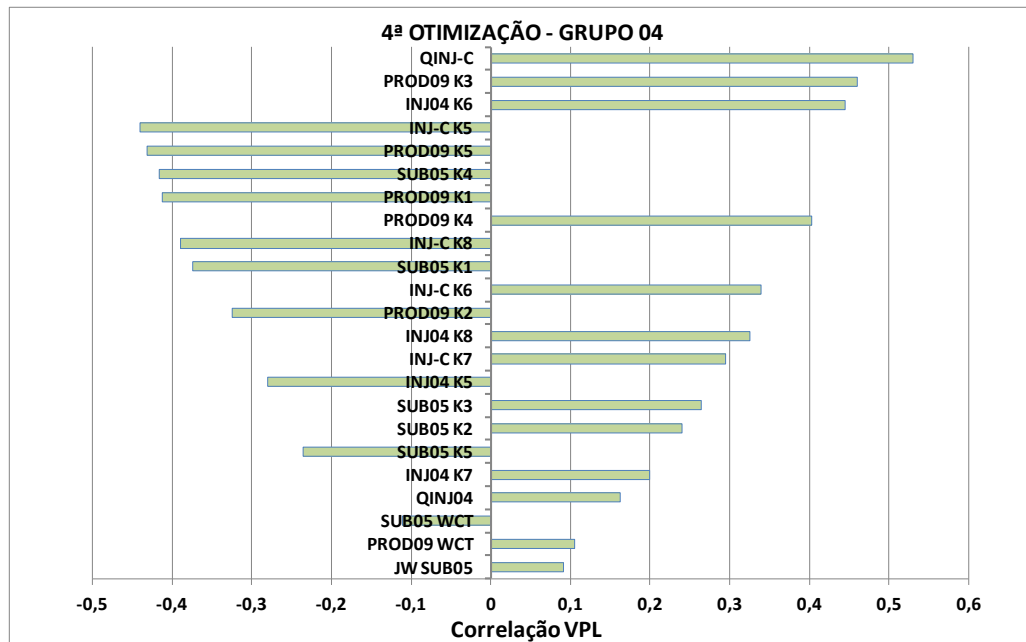


Figura 15.8: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 04 – Correlação com o VPL.

onde:

QINJ04: vazão de injeção do INJ04;

QINJ-C: vazão de injeção do INJ-C;

IW SUB05: posição na direção x do poço SUB05;

JW SUB05: posição na direção y do poço SUB05;

SUB05 Kn: completção do poço SUB05 na camada n;

PROD09 Kn: completção do poço PROD09 na camada n;

INJ04 Kn: completção do poço INJ04 na camada n;

INJ-C Kn: completção do poço INJ-C na camada n;

PROD09 WCT: WCT limite do poço PROD09;

SUB05 WCT: WCT limite do poço SUB05.

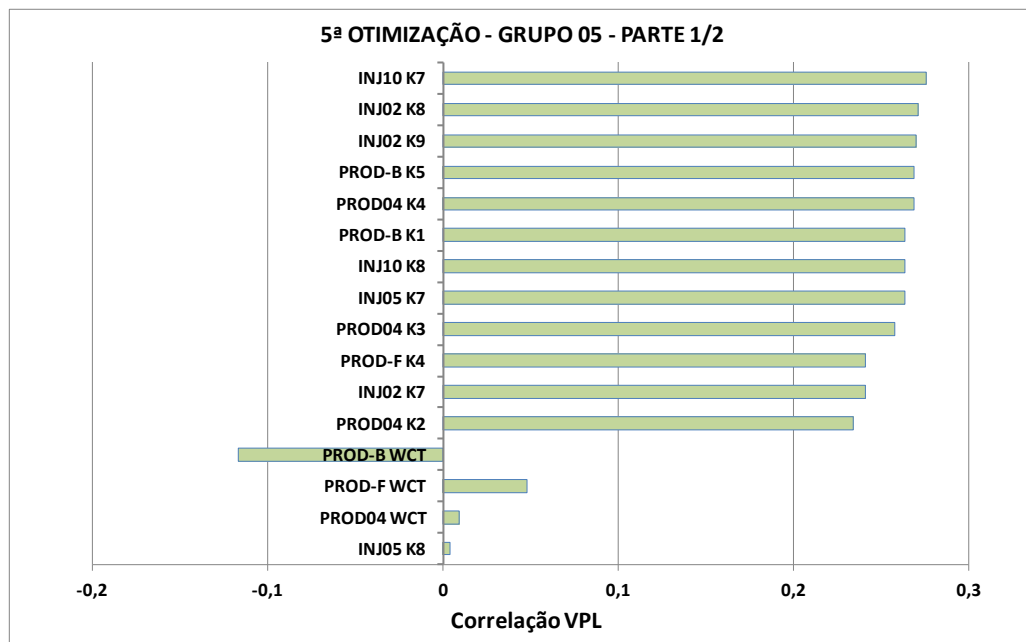


Figura 15.9: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 05 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).

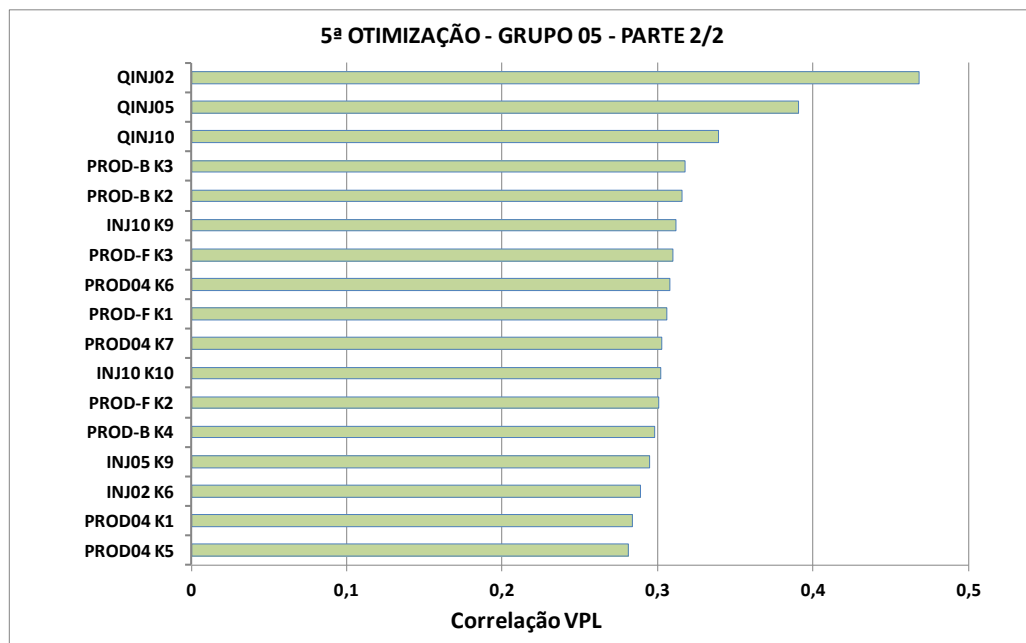


Figura 15.10: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 05 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).

onde:

QINJ02: vazão de injeção do INJ02;

QINJ05: vazão de injeção do INJ05;

QINJ10: vazão de injeção do INJ10;

PROD04 Kn: completção do poço PROD04 na camada n;

PROD-B Kn: completção do poço PROD-B na camada n;

PROD-F Kn: completção do poço PROD-F na camada n;

INJ02 Kn: completção do poço INJ04 na camada n;

INJ05 Kn: completção do poço INJ05 na camada n;

INJ10 Kn: completção do poço INJ10 na camada n;

PROD04 WCT: WCT limite do poço PROD04;

PROD-B WCT: WCT limite do poço PROD-B;

PROD-F WCT: WCT limite do poço PROD-F.

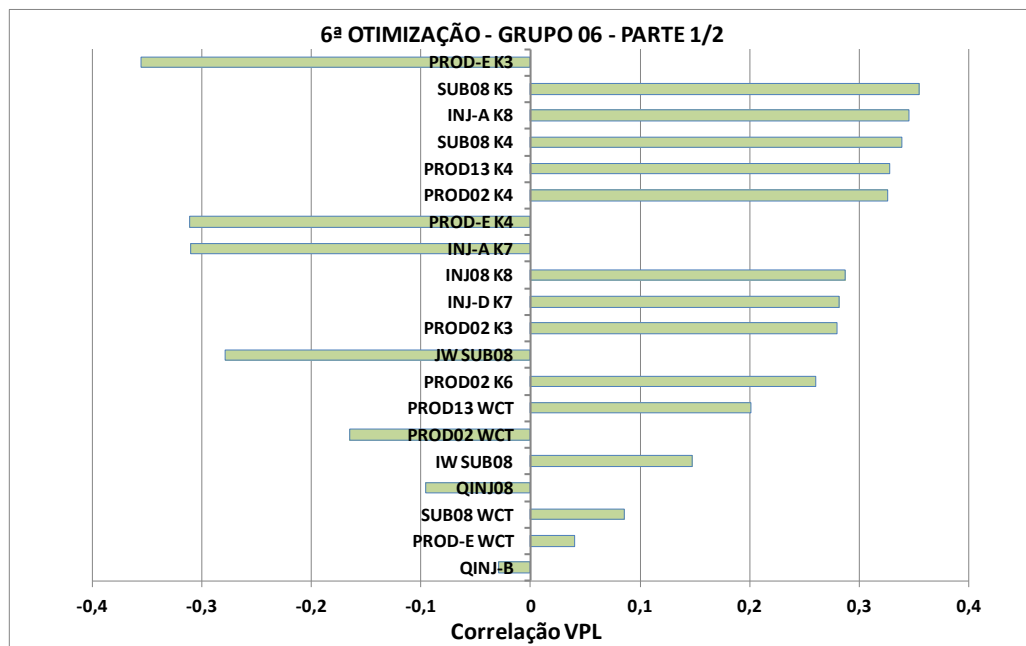


Figura 15.11: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 06 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).

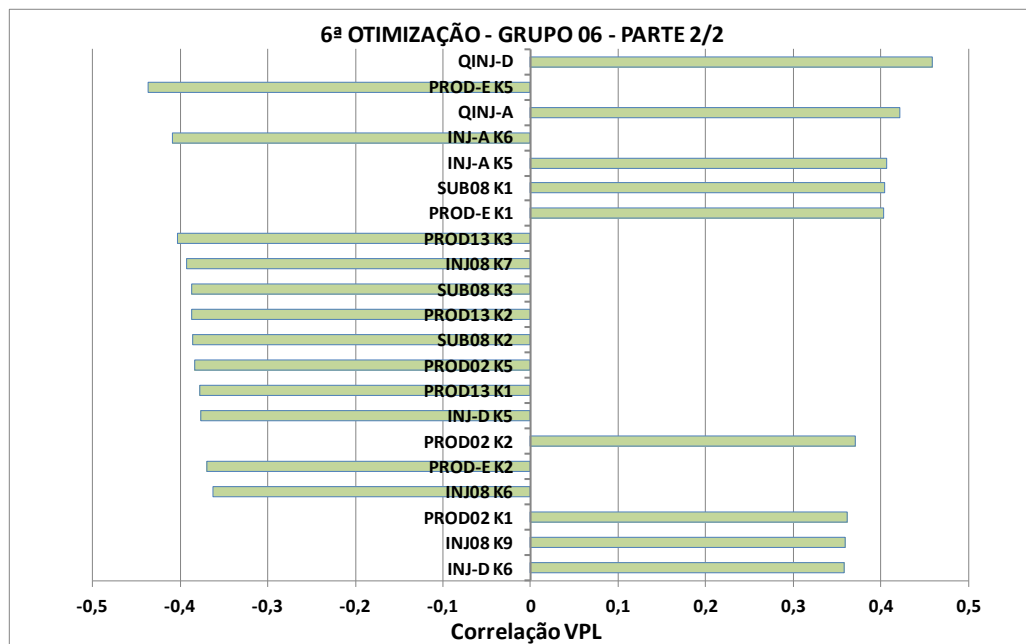


Figura 15.12: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 06 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).

onde:

QINJ08: vazão de injeção do INJ08;

QINJ-A: vazão de injeção do INJ-A;

QINJ-B: vazão de injeção do INJ-B;

QINJ-D: vazão de injeção do INJ-D;

IW SUB08: posição na direção x do poço SUB08;

JW SUB08: posição na direção y do poço SUB08;

SUB08 Kn: completção do poço SUB08 na camada n;

PROD02 Kn: completção do poço PROD02 na camada n;

PROD13 Kn: completção do poço PROD13 na camada n;

PROD-E Kn: completção do poço PROD-E na camada n;

INJ08 Kn: completção do poço INJ08 na camada n;

INJ-A Kn: completção do poço INJ-A na camada n;

INJ-D Kn: completção do poço INJ-D na camada n;

PROD02 WCT: WCT limite do poço PROD02;

PROD13 WCT: WCT limite do poço PROD13;

PROD-E WCT: WCT limite do poço PROD-E.

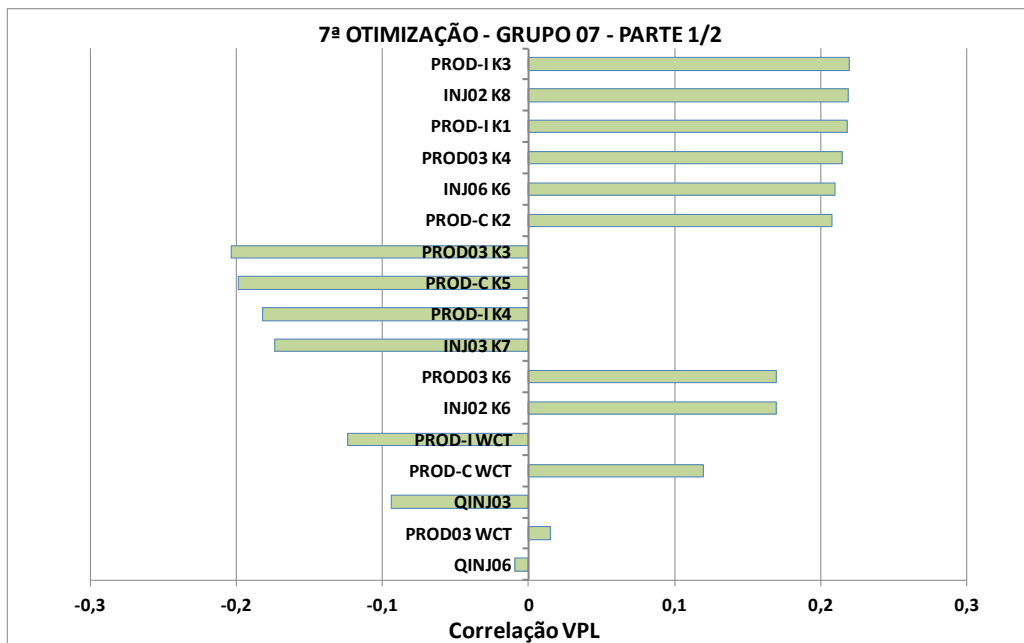


Figura 15.13: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 07 – Correlação com o VPL (Parte 1/2).

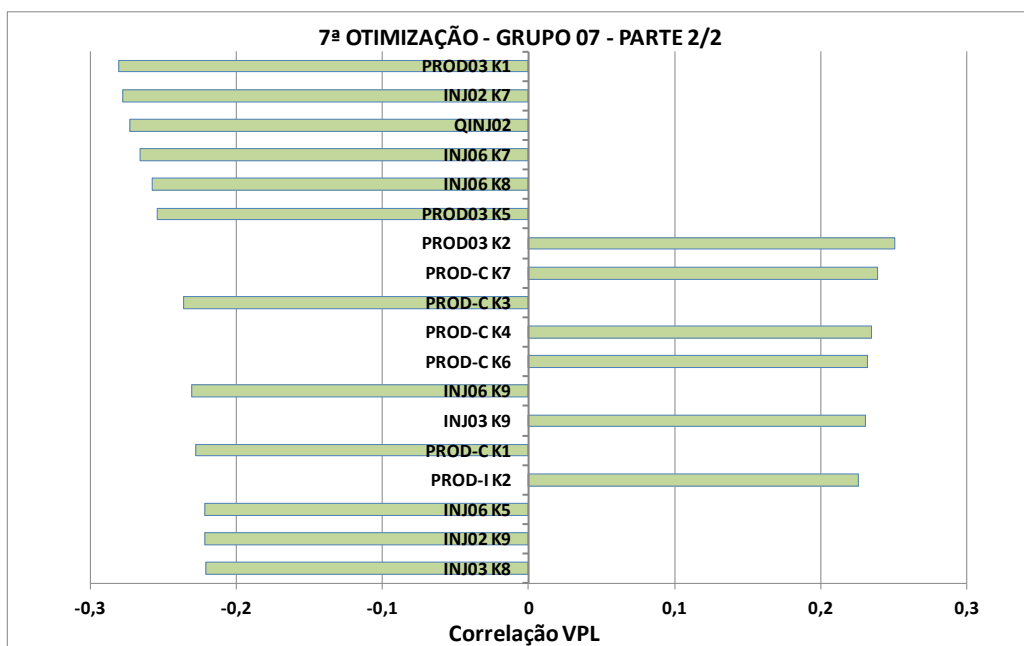


Figura 15.14: Gráfico Tornado da Otimização do Grupo 07 – Correlação com o VPL (Parte 2/2).

onde:

QINJ03: vazão de injeção do INJ03;

QINJ06: vazão de injeção do INJ06;

PROD03 Kn: completção do poço PROD03 na camada n;

PROD-C Kn: completção do poço PROD-C na camada n;

PROD-I Kn: completção do poço PROD-I na camada n;

INJ03 Kn: completção do poço INJ03 na camada n;

INJ06 Kn: completção do poço INJ06 na camada n;

PROD03 WCT: WCT limite do poço PROD03;

PROD-C WCT: WCT limite do poço PROD-C;

PROD-I WCT: WCT limite do poço PROD-I.

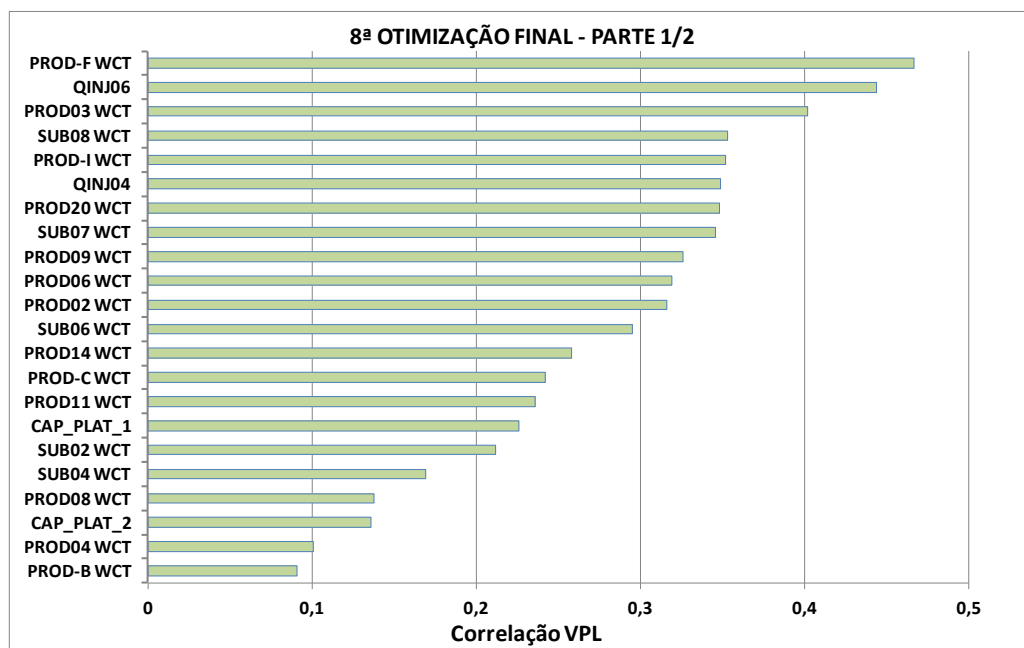


Figura 15.15: Gráfico Tornado da Otimização Final – Correlação com o VPL (Parte 1/2).

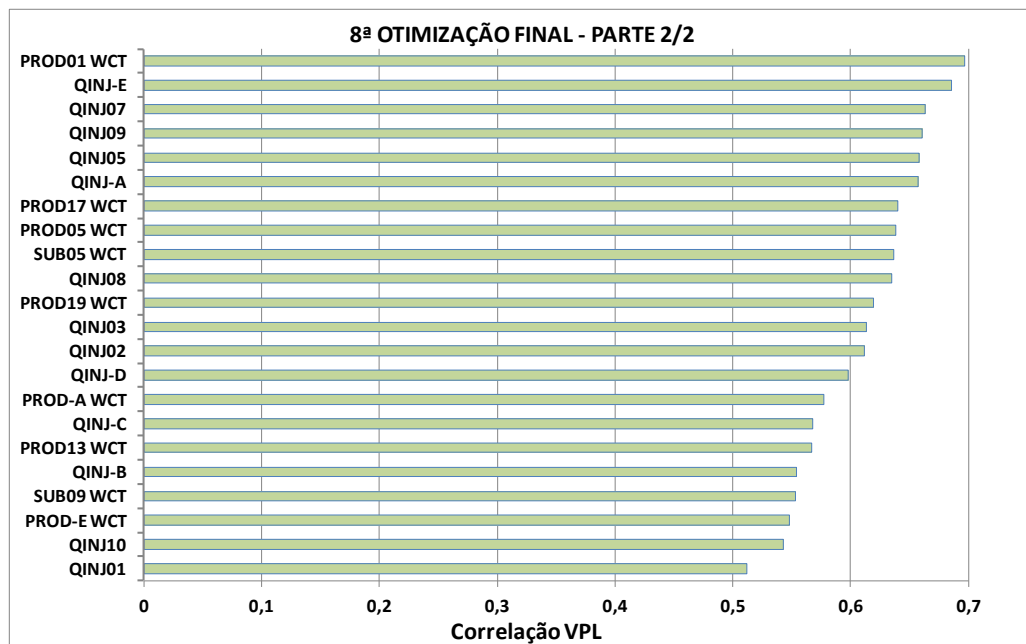


Figura 15.16: Gráfico Tornado da Otimização Final – Correlação com o VPL (Parte 2/2).

onde:

CAP_PLAT_1: limite da produção de água da plataforma 1;

CAP_PLAT_2: limite da produção de água da plataforma 2.

16.Apêndice VIII - Composição do Mapa de Qualidade

A seguir têm-se os mapas das propriedades que compõem o Mapa de Qualidade, conforme mencionado no Capítulo 3:

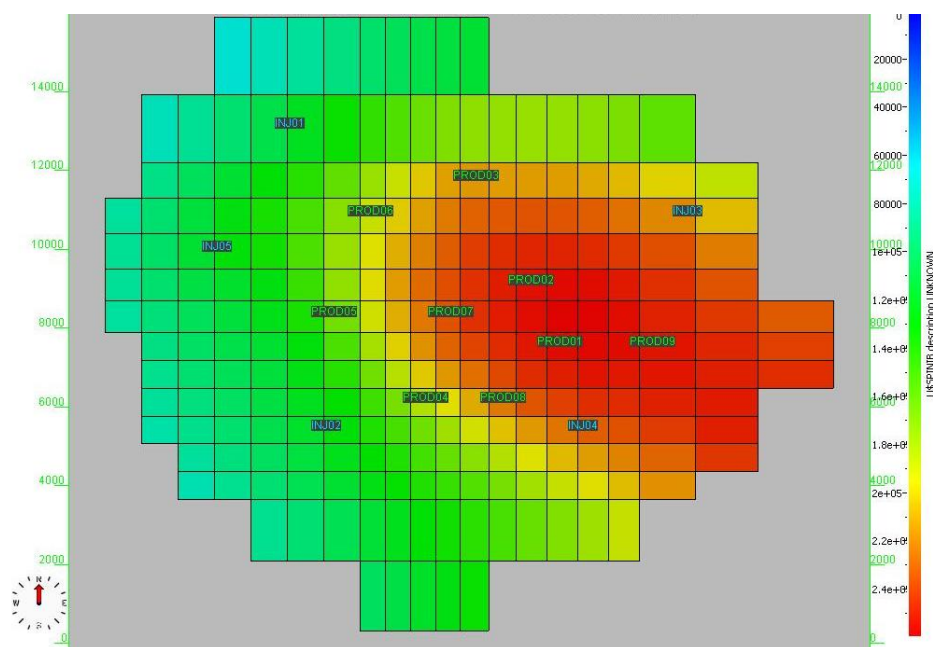


Figura 16.1: Mapa de Pinit do Modelo 1 - Soma de Todas as Camadas (Propriedades Iniciais – Equação 3.3).

17.Apêndice IX - Dependência dos Poços

Tabela 17.1: Dependência dos Poços – Parte 1 (%).

POÇO	Fechamento PROD01	Fechamento PROD02	Fechamento PROD03	Fechamento PROD04	Fechamento PROD05	Fechamento PROD06
PROD01	..	6,2	37,6	19,5	16,0	3,2
PROD02	43,0	..	58,3	20,0	11,8	0,6
PROD03	2,3	2,1	..	0,9	1,0	-0,1
PROD04	-53,3	-0,1	-42,1	..	7,4	16,7
PROD05	32,8	0,3	39,2	27,7	..	2,0
PROD06	25,2	0,8	28,7	21,6	5,2	..
PROD07	12,4	2,4	22,5	7,3	3,9	-0,4
PROD08	15,9	-0,1	18,1	19,0	3,5	5,2
PROD09	167,2	-19,4	516,3	295,3	82,2	-47,9
PROD10	32,5	11,3	43,8	13,6	11,6	0,3
PROD11	16,3	1,9	36,2	13,3	6,2	0,1
PROD12	16,2	10,0	20,6	7,6	4,2	1,2
PROD13	31,1	0,9	37,0	20,7	55,3	1,7
PROD14	9,3	-6,6	35,2	25,2	2,8	-8,5
PROD15	22,1	-0,2	24,4	23,8	3,4	7,2
PROD16	10,7	0,1	23,3	7,2	3,5	-0,5
PROD17	8,8	1, 8	15,3	4,9	2,5	0,1
PROD18	31,7	1,8	71,0	19,9	11,1	-0,4
PROD19	4,9	-2,6	22,3	2,0	0,5	-2,1
PROD20	15,5	-0,1	21,2	16,8	3,7	2,1
PROD-A	-5,4	-0,2	-1,6	-3,8	-2,8	-1,0
PROD-B	2,0	-1,3	0,6	6,1	0,3	-0,2
PROD-C	-1,6	-1,3	-8,4	2,8	3,7	-0,3
PROD-D	-4,6	2,0	-4,1	-4,5	-2,7	-1,6
PROD-E	0,1	-0,9	-2,0	2,3	-1,6	0,1
PROD-F	-9,4	-0,6	-5,1	-6,3	-4,6	-1,3
PROD-G	5,3	0,0	-5,3	3,9	-1,6	9,7
PROD-H	0,8	-1,0	2,1	3,6	-1,3	-0,4
PROD-I	-7,8	5,9	-4,5	-9,5	-4, 7	-1,3
PROD-J	-3,8	3,5	-15,3	-7,8	3,1	-0,8

Tabela 17.2: Dependência dos Poços – Parte 2 (%).

POÇO	Fechamento PROD07	Fechamento PROD08	Fechamento PROD09	Fechamento PROD10	Fechamento PROD11	Fechamento PROD12
PROD01	4,8	5,3	0,4	7,5	3,4	4,6
PROD02	14,2	6,1	0,6	19,7	5,6	39,5
PROD03	1,1	0,4	-0,1	4,6	-2,2	0,9
PROD04	2,7	21,7	0,3	-1,2	2,6	-0,0
PROD05	3,3	7,4	0,5	0,6	3,3	-0,1
PROD06	2,5	7,5	0,2	-0,6	2,1	2,6
PROD07	..	2,6	0,4	0,4	3,2	2,7
PROD08	1,7	..	0,1	-0,8	1,5	-0,3
PROD09	61,4	62,6	..	-17,4	139,7	-32,2
PROD10	9,1	4,7	0,4	..	4,4	4,7
PROD11	6,3	4,6	1,5	-1,1	..	-1,9
PROD12	5,5	2,6	0,2	1,5	2,2	..
PROD13	4,0	6,8	0,4	1,3	3,5	0,1
PROD14	2,7	-1,5	-3,1	-3,9	-2,6	-5,6
PROD15	1,2	9,6	0,1	-0,7	1,3	-0,3
PROD16	3,2	2,4	1,6	-0,8	8,7	-0,9
PROD17	8,3	1,7	0,2	0,2	1,7	4,9
PROD18	12,6	7,4	1,6	-1,1	13,2	-0,2
PROD19	0,2	-0,2	0,3	-0,4	73,6	-0,5
PROD20	1,3	18,1	0,2	-0,6	1,5	-0,3
PROD-A	1,5	-2,0	0,2	-0,4	0,8	-0,8
PROD-B	-1,7	2,2	-0,1	-0,8	-1,0	-2,4
PROD-C	-2,8	0,0	-0,1	-0,4	-2,0	-2,1
PROD-D	2,4	-2,3	0,1	0,3	-0,5	8,7
PROD-E	-1,1	3,0	-0,1	-0,8	-0,7	-1,6
PROD-F	-0,2	-3,3	0,1	-0,4	0,6	-1,4
PROD-G	-1,8	-0,8	-0,1	-0,2	-1,4	1,2
PROD-H	-1,0	2,9	-0,0	-0,6	-0,5	-2,0
PROD-I	-0,7	-4,8	-0,2	29,8	-2,0	1,1
PROD-J	-1,2	-3,9	-0,2	19,2	-2,0	0,7

Tabela 17.3: Dependência dos Poços – Parte 3 (%).

POÇO	Fechamento PROD13	Fechamento PROD14	Fechamento PROD15	Fechamento PROD16	Fechamento PROD17	Fechamento PROD18
PROD01	1,7	5,4	2,6	3,0	7,3	-2,0
PROD02	0,4	10,6	1,1	5,2	18,2	-1,1
PROD03	0,1	-0,9	-0,0	-1,8	0,6	-1,6
PROD04	1,0	5,0	95,0	2,5	5,6	-1,9
PROD05	45,8	7,3	3,3	2,8	6,6	-1,9
PROD06	0,3	3,7	17,0	1,9	5,1	-1,2
PROD07	-0,1	7,2	0,0	3,2	16,1	0,8
PROD08	0,2	1,2	20,8	1,6	2,4	-1,0
PROD09	-18,0	355,7	-47,6	303,2	235,1	139,4
PROD10	1,0	5,0	1,2	4,4	10,1	-0,6
PROD11	1,9	7,8	0,3	23,9	7,8	8,2
PROD12	0,2	2,7	1,2	2,2	10,3	-0,4
PROD13	..	5,4	3,1	3,3	6,8	-1,5
PROD14	-4,3	..	-8,5	0,7	213,8	-3,1
PROD15	0,5	1,9	..	1,2	2,3	-1,0
PROD16	0,1	4,3	0,0	..	4,4	15,2
PROD17	0,0	2,9	0,3	1,6	..	-0,1
PROD18	0,8	12,0	1,2	22,9	18,4	..
PROD19	-2,7	2,0	-1,0	3,1	1,6	1,9
PROD20	0,4	2,5	7,5	1,2	3,6	-0,9
PROD-A	-0,6	2,0	-1,5	3,2	0,5	7,6
PROD-B	2,4	-0,4	0,9	-1,3	-2,8	-1,5
PROD-C	10,9	-1,4	0,2	-2,3	-4,3	-1,3
PROD-D	-0,7	2,1	-1,9	-0,5	16,3	0,8
PROD-E	-0,4	-0,8	1,9	-0,8	-2,2	-1,0
PROD-F	-0,9	0,9	-2,1	3,2	-1,5	17,6
PROD-G	-0,2	-1,3	3,7	-1,5	-2,5	-1,0
PROD-H	-0,3	-0,0	0,9	-0,7	-1,9	-1,2
PROD-I	-0,9	-2,3	-2,5	-2,2	-3,3	-0,5
PROD-J	0,8	-2,4	-1,7	-2,1	-3,7	-0,5

Tabela 17.4: Dependência dos Poços – Parte 4 (%).

POÇO	Fechamento PROD19	Fechamento PROD20	Fechamento PROD-A	Fechamento PROD-B	Fechamento PROD-C	Fechamento PROD-D
PROD01	8,1	-58,0	-3,8	-1,1	-0,2	2,4
PROD02	13,0	65,3	-1,6	-2,0	-2,3	12,9
PROD03	-4,3	-1,8	-8,8	-0,5	-0,5	-1,2
PROD04	6,7	-49,7	-5,2	3,0	2,2	-2,1
PROD05	8,6	53,2	-14,0	1,2	20,0	-17,3
PROD06	5,1	42,8	-4,0	-0,3	-0,7	3,6
PROD07	6,8	21,5	3,5	-0,3	-1,2	7,3
PROD08	3,3	39,3	-3,2	0,7	-0,7	-2,8
PROD09	253,8	137,6	139,9	-31,5	-33,4	-1,3
PROD10	9,7	51,4	-3,6	-2,2	-1,7	-6,6
PROD11	66,4	69,1	8,4	2,3	-1,8	1,4
PROD12	4,7	26,0	-0,8	-0,7	-1,0	14,2
PROD13	8,4	50,4	-8,0	1,1	28,0	-14,1
PROD14	5,5	4,5	-11,6	-12,4	-12,5	22,1
PROD15	3,1	35,1	-2,0	1,2	0,5	-0,3
PROD16	11,7	27,7	6,9	-0,5	-1,3	-0,7
PROD17	3,7	15,7	0,0	-0,5	-0,8	15,3
PROD18	24,7	70,0	16,6	-2,7	-3,6	-6,8
PROD19	..	-68,9	6,3	-4,2	-1,1	-1,0
PROD20	3,8	..	-5,7	0,0	-0,3	-7,4
PROD-A	1,3	-9,5	..	4,0	1,0	22,8
PROD-B	-1,5	8,9	11,8	..	30,6	25,6
PROD-C	-3,6	-7,5	13,9	24,2	..	29,2
PROD-D	-0,9	-12,0	12,0	3,7	0,8	..
PROD-E	-1,2	14,4	7,0	6,5	1,5	15,7
PROD-F	0,6	-18,0	22,3	5,4	1,5	30,1
PROD-G	-2,6	-2,7	10,6	4,5	1,8	21,5
PROD-H	-0,6	13,4	8,9	27,2	4,2	19,3
PROD-I	-4,0	-24,3	20,4	7,5	2,4	39,5
PROD-J	-4,2	-19,1	15,8	5,7	3,3	31,6

Tabela 17.5: Dependência dos Poços – Parte 5 (%).

POÇO	Fechamento PROD-E	Fechamento PROD-F	Fechamento PROD-G	Fechamento PROD-H	Fechamento PROD-I	Fechamento PROD-J
PROD01	-3,3	-2,6	3,3	-1,9	3,0	14,0
PROD02	-5,2	-1,3	0,4	-2,7	13,1	4,3
PROD03	-0,9	-2,4	-0,4	-0,5	9,1	0,2
PROD04	5,1	-3,5	6,4	1,9	-0,7	-4,7
PROD05	-6,8	-6,5	-1,5	-2,5	-0,9	7,5
PROD06	0,1	-2,4	17,9	-0,4	-0,4	-3,7
PROD07	-1,8	3,2	-0,3	-0,8	1,8	-0,8
PROD08	8,1	-1,9	1,9	2,5	-0,4	-3,6
PROD09	-46,7	178,0	-17,8	-18,1	-1,8	-19,6
PROD10	-5,1	-3,4	-2,3	-2,8	18,3	11,0
PROD11	-2,2	12,6	-1,3	0,4	3,7	-2,6
PROD12	-2,0	0,2	1,8	-1,0	1,6	-1,0
PROD13	-3,8	-7,3	-2,7	-3,0	-0,8	7,9
PROD14	-13,1	7,7	-4,1	-4,8	-8,4	-5,3
PROD15	1,8	-1,3	2,6	0,8	-0,3	-1,7
PROD16	-2,2	11,8	-1,2	-1,1	0,6	-2,6
PROD17	-1,5	0,3	0,2	-0,8	0,7	-1,5
PROD18	-8,1	47,0	-4,4	-4,1	1,8	-13,2
PROD19	-2,0	-1,5	-0,7	-2,6	-2,7	-0,4
PROD20	22,6	-3,8	-0,7	4,7	-1,2	-6,6
PROD-A	5,2	15,0	4,0	3,6	2,5	13,9
PROD-B	21,3	7,8	5,4	20,8	2,4	18,7
PROD-C	12,2	9,0	6,2	8,7	2,3	24,0
PROD-D	4,9	10,7	2,0	3,3	2,6	14,2
PROD-E	..	4,9	3,5	9,3	1,2	10,5
PROD-F	7,5	..	5,5	5,1	3,2	20,1
PROD-G	6,6	7,1	..	4,2	1,9	17,4
PROD-H	26,3	5,8	3,8	..	2,0	13,0
PROD-I	10,5	13,2	7,9	7,2	..	35,1
PROD-J	8,2	10,0	6,1	5,3	8,0	..