

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

Influência de Restrições Operacionais na Definição das Estratégias de Produção

**Autor: Tasso Cordeiro Benevides de Magalhães
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer**

02/2005

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

Influência de Restrições Operacionais na Definição das Estratégias de Produção

Autor: Tasso Cordeiro Benevides de Magalhães
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2005
SP - Brasil

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Influência de Restrições Operacionais na Definição das Estratégias de Produção

Autor: **Tasso Cordeiro Benevides de Magalhães**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Unicamp

Prof. Dr. Daniel Nunes de Miranda Filho
Petrobras

Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo
Unicamp

Campinas, 14 de fevereiro de 2005.

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

M27i Magalhães, Tasso Cordeiro Benevides de
Influência de restrições operacionais na definição das
estratégias de produção / Tasso Cordeiro Benevides de
Magalhães. --Campinas, SP: [s.n.], 2005.

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

1. Simulação (Computadores). 2. Engenharia de
reservatório de óleo. 3. Petróleo em terras submersas. 4.
Campos petrolíferos. I. Schiozer, Denis José. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV.
Título.

Titulo em Inglês: Influence of operating constraints on the definition of
production strategies

Palavras-chave em Inglês: Computer simulation, oil reservoir engineering,
offshore oil fields e oil fields

Área de concentração: Reservatório e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia do Petróleo

Banca examinadora: Daniel Nunes de Miranda Filho e Sérgio Nascimento
Bordalo

Data da defesa: 14/02/2005

Dedicatória

Dedico esse trabalho aos meus pais (Tasso e Thereza Christina) que sempre acreditaram em mim.

Agradecimentos

A Deus primeiramente, pois Este possibilitou minha existência e nunca me deixou fraquejar diante das dificuldades encontradas.

Ao Professor Denis J. Schiozer pelo incentivo, atenção, paciência e disposição incansável para nos atender sempre que solicitado.

À FAPESP pelo apoio financeiro.

Aos meus pais, à minhas duas irmãs (Christina e Renata) e à minhas tias (Elza e Sônia) por sempre me apoiarem nos momentos mais difíceis.

Aos amigos cearenses da República dos Caixas D'águas que possibilitaram inúmeros momentos de alegria durante a minha estada em Campinas.

Ao DEP (FEM), DGRN (IG), CEPETRO pela utilização das instalações e pelo apoio ao desenvolvimento do trabalho.

A todos amigos, professores e funcionários do DEP que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desse trabalho.

Aos amigos do Grupo UNISIM, em especial ao Sérgio Guerra e Rogério Martini, pelo seu auxílio.

À FINEP, Petrobras e CNPq pelo apoio ao projeto de pesquisa do Grupo UNISIM.

“Embora ninguém possa voltar atrás e fazer um novo começo, qualquer um pode começar agora e fazer um novo fim” (Chico Xavier).

Resumo

MAGALHÃES, Tasso Cordeiro Benevides de. *Influência de Restrições Operacionais na Definição das Estratégias de Produção*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 143 p. Dissertação (Mestrado).

Estratégias de produção para campos petrolíferos são escolhidas com o objetivo de obter o melhor desempenho possível dos reservatórios, considerando restrições físicas, operacionais e econômicas. Em vários trabalhos publicados sobre otimização das estratégias de produção considera-se apenas o reservatório, simplificando o processo de definição por não considerar as restrições operacionais das facilidades de produção. Entretanto, as restrições da unidade de processamento e dos equipamentos necessários para o escoamento do petróleo, não só influenciam a produtividade do reservatório e o retorno financeiro do empreendimento, como também podem causar impacto significativo na definição da estratégia de drenagem, influenciando a quantidade e localização de poços produtores e injetores e no gerenciamento das condições de operação. No presente trabalho, duas restrições operacionais são analisadas: a limitação da capacidade de tratamento de líquidos da unidade de produção e a quantidade gás no sistema de elevação, *gas-lift*. Foram otimizadas estratégias de produção com e sem tais restrições para alguns casos e várias diferenças puderam ser observadas nos valores de indicadores técnicos e financeiros, como valor presente líquido, produção e injeção de fluidos e a quantidade e posicionamento de poços produtores e injetores. Foi possível demonstrar a influência das restrições operacionais e que se as mesmas não forem incluídas no processo de otimização antes da definição da quantidade e posição dos poços, o desempenho do campo pode ser prejudicado.

Palavras Chave: Estratégias de Produção, Restrições Operacionais, Simulação Numérica de Reservatórios.

Abstract

MAGALHÃES, Tasso Cordeiro Benevides de. *Influence of Operating Constraints on the Definition of Production Strategies*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 143 p. Dissertação (Mestrado).

Production strategies for petroleum fields are chosen with the objective of achieving the best possible performance of the reservoir, considering physical, operational and economical constraints. In many published papers regarding production strategy optimization, only the reservoir is considered, simplifying the analysis process by not considering the operational constraints of production facilities. However, the restrictions of a production unit and the necessary equipments to guarantee the flow of petroleum not only have influence on the reservoir production and on the enterprise profits, but can also cause significant impact on the definition of the drainage strategy, influencing the number and location of producer and injector wells and the operational conditions management. In this work, two operational constraints are analyzed: the limitation of the capacity for liquid treatment and the amount of available gas for gas-lift operation. Production strategies were optimized with and without these restrictions for some case-studies and many differences were noted in the value of technical and financial indicators, such as the net present value, the production and injection of fluids and the number and location of producer and injector wells. It was possible to demonstrate the influence of operational constraints and how their exclusion from the optimization process, before definition of the number and location of wells, can lead to a wrong assessment of the field performance.

Key Words: Production Strategies, Operational Constraints, Numeric Simulation of Reservoirs.

Índice

Dedicatória	v
Agradecimentos	vi
Resumo	viii
Abstract	ix
Índice	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xvi
Nomenclatura	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Motivação	5
1.2 Objetivos.....	6
1.3 Premissas do Trabalho.....	6
Capítulo 2	7
Revisão Bibliográfica	7
2.1 Otimização das Estratégias de Produção	7
2.2 Mapa de Qualidade.....	11
2.3 Limitações Inerentes ao Sistema de Produção	11
2.4 Influência das Restrições Operacionais na Simulação	13
2.5 Formas de Acoplamento e Balanceamento entre os Modelos do Reservatório e Sistema de Produção	15
Capítulo 3	18
Fundamentação Teórica.....	18
3.1 Queda de pressão Durante o Escoamento em Dutos	18
3.2 Desempenho de Poços com Utilização de <i>Gas-Lift</i> Contínuo.....	23
3.3 Influência das Quedas de Pressão no Sistema de Produção na Definição da Estratégia de Produção	24

3.4 Influência da Capacidade do Sistema de Produção na Definição da Estratégia de Produção	30
Capítulo 4	35
Metodologia.....	35
4.1 O Processo de Otimização	35
4.2 Limitação da Capacidade de Tratamento de Líquidos	40
4.3 Limitação da Disponibilidade de gás para o GLG	41
4.4 Processo de Análise da Influência das Restrições do Sistema de Produção	42
Capítulo 5	46
Aplicações	46
5.1 Modelos Utilizados de Reservatório.....	46
5.2 Tipos de Óleo Utilizados	47
5.3 Mapa de Qualidade.....	50
5.4 Restrições Adotadas	52
5.5 Modelo Econômico	55
5.6 Resumo dos Casos Estudados.....	57
Capítulo 6	60
Resultados.....	60
6.1 Limitação da Capacidade de Processamento de Líquidos.....	61
6.2 Influência do <i>Gas-Lift</i>	106
Capítulo 7	131
Conclusões e Sugestões	131
7.1 Limitação da Capacidade de Tratamento de Líquidos da Unidade de Produção	131
7.2 Utilização de <i>Gas-Lift</i>	133
7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros	134
Referências Bibliográficas	136
Anexo I.....	139
Geração das Tabelas de Fluxo Multifásico.....	139
I.1 Representação dos Fluidos	139
I.2 Variáveis Utilizadas.....	140
I.3 Formato das Tabelas de fluxo multifásico.....	141

Lista de Figuras

Figura 1-1 Esquema geral de um sistema de produção marítimo.....	4
Figura 2-1 Metodologia de otimização de estratégias proposta por Nakajima (2003).....	9
Figura 2-2 Ordens de Prioridade Fonte: Nakajima (2003).....	10
Figura 2-3 Comportamento típico da produção de um reservatório de petróleo.....	14
Figura 3-1 Gráfico de BHP em função da vazão de líquidos.....	20
Figura 3-2 Mapa de regime fluxo para escoamento vertical proposto por Taitel and Duckler (1976) Fonte: Economides et al. (1994).....	22
Figura 3-3 Gráfico da vazão de líquidos em função da vazão de gás injetado.....	24
Figura 3-4 Desempenho do poço com taxas de injeção de gás variadas.....	25
Figura 3-5 Análise nodal do comportamento da pressão do sistema.....	27
Figura 3-6 Comportamento do poço produtor quando as quedas de pressão não são consideradas dinamicamente na simulação.....	29
Figura 3-7 Comportamento do poço produtor quando as quedas de pressão são consideradas dinamicamente na simulação.....	30
Figura 3-8 Exemplo simplificado de um sistema de produção.....	33
Figura 4-1 Fluxograma modificado do processo de otimização.....	36
Figura 5-1 Modelo do reservatório contendo canais de alta permeabilidade.....	47
Figura 5-2 Curva de permeabilidades relativas utilizadas nas simulações.....	48
Figura 5-3 Mapa de qualidade para óleo leve gerado por lógica fuzzy – Fonte: Nakajima (2003)	51
Figura 5-4 Mapa de qualidade para óleo pesado gerado por simulação numérica.....	51
Figura 5-5 Mapa de qualidade para óleo intermediário gerado por simulação numérica.....	52
Figura 5-6 Localização da plataforma no reservatório.....	53
Figura 5-7 Configuração geométrica dos poços produtores.....	54
Figura 6-1 Estratégia de produção inicial – Fonte: Nakajima (2003).....	61
Figura 6-2 Evolução do VPL ao longo das rodadas – Exemplo utilizando óleo leve.....	62
Figura 6-3 Correlação entre NP e VPL – Exemplo utilizando óleo leve.....	63
Figura 6-4 Correlação entre WP e VPL – Exemplo utilizando óleo leve.....	63
Figura 6-5 Correlação entre WINJ e VPL – Exemplo utilizando óleo leve.....	64
Figura 6-6 Comportamento das vazões de produção do reservatório – Exemplo utilizando óleo leve.....	65
Figura 6-7 Comportamento da vazão de injeção e pressão do reservatório – Exemplo utilizando óleo leve.....	66
Figura 6-8 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1A.....	67

Figura 6-9 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1B.....	67
Figura 6-10 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1C.....	68
Figura 6-11 Comportamento da BHP – Caso 1A.....	69
Figura 6-12 Comportamento da BHP – Caso 1B.....	69
Figura 6-13 Comportamento da BHP – Caso 1C.....	70
Figura 6-14 Estratégia final de produção – Caso 1A.....	71
Figura 6-15 Estratégia final de produção – Caso 1B.....	72
Figura 6-16 Estratégia final de produção – Caso 1C.....	72
Figura 6-17 Evolução do número total de poços ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo leve.....	73
Figura 6-18 Evolução do número de poços produtores ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo leve.....	73
Figura 6-19 Análise comparativa entre o VPL dos casos otimizados com restrição de vazão – exemplo com óleo leve.....	75
Figura 6-20 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1A.....	77
Figura 6-21 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1B.....	77
Figura 6-22 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1C.....	78
Figura 6-23 Evolução do VPL ao longo das rodadas – Exemplo utilizando óleo pesado.....	79
Figura 6-24 Correlação entre NP e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado.....	80
Figura 6-25 Correlação entre WP e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado.....	80
Figura 6-26 Correlação entre WINJ e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado.....	81
Figura 6-27 Comportamento das vazões de produção do reservatório – Exemplo utilizando óleo.....	82
Figura 6-28 Comportamento da vazão de injeção e pressão do reservatório – Exemplo utilizando óleo pesado.....	83
Figura 6-29 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1D.....	84
Figura 6-30 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1E.....	85
Figura 6-31 Comportamento da BHP – Caso 1D.....	85
Figura 6-32 Comportamento da BHP – Caso 1E.....	86
Figura 6-33 Estratégia final de produção – Caso 1D.....	87
Figura 6-34 Estratégia final de produção – Caso 1E.....	87
Figura 6-35 Evolução do número total de poços ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo pesado.....	88
Figura 6-36 Evolução do número de poços produtores ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo pesado.....	89
Figura 6-37 Comparação entre os VPL de cada um dos casos – Exemplo utilizando óleo pesado.....	90
Figura 6-38 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1D.....	91
Figura 6-39 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1E.....	92
Figura 6-40 Evolução do VPL considerando investimento reduzido – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório com canais.....	93
Figura 6-41 Evolução do VPL considerando investimento reduzido – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo.....	94
Figura 6-42 Evolução do VPL ao longo das rodadas – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo.....	95
Figura 6-43 Correlação entre NP e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo.....	96

Figura 6-44 Correlação entre WP e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo.....	96
Figura 6-45 Correlação entre WINJ e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo.....	97
Figura 6-46 Comportamento das vazões de produção do reservatório – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo.....	98
Figura 6-47 Vazões de injeção vs. Tempo – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo.....	99
Figura 6-48 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1F	100
Figura 6-49 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1G.....	100
Figura 6-50 Comportamento da BHP – Caso 1F.....	101
Figura 6-51 Comportamento da BHP – Caso 1G.....	101
Figura 6-52 Estratégia final de produção – Caso 1F	102
Figura 6-53 Estratégia final de produção – Caso 1G.....	102
Figura 6-54 Evolução do número total de poços ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo.....	103
Figura 6-55 Evolução do número de poços produtores ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo	104
Figura 6-56 Análise comparativa entre o VPL dos casos otimizados com restrição de vazão – Exemplo com reservatório homogêneo utilizando óleo pesado	105
Figura 6-57 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1F	107
Figura 6-58 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1G.....	107
Figura 6-59 Estimativa da BHP Limite para o Caso 2D	108
Figura 6-60 Evolução do VPL ao longo das rodadas – Exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	109
Figura 6-61 Correlação entre NP e VPL – Exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	110
Figura 6-62 Correlação entre WP e VPL – exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	110
Figura 6-63 Correlação entre WINJ e VPL – exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	111
Figura 6-64 Comportamento das vazões de produção do reservatório – Exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	112
Figura 6-65 Comportamento das vazões de injeção e pressão do reservatório – Exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	113
Figura 6-66 Vazão de gás injetado durante o GLC – Caso 2A	114
Figura 6-67 Vazão de gás injetado durante o GLC – Caso 2B	114
Figura 6-68 Vazão de gás injetado durante o GLC – Caso 2C	115
Figura 6-69 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 2A.....	116
Figura 6-70 Vazão de líquidos dos poços produtores- Caso 2B.....	116
Figura 6-71 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 2C.....	117
Figura 6-72 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 2D.....	117
Figura 6-73 Comportamento da BHP – Caso 2A	118
Figura 6-74 Comportamento da BHP – Caso 2B	119
Figura 6-75 Comportamento da BHP – Caso 2C	119
Figura 6-76 Comportamento da BHP – Caso 2D.....	120
Figura 6-77 Estratégia final de produção – Caso 2A.....	121
Figura 6-78 Estratégia final de produção – Caso 2B.....	122
Figura 6-79 Estratégia final de produção – Caso 2C.....	122
Figura 6-80 Estratégia final de produção – Caso 2D.....	123

Figura 6-81 Evolução do número total de poços ao longo do processo de otimização – Exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	124
Figura 6-82 Evolução do número de poços produtores ao longo do processo de otimização – Exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	125
Figura 6-83 Comportamento de BHP em função da vazão de gás injetada para diversas vazões de líquido	125
Figura 6-84 Análise comparativa entre o VPL dos casos – Exemplo com utilização de <i>gas-lift</i>	127
Figura 6-85 Comparação entre cenários econômicos do Caso 2A.....	128
Figura 6-86 Comparação entre cenários econômicos do Caso 2B	129
Figura 6-87 Comparação entre cenários econômicos do Caso 2C	129
Figura 6-88 Comparação entre cenários econômicos do Caso 2D.....	130
Figura I-1 Gráfico de BHP em função da vazão de líquidos.....	142

Lista de Tabelas

Tabela 3-1 Comparação do desempenho entre os dois casos	33
Tabela 5-1 Dados PVT para o óleo leve de grau API 28	49
Tabela 5-2 Dados PVT para o óleo pesado de grau API 15	50
Tabela 5-3 Dados PVT para o óleo intermediário de grau API 22.....	50
Tabela 5-4 Condições de operação dos poços	55
Tabela 5-5 Dados referentes ao modelo econômico utilizado.	56
Tabela 5-6 Casos com restrição da vazão de líquidos	58
Tabela 5-7 Casos com utilização de <i>gas-lift</i>	59
Tabela 6-1 Valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos.....	76
Tabela 6-2 Valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos.....	91
Tabela 6-3 Valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos.....	106
Tabela 6-4 Valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos.....	127
Tabela I-1 Temperaturas adotadas para gerar as tabelas de fluxo multifásico	141

Nomenclatura

Letras Latinas

<i>f</i>	fator de fricção	
<i>g</i>	aceleração da gravidade	m/s ²
<i>h</i>	altura	m
<i>p</i>	pressão	Pa
<i>q</i>	vazão	m ³ /s
<i>v</i>	velocidade	m/s
<i>y</i>	coeficiente de <i>hold up</i>	
D	diâmetro	m
L	comprimento	m
Q	vazão	m ³ /s
V	volume	m ³

Letras Gregas

ρ	densidade	kg/m ³
Δ	diferencial	

Subscritos

<i>f</i>	fluxo (<i>flow</i>)
<i>fa</i>	fase
<i>g</i>	gravitacional
<i>i</i>	injetada
<i>max</i>	máximo
<i>min</i>	mínimo
<i>p</i>	produzida
<i>sep</i>	separador
<i>sim</i>	simulação
μ	viscosa
<i>w</i>	poço (<i>well</i>)
AP	água produzida
AI	água injetada
L	líquidos
O	óleo
R	reservatório
T	total

Abreviaturas

BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i> – Pressão do Fundo do Poço
FPSO	<i>Floating Production Storage Offloading</i>
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
IP	Índice de Produtividade
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
OIP	<i>Oil in Place</i> – Óleo presente no reservatório
RAO	Razão Água-Óleo
RAG	Razão Água-Gás
RGL	Razão Gás-Líquidos
RGO	Razão Gás-Óleo
ROG	Razão Óleo-Gás
THP	<i>Top Hole Pressure</i> – Pressão da Cabeça do Poço
VPL	Valor Presente Líquido

Abreviaturas de Variáveis

BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
GRAT	<i>Gas Rate</i> – Vazão de <i>gas-lift</i> injetado
GLR	<i>Gas Liquid Ratio</i>
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
OGR	<i>Oil Gas Ratio</i>
PUMP	<i>Pump rating</i> – ΔP fornecido pela Bomba
N_p	Quantidade de óleo produzida
THP	<i>Top Hole Pressure</i>
VPL	Valor Presente Líquido
W_p	Quantidade de água produzida
W_{inj}	Quantidade de água injetada
WCT	<i>Water Cut</i>
WOR	<i>Water to Oil Ratio</i>
WGR	<i>Water to Gas Ratio</i>

Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
-----	------------------------------

Capítulo 1

Introdução

De acordo com Davidson e Beckner (2003) o propósito da simulação numérica é prever as condições de um reservatório em um instante futuro e dessa maneira calcular as quantidades e taxas de produção e injeção de fluidos. Para o desenvolvimento de estratégias de produção de reservatórios são utilizados simuladores de fluxo em meios porosos que se baseiam em um modelo geológico pré-definido e procedem as avaliações e simulações do reservatório para um determinado número de anos e uma dada estratégia de produção, onde a escolha da estratégia definida inicialmente é feita com o intuito de maximizar a rentabilidade e a produção do reservatório.

A definição da estratégia de produção é um processo complexo que requer muito tempo e esforço, não apresentando uma solução única. Esse processo é fortemente influenciado pelos parâmetros dos cenários geológico e econômico, tais como tamanho do campo, propriedades das rochas e fluidos, mecanismos de produção natural, preço do óleo, custos de produção e injeção e investimentos iniciais. A falta do conhecimento completo das propriedades geológicas dos reservatórios e as instabilidades do cenário econômico, sobretudo no preço do óleo, introduzem o risco ao processo de decisão.

Dessa maneira, as empresas de petróleo vêm ao longo dos últimos anos buscando minimizar os custos de exploração, desenvolvimento e produção para ficarem menos susceptíveis a essas variações do mercado. Para garantir o sucesso dos empreendimentos nessa área, a escolha da estratégia de produção é uma das tarefas mais importantes. Normalmente as estratégias são definidas considerando um cenário econômico desfavorável, ou seja, é utilizado um preço de

venda do óleo menor que o praticado pelo mercado. Isso é feito com o intuito de proteger a companhia contras as oscilações do mercado de tal maneira que se um empreendimento for rentável com um preço baixo, com certeza o mesmo também será rentável com um preço superior.

O grupo de pesquisas UNISIM vem, ao longo dos anos, desenvolvendo alguns trabalhos que tratam da definição das estratégias produção. Os trabalhos do grupo que servem de base a essa dissertação são o de Mezzomo (2001), onde foi proposta uma metodologia para a definição da estratégia inicial de produção para um reservatório e o de Nakajima (2003), que propôs uma metodologia para a otimização de estratégias de produção utilizando poços horizontais. Visando dar continuidade aos trabalhos que vêm sendo desenvolvidos, a presente dissertação acrescenta a integração do processo de otimização da drenagem dos reservatórios com as restrições no sistema de produção.

O processo de definição das estratégias de produção envolve a minimização ou maximização de uma função-objetivo. Para definir essa estratégia, normalmente o VPL (valor presente líquido) é maximizado através de modificações sucessivas de diversos parâmetros, tais como: quantidade e posicionamento de poços produtores e injetores, camadas em que o poço está completado, limites de injeção de fluido, cronograma de perfuração dos poços, entre outros.

Muitas vezes, as estratégias de produção são escolhidas, numa primeira etapa, levando em conta apenas limitações inerentes ao próprio reservatório, onde a modelagem das restrições operacionais de superfície é simplificada. Tais restrições são desconsideradas ou simplificadas devido à grande quantidade de variáveis do problema, que o tornaria bastante complexo. Entretanto, quando a estratégia é escolhida sem considerar as restrições operacionais, a mesma resulta numa solução diferente daquela que seria ideal para a sua fase de implementação, quando as restrições operacionais são consideradas. Dessa forma, pode-se não ter flexibilidade suficiente para realizar as mudanças necessárias na estratégia previamente escolhida e assim garantir o desenvolvimento adequado do campo.

Em campos marítimos, a falta dessa interação durante o processo de escolha da estratégia de produção pode ser mais importante: Tal fato deve-se (1) ao alto custo de implantação do sistema de produção (plataforma e sistema de dutos), (2) à maior influência das restrições operacionais no desempenho do reservatório e (3) à menor flexibilidade de escolha do sistema de produção. Por esses motivos, a consideração das restrições desde o início do processo pode ser uma decisão importante.

Para realizar uma simulação onde apenas o reservatório é considerado, são observadas as seguintes simplificações: (1) um valor limite da pressão no fundo do poço (BHP¹) produtor é estimado no início do processo e (2) a unidade de processamento tem grande capacidade podendo receber toda a produção. Esse valor limite da BHP é estimado considerando as quedas de pressão no escoamento de uma determinada vazão e razão de fluidos em uma determinada configuração geométrica (diâmetro do tubo, altura de elevação e comprimento de linhas). Entretanto, sabe-se que tais simplificações podem levar a resultados imprecisos, pois a configuração geométrica normalmente é diferente entre os poços e a quantidade e razão de fluidos produzidos varia ao longo do tempo. Desse modo, o reservatório e o sistema de produção são interdependentes, sendo a BHP função da altura de elevação, do tipo e da vazão do fluido que está escoando num determinado momento e do método de elevação empregado e a vazão total do sistema é limitada pelas inúmeras restrições operacionais da unidade de produção.

Na Figura 1-1, é observado um esquema simplificado do sistema de produção marítimo, onde podem ser observados os poços injetores alocados no aquífero e/ou na capa de gás e os poços produtores na zona de óleo. O óleo produzido é levado até a unidade de produção através dos *risers*² de produção que podem estar ligados diretamente à “cabeça” dos poços ou a um *manifold*³, que interliga dois ou mais poços.

As limitações de vazão do sistema de produção podem ser atingidas em conjunto ou separadamente ao logo da vida do reservatório. Por exemplo, no início da produção o fator

¹ O termo inglês BHP significa: *Bottom Hole Pressure* – pressão do fundo do poço.

² *Risers* de produção são dutos rígidos ou flexíveis que transportam os fluidos produzidos desde o poço no fundo do oceano até a plataforma na superfície.

³ *Manifold* é um equipamento submarino que tem a função de receber a produção dos poços ou de outros *manifold* e em seguida enviar os fluidos a um outro elemento do sistema de produção ou à superfície.

limitante é a máxima produção de óleo que a unidade de produção pode receber. Ao passar dos anos, à medida que a produção de água aumenta, o fator limitante passa a ser a máxima vazão de líquidos (óleo + água), de modo que a vazão de óleo diminui gradativamente à medida que a produção de água aumenta. A redução da vazão de óleo continua até o abandono definitivo dos poços por baixa vazão ou excesso de produção de água ou gás. Além das restrições referentes à capacidade de tratamento das vazões de produção do reservatório, limitações referentes ao sistema de injeção ou ao método de elevação podem ser atuantes e comprometer a produção do reservatório.

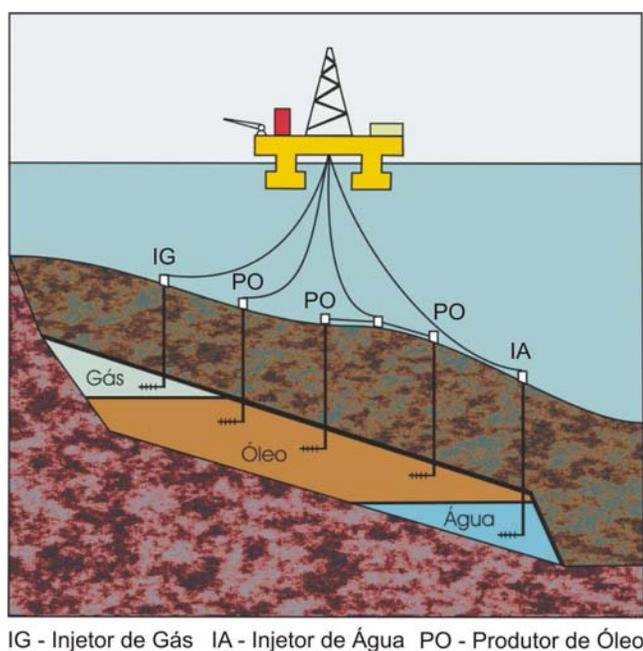


Figura 1-1 Esquema geral de um sistema de produção marítimo.

Existem diversos métodos de elevação disponíveis para realizar o transporte dos fluidos do reservatório até a superfície, entretanto para os campos marítimos brasileiros, o *gas-lift* contínuo (GLC) ainda é o método mais utilizado. O GLC consiste na injeção contínua de gás na tubulação do poço produtor por meio de válvulas específicas, a determinados níveis pressão e vazão. Como consequência, há redução da densidade da mistura de fluidos no interior da coluna e, também, a redução da carga hidrostática no fundo do poço, possibilitando assim o aumento da vazão com que o reservatório alimenta o mesmo. Devido à variação dos comprimentos das

linhas, a otimização das estratégias de produção do reservatório considerando o método de elevação pode levar a resultados diferentes da otimização que considera somente o reservatório.

1.1 Motivação

As reservas nacionais de petróleo situam-se atualmente (ANP 23/03/2004) na casa de 1,68 bilhões de metros cúbicos, sendo 1,54 bilhões, ou seja, 94% das reservas, localizadas em campos marítimos. Nos últimos anos observou-se uma grande concentração de descobertas em águas profundas (lâmina d'água maior que 400 m) e ultraprofundas (lâmina d'água maior que 1000 m), existindo previsões que as novas descobertas ocorrerão em lâminas d'água cada vez mais profundas. É nesses casos que as simplificações realizadas durante o processo de otimização das estratégias de produção são mais significativas. Tal fato deve-se às elevadas quedas de pressão, causadas pelos grandes comprimentos de linha, no transporte dos fluidos até a superfície e a limitada capacidade de tratamento de fluidos da unidade de produção.

Durante a escolha da estratégia é importante que se considere a capacidade de tratamento de líquidos da unidade de processamento, pois a mesma influencia o formato da curva de produção de fluidos e conseqüentemente a velocidade de recuperação do óleo e o retorno financeiro do empreendimento. Como o custo da unidade de produção é diretamente proporcional a sua capacidade de processamento de fluidos, é importante procurar um balanceamento ideal entre ambos e dessa forma maximizar o retorno financeiro do projeto.

O método de elevação é responsável por deslocar os fluidos produzidos dos poços até a superfície para que possam ser tratados e distribuídos em seguida. Dessa forma, independente do método de elevação utilizado, qualquer tipo de limitação do mesmo pode causar redução do desempenho econômico do reservatório.

Como foi citado anteriormente, existem várias restrições operacionais que podem ser importantes ao se otimizar a estratégia de produção de um campo de petróleo. No presente trabalho, a limitação da capacidade de tratamento de líquidos e a disponibilidade de gás para o GLC da unidade de produção foram escolhidas como restrições atuantes do sistema de produção

por serem consideradas as mais relevantes para os campos marítimos brasileiros, onde é observada, uma crescente produção de água e elevada queda de pressão devido ao grande comprimento das linhas de produção.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivos principais:

- Verificar o impacto da disponibilidade de gás para o GLC e da capacidade de tratamento de líquidos da unidade de processamento no processo de otimização da estratégia de produção. Onde foi dada ênfase às diferenças encontradas no processo de otimização e na estratégia final de produção obtida considerando e desprezando as restrições operacionais;
- Complementar a metodologia desenvolvida por Nakajima (2003), passando a considerar restrições do sistema de produção durante o processo.

O impacto das restrições operacionais no resultado final do processo pode ser comprovado pelos indicadores físicos e financeiros e isso em geral é um conceito claro, mas não é o objetivo principal deste trabalho. O objetivo principal é verificar o impacto de tais restrições nas decisões relacionadas com o desenvolvimento dos campos de petróleo, isto é, na escolha das facilidades de produção (plataformas e suas características, número e posicionamento dos poços, quantidade e configuração de injeção, entre outros).

1.3 Premissas do Trabalho

O presente trabalho tem foco no desenvolvimento das estratégias de produção para campos marítimos com lâmina d'água profunda e ultra-profunda e que utilizam poços horizontais e injeção de água no reservatório como estratégia de recuperação de fluidos. Para a definição do posicionamento dos poços na estratégia inicial de produção, não foram adotados esquemas pré-definidos de injeção, como o de cinco pontos ou o de linha esconsa, sendo os produtores definidos em função do mapa de qualidade e os injetores em função dos produtores. O posicionamento de poços para cada caso estudado está detalhado no Capítulo 6.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Vários modelos têm sido propostos com o intuito de representar as restrições operacionais do sistema de produção e dessa forma considerá-las juntamente com a simulação de reservatórios. Entretanto, o elevado esforço computacional necessário para considerar os dois modelos simultaneamente dificulta a realização do processo de maneira satisfatória. Nos últimos anos, com o aumento da velocidade e capacidade dos computadores, a simulação dos dois modelos conjuntamente passou a ser viável, embora não se tenham trabalhos publicados sobre o seu uso freqüente na otimização das estratégias de produção. A presente revisão bibliográfica tem o objetivo destacar trabalhos relevantes que tratam das restrições operacionais e da otimização das estratégias de produção, embora nenhum deles considere os dois temas simultaneamente.

2.1 Otimização das Estratégias de Produção

A otimização das estratégias de produção é um processo que demanda bastante tempo, onde o número e posicionamento dos poços produtores e injetores e os parâmetros do sistema de produção são modificados buscando a maximização ou minimização de uma função objetivo. No início do desenvolvimento de um reservatório, quando poucas informações estão disponíveis, o modelo geológico possui um elevado grau de incerteza. Desse modo, a escolha da estratégia de produção é um processo iterativo, visto que o modelo geológico utilizado na simulação de reservatórios é constantemente melhorado à medida que novas informações são adquiridas através da perfuração de novos poços.

Alguns autores propuseram processos automatizados para a otimização das estratégias de produção. Güyagüler *et al.* (2002) utilizaram algoritmos genéticos para otimizar o posicionamento dos poços injetores de água de um campo no Golfo de México. Corrie and Inemaka (2001) propuseram um modelo analítico para determinar o número de poços que fornecem o maior retorno financeiro do projeto e Hazlett and Babu (2003) apresentaram um modelo semi-analítico onde a alocação dos poços era feita buscando a maximização da produtividade dos mesmos. Considerando que a escolha das estratégias de produção está ligada a uma série de incertezas, Cullick *et al.* (2003) apresentaram um método que fornecia alternativas para as diferentes condições de incertezas e Özdogan and Horne (2004) apresentaram um método para considerar o ajuste de histórico durante o processo de otimização e conseqüentemente reduzir o grau das incertezas envolvidas. As metodologias de otimização de estratégias que envolvem processos automatizados demandam grande esforço computacional e também não consideram todos os parâmetros envolvidos no processo de otimização com o objetivo de não elevar demasiadamente o tempo gasto no processo. Por esses motivos, tal método não tem utilização freqüente.

Mesmo demandando uma maior quantidade de tempo, o método de otimização mais utilizado é aquele que realiza modificações sucessivas dos parâmetros envolvidos pelo engenheiro de reservatórios, visando maximizar ou minimizar a função objetivo desejada. Visando facilitar e tornar mais rápido o processo de definição da estratégia de produção por esse método, foram introduzidos alguns conceitos e metodologias. Mezzomo e Schiozer (2002) propuseram uma metodologia para definir a melhor estratégia inicial de produção. Moreno e Schiozer (2000) introduziram o conceito de vizinhança de poços com o objetivo de possibilitar alterações simultâneas nos poços e dessa maneira reduzir o número de rodadas.

Nakajima (2003) desenvolveu uma metodologia, apresentada no fluxograma da Figura 2-1, para a otimização das estratégias de produção utilizando poços horizontais. Essa metodologia proposta por Nakajima (2003) será utilizada como base para realizar a escolha das estratégias de produção de cada um dos casos estudados no presente trabalho. Explicando resumidamente tal metodologia, a mesma é iniciada com a definição do cenário econômico e segue com construção do mapa de qualidade do reservatório e análise preliminar dos resultados

da simulação realizada na estratégia escolhida inicialmente. Após essa análise é verificado se existe a necessidade de que novas modificações sejam realizadas na estratégia escolhida ou se o processo pode ser finalizado. Caso haja necessidade de realizar modificações, é definida uma lista de classificação poços de acordo com uma ordem de prioridade pré-definida. Modificações simultâneas são permitidas para poços não vizinhos (ou não dependentes). Em seguida são definidas que alterações devem ser realizadas nos poços e feita uma análise do reservatório, dos grupos de poços e dos poços individualmente. Caso a solução obtida não seja satisfatória o processo é re-iniciado a partir do ponto onde é realizada a análise da estratégia.

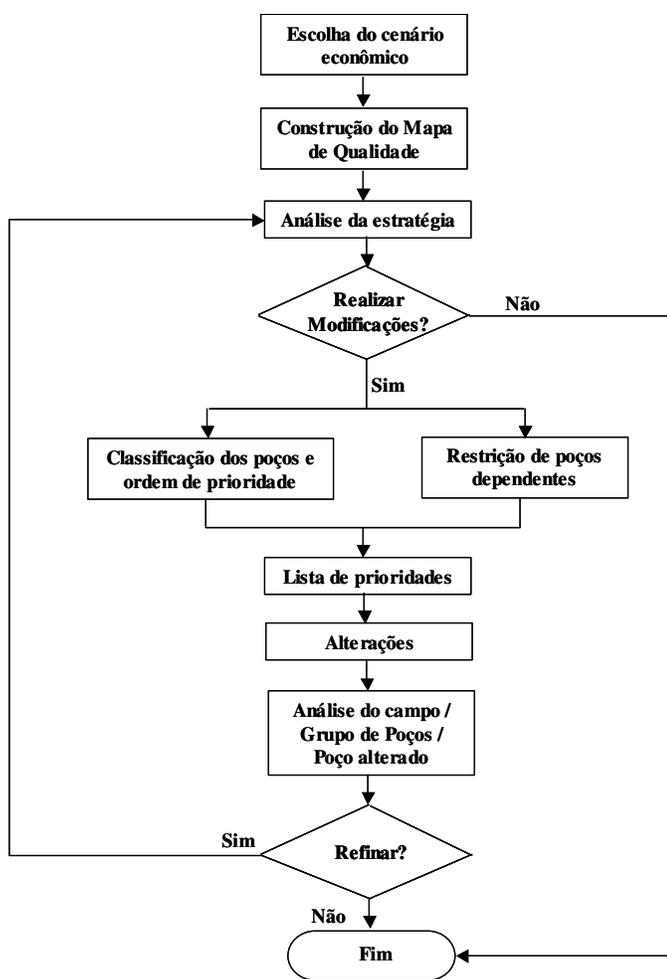


Figura 2-1 Metodologia de otimização de estratégias proposta por Nakajima (2003)

Em seu trabalho, Nakajima (2003) utilizou três diferentes ordens de prioridades para o processo de otimização. A utilização da ordem de prioridade é aplicada para definir a seqüência

de alterações dos poços. Na Figura 2-2 está o mapa de classificação de poços juntamente com as três ordens de prioridades propostas por Nakajima (2003), onde se pode observar a divisão em 4 regiões distintas. Os poços são classificados em cada uma das regiões de acordo com seis diferentes indicadores: VPL, N_p , Q_o médio (vazão de óleo média), W_p , G_p e MP (mapa de qualidade⁴). Cada um desses indicadores é subdividido nas categorias: alto, médio, baixo, médio-alto e médio-baixo, de acordo com o critério de classificação de poços proposto por Schiozer *et al.* (2002).

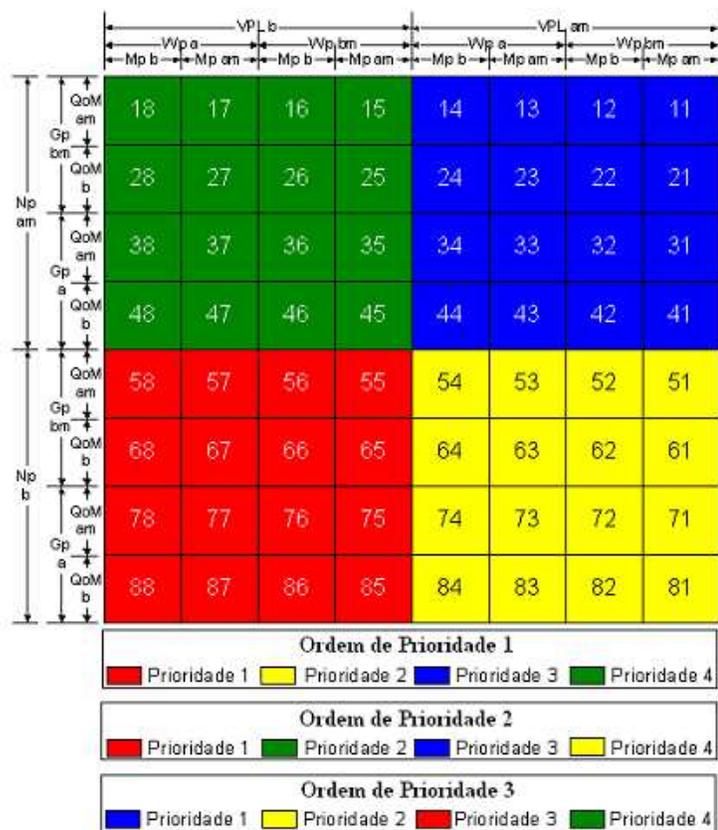


Figura 2-2 Ordens de Prioridade Fonte: Nakajima (2003)

A ordem de prioridade 1 define atuação prioritária nos poços que apresentaram baixo N_p , enquanto que a ordem de prioridade 2 define a atuação prioritária nos poços com baixo VPL. Observa-se que nas duas, as alterações iniciam-se pelo quadrante vermelho do mapa de classificação de poços, que resulta da combinação de baixo N_p e baixo VPL. A ordem de

⁴ O conceito de mapa de qualidade será introduzido posteriormente.

prioridade 3 define atuação prioritária nos poços com alto VPL e iniciou-se pelo quadrante azul do mapa de classificação, que resulta a combinação de alto N_p e alto VPL.

Em todos esses trabalhos que tratam da escolha da estratégia de produção não foram feitas considerações quanto às restrições operacionais do sistema de produção. Entretanto, sabe-se que considerar tais parâmetros é importante, pois as restrições operacionais influenciam no formato da curva de produção afetando a velocidade de recuperação dos fluidos, bem como na estratégia de produção escolhida. Dessa forma, as restrições não afetam somente o desempenho do reservatório, mas também o processo de otimização e conseqüentemente, estratégias otimizadas sem as restrições podem não ser adequadas para as condições operacionais reais.

2.2 Mapa de Qualidade

O mapa de qualidade é uma ferramenta auxiliar para a definição da estratégia de produção que mostra o potencial de produção de uma determinada região do reservatório. Podem-se citar três métodos de construção do mapa de qualidade: o método por simulação numérica proposto por Cruz *et al.* (1999), os métodos analíticos e o método por lógica *fuzzy* proposto por Nakajima *et al.* (2003).

Embora os mapas gerados por lógica *fuzzy* ainda não estejam totalmente testados, no presente trabalho será utilizado o mapa de qualidade gerado por esse método para um reservatório contendo canais de alta permeabilidade, pois para esse caso específico, ele foi testado e validado por Nakajima (2003). Os mapas serão utilizados tanto na definição da estratégia inicial de produção, quanto ao longo do processo de otimização, com o intuito de facilitar o trabalho e dessa forma reduzir o número de rodadas necessárias para definir a estratégia de produção.

2.3 Limitações Inerentes ao Sistema de Produção

O correto dimensionamento do sistema de produção é difícil de ser feito, pois incertezas geológicas, mudanças no cenário econômico, novas descobertas em áreas próximas ou um

desempenho inesperado do reservatório podem levar a algum tipo de limitação da vazão de fluidos do reservatório. Nos campos de produção em terra, o sistema de produção pode ser mais facilmente adequado às necessidades do campo caso seja necessário alguma ampliação de sua capacidade. No caso de campos marítimos, em lâminas d'água profunda e ultra-profunda especialmente, onde se concentra a maior parte das reservas brasileiras, a limitada capacidade de carga das unidades flutuantes e os altos custos envolvidos dificultam o aumento da capacidade do sistema de produção.

Segundo Fang and Lo (1995) a maioria das simulações de reservatórios apresentadas na literatura dão ênfase ao 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 super-dimensionada 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.

Dentre as inúmeras limitações presentes no sistema de produção, pode-se citar como as mais importantes relacionadas aos campos marítimos:

- Tratamento de fluidos (óleo, água, líquidos e gás);
- Injeção de fluidos (água e gás)
- Armazenamento de óleo;
- Transporte de fluidos nas linhas de surgência, *manifolds* e *risers* de produção e injeção;
- Bombeio de fluidos da unidade de produção até a costa.

Além das restrições da unidade de produção, durante a simulação de reservatórios também devem ser consideradas as restrições inerentes aos próprios poços, além dos critérios econômicos de produção. Durante a operação do campo, a BHP limite desejada para os poços produtores normalmente é um valor igual ou superior a pressão de bolha do óleo, para que dessa forma seja evitada a formação da capa de gás no reservatório e óleo não seja produzido com uma elevada razão gás-óleo (RGO). A vazão máxima de fluidos do poço produtor pode ser limitada

em função da capacidade de escoamento da coluna de produção, ou de se desejar reduzir a produção indesejada de areia da formação, ou de se controlar a formação de cones de água ou gás. A pressão de injeção dos poços injetores normalmente é limitada a um valor inferior a pressão de fratura da formação e a vazão máxima é definida em função da capacidade de escoamento das linhas.

2.4 Influência das Restrições Operacionais na Simulação

A maioria dos trabalhos encontrados na literatura que tratam das restrições operacionais durante a simulação de reservatórios propõem modelos numéricos de simulação e otimização do sistema de produção, interfaces de controle entre os simuladores ou estudos de casos. Nenhum dos trabalhos consultados estuda o impacto que as restrições operacionais têm na definição da estratégia de produção, que é o foco principal deste trabalho.

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 produção para campos de petróleo, particularmente nos campos marítimos ou nos casos onde um grande número de poços divide um mesmo grupo de facilidades de superfície. Hepguler *et al.* (1997) afirmaram 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. Yang *et al.* (2002 a, b) afirmaram ainda que o desempenho do reservatório e do sistema de produção deve ser simulado e otimizado conjuntamente, pois o reservatório é transformado de um sistema estático para um sistema dinâmico logo após sua entrada em operação.

A Figura 2-3 apresenta um perfil típico das curvas de produção de fluidos que normalmente ocorrem em um reservatório de petróleo. A curva de produção de óleo tem uma forma crescente escalonada devido à entrada de novos poços em operação, alcançando o pico ou patamar, que é limitado pela capacidade do sistema de produção, quando a maioria dos poços entra em operação e vai decrescendo ao longo do tempo devido à queda de pressão ou após o início da produção de água. A curva de produção de água tem como importante fator o tempo de chegada da água oriunda de aquíferos ou de poços injetores no poço produtor (*breakthrough*) e

apresenta produção crescente até o início do fechamento dos poços por violação de algum critério econômico ou até o abandono definitivo do campo.

Ao longo dos anos, vários modelos têm sido propostos com intuito de considerar todo o sistema de produção ou pelo menos as partes mais relevantes do mesmo durante a simulação do reservatório. Haugen *et al.* (1995) propuseram um modelo onde um mesmo sistema de produção recebia fluidos e otimizava a produção de diferentes reservatórios. Palke and Horn (1997) e Stewart *et al.* (2000) propuseram modelos de otimização das condições de operação do sistema de produção para uma estratégia já definida visando a maximização do VPL. O primeiro apresentou um sistema de produção mais simplificado que o segundo, porém o modelo do primeiro, além das condições de operação, também otimizava alguns parâmetros do sistema de produção tais como: o diâmetro da tubulação e o ponto de injeção do gás no GLC.

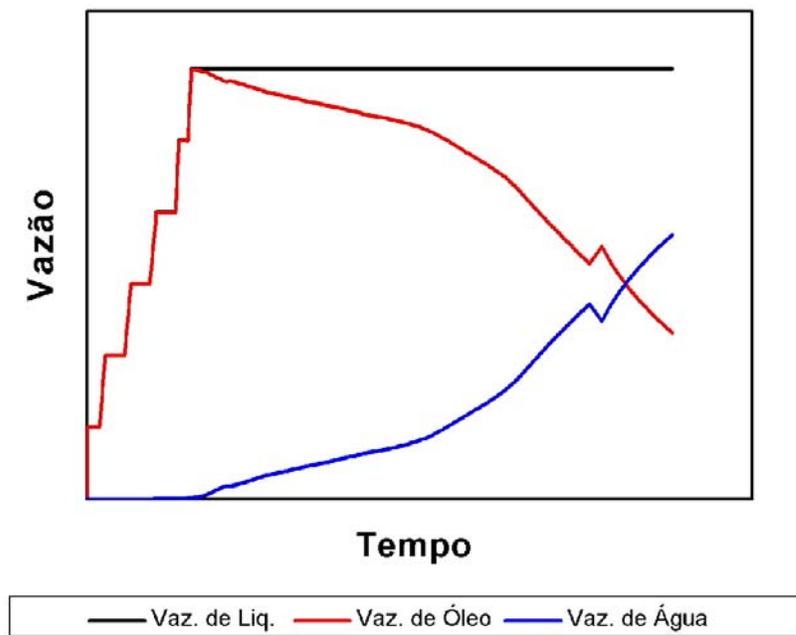


Figura 2-3 Comportamento típico da produção de um reservatório de petróleo

Alguns trabalhos buscaram a maximização da função objetivo escolhida através da distribuição otimizada do limite máximo de vazão do sistema de produção entre os diversos elementos do mesmo, dada uma configuração geométrica e restrições operacionais fixas e uma estratégia de produção já definida. Nessa linha de pesquisa, temos o trabalho de Wang *et al.*

(2002) que apresentou um modelo empregando MILP (*Mixed Integer Linear Programming*) para otimizar a distribuição das vazões dos poços e alocação do gás disponível visando à maximização da produção de óleo. Yang *et al.* (2002 a,b) utilizaram algoritmos genéticos e *Simulated Annealing* para otimizar a distribuição das vazões de líquidos entre os poços e do gás disponível para o GLC no sistema de produção para uma estratégia previamente definida maximizando dessa forma o VPL. Buitrago *et al.* (1996) e Bahadori *et al.* (2001) propuseram modelos para a distribuição otimizada do gás disponível para o GLC entre os poços, porém nenhum deles buscava maximizar a rentabilidade do campo e sim maximizar a produção de óleo.

Coats *et al.* (2003) afirmaram em seu trabalho que se o comportamento de pressões e vazões dos poços é conhecido através do histórico de produção do reservatório, o ajuste de histórico pode ser realizado através de um modelo que desconsidera o sistema de produção. Porém, quando são feitas estimativas do comportamento futuro do reservatório submetido a uma determinada estratégia de produção, é necessário, ou pelo menos desejável, que o sistema de produção seja considerado, para que dessa forma possam ser previstas as variações das condições de operação dos poços ao longo do tempo. Dessa forma, quando são realizadas previsões do comportamento futuro de um reservatório, deve ser avaliado que restrições são mais significativas e desse modo considerá-las durante as simulações para obter uma melhor estimativa do mesmo.

Algumas outras restrições que não foram consideradas nos trabalhos citados anteriormente podem ainda ter influência sobre o comportamento do reservatório ao longo do tempo, tais como: as limitações inerentes ao sistema de injeção e as limitações das vazões de grupos de poços conectados a um mesmo *manifold*.

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

Na literatura são encontradas várias classificações referentes aos tipos de acoplamento entre o sistema de produção e o reservatório. Em determinados trabalhos, onde um mesmo tipo de acoplamento era apresentado, autores diferentes adotavam nomenclaturas diferentes. Dessa forma

foi utilizada a seguinte classificação para os tipos de acoplamento entre o modelo de reservatório e o sistema de produção:

- **Desacoplados** – quando o sistema de produção não é considerado durante a simulação do reservatório;
- **Parcialmente acoplados** – quando o sistema de produção é considerado, porém de forma simplificada e dessa maneira não existe controle de vazões por grupo de poços e as quedas de pressão não são consideradas dinamicamente. As restrições operacionais são consideradas (quedas de pressão nas linhas ou limitações de vazão, por exemplo) no início da rodada, não sendo possível ajustar as mesmas durante a simulação;
- **Totalmente acoplados** – o sistema de produção, ou parte dele, é considerado durante toda a simulação, e dessa forma, existe o controle de vazões por grupo de poços e as quedas de pressão são consideradas dinamicamente. Para considerar a simulação conjunta entre o sistema de produção e o reservatório, podem ser utilizados:
 - Dois algoritmos – Nesse caso são utilizados dois simuladores, um para o reservatório e um para o sistema de produção, sendo a troca de informações entre os mesmos feita através de uma interface de controle. O ponto de acoplamento e a frequência com que é feito o balanceamento dos modelos são variáveis e serão mais bem discutidos posteriormente;
 - Um algoritmo – As equações que representam o sistema de produção e o reservatório são resolvidas simultaneamente dentro da matriz Jacobiana do simulador de reservatórios e desse modo é garantido o balanceamento simultâneo entre os dois modelos, porém com um esforço computacional maior.

Quando o modelo “totalmente acoplado – dois algoritmos” é utilizado, os métodos de balanceamento entre o modelo do sistema de produção e do reservatório diferenciam-se quanto à frequência do balanceamento e podem ser explícitos, semi-implícitos ou implícitos. O balanceamento é dito explícito quando o mesmo é realizado apenas na primeira iteração do intervalo de tempo corrente da simulação, ou num período de tempo superior, e utiliza os valores de pressão e vazão do intervalo de tempo anterior. O método de balanceamento implícito consiste em fazer convergir os modelos do sistema de produção e do reservatório simultaneamente e desse modo a cada iteração realizada pelo simulador de reservatórios é feito o balanceamento com o

sistema de produção. O método semi-implícito é intermediário entre os dois anteriormente citados e o balanceamento entre o sistema de produção e o reservatório é realizado dentro de um intervalo de iterações (no mesmo intervalo de tempo corrente) do modelo do reservatório estabelecido no início da simulação.

Além da frequência de balanceamento entre os simuladores do reservatório e do sistema de produção, o local de acoplamento também é importante. O acoplamento entre os dois simuladores pode ser realizado em qualquer ponto do sistema, porém normalmente o mesmo ocorre no fundo do poço, na “cabeça” do poço ou dentro do reservatório. Neste último citado, o simulador do sistema de produção passa a incorporar uma parte da malha do reservatório, como foi apresentado por Schiozer and Aziz (1994).

Alguns trabalhos não propuseram modelos ou algoritmos que representavam ou otimizavam o sistema de produção, mas algoritmos ou modelos que faziam o controle e o balanceamento entre simuladores previamente desenvolvidos. Ghorayeb *et al.* (2003) apresentaram um controlador que realizava a interface e controlava a troca de informações entre diversos simuladores de reservatórios e do sistema de produção utilizados comercialmente. Hepugler *et al.* (1997) acoplou um simulador de reservatórios a um simulador do sistema de produção através de uma interface de controle, onde as IPR⁵ (*inflow performance relationship*) eram consideradas tanto no simulador de reservatórios quanto no simulador de sistema de produção. Embora atualmente o Eclipse 100⁶ utilize o modelo “totalmente acoplado – dois algoritmos” para considerar o sistema de produção em conjunto com o reservatório, um único programa é utilizado durante as simulações.

Como foi citado, não são comuns trabalhos que considerem as restrições operacionais quando as estratégias de produção são escolhidas. Desse modo, no presente trabalho será feita uma comparação entre as estratégias de produção obtidas considerando e desconsiderando diferentes limites e tipos de restrições operacionais do sistema de produção como será observado na metodologia apresentada no Capítulo 4.

⁵ As IPR's são curvas, dependentes do IP do poço, onde é mostrada a p_{wb} em função da vazão do mesmo. Esse tipo de curva é utilizada para definir rapidamente a produção de um poço em função da BHP do mesmo.

⁶ Simulador de reservatórios modelo *Black-Oil* da GeoQuest (Schlumberger) que foi utilizado no presente trabalho.

Capítulo 3

Fundamentação Teórica

No presente Capítulo são feitas considerações referentes às quedas de pressão que ocorrem no escoamento multifásico em dutos, ao desempenho de poços com a utilização de *gas-lift* contínuo (GLC), à influência das quedas de pressão consideradas dinamicamente e das limitações da unidade de produção quando as mesmas são consideradas durante a simulação do reservatório.

3.1 Queda de pressão Durante o Escoamento em Dutos

As quedas de pressão durante o escoamento multifásico em dutos, que ocorrem na elevação do petróleo, dependem, por exemplo, das vazões de cada uma das fases, do tipo de fluido que está escoando, da altura de elevação e do comprimento das linhas e do método de elevação empregado. No cálculo da queda de pressão deve-se levar em consideração três componentes, sendo uma gravitacional (devido à altura de elevação), uma causada por atrito nas paredes do duto e uma cinética (que normalmente pode ser desprezada durante esse tipo de cálculo) como pode ser observado na Equação:

$$\Delta p = p_{wf} - p_{sep} = \rho \cdot g \cdot \Delta h + f \cdot \rho \cdot \frac{L}{D} \frac{\Delta v^2}{2} + \alpha \cdot \rho \cdot \frac{\Delta v^2}{2} \quad (3.1)$$

onde: p_{wf} ⁷ é a pressão no fluxo do poço (Pa);
 p_{sep} é a pressão no separador (Pa);
 ρ é a densidade (kg/m³);
 g é a aceleração da gravidade (m/s²);
 Δh é o diferencial de altura (m);
 f é o fator de fricção;
 L é o comprimento do tubo (m);
 D é o diâmetro da tubulação (m);
 Δv é o diferencial de velocidades dos fluidos (m/s);
 α é o coeficiente de energia cinética.

Para realizar o cálculo das quedas de pressão causadas pelo escoamento multifásico (óleo, água e gás) em tubulações podem ser utilizados diversos métodos e correlações que são amplamente encontrados na literatura. As correlações mais conhecidas são as seguintes: Aziz, Govier & Fogarasi, Orkiszewski, Hagedorn & Brown, Beggs & Brill, Mukherjee & Brill, Gray, e Petalas & Aziz (Economides *et al.* 1994). No presente trabalho optou-se por utilizar a correlação proposta por Beggs and Brill (1973, *apud* Economides *et al.* 1994). Tal correlação foi escolhida por ser bastante conhecida e utilizada na indústria do petróleo, ser compatível com qualquer inclinação do duto para fluxos ascendentes e descendentes e necessitar de pouco esforço computacional para efetuar o cálculo das quedas de pressão. A escolha da correlação a ser utilizada deve levar em consideração o tipo de fluido e as condições operacionais em que o escoamento está ocorrendo, porém neste trabalho, como o objetivo é o de gerar uma metodologia e sem almejar grande precisão nos cálculos referentes às quedas de pressão, tais fatos não foram levados em consideração.

A Figura 3-1 mostra o comportamento da BHP em função da vazão de líquidos para um poço com 3500 m de comprimento, 101.6 mm (4 in.) de diâmetro, RGL (Razão Gás-Líquido) de 45 m³/m³ e um óleo de grau API 22. Pode-se separar a curva da Figura 3-1 em duas partes, baixas e altas vazões, a partir do ponto em que é encontrado o menor valor de BHP. Para altas vazões,

⁷ Ao longo do texto os termos p_{wf} e BHP aparecerão inúmeras vezes. Os dois termos têm o mesmo significado físico, porém a adoção da nomenclatura diferenciada se deve ao fato do primeiro ser utilizado nas Equações e o segundo como abreviação do termo pressão de fundo do poço.

chamada de “parte estável da curva”, à medida que a vazão aumenta observa-se um crescimento do valor de BHP causado pelo incremento da queda de pressão por atrito devido ao aumento da velocidade dos fluidos no interior do tubo. Para baixas vazões, chamada de “parte instável da curva”, a BHP aumenta com a redução de vazão conforme explicado a seguir.

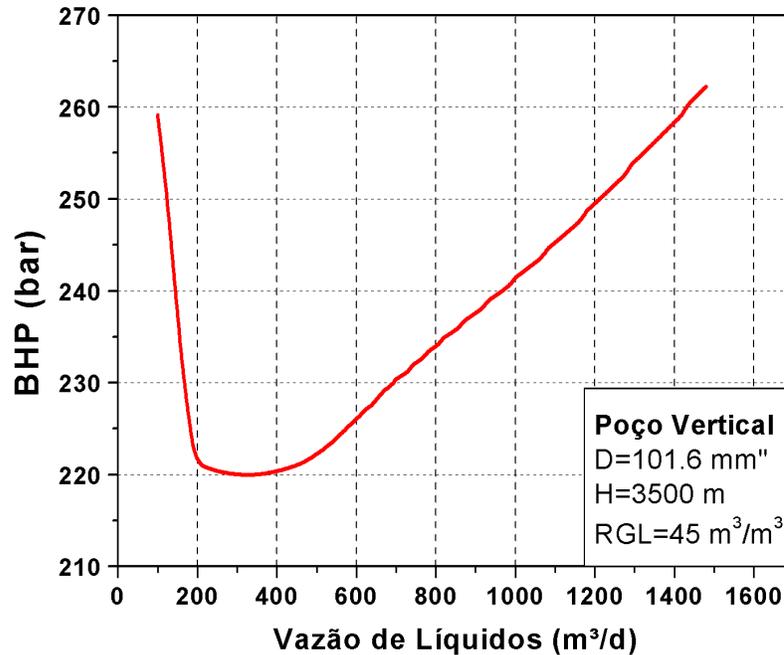


Figura 3-1 Gráfico de BHP em função da vazão de líquidos

Para entender o comportamento da “parte instável da curva” é necessário entender o conceito de *hold up*⁸, que é mostrado na seguinte Equação:

$$y_{fa} = \frac{V_{fa}}{V_T} \quad (3.2)$$

onde: y_{fa} é coeficiente de *hold up* para a fase;

V_{fa} é volume do tubo ocupado pela a fase (m³);

V_T é volume do total do tubo (m³).

O *hold up* é definido como a razão entre o volume que uma determinada fase ocupa no interior do tubo e o volume total da tubulação. No escoamento multifásico, a fração do tubo

⁸ O coeficiente de *hold up* não possui tradução convencional para o português.

ocupada por cada uma das fases, normalmente é diferente da razão entre as vazões volumétricas de cada fase em relação à vazão volumétrica total do sistema. Tal fato deve-se às diferenças de velocidades entre as fases, resultantes das diferenças de densidade e viscosidade. Desse modo, a fase com maior velocidade parece “deslizar” em relação à outra, e a esse fenômeno é dado o nome de *slipage*.

O escoamento multifásico em dutos pode ser classificado em diferentes padrões de fluxo de acordo com as configurações e condições de operação do sistema, tais como: a razão entre as fases, a vazão volumétrica total, a velocidade de cada uma das fases e o diâmetro e o comprimento da tubulação. A Figura 3-2 mostra o mapa de classificação de regimes de fluxo proposto por Taitel and Duckler (1976, *apud* Economides *et al.*, 1994), que divide o escoamento multifásico em 5 regiões distintas: 1 – Bolhas (*Bubble*), 2 – Bolhas dispersas (*Dispersed Bubble*), 3 – Golfadas (*Slug*), 4 – Golfadas ou Turbilhonado (*Slug or Churn*) e 5 – Anular (*Anular*).

Observando-se a Figura 3-2, pode-se notar que a medida que as velocidades das fases variam o regime se modifica. Considerando-se um tubo de diâmetro fixo e um escoamento com RGL constante, quando a vazão de líquidos diminui a vazão de gás também diminui e conseqüentemente as velocidades de cada uma das fases também. Desse modo, com a velocidade de líquidos e gás diminuindo, é observada uma transição dos demais regimes para o regime de bolhas (1) ou de bolhas dispersas (2), que possuem *hold up* para a fase líquida maior que dos demais regimes. Ou seja, a fração do tubo ocupada por líquidos começa a crescer e conseqüentemente queda de pressão total do sistema passa a ser mais influenciada pela componente gravitacional, que tem o seu valor aumentado. Desse modo é observado um crescimento da BHP com a redução de vazão de líquidos do sistema, como pode ser observado na parte instável da curva na Figura 3-1.

As quedas de pressão podem ser representadas nos simuladores do sistema de produção através de cálculos iterativos, ou a partir da utilização de tabelas de fluxo multifásico que fornecem as quedas de pressão previamente calculadas para uma configuração geométrica fixa do mesmo. As tabelas de fluxo multifásico nada mais são que elementos representativos de um determinado componente do sistema de produção, onde a partir de um valor conhecido de pressão

em uma dada extremidade e de um conjunto de configurações de escoamento do mesmo (vazão de fluidos, razão entre os fluidos, propriedades dos fluidos e método de elevação utilizado) determina-se o valor da pressão na outra extremidade.

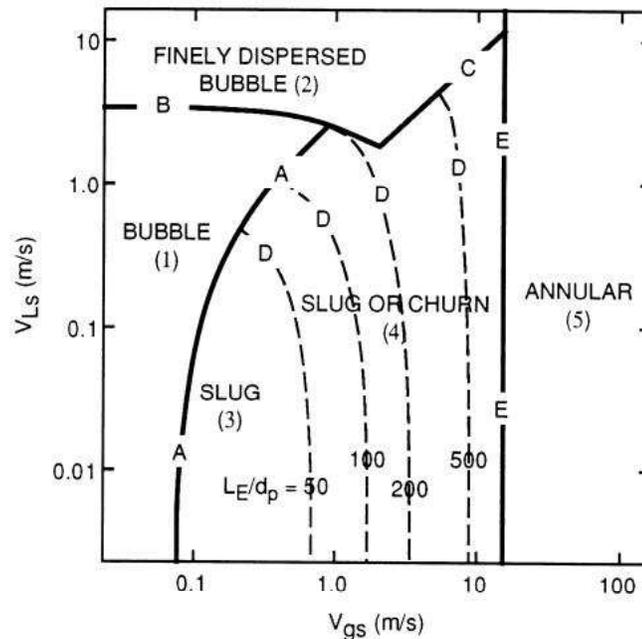


Figura 3-2 Mapa de regime fluxo para escoamento vertical proposto por Taitel and Duckler (1976) Fonte: Economides *et al.* (1994)

Para representar as quedas de pressão do sistema de produção, o simulador utilizado no presente trabalho usa tabelas de fluxo multifásico, sendo importante que o engenheiro de reservatórios responsável pela simulação tenha um conhecimento razoável de como as tabelas de fluxo foram geradas para a detecção de eventuais problemas que possam ocorrer. As tabelas de fluxo multifásico são calculadas antecipadamente ao processo de simulação e devem cobrir faixas de pressão, de vazão de fluidos e de razão entre fluidos suficientemente amplas para que não seja necessário realizar extrapolações durante a simulação. Para uma dada vazão de fluidos oriundos de um determinado poço do reservatório ou de um outro componente do sistema de produção, o simulador faz uma busca da configuração do escoamento que está ocorrendo, num determinado instante, na tabela de fluxo multifásico do componente em questão e determina a queda de pressão que ocorre durante o escoamento. Desse modo, a partir da pressão conhecida em uma

extremidade e das quedas de pressão determinadas para a presente configuração de escoamento, calcula-se a pressão desconhecida na outra extremidade.

3.2 Desempenho de Poços com Utilização de *Gas-Lift* Contínuo.

O princípio de funcionamento do *gas-lift* contínuo (GLC) consiste na injeção constante de gás a determinadas vazões e pressões, por meio de válvulas específicas, em um determinado ponto da coluna de produção. Desse modo a componente gravitacional da queda de pressão é reduzida através da diminuição da densidade da mistura de fluidos no interior da coluna e possibilita um aumento da vazão de óleo do reservatório para o poço.

Utilizando o GLC, à medida que uma quantidade maior de gás é injetada no poço, a componente gravitacional da equação de queda de pressão é reduzida devido à redução da densidade da mistura. Em compensação, a componente da queda de pressão causada por atrito cresce devido ao aumento das velocidades dos fluidos no interior da tubulação. A vazão de líquidos do poço aumenta com o incremento da injeção de gás até o ponto em que o ganho pela redução da componente gravitacional é igual ao aumento da componente causada pelo atrito. Tal fato pode ser observado na Figura 3-3, que mostra o desempenho da vazão de líquidos em função da quantidade de gás injetada em um tubo vertical de diâmetro igual a 101.6 mm (4 in.), altura de 3500 m, óleo de grau API 22 e operando numa BHP constante de 300 bar. A partir ponto de máxima produção de líquidos (Ponto A), qualquer quantidade extra de gás injetada causará uma redução na vazão de líquidos em função do aumento das quedas de pressão causadas pelo atrito.

Entretanto, a injeção de gás tem um custo e dessa forma a vazão de maior retorno econômico será inferior ao ponto de máxima vazão do sistema. O Ponto B na Figura 3-3, que foi definido hipoteticamente, representa o ponto onde a utilização do *gas-lift* resultará no maior retorno financeiro para um determinado poço. A localização desse ponto “ótimo” é dependente dos custos de produção de fluidos, dos custos de injeção do gás e do preço de venda do óleo. Quanto maior for o preço de venda do óleo, maior será a rentabilidade obtida pelo incremento da produção resultante do aumento da injeção do gás e quanto maior for o custo de produção do óleo e injeção do gás menos rentável será o incremento da produção de óleo.

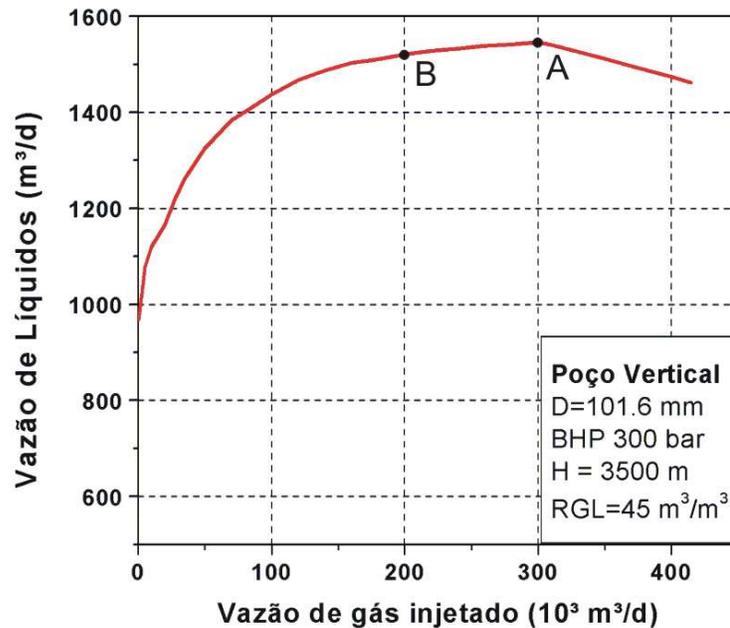


Figura 3-3 Gráfico da vazão de líquidos em função da vazão de gás injetado

A Figura 3-4 mostra o gráfico das vazões de líquidos em função da BHP de um poço com utilização de *gas-lift*, possuindo taxas de injeção de gás variando entre 0 e 200.000 m³/dia, RGO fixa em 45 m³/ m³ e corte de água de 0%. Observa-se que, à medida que a quantidade de gás injetado aumenta, o valor da BHP para uma mesma vazão de líquidos diminui.

3.3 Influência das Quedas de Pressão no Sistema de Produção na Definição da Estratégia de Produção

O reservatório e o sistema de produção, na realidade, se comportam como um único sistema, onde os fluidos migram do reservatório em direção aos poços e destes até o conjunto de separadores da unidade de produção, passando por diversos outros elementos do sistema de produção. Na literatura, os trabalhos relacionados com otimização de estratégias de produção dão ênfase apenas ao reservatório, considerando o sistema de produção de uma forma simplificada, deixando assim de considerar o comportamento dinâmico que ocorre entre os mesmos.

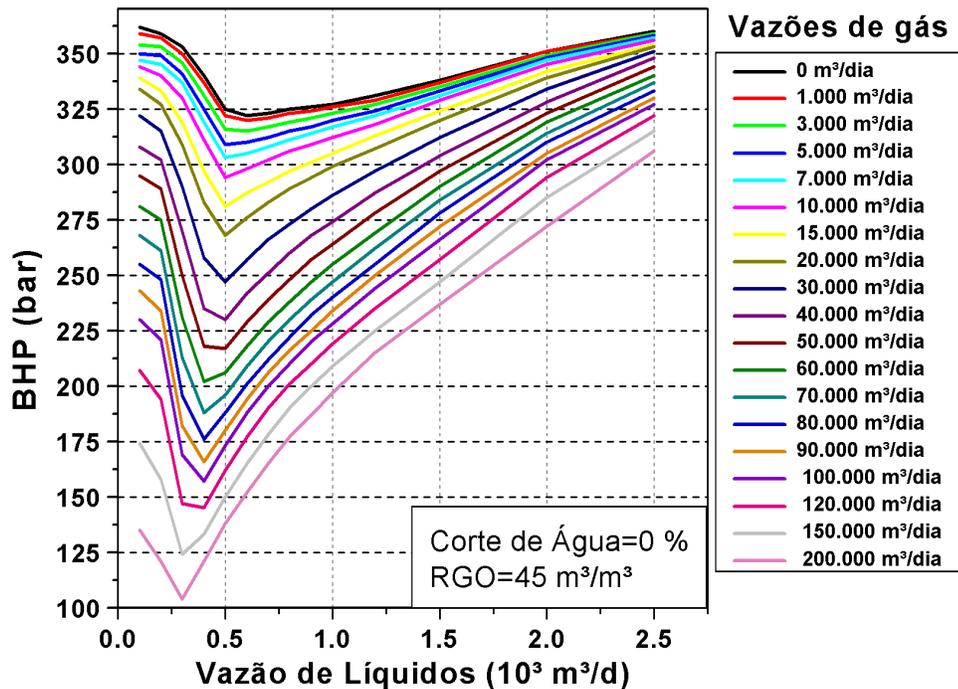


Figura 3-4 Desempenho do poço com taxas de injeção de gás variadas

O fluxo de fluidos do reservatório para os poços produtores é controlado pela Equação:

$$q = IP \times (p_R - p_{wf}) \quad (3.3)$$

onde: q é a vazão (m^3/d);

IP é o índice de produtividade ($m^3/d/bar$);

p_R é a pressão do reservatório (bar);

p_{wf} é a pressão do fluxo do poço (bar).

A vazão depende do índice de produtividade (IP) e do diferencial de pressão entre o reservatório e o poço ($p_R - p_{wf}$). Ao longo do tempo, a pressão do reservatório tende a cair, apesar da utilização de mecanismos de injeção de fluidos para manutenção da mesma, e desse modo, uma maneira de conservar o mesmo diferencial de pressão e assim conservar a vazão de fluidos do poço, é reduzir a p_{wf} através de algum método artificial de elevação – o *gas-lift* contínuo, por exemplo.

Desprezando-se a componente cinética da queda de pressão do sistema de produção, podemos separar a mesma em queda de pressão gravitacional e por atrito, como mostra a Equação:

$$p_{wf} - p_{sep} = \Delta p_g(\rho, h) + \Delta p_\mu(\mu, v) \quad (3.4)$$

onde: p_{wf} é a pressão do fluxo do poço (Pa);

p_{sep} é a pressão do separador (Pa);

Δp_g é componente gravitacional da queda de pressão (Pa);

Δp_μ é componente causada por atrito viscoso da queda de pressão (Pa);

ρ é a densidade (kg/m^3);

h é a altura (m);

μ é a viscosidade (cP);

v é a velocidade (m/s).

A componente gravitacional é dependente da densidade da mistura de fluidos e da altura de elevação e a componente causada por atrito é dependente das viscosidades e das velocidades dos fluidos que estão escoando. A Figura 3-5 representa, a partir de uma análise nodal, o comportamento hipotético e simplificado da pressão partindo do reservatório, passando pelo poço produtor e indo até o separador. A diferença de pressão entre p_R e p_{wf} é responsável por deslocar os fluidos do reservatório até o poço. A diferença de pressão entre p_{wf} e p_{sep} é responsável por transportar os fluidos do fundo do poço até o separador, passando pela coluna de produção, linhas de surgência e *risers*. Observando a linha azul observa-se o comportamento inicial da pressão no sistema de produção desde o reservatório até o separador. Caso a pressão do reservatório caia de P_{R1} para P_{R2} , e considerando que o IP do poço, composição e razão dos fluidos escoando não mudem, o comportamento da pressão no sistema é visto na linha vermelha que possui a mesma inclinação da linha azul e dessa maneira os fluidos produzidos não chegarão ao separador na unidade de produção. Reduzindo-se a densidade da mistura, através da injeção de gás no fundo do poço, a componente gravitacional da queda de pressão é reduzida, aumentando assim a inclinação da curva no gráfico. Dessa forma, os fluidos produzidos podem ser novamente elevados, como pode ser observado a partir da linha vermelha pontilhada.

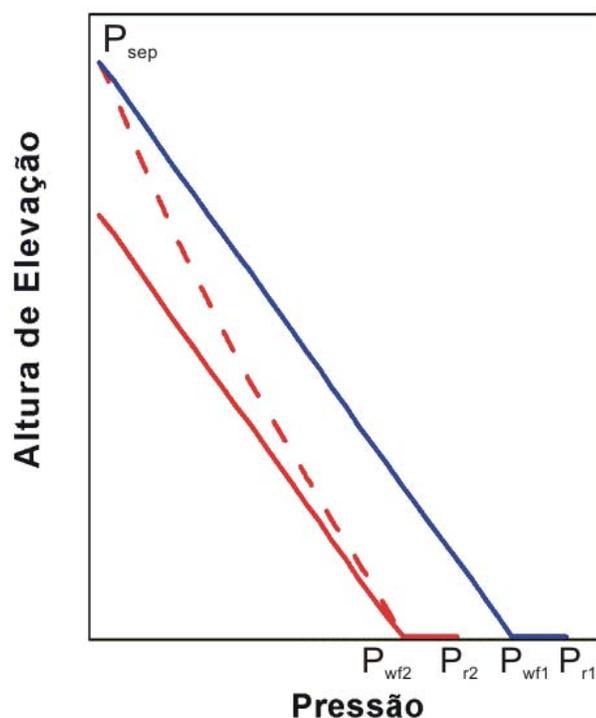


Figura 3-5 Análise nodal do comportamento da pressão do sistema

Quando se realiza a simulação considerando apenas o reservatório, isto é, sem considerar as quedas de pressão dinamicamente, o valor limite da BHP é estipulado de maneira simplificada de modo que o mesmo garanta a elevação dos fluidos produzidos. Para fazer a estimativa desse valor, um simulador do sistema de produção é utilizado para calcular a queda de pressão no escoamento usando valores médios das condições de operação do poço (vazão de líquidos, corte de água, RGO). Nesse caso, as variações da BHP que ocorrem durante a simulação serão causadas apenas pelo controle realizado pelo simulador para satisfazer a Equação 3.3, que representa o fluxo de fluidos do reservatório até o poço.

Para demonstrar o impacto no comportamento do reservatório quando as quedas de pressão são consideradas dinamicamente, foi utilizado um modelo teórico e simplificado de reservatório utilizando uma estratégia de produção fixa com três poços, sendo um produtor e dois injetores. Na Figura 3-6 é observado o comportamento do reservatório quando as quedas de pressão no sistema de produção não são considerados dinamicamente e na Figura 3-7 quando as mesmas são consideradas dinamicamente.

Na Figura 3-6 observa-se que no início da vida produtora do campo, quando as pressões do reservatório são elevadas, o poço estará operando em sua capacidade máxima de produção (2500 m³/d). Desse modo, a BHP do poço produtor deve ter um valor suficientemente alto (acima do seu limite mínimo, no caso 210 bar) que satisfaça a Equação 3.3, possibilitando que seu limite de vazão seja respeitado. Conforme a pressão do reservatório vai diminuindo ao longo do tempo, para compensar essa queda e manter a vazão de fluidos em seu limite máximo, o simulador de reservatórios reduz sua BHP até atingir seu valor limite mínimo. No momento em que a BHP limite é alcançada, a vazão de fluidos começa a cair para que dessa forma a Equação 3.3 continue sendo satisfeita. Posteriormente, devido à injeção de fluidos no reservatório, a pressão do mesmo tende a recuperar-se e dessa maneira a vazão de fluidos produzidos eleva-se até alcançar seu valor máximo novamente. A partir do momento em que a vazão máxima é alcançada, a BHP eleva-se novamente para continuar satisfazendo a Equação 3.3.

Entretanto, o comportamento real da vazão de fluidos, da BHP e da pressão do reservatório ao longo o tempo não é igual ao comportamento estimado considerando-se as quedas de pressão de maneira simplificada. Sendo a queda de pressão durante a elevação dependente também da velocidade com que os fluidos estão escoando, quanto maior a vazão do sistema, maiores serão as quedas de pressão nas tubulações e conseqüentemente maior o valor da BHP necessária para que os fluidos sejam elevados.

A partir da Figura 3-7 observa-se que mesmo a BHP apresentando valores acima do seu limite mínimo (210 bar), a vazão do poço não se encontra em seu valor máximo (2500 m³/d) entre o final do primeiro e o início quinto ano. Tal fato deve-se à necessidade de que elevados valores de BHP ocorram para que os fluidos produzidos pelo reservatório sejam elevados na vazão máxima permitida. É visualizada uma queda dos valores da BHP do poço produtor ao longo do tempo até atingir um valor próximo ao seu limite mínimo com posterior recuperação da mesma devida à injeção de fluidos no reservatório. Juntamente com a queda dos valores de BHP, ocorre uma queda da vazão de líquidos do poço, pois de acordo com a Equação 3.4, menores valores de vazão causam uma menor queda de pressão e conseqüentemente necessitam de menores valores de BHP no processo de elevação.

Comportamento do Poço Produtor Desconsiderando Quedas de Pressão

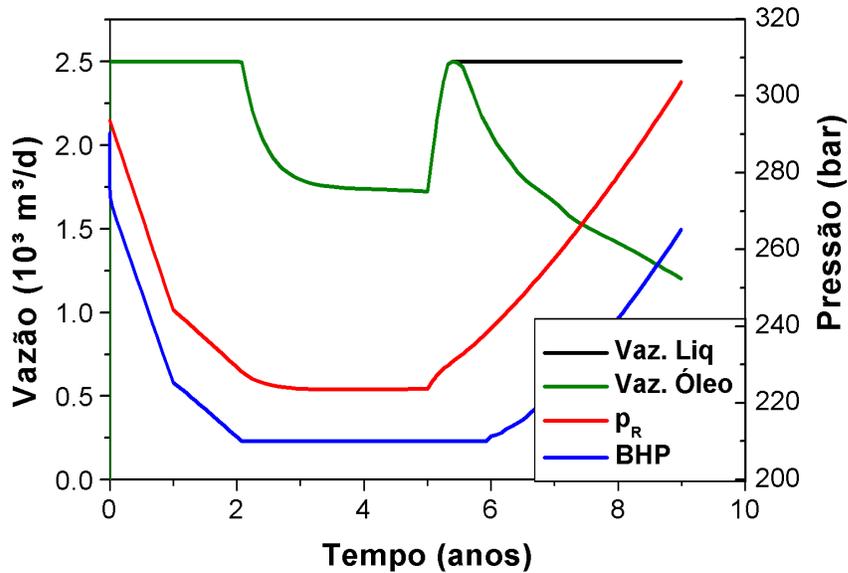


Figura 3-6 Comportamento do poço produtor quando as quedas de pressão não são consideradas dinamicamente na simulação

Ainda na Figura 3-7, a curva da p_R também apresenta um comportamento de queda similar ao da curva de BHP, com queda no início da produção e recuperação posterior devido à injeção e fluidos no reservatório. No momento em que o valor de p_R começa a recuperar-se, o valor de BHP também cresce, possibilitando um aumento da quantidade de fluidos que está sendo elevada. Pode-se ainda observar que quando o valor de p_R começa a se recuperar, ocorre um rápido aumento da vazão de fluidos do reservatório, porém, ao longo do tempo, o ganho de vazão tende a diminuir para um mesmo incremento de pressão do reservatório. Tal fato pode ser explicado pela Equação 3.1. Dado que a queda de pressão por atrito nas tubulações do sistema de produção cresce com o quadrado da velocidade, o crescimento do valor da BHP será tanto mais acentuado quanto maior for a vazão de fluidos. Desse modo, quando vazões consideráveis são alcançadas, para um pequeno incremento do diferencial de pressão entre p_R e p_{wf} , é necessário um grande incremento no diferencial de pressão entre p_{wf} e p_{sep} para que os fluidos produzidos pelo reservatório possam ser elevados.

Comportamento do Poço Produtor Considerando Quedas de Pressão

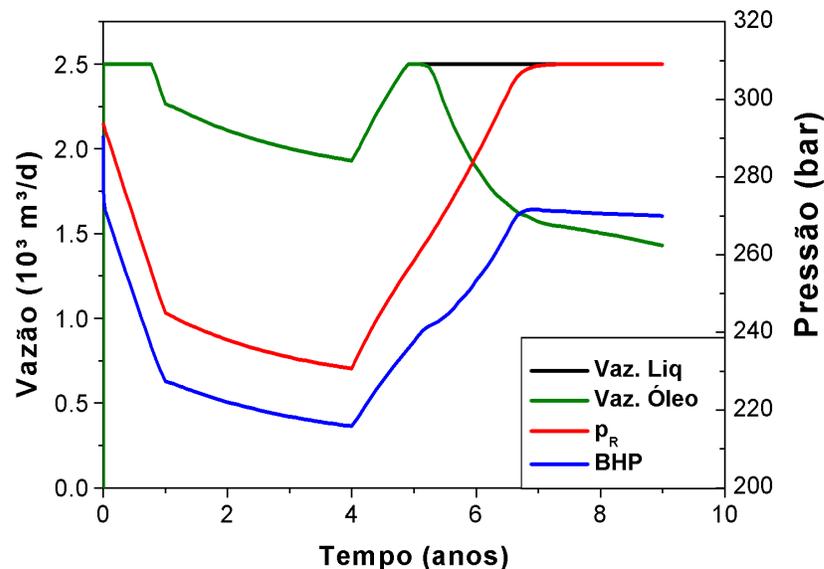


Figura 3-7 Comportamento do poço produtor quando as quedas de pressão são consideradas dinamicamente na simulação

3.4 Influência da Capacidade do Sistema de Produção na Definição da Estratégia de Produção

Inúmeros parâmetros do sistema de produção, tais como *risers* de produção e injeção, colunas de produção, linhas de surgência, *manifolds*, *chokes*⁹, separadores de fluidos e métodos de elevação (*gas-lift* contínuo ou Bombeio Centrífugo Submerso, BCS) podem ser considerados no modelo do sistema de produção disponível para o simulador utilizado neste trabalho. Cada parâmetro do sistema tem limitações particulares, porém os limites máximos e mínimos de pressão de operação e de escoamento de fluidos estão presentes em todos eles e são as principais limitações do sistema de produção.

A vazão de líquidos, óleo e água produzidos pelo reservatório, são os principais limitantes da capacidade de tratamento de fluidos de uma unidade de produção, sobretudo nos campos marítimos onde a legislação ambiental exige um rigoroso tratamento da água antes do descarte. A

⁹ *Chokes* são válvulas dispostas ao longo do sistema de produção, que têm a função de controlar a produção de fluidos através do incremento de queda de pressão num determinado ponto das linhas.

produção de fluidos do reservatório pode ser limitada por vários tipos de restrições operacionais do sistema de produção. Porém, considerar todas as restrições do sistema pode ser bastante complexo, aumentando consideravelmente o trabalho para a construção dos modelos, o tempo de simulação e o esforço computacional requerido. Desta forma é necessário que o modelo do sistema de produção utilizado seja suficientemente abrangente para que as principais restrições do sistema sejam consideradas e suficientemente simples para que o tempo de simulação e o esforço computacional não sejam tão elevados.

A velocidade de recuperação do óleo no reservatório é dependente da capacidade do sistema de produção, pois quanto maior a quantidade de fluidos que pode ser tratada pelo sistema, mais rápido o reservatório poderá ser depletado. A velocidade de recuperação dos fluidos é uma importante componente do VPL do empreendimento, pois com as altas taxas de juros do mercado, o tempo passa a ser decisivo para o sucesso financeiro do projeto. Porém, elevar a capacidade do sistema de produção tem um custo, que pode ser bem alto. Dessa forma deve-se procurar um balanceamento entre a capacidade da unidade de produção responsável pela velocidade de recuperação dos fluidos do reservatório e o seu custo de aquisição.

Além das limitações de vazão do sistema de produção também é importante considerar as limitações inerentes aos próprios poços. O limite máximo de produção de fluidos do poço produtor normalmente é função da capacidade de escoamento de fluidos no interior da coluna de produção, da necessidade de reduzir a produção indesejada de areia ou da necessidade de controle da formação de cones de água ou gás através da limitação de vazão no poço. Considerando que as colunas de produção dos poços normalmente possuem diâmetros próximos e conseqüentemente capacidades de escoamento com a mesma ordem de grandeza, o diferencial entre os limites de vazões dos poços é função das particularidades do reservatório, que são responsáveis pela produção indesejada de areia e formação de cones. Nos poços injetores, os limites máximos de vazão normalmente dependem exclusivamente da capacidade de escoamento das tubulações, não sendo influenciados pelas particularidades do reservatório.

Existem duas maneiras para considerar as limitações de vazão do sistema de produção durante a simulação do reservatório: (1) limitar cada um dos poços individualmente para que a vazão total dos mesmos não ultrapasse as restrições do sistema ou (2) utilizar algum algoritmo

que faça a distribuição otimizada da capacidade disponível do sistema de produção entre os poços e dessa maneira sejam maximizados ou minimizados os parâmetros desejados. Alguns modelos encontrados na literatura, quando buscam a maximização da produção de óleo, causam uma grande oscilação das vazões dos poços em virtude da mudança do corte de água ou da RGO em cada um deles ao longo do tempo. Um método que busca a maximização da produção de óleo, porém sem mudanças bruscas de vazão nos poços e que dessa forma tenta representar melhor o real comportamento do gerenciamento do reservatório, é a distribuição das vazões em função do potencial de produção de cada um dos poços, como é realizado pelo simulador utilizado no presente trabalho.

Para explicar como as limitações do sistema de produção podem afetar a escolha da estratégia de produção, será utilizado um exemplo teórico e simplificado que é mostrado na Figura 3-8. No presente exemplo, três poços com capacidade de vazão de líquidos de $1500 \text{ m}^3/\text{d}$ cada um (totalizando $4500 \text{ m}^3/\text{d}$), estão conectados a um *manifold*, que por sua vez possui uma limitação da vazão máxima de líquidos de $3000 \text{ m}^3/\text{d}$. Pode-se considerar tal limitação durante a simulação do reservatório de duas maneiras: (Caso 1) o *manifold* não é considerado durante a mesma e os poços são limitados individualmente abaixo da sua vazão máxima permitida para que os limites do *manifold* sejam respeitados e (Caso 2) o *manifold* é considerado durante a simulação e os poços podem operar máxima vazão permitida, porém a soma das vazões de líquidos dos mesmos será igual a $3000 \text{ m}^3/\text{d}$.

Na Tabela 3-1, apresenta-se uma comparação entre os dois casos teóricos estudados, com os respectivos cortes de água especificados para cada um dos poços em um determinado momento. No Caso 1, onde os poços foram limitados individualmente a $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ para que a vazão máxima do *manifold* fosse respeitada, a vazão de óleo obtida foi de $2300 \text{ m}^3/\text{d}$. No Caso 2, como foram privilegiados os poços com maior produção de óleo, o poço 3 que possui a maior produção de água, seria temporariamente fechado para que a produção de óleo fosse maximizada no presente momento. Dessa forma os outros dois poços operam em suas capacidades máximas de vazão de $1500 \text{ m}^3/\text{d}$, com o grupo de poços limitado em $3000 \text{ m}^3/\text{d}$ e uma vazão de óleo obtida de $2550 \text{ m}^3/\text{d}$. Possivelmente, ao final do processo de otimização, possa ser concluído que a

perfuração do poço 3 fosse desnecessária causando desse modo uma mudança na estratégia de produção a ser utilizada.

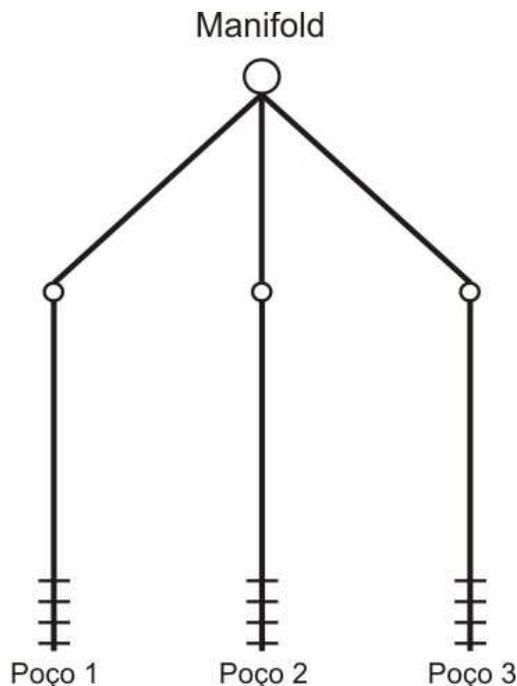


Figura 3-8 Exemplo simplificado de um sistema de produção

Tabela 3-1 Comparação do desempenho entre os dois casos

	Corte de água	Produção de óleo do caso 1	Produção de óleo do caso 2
Poço 1	10 %	900 m ³ /d	1.350 m ³ /d
Poço 2	20 %	800 m ³ /d	1.200 m ³ /d
Poço 3	40 %	600 m ³ /d	900 m³/d
Produção Total		2.300 m ³ /d	2.550 m ³ /d

A partir dos conceitos aqui apresentados, evidencia-se a necessidade de considerar conjuntamente o reservatório e o sistema de produção durante as simulações. Tais conceitos apresentados também se fazem necessários ao bom entendimento do problema, bem como para a definição das restrições operacionais a serem consideradas e implementação das mesmas em simuladores. Como será visto no Capítulo 4, o exemplo que considera o GLC exige que sejam

geradas tabelas de fluxo multifásico¹⁰, com o intuito de representar as quedas de pressão no sistema de produção, onde os conceitos relacionados ao fluxo multifásico em dutos e ao *gas-lift* contínuo foram fundamentais.

¹⁰ O Anexo I do presente trabalho traz alguns comentários sobre a geração e utilização das tabelas de fluxo multifásico.

Capítulo 4

Metodologia

Para atingir os objetivos propostos no Capítulo 1, foram estudados alguns casos realizando o processo de otimização considerando as restrições operacionais do sistema de produção com diferentes graus de limitação e simplificação. A restrição de vazão de líquidos foi testada considerando diferentes limites de vazão, tipos de óleo e graus de heterogeneidades do reservatório. A restrição relativa ao *gas-lift* também foi testada, onde diferentes valores de disponibilidade de gás e formas de consideração das quedas de pressão foram utilizados.

4.1 O Processo de Otimização

No presente trabalho, para realizar o processo de otimização da estratégia de produção, foi utilizada a metodologia proposta por Nakajima (2003), que pode ser observada na Figura 2-1. Entretanto, foi necessário modificar essa metodologia para que a mesma se adequasse aos casos estudados. Tais modificações, nas caixas marcadas na cor vermelha e com bordas mais largas, podem ser observadas a partir da Figura 4-1. Tendo em vista que a metodologia presente no fluxograma da Figura 2-1 encontra-se explicada no Capítulo 2, apenas as modificações propostas no presente trabalho serão discutidas.

O processo de otimização da estratégia de produção foi realizado a partir de uma estratégia inicial pré-definida e o VPL (Valor Presente Líquido), foi a variável escolhida a ser maximizada, analisando também ao longo do processo as vazões de óleo e água, a RGO e o corte

de água. As simulações foram realizadas utilizando o simulador Eclipse 100 – modelo *Black Oil* e para o cálculo econômico foi utilizado o programa Wapt. Como ferramentas auxiliares nas simulações foram utilizados o mapa de qualidade e o critério de classificação de poços juntamente com suas sugestões de modificação da estratégia de produção.

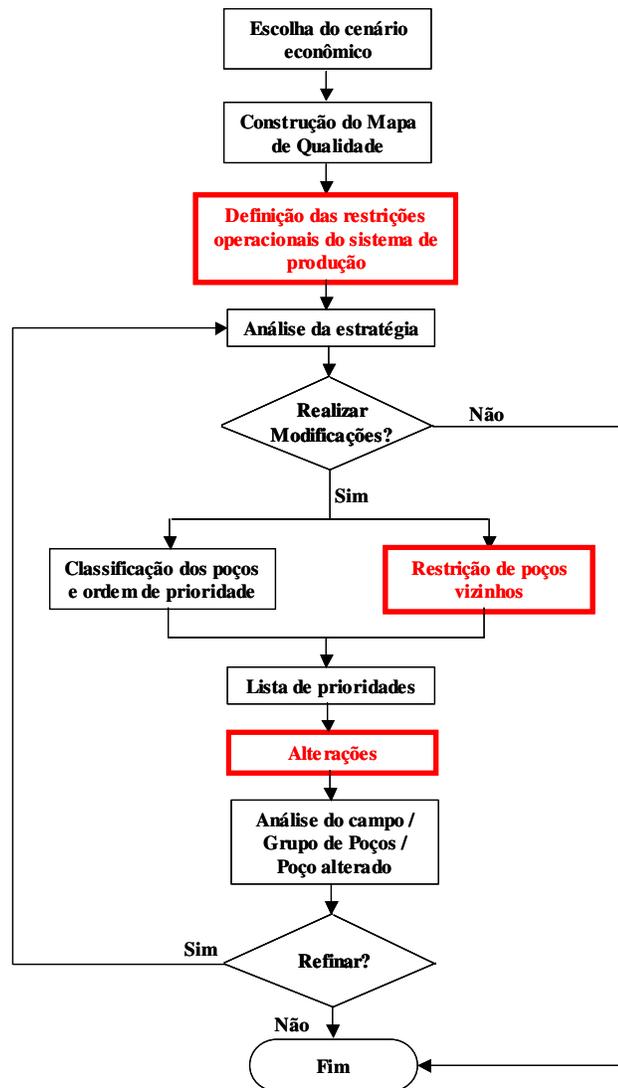


Figura 4-1 Fluxograma modificado do processo de otimização

A partir da estratégia inicial, através de alterações sucessivas, é dado prosseguimento ao processo de otimização até que o critério de parada estabelecido inicialmente seja alcançado. A utilização de um critério de parada tem como objetivo diminuir o grau de subjetividade envolvida

no processo. Nesse trabalho, esse critério estabelece que as seguintes condições que devem ser satisfeitas conjuntamente:

- Evolução do VPL entre duas simulações positivas (aumento do VPL) seja inferior a 1%;
- Obtenção de pelo menos quatro simulações negativas (queda do VPL) seguidas.

4.1.1 Definição das Restrições Operacionais do Sistema de Produção

Deve-se definir que restrições do sistema de produção são mais relevantes e dessa forma considerá-las no processo de otimização. Como o presente trabalho tem o intuito de verificar o impacto dessas restrições no processo de otimização, será considerada apenas uma por vez, possibilitando dessa forma uma melhor análise do impacto que diferentes graus de limitação de uma determinada restrição tem na definição da estratégia de produção.

4.1.2 Restrição de poços vizinhos

Nakajima (2003) utilizou o conceito de dependência entre poços como restrição durante o processo de simulação. Entretanto, tal conceito é de aplicação um pouco complexa e tem impacto maior na possibilidade de modificações simultâneas para acelerar o processo de otimização. Como esse não é um objetivo importante deste trabalho, o conceito de dependência entre poços foi substituído pelo conceito de vizinhança de poços proposto por Moreno e Schiozer (2002) que tem algumas limitações, mas é de fácil aplicação.

Sabendo-se que o conceito de vizinhança entre poços pode tornar-se ineficiente em reservatórios com forte grau de heterogeneidades, o mesmo foi usado de maneira bastante conservadora, isto é, modificações simultâneas só foram permitidas em casos onde os poços eram bem distantes, portanto independentes.

4.1.3 Alterações

A metodologia proposta por Nakajima (2003) realiza a otimização da estratégia de produção através de alterações sucessivas de uma estratégia inicialmente adotada até que o VPL seja maximizado, onde as seguintes alterações foram utilizadas:

- Exclusão do poço produtor ou injetor;
- Alteração da camada de completação;
- Aumento do limite de vazão de óleo;
- Alteração do cronograma de perfuração de produtores e injetores;
- Alteração do posicionamento do poço;
- Conversão para poço horizontal;
- Conversão para poço injetor;
- Abandono do poço produtor.

Dentre as alterações propostas por Nakajima (2003) duas alterações não foram utilizadas: (1) a conversão para poço horizontal e (2) o aumento do limite de vazão de óleo do poço produtor. Outra possível alteração a ser utilizada no processo de otimização seria o aumento do comprimento da seção horizontal dos poços, porém a mesma também foi descartada.

O aumento do limite de vazão dos poços produtores não foi adotado como alteração, pois como presente trabalho tem foco no período de desenvolvimento do projeto e pouco se sabe sobre as particularidades do reservatório, inicialmente a vazão máxima de fluidos será a mesma para todos os poços, sendo função apenas da capacidade de transporte da coluna de produção. A conversão para poços horizontais também não foi adotada, pois todos os poços utilizados já eram do tipo horizontal.

Aumentando-se o comprimento da seção horizontal do poço, conseqüentemente aumenta-se sua área de contato com o reservatório e dessa forma sua produção de fluidos. Entretanto, à medida que as vazões aumentam, as quedas de pressão por atrito no interior do poço, que crescem com o quadrado da velocidade, também aumentam fazendo com que a partir de um determinado comprimento da seção horizontal, o ganho de produtividade com o aumento do mesmo seja minimizado. Desse modo, para analisar o impacto que o aumento do comprimento da seção horizontal tem na produtividade do poço é importante considerar tais quedas de pressão. Entretanto, no presente trabalho, as quedas de pressão não são consideradas e os poços horizontais utilizados possuem comprimento fixo. Uma melhor interação entre o comprimento

dos poços e a produtividade dos mesmos pode ser um item importante para ser estudado como continuação deste trabalho.

Foram adotadas as mesmas alterações propostas por Nakajima (2003), com exceção das duas excluídas como foi anteriormente citado. Além dessas, três novas alterações foram propostas como é apresentado a seguir:

- Exclusão do poço produtor ou injetor;
- Alteração da camada de completação;
- Alteração do cronograma de perfuração de produtores e injetores;
- Alteração do posicionamento do poço;
- Conversão para poço injetor;
- Abandono do poço produtor;
- Adição de poço produtor ou injetor;
- Abandono do poço injetor;
- Reduzir os limites de injeção de água do poço injetor.

A adição de poços foi utilizada, pois em determinados momentos do processo de otimização foi necessário verificar se inserir novos poços produtores ou injetores em determinadas áreas resultaria em melhoria do VPL. O abandono do poço injetor foi proposto com o intuito de retardar a chegada da água e reduzir sua produção nos poços produtores, onde os poços injetores seriam fechados pelo próprio usuário e não por restrições físicas ou econômicas do modelo. Novamente com o intuito de retardar a chegada e reduzir a produção da água nos poços produtores foi possível reduzir os limites máximos de injeção de água dos poços injetores.

A decisão de que poços alterar e que alterações realizar nos poços entre as simulações do processo de definição das estratégias de produção foi tomada pelo operador do simulador de reservatórios. Essa decisão foi baseada na análise de seis indicadores técnicos e financeiros dos poços produtores que obedeceram a seguinte ordem:

- VPL (valor presente líquido);
- N_p (total de óleo produzido);
- Q_o médio (vazão média de óleo);

- W_P (total de água produzida);
- GP (total de gás produzido);
- Mapa de qualidade (índice de qualidade da região onde o poço estava completado).

Dessa forma evidencia-se que o processo de definição das estratégias de produção não segue um processo automatizado e é fortemente dependente do operador do simulador que está tomando as decisões. A utilização de metodologias e da análise de indicadores pré-definidos durante o processo tenta reduzir o grau de subjetividade das decisões tomadas.

4.2 Limitação da Capacidade de Tratamento de Líquidos

Para analisar a influência da limitação da capacidade de tratamento de líquidos da unidade de produção foram adotados diferentes limites de restrição da unidade de produção e verificado o impacto que os mesmos tinham na definição da estratégia final de produção. Nessa fase do trabalho o cálculo dinâmico das quedas de pressão no transporte dos fluidos não foi realizado e apenas a limitação da capacidade de tratamento de líquidos foi considerada.

Para considerar o sistema de produção durante as simulações foi utilizada a opção de *Standard Network*¹¹ do simulador. A partir dessa opção é possível considerar as restrições operacionais do sistema de produção, fazendo o controle de vazões de qualquer umas das fases presentes no reservatório, assim como considerar as quedas de pressão devido ao escoamento das fases dinamicamente por meio de tabelas de fluxo multifásico. O controle do sistema de produção pode ser feito em vários níveis: nos poços individualmente, por grupos de poços (*manifolds*), na plataforma ou no reservatório como um todo.

A produção total de fluidos dos poços ou dos grupos de poços deve sempre respeitar os limites estabelecidos para cada um dos elementos do sistema de produção, onde a distribuição das vazões entre os mesmos é feita sempre de acordo com o potencial de produção de cada um. O potencial de produção é calculado em função da quantidade de óleo que poderia ser produzida no

¹¹ A função de *Standard Network* do Eclipse 100 permite considerar o sistema de produção durante a simulação. Pode ser ainda utilizada a função *Enhanced Network* que permite a utilização de parâmetros do sistema de produção mais complexos que a função anterior.

intervalo de tempo imediatamente anterior, caso fossem desconsideradas as restrições de vazão dos elementos do sistema de produção de níveis superior e inferior simultaneamente. Desse modo, maiores vazões são destinadas aos elementos com maiores potenciais de produção e assim a produção de óleo do reservatório tende a ser maximizada. Por exemplo, se um elemento do sistema de produção em um nível superior (um *manifold*, por exemplo) não conseguir receber a totalidade de vazões do nível logo abaixo (poços, por exemplo) é feita uma distribuição do limite de vazão entre os elementos de nível inferior, baseada no potencial de produção dos mesmos, para que dessa forma a produção de óleo seja maximizada e os limites de vazão do *manifold* sejam respeitados.

4.3 Limitação da Disponibilidade de gás para o GLG

Para analisar a influência da disponibilidade de gás para o *gas-lift* contínuo (GLC) na definição das estratégias de produção, diferentes níveis de limitação foram considerados. Além dos casos com diferentes níveis de limitação, foi analisado um outro caso onde as quedas de pressão não foram consideradas dinamicamente durante a simulação, sendo estimadas apenas no início do processo de otimização. Para todos os casos analisados, independente da disponibilidade de gás, foi considerada uma lâmina d'água de 1000 m de profundidade. Nesta fase do presente trabalho, apenas as quedas de pressão no transporte de fluidos do poço até a plataforma e a disponibilidade de gás para GLC foram consideradas, assumindo que não existem restrições quanto à capacidade de tratamento de líquidos da unidade de produção.

Para considerar dinamicamente as quedas de pressão no sistema de produção e conseqüentemente os métodos de elevação utilizados, o simulador de reservatórios utiliza tabelas de fluxo multifásico. Para gerar as tabelas de fluxo necessárias foi utilizado o programa VFPi¹². Dentre as diversas correlações disponíveis no programa gerador das tabelas de fluxo, foi utilizada

¹² VFPi – *Vertical Flow Performance* – É um programa que faz parte do pacote de programas do Eclipse 100 e tem a função de gerar tabelas de fluxo multifásico que permitem o cálculo das quedas de pressão nos diversos componentes do sistema de produção.

a correlação de Beggs and Brill¹³ (1973, *apud* Economides *et al.*, 1994) para realizar o cálculo das quedas de pressão nas tubulações devido ao escoamento multifásico de fluidos.

Além da limitação da quantidade total de gás disponível para o GLC dos poços produtores do reservatório, também foi estabelecido um limite máximo de injeção de gás por poço durante o GLC, de modo que não pode ser injetado gás indefinidamente no poço com o intuito de aumentar sua produção. Nos casos em que a quantidade de gás disponível para injeção era limitada, foi utilizada a opção de *gas-lift* otimizado do simulador de reservatórios. Tal função distribui o gás disponível entre os poços de tal forma que a produção de óleo seja maximizada. Para realizar a distribuição do gás disponível, o simulador de reservatórios divide a quantidade máxima de gás que pode ser injetada em um determinado poço, em um certo número de incrementos, e faz a otimização excluindo incrementos de gás de um poço e adicionando em outro. O processo de otimização da rodada prossegue até que a troca de incrementos de gás entre os poços não resulte em aumento da produção de óleo.

4.4 Processo de Análise da Influência das Restrições do Sistema de Produção

A seguir é apresentado em detalhes o processo que foi proposto para realizar a análise da influência que as limitações do sistema de produção têm na definição das estratégias de produção. O mesmo está subdividido em seis passos distintos, que foram seguidos em cada um dos casos analisados independente do tipo de restrição.

Passo 1 – Escolher as Restrições Envolvidas

Nessa etapa é definida qual restrição do sistema de produção será analisada, bem como seus limites e as simplificações adotadas. Os limites escolhidos devem de alguma maneira restringir a produção do reservatório de modo que os impactos da restrição escolhida possam ser analisados.

¹³ Embora a correlação escolhida possa influenciar os valores obtidos, a escolha não afeta as conclusões obtidas dos resultados desse trabalho.

Passo 2 – Otimização da Estratégia de Produção

A otimização das estratégias de produção para cada um dos casos é realizada a partir da metodologia proposta no fluxograma da Figura 4-1. No processo de otimização, independente do tipo e limite de restrição adotado, foi utilizada a ordem de prioridade número 2 (Figura 2-2) onde foi realizada a intervenção nos poços que possuíam baixo VPL. Inicialmente tentou-se utilizar a ordem de prioridade número 1, onde a intervenção era feita nos poços que possuíam baixo N_p , porém a utilização dessa ordem de prioridade apresentou alguns problemas. Devido às restrições operacionais, a vazão de produção dos poços era limitada de alguma maneira. Dessa forma, era feito com que, pelo mapa de classificação, determinados poços fossem considerados alocados em regiões ruins do reservatório, ou seja, que apresentavam baixa produtividade, quando na verdade não estavam. Independente do tipo e do limite de restrição analisada, os critérios adotados no processo de otimização foram os mesmos, embora tenham sido notadas algumas particularidades para cada um dos casos ao longo do processo.

Passo 3 – Comparação entre as Estratégias Finais de Cada Caso

As estratégias finais obtidas para cada um dos casos analisados são comparadas, enfatizando as diferenças relativas ao comportamento apresentado do reservatório e ao número e posicionamento dos poços produtores e injetores.

Passo 4 – Análise do Processo de Otimização

São feitas comparações relacionadas ao processo de otimização de cada um dos casos, procurando realçar as diferenças e particularidades de cada um deles. Foram enfatizadas as diferenças encontradas durante o processo de otimização quando diferentes limites de uma mesma restrição são analisados e quando diferentes parâmetros do reservatório, tais como o modelo geológico ou o tipo do óleo, estão sendo utilizados em um mesmo tipo de restrição.

Passo 5 – Aplicar Restrições à Estratégia Definida sem Considerá-las

Dependendo do tamanho do reservatório e da quantidade de poços utilizados, realizar a otimização da estratégia de produção considerando o sistema de produção pode ser uma tarefa difícil. Pois o tempo gasto, tanto na preparação dos modelos, quanto na realização das simulações, pode ser excessivo. Entretanto, não considerar o sistema de produção pode levar a

resultados diferenciados na definição das estratégias. Dessa forma, verificou-se o impacto que tais simplificações teriam no desempenho do reservatório, quando o mesmo fosse colocado em produção restrito por limitações do sistema de produção, porém com estratégia de produção definida sem considerar tais limitações. A aplicação das restrições operacionais à estratégia definida sem considerá-las, é feita visando verificar os impactos que tais restrições teriam nos indicadores físicos e econômicos do reservatório quando a estratégia de produção do mesmo for definida sem considerá-las.

Passo 6 – Análise de Sensibilidade

O cenário econômico pode influenciar o processo de otimização, de tal maneira que, estratégias de produção diferentes, podem ser obtidas quando cenários econômicos diferentes são utilizados. Desse modo, foi feita uma análise de sensibilidade a partir da variação do preço do óleo para analisar a influência que diferentes cenários têm no processo de otimização. O processo de definição das estratégias de produção não é executado novamente para os diferentes cenários analisados, sendo calculado apenas o VPL que seria obtido utilizando os diferentes preços de óleo para cada uma das simulações anteriormente realizadas. Fez-se a comparação entre os cenários a partir de um gráfico que apresenta evolução do VPL normalizado para cada um dos preços utilizados e do N_p obtido ao longo das simulações. A normalização do VPL foi realizada a partir da Equação:

$$VPL_{norm} = \frac{VPL_{sim} - VPL_{min}}{VPL_{max} - VPL_{min}} \quad (4.1)$$

onde: VPL_{norm} é o VPL normalizado;

VPL_{sim} é o VPL da simulação analisada (US\$);

VPL_{max} é o máximo VPL obtido ao longo do processo de definição das estratégias de produção (US\$);

VPL_{min} é o mínimo VPL obtido ao longo do processo de definição das estratégias de produção (US\$).

Na normalização, foram utilizados os valores máximos e mínimos do VPL dentro de um mesmo cenário econômico e de um mesmo tipo e limite de restrição. O processo de normalização foi realizado para que as estratégias de maior VPL e as curvas de evolução do mesmo, ao longo

das simulações, pudessem ser comparadas entre os diversos cenários econômicos existentes dentro de um mesmo caso. Cada caso foi analisado separadamente, possibilitando dessa forma, uma melhor análise das diferenças ocorridas entre os cenários econômicos definidos.

Capítulo 5

Aplicações

No presente capítulo, são apresentados os parâmetros relativos aos modelos de reservatórios, aos tipos de óleos, às restrições operacionais e aos parâmetros econômicos utilizados durante a otimização das estratégias de produção nos casos estudados.

5.1 Modelos Utilizados de Reservatório.

Reservatório com Canais

Para o presente trabalho foi utilizado um modelo de reservatório marítimo contendo canais de alta permeabilidade apresentado na Figura 5-1. O presente modelo foi construído a partir do modelo de reservatório de Namorado, com dados fornecidos pela ANP (Agência Nacional do Petróleo). O modelo, que possui um elevado grau de heterogeneidades, contém um total de 14.700 blocos medindo cada um 150 x 150 m de largura e alturas variadas, tem permeabilidades na direção horizontal variando de 0 a 2000 mD e permeabilidades na direção vertical variando de 0 a 200 mD.

Reservatório Homogêneo

Além do modelo de reservatório com canais de alta permeabilidade, um outro modelo, com as mesmas propriedades (porosidade, espessura porosa e curva de permeabilidades relativas), exceto as permeabilidades, foi utilizado. O presente modelo teve as permeabilidades horizontais nas duas direções, de todos os seus blocos, modificadas para 1500 mD e as permeabilidades verticais modificadas para 150 mD. A utilização deste modelo fez-se necessária

durante os testes com óleos pesados, visando avaliar a influência dos canais na recuperação do óleo, e será mais bem discutida posteriormente. A porosidade dos dois modelos é constante ao longo de uma mesma camada, variando entre 20 e 26% da primeira a sétima camada, e a espessura porosa também teve sua distribuição mantida, variando entre os blocos de uma mesma camada.

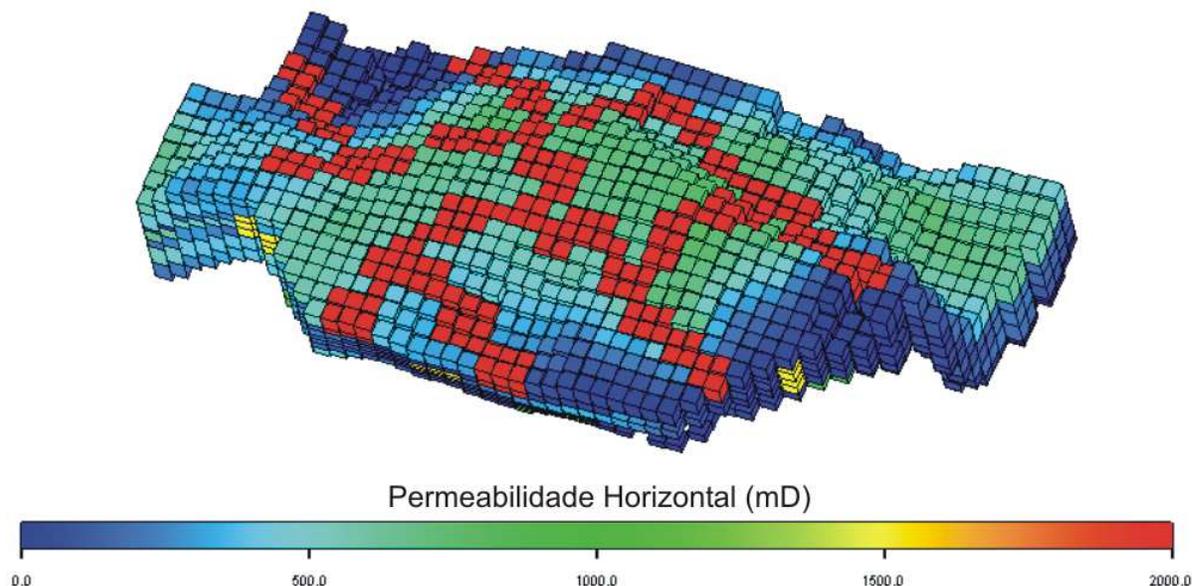


Figura 5-1 Modelo do reservatório contendo canais de alta permeabilidade

Permeabilidade Relativa

A Figura 5-2 mostra a curva teórica de permeabilidades relativas utilizada nos dois modelos de reservatório. A utilização desta curva “conservadora” ou “pessimista” tem por finalidade aumentar e antecipar a produção de água nas simulações para possibilitar a análise do impacto da mesma quando as restrições operacionais são consideradas.

5.2 Tipos de Óleo Utilizados

No presente trabalho, visando conseguir uma maior abrangência, foram utilizados três tipos de óleo, sendo um leve com grau API 28, um intermediário com grau API 22 e um pesado com grau API 15. Nos exemplos que consideravam a restrição da vazão de líquidos foram utilizados os óleos do tipo leve e pesado, enquanto que no caso que considerava a limitação da

disponibilidade do gás para o GLC foi utilizado o óleo intermediário. Os dados PVT de razão de solubilidade, fator de formação e viscosidade do óleo para cada um dos tipos de óleos utilizados podem ser encontrados nas Tabelas 5-1, 5-2 e 5-3, respectivamente.

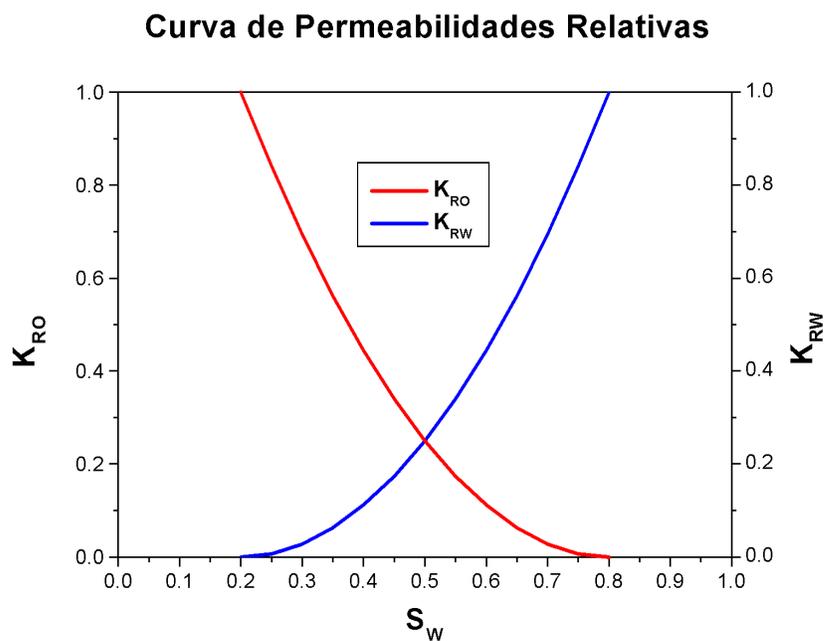


Figura 5-2 Curva de permeabilidades relativas utilizadas nas simulações

Óleo Leve

Na Tabela 5-1 podem ser observados os dados PVT para o óleo leve de grau API 28, para uma faixa de pressões de 0 até 442 bar, onde, na linha marcada em negrito, encontra-se a pressão de bolha do óleo com suas respectivas propriedades. Para propiciar um melhor gerenciamento do reservatório, a pressão do mesmo foi mantida sempre acima da pressão de bolha e assim foi evitada a formação de capa de gás. Desse modo, o intervalo de pressões em que o reservatório opera está entre 207 e 442 bar, com as viscosidades variando entre 0,93 e 1,04 cP, respectivamente.

Óleo Pesado

Os dados PVT do óleo pesado com grau API 15 estão apresentados na Tabela 5-2, com uma faixa de pressões variando de 60 a 393 bar. Em negrito, encontra-se a pressão de bolha do

óleo com suas respectivas propriedades PVT. O intervalo de pressões, em que foi permitido o reservatório operar, variou de 178 a 393 bar, com viscosidades de 20 a 23,2 cP, respectivamente.

Tabela 5-1 Dados PVT para o óleo leve de grau API 28

Pressão (bar)	Razão de solubilidade (m³/m³)	Fator de formação de volume (m³/m³)	Viscosidade (cP)
0.00	1.00	1.150	3.78
34.48	33.45	1.200	2.00
51.72	41.99	1.220	1.83
68.96	51.07	1.241	1.65
86.20	59.96	1.262	1.51
103.45	69.04	1.283	1.38
120.69	77.58	1.304	1.27
137.93	85.59	1.324	1.18
155.17	93.06	1.345	1.11
172.41	101.07	1.366	1.05
189.65	106.94	1.387	0.98
206.89	113.52	1.408	0.93
275.86	113.52	1.406	0.96
310.34	113.52	1.400	0.98
344.82	113.52	1.396	1.01
392.27	113.52	1.392	1.03
442.00	113.52	1.387	1.04

Fonte: Modelo do reservatório de namorado – ANP

Óleo Intermediário

Na Tabela 5-3, encontram-se os dados PVT do óleo intermediário com grau API 22 onde a faixa de pressão varia entre 22 a 383 bar. Em negrito, encontra-se a pressão de bolha do óleo com suas respectivas propriedades PVT. O intervalo de pressões em que o reservatório operou varia entre 176 e 383 bar, com viscosidades de 8,85 a 11,69 cP, respectivamente. Pode ser observado que as razões de solubilidade e o fator de formação dos óleos intermediário e pesado possuem valores próximos. Já o óleo com grau API 28 tem razões de solubilidade e fatores de formação de óleo superior aos dois outros tipos de óleo.

Tabela 5-2 Dados PVT para o óleo pesado de grau API 15

Pressão (bar)	Razão de solubilidade (m³/m³)	Fator de formação de volume (m³/m³)	Viscosidade (cP)
59.76	17.81	1.110	32.0
87.88	22.26	1.120	30.0
101.95	26.72	1.125	28.0
116.01	31.17	1.130	26.0
144.13	35.62	1.140	24.0
158.19	40.07	1.145	22.0
178.25	44.53	1.150	20.0
252.56	44.53	1.140	21.6
312.45	44.53	1.135	22.4
392.87	44.53	1.130	23.2

Fonte: Eclipse Reference Manual and Technical Description, Versão 2003A

Tabela 5-3 Dados PVT para o óleo intermediário de grau API 22

Pressão (bar)	Razão de solubilidade (sm³/sm³)	Fator de formação do óleo (m³/sm³)	Viscosidade (cP)
22.08	6.41	1.04	23.24
92.38	26.36	1.08	13.04
162.69	45.42	1.11	9.09
175.77	48.80	1.12	8.85
211.91	48.80	1.11	9.42
303.88	48.80	1.10	10.37
382.52	48.80	1.09	11.69

Fonte: Eclipse Reference Manual and Technical Description, Versão 2003A

5.3 Mapa de Qualidade

Nas Figuras 5-3 a 5-5 encontram-se os mapas de qualidade gerados para o reservatório contendo canais de alta permeabilidade. A Figura 5-3 mostra o mapa gerado por lógica *fuzzy*, obtido do trabalho de Nakajima (2003), para o óleo do tipo leve. As Figuras 5-4 e 5-5 apresentam os dois mapas que foram gerados por simulação numérica para os óleos pesado e intermediário, respectivamente, durante a realização do presente trabalho. Para gerar os mapas por simulação, variou-se o posicionamento de um único poço ao longo do reservatório e a partir do VPL obtido

em cada posição, foram definidas as regiões com maior índice de qualidade. Para o modelo de reservatório homogêneo não foi gerado um novo mapa, pois possuindo permeabilidades constantes a melhor região para alocar os poços é a região com maior quantidade de óleo por unidade de área, ou seja, a região que possui maior espessura porosa, que é a região central do reservatório.

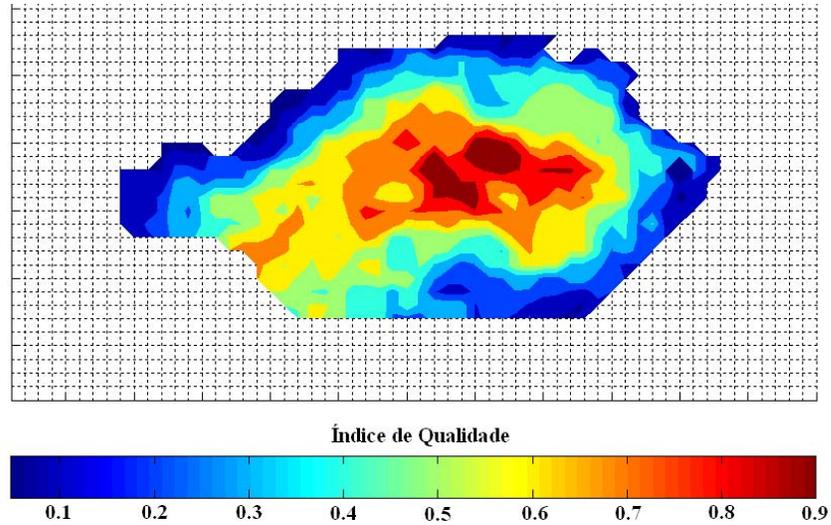


Figura 5-3 Mapa de qualidade para óleo leve gerado por lógica fuzzy – Fonte: Nakajima (2003)

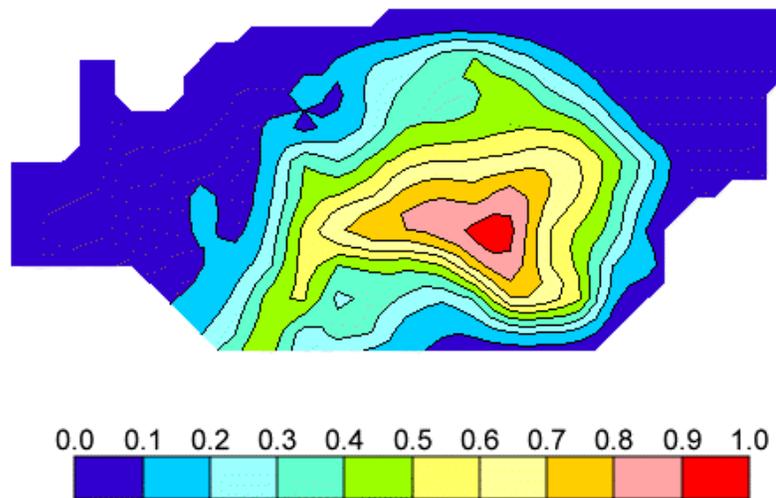


Figura 5-4 Mapa de qualidade para óleo pesado gerado por simulação numérica

Os mapas, além de serem utilizados na definição da estratégia inicial de produção, também são utilizados como ferramenta auxiliar durante o processo de otimização. A utilização dos mapas durante o processo propicia a identificação das regiões do reservatório com maiores índices de qualidade e dessa forma é possível reduzir o número de simulações necessárias através de uma alocação mais eficiente dos poços produtores.

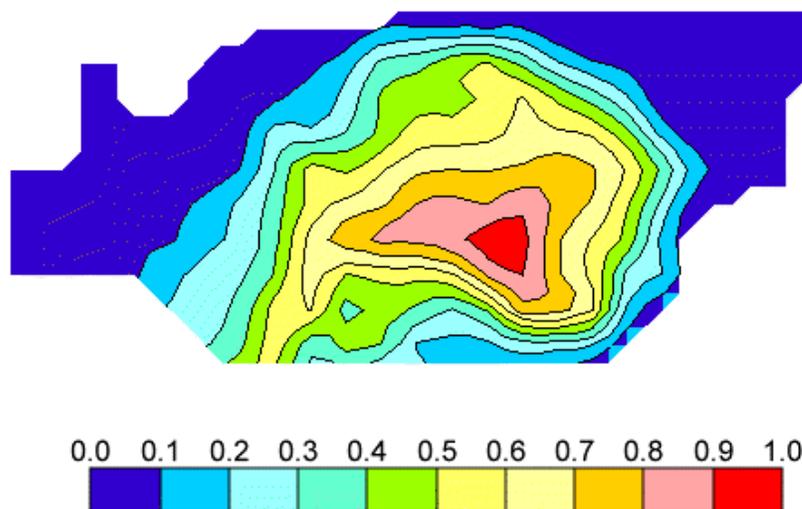


Figura 5-5 Mapa de qualidade para óleo intermediário gerado por simulação numérica

5.4 Restrições Adotadas

A unidade de produção ficou localizada na parte esquerda do reservatório (precisamente no centro do bloco de coordenadas (i17, j19)), como pode ser observado na Figura 5-6. O modelo do sistema de produção utilizado não contém *manifolds*, sendo os fluidos transportados diretamente dos poços à plataforma através dos *risers* de produção, com diâmetro de 152 mm (6 in.), não havendo a interconexão de dois ou mais poços. Essa configuração do sistema de produção é chamada de “configuração satélite” e tem sido utilizada em plataformas do tipo FPSO. Tal configuração possibilita um controle individual da produção dos poços e resulta, para o presente trabalho, numa melhor análise do comportamento de cada poço em função das restrições estudadas. As restrições adotadas, a limitação da vazão de líquidos e a disponibilidade de gás para o GLC da unidade de produção, não foram consideradas em conjunto, sendo cada uma analisada separadamente.

Pode ser observado a partir da Figura 5-7 a configuração geométrica de um dos poços utilizados, onde o leito do oceano foi considerado plano e utilizou-se uma lâmina d'água fixa de 1000 m. O comprimento dos trechos horizontais entre a plataforma e cada um dos poços foi considerado variável, sendo função da localização dos mesmos no reservatório. Os poços produtores foram completados no centro dos blocos, e como o reservatório tem um formato curvo, a distância dos poços até o leito do oceano será diferente de acordo com a localização de cada um.

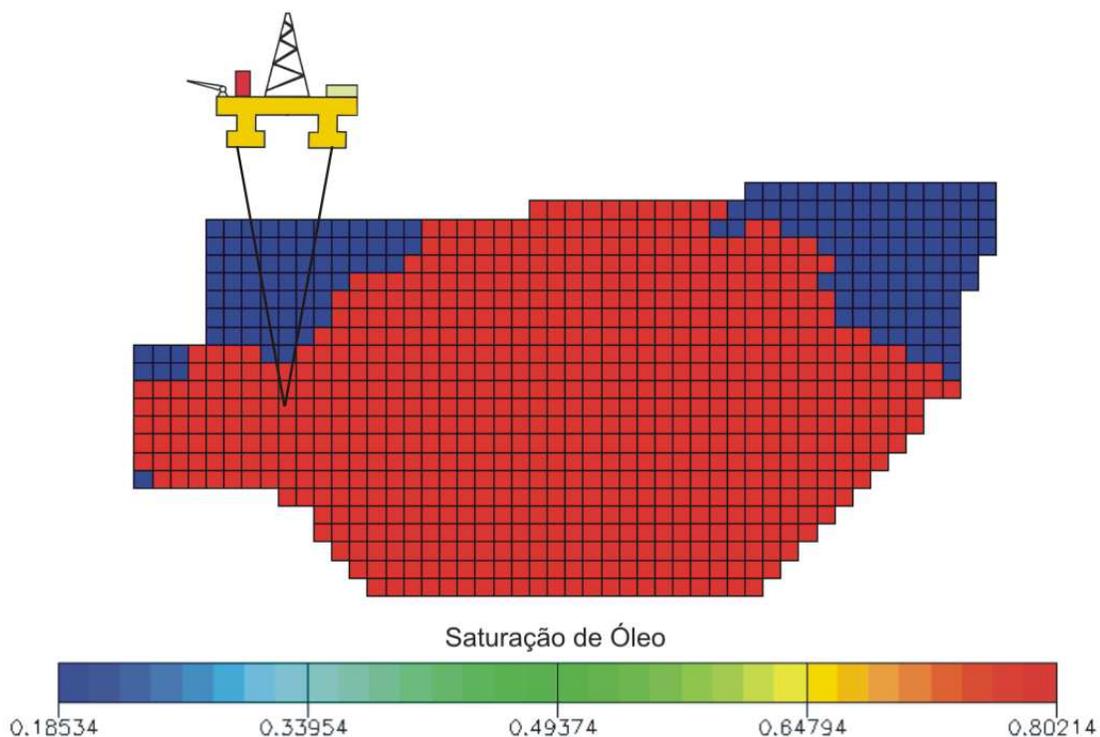


Figura 5-6 Localização da plataforma no reservatório

Em todos os casos em que as restrições operacionais foram consideradas durante a simulação, o tipo de acoplamento utilizado foi o “totalmente acoplado – dois algoritmos”, com frequência de balanceamento semi-implícita entre o modelo do reservatório e do sistema de produção. Usando a frequência de balanceamento semi-implícita, o balanceamento entre os dois modelos não foi realizado em todas as iterações do simulador de reservatórios, porém foi realizada num período de tempo inferior ao intervalo de tempo corrente da simulação. No

presente trabalho optou-se por realizar o balanceamento entre os dois modelos a cada três iterações do simulador de reservatórios, possibilitando uma boa precisão dos resultados sem ocasionar um número excessivo de iterações para resultar na convergência dos dois modelos.

Configuração Geométrica do Poço Produtor

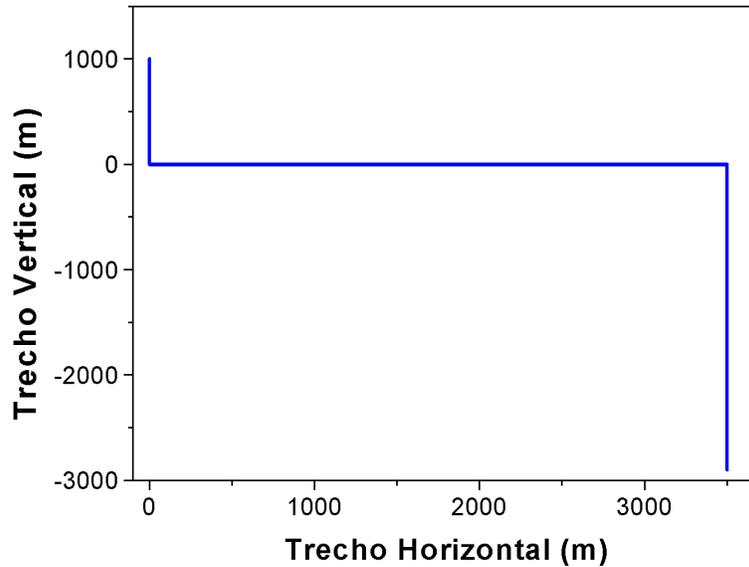


Figura 5-7 Configuração geométrica dos poços produtores

Vazão de Líquidos

Para limitação da vazão de líquidos da unidade de produção foram estudados três níveis de restrição: vazão de líquidos limitada a 10.000 m³/d, vazão de líquidos limitada a 15.000 m³/d e sem limitação da vazão de líquidos.

Gas-lift

Para a limitação da disponibilidade de gás para o GLC (*gas-lift* contínuo) foram estudados quatro níveis de restrição: *gas-lift* com disponibilidade ilimitada de gás, *gas-lift* com disponibilidade limitada a 1.200.000 m³/d de gás, *gas-lift* com disponibilidade limitada a 800.000 m³/d de gás e um caso onde as quedas de pressão foram consideradas de maneira simplificada. No caso em que as quedas de pressão foram consideradas de maneira simplificada, também foi utilizado o GLC como método de elevação, porém foi considerada a injeção de uma quantidade fixa de gás no poço e as quedas de pressão não foram consideradas dinamicamente,

sendo estimadas apenas no início do processo de otimização. Esse processo de estimativa das quedas de pressão será mais bem detalhado no Capítulo 6, quando os resultados dos casos que utilizam *gas-lift* forem comentados.

Limitações Inerentes aos Poços

Além das restrições da unidade de produção, foram também consideradas as restrições inerentes aos próprios poços. Na Tabela 5-4, são apresentadas as condições de operação dos poços para cada tipo de óleo. A máxima BHP dos poços injetores e máxima vazão de injeção dos poços injetores foram as mesmas, independente do tipo de óleo utilizado. A BHP limite dos poços produtores foi definida de modo que a mesma permanecesse sempre acima da pressão de bolha do óleo e dessa forma fosse evitada a formação de capa de gás no reservatório. No caso que utilizava óleo intermediário utilizou-se de dois valores de BHP limite (180 e 240 bar) e dois valores de vazão máxima de líquidos (2500 e 2200 m³/d). O segundo valor, nas duas limitações, foi usado no caso com utilização de *gas-lift* em que as quedas de pressão nas tubulações foram consideradas de maneira simplificada. A opção de *gas-lift* só foi utilizada para o óleo do tipo intermediário e a vazão máxima de injeção de gás permitida foi de 200.000 m³/d em cada um dos poços produtores.

Tabela 5-4 Condições de operação dos poços

Tipo de Óleo	BHP limite produtor	Máxima BHP injetor	Vazão máxima do produtor	Vazão máxima do injetor	Gas-Lift
Leve	210 bar	350 bar	2.500 m ³ /d	3.000 m ³ /d	Não disponível
Pesado	180 bar	350 bar	2.500 m ³ /d	3.000 m ³ /d	Não disponível
Intermediário	180 e 240 bar	350 bar	2.500 e 2.200 m ³ /d	3.000 m ³ /d	200.000 m ³ /d

5.5 Modelo Econômico

Os dados do modelo econômico utilizado são apresentados na Tabela 5-5. Pode-se observar que os parâmetros relacionados com o custo de produção do óleo, custo de produção de água, custo de injeção de água, taxa de atratividade, *royalties* e cofins são constantes e independentes do modelo de reservatório ou do tipo de restrição que está sendo utilizado. Os demais parâmetros foram considerados variáveis e dependiam do tipo e nível de restrição que estava sendo utilizada.

Tabela 5-5 Dados referentes ao modelo econômico utilizado.

Preço do óleo	
Baixo	US\$ 113,20/m ³ (18 US\$/bbl)
Intermediário	US\$ 157,23/m ³ (25 US\$/bbl)
Alto	US\$ 201,26/m ³ (32 US\$/bbl)
Custo de produção do óleo	US\$ 37,20/m ³
Custo de produção da água	US\$ 12,60/m ³
Custo de injeção da água	US\$ 1,90/m ³
CAPEX	
Plataforma com capacidade de produção de 10.000 m ³ /d	US\$ 155 milhões
Plataforma com capacidade de produção de 15.000 m ³ /d	US\$ 195 milhões
Plataforma com capacidade de produção de 20.000 m ³ /d	US\$ 235 milhões
Plataforma com capacidade de produção de 20.000 m ³ /d e equipada para usar o <i>gas-lift</i> .	US\$ 245 milhões
Custo por poço	
Baixo custo	US\$ 4 milhões
Alto custo	US\$ 11,5 milhões
Taxa de atratividade	15%
Royalties	5%
Cofins	3,65%

Foram adotados três cenários distintos para o preço de venda do óleo, sendo um baixo (US\$ 113,20/m³), um intermediário (US\$ 157,23/m³) e um alto (US\$ 201,26/m³). Para o CAPEX¹⁴, foram consideradas quatro opções de valores, sendo a primeira considerando uma plataforma com capacidade de produção 10.000 m³/d, a segunda considerando uma plataforma com capacidade de produção de 15.000 m³/d, terceira considerando uma plataforma com capacidade de produção de 20.000 m³/d e a quarta considerando uma plataforma com capacidade de produção de 20.000 m³/d e equipada para utilizar o *gas-lift*. O custo das plataformas com capacidades 10.000 m³/d e 20.000 m³/d foi estimado igual ao das plataformas P-27 (US\$ 120 milhões) e P-26 (US\$ 200 milhões) da Petrobras (Fonte: TN Petróleo Edição 28 (2003) – Encarte Especial), respectivamente, pois essas plataformas possuem capacidades de processamento próximas aos limites estabelecidos. Para o limite de vazão de líquidos

¹⁴ O CAPEX é o investimento realizado no início do projeto. No presente trabalho o CAPEX tem duas componentes: o custo da plataforma que é variável e o custo dos demais investimentos que foi estimado em US\$ 35 milhões para o caso com limitação da vazão de líquidos e US\$ 45 milhões para o caso com utilização de *gas-lift*

estabelecido em 15.000 m³/d foi utilizado um custo de aquisição de plataforma intermediário no valor de US\$ 160 milhões. Para o custo de perfuração dos poços foram utilizados dois valores, sendo um baixo de US\$ 4 milhões e um alto de US\$ 11,5 milhões, referentes à situações de completação e perfuração diferentes considerando uma lâmina d'água mais rasa e mais profunda, respectivamente. Cada um dos casos foi otimizado com uma composição dos parâmetros econômicos aqui apresentados, porém, não foi feita uma análise combinatória para considerar todas as combinações possíveis dos diferentes valores de custo por poço, CAPEX e preço de venda do óleo.

Na Tabela 5-5, não foram feitas referências ao custo de injeção do gás no poço produtor durante o *gas-lift*. Esse custo foi considerado nulo por dois motivos: (1) o gás utilizado era oriundo do próprio campo, não sendo necessária sua compra e (2) foi considerado que o custo de compressão do gás está embutido no custo de produção do óleo. Considerando o custo de injeção do gás como sendo nulo, foi possibilitado que o ponto de maior rentabilidade econômica coincidissem com o ponto de maior produção de óleo.

5.6 Resumo dos Casos Estudados

Estão descritos nas Tabelas 5-6 e 5-7 os casos que tinham como restrições operacionais a limitação da vazão de líquidos e a limitação da disponibilidade de gás para o GLC da unidade de produção, respectivamente. Na Tabela 5-6, pode-se notar a separação dos casos com restrição da vazão de líquidos em três grupos. No primeiro grupo (Casos 1A, 1B e 1C), todos os casos utilizaram o óleo do tipo leve com preço de venda a US\$ 113,21/m³ e o modelo de reservatório com canais. O CAPEX de cada um dos casos foi variável, sendo dependente do nível de limitação da unidade de produção e para a perfuração dos poços foi considerado o custo alto com valor de US\$ 11,5 milhões. O segundo grupo (Casos 1D e 1E) também utilizava o modelo de reservatório com canais, porém utilizou o óleo do tipo pesado. Em virtude dos baixos fatores de recuperação esperados, optou-se por utilizar o preço de venda do óleo intermediário (US\$ 157,23/m³), a fim de garantir um valor positivo de VPL ao final do processo de otimização. O CAPEX novamente foi variável, dependendo do nível de restrição dos dois casos analisados e o custo de perfuração dos poços de foi mais uma vez considerado alto com o valor de US\$

11,5 milhões. O terceiro grupo (Casos 1F e 1G) foi o único que utilizou o modelo de reservatório homogêneo e o custo de perfuração de poços no valor de US\$ 4 milhões. Os motivos que levaram a utilizar o modelo de reservatório e o custo de perfuração de poços diferenciados serão melhor explicados junto com os resultados que serão apresentados no Capítulo 6. O CAPEX, o tipo e o preço do óleo foram os mesmos anteriormente utilizados para o segundo grupo.

Tabela 5-6 Casos com restrição da vazão de líquidos

Nome do Caso	Reservatório Utilizado	Restrição Considerada	Preço Utilizado para Realizar a Otimização	CAPEX	Custo por Poço	Tipo de óleo
Caso 1A	Com canais	Vazão de líquidos limitada a 10.000 m ³ /d	US\$ 113,21/m ³ (US\$ 18/bbl)	US\$ 155 milhões	US\$ 11,5 milhões	Leve
Caso 1B	Com canais	Vazão de líquidos limitada a 15.000 m ³ /d	US\$ 113,21/m ³ (US\$ 18/bbl)	US\$ 195 milhões	US\$ 11,5 milhões	Leve
Caso 1C	Com canais	Sem limitação da vazão de líquidos	US\$ 113,21/m ³ (US\$ 18/bbl)	US\$ 235 milhões	US\$ 11,5 milhões	Leve
Caso 1D	Com canais	Vazão de líquidos limitada a 10.000 m ³ /d	US\$ 157,23/m ³ (US\$ 25/bbl)	US\$ 155 milhões	US\$ 11,5 milhões	Pesado
Caso 1E	Com canais	Sem limitação da vazão de líquidos	US\$ 157,23/m ³ (US\$ 25/bbl)	US\$ 235 milhões	US\$ 11,5 milhões	Pesado
Caso 1F	Homogêneo	Vazão de líquidos limitada a 10.000 m ³ /d	US\$ 157,23/m ³ (US\$ 25/bbl)	US\$ 155 milhões	US\$ 4 milhões	Pesado
Caso 1G	Homogêneo	Sem limitação da vazão de líquidos	US\$ 157,23/m ³ (US\$ 25/bbl)	US\$ 235 milhões	US\$ 4 milhões	Pesado

A Tabela 5-7 apresenta os parâmetros econômicos para o caso em que foi considerada a limitação da disponibilidade de gás para GLC, onde os casos estão reunidos em um único grupo (Casos 2A, 2B, 2C e 2D). Para todos os casos, independente do nível de restrição do GLC, o CAPEX utilizado tem o mesmo valor, pois como não existe limite da vazão de líquidos, é necessário considerar todas as plataformas com o custo equivalente ao da plataforma com capacidade de produção de 20.000 m³/d. Foi ainda utilizado o óleo do tipo intermediário com

preço de venda a US\$ 157,23/m³, o modelo de reservatório com canais e o custo de perfuração dos poços com o valor de US\$ 11,5 milhões.

Tabela 5-7 Casos com utilização de *gas-lift*

Nome do Caso	Reservatório Utilizado	Restrição Considerada	Preço Utilizado para Realizar a Otimização	CAPEX	Custo por Poço	Tipo de óleo
Caso 2A	Com canais	Vazão de gás ilimitada	US\$ 157,23/m ³ (US\$ 25/bbl)	US\$ 245 milhões	US\$ 11,5 milhões	Intermediário
Caso 2B	Com canais	Vazão de gás limitada a 1.200.000 m ³ /d	US\$ 157,23/m ³ (US\$ 25/bbl)	US\$ 245 milhões	US\$ 11,5 milhões	Intermediário
Caso 2C	Com canais	Vazão de gás limitada a 800.000 m ³ /d	US\$ 157,23/m ³ (US\$ 25/bbl)	US\$ 245 milhões	US\$ 11,5 milhões	Intermediário
Caso 2D	Com canais	Queda de pressão consideradas de maneira simplificada	US\$ 157,23/m ³ (US\$ 25/bbl)	US\$ 245 milhões	US\$ 11,5 milhões	Intermediário

Pode-se notar que, embora não houvesse restrições do sistema de produção quanto à vazão de líquidos em alguns casos, existem limitações de vazão inerentes às características físicas do reservatório. Assim o reservatório atingirá um limite de produção, mesmo não sendo limitado por restrições operacionais. Como será visto nos resultados do Capítulo 6, o patamar de produção atingido pelos casos onde não havia limitação da vazão de líquidos do sistema de produção ficou próximo a 20.000 m³/d e por esse motivo o custo equivalente à plataforma com essa capacidade foi utilizado para tais casos.

Os demais parâmetros utilizados em cada um dos casos analisados serão apresentados junto com os resultados no Capítulo 6, pois os mesmos apresentavam algumas particularidades que dificultavam sua generalização.

Capítulo 6

Resultados

Neste Capítulo são apresentados os resultados e discussões de cada um dos casos estudados, onde o foco principal é analisar as diferenças encontradas na definição das estratégias finais de produção, bem como no comportamento apresentado do reservatório para diferentes níveis de restrição. Não será dada grande ênfase às diferenças de desempenho econômico entre cada um dos casos analisados, embora, como informação complementar, possa se verificar que a otimização das restrições é importante para a maximização do desempenho dos reservatórios.

A Figura 6-1 mostra a estratégia de produção inicial, obtida do trabalho de Nakajima (2003), que foi utilizada na maioria dos casos estudados no presente trabalho. Para definir essa estratégia inicial, que conta com um total de 23 poços, sendo 14 produtores e 9 injetores, Nakajima (2003) utilizou o mapa de qualidade gerado por lógica *fuzzy* da Figura 5-3. Todos os poços utilizados são do tipo horizontal e estão completados em três blocos cada, perfazendo um comprimento médio de 300 m.

No presente trabalho, em função das restrições operacionais diferenciadas, a velocidade de recuperação dos fluidos é diferente para cada caso. Desta forma foi necessário adotar um tempo variável de simulação, fazendo com que a mesma fosse interrompida quando o VPL atingisse o seu valor máximo ao longo dos anos em cada um dos casos.

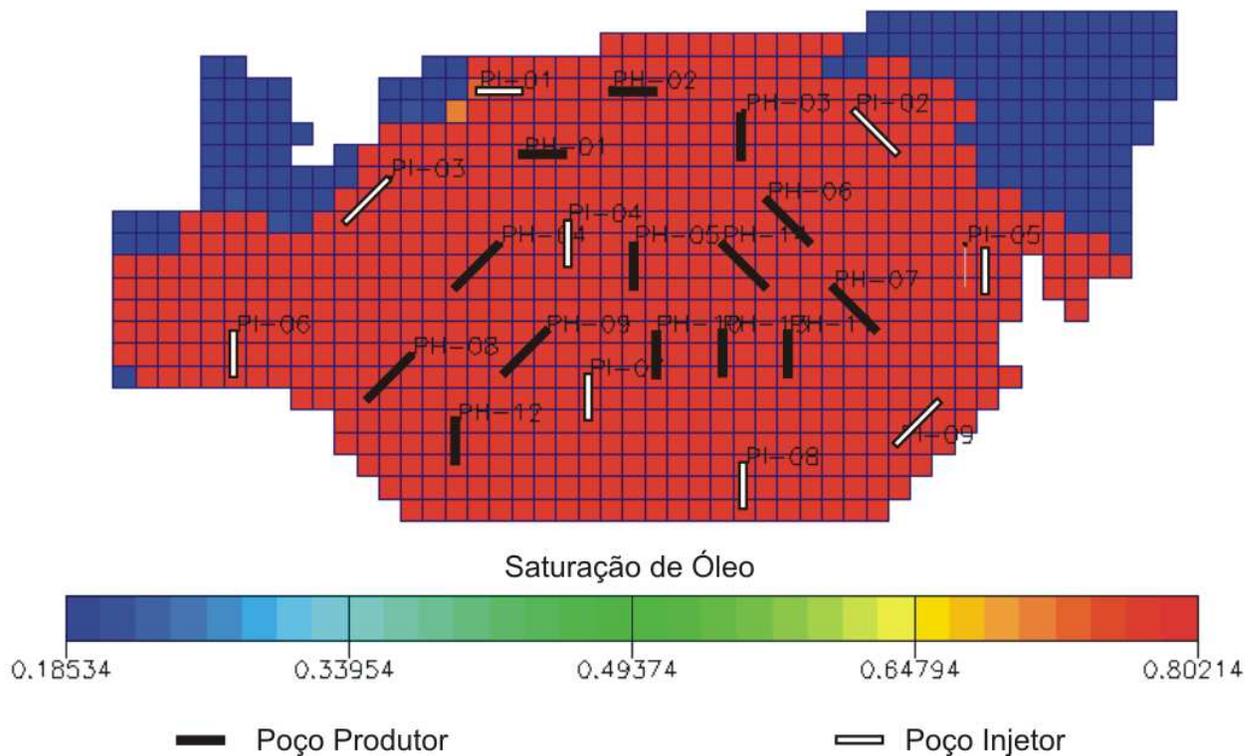


Figura 6-1 Estratégia de produção inicial – Fonte: Nakajima (2003)

6.1 Limitação da Capacidade de Processamento de Líquidos

Na presente etapa, dois tipos de óleo foram analisados: um do tipo leve de grau API 28 e viscosidade da ordem de 1 cP nas condições de reservatório e outro do tipo pesado de grau API 15 e com viscosidade da ordem de 20 cP nas condições de reservatório, que se aproxima das recentes descobertas brasileiras em campos marítimos.

6.1.1 Exemplo utilizando óleo leve de grau API 28

Passo 1

No exemplo em que foi utilizado o óleo leve, foram analisados três casos: o primeiro com vazão de líquidos limitada em 10.000 m³/d (Caso 1A), o segundo com a vazão de líquidos limitada em 15.000 m³/d (Caso 1B) e o terceiro sem restrição da vazão de líquidos (Caso 1C). Nos três casos anteriormente citados foram desprezadas as demais restrições operacionais do sistema de produção, bem como as quedas de pressão durante o escoamento de fluidos.

Passo 2

Na Figura 6-2 é visualizada a evolução do VPL ao longo das rodadas para os três casos, sendo mostradas todas as rodadas positivas e negativas, inclusive as quatro últimas rodadas negativas que são responsáveis pela parada do processo de otimização. Os três casos apresentaram aproximadamente o mesmo número de simulações, que ficou em torno de 36. Observa-se que para a estratégia base inicial, o Caso 1A apresentou o melhor VPL, porém ao longo das simulações, o Caso 1B evoluiu, obtendo dessa forma o maior VPL ao final do processo de otimização.

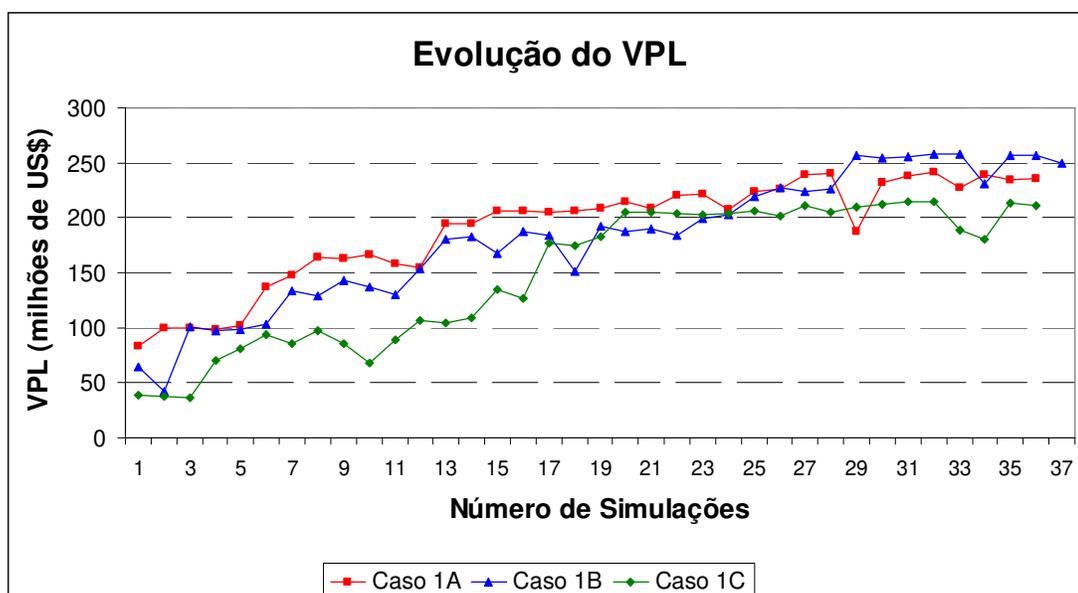


Figura 6-2 Evolução do VPL ao longo das rodadas – Exemplo utilizando óleo leve

As relações entre N_P , W_P e W_{INJ} com o VPL são mostradas nas Figuras 6-3 a 6-5 respectivamente. Na Figura 6-3, é observado que os casos que apresentam maiores valores de N_P não correspondem necessariamente aos maiores valores de VPL, embora tenha havido uma tendência, dentro de um mesmo caso, que maiores N_P apresentem maiores VPL (principalmente nos casos 1A e 1C). Os Casos 1A e 1B apresentam valores de N_P semelhantes, sendo a diferença de VPL entre os dois casos função de outros fatores, tais como a diferença da velocidade de recuperação dos fluidos e do investimento. Na Figura 6-4 visualiza-se nos Casos 1B e 1C a tendência que as estratégias de produção com menores valores de W_P apresentem maiores valores de VPL em função dos menores custos de produção envolvidos e para o Caso 1A, os maiores

VPL foram obtidos com valores intermediários de W_p . Na Figura 6-5, é observado que o Caso 1C apresentou maiores valores de VPL associados a menores valores de W_{INJ} e que nos Casos 1A e 1B os maiores VPL foram obtidos com valores intermediários de W_{INJ} .

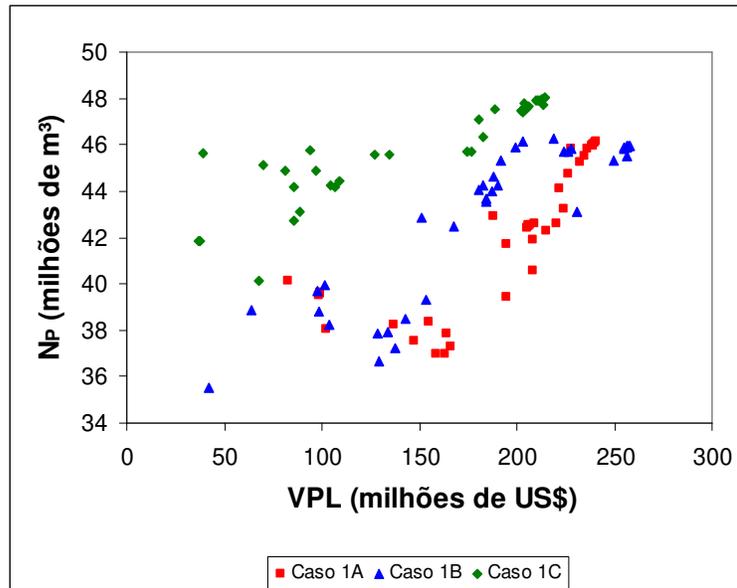


Figura 6-3 Correlação entre N_p e VPL – Exemplo utilizando óleo leve

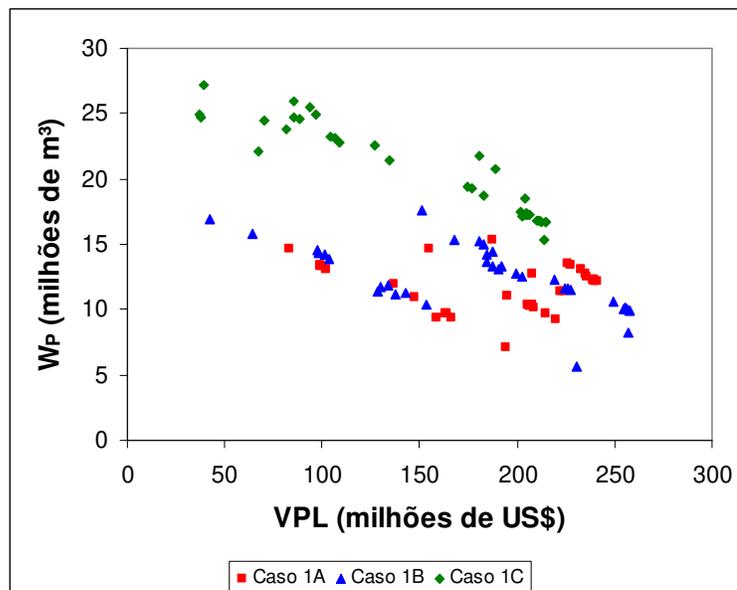


Figura 6-4 Correlação entre W_p e VPL – Exemplo utilizando óleo leve

Passo 3

Observa-se na Figura 6-6 as vazões dos fluidos produzidos pelo reservatório ao longo dos anos para a estratégia final de produção de cada um dos casos, onde são visualizadas as diferenças entre os tempos e os patamares de produção de cada um. Para o Caso 1C, que tem um tempo de produção total em torno de 10 anos, foi atingido o pico de produção por volta do terceiro ano e em seguida ocorre uma queda de produção devido à queda de pressão do reservatório como pode ser observado na Figura 6-7. Para os Casos 1A e 1B, com tempos de produção de 11 e 16 anos respectivamente, a vazão de líquidos atingiu o limite de produção por volta do primeiro ano para o Caso 1A e no segundo ano para o Caso 1B, não apresentando oscilações posteriores na produção de líquidos em nenhum dos casos. A produção de água iniciou-se no quarto, quinto e sétimo anos para os Casos 1C, 1B e 1A, respectivamente e a partir dessas datas é observada uma diminuição da vazão de óleo juntamente com um aumento gradual da produção de água do campo até o abandono definitivo do mesmo.

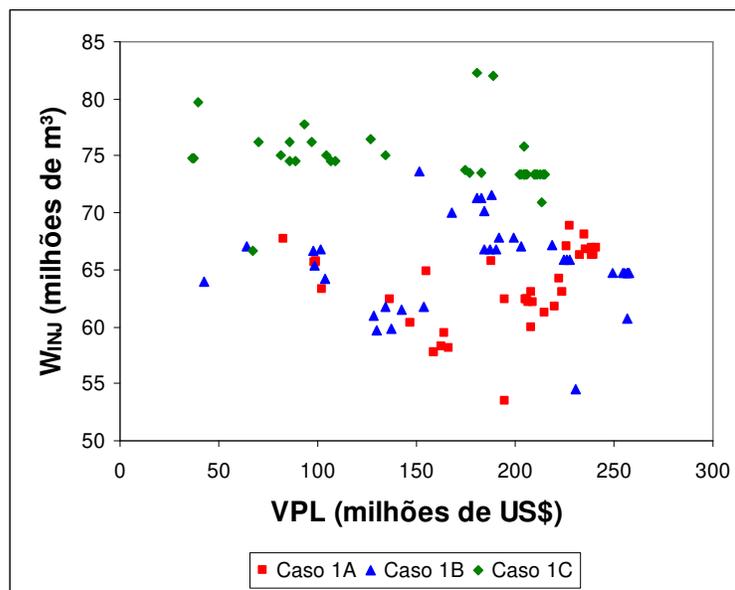


Figura 6-5 Correlação entre W_{INJ} e VPL – Exemplo utilizando óleo leve

Para os Casos 1A e 1B, a estratégia final de produção teve os limites de injeção dos poços injetores reduzidos para 2200 e 2800 m³/d, respectivamente. Tal mudança possibilitou o aumento do VPL através da redução dos volumes de água injetados, conseqüentemente com uma menor pressão do reservatório, porém sem a queda dos patamares da produção de líquidos do mesmo.

Pois, devido à menor produção de líquidos observada nesses casos, consta-se um melhor controle da pressão do reservatório. Pode ser ainda observado, na Figura 6-7, para o Caso 1A, uma queda no patamar de injeção e conseqüentemente da pressão do reservatório por volta do décimo segundo ano. Tal fato deve-se ao abandono de um poço injetor, tendo essa alteração resultado em melhoria do VPL ao longo do processo de otimização apenas no presente caso. Antes do abandono do poço injetor tentou-se reduzir ainda mais o limite de injeção dos demais poços, porém tal ação causou queda do VPL devido à queda de produtividade do reservatório.

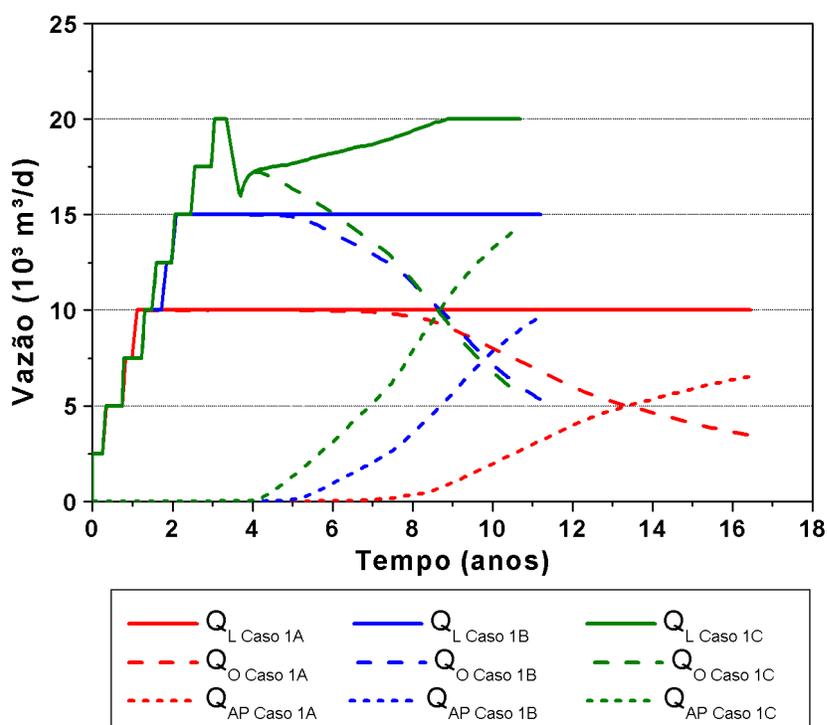


Figura 6-6 Comportamento das vazões de produção do reservatório – Exemplo utilizando óleo leve

Nas Figuras 6-8 a 6-10, são mostradas as vazões de líquidos dos poços para a estratégia final de produção dos três casos estudados. Pode ser observado, a partir da Figura 6-8, que no Caso 1A, quando a totalidade dos poços entra em produção, nenhum dos poços opera na capacidade máxima da produção de líquidos que é de $2500 \text{ m}^3/\text{d}$. O limite máximo de vazão de $10.000 \text{ m}^3/\text{d}$ é dividido entre os poços de acordo com o potencial de produção de cada um, sendo alocada uma maior produção de líquidos para os poços com maior capacidade produtora de óleo.

Tal fato pode ser observado nos poços PH-01 e PH-03, onde o poço PH-01 opera sempre próximo ao limite de produção enquanto o poço PH-03 opera na casa dos 1300 m³/d de produção.

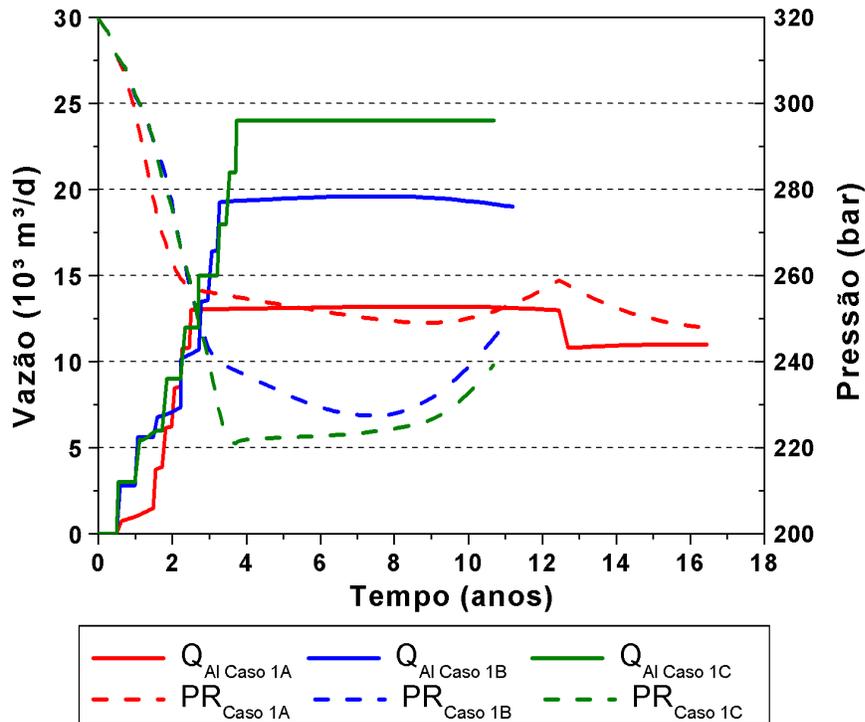


Figura 6-7 Comportamento da vazão de injeção e pressão do reservatório – Exemplo utilizando óleo leve

Comportamento similar ao do caso anterior é observado na Figura 6-9 para o Caso 1B, porém três poços operam em suas capacidades máximas enquanto os demais poços produtores operam logo abaixo desse limite. Tal fato ocorre em função do maior limite da restrição de vazão de líquidos do sistema de produção, possibilitando que os poços com maior potencial operem em suas capacidades máximas.

Na Figura 6-10, para o Caso 1C, pode ser observado que, em determinados momentos, todos os poços operam em suas capacidades máximas de produção por causa da ausência de limitação da vazão de líquidos do sistema. Porém aproximadamente entre o terceiro e o nono ano de produção, nem todos os poços operam em suas capacidades máximas como resultado da acentuada queda de pressão do reservatório.

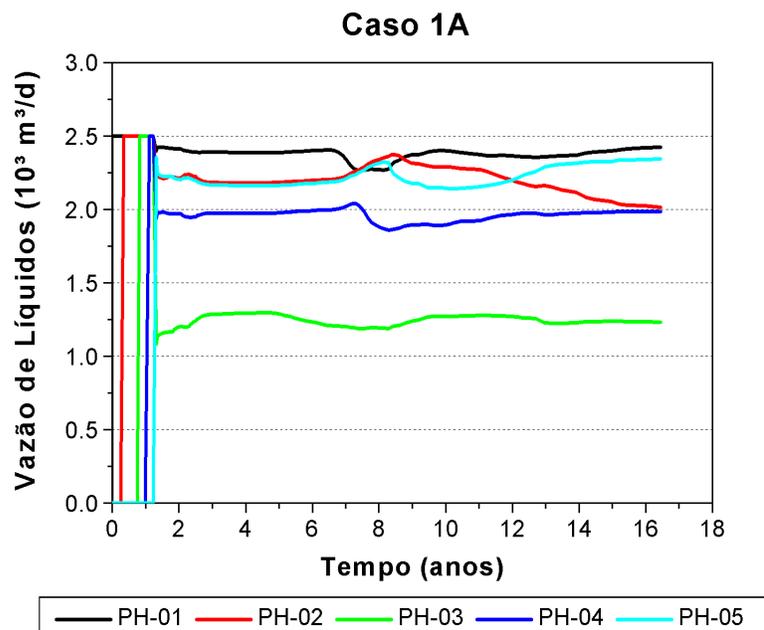


Figura 6-8 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1A

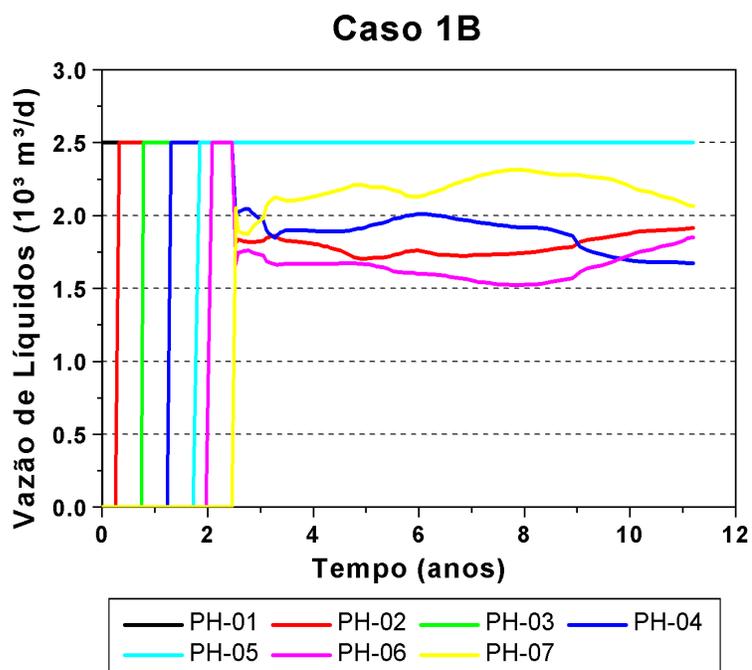


Figura 6-9 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1B

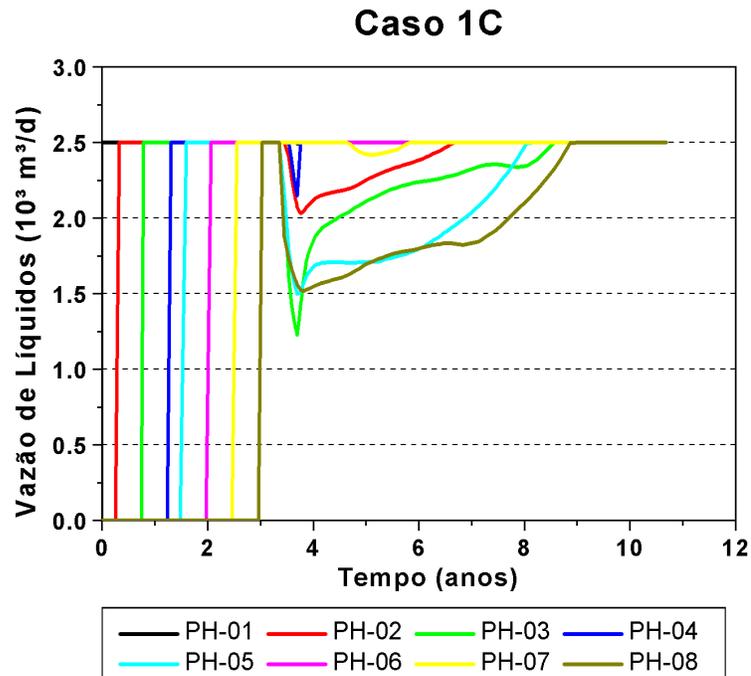


Figura 6-10 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1C

Nas Figuras 6-11 a 6-13, é mostrado o comportamento da BHP ao longo do tempo para os três casos. O comportamento dos Casos 1A e 1B é mostrado nas Figuras 6-11 e 6-12, respectivamente. Pode ser notado que a BHP dos poços sempre opera acima do seu valor limite (210 bar), o que indica que em nenhum momento a vazão dos poços é limitada por baixa pressão do reservatório, mas sim pelas limitações do sistema de produção. Na Figura 6-11, pode ser ainda observada uma queda do valor da BHP dos poços por volta do décimo segundo ano. Essa queda deve-se ao abandono de um poço injetor, que resulta na diminuição da pressão do reservatório, com conseqüente queda da BHP dos poços para evitar a redução da vazão dos poços produtores.

Na Figura 6-13, que mostra o comportamento da BHP para o caso 1C, é notado que uma grande parte dos poços opera na BHP limite em determinados momentos, evidenciando que a queda da vazão de líquidos dos poços verificada na Figura 6-10 deve-se à acentuada queda de pressão do reservatório e não à restrições operacionais como foi observado nos dois casos anteriores.

Caso 1A

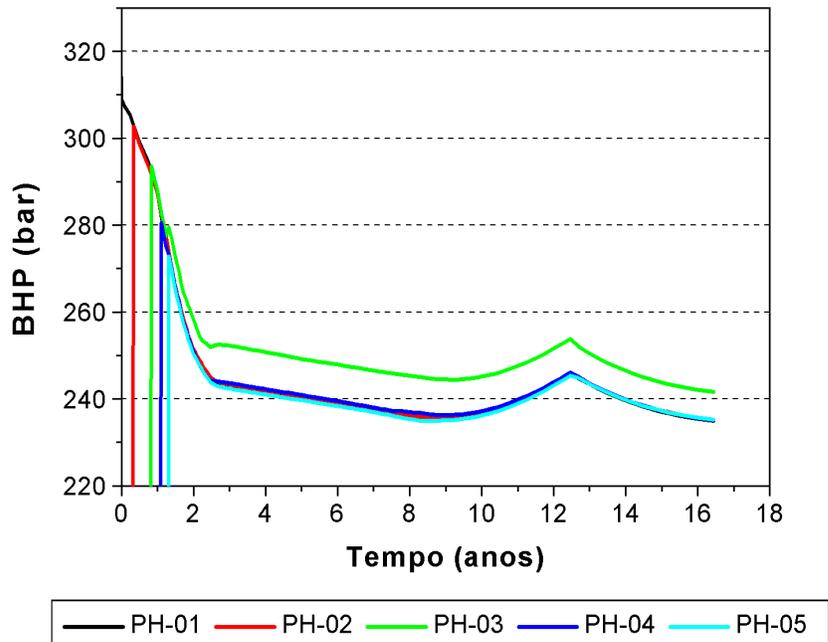


Figura 6-11 Comportamento da BHP – Caso 1A

Caso 1B

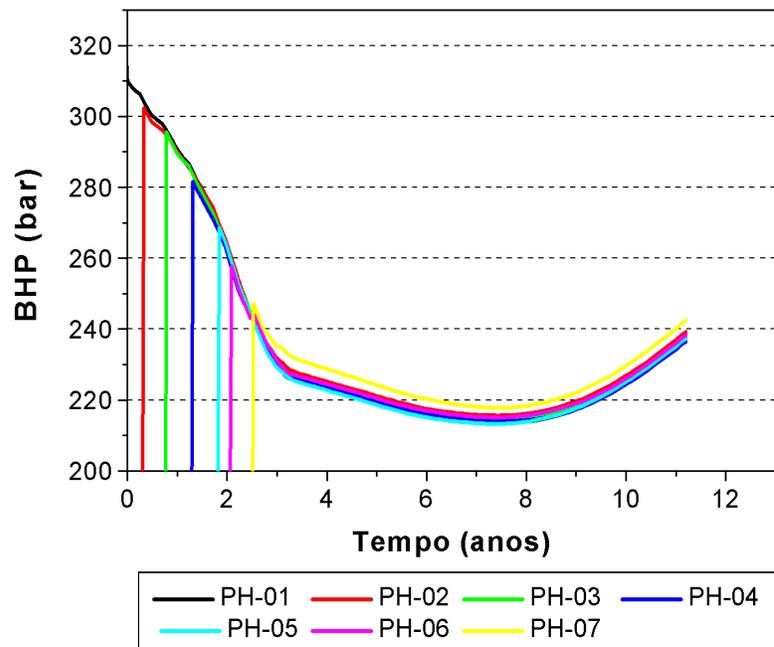


Figura 6-12 Comportamento da BHP – Caso 1B

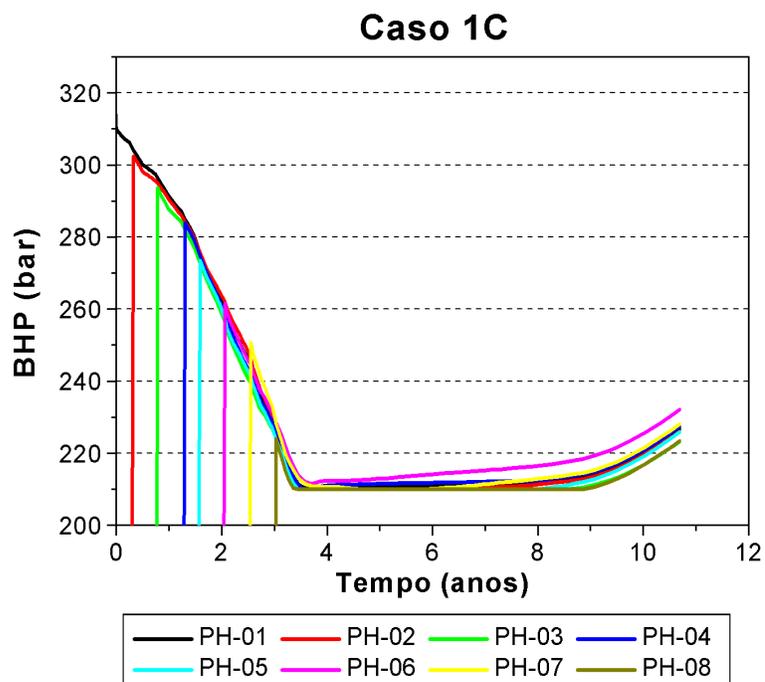


Figura 6-13 Comportamento da BHP – Caso 1C

Nas Figuras 6-14 a 6-16, pode-se observar a estratégia final de produção para cada um dos casos. A estratégia final de produção do Caso 1A possui 11 poços, sendo 5 produtores e 6 injetores, do Caso 1B possui 14 poços sendo 7 produtores e 7 injetores e do Caso 1C possui 16 poços, sendo 8 produtores e 8 injetores. Além da diferença encontrada em relação ao número de poços utilizados, foi observada uma diferença considerável no posicionamento dos mesmos em cada uma das estratégias.

Na Figura 6-14, que mostra a estratégia final para o Caso 1A, pode-se observar uma concentração dos poços produtores na região central do reservatório com os poços injetores localizados na periferia do mesmo. Comportamento similar pode ser observado na Figura 6-15, que apresenta a estratégia final para o Caso 1B. Os poços produtores novamente localizaram-se na região central do reservatório com os poços injetores na periferia. Porém observa-se um posicionamento diferenciado em relação ao caso anterior, onde os poços produtores estão um pouco mais espaçados e com todos os poços injetores em posições diferentes. O Caso 1C, que é mostrado na Figura 6-16, não apresentou todos os injetores localizados na periferia do reservatório, onde observou-se o deslocamento dos poços PI-04 e do PI-07 em direção ao centro

do reservatório. Tal fato pode ser explicado pela queda demasiada de pressão observada no presente caso. Foi ainda observada uma maior distribuição dos poços produtores ao longo do reservatório que nos dois casos anteriores.

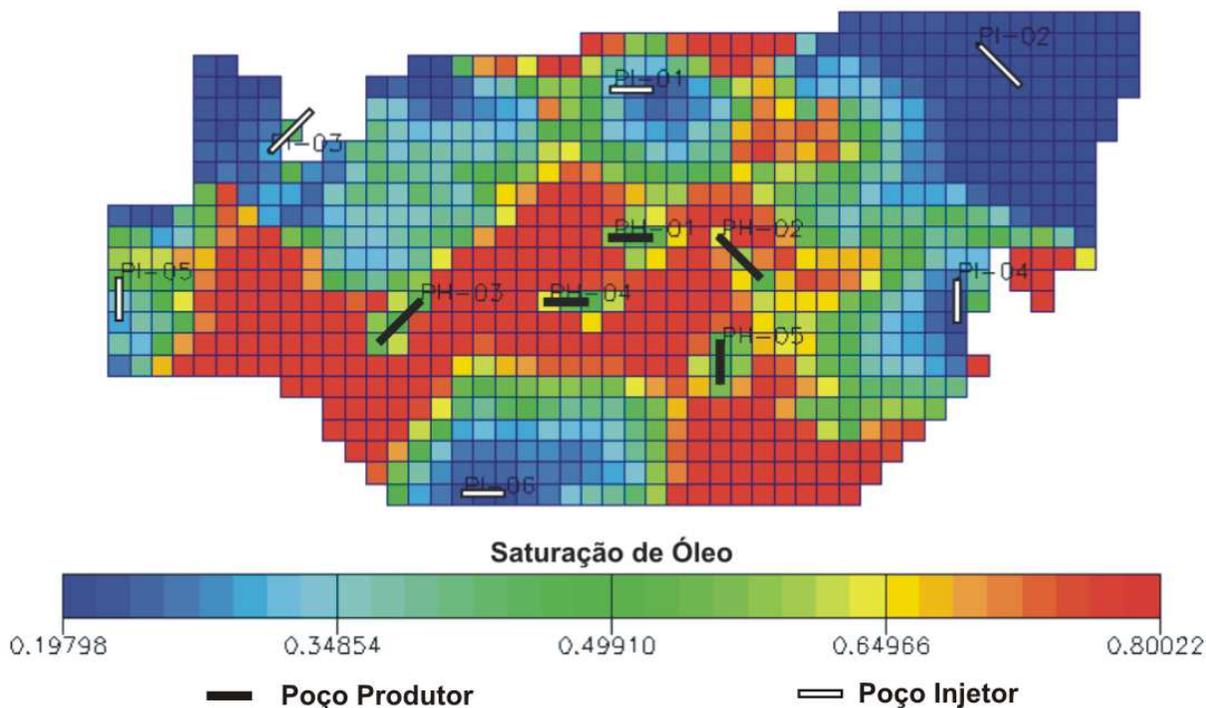


Figura 6-14 Estratégia final de produção¹⁵ – Caso 1A

Nas Figuras 6-17 e 6-18, pode ser observada uma correlação entre o número de poços e o VPL obtido em cada uma das rodadas. É observado que os três casos partem de uma estratégia com o mesmo número de poços e que ao longo das rodadas o número de poços tende a diminuir até que o VPL seja maximizado com números de poços produtores e injetores diferentes para cada um dos casos. Foi realizado um grande número de rodadas ao longo do processo de otimização, onde o número e o posicionamento dos poços variaram entre as mesmas garantindo que a estratégia final obtida para cada um dos casos é a melhor possível ou está próxima da mesma.

¹⁵ As Figuras das estratégias finais de produção mostram a disposição dos poços em relação à primeira camada do reservatório, embora nem todos os poços estejam localizados na mesma.

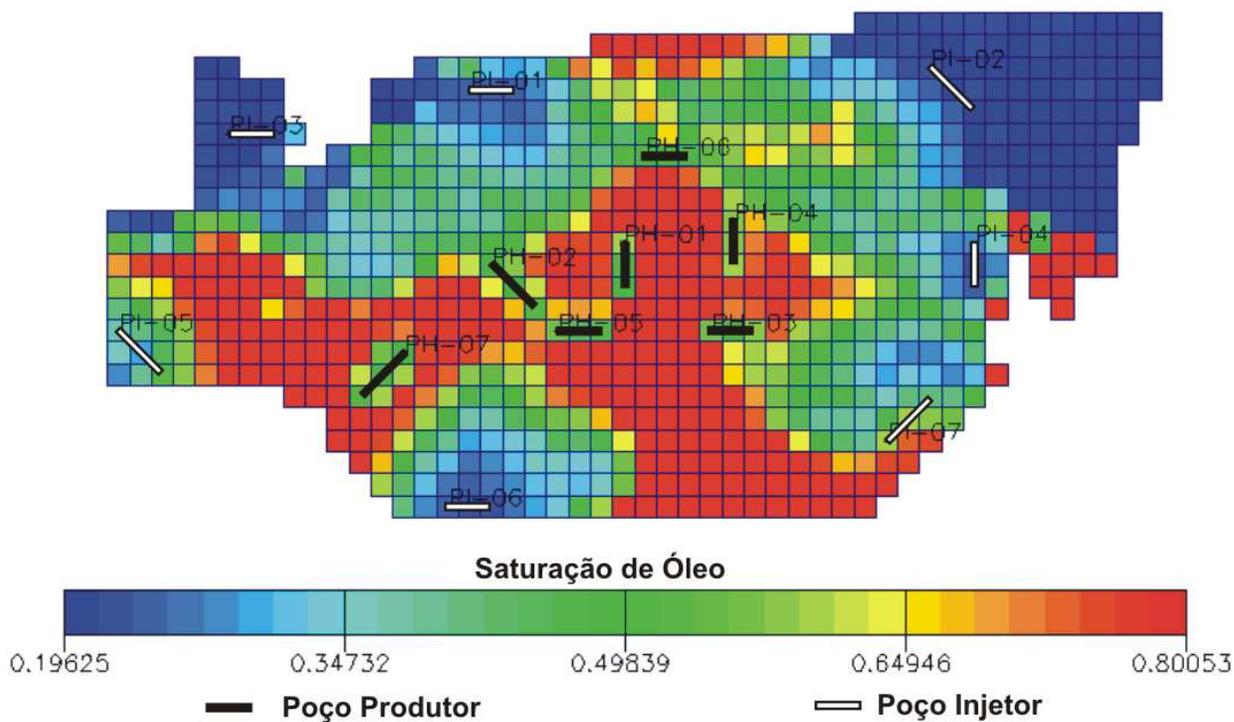


Figura 6-15 Estratégia final de produção – Caso 1B

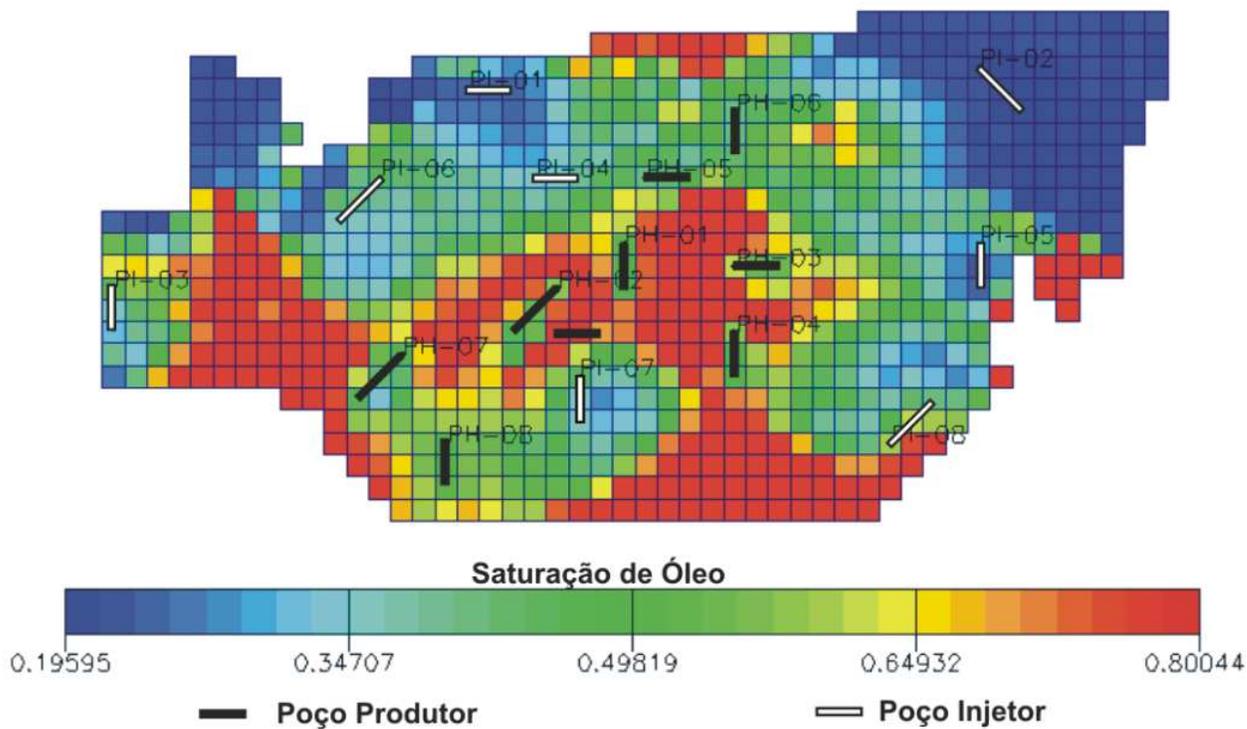


Figura 6-16 Estratégia final de produção – Caso 1C

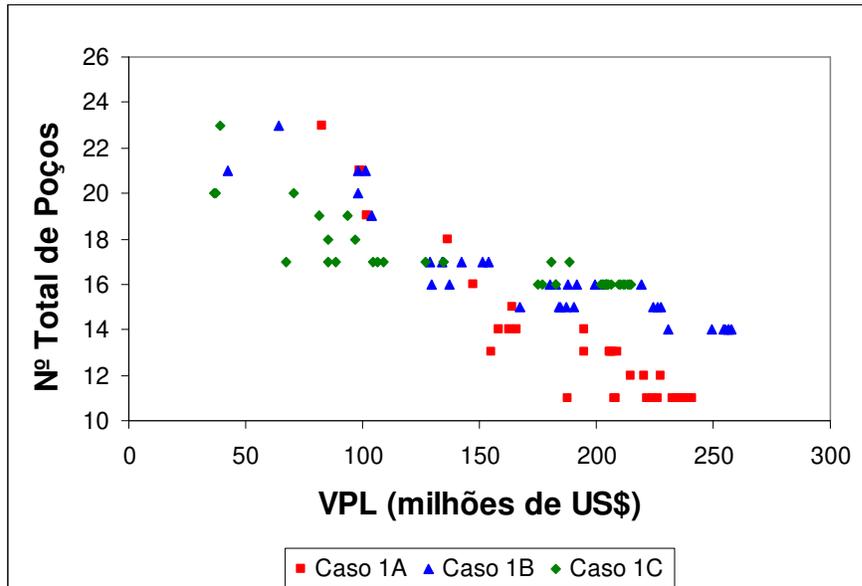


Figura 6-17 Evolução do número total de poços ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo leve

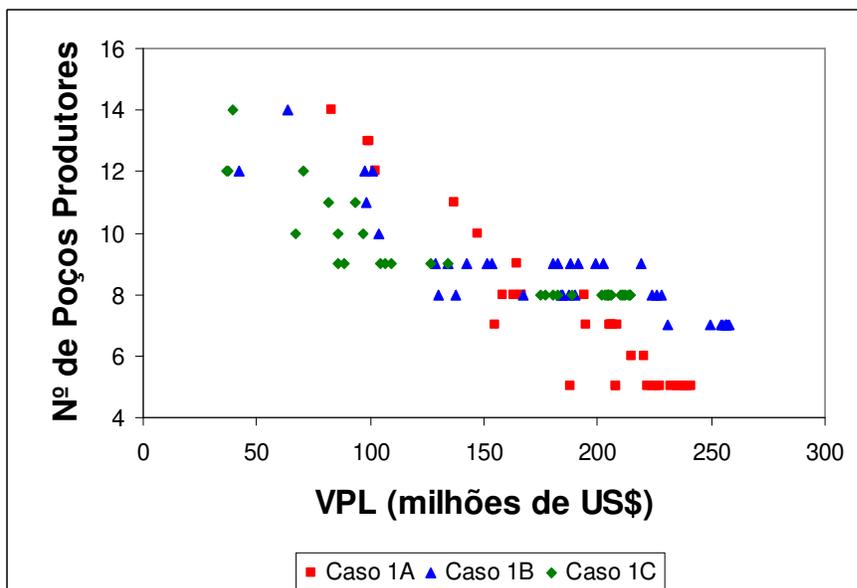


Figura 6-18 Evolução do número de poços produtores ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo leve

Passo 4

A estratégia inicialmente escolhida contou com um número elevado de poços, onde alguns deles estavam localizados em regiões de baixa produtividade. Dessa forma, as primeiras modificações realizadas foram excluir a perfuração dos poços produtores com baixo VPL e dos poços injetores com baixa injetividade. Em seguida, através da alteração do cronograma de perfuração dos poços injetores, onde era antecipada a perfuração dos mesmos, foi buscado controlar pressão do reservatório procurando reduzir sua queda e dessa forma melhorar sua produtividade. Após conseguir um melhor controle das pressões do reservatório, foi dado seguimento ao processo de otimização utilizando as demais alterações disponíveis, sempre procurando aumentar a produção de óleo ou reduzir custos de produção e conseqüentemente aumentar o VPL.

No presente exemplo, foi observada uma rápida diminuição do número de poços principalmente para os casos com maior nível de restrição. Embora possa ser visualizado nas Figuras 6-14 a 6-16 que existem áreas com elevada saturação de óleo na primeira camada do reservatório, a adição de poços produtores ou injetores não apresentou melhoria do VPL em momento algum do processo de otimização. No Caso 1C, observa-se a partir da Figura 6-10, que em determinados momentos os poços produtores operavam abaixo da vazão máxima permitida. Desse modo, para elevar a pressão do reservatório e assim aumentar a produtividade dos poços, foram abertos novos poços injetores ou alterado o cronograma de perfuração dos mesmos buscando antecipar o início da injeção. Embora a produtividade dos poços tenha sido elevada pelo aumento da pressão do reservatório, o VPL não obteve melhora, pois o aumento dos custos de investimento e produção foram superiores ao incremento de receita gerado pelo aumento da produção de óleo. Foi observado que os casos com restrição de vazão (Caso 1A e 1B) não apresentaram problemas relacionados com perda de produtividade devido à queda de pressão do reservatório, pois em função da menor vazão de líquidos do reservatório, foi possibilitado um melhor controle da mesma.

Passo 5

A Figura 6-19 mostra uma comparação dos VPL obtidos em cada um dos casos com o VPL que seria obtido caso fossem aplicadas as restrições de vazão de líquidos de 10.000 e

15.000 m³/d à estratégia final obtida para o Caso 1C (Casos 1A-C e 1B-C), conforme explicado no Item 4.4. Observa-se que os casos que foram otimizados considerando as restrições operacionais desde o início do processo de otimização (Casos 1A e 1B) apresentaram valores de VPL superiores (44 e 25%, respectivamente) aos casos que aplicaram as restrições à estratégia final obtida para o Caso 1C (Casos 1A-C e 1B-C).

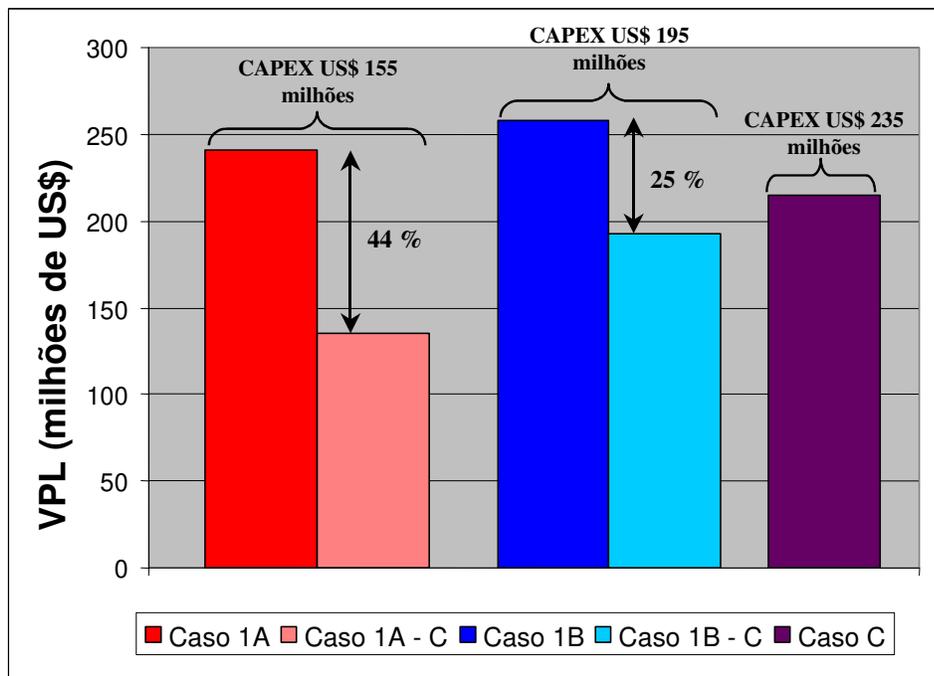


Figura 6-19 Análise comparativa entre o VPL dos casos otimizados com restrição de vazão – exemplo com óleo leve

São apresentados na Tabela 6-1 os valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos que utilizaram óleo leve. Pode-se observar que os Casos 1A-C e 1B-C tiveram uma redução substancial do N_p e conseqüentemente dos seus fatores de recuperação em relação aos Casos 1A e 1B, respectivamente. Também é visto que mesmo havendo redução de W_p e W_{inj} do Caso 1A-C em relação ao Caso 1A, houve diminuição do VPL obtido em função da queda do N_p . Embora o Caso 1A-C, possuindo um número maior de poços, tenha apresentado N_p inferior ao Caso 1A, evidencia-se que a estratégia definida no Caso 1D não é a ideal quando uma restrição de vazão de líquidos de 10.000 m³/d é utilizada. Comparando os Casos 1B e 1B-C, pode-se observar que o aumento de W_p e W_{inj} para este último ocorre em conjunto com uma redução de N_p , ou seja, do fator de recuperação, resultando desse modo em decréscimo do VPL.

Embora haja redução do CAPEX utilizado quando as restrições são aplicadas ao Caso 1C, a redução de N_P observada nos Casos 1A-C e 1B-C em relação ao primeiro, não permite que haja melhoria do VPL nestes dois últimos.

Tabela 6-1 Valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos

Casos	VPL (milhões de US\$)	N_P (milhões de m³)	W_P (milhões de m³)	W_{INJ} (milhões de m³)	OIP (milhões de m³)	FR
Caso 1A	240.9	46.1	12.2	66.9	52.5	46.8%
Caso 1A-C	135.4	32.9	4.2	4768	65.8	33.3%
Caso 1B	257.8	46.0	10.0	64.8	52.7	46.6%
Caso 1B-C	192.4	41.4	12.0	65.9	57.2	42.0%
Caso 1C	214.6	48.0	16.6	73.4	50.6	48.7%

Passo 6

Para analisar a influência que o preço do óleo tem sobre as estratégias de produção no presente exemplo o processo de otimização não foi realizado novamente, porém os cálculos econômicos foram refeitos para todas as simulações utilizando dois novos preços do óleo: US\$ 157,23/m³ (US\$ 25/STB) e US\$ 201.26/m³ (US\$ 32/STB).

É mostrada a comparação entre os diferentes cenários econômicos para cada um dos casos nas Figuras 6-20 a 6-22. Como as diferenças entre os VPL obtidos em cada um dos cenários foram consideráveis, optou-se por fazer uma normalização dos valores encontrados, e dessa maneira foi possibilitado fazer uma melhor análise dos parâmetros, observando o formato das curvas de evolução do VPL e as estratégias com maior retorno financeiro.

Na Figura 6-20 é observada a comparação entre os cenários econômicos para o Caso 1A. Observa-se que mesmo com cenários diferentes, as curvas de evolução do VPL têm formatos semelhantes e as estratégias que possuem o maior VPL são coincidentes. Visualizando-se o comportamento do VPL entres as rodadas 20 e 21, pode-se observar que para preços menores, um decréscimo de N_P resulta em uma menor queda do VPL. Nas Figuras 6-21 e 6-22 é observado um comportamento similar ao do caso anterior, onde as curvas de evolução do VPL novamente possuem formatos semelhantes e pontos de máximo VPL coincidentes. Pode-se novamente observar que para preços maiores, um mesmo incremento de N_P resulta em um maior crescimento

do VPL. Tal fato é verificado entre as rodadas 12 e 13 do Caso 1B e entre as rodadas 5 e 6 no Caso 1C.

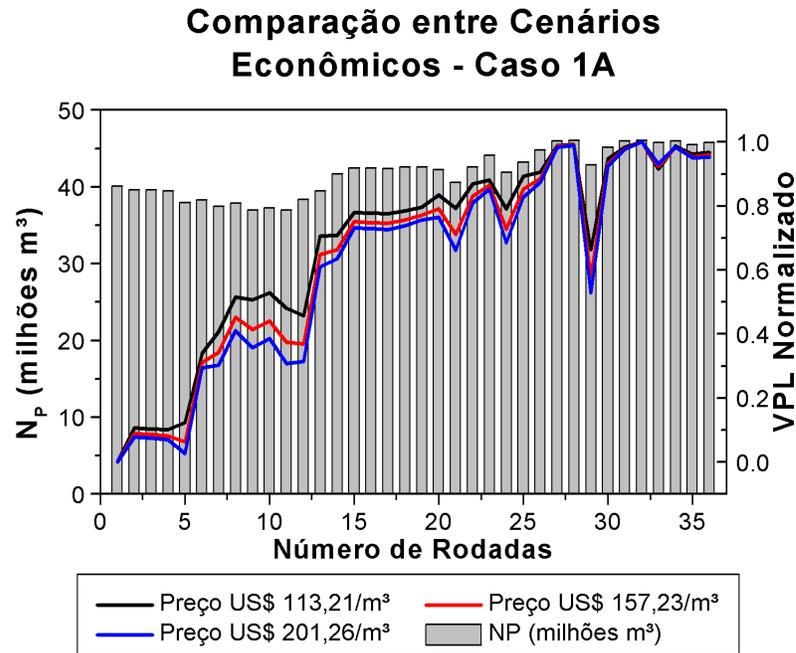


Figura 6-20 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1A

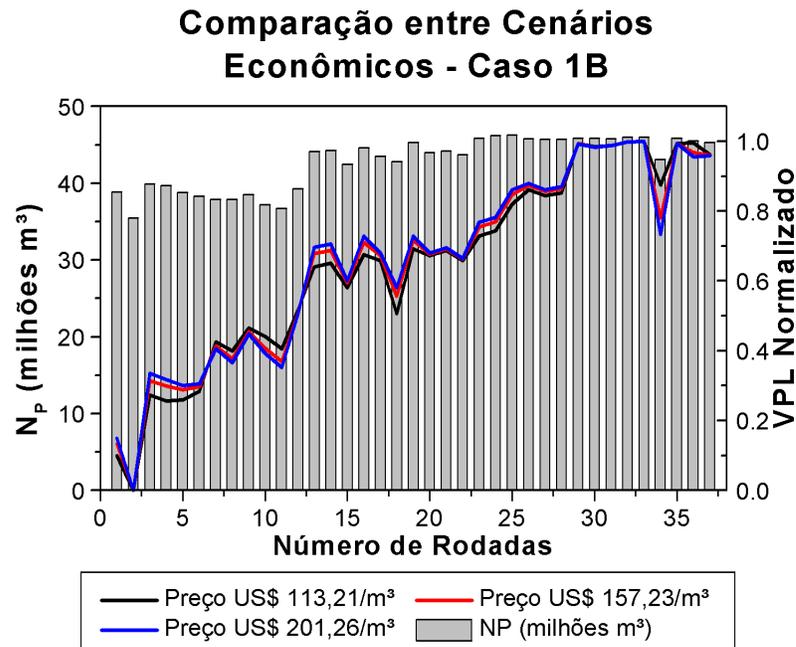


Figura 6-21 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1B

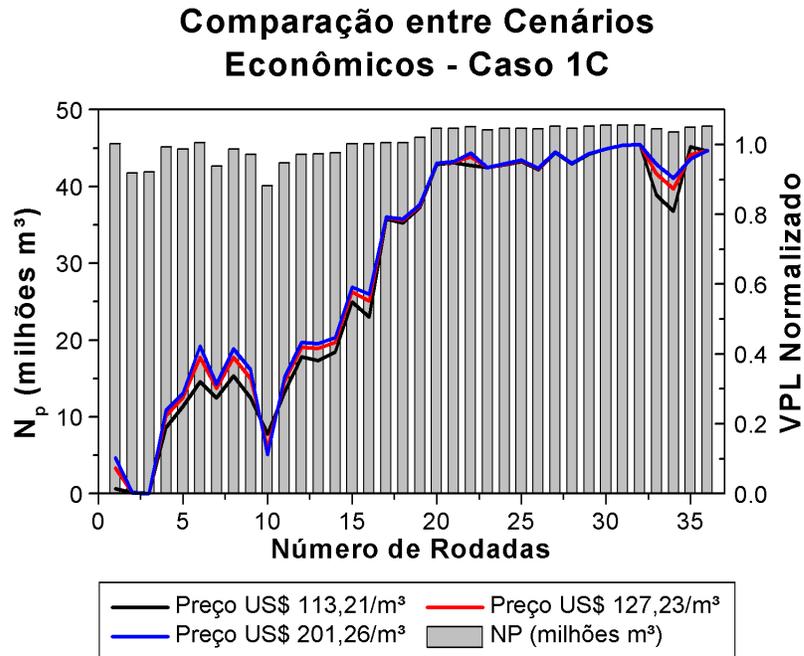


Figura 6-22 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1C

6.1.2 Exemplo utilizando óleo pesado de grau API 15.

Em virtude das recentes descobertas nacionais possuírem óleos do tipo pesado, constatou-se a necessidade de analisar a influência da limitação da capacidade de tratamento de líquidos da unidade de produção para um caso com óleo dessa natureza.

Passo 1

No presente exemplo, onde o óleo utilizado possuía viscosidade da ordem de 20 cP nas condições de reservatório, foram analisados dois casos: um caso com vazão de líquidos limitada em 10.000 m³/d (Caso 1D) e um caso sem restrição da vazão de líquidos (Caso 1E). Novamente, foram desprezadas as demais restrições operacionais do sistema de produção, bem como as quedas de pressão durante o escoamento de fluidos.

Passo 2

Observa-se na Figura 6-23 a evolução do VPL ao longo das rodadas para os Casos 1D e 1E. Nessa etapa do trabalho, onde o óleo utilizado era pesado, o processo de otimização foi mais

demorado, resultando em um número médio de simulações necessárias para definir a estratégia de produção superior ao exemplo que utilizava óleo leve. Embora tenha sido utilizado um maior preço de venda do óleo, o processo de otimização inicia-se com valores negativos de VPL e somente a partir das rodadas 11, para o Caso 1D, e 29, para o Caso 1E, o mesmo torna-se positivo.

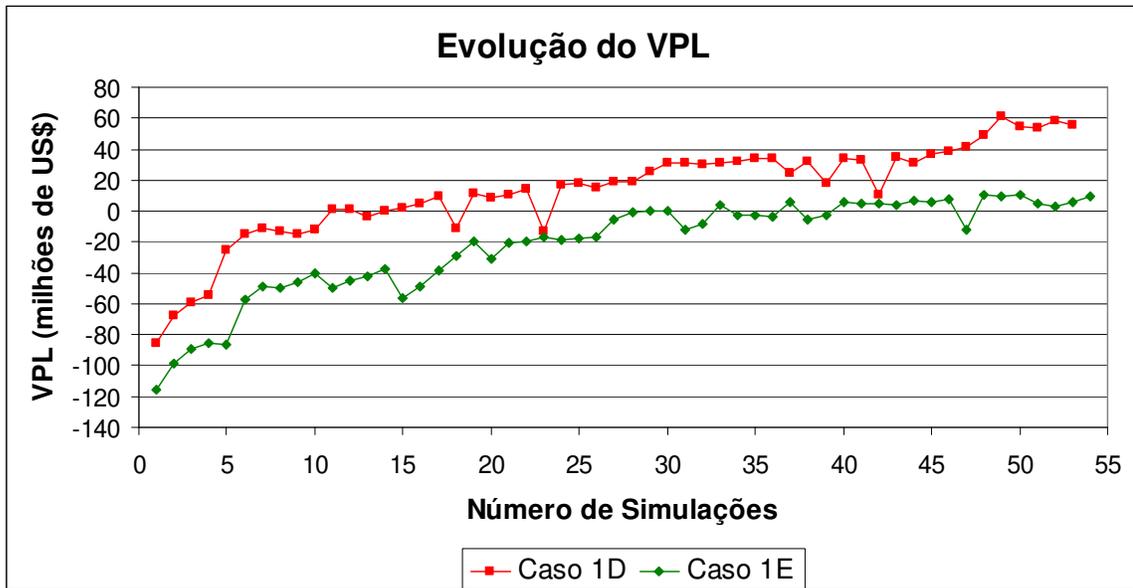


Figura 6-23 Evolução do VPL ao longo das rodadas – Exemplo utilizando óleo pesado

Nas Figuras 6-24 a 6-26 podem ser observadas as correlações de N_P , W_P e W_{INJ} com o VPL. É mostrado na Figura 6-24, que para o Caso 1E, os maiores valores de VPL estão correlacionados com maiores N_P , e que no Caso 1D, onde a vazão de líquidos estava restrita a $10.000 \text{ m}^3/\text{d}$, os maiores valores de N_P não correspondem aos maiores VPL, estando esses, correlacionados com os valores intermediários de N_P . Na correlação entre W_P e VPL, que é apresentada na Figura 6-25, é notado para o Caso 1D que os maiores valores de VPL correspondem aos menores valores de W_P e para o Caso 1E que os maiores VPL são obtidos com valores intermediários de W_P . Na Figura 6-4, que mostra a correlação de W_P e VPL para o caso com óleo leve, pode ser observado que a diferença média entre o W_P obtido do Caso 1A e 1C está na ordem dos 4 milhões de metros cúbicos enquanto que nos Casos 1E e 1F, que utilizaram óleo pesado, essa diferença está em 12 milhões.

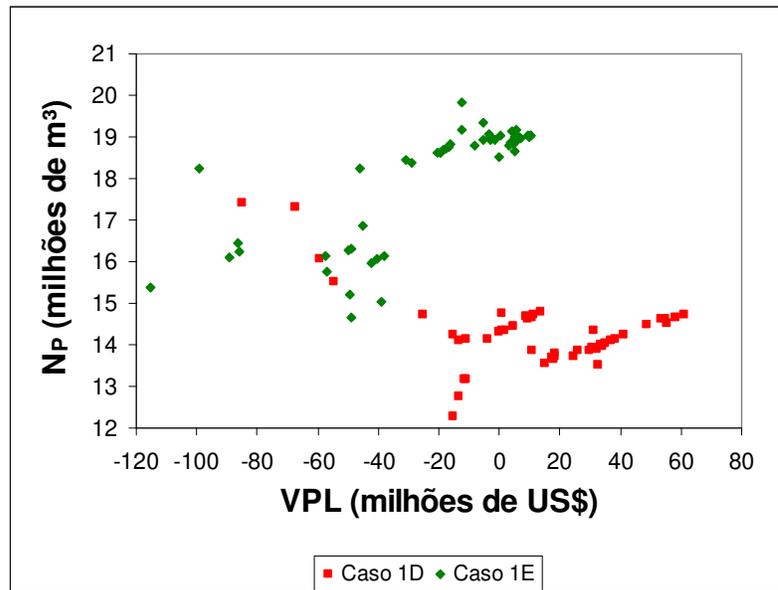


Figura 6-24 Correlação entre N_p e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado

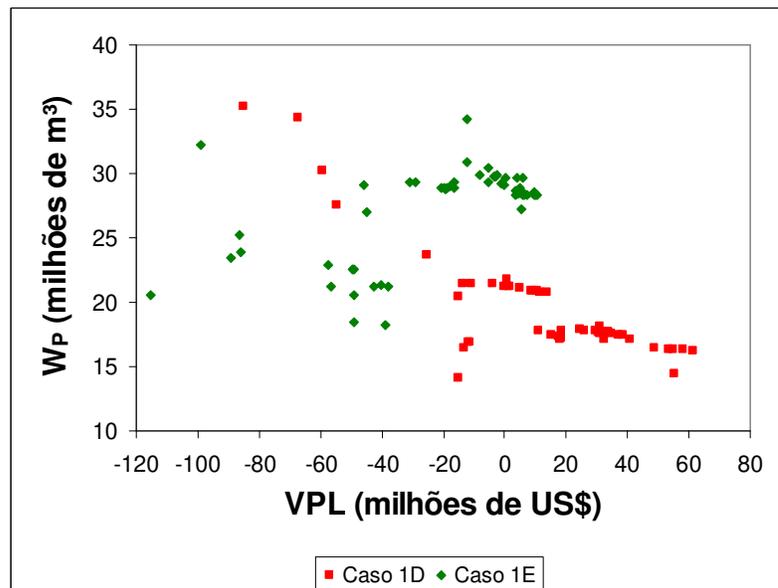


Figura 6-25 Correlação entre W_p e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado

Na Figura 6-26, que apresenta a correlação entre W_{INJ} e o VPL, pode-se observar que no Caso 1E os maiores valores de VPL correspondem a valores intermediários de W_{INJ} e que no Caso 1D os maiores VPL estão correlacionados com os menores W_{INJ} . A partir da Figura 6-5, que mostra a correlação entre W_{INJ} e VPL para o caso que utiliza óleo leve, a diferença de W_{INJ} entre

os Casos 1A e 1C está próximo a 8 milhões de metros cúbicos enquanto que nos Casos 1E e 1F, que utilizam óleo pesado, esta diferença está em 16 milhões de metros cúbicos. As diferenças verificadas de W_{INJ} e, principalmente, de W_P , nos casos em que a vazão estava restrita a $10.000 \text{ m}^3/\text{d}$ (Casos 1A e 1D) e nos casos onde não havia restrições de vazão (Casos 1C e 1F), quando são comparados os dois tipos de óleo, evidenciam a necessidade de se considerar as restrições operacionais durante a otimização da estratégia de produção, principalmente quando óleos do tipo pesado estão em questão. Pois devido à razão de mobilidade entre a água e os óleos do tipo pesado ser desfavorável, uma maior quantidade de água deve ser injetada e, conseqüentemente, produzida durante a operação do reservatório.

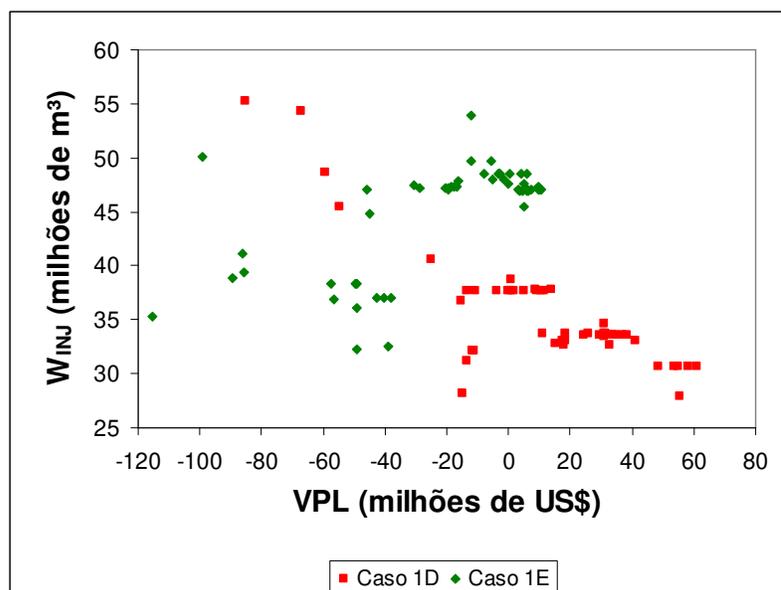


Figura 6-26 Correlação entre W_{INJ} e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado

Passo 3

São mostradas na Figura 6-27 as vazões de fluidos produzidos pelo reservatórios ao longo dos anos para a estratégia final de produção de cada um dos casos, onde pode ser observada a diferença entre os patamares e os tempos de produção para cada um dos mesmos. É observado no presente exemplo, que a diferença entre os tempos de produção dos Casos 1D e 1E é de apenas um ano, sendo diferente do que é observado na Figura 6-6, onde a diferença entre os casos com mesmo nível de restrições (Casos 1A e 1C, respectivamente) é de cinco anos. O início da produção de água ocorre praticamente no mesmo período (meados do primeiro ano) para ambos

os casos, que difere do que foi observado nos casos que utilizavam óleo leve. O pico da vazão de líquidos para o Caso 1E tem o valor próximo ao que foi obtido no Caso 1C, porém o pico de produção do primeiro foi atingido apenas no sexto ano de produção, enquanto que o pico de produção do último foi atingido no segundo ano. No Caso 1D, o limite de produção de líquidos foi alcançado no terceiro ano e não apresentou oscilações posteriores, enquanto que no Caso 1A o mesmo foi atingido no início do primeiro ano. O pico da vazão de óleo foi atingido ao final do primeiro ano para o Caso 1D (7.000 m³/d) e no meio do segundo ano para o Caso 1E (7.500 m³/d), quando uma quantidade considerável de água (em torno de 4.000 m³/d) já era produzida por este último.

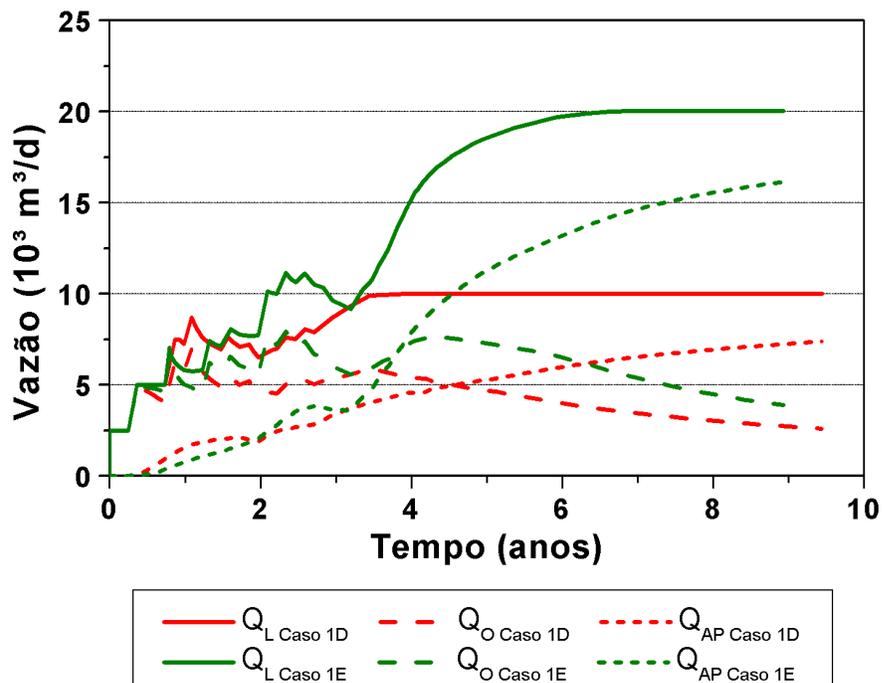


Figura 6-27 Comportamento das vazões de produção do reservatório – Exemplo utilizando óleo

As vazões de injeção e o comportamento da pressão são visualizados na Figura 6-28. É observada uma rápida queda da pressão nos dois casos, com posterior recuperação da mesma a partir do terceiro ano. No meio do quarto ano é observada, para o Caso 1D, uma queda da vazão de injeção e conseqüentemente da pressão do reservatório. Essa queda deve-se ao abandono de um poço injetor, pois o mesmo estava apresentando queda da vazão injetada. Tal alteração,

realizada em rodadas anteriores, possibilitou o aumento do VPL através da redução do volume de água injetada sem causar queda da produção de líquidos, como pode ser observado a partir da Figura 6-27. Para o Caso 1E, é observada a recuperação da pressão do reservatório a partir do terceiro ano, com o início de um novo período de queda no quinto ano. Essa queda não se deve ao abandono de poços injetores, sendo atribuída ao aumento da saturação de água no reservatório.

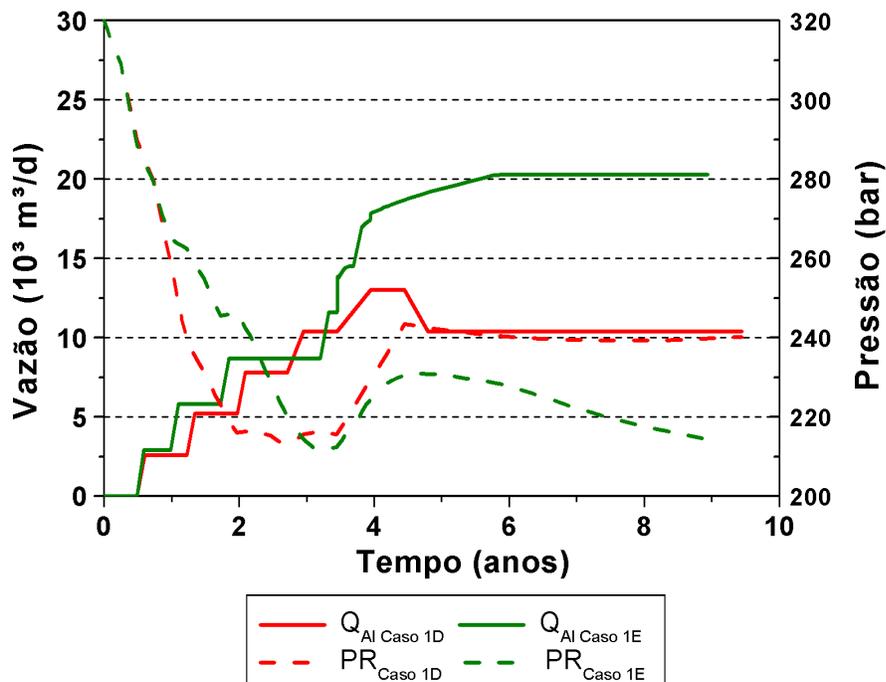


Figura 6-28 Comportamento da vazão de injeção e pressão do reservatório – Exemplo utilizando óleo pesado

Nas Figuras 6-29 e 6-30 é observado o comportamento da produção de líquidos dos poços para os Casos 1D e 1E, respectivamente. A partir da Figura 6-29 pode-se notar que inicialmente os poços PH-01, PH-02 e PH-03 produziram em suas vazões máximas permitidas de $2500\ m^3/d$. Porém, ao final do primeiro ano, é observada uma queda de produtividade desses poços devido à queda de pressão do reservatório, que pode ser comprovada a partir da Figura 6-31, onde visualiza-se que a maioria dos poços operou na BHP limite nesse período. A partir do meio do terceiro ano, a pressão do reservatório recuperou-se, e conseqüentemente, a BHP dos poços também, evidenciando que os poços não operaram na vazão máxima permitida devido às restrições da unidade de produção.

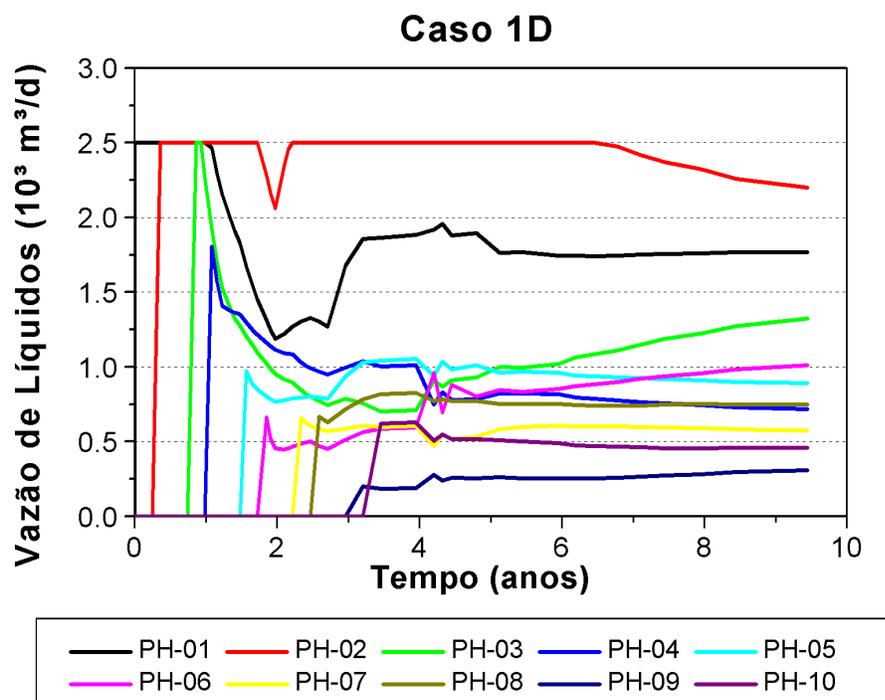


Figura 6-29 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1D

O comportamento das vazões de produção dos poços do Caso 1E pode ser visualizado na Figura 6-30. No início da produção, os poços PH-01 e PH-02 operam em suas máximas vazões de produção e a partir do primeiro ano, para o poço PH-02, e do meio do segundo ano, para o poço PH-01, é observada uma queda das suas vazões de produção devido à queda de pressão do reservatório.

Observa-se na Figura 6-32, que entre o final do primeiro e o meio do terceiro ano, a maioria dos poços produtores operam na BHP limite (180 bar), que se reflete em diminuição da vazão dos mesmos. A partir do meio do terceiro ano os poços PH-01, PH-02, PH-04 e PH-06 passam a operar acima da BHP limite e conseqüentemente passam também a operar na vazão máxima permitida. A partir do quinto ano é observada uma nova queda no valor da BHP dos poços. Tal fato ocorre em função da queda sofrida pela pressão do reservatório, onde a BHP deve ser reduzida a fim de permitir que os poços continuem operando em suas máximas vazões.

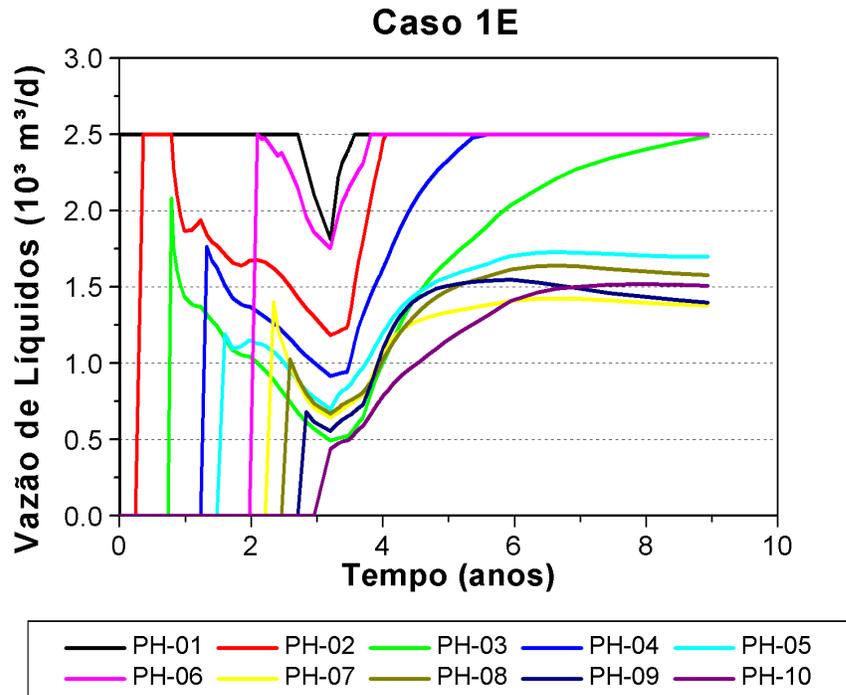


Figura 6-30 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1E

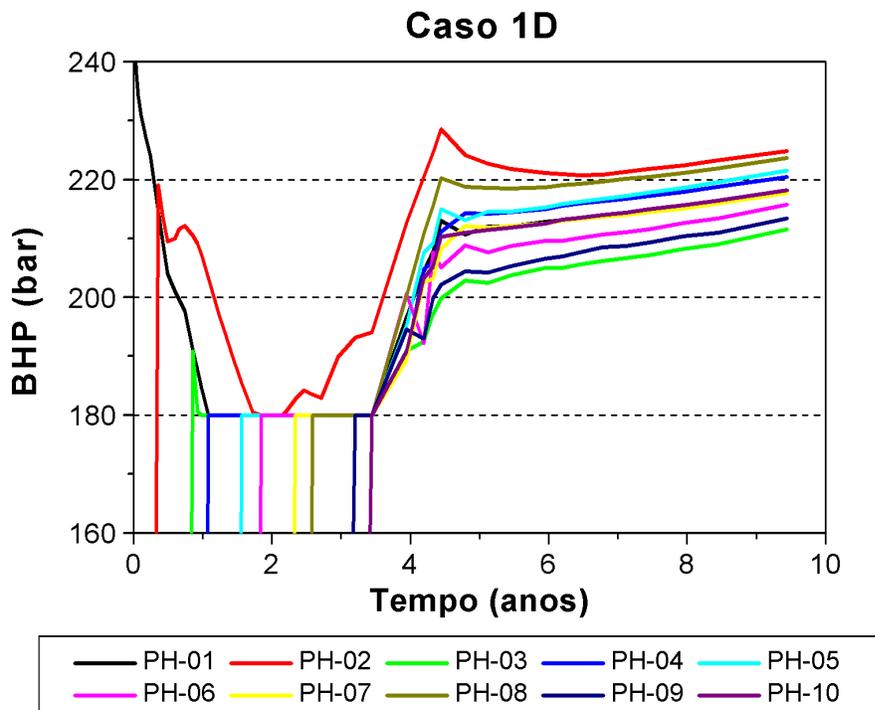


Figura 6-31 Comportamento da BHP – Caso 1D

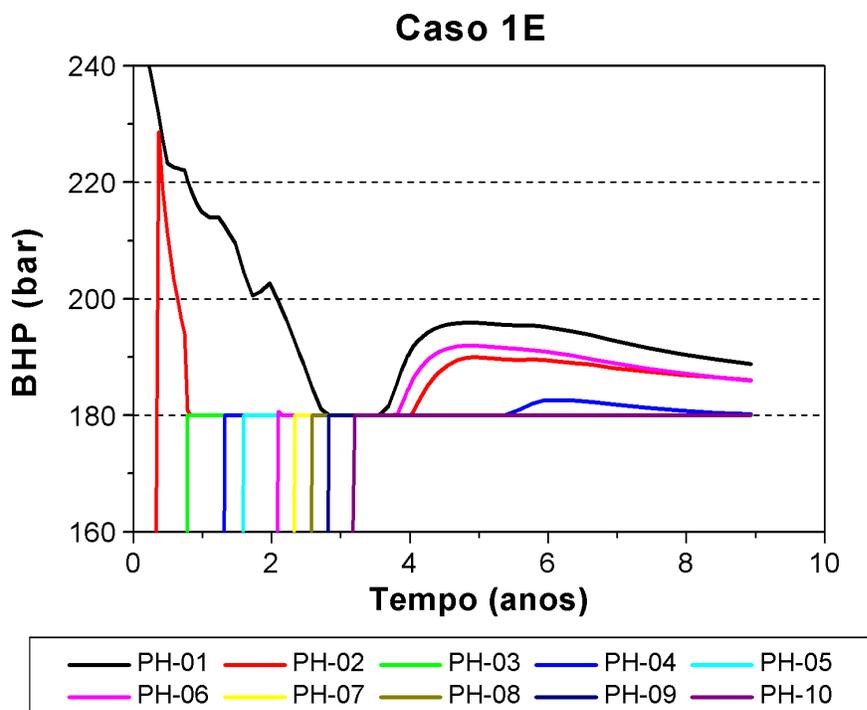


Figura 6-32 Comportamento da BHP – Caso 1E

As Figuras 6-33 e 6-34 mostram as estratégias finais de produção obtidas para os Casos 1D e 1E, respectivamente. Pode ser observado que a estratégia de ambos os casos possuía 10 poços produtores, diferindo apenas na quantidade de poços injetores, que foi 5 para o Caso 1D e 7 para o Caso 1E. Embora o número de poços produtores tenha sido igual para os dois casos e alguns poços tenham posições coincidentes, a disposição geral dos mesmos é diferente.

No Caso 1D, que contou com apenas 5 poços injetores, houve uma tendência dos mesmos se localizarem na parte superior do reservatório. No Caso 1E, que contou com 7 poços injetores, é notado que nenhum dos poços teve seu posicionamento coincidente com os poços injetores do Caso 1D, embora tenham ficado em regiões próximas. Foi ainda observado que os dois poços extras ficaram localizados na parte direita do reservatório, região que não possuía poços injetores no Caso 1D. Mesmo com um número inferior de poços injetores, o Caso 1D teve seu limite máximo de injeção por poço fixado em $2600 \text{ m}^3/\text{d}$ enquanto que o Caso 1E teve seu limite fixado em $2900 \text{ m}^3/\text{d}$.

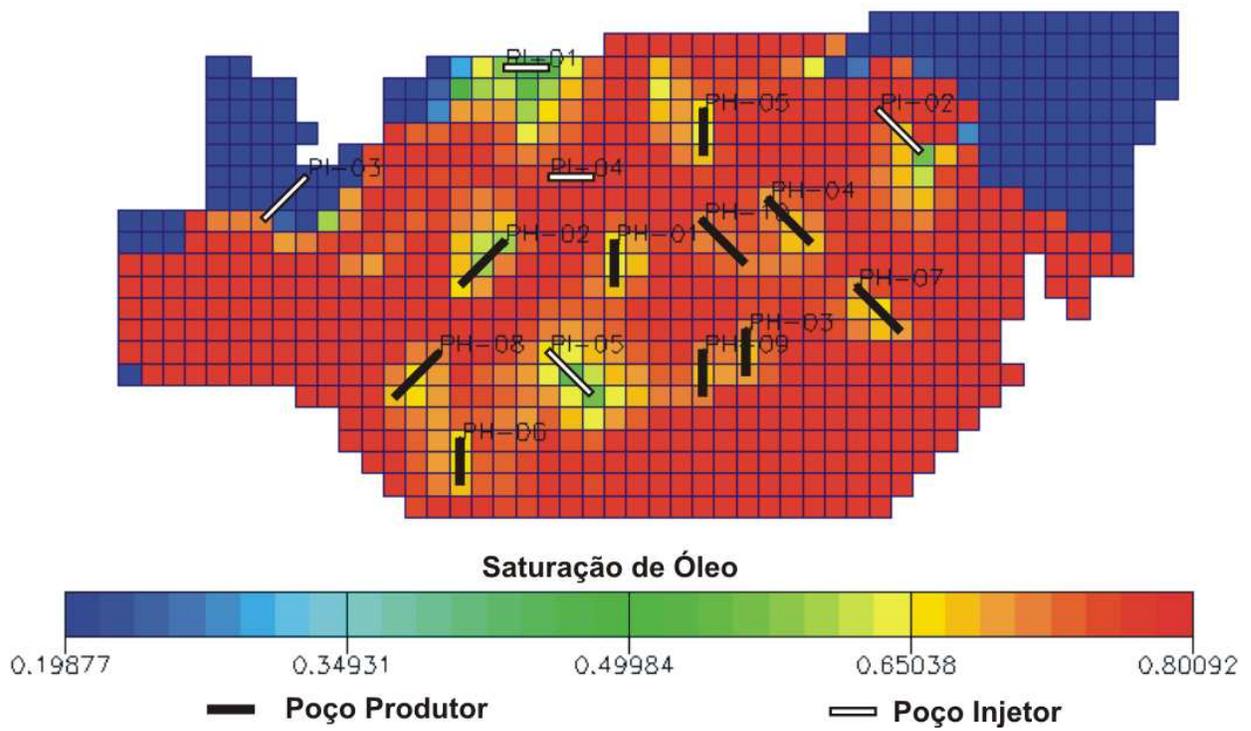


Figura 6-33 Estratégia final de produção – Caso 1D

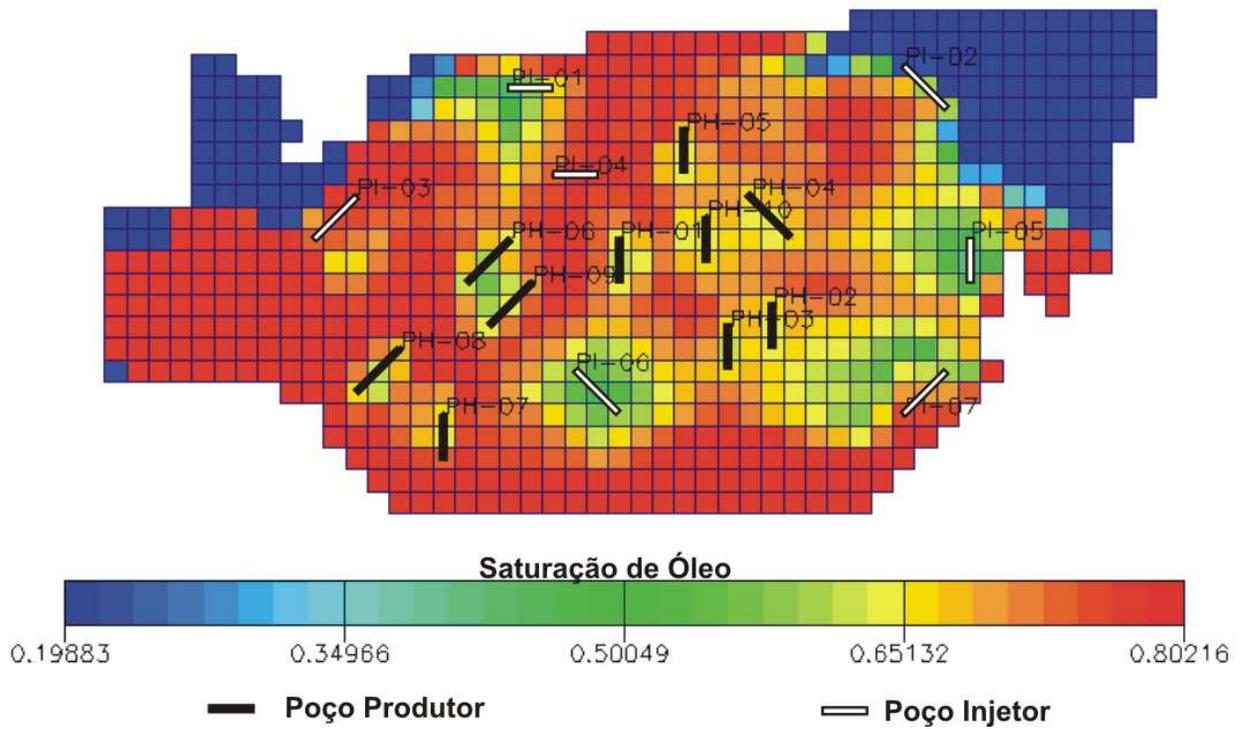


Figura 6-34 Estratégia final de produção – Caso 1E

Pode ser visualizada, nas Figuras 6-35 e 6-36, uma correlação entre o número de poços e o VPL obtido em cada uma das rodadas. Os dois casos partem de uma mesma estratégia com 23 poços e ao longo das rodadas o número de poços diminuiu até que VPL seja maximizado com um número total de poços diferente para cada um dos casos. Foi realizada uma média de 55 rodadas ao longo do processo de otimização, onde o número e o posicionamento dos poços variaram entre as mesmas garantindo que a estratégia final obtida para cada um dos casos é a melhor possível ou está próxima da mesma.

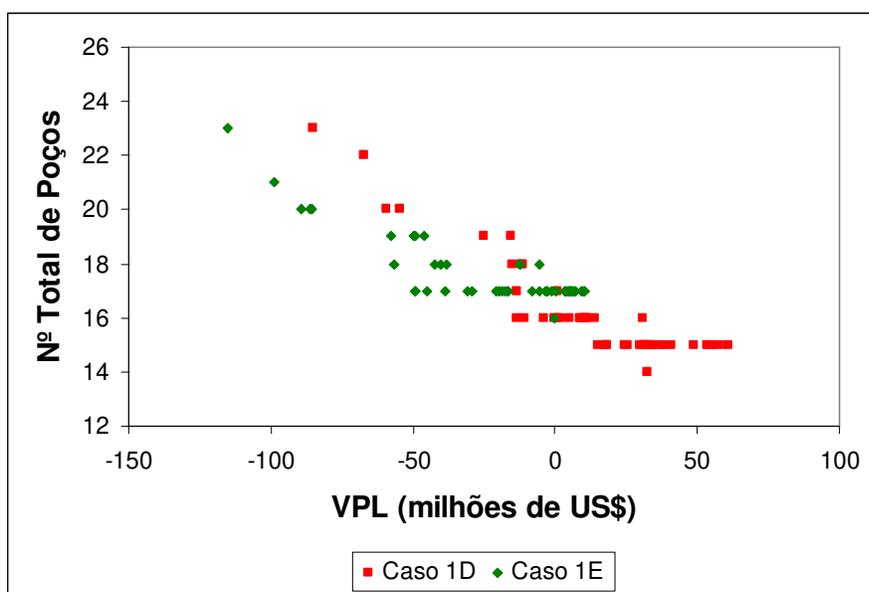


Figura 6-35 Evolução do número total de poços ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo pesado

Passo 4

Como a estratégia inicial foi a mesma do exemplo que utilizava óleo leve, e contava com um elevado número de poços, as primeiras modificações realizadas foram novamente excluir a perfuração dos poços produtores com baixo VPL e dos poços injetores com baixa injetividade. Entretanto, devido à menor produtividade apresentada pelos poços, ações de exclusão foram menos eficientes que nos casos com utilização de óleo leve. Em seguida o processo de otimização foi continuado da mesma maneira que nos casos com óleo leve, embora tenham sido observadas algumas diferenças.

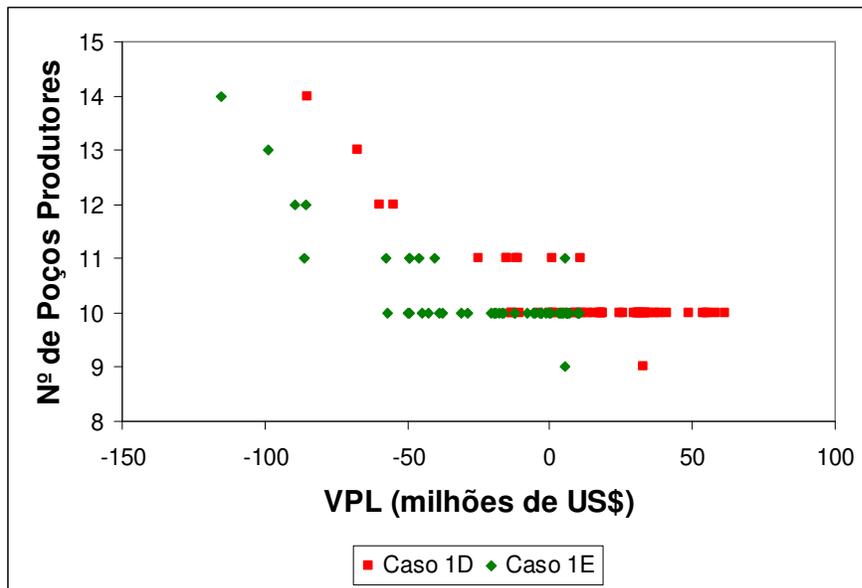


Figura 6-36 Evolução do número de poços produtores ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo pesado

O óleo utilizado possuía uma baixa quantidade de gás em solução, resultando em rápido declínio da pressão do reservatório. Mesmo com injeção de água, o caso com restrição de vazão apresentou queda de vazão dos poços produtores devido à queda de pressão do reservatório, fato que não foi observado nos casos com restrição de vazão utilizando óleo leve. Novamente Foi testado amenizar a queda de pressão do reservatório através da perfuração de novos poços injetores ou da antecipação da perfuração dos mesmos, porém não foi obtido aumento do VPL. Devido à razão de mobilidade entre as fases ser mais desfavorável no presente caso, o aumento da injeção de água, possibilita o incremento da produção de óleo associada a um aumento da produção de água superior ao que foi observado nos casos que utilizavam óleo leve.

Visualiza-se a partir das Figuras 6-33 a 6-34 que existem áreas com elevada saturação de óleo na primeira camada do reservatório, porém a adição de poços produtores ou injetores nessas áreas não apresentou melhoria do VPL em momento algum do processo de otimização. Tal fato deve-se ao elevado custo de perfuração dos poços associado com a baixa produtividade obtida de cada um.

Passo 5

Na Figura 6-37 é apresentada, de maneira análoga ao exemplo que utilizou óleo leve, a comparação entre os VPL obtidos em cada um dos casos com o VPL seria obtido caso fosse aplicada a restrição de vazão de líquidos de $10.000 \text{ m}^3/\text{d}$ (Caso 1D-E na legenda do gráfico) para a estratégia obtida no Caso 1E. É observado novamente que o VPL obtido para o caso otimizado considerando a restrições desde o início (Caso 1D) é superior (30 %) ao VPL que foi obtido no Caso 1 D-E.

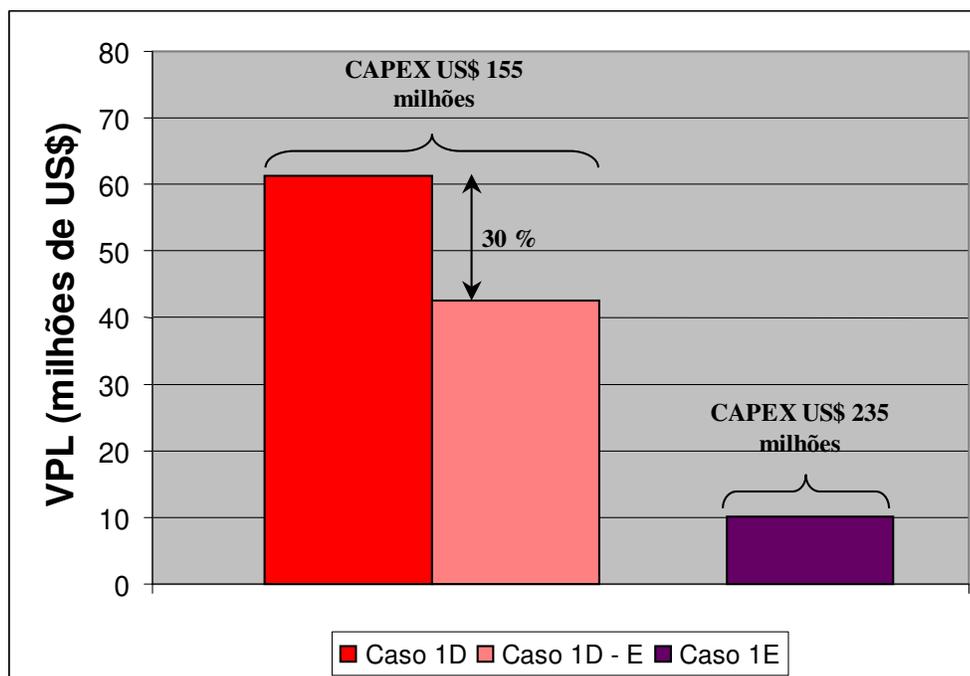


Figura 6-37 Comparação entre os VPL de cada um dos casos – Exemplo utilizando óleo pesado

Na Tabela 6-2 são apresentados os valores de VPL e vazões de produção e injeção de fluidos para as estratégias finais de cada um dos casos que utilizaram o óleo pesado. Foi observado que a partir da a redução de investimento, ocorre uma melhoria de VPL do Caso 1D-E em relação ao Caso 1E. Porém em função da redução de N_P observada, o VPL do mesmo é inferior ao do Caso 1D. Observa-se também que no momento em que a restrição de vazão foi aplicada, ocorreu uma redução dos valores de W_P e W_{INJ} do Caso 1D-E em relação ao Caso 1E. Dessa forma pode-se afirmar que o ganho de VPL obtido no Caso 1D-E em relação ao Caso 1E, não foi exclusivamente função da diminuição do investimento em função da redução da

capacidade de plataforma, mas também pela redução da produção e injeção de água que ocorre quando a produção é submetida a algum tipo de restrição.

Tabela 6-2 Valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos

Casos	VPL (milhões de US\$)	N _P (milhões de m ³)	W _P (milhões de m ³)	W _{INJ} (milhões de m ³)	OIP (milhões de m ³)	FR
Caso 1D	61.2	14.7	16.2	30.7	98.3	13.0%
Caso 1D - E	42.7	14.0	15.2	31.5	99.0	12.4%
Caso 1E	10.4	19.0	28.3	47.0	94.0	16.8%

Passo 6

Novamente foi analisado o impacto que a variação do preço teria sobre a definição da estratégia de produção. Nas Figuras 6-38 e 6-39 pode ser vista a comparação entre cenários econômicos para os Casos 1D e 1E, respectivamente. Embora no exemplo com óleo leve tenham sido feitas comparações utilizando três preços distintos de óleo, no presente exemplo foi utilizado apenas um segundo preço de óleo fixado em 201,26/m³ (US\$ 32/STB).

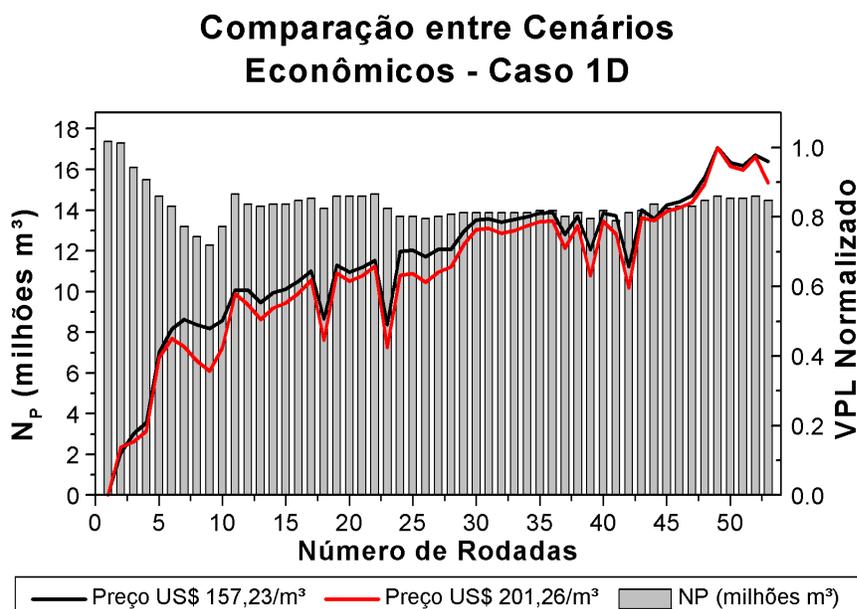


Figura 6-38 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1D

Tanto para o Caso 1D, quanto para o Caso 1E, pode ser notado que embora os cenários sejam diferentes, as curvas de evolução do VPL normalizado têm formatos semelhantes e as estratégias de maior VPL são coincidentes. Nos dois casos observa-se que em determinados pontos do processo de otimização, onde uma determinada alteração provoca redução do N_p e de alguma maneira, através da redução de investimento ou dos custos de produção, resulta em um ganho de VPL para o óleo com preço a US\$ 157,23/m³, a mesma alteração resulta em perda de VPL para o óleo com preço a US\$ 201,26/m³. Tal fato pode ser observado entre as rodadas 6 e 7 da Figura 6-38 e na rodada 9 e 10 da Figura 6-39.

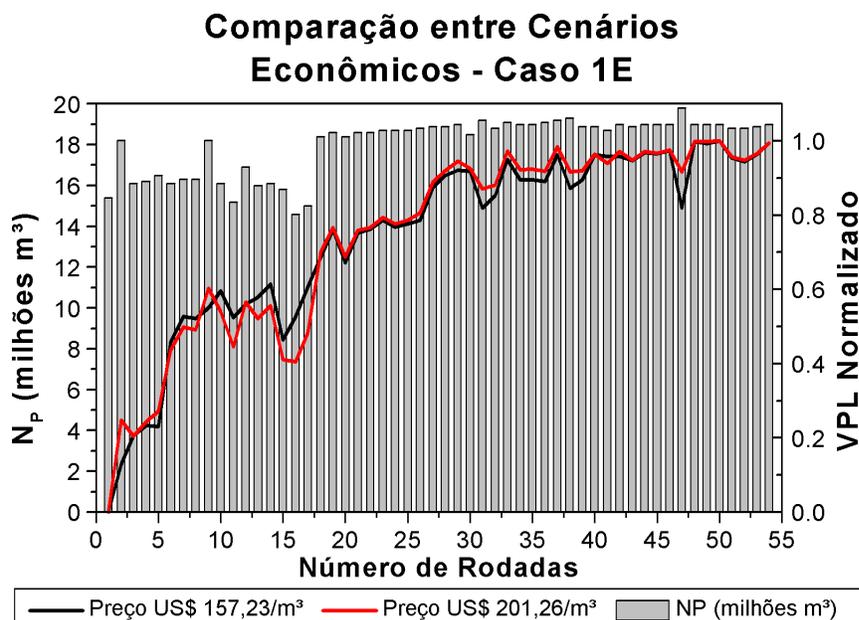


Figura 6-39 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1E

6.1.3 Exemplo utilizando óleo pesado de grau API 15 com permeabilidades constantes

Diferentemente do que ocorreu para o exemplo que utilizava óleo leve, as diferenças observadas entre as estratégias de produção do exemplo que utilizava óleo pesado para os Casos 1D e 1E não foram tão significativas. Assim foram cogitadas duas possibilidades para tal fato: (1) o elevado custo por poço não permitia que novos poços fossem perfurados em zonas de menor produtividade e (2) as fortes heterogeneidades do reservatório, para um exemplo que utilizava

óleo pesado, foram determinantes do processo de otimização, fazendo com que casos com diferentes níveis de restrição resultassem em estratégias de produção com número de poços produtores semelhantes.

Passo 1

Foi utilizado o custo baixo de perfuração dos poços no valor de US\$ 4 milhões no lugar do custo alto de US\$ 11,5 milhões. A partir das estratégias finais de produção definidas no item anterior para cada um dos casos, foram realizadas uma série de modificações, onde foram abertos novos poços produtores ou injetores, buscando assim aumentar o VPL. Foram realizadas 4 simulações adicionais para o Caso 1D e 12 para o Caso 1E. Pode ser observado a partir da Figura 6-40, que nenhuma das alterações realizadas resultou em ganho de VPL, mostrando que para o modelo de reservatório com canais e utilizando óleo pesado, a redução de investimento não resultou em alteração da estratégia final de produção.

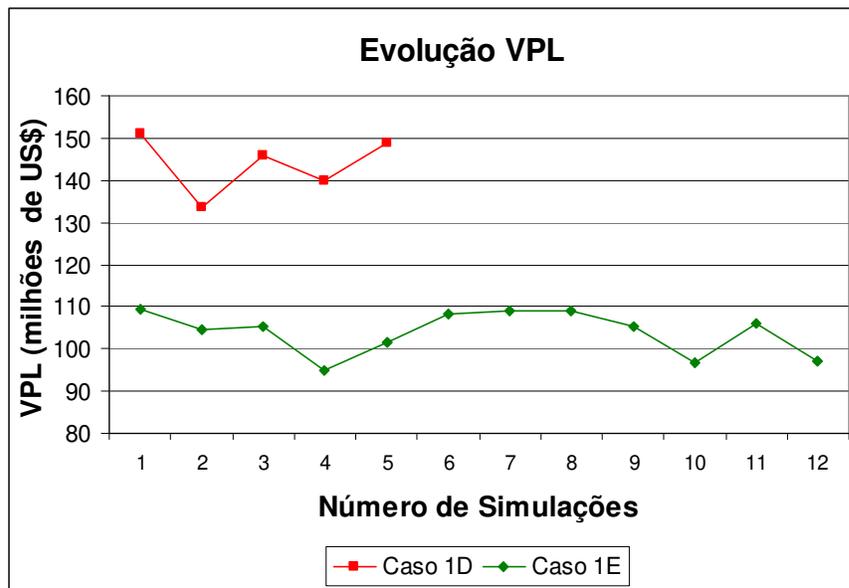


Figura 6-40 Evolução do VPL considerando investimento reduzido – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório com canais

Visando avaliar a influência que as heterogeneidades relacionadas com a permeabilidade, foi utilizado o modelo de reservatório homogêneo. Dessa forma, a partir da estratégia final de cada um dos casos, as mesmas alterações foram repetidas para o modelo de reservatório

homogêneo utilizando novamente o custo de perfuração de poços de US\$ 4 milhões. A partir da Figura 6-41 pode ser observado que para o modelo de reservatório homogêneo, as mesmas alterações que anteriormente não melhoraram o VPL do caso como o modelo de reservatório com canais, resultaram em aumento do VPL. Deve-se notar que as modificações não foram sequenciais, de modo que as alterações sempre eram feitas a partir da estratégia utilizada na primeira rodada. Pode-se notar que tanto para o Caso 1D (na rodada 4) quanto para o Caso 1E (nas rodadas 3, 5, 7 e 8) a adição de poços em resultou em melhoria do VPL.

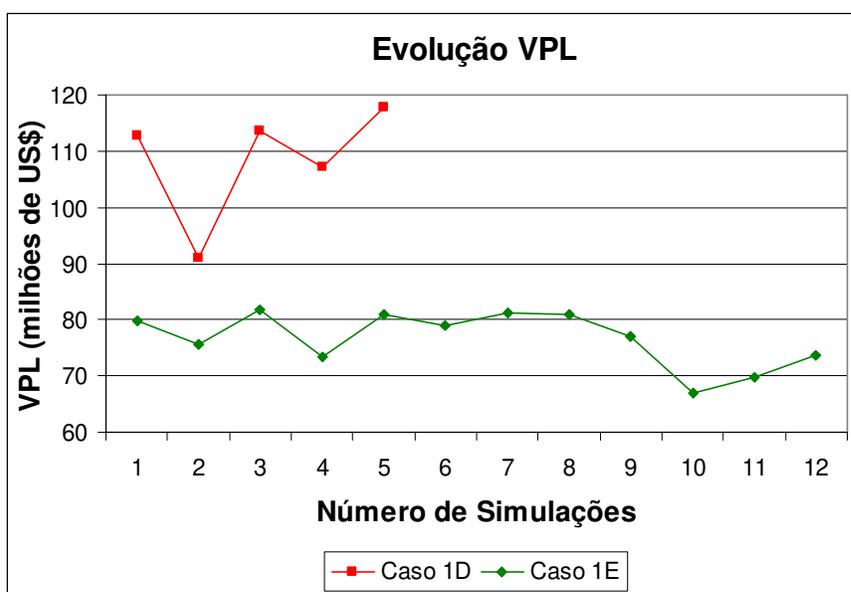


Figura 6-41 Evolução do VPL considerando investimento reduzido – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

Passo 2

Desse modo, a partir da estratégia final obtida para os Casos 1E e 1F, foi realizado o processo de otimização da estratégia de produção para os Casos 1F e 1G, respectivamente. Foram utilizados os mesmos níveis de restrição do item anterior e o custo de perfuração dos poços de US\$ 4 milhões. É ressaltado que o presente exemplo foi o único que não utilizou como estratégia inicial de produção a configuração de poços apresentada na Figura 6-1. A evolução do VPL ao longo das rodadas do processo de otimização encontra-se na Figura 6-42 e em ambos os casos os casos foi necessário um número de simulações próximo a 37 para concluir o processo.

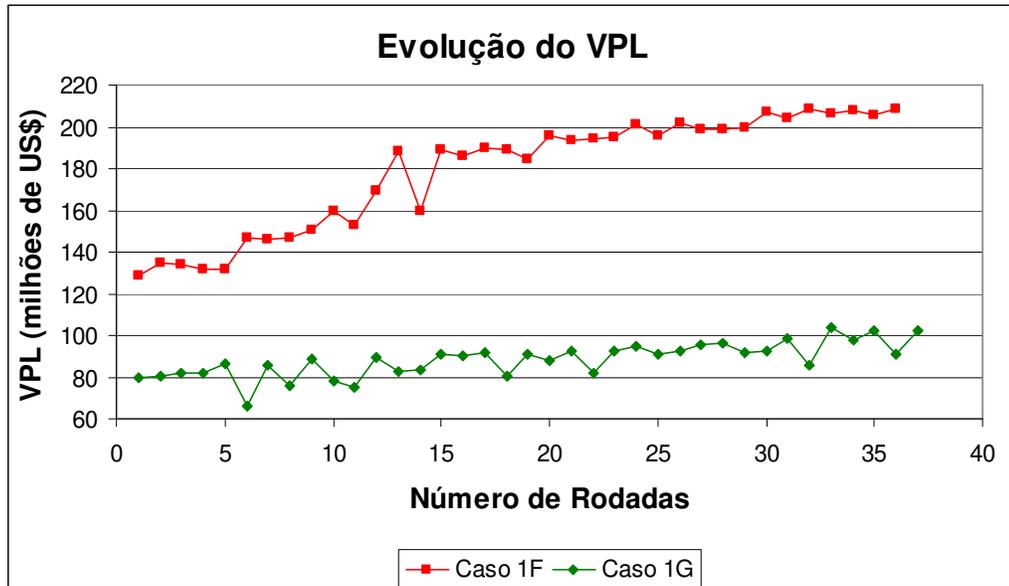


Figura 6-42 Evolução do VPL ao longo das rodadas – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

No caso com reservatório homogêneo, a partir do gráfico que correlaciona N_p e VPL da Figura 6-43, pode-se visualizar que os dois casos tiveram seus pontos localizados em regiões distintas do gráfico. Observa-se que para o Caso 1G o máximo do VPL foi obtido com valores intermediários de N_p enquanto que no Caso 1F o máximo de VPL coincidiu com os maiores valores de N_p . De fato, os N_p obtidos nas estratégias finais dos dois casos foram próximos, embora os valores de VPL tenham sido distintos.

Na Figura 6-44, encontra-se a correlação entre W_p e VPL, onde pode-se observar que no Caso 1G os maiores valores de VPL correspondem aos menores valores de W_p , enquanto que no Caso 1F os maiores VPL correspondem aos maiores W_p . O mesmo comportamento é observado na Figura 6-45 onde para o Caso 1G os maiores valores de VPL correspondem aos menores valores de W_{INJ} e no Caso 1F os maiores VPL correspondem aos maiores W_{INJ} .

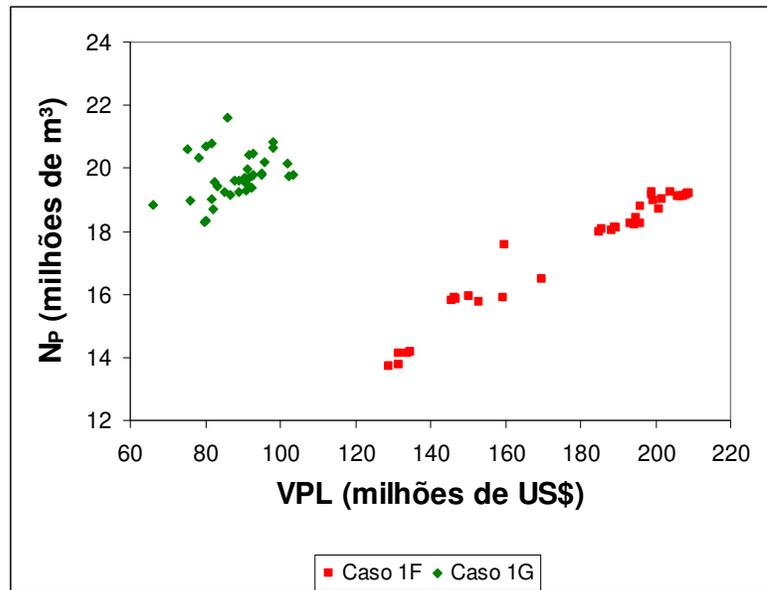


Figura 6-43 Correlação entre N_P e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

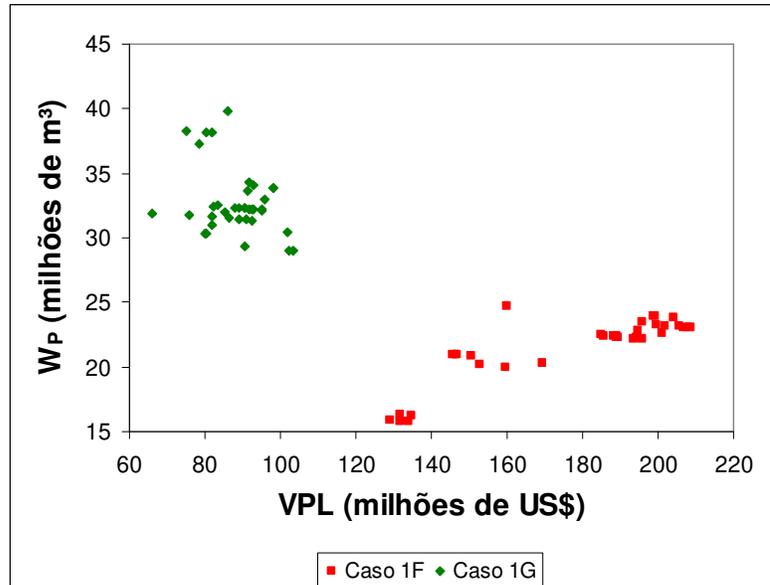


Figura 6-44 Correlação entre W_P e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

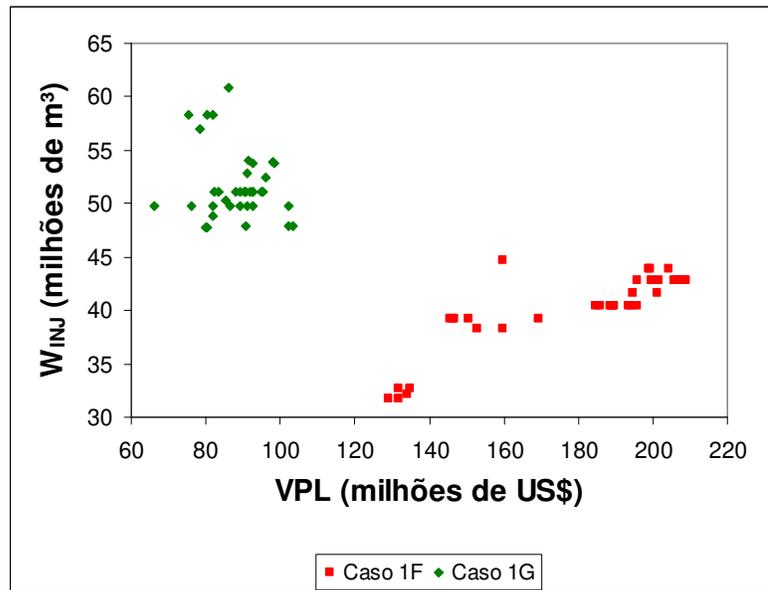


Figura 6-45 Correlação entre W_{INJ} e VPL – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

Passo 3

Pode-se visualizar o comportamento das vazões de produção dos dois casos a partir da Figura 6-46. Nota-se que o Caso 1G atingiu o patamar de 20.000 m³/d de produção de líquidos por volta do meio do quinto ano, enquanto que o Caso 1F atingiu seu limite de 10.000 m³/d por volta do início do terceiro ano sem oscilações posteriores. O pico da produção de óleo foi alcançado no meio do segundo ano para os dois casos e teve um valor próximo a 9000 m³/d. A produção de água iniciou-se, para ambos os casos, quase que simultaneamente no meio do primeiro ano e pôde-se observar um rápido crescimento da mesma no Caso 1G a partir do quarto ano. Diferentemente do que foi obtido para os casos utilizaram o modelo de reservatório com canais e óleo pesado (Casos 1D e 1E), que apresentavam tempos de produção próximos, nos Casos 1G e 1F os tempos de produção foram de 9 anos e 12 anos, respectivamente.

As vazões de injeção e o comportamento da pressão são apresentados na Figura 6-47, onde foi observada novamente uma rápida queda da pressão do reservatório nos dois casos, com posterior recuperação da mesma apenas para o Caso 1F a partir do terceiro ano. A pressão do reservatório para o Caso 1G permaneceu sempre em valores baixos, com tal fato sendo explicado pelo elevado número de poços produtores perfurados. Novamente foi realizado o abandono de

um poço injetor para o caso com restrição de 10.000 m³/d (Caso 1F). O poço foi fechado por volta do quinto ano por causa da redução da vazão de injeção do mesmo e novamente observou-se uma redução da pressão do reservatório, porém sem queda da produtividade do mesmo.

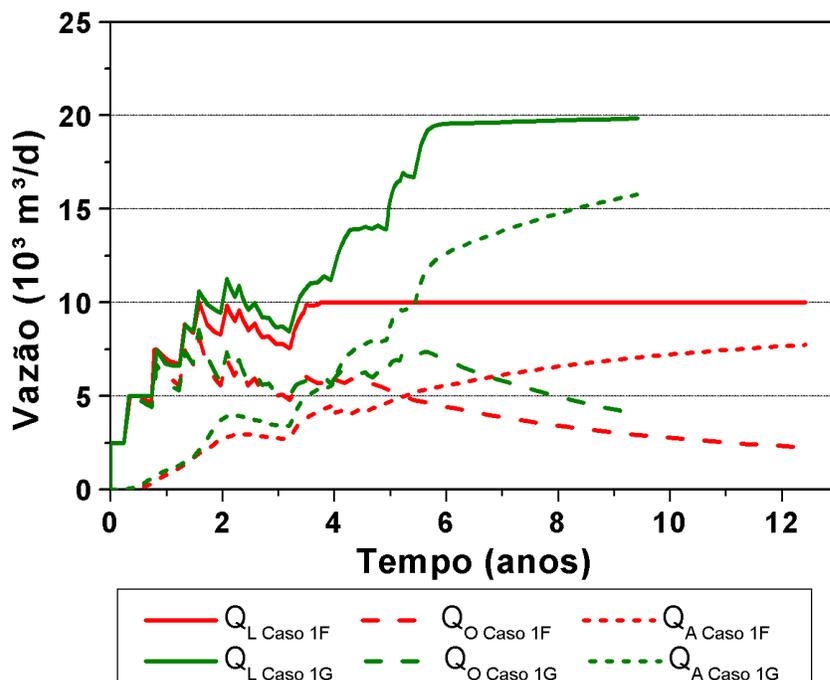


Figura 6-46 Comportamento das vazões de produção do reservatório – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

Nas Figuras 6-48 e 6-49 é mostrado o comportamento da produção de líquidos dos poços para os Casos 1F e 1G, respectivamente. Na Figura 6-48 pode-se observar que inicialmente alguns poços produziram na vazão máxima permitida e em seguida a mesma caiu em função da queda de pressão do reservatório e a partir do quarto ano. Embora a pressão do reservatório tenha se recuperado, as vazões dos poços permaneceram em valores inferiores a 2500 m³/d devido à restrição de vazão da unidade de produção. Tal fato pode ser constatado na Figura 6-50, onde é visto que a BHP dos poços operara acima do seu valor limite nesse período.

Na Figura 6-49, é observado para o Caso 1G, que a vazão de líquidos dos poços produtores entrou em declínio por volta do segundo ano e posteriormente nenhum deles voltou a operar na vazão máxima permitida, constatando-se ainda que apenas o poço PH-05 alcançou

valores próximos a este limite. A partir da Figura 6-51, que mostra o comportamento da BHP dos poços produtores para o Caso 1G, observa-se a queda de produtividade dos poços ocorreu devido a queda de pressão do reservatório e não a algum tipo de controle da produção, tendo em vista que a BHP dos mesmos, a partir do segundo ano, permaneceram em seu limite inferior para todos os poços.

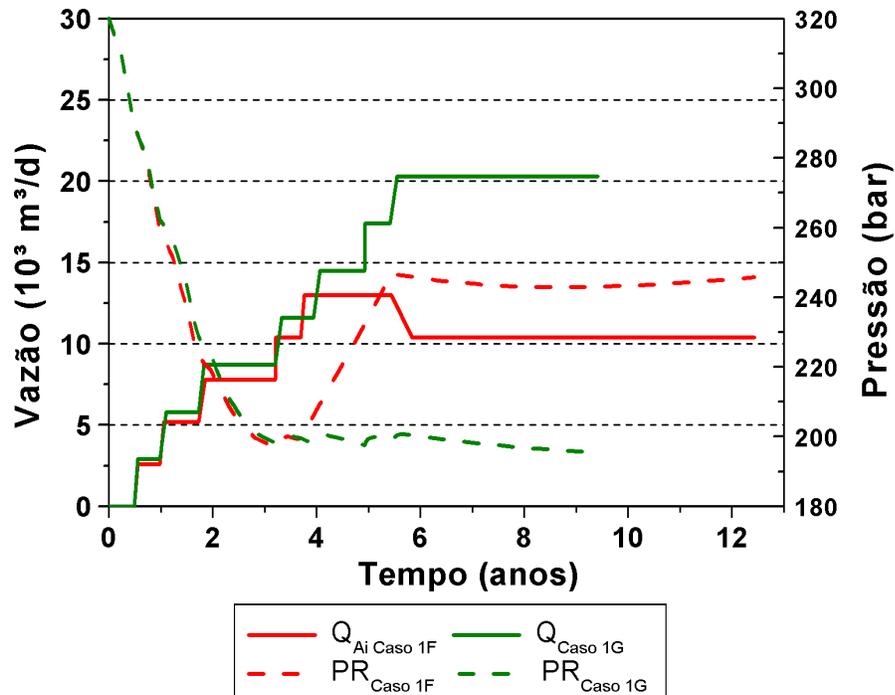


Figura 6-47 Vazões de injeção vs. Tempo – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

É mostrada nas Figuras 6-52 e 6-53 a estratégia final de produção obtida para os Casos 1F e 1G, respectivamente. No Caso 1F a estratégia foi finalizada com 19 poços, sendo 14 poços produtores e 5 poços injetores. No Caso 1G a estratégia final tem 23 poços, sendo 16 poços produtores e 7 poços injetores. É observado mais uma vez que alguns poços têm posicionamento coincidente, porém a disposição geral dos mesmos é diferente. Nota-se que mesmo utilizando um modelo com permeabilidade constante, houve novamente uma tendência dos poços produtores ficarem localizados na região central do reservatório. Tal fato explica-se, pelo fato do reservatório não ser totalmente homogêneo, tendo variações na sua geometria, distribuição de porosidades e na espessura porosa.

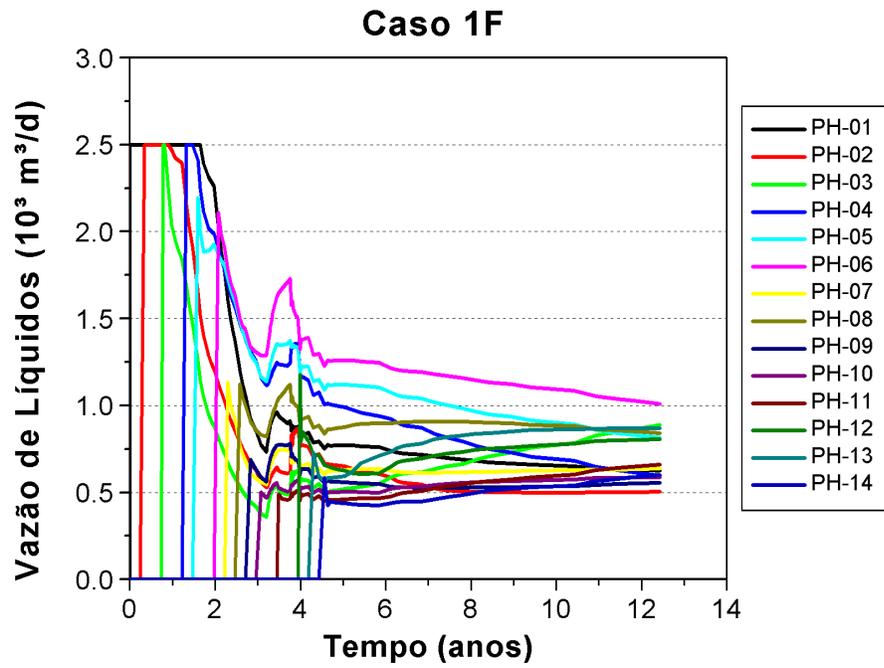


Figura 6-48 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1F

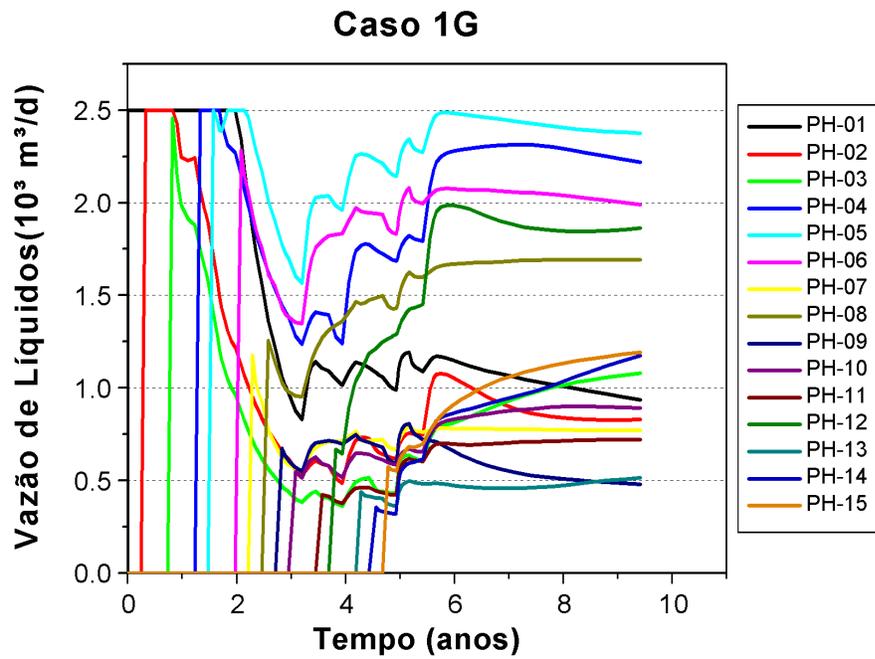


Figura 6-49 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 1G

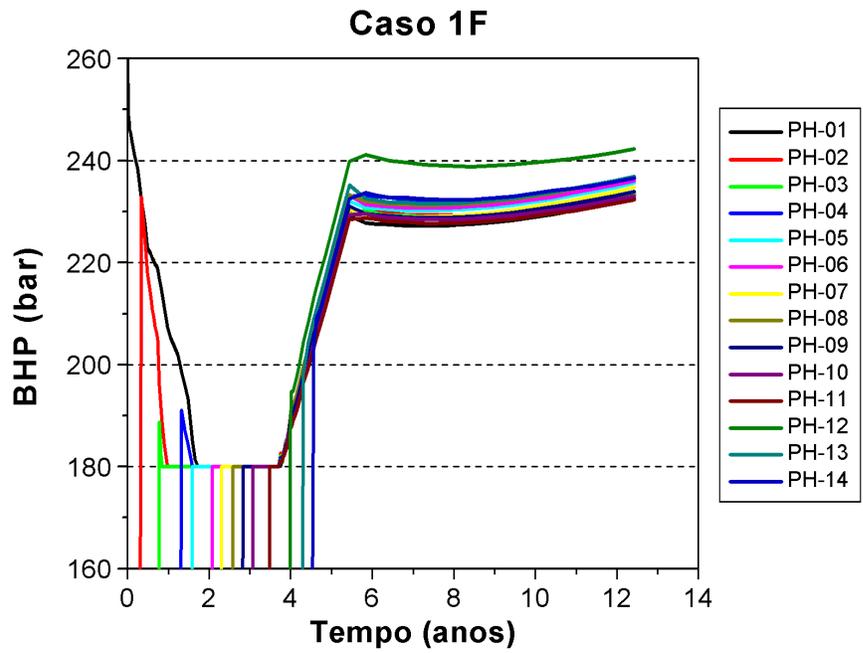


Figura 6-50 Comportamento da BHP – Caso 1F

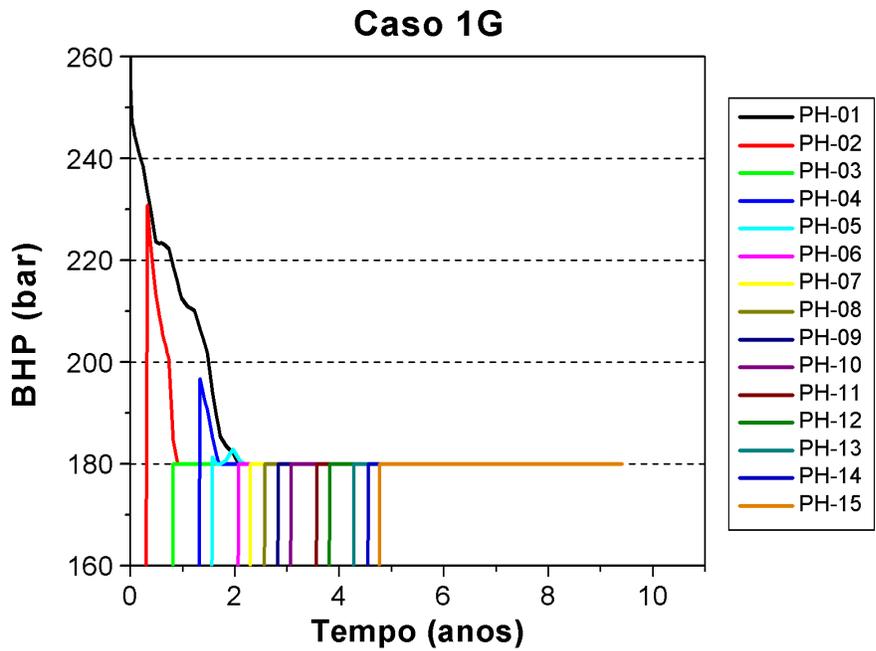


Figura 6-51 Comportamento da BHP – Caso 1G

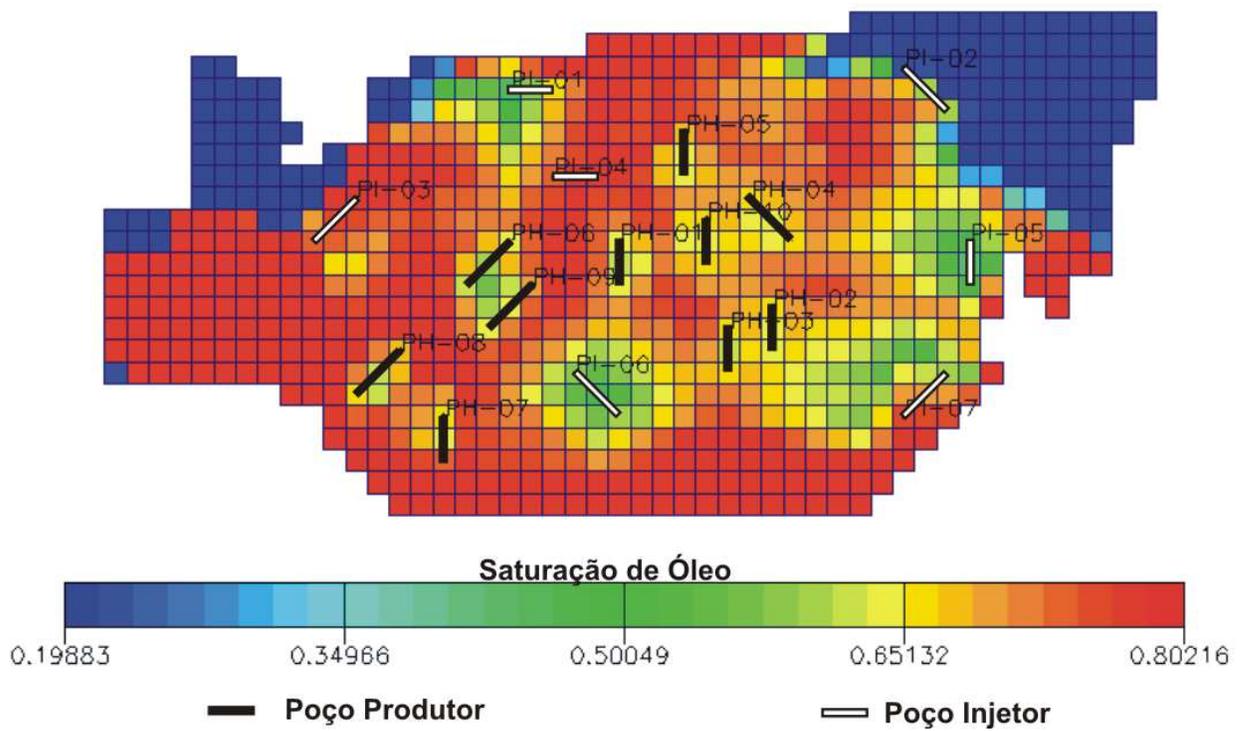


Figura 6-52 Estratégia final de produção – Caso 1F

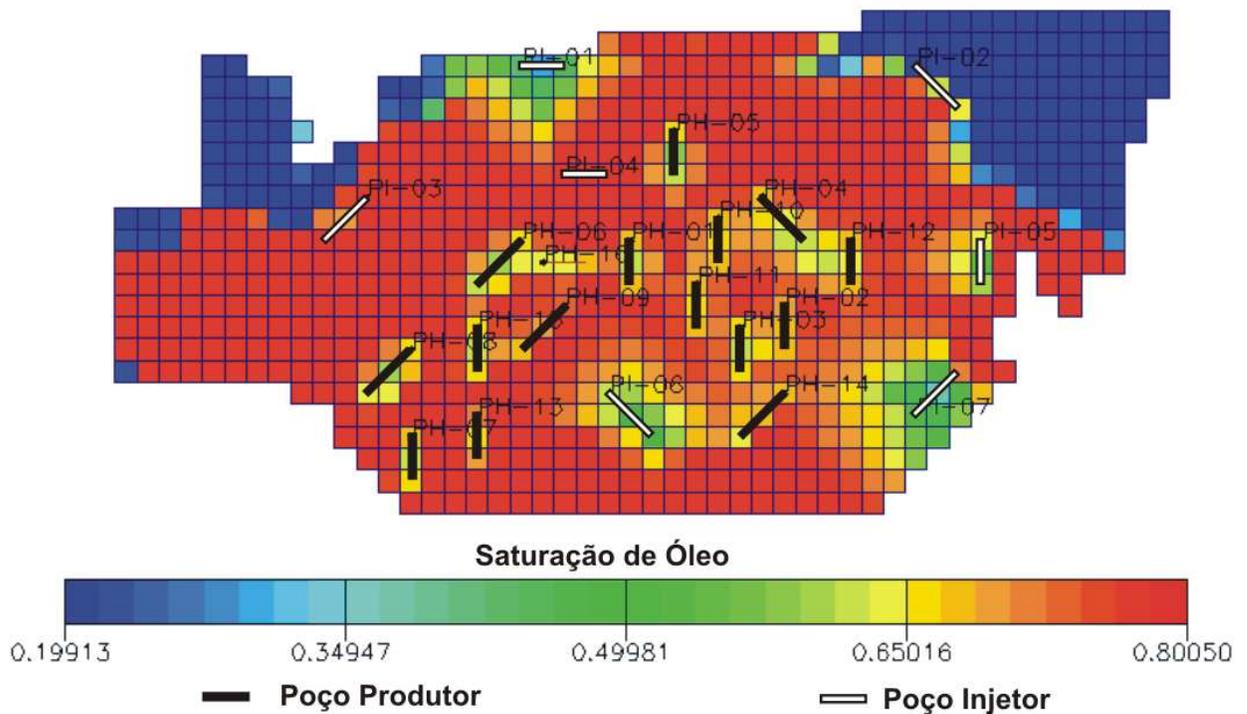


Figura 6-53 Estratégia final de produção – Caso 1G

A partir das Figuras 6-54 e 6-55 pode ser observada uma correlação entre o número de poços e o VPL obtido em cada uma das rodadas. Os Casos 1F e 1G utilizaram como estratégias iniciais, as estratégias finais obtidas para os Casos 1D (que continha 15 poços, sendo 10 produtores e 5 injetores) e 1E (que continha 17 poços, sendo 10 produtores e 7 injetores), respectivamente. Ao longo do processo de otimização pode-se observar que, contrariamente aos casos anteriores, o número de poços tende a aumentar até que o VPL seja maximizado. Tal fato deve-se à diferente estratégia inicial utilizada, que contava com um número menor de poços, à permeabilidade constante do modelo e ao menor custo de perfuração dos poços, que possibilitaram utilizar uma estratégia com um maior número de poços, permitindo assim um maior adensamento dos mesmos na região central do reservatório.

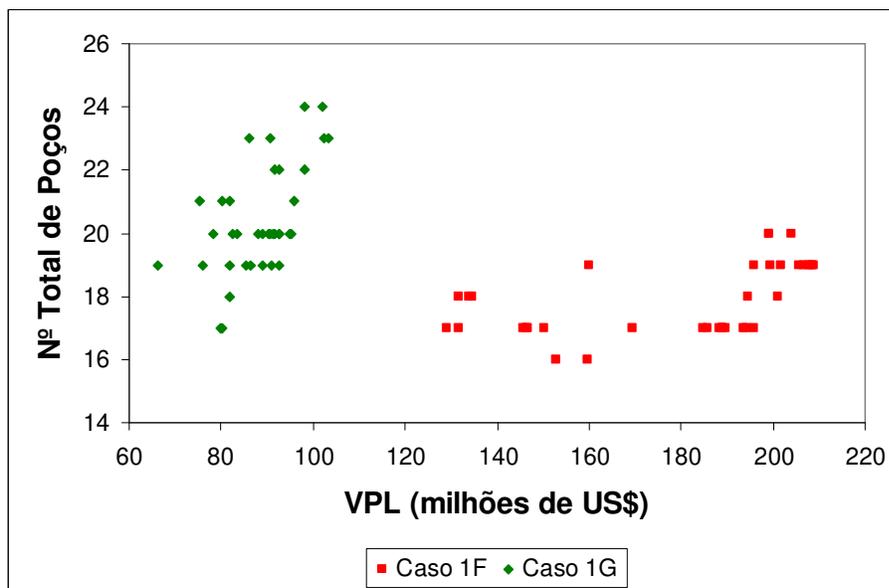


Figura 6-54 Evolução do número total de poços ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

Passo 4

Diferente do que foi observado nos outros casos que consideraram a limitação da vazão de líquidos da unidade de produção, os Casos 1F e 1G apresentaram incremento do VPL a partir da adição de novos poços. Tal fato deve-se a dois motivos: (1) a estratégia inicial utilizada possuía um número menor de poços produtores e injetores e (2) para a perfuração dos poços foi utilizado o custo baixo (US\$ 4 milhões).

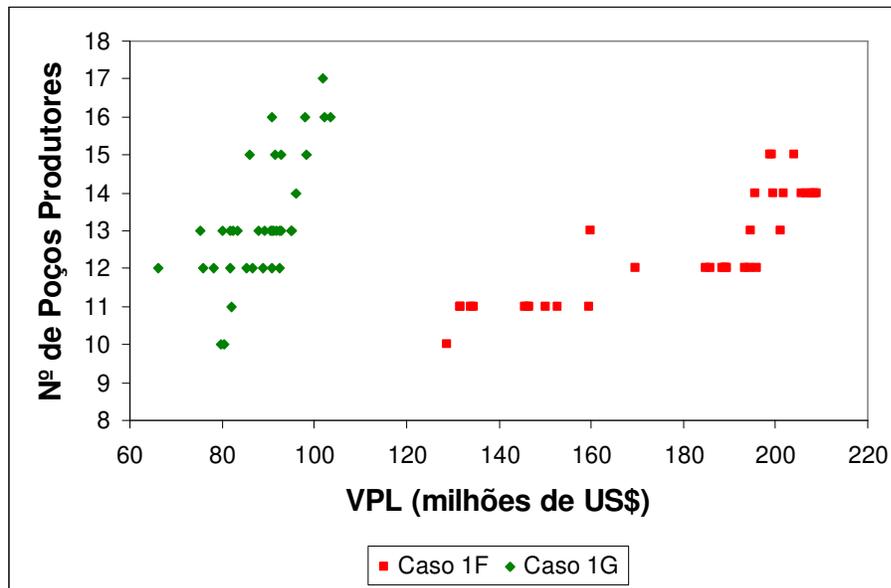


Figura 6-55 Evolução do número de poços produtores ao longo do processo de otimização – Exemplo utilizando óleo pesado com reservatório homogêneo

Como a estratégia inicial utilizada já estava pré-otimizada, com os poços localizados em regiões de boa produtividade, não foram observados poços com baixo VPL. Dessa forma, as primeiras alterações realizadas foram a adição de novos poços produtores e injetores tanto para o caso sem restrições (Caso 1G), quanto para o caso com restrições (Caso 1F). Para os dois casos, a adição de novos poços produtores se mostrou eficiente, possibilitando um gradual aumento do VPL. A adição novos poços injetores e a alteração do cronograma de perfuração foram testados visando amenizar a queda de pressão do reservatório, porém em momento algum essas alterações propiciaram aumento do VPL. No Caso 1F, em virtude da restrição de vazão adotada, a exclusão de dois poços injetores apresentou melhoria do VPL ao longo do processo de otimização, ao contrário da adição dos mesmos.

Observa-se nas Figuras 6-52 e 6-53 que apesar do número elevado de poços ainda existem algumas regiões na primeira camada do reservatório que apresentaram elevada saturação de óleo. Nota-se ainda que nos Casos 1F e 1G, devido ao custo mais baixo de perfuração dos poços, foi possibilitado perfurar mais poços na região central do reservatório, onde é observada uma maior concentração de poços produtores em comparação com as estratégias obtidas para os Casos 1D e 1E, respectivamente.

Passo 5

Novamente, foi feita uma comparação entre os VPL obtidos em cada um dos casos com o VPL seria obtido caso fosse aplicada a restrição de vazão de líquidos de 10.000 m³/d (Caso 1F-G) para a estratégia obtida no Caso 1G, que pode ser visualizada a partir da Figura 6-56. Novamente observa-se que o caso otimizado com as restrições desde o início (Caso 1F) apresenta VPL superior (25 %) ao caso com as restrições aplicadas à estratégia final do Caso 1G (Caso 1F-G).

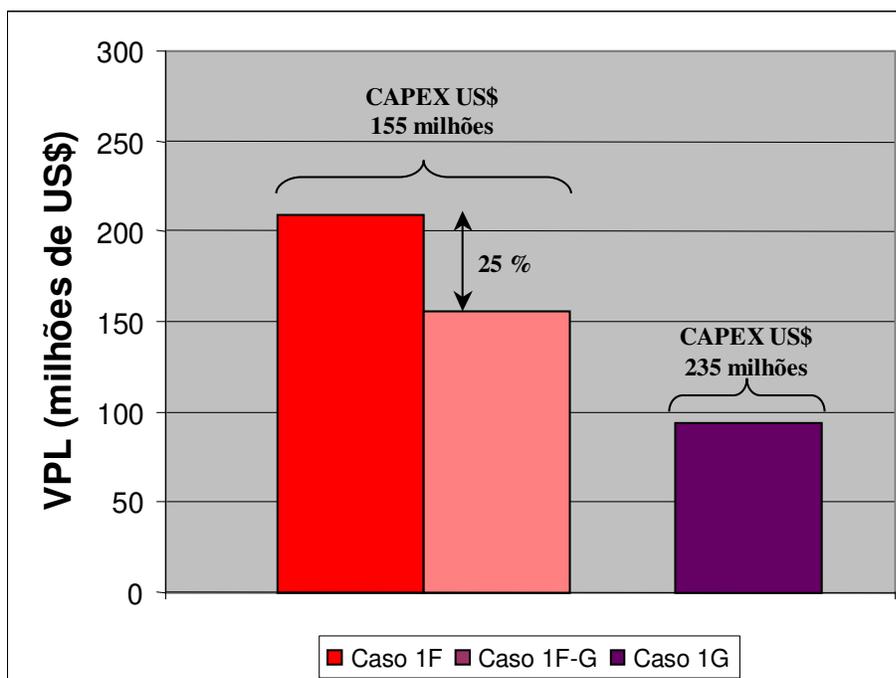


Figura 6-56 Análise comparativa entre o VPL dos casos otimizados com restrição de vazão – Exemplo com reservatório homogêneo utilizando óleo pesado

São apresentados os valores de VPL e vazões de produção e injeção de fluidos para cada um dos casos que utilizaram o óleo pesado com o modelo de reservatório homogêneo na Tabela 6-3. Nota-se que ocorre um ganho de VPL do Caso 1F-G em relação ao Caso 1G devido à redução do investimento, causada pela troca de plataforma, e dos custos de produção, ocasionados pela diminuição de W_P e W_{INJ} . Observa-se ainda que os Casos 1F e 1G possuem valores de N_P semelhantes, diferindo nos valores de W_P e W_{INJ} . Embora o Caso 1F-G apresente menores valores de W_P e W_{INJ} que o Caso 1F, o primeiro também apresenta um menor N_P , resultando dessa maneira em um menor VPL.

Tabela 6-3 Valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos

Casos	VPL (milhões de US\$)	N_P (milhões de m³)	W_P (milhões de m³)	W_{INJ} (milhões de m³)	OIP (milhões de m³)	FR
Caso 1F	208.8	19.2	23.0	42.8	93.8	17.0%
Caso 1F-G	155.9	15.4	15.8	33.6	97.6	13.6%
Caso 1G	93.5	19.8	29.0	47.9	93.3	17.5%

Passo 6

Nas Figuras 6-57 e 6-58 foi analisado o impacto que a variação do preço teria sobre a definição da estratégia de produção, onde pode ser vista a comparação entre cenários econômicos para os Casos 1F e 1G, respectivamente. Para o Caso 1F pode ser notado que embora os cenários sejam diferentes, as curvas de evolução do VPL normalizado têm formatos semelhantes e as estratégias de maior VPL são coincidentes. No Caso 1G, a partir da Figura 6-58, pode-se constatar que o formato da curva é semelhante, mas as estratégias com maior VPL não são coincidentes. Enquanto que para o preço do óleo em US\$ 157,23/m³ a melhor estratégia está definida na rodada 34, para o preço do óleo em US\$ 201,26/m³ a melhor estratégia está definida na rodada 35, onde o incremento de N_P possibilitou incremento do VPL mesmo com o aumento dos custos de produção.

6.2 Influência do *Gas-Lift*

6.2.1 Exemplo utilizando óleo intermediário de grau API 22.

Passo 1

Para o exemplo com limitação da disponibilidade de gás para o *gas-lift* contínuo (GCL), foram analisados quatro casos: um caso com disponibilidade ilimitada de gás (Caso 2A), um caso com a disponibilidade de gás limitada em 1.200.000 m³/d (Caso 2B), um outro caso com disponibilidade limitada em 800.000 m³/d (Caso 2C) e um caso onde as quedas de pressão foram consideradas de maneira simplificada (Caso 2D), sendo desprezadas as demais restrições operacionais do sistema de produção. Nesse exemplo foi utilizado um óleo de densidade intermediária, com grau API de 20,6 e viscosidade nas condições de reservatório da ordem de 10 cP.

Comparação entre Cenários Econômicos - Caso 1F

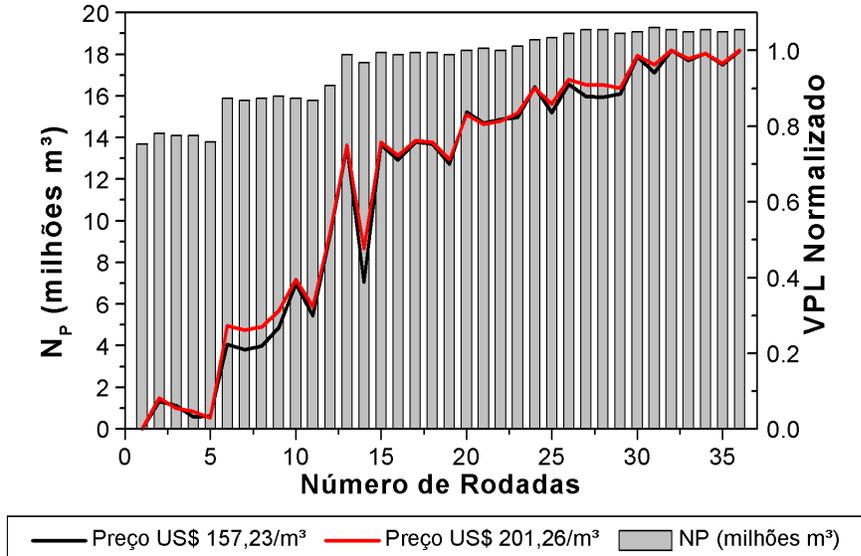


Figura 6-57 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1F

Comparação entre Cenários Econômicos - Caso 1G

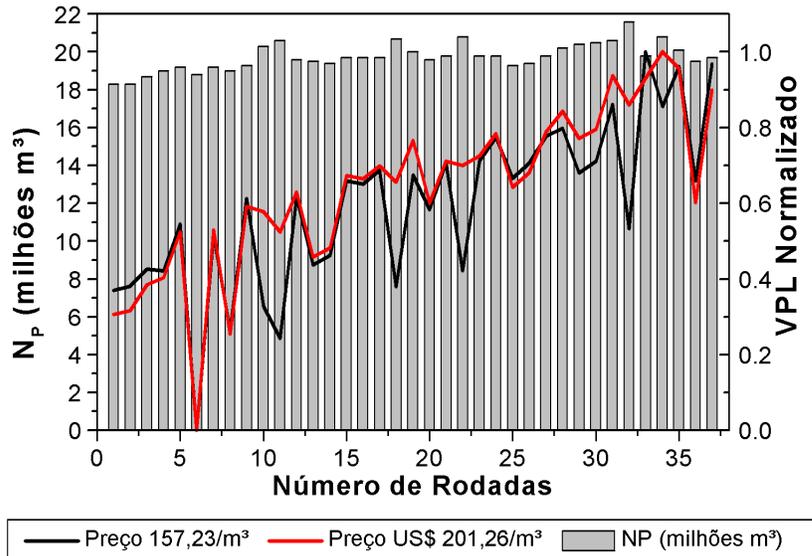


Figura 6-58 Comparação entre cenários econômicos do Caso 1G

Passo 2

No Caso 2D, onde as quedas de pressão foram consideradas de maneira simplificada, a BHP limite foi estimada em 240 bar, considerando uma vazão máxima de líquidos permitida em cada um dos poços de 2200 m³/d. Para realizar essa estimativa foi considerada a geometria de um poço vertical com 3970 m de profundidade, sendo 1000 m de lâmina d'água, diâmetro de 151,2 mm (6 in.), taxa de injeção de gás de 150.000 m³/d, RGO do óleo de 45 m³/m³ e corte de água igual a zero. A curva da BHP em função da vazão de óleo para essa geometria de poço e configurações de escoamento, pode ser observada na Figura 6-59. Observa-se que caso fosse estimada a BHP considerando o mesmo valor de vazão máxima de líquidos permitida por poço dos demais casos, que é de 2500 m³/d, o valor da BHP limite seria de 260 bar, ou seja, um valor bastante elevado. Por esse motivo, optou-se por estimar a BHP limite com o valor de 240 bar que corresponde a uma vazão de 2200 m³/d.

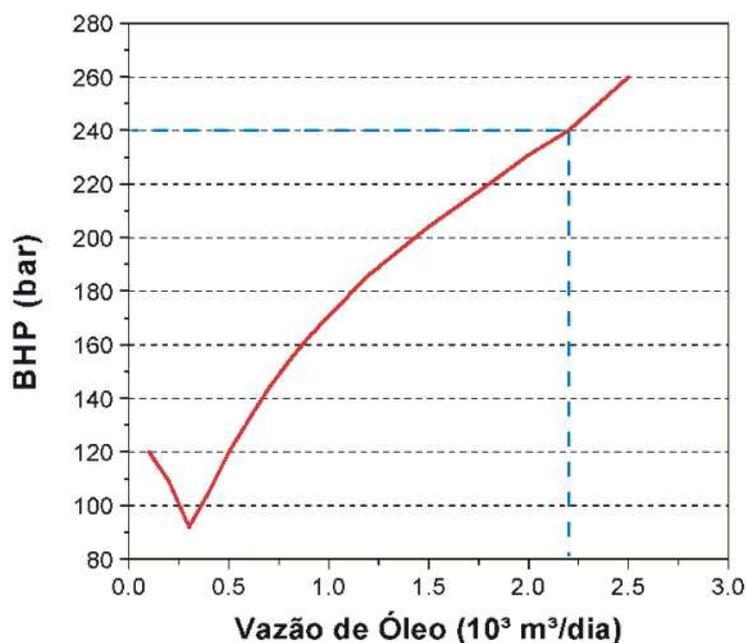


Figura 6-59 Estimativa da BHP Limite para o Caso 2D

Na Figura 6-60 é mostrada a evolução do VPL ao longo das simulações para os quatro casos, mostrando todas as simulações positivas e negativas, inclusive as quatro últimas simulações negativas que são responsáveis pela parada do processo de otimização. Foi observado que o critério de parada foi alcançado com um número distinto de simulações em cada um dos

casos, sendo 47 para o Caso 2A, 43 para o Caso 2B, 42 para o Caso 2C e 39 com o Caso 2D. Na simulação feita a partir da estratégia base, a diferença do VPL obtido entre os Casos 2A, 2B e 2C foi pequena, porém para o Caso 2D o VPL inicial foi próximo a zero. Ao final do processo de otimização a diferença de VPL entre os casos 2A, 2B e 2C aumentou e o VPL do Caso 2D aproximou-se do valor encontrado para o Caso 2C.

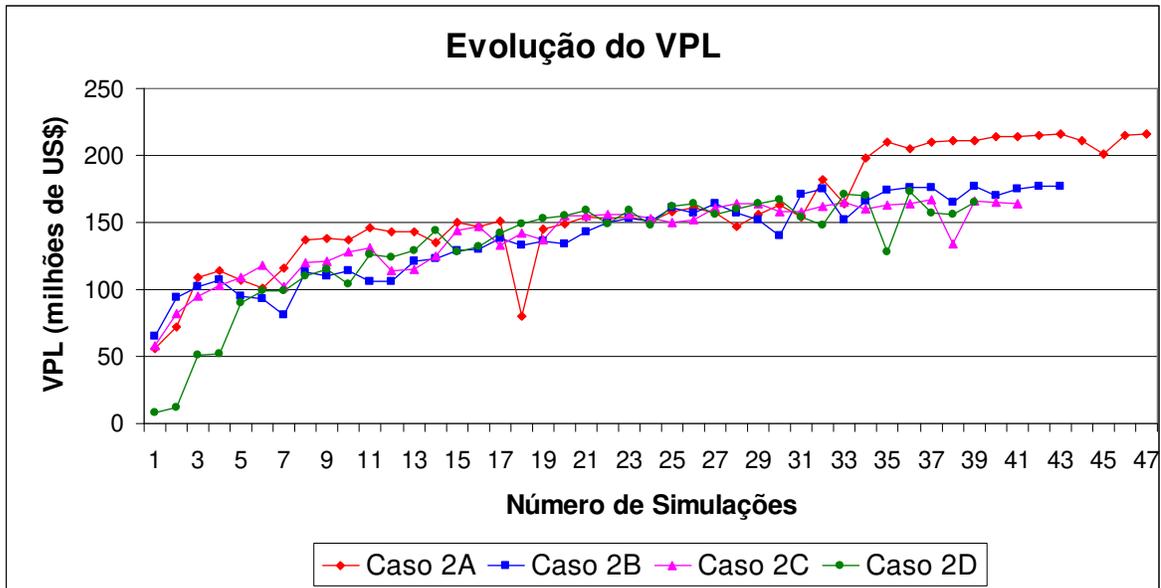


Figura 6-60 Evolução do VPL ao longo das rodadas – Exemplo com utilização de *gas-lift*

A Figura 6-61 apresenta uma correlação entre o N_p e o VPL para cada uma das rodadas dos quatro casos estudados. É observado para os Casos 2A e 2D que os maiores VPL corresponderam aos maiores valores de N_p e que nos Casos 2B e 2C, tal fato não ocorreu, estando os maiores valores de VPL correlacionados com os valores intermediários de N_p . Observa-se na Figura 6-62, que no Caso 2A os maiores valores de VPL não apresentaram correlação com os menores W_p e que nos Casos 2B, 2C e 2D uma menor produção de água foi correlacionada com os maiores valores de VPL. Comportamento similar pode ser observado na Figura 6-63, onde no Caso 2A os menores valores de W_{INJ} não corresponderam aos maiores VPL, com o contrário ocorrendo novamente nos Casos 2B, 2C e 2D, onde a menor quantidade de injeção de água resultou em maiores valores de VPL.

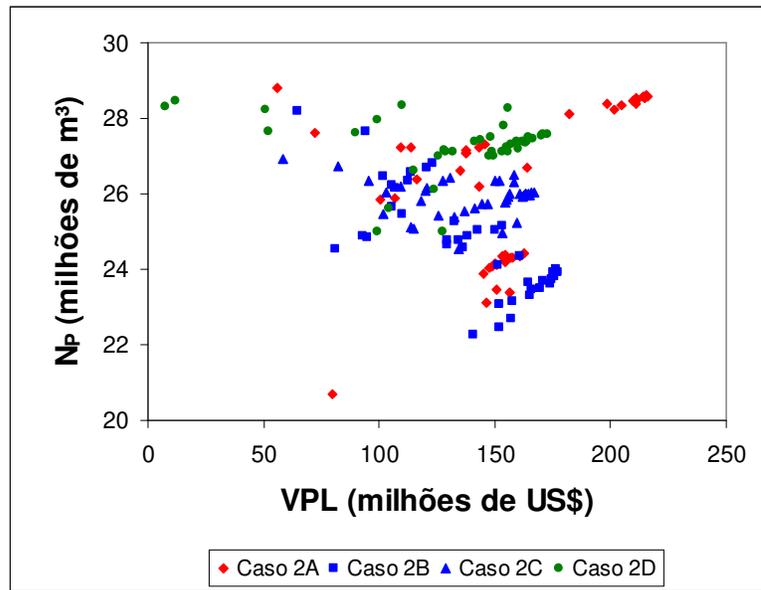


Figura 6-61 Correlação entre N_p e VPL – Exemplo com utilização de *gas-lift*

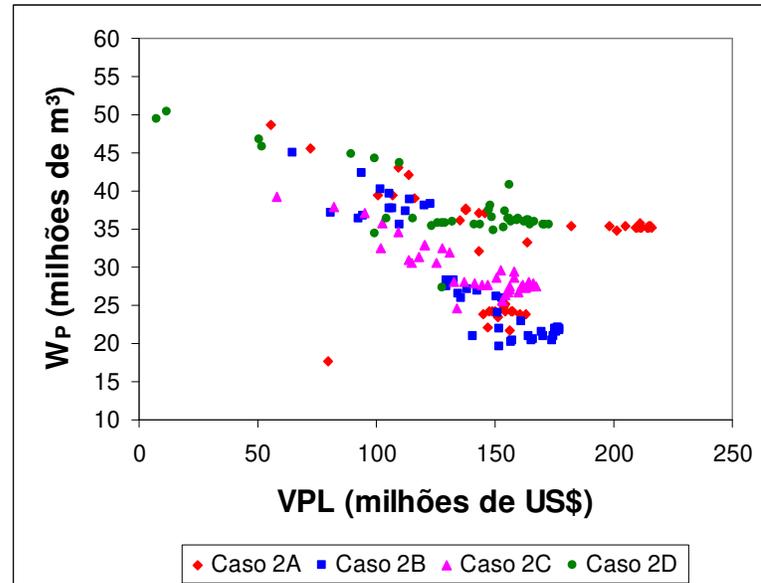


Figura 6-62 Correlação entre W_p e VPL – Exemplo com utilização de *gas-lift*

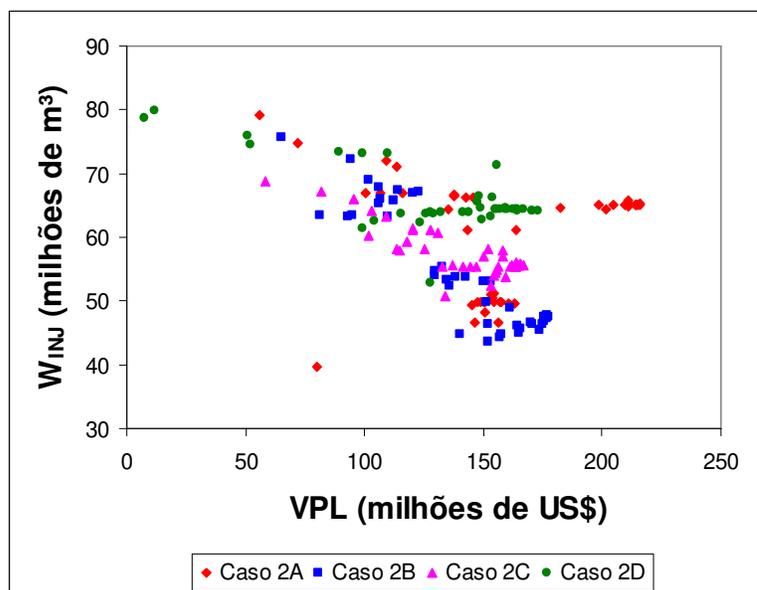


Figura 6-63 Correlação entre W_{INJ} e VPL – Exemplo com utilização de *gas-lift*

Passo 3

A Figura 6-64 mostra o comportamento da vazão dos fluidos produzidos ao longo dos anos para os quatro casos estudados. Pode ser observado que em nenhum dos casos houve restrição quanto à vazão de líquidos do sistema de produção, com os Casos 2A e 2B atingindo patamares de produção próximos a $17.000 \text{ m}^3/\text{d}$, o caso 2C atingindo um patamar próximo a $16.000 \text{ m}^3/\text{d}$ e o Caso 2D atingindo um patamar na casa de $22.000 \text{ m}^3/\text{d}$. Pode ser observado que, até o segundo ano, o Caso 2D operou com a vazão de líquidos inferior à vazão dos demais casos em que as quedas de pressão foram consideradas dinamicamente. Tal fato pode ser explicado pelo maior valor limite de BHP no presente caso que nos outros três, de modo que a vazão só aumentou a partir do momento que a pressão do reservatório recuperou-se devido à injeção de água no mesmo.

Pode ser observado ainda que, para os quatro casos, a produção de água iniciou-se em períodos praticamente iguais, ou seja, ao final do primeiro ano. Tal fato pode ser explicado em virtude dos quatro casos estudados não considerarem restrições relativas à vazão de líquidos. Para todos os casos o pico da produção de óleo ocorre por volta do meio do quarto ano e tem um valor próximo à casa dos $10.000 \text{ m}^3/\text{d}$, quando a produção de água do reservatório já atinge valores iguais ou superiores a $5.000 \text{ m}^3/\text{d}$. Pode ainda ser observado que no Caso 2A o tempo de

produção ficou em torno de 12 anos, enquanto que nos Casos 2B, 2C e 2D o tempo de produção foi de 11 anos.

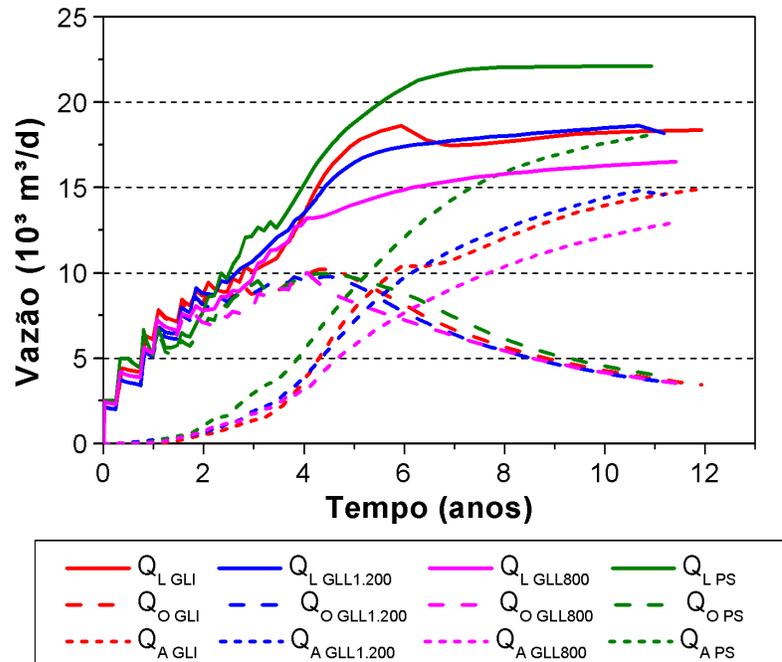


Figura 6-64 Comportamento das vazões de produção do reservatório – Exemplo com utilização de gas-lift

A Figura 6-65 mostra o comportamento da pressão e da vazão de injeção de água no do reservatório ao longo dos anos. Pode ainda ser observado que em função da maior BHP limite para Caso 2D, a pressão do reservatório chega a um valor mínimo de 265 bar, enquanto que nos Casos 2A, 2B e 2C a mesma chega a valores de 215, 255 e 260 bar, respectivamente. Com relação às vazões de injeção de água observa-se que o Caso 2D atingiu um patamar em torno 22.000 m³/d, os Casos 2A e 2B atingiram um patamar de 18.000 m³/d e o Caso 2C atingiu um patamar de 16.000 m³/d.

Por volta do sexto ano, observa-se para o Caso 2A, na Figura 6-64, uma queda da vazão de líquidos e na Figura 6-65, uma queda da vazão de água injetada e da pressão do reservatório. Tais fatos devem-se ao abandono de um poço injetor no mesmo período. O presente poço foi fechado, pois o mesmo estava tendo sua vazão de injeção reduzida gradativamente em função da elevação da pressão no local onde o mesmo estava perfurado. Assim, optou-se por fechar tal

injetor quando sua vazão de injeção estava iniciando o declínio. Essa ação resultou num incremento do VPL para o presente caso em função da melhoria do desempenho dos outros poços injetores. Fechando esse poço injetor, foi evitada uma elevação demasiada da pressão na região em que os outros poços injetores estavam completados, possibilitando que estes injetassem em suas capacidades máximas, e ainda foi possível reduzir o volume de água injetado, e conseqüentemente produzido.

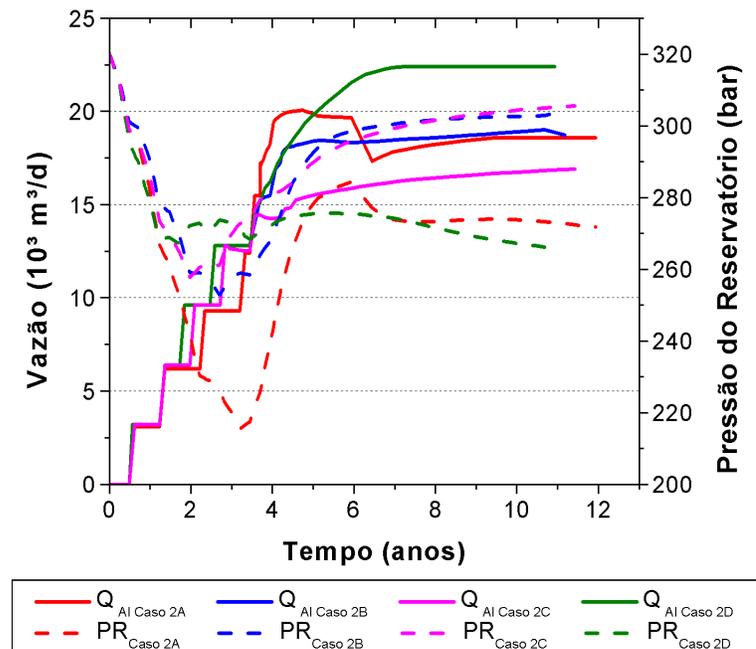


Figura 6-65 Comportamento das vazões de injeção e pressão do reservatório – Exemplo com utilização de *gas-lift*

Nas Figuras 6-66 a 6-68 é visualizado o comportamento da vazão de gás injetado de cada um dos poços produtores para os casos 2A, 2B e 2C, respectivamente. Pode ser observado que no Caso 2A, onde não existia limitação do gás disponível para o GLC na unidade de produção, todos os poços operam na vazão máxima de injeção permitida de 200.000 m³/d. Nos casos 2B e 2C onde existe limitação da disponibilidade de gás, os poços não operam na máxima vazão de injeção de gás permitida, ocorrendo uma alocação otimizada do limite do gás disponível entre os poços de modo que a produção de óleo seja maximizada. É observado que no Caso 2B a vazão de gás injetada nos produtores varia entre 75.000 m³/d (Poço PH-04) e 160.000 m³/d (Poço PH-09),

enquanto que no Caso 2C existe uma tendência que as vazões médias de gás injetado se situem próximo 70.000 m³/d.

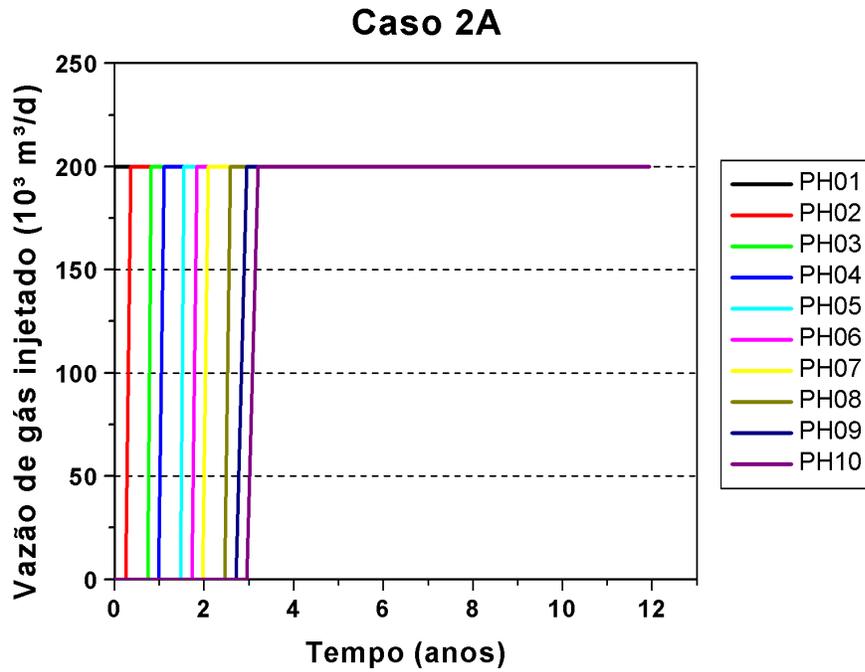


Figura 6-66 Vazão de gás injetado durante o GLC – Caso 2A

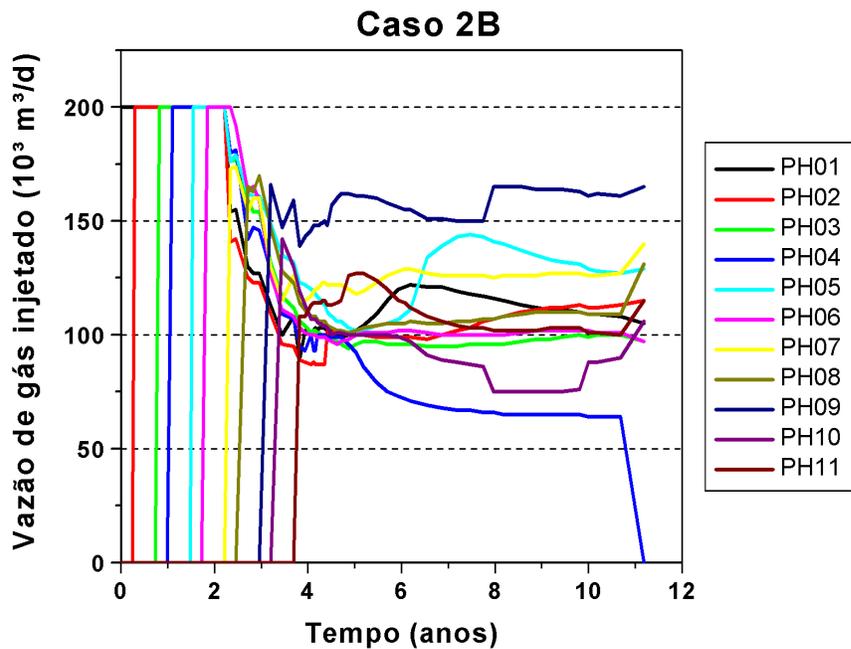


Figura 6-67 Vazão de gás injetado durante o GLC – Caso 2B

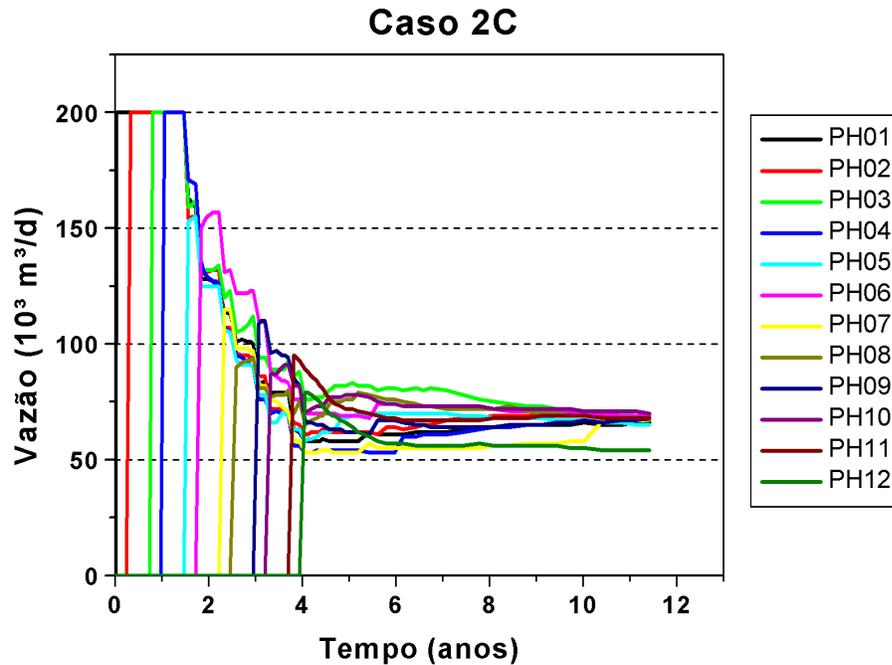


Figura 6-68 Vazão de gás injetado durante o GLC – Caso 2C

As vazões de líquidos dos poços dos Casos 2A, 2B, 2C e 2D são apresentadas nas Figuras 6-69 a 6-72, respectivamente. Observa-se na Figura 6-69 que no Caso 2A, mesmo com disponibilidade ilimitada de gás, nenhum dos poços operou na máxima vazão de líquidos permitida, com a vazão dos poços produtores estabilizando em uma faixa entre 1500 e 2000 m^3/d . No Caso 2B, a partir da Figura 6-70, pode ser notada uma faixa de vazões de operação mais dispersa, com os valores variando entre 1200 e 1900 m^3/d . Pode ainda ser observado que por volta do décimo primeiro ano o poço PH-04 é fechado, ressaltando-se que o mesmo foi fechado por critérios econômicos de operação. Na Figura 6-71, observa-se que o Caso 2C apresentou vazões operando em uma faixa mais bem definida, variando entre 1100 e 1500 m^3/d . No caso 2D, onde as quedas de pressão foram consideradas de maneira simplificada, é observado um comportamento bastante diferenciado, onde alguns poços operam na vazão máxima permitida de 2200 m^3/d , enquanto outros operam abaixo dos 1500 m^3/d . Vale ressaltar que nos casos que consideravam as quedas de pressão dinamicamente (Casos 2A, 2B e 2C) apresentaram formato da curva de vazão de líquidos semelhante, já o caso que considerou as quedas de pressão de maneira simplificada (Caso 2D) apresentou um formato da curva de vazão de líquidos diferente dos outros três casos.

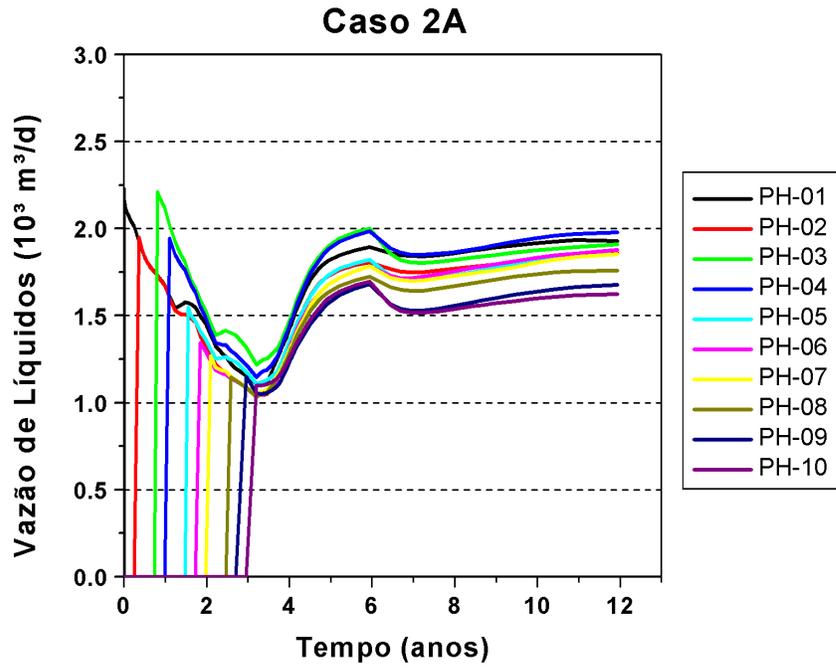


Figura 6-69 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 2A

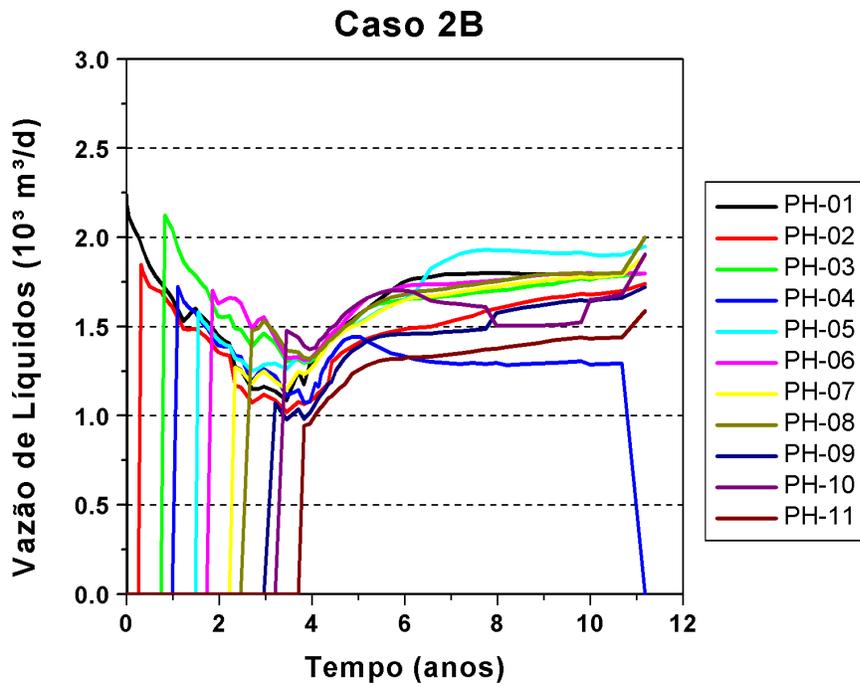


Figura 6-70 Vazão de líquidos dos poços produtores- Caso 2B

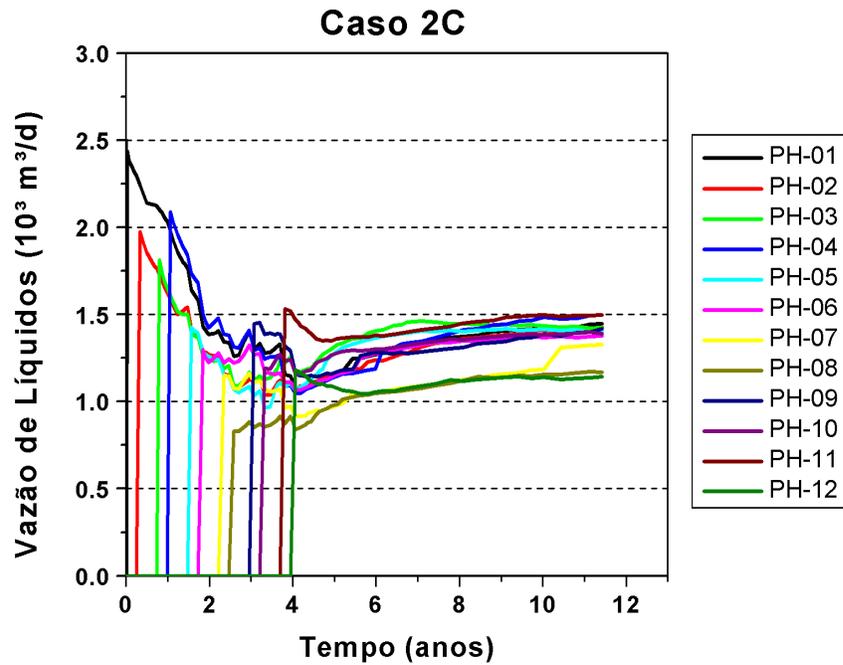


Figura 6-71 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 2C

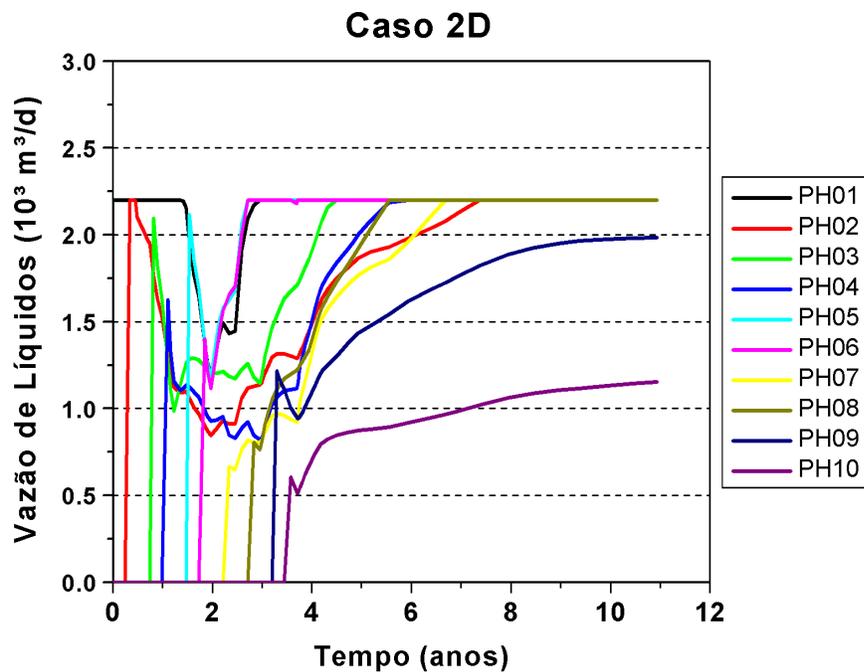


Figura 6-72 Vazão de líquidos dos poços produtores – Caso 2D

O comportamento da BHP ao longo do tempo é mostrado nas Figuras 6-73 a 6-76 para os casos 2A, 2B, 2C e 2D, respectivamente. Na Figura 6-73 é mostrado que o comportamento da

BHP para o caso 2A, onde pode ser observada uma queda do valor da mesma do início da produção até o terceiro ano, com posterior recuperação. Tal comportamento reflete a queda de pressão do reservatório e conseqüentemente a queda na vazão dos fluidos produzidos pelos poços para que valores mais baixos de BHP fossem capazes de elevá-los. A partir do terceiro ano ocorreu a recuperação da pressão do reservatório, com um conseqüente aumento da vazão de líquidos e da BHP dos poços.

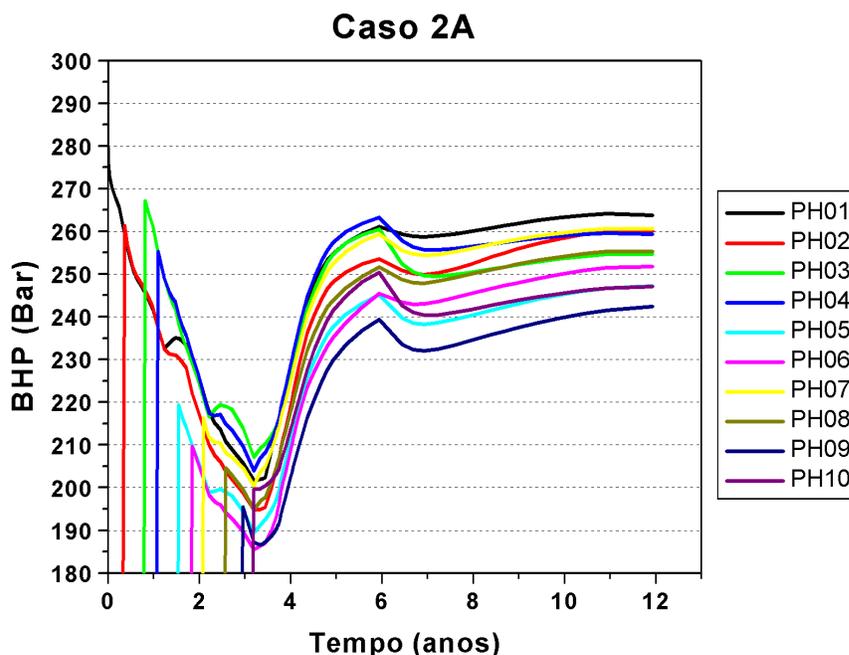


Figura 6-73 Comportamento da BHP – Caso 2A

Comportamento similar ao citado anteriormente, pode ser observado nas Figuras 6-75 e 6-76 para os casos 2B e 2C, onde novamente ocorreu queda dos valores de BHP, refletindo a queda de pressão do reservatório, com posterior recuperação da mesma. Observa-se que quanto menor a disponibilidade de gás do caso analisado, mais altos são os valores da faixa de BHP que os poços produtores operam. O caso 2A apresentou uma BHP mínima da ordem de 185 bar, com faixa final de operação entre 240 e 265 bar. No Caso 2B, observou-se a BHP mínima de 210 bar, com faixa final de operação entre 260 e 290 bar. Para o Caso 2C foi obtido 220 bar de BHP mínima, com faixa de operação final entre 270 e 295 bar.

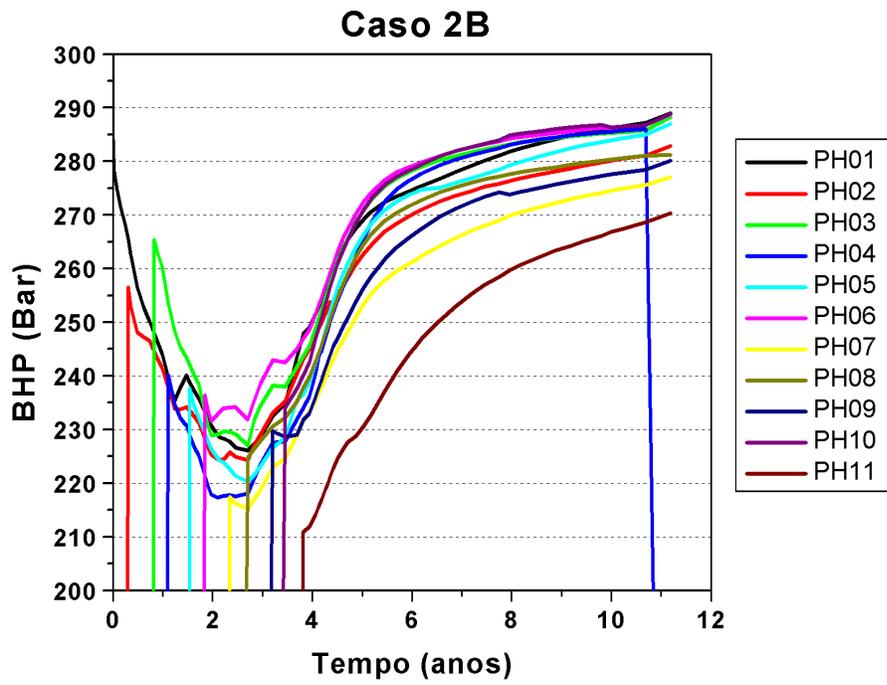


Figura 6-74 Comportamento da BHP – Caso 2B

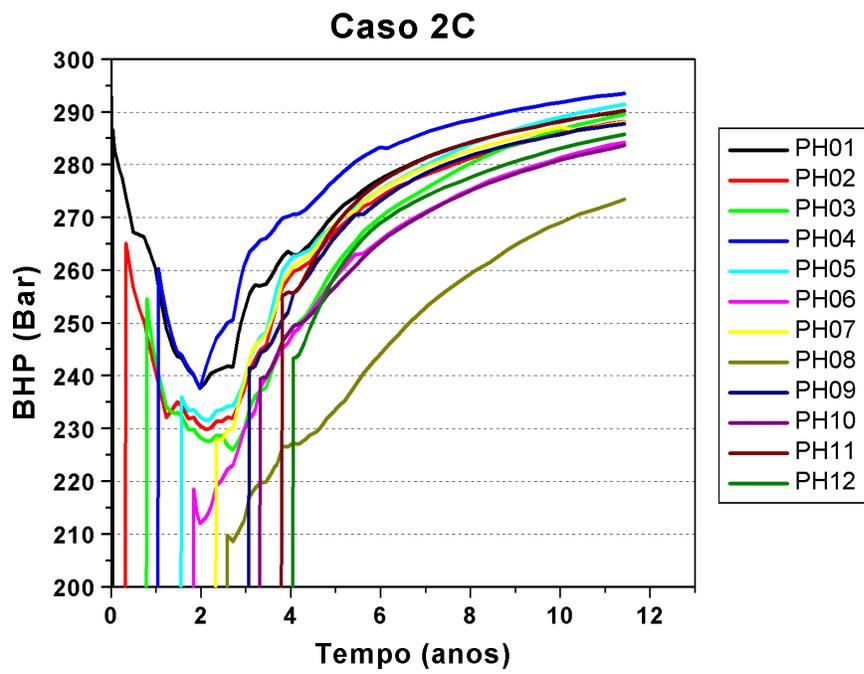


Figura 6-75 Comportamento da BHP – Caso 2C

A Figura 6-76 mostra o comportamento da BHP dos poços produtores para o Caso 2D, onde os valores da faixa de operação ficaram situados entre 240 e 255 bar. Pode-se observar que o comportamento do Caso 2D é bastante diferenciado em relação aos casos que consideraram as quedas de pressão dinamicamente (Casos 2A, 2B e 2C). Nos casos que consideraram as quedas de pressão dinamicamente em momento algum os poços operaram na BHP limite (180 bar para esses casos) e em determinados momentos operaram abaixo da BHP limite do Caso 2D (240 bar). Pode-se ainda observar que quando as quedas de pressão foram consideradas dinamicamente, o incremento de vazão de líquidos do poço estava vinculado ao aumento da BHP do mesmo. No Caso 2D tal fato não ocorreu, onde a partir do quinto ano, a BHP de alguns poços apresentou um comportamento de queda com a vazão de líquidos do mesmo inalterada, como é mostrado na Figura 6-72.

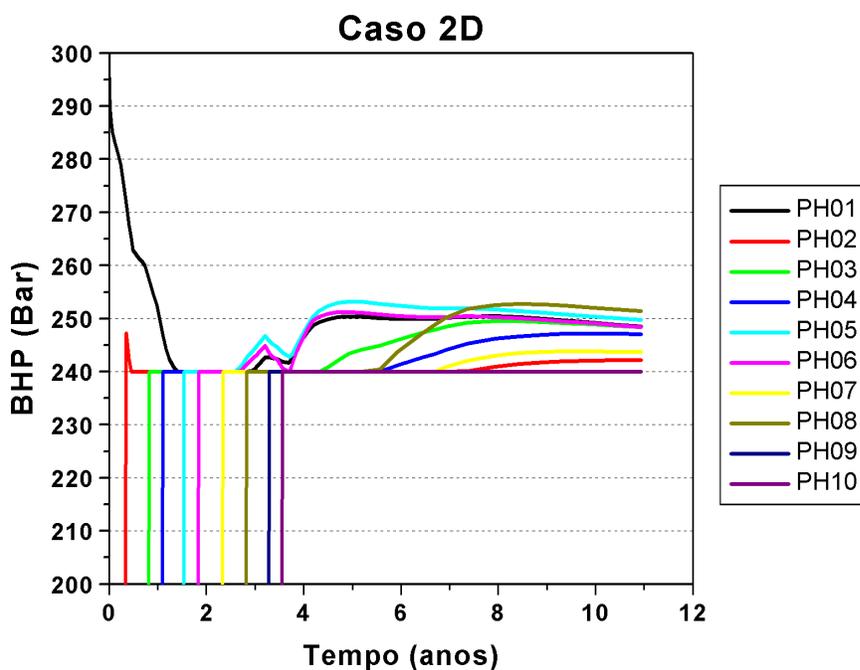


Figura 6-76 Comportamento da BHP – Caso 2D

A comparação entre o comportamento dos poços nos três casos anteriores (2A, 2B e 2C) e o Caso 2D (quedas de pressão simplificadas), demonstra o quão diferente é o comportamento previsto do reservatório quando as quedas de pressão do sistema de produção não são consideradas dinamicamente. Pode ser observado que mesmo no Caso 2A, onde havia

disponibilidade ilimitada de gás, quando os valores de BHP estavam na casa de 240 bar, a vazão de líquidos média dos poços produtores estava na casa dos 1700 m³/d, que é bem distante do limite máximo de 2200 m³/d, o qual é atingido quando o valor limite de BHP é superado.

As estratégias finais de produção para cada um dos casos são apresentadas nas Figuras 6-77 a 6-80, onde novamente ocorreu uma maior concentração dos poços produtores na região central do reservatório. Pode ser observado que nos Casos 2A, 2B e 2C os poços produtores, embora localizados na região central, tiveram uma distribuição mais uniforme ao longo do reservatório. O contrário ocorreu com o Caso 2D, onde foi observado que os poços produtores ficaram localizados mais próximos uns dos outros. Tal diferença deve-se à necessidade de uma maior pressão na região onde o poço está completado quando são consideradas as quedas de pressão do sistema de produção, pois é necessária uma maior BHP dos poços produtores para garantir a elevação dos fluidos.

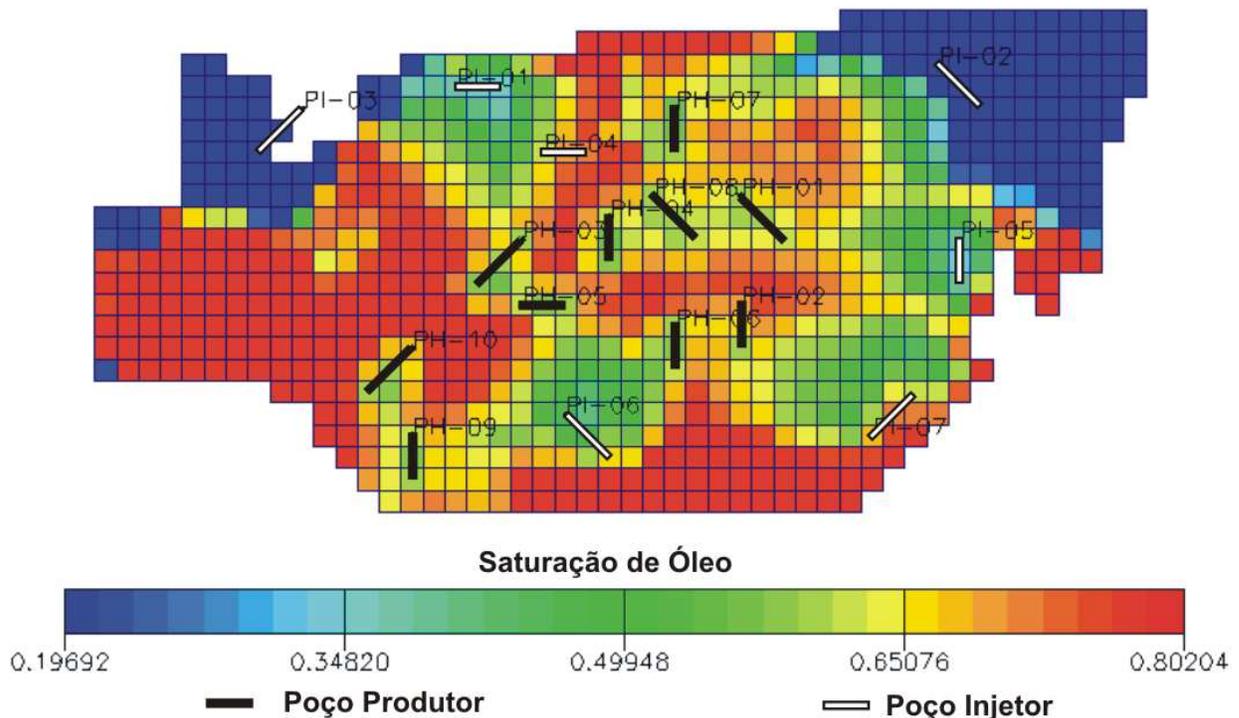


Figura 6-77 Estratégia final de produção – Caso 2A

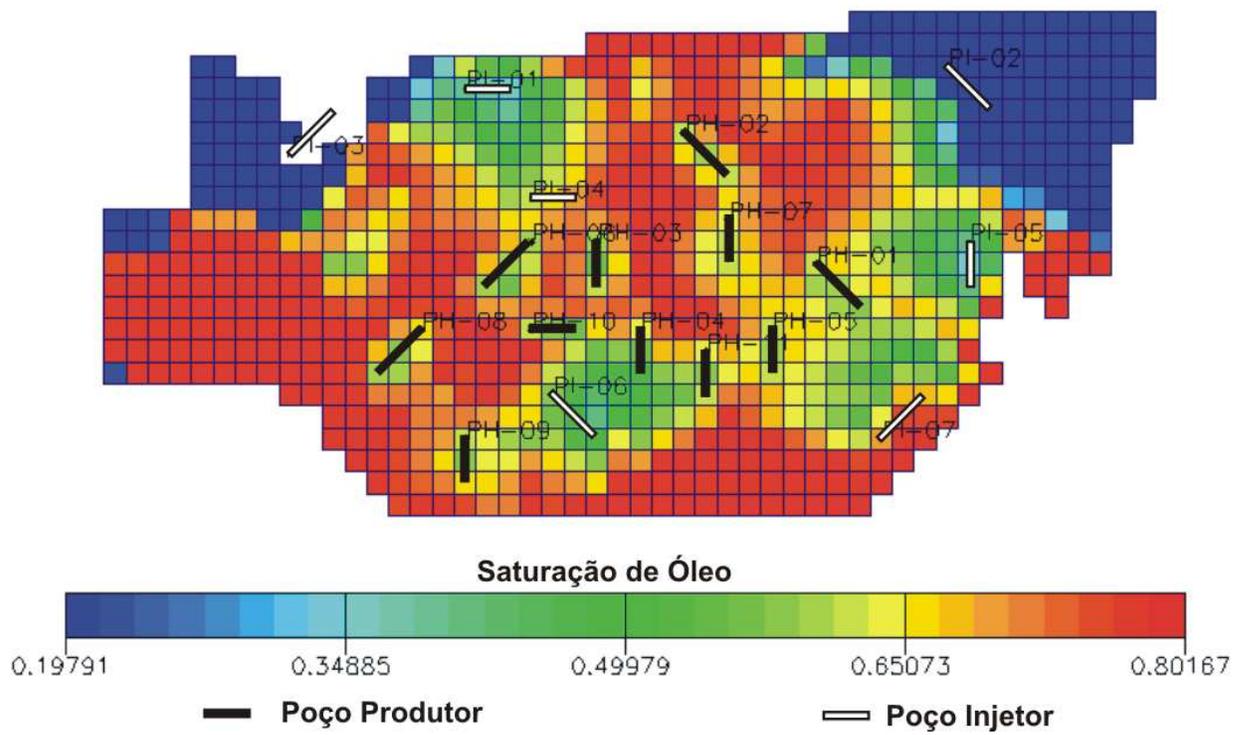


Figura 6-78 Estratégia final de produção – Caso 2B

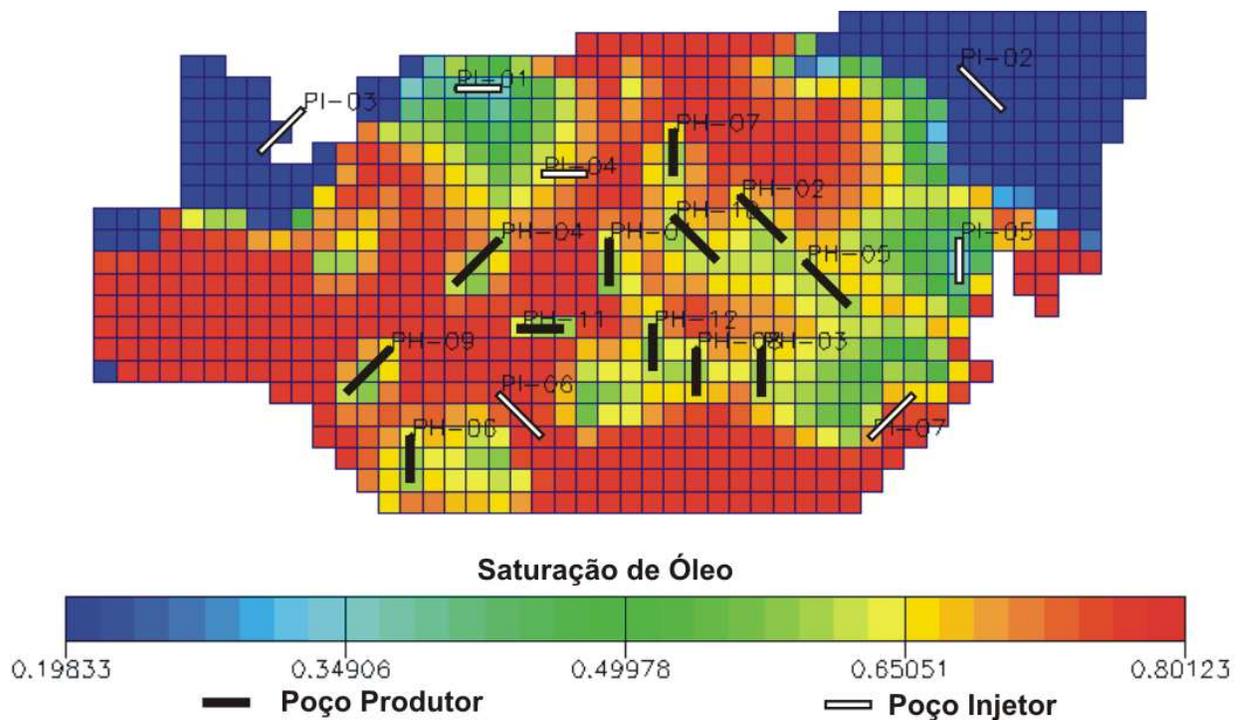


Figura 6-79 Estratégia final de produção – Caso 2C

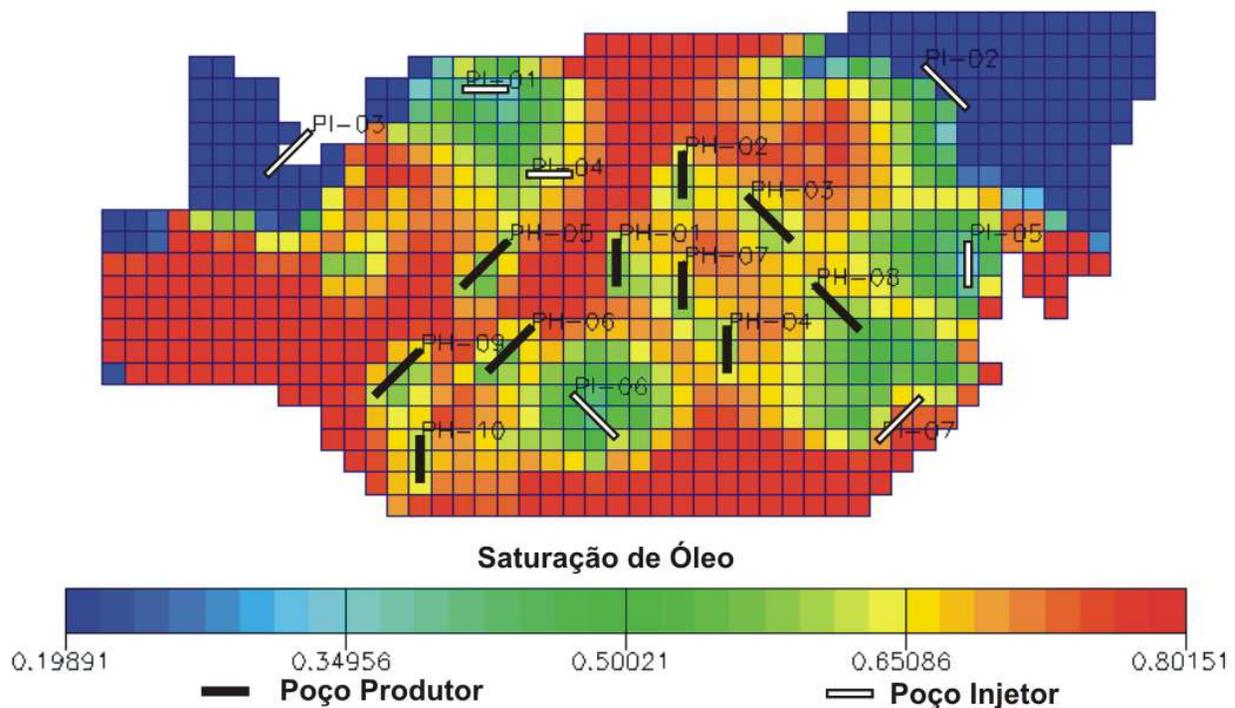


Figura 6-80 Estratégia final de produção – Caso 2D

Nas Figuras 6-81 e 6-82 é apresentada uma correlação entre o número total de poços e o número de poços produtores com o VPL obtido em cada uma das rodadas para os quatro casos. Pode ser observado que nos Casos 2A e 2D o número final de poços foi 17, sendo 10 produtores e 7 injetores. No Caso 2B a estratégia final contou com 18 poços, sendo 11 produtores e 7 injetores e no caso 2C com 19 poços, sendo 12 produtores e 7 injetores. Pode ser observado que em cada um dos casos, ao longo das simulações, o número de poços produtores e injetores foi modificado com o intuito de garantir que cada uma das estratégias definidas fosse a melhor possível ou pelo menos estivesse próxima da mesma.

Inicialmente era esperado que, em função da limitação da quantidade de gás disponível para a injeção, o número de poços para os casos com disponibilidade de gás limitada (Caso 2B e 2C) fosse inferior ao número de poços do caso com disponibilidade de gás ilimitada (Caso 2A). Esse comportamento pode ser explicado a partir da Figura 6-83, que mostra a BHP em função da quantidade de gás injetado para diversas vazões de líquidos de um determinado poço produtor. Supondo que este poço esteja com uma produção de $1500 \text{ m}^3/\text{d}$ de líquidos, operando a uma BHP de 300 bar e com uma taxa de injeção de gás em torno de $30.000 \text{ m}^3/\text{d}$ (Ponto 1), caso se deseje

aumentar a vazão de líquidos para 1800 m³/d (Ponto 2), permanecendo com a mesma BHP, é necessário aumentar a taxa de injeção de gás para um valor em torno de 60.000 m³/d, ou seja, deve-se fornecer um incremento de 30.000 m³/d de gás. Para que o mesmo poço opere com a vazão de líquidos de 1500 m³/d a uma BHP de 250 bar (Ponto 3) é necessária uma taxa de injeção de gás em torno de 110.000 m³/d. Para aumentar a vazão desse poço para 1800 m³/d (Ponto 4), mantendo a mesma BHP, é necessário aumentar a vazão de injeção de gás para um valor em torno de 170.000 m³/d. Ou seja, deve-se fornecer um incremento de 60.000 m³/d de gás, que equivale a duas vezes o incremento necessário para passar do Ponto 1 ao 2.

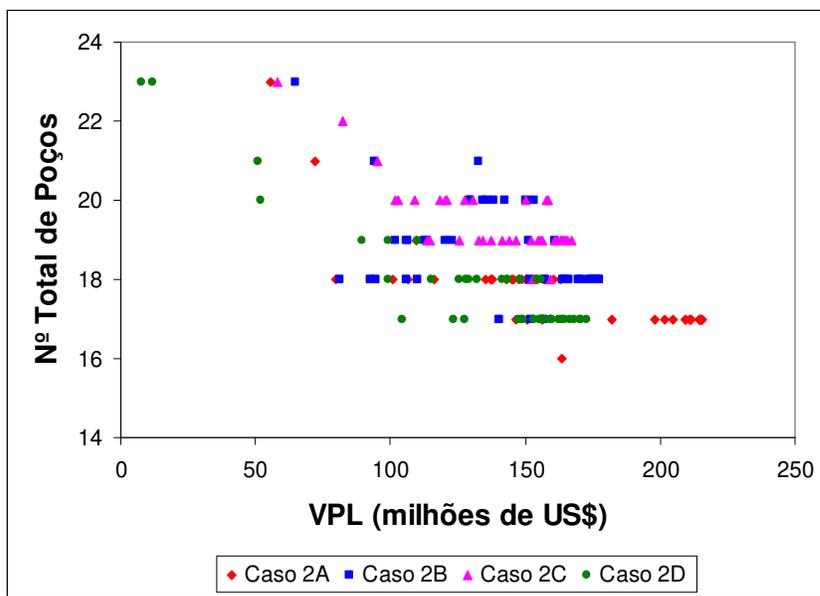


Figura 6-81 Evolução do número total de poços ao longo do processo de otimização – Exemplo com utilização de *gas-lift*

Tal comportamento explica o maior número de poços produtores para os casos com limitação de gás para o GLC (Casos 2B e 2C), pois quanto menor for a taxa injeção de gás, maior será o ganho de produtividade para a adição de um mesmo incremento de gás. Desse modo, foi mais lucrativo perfurar um ou dois poços extras, mesmo com os elevados custos envolvidos, e fazê-los produzir com uma determinada quantidade de gás, do que distribuir o gás utilizado naqueles poços entre os demais.

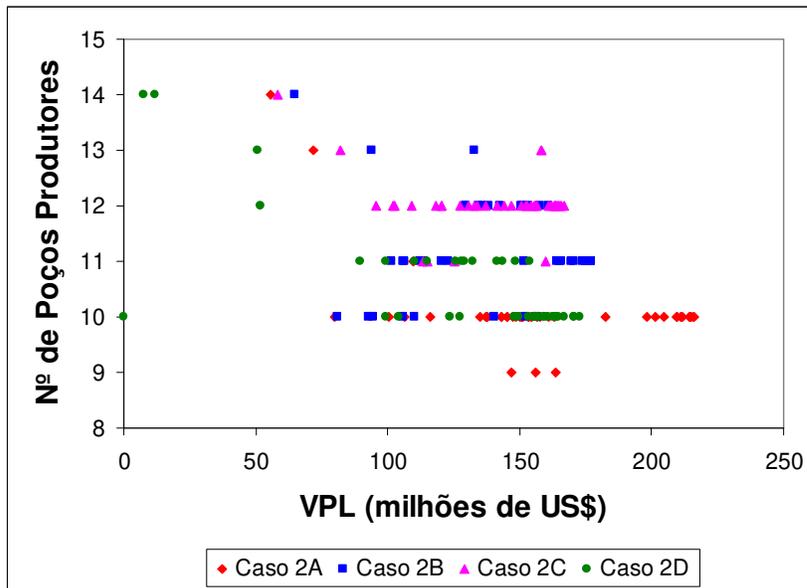


Figura 6-82 Evolução do número de poços produtores ao longo do processo de otimização – Exemplo com utilização de *gas-lift*

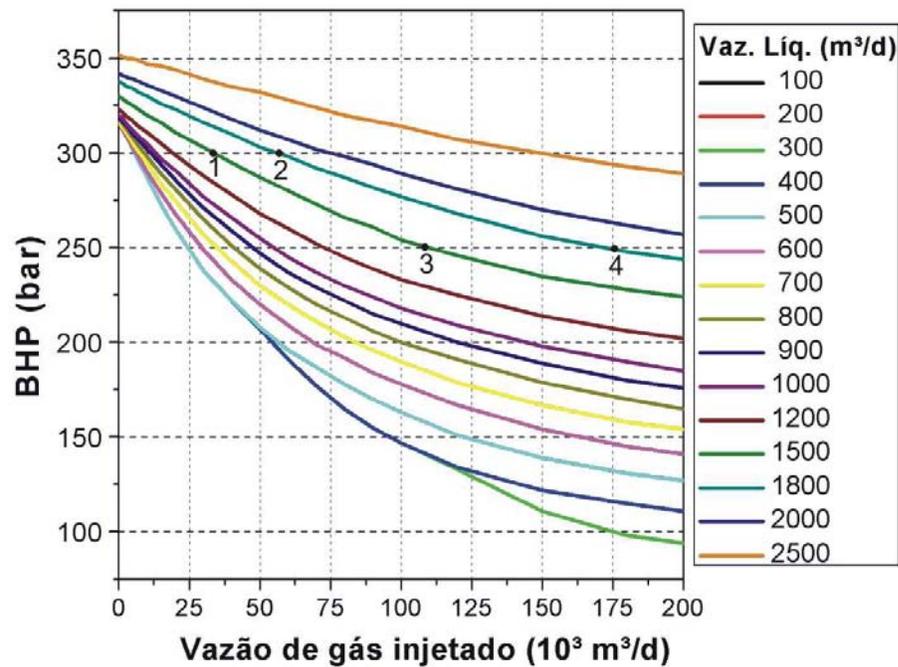


Figura 6-83 Comportamento de BHP em função da vazão de gás injetada para diversas vazões de líquido

Passo 4

Novamente, devido ao elevado número de poços da estratégia inicial, as primeiras modificações realizadas foram excluir a perfuração dos poços produtores com baixo VPL e dos poços injetores com baixa injetividade. Foi observado que, para os casos que possuíam limitação da disponibilidade de gás (Casos 2B e 2C), o número de poços não foi reduzido da mesma forma como nos Casos 2A e 2D. No presente exemplo, foi observado que a alteração que previa a antecipação da perfuração dos poços injetores se mostrou mais eficiente que nos outros exemplos, pois em função das maiores BHP dos poços produtores era necessária uma maior pressão do reservatório. Entretanto, até nesses casos a adição de poços injetores não propiciou aumento do VPL onde foi observado que independente do nível de restrição utilizado o número de poços injetores foi o mesmo para todos os casos.

Após a exclusão dos poços com baixo VPL foram feitas alterações no posicionamento dos poços produtores e injetores tentando aumentar fator de recuperação e reduzir a produção de água para propiciar o aumento do VPL. Embora ainda existam áreas com elevada saturação de óleo na primeira camada do reservatório, como é verificado nas Figuras 6-77 a 6-80, a adição de novos poços produtores nessas áreas não se mostrou eficiente.

Quando as restrições operacionais são consideradas, o nível de complexidade do processo de otimização não aumenta consideravelmente, principalmente quando a limitação da vazão de líquidos é considerada. Quando é utilizada a opção de *gas-lift*, o processo de otimização é semelhante quando a mesma não é considerada, porém a cada modificação no posicionamento dos poços produtores é necessário que novas tabelas de fluxo multifásico sejam geradas para os mesmos. Dessa maneira o tempo gasto entre as simulações, na preparação dos modelos, é superior aos demais casos.

Passo 5

É verificada, no gráfico da Figura 6-84, uma comparação dos VPL obtidos nos Casos 2A, 2B e 2C, com o VPL que seria obtido se as quedas de pressão fossem consideradas dinamicamente e com diferentes níveis de disponibilidade de gás para o GLC, utilizando a estratégia definida no Caso 2D (Casos 2A-D, 2B-D e 2C-D). É observado que, independente do

nível de disponibilidade de gás, os Casos 2A, 2B e 2C apresentaram VPL superior (15, 3 e 7 %, respectivamente) aos Casos 2A-D, 2B-D e 2C-D, respectivamente).

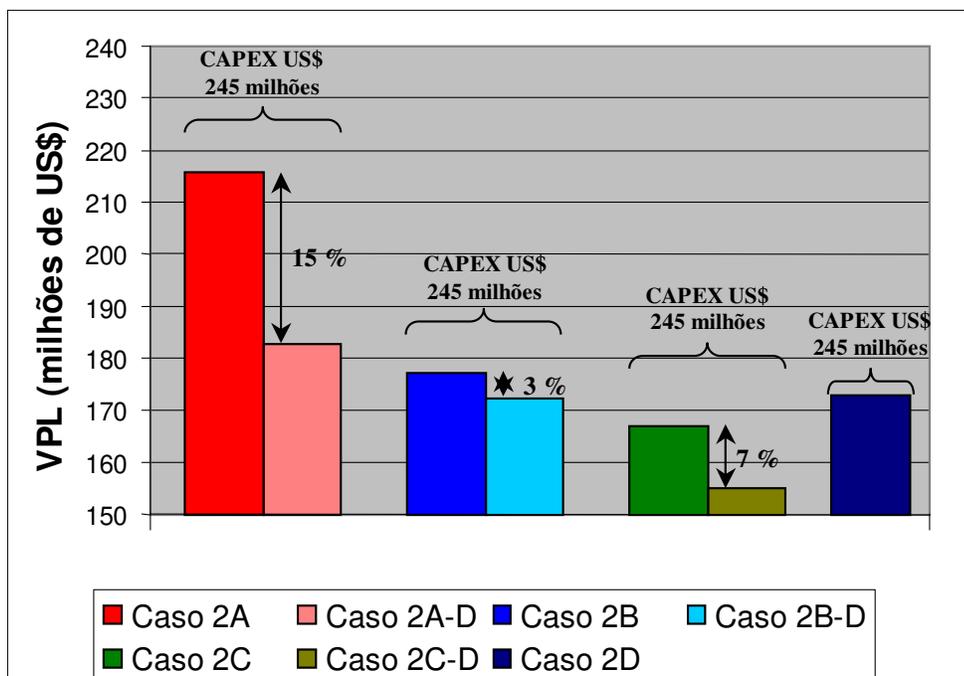


Figura 6-84 Análise comparativa entre o VPL dos casos – Exemplo com utilização de *gas-lift*

São apresentados na Tabela 6-4 os valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos com utilização de *gas-lift*. Observa-se que embora o Caso 2A-D tenha apresentado valores de N_p inferiores ao Caso 2D, o mesmo apresentou VPL superior devido aos menores valores de W_p e W_{inj} obtidos. É ainda observado que os Casos 2B-D e 2C-D apresentaram redução do VPL em relação ao Caso 2D, pois devido ao maior nível de limitação de gás para o GLC, os mesmos apresentaram uma maior redução do N_p obtido.

Tabela 6-4 Valores de VPL, produção e injeção de fluidos para cada um dos casos

Casos	VPL (milhões de US\$)	N_p (milhões de m^3)	W_p (milhões de m^3)	W_{inj} (milhões de m^3)	OIP (milhões de m^3)	FR
Caso 2A	215.8	28.6	35.2	65.0	88.3	24.5%
Caso 2A-D	182.9	27.3	34.48	63.3	89.5	23.4%
Caso 2B	177.2	23.9	21.8	47.5	92.9	20.5%
Caso 2B-D	172.4	26.2	31.0	59.2	90.6	22.4%
Caso 2C	167.1	26.1	27.5	55.5	90.8	22.3%
Caso 2C-D	155.0	24.9	27.4	54.5	92.0	21.3%
Caso 2D	172.8	27.6	35.6	64.2	89.3	23.6%

Passo 6

Com o intuito de verificar a influência do preço do óleo na definição da estratégia de produção, é apresentada nas Figuras 6-85 a 6-88 uma comparação entre cenários econômicos para cada um dos casos. Observa-se que nos quatro casos, o formato da curva do VPL foi o mesmo e as estratégias de maior VPL coincidentes para os dois cenários. Mesmo com as estratégias de maior VPL sendo coincidentes, pode-se observar que em determinadas rodadas uma determinada alteração que propiciava a redução de investimento e conseqüentemente a redução do N_P , se mostrava positiva para o preço intermediário (US\$ 157,23/m³) e negativa para o preço alto (US\$ 201,26/m³).

No Caso 2A, mostrado na Figura 6-85, foi observada a maior diferença entre cenários, onde nota-se que para o preço alto o VPL da rodada 11 é superado apenas na rodada 30, enquanto que para o preço intermediário o VPL da rodada 11 é superado na rodada 15. Nos outros três casos tal fato também pode ser observado, porém com um número menor de rodadas necessárias para a recuperação do VPL do cenário com preço alto.

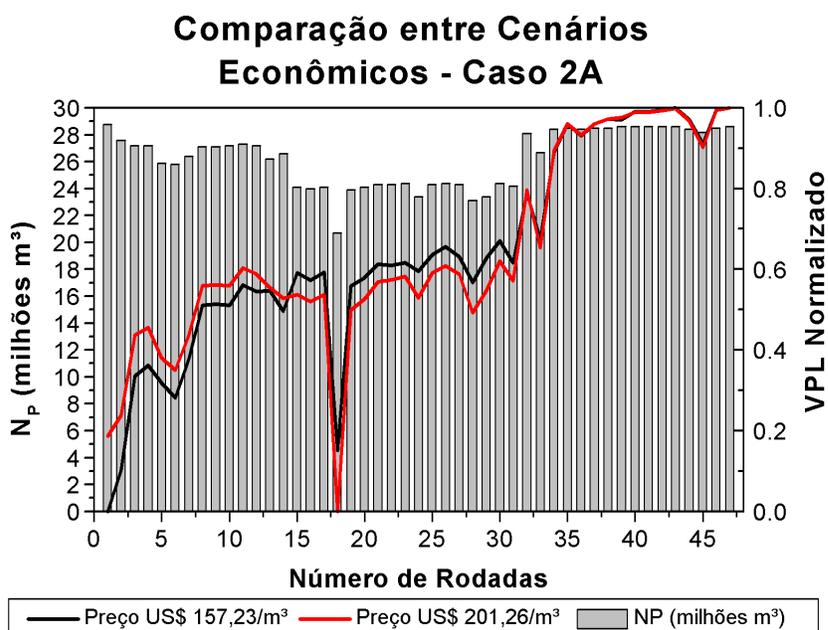


Figura 6-85 Comparação entre cenários econômicos do Caso 2A

Comparação entre Cenários Econômicos - Caso 2B

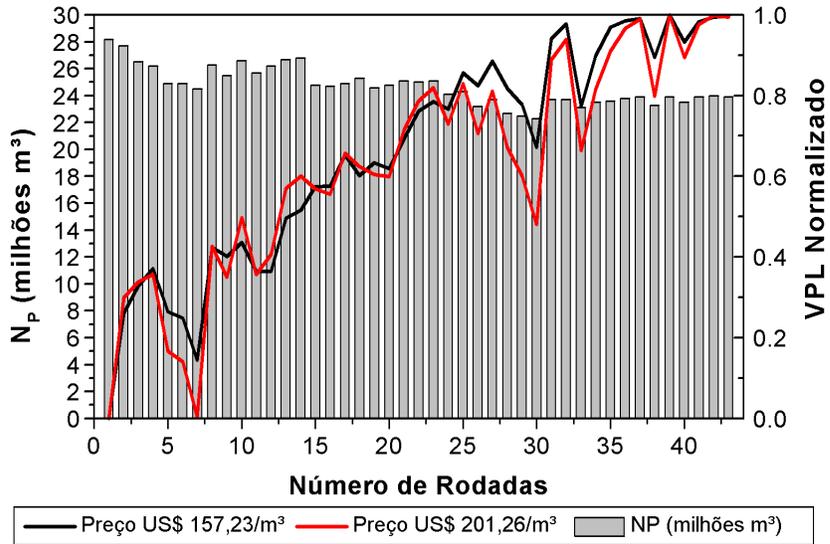


Figura 6-86 Comparação entre cenários econômicos do Caso 2B

Comparação entre Cenários Econômicos - Caso 2C

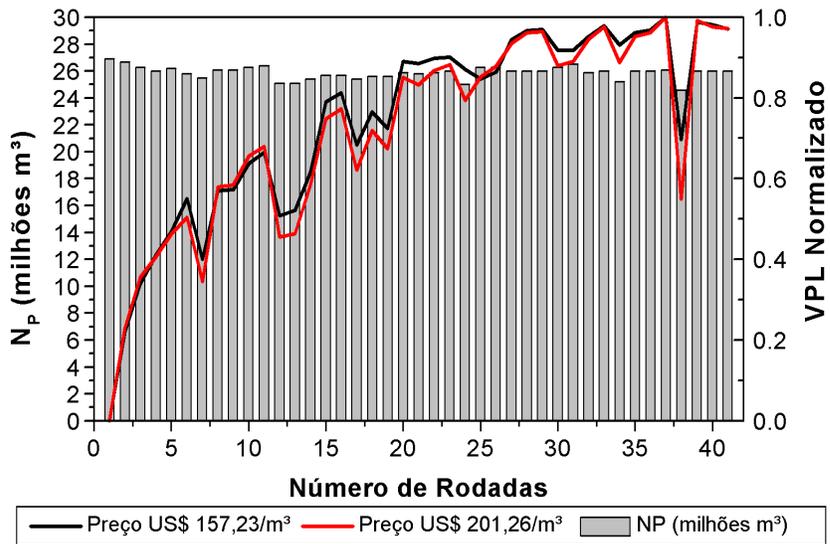


Figura 6-87 Comparação entre cenários econômicos do Caso 2C

Comparação entre Cenários Econômicos - Caso 2D

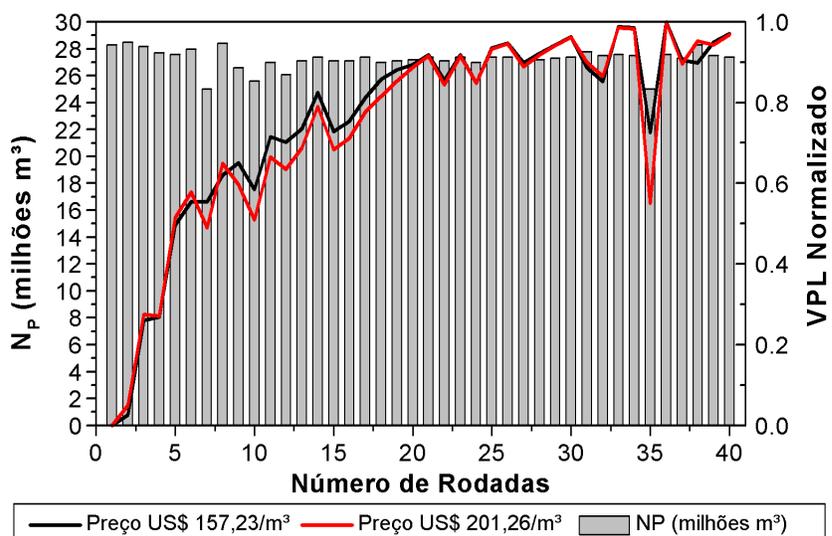


Figura 6-88 Comparação entre cenários econômicos do Caso 2D

Capítulo 7

Conclusões e Sugestões

O presente trabalho apresenta diversas conclusões no que se refere à consideração das restrições operacionais durante a definição das estratégias de produção. As principais contribuições fornecidas são: a comprovação de que é necessário considerar as restrições operacionais na definição das estratégias de produção e a complementação da metodologia de otimização de estratégias de produção proposta por Nakajima (2003), passando a considerar as restrições operacionais durante o processo.

As conclusões estão separadas em dois itens, sendo o primeiro referente às conclusões obtidas para a limitação da capacidade de tratamento de líquidos da unidade de produção e o segundo com as conclusões obtidas para os casos com utilização de *gas-lift*. Como o tema explorado é bastante amplo, são feitas em um terceiro item sugestões para trabalhos futuros com o intuito de aprofundar o tema em questão.

7.1 Limitação da Capacidade de Tratamento de Líquidos da Unidade de Produção

Conclusões gerais:

- Quando são aplicadas as restrições de vazão de líquidos às estratégias de produção definidas sem considerá-las, o desempenho econômico do reservatório é sub-ótimo;

- Nem sempre as restrições operacionais são tão decisivas no processo de otimização, pois algumas vezes as heterogeneidades do reservatório passam a ter maior influência na definição da estratégia de produção como foi observado no caso que utilizou o modelo de reservatório com canais e óleo pesado. Mesmo assim recomenda-se considerar sempre as restrições operacionais, pois desse modo é obtido um maior grau de segurança na definição das estratégias;
- A limitação da capacidade de tratamento de líquidos da unidade de produção tem influência na definição final da estratégia de produção, com impacto no número e posicionamento de poços produtores e injetores;
- É observado que, independente do tipo de óleo utilizado, um maior grau de restrição de vazão resulta em menores valores de W_P e W_{INJ} ;
- Quando óleos mais pesados são utilizados, ou seja, óleos mais viscosos, são obtidas estratégias de produção com um maior número de poços produtores em função da redução de produtividade dos mesmos;
- Óleos mais pesados, portanto com razões de mobilidade mais desfavoráveis, resultam em maiores valores de W_P e W_{INJ} ;
- Os óleos mais pesados, que normalmente possuem uma menor quantidade de gás em solução, propiciam quedas mais acentuadas na pressão do reservatório;
- Fica evidenciado que existe uma capacidade de plataforma ideal em que o retorno financeiro é maximizado para um determinado cenário econômico;
- A configuração do sistema de injeção é afetada, tendo suas condições de operação e posicionamento em relação aos poços produtores alterados, quando diferentes limites de vazão de líquidos são estabelecidos;

- Em reservatórios com menor grau de heterogeneidade são obtidas estratégias de produção com um espaçamento mais uniforme e constante entre os poços, sendo esse espaçamento função do nível de restrição considerado;
- O menor custo de perfuração dos poços resulta em uma estratégia de produção com um maior número de poços, pois regiões com baixa produtividade que não são economicamente exploráveis com poços de custo elevado, passam a ser viáveis caso o custo de perfuração seja reduzido.

Conclusões referentes os casos estudados neste trabalho:

- Mesmo com posicionamentos diferentes, os poços produtores tenderam a se localizar na região central do reservatório, que é a região de maior potencial de produção como é mostrado pelo mapa de qualidade;
- A relação entre o número de poços produtores e injetores é próxima de um para os casos que utilizaram óleo leve. Nos casos onde foi utilizado óleo pesado não foi observada qualquer relação entre o número de poços produtores e injetores, tanto para os casos que utilizaram o modelo de reservatório com canais quanto para os casos que utilizaram o reservatório homogêneo.

7.2 Utilização de *Gas-Lift*

Conclusões gerais:

- A limitação da disponibilidade de gás para o *gas-lift* contínuo (GLC) da unidade de produção também tem influência na definição da estratégia final de produção, com reflexo no número e no posicionamento ótimos de poços produtores e injetores;
- Existe uma tendência de que quanto menor for a disponibilidade de *gas-lift*, maior será o número de poços produtores;

- Nos casos onde as quedas de pressão foram consideradas dinamicamente, os poços produtores apresentaram uma melhor distribuição no reservatório que no caso onde as quedas de pressão foram consideradas de maneira simplificada, em virtude das maiores BHP dos poços alcançadas pelo primeiro;
- Quando as estratégias de produção são definidas sem considerar as quedas de pressão dinamicamente, o desempenho do campo será sub-ótimo. Pois considerar as quedas de pressão de maneira simplificada faz com que a estratégia de produção obtida tenha o número e a disposição dos poços e injetores diferente da estratégia que seria obtida caso as quedas de pressão fossem consideradas dinamicamente.

Conclusões referentes os casos estudados neste trabalho:

- Embora tenham tido diferente posicionamento, os poços produtores tenderam a se localizar na região central do reservatório, que é a região de maior potencial de produção como é mostrado pelo mapa de qualidade;
- Novamente não foi observada qualquer relação entre o número de poços produtores e injetores independente da forma que as quedas de pressão foram consideradas e da limitação de gás para o GLC.

7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

Tendo em vista que o tema de trabalho aqui abordado é bastante amplo e pouco estudado propõem-se as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- A partir de uma análise de sensibilidade definir que restrições mais influenciam na definição das estratégias de produção;
- Analisar os impactos quando duas ou mais restrições operacionais são consideradas conjuntamente;

- Estudar outras restrições operacionais tais como: limitações do sistema de injeção, outras limitações da vazão de produção (vazões máximas de óleo, água e gás) e limitações inerentes a grupos de poços ou *manifolds*;
- Analisar a influência de outros métodos de elevação como o BCS, por exemplo;
- Analisar diferentes estimativas da BHP limite quando as quedas de pressão são consideradas de maneira simplificada;
- Considerar as quedas de pressão na seção horizontal dos poços para que uma melhor análise da influência do comprimento dos mesmos possa ser feita.

Referências Bibliográficas

- BARROUX, C.C., DUCHET-SUCHAUX, P., SAMIER, P., NABIL, R.: Linking Reservoir and Surface Simulator: How to Improve the Coupled Solutions. SPE 65159. European Petroleum Conference, Paris, França, 24 e 25 de Outubro de 2000.
- BUITRAGO, S., RODRÍGUEZ, E., ESPIN, D.: Global Optimization Techniques in Gas Allocation for Continuous Flow Gas Lift System. SPE 35616. Gas Technology Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 28 de Abril a 1 de Maio de 1996.
- COATS, B.K., FLEMING, G.C., WATTS, J.W., RAMÉ, M., SHIRALKAR, G.S.: A generalized Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator. SPE 79704. Reservoir Symposium Simulation, Houston, Texas, EUA, 3 a 5 de Fevereiro de 2003.
- 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, Nova Orleans, Louisiana, EUA, 30 de Setembro a 3 de Outubro de 2001.
- CRUZ, P.S., HORNE, R.N., DEUTSCH, C.V., The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making. SPE 56578. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, 3 a 6 de Outubro de 1999.
- CULLICK, A.S., HEATH, D., NARAYANAN, K., APRIL, J., KELLY, J.: Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. SPE 84239. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, 5 a 8 de Outubro de 2003.
- DAVISON, J. E., BECKNER, B. L.: Integrated Optimization for Rate Allocation in Reservoir Simulation. SPE 79701. Reservoir Symposium Simulation, Houston, Texas, EUA, 3 a 5 de Fevereiro de 2003.
- ECLIPSE REFERENCE MANUAL AND TECHNICAL DESCRIPTION. EUA. Geoquest (Schlumberger). Versão 2003A.
- ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D., ECONOMIDES, C. E.: Petroleum Production Systems. First Edition. Prentice Hall Petroleum Engineering Series. EUA. 1994.

- FANG, W. Y., LO, K. K.: A Generalized Well Management Scheme for Reservoir Simulation. SPE 29124. 13° Reservoir Simulation Symposium. Santo Antonio. Texas. EUA. Fevereiro de 1995.
- GHORAYEB, K., HOLMES, J., TORRENS, R., GREWAL, B.: A general Purpose Controlles for Coupling Multiple Reservoir Simulations and Surface Facility Networks. SPE 79702. Reservoir Symposium Simulation, Houston, Texas, EUA, 3 a 5 de Fevereiro de 2003.
- GÜYAGÜLER, B., HORNE, R. N., ROGERS, L., ROSENZQEIG, J.J.: Optimization of Well Placement in a Gulf of Mexico Waterflooding Project. SPE 63221. SPE Technical Conference and Exhibition, Dallas, EUA, 1 a 4 de Outubro de 2000.
- HAUGEN, E. D, HOLMES, J. A., SELVIG, A.: Simulation of Independent Reservoirs Coupled by Global Production and Injection Constraints. SPE 29106. 13° Reservoir Simulation Symposium. Santo Antonio. Texas. EUA. Fevereiro de 1995.
- HAZLETT, R.D., BABU, D.K.: Optimal Well Placement in Heterogeneous Reservoirs Via Semi-Analytical Modeling. SPE 84281. SPE Annual Technical Conference, Denver, Colorado, EUA, 5 a 8 de Outubro de 2003.
- HEPGULER, G., BARUA, S., BARD, W.: Integration of a Field Surface and Production with a Reservoir Simulator. SPE 38937. SPE Computer Applications, Junho de 1997.
- MEZZOMO, Cristina Cledia. Otimização de Estratégia de Recuperação para um Campo de Petróleo. Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2000 106p. Dissertação (Mestrado).
- MEZZOMO, C. C., SCHIOZER, D. J.: Field Development Planning Optimization Using Reservoir Simulation, Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, 5-6 de Novembro, 2002.
- MORENO, R. B. Z. L., SCHIOZER, D. J.: Use of Well Performance Parameters o Optimize Oil Field Recovery”. Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, 5-6 de Novembro, 2002.
- NAKAJIMA, L. Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo. Campinas: Instituto de Geociências e Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2003, 128 p., Dissertação (mestrado).
- NAKAJIMA, L, MEZZOMO, C.C., SCHIOZER, D.J., GUILHERME, I.R.: Determinação de Mapa de Qualidade de um Reservatório Utilizando Sistema *Fuzzy*. 2° Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Rio de Janeiro, Brasil, 15 a 18 de Junho de 2003.
- ÖZDOGAN, U., HORNE, R. N.: Optimization of Well Placement with a History Matching Approach. SPE 90091. SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, EUA, 26 a 29 de Setembro de 2004.

- PALKE, R.M, HORNE, R. N.: Nonlinear Optimization Production Considering Gas Lift and Phase Behavior. SPE 34428. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, EUA, 9 a 11 de Março de 1997.
- 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, EUA, 23 a 25 de Março de 1994.
- SCHIOZER, D. J. et al.: “Otimização de Estratégia de Produção Através de Simulação Numérica de Reservatórios”, Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, relatórios internos, 2002.
- STEWART, G., CLARK, A. C., McBRIDE, S. A.: Field-Wide Production Optimization. SPE 59459. SPE Asia Pacific Conference, Yokohama, Japão, 25 e 26 de Abril de 2000.
- TN PETRÓLEO. Encarte Especial – Mapa da infra-estrutura da Bacia de Campos. Rio de Janeiro. Edição 28. Ano VI (2003).
- VFPi USER GUIDE. EUA. Geoquest (Schlumberger). Versão 2003A.
- WANG, P., LITVAK, M., AZIZ, K.: Optimization of Production Operations in Petroleum Fields. SPE 77658. Setembro de 2002.
- YANG, D., ZHANG, Q. GU, Y.: Integrated Production Operation Models with Reservoir Simulation for Optimum Reservoir Management. SPE 75236. Abril de 2002.
- YANG, D., ZHANG, Q., GU, Y.: Integrated optimization and control of the production-injection operating systems for hydrocarbon reservoirs. Journal of Petroleum Science & Engineering. Junho de 2002.

Anexo I

Geração das Tabelas de Fluxo Multifásico

Neste anexo são feitas observações referentes à geração das tabelas de fluxo multifásico que foram utilizadas no simulador de reservatórios para considerar as quedas de pressão dinamicamente e o método de elevação utilizado. Algumas considerações referentes às tabelas foram apresentadas previamente no Capítulo 6, ficando apenas as demais para o presente anexo.

I.1 Representação dos Fluidos

Ao longo da tubulação, a temperatura e a pressão variam e conseqüentemente as propriedades PVT dos fluidos também. O VFPI permite que essas variações sejam consideradas de duas formas: (1) através de tabelas PVT's que cubram as faixas de temperatura e pressão desejadas e (2) através das correlações disponíveis no próprio programa. Como a precisão dos cálculos não era o objetivo fundamental do presente trabalho, optou-se por utilizar a segunda opção para facilitar a geração das tabelas de fluxo multifásico.

As seguintes correlações, com seus respectivos parâmetros estimados são utilizadas pelo VFPI (VFPI User Guide, Versão 2003A):

- Correlação de Standing – Razão de solubilidade;
- Correlação de Frick – Fator de formação do óleo e da água;
- Correlação de Vazquez & Beggs – Compressibilidade do óleo;
- Correlação de Beggs & Robinson – Viscosidade do óleo;
- Correlação de Hall-Yarborough – Fator de compressibilidade do gás;

- Correlação de Lee – Viscosidade do gás;
- Correlação de Beal – Viscosidade da água;
- Correlação de Katz – Tensão interfacial óleo-gás;
- Correlação de Kaye & Laby – Tensão interfacial gás-água.

Da mesma forma que as correlações aqui apresentadas necessitam das pressões e temperaturas das seções da tubulação para realizar a estimativa das propriedades desejadas, os parâmetros fornecidos pelas correlações são necessários para realizar as estimativas de pressão e temperatura na tubulação, tornando assim o processo iterativo. A variação das pressões ao longo da tubulação depende das quedas de pressão ocasionadas pelo escoamento multifásico, que não são constantes. A temperatura pode ser considerada de duas formas: (1) são fornecidos valores fixos de temperatura ao longo da tubulação e (2) a partir de equações de transferência de calor, onde as variações de temperatura são calculadas a cada iteração a partir de um ponto onde a mesma é considerada constante.

No presente trabalho a variação das temperaturas foi considerada da primeira forma, que embora seja menos precisa, é mais fácil de ser aplicada. Na Tabela I-1, estão apresentadas os valores de temperaturas utilizados com suas respectivas posições. Foi considerada uma temperatura de 88 °C para o reservatório independente da localização dos poços, com a mesma permanecendo constante do fundo do poço até a cabeça do mesmo, não sendo levada em conta a altura da coluna de produção. Foi adotada uma queda de temperatura de 88 °C para 50 °C indo da cabeça do poço até o final da seção horizontal, independentemente do comprimento da mesma. No trecho compreendido entre o final da seção horizontal e o separador, que correspondia aos 1000 m de lâmina d'água, foi considerado que a temperatura passava de 50 °C para 15 °C.

I.2 Variáveis Utilizadas

Considerando uma configuração geométrica definida, os dados PVT dos fluidos e o método de elevação escolhido, as tabelas de fluxo multifásico são geradas. Os seguintes grupos de variáveis são necessários para gerar as tabelas de fluxo multifásico, onde uma variável de cada deve ser especificada (em negrito estão as variáveis utilizadas no presente trabalho):

- Variáveis de vazão – Água, óleo, gás ou **líquidos**;
- Variáveis de pressão fixa – **BHP** ou THP;
- Variáveis de fração de água – WOR, **WCT** ou WGR;
- Variáveis de fração de gás – GOR, **GLR** ou OGR;
- Variável do método de elevação – **GRAT** (*gas-lift*) ou PUMP (BCS).

Tabela I-1 Temperaturas adotadas para gerar as tabelas de fluxo multifásico

Local/Trecho	Varição de Temperatura dos Fluidos
Reservatório	88 °C
Fundo do poço – Cabeça do poço	88°C – 88 °C
Cabeça do poço – Final da seção horizontal	88°C – 50 °C
Final do trecho horizontal – Separador	50°C – 15° C

Para gerar uma curva de queda de pressão é necessário utilizar pelo menos um valor de cada uma das variáveis apresentadas, de modo que a partir de uma análise combinatória todos os valores de cada uma das variáveis utilizadas são considerados. O tempo que cada tabela de fluxo multifásico leva para ser gerada depende da correlação utilizada para o cálculo das quedas de pressão e da quantidade de valores que cada variável utiliza. Para gerar as tabelas de fluxo multifásico necessárias foram testadas as correlações de Beggs and Brill e de Petalas & Aziz. Considerando uma mesma faixa de valores para cada variável, a correlação de Beggs and Brill levou aproximadamente 6 minutos para gerar a tabela de fluxo multifásico desejada, enquanto que a correlação de Petalas & Aziz levou 45 minutos para gerar a mesma tabela. Dessa forma, a primeira correlação foi utilizada para gerar todas as tabelas de fluxo multifásico necessárias.

I.3 Formato das Tabelas de Fluxo Multifásico

Quando são geradas, as tabelas de fluxo multifásico apresentam suas curvas de queda de pressão em formato similar ao da Figura 3-1, onde a curva é dividida em duas partes: uma instável e outra estável. Se lançadas da maneiras como são geradas, as tabelas de fluxo multifásico apresentam alguns problemas quando utilizadas no simulador de reservatórios. Pois

quando o poço opera na parte instável da curva no momento em que a vazão de líquidos diminui, ao invés de reduzir a BHP do poço e conseqüentemente aumentar a vazão de líquidos do reservatório para o poço, a mesma aumenta resultando no fechamento do poço.

O fenômeno físico realmente ocorre dessa maneira, porém numa rápida velocidade, com o fechamento quase que imediato do poço. Quando as tabelas de fluxo multifásico são lançadas dessa maneira, o simulador de reservatórios não executa seu fechamento imediato, permitindo que o poço opere na parte instável da curva de quedas de pressão quando na realidade o mesmo não estaria operando. Para resolver esse problema é necessário fazer a estabilização das tabelas de fluxo multifásico, ou seja, extrair a sua parte instável. Na Figura I-1 é apresentada a curva da Figura 3-1 após a estabilização da mesma. A estabilização consiste em identificar o menor valor de BHP que está presente na curva e igualar ao mesmo todos os valores à sua esquerda. Depois de estabilizar as tabelas de fluxo multifásico, foi definido no simulador que sempre que a mínima BHP do poço for atingida o mesmo deve ser fechado imediatamente.

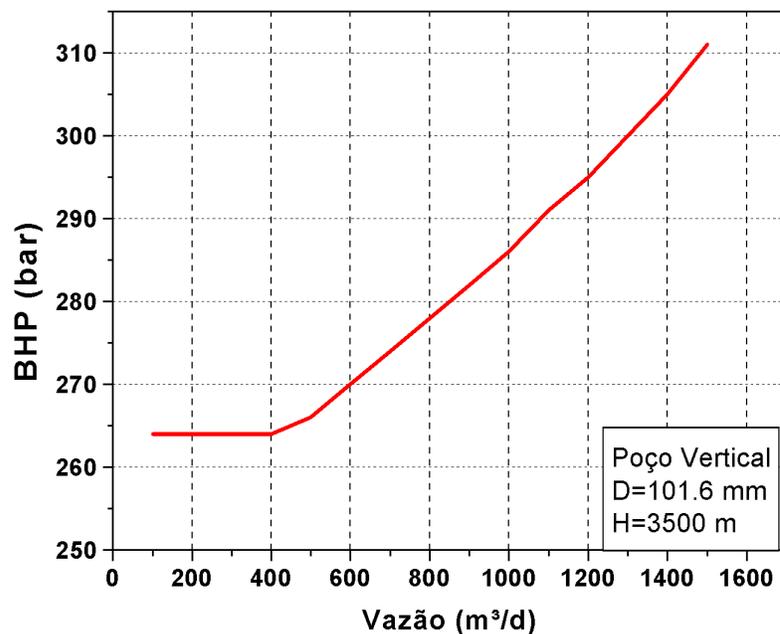


Figura I-1 Gráfico de BHP em função da vazão de líquidos

Para possibilitar que os poços que tenham sido fechados por este ou qualquer outro motivo possam ser reabertos quando condições restritivas não fossem mais atuantes, todos os

poços fechados eram testados a cada intervalo de tempo corrente do simulador para verificar se os mesmo tinham condições de voltar a operar. Pode ser observado que em nenhuma das estratégias finais dos casos apresentados no Capítulo 6 ocorreu fechamento e posterior perfuração dos poços.

O presente anexo não tem por objetivo detalhar passo a passo a geração das tabelas de fluxo multifásico utilizadas neste trabalho de mestrado. O objetivo principal é fazer algumas observações e considerações que foram importantes no momento em que as mesmas foram geradas.