

# Programação Linear *De Novo* Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo

**Marcílio José da Silva Faria**

Petrobras S/A

Av. Republica do Chile, 330, CEP: 20031-170, Rio de Janeiro, RJ

marcilio.jose.faria@petrobras.com.br

**Luiz Flavio Autran Monteiro Gomes**

Ibmec/RJ

Av. Presidente Wilson 118, Sala 1110, CEP: 20030-020, Rio de Janeiro, RJ

autran@ibmecrj.br

## RESUMO

O presente trabalho propõe avaliar a elaboração do projeto de desenvolvimento de campos de petróleo *offshore* através de restrições impostas à produção com equipamentos dimensionados por vazões médias, levando-se em conta a reserva total ao longo do tempo e não o valor de pico, o máximo de vazão destes campos. São estabelecidos fatores para o projeto das instalações variando entre 0 (poços fechados) e 1 (poços com vazão máxima). Utiliza-se a Programação Linear Multiobjetivo *De Novo* para a obtenção dos fatores na condição meta-ótima. Calibram-se os valores finais desses parâmetros pela simulação do modelo dinâmico de reservatórios da concessão e na etapa final é realizada análise econômica completa para comparar o perfil *flat* com o perfil de pico de produção.

Palavras-chave: Otimização de projetos. Programação Multiobjetivo *De Novo*. Campos de petróleo *offshore*.

**Área principal: PO na área de Petróleo e Gás**

## ABSTRACT

The current job intends to assess offshore oil projects with production constraints and equipment design considering average flow rates, not the production peak rate. This study creates non-dimensional parameters that represent the facilities capacities. Each parameter may range between 0 and 1 meaning oil wells fully opened when its value is 1 or oil wells shut in when its value is 0. When the wells are choked back, these factors may vary between 0 and 1. *De Novo* Multicriteria Linear Programming is used to find out the optimal system design, assigning metaoptimum values for the installation parameters. The results are then calibrated using a dynamic full field reservoir model. Finally, an economic analysis is carried out aiming to compare flat profile with production peak profile.

Keywords: Project optimization. *De Novo* Multicriteria Linear Programming. Offshore oil fields.

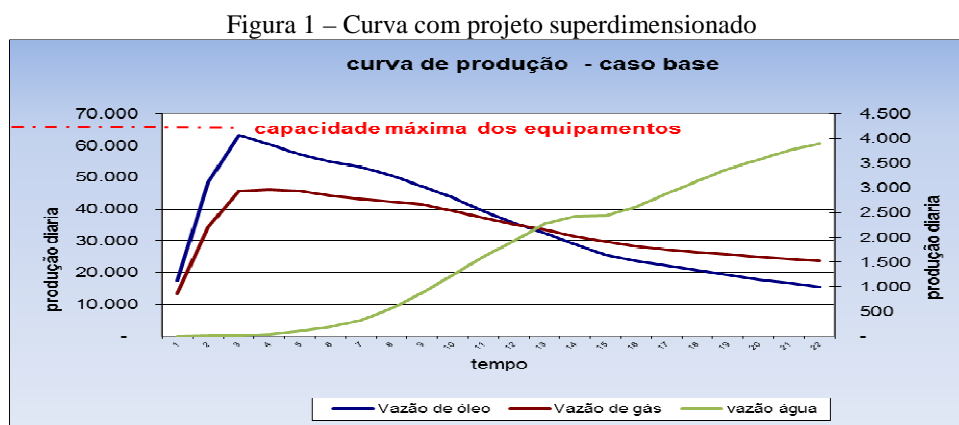
**Main area: OR in Oil and Gas**

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. CONCEPÇÃO DE PROJETOS DE EXPLOTAÇÃO

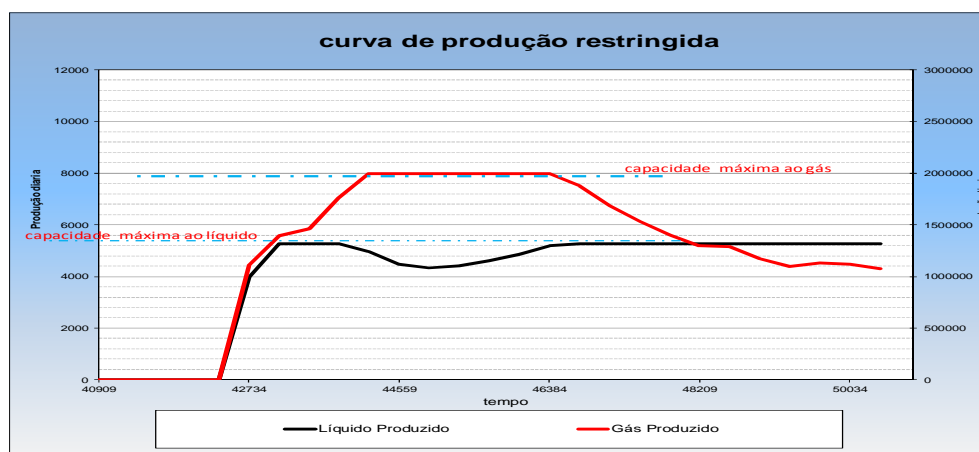
As atividades praticadas no Brasil para exploração de petróleo revelam a preocupação em se conhecer o valor do pico de produção antecipadamente. Isso se justifica porque esse parâmetro é usado para os cálculos de tamanho e capacidade das instalações a serem adquiridas. Na maioria dos casos, a capacidade é superdimensionada para as instalações de superfície (plataformas) e mais ainda para as instalações de poços e *subsea*, onde há mais dificuldade de adaptações futuras. Para todos os sistemas de exploração *offshore*, as máquinas e equipamentos têm o pico de produção como seu principal critério dimensionante.

A Figura 1 ilustra o critério dimensionante considerando o pico de produção:



O presente trabalho tem a intenção de investigar se a realidade dos projetos de exploração de petróleo no Brasil pode considerar a adoção do perfil de produção estabilizado ao longo do tempo (com os poços restringidos no perfil *flat* da curva). Pode-se ilustrar a mudança no perfil da curva de produção através da Figura 2:

Figura 2 – Curva em formato *flat*



A principal diferença entre a curva de produção em pico e a curva *flat* é que na primeira opção os poços produtores são abertos na maior vazão possível com o objetivo de se drenar o maior volume de petróleo que a jazida pode produzir logo nos primeiros anos de vida do projeto. Na produção em forma achatada as válvulas dos poços operam parcialmente abertas, de modo que a vazão dos mesmos é limitada a um valor reduzido com a tentativa de se manter a curva de produção estabilizada pelo maior tempo que for possível. O método escolhido para melhor definir a curva de produção em formato *flat* foi usar a simplicidade da Programação Linear para tentar

otimizar as disciplinas que compõem os projetos de exploração de petróleo: poços, tubulações submarinas e instalações de superfície.

### 1.2. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O superdimensionamento dos recursos necessários para a exploração dos campos de petróleo no Brasil causa excessivas somas no volume de capital investido, além de incorrer em altos custos operacionais ao longo da vida útil de um campo de petróleo. Ao mesmo tempo, ocorre elevada ociosidade destas instalações, especialmente nos últimos anos de atividades operacionais, causando ineficiência na utilização dos recursos disponíveis durante o período citado e diminuição da capacidade econômica para manutenção adequada das instalações.

### 1.3. OBJETIVOS DA PESQUISA

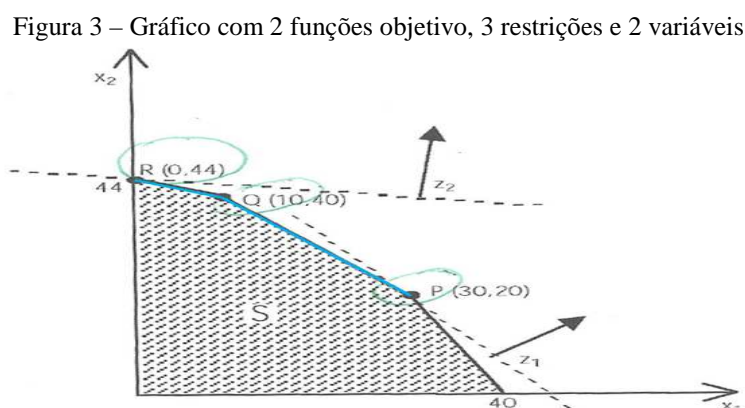
Os objetivos da pesquisa que resultou no presente artigo foram:

- Descobrir se a decisão de adotar os pontos ótimos em perfil *flat* de produção consegue conferir ao projeto melhor resultado econômico do que as premissas adotadas de se produzir com perfil em pico de produção, o qual possui declínio mais acentuado ao longo dos anos e também apresenta alta ociosidade dos equipamentos instalados;
- Calcular os pontos ótimos para dimensionamento dos recursos a serem instalados;
- Otimizar o dimensionamento das instalações considerando objetivos múltiplos, como eficiência operacional e segurança das instalações, ao invés de se considerar unicamente o critério de lucratividade do projeto.

## 2. PROGRAMAÇÃO LINEAR MULTICRITÉRIO DE NOVO

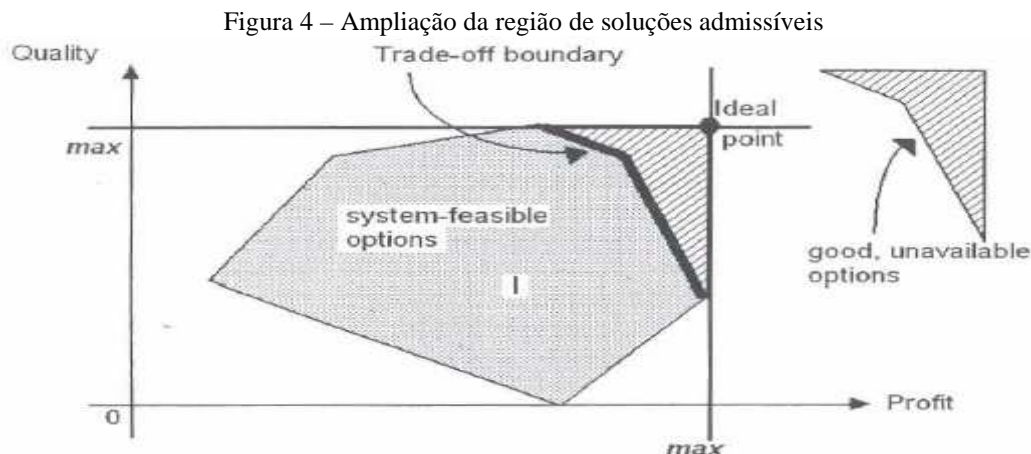
A consideração de apenas um critério para tomada de decisão com base em modelos lineares pode até facilitar a elaboração dos cálculos, mas não corresponde à maioria dos percalços da vida real até porque os decisores e gerentes nunca enfrentam apenas um desafio a cada situação adversa que se lhes impõe.

Winston (2004) destaca o conceito de região viável, aquela em que existe um grupo de variáveis cujos valores satisfazem todas as restrições e condições. Sobre este mesmo tema, Clímaco, Antunes e Alves (2003, p. 92) mostram um gráfico ilustrativo de um problema em PL com dois objetivos, duas variáveis e 3 restrições (Figura 3):



Fonte: Clímaco, Antunes e Alves (2003).

Zeleny (2010) contesta o fato de ter-se que aceitar *tradeoffs* entre objetivos à primeira vista conflitantes. Para o autor, deve-se buscar atingir uma solução que atenda simultaneamente os múltiplos objetivos que enfrentamos porque é isso que está relacionado aos desejos dos clientes. Dessa forma, Zeleny (2008, p.114) propõe um reformatação da região de soluções admissíveis dos modelos lineares multicritério, ampliando os seus limites de modo a se atender a ambas as funções citadas e defende que assim obtém-se uma solução bastante superior, com a eliminação de *tradeoffs*. Na Figura 4 vê-se o destaque da nova região proposta:



Fonte: Zeleny (2008).

A metodologia multicritério *De Novo Programming* constitui-se de uma formulação prática para a solução linear ótima de problemas de decisão multicritério, ou multiobjetivo. De acordo com Zeleny (2005, p. 10) pode-se estabelecer um problema de PL da seguinte maneira:

$$\text{Max } Z = Cx$$

sujeito a:

$$Ax - b \leq 0, pb \leq B, x \geq 0$$

onde  $C \in R^{q \times n}$  e  $A \in R^{m \times n}$  são matrizes de dimensões  $q \times n$  e  $m \times n$  respectivamente. Nesta formulação,  $b \in R^m$  é o vetor de recursos a ser otimizado,  $x \in R^n$  representa as variáveis de decisão,  $p \in R^m$  é o vetor de preços unitários dos  $m$  recursos e finalmente  $B$  é o valor total do orçamento fixado *a priori*. A solução desse problema significa encontrar a alocação ótima do orçamento total  $B$  de forma a maximizar simultaneamente o valor de  $Z$  e as variáveis de decisão  $x$ . Aquele mesmo autor apresenta uma outra forma de expressar as matrizes em PL :

$$\text{Max } Z = Cx$$

sujeito a:

$$Vx \leq B$$

$$\text{onde } Z = (z_1, z_2, \dots, z_q) \in R^q \text{ e } V = (v_1, v_2, \dots, v_n) = pA \in R^n$$

Considerem-se agora os valores máximos calculados para  $Z$  como  $Z^*$ . A partir desse ponto, Zeleny (2005, p. 10) propõe o conceito de solução meta-ótima, a qual pode ser construída através da seguinte formulação matricial:

$$\text{Min } Vx$$

sujeito a

$$Cx \geq Z^*$$

$$x \geq 0$$

A solução dessa etapa resulta no cálculo de  $x^*$ ,  $B^* = Vx^*$  e o valor de cada  $b^* = Ax^*$ . O valor de  $B^*$  refere-se ao patamar mínimo do orçamento para o alcance do vetor  $Z^*$  que contém os valores máximos para  $z_1, z_2, \dots, z_q$ , através do uso de  $x^*$  e  $b^*$ .

O principal resultado dessa formulação proposta por Zeleny é a chamada razão de trajetória ótima:

$$r^* = B/B^*$$

Vários trabalhos foram publicados usando-se a metodologia *De Novo*. Gomes e Ribas (1993) avaliaram a aplicação de modelos *De Novo* em projetos de redes de transportes e obtiveram projetos mais produtivos mesmo considerando que tais redes apresentam múltiplos objetivos como maximização da receita, do conforto dos passageiros e também da segurança. Hung *et. al.* (2006) também obtiveram sucesso na tentativa de identificar o portfólio ótimo de recursos que devem ser alocados na atividade de manutenção de estradas.

Observe-se que a utilização da Programação Linear (PL) para definição da capacidade das instalações não pode ser vista como definitiva porque o fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo não se comporta de forma linear. Assim, existe uma série de equações muito complexas

que pretendem simular esse comportamento e é por isso que este trabalho se obriga a calibrar o modelo linear através da modelagem dinâmica de reservatório, a qual utiliza as equações de fluxo não lineares já citadas.

### 3. MODELAGEM DINÂMICA DE RESERVATÓRIOS

A simulação dinâmica de reservatórios é uma poderosa ferramenta para propiciar uma visão abrangente da mecânica da curva da drenagem e da recuperação de petróleo, calculada com a maior aproximação possível da realidade. Sua utilização deve ser precedida de estudos analíticos que podem trazer importantes subsídios para a busca de informações detalhadas sobre o fluxo efetivo de fluidos nas rochas permeáveis e portadoras de hidrocarbonetos. Em seu trabalho sobre gerenciamento de reservatórios, Lo, Starley e Holden (1993) criaram um modelo em Programação Linear que pretendeu simular as melhores vazões para o gerenciamento de alguns campos, mas desta vez comparando os resultados com o simulador dinâmico de reservatórios.

### 4. METODOLOGIA

A partir do projeto original devidamente detalhado (em formato de pico de produção), pode-se verificar se vale a pena reduzir o tamanho das instalações e produzir no modelo *flat*. No final das simulações é que se comparam as duas filosofias de operação e se indica quais os fatores que influenciam positivamente as duas maneiras de explotar uma jazida de óleo e gás.

Para efeito didático, os procedimentos da metodologia ora proposta serão expostos no formato passo-a-passo:

- a) A coleta de dados para a modelagem em Programação Linear parte dos valores referentes ao projeto original. Informações como curvas de produção, capacidade calculada de poços e linhas, plantas de tratamento de óleo e gás, equipamentos acessórios e também dados de custos e de receitas são colocados em planilhas eletrônicas, usando-se o MS-Excel<sup>®</sup>.
- b) O cálculo de custos e despesas é formulado com base nos dados coletados, assim com as futuras receitas. Nesse ponto já são descritas as fórmulas contendo os parâmetros dimensionantes  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$  que serão o principal alvo de resultados das simulações em PL deste trabalho.
- c) Uma vez obtidos os resultados do modelo monocritério, entra-se na fase da metodologia *De Novo*. São calculados os valores do vetor  $V = p^*A$  e o valor de B, que é o orçamento do projeto como um todo tendo em vista os recursos disponíveis.
- d) A comparação dos dados dos simuladores em Programação Linear com o modelo dinâmico de reservatório é mandatória, de acordo com a filosofia de investigação adotada no presente trabalho. Para tanto, verifica-se se a curva de produção dinâmica com os poços restringidos pode ser adotada conforme a solução proposta pelo simulador PL.
- e) A curva mais próxima do projeto original em termos de volume total ( $N_p$ ) é então submetida ao crivo da programação *De Novo*, que é rodada pela segunda vez indicando novos valores para os parâmetros dimensionantes  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$  ou confirmando os valores sugeridos pelo modelo dinâmico.
- f) Com o orçamentos das instalações já restringidas, aciona-se o simulador econômico, que mostra os resultados com base nos indicadores de qualquer fluxo de caixa convencional, destacando-se o Valor Presente Líquido (VPL). O simulador econômico deve ser rodado tanto para o projeto original quanto para o projeto restringido e neste último caso são consideradas apenas as mudanças de escopo em relação ao projeto original.

### 5. CONSTRUÇÃO DOS MODELOS EM PROGRAMAÇÃO LINEAR

Para a montagem dos modelos em PL, escolheu-se 3 casos do mundo real que servirão como exemplos representativos para a simulação de projetos de exploração. Conforme já mencionado na seção 4, serão utilizados parâmetros adimensionais para cálculo das capacidades das instalações. Os valores de  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$  podem variar de 0 a 1, sendo o valor 1 representativo da capacidade máxima das instalações com os poços totalmente abertos (curva em pico de produção). Cada parâmetro representa um sistema de equipamentos a serem construídos, sendo que a integração dos mesmos é imprescindível para a produção desde o reservatório de petróleo

até plataforma na superfície. A definição dos sistemas e dos seus respectivos parâmetros pode ser vista na seção 5.1, a seguir.

### 5.1. PROJETO DE EXPLOTAÇÃO RIO DE JANEIRO (RJ)

Campo de óleo e gás localizado em águas profundas em reservatórios de alta produtividade. O projeto original prevê a instalação de poços produtores de óleo leve e injetores de água, equipados com coluna de produção e acessórios para apenas uma zona produtora.

#### 5.1.1. Desenvolvimento do modelo monocritério

As instalações para a produção de um campo de petróleo e gás em ambiente *offshore* possuem 4 disciplinas principais, aqui representadas pelas letras gregas  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$ :

- Planta de tratamento e armazenagem de óleo,  $\alpha$ ;
- Planta de gás de superfície,  $\beta$ ;
- Equipamentos submarinos,  $\gamma$ ;
- Poços produtores e injetores,  $\theta$ .

Os valores dimensionantes para o cálculo das instalações são representados pelas vazões máximas do pico de produção com os poços totalmente abertos, sendo assim descritos:

- $Q_{dim \alpha}$  = valor do pico de produção para a planta de tratamento de óleo, bbl/d;
- $Q_{dim \beta}$  = valor do pico de produção para a planta de processamento de gás, m<sup>3</sup>/d;
- $Q_{dim \gamma}$  = valor dimensionante para as instalações submarinas, produção de óleo + gás, boe;
- $Q_{dim \theta}$  = valor dimensionante para instalações de poços, produção de óleo + gás, boe.

A função objetivo selecionada foi o lucro obtido com a receita da produção de óleo e gás, descontando-se as despesas de investimento e operacionais.

O modelo em PL foi desenvolvido pelos autores deste trabalho, utilizando as equações descritas no Capítulo 2. As simulações foram rodadas através do *add in Solver*, presente em pacotes do MS-Excel<sup>®</sup>. Para a construção das planilhas em Excel, os autores montaram os modelos a seguir, os quais contém os parâmetros dimensionantes, as funções objetivo, as restrições referentes aos sistemas a serem instalados e os fatores referentes à simulação *De Novo*:

Figura 5 – modelo em PL monocritério

MAXIMIZAR O LUCRO, CONSIDERANDO:						
<b>Z =</b>	$\alpha * Q_{dim \alpha} * \text{preço venda óleo} + \beta * Q_{dim \beta} * \text{preço venda gás}$					
-	$\alpha * Q_{dim \alpha} * (\text{Capex óleo topside/bbl} + \text{Opex óleo topside/bbl})$					
-	$\beta * Q_{dim \beta} * (\text{Capex gás topside/m}^3 + \text{Opex gás topside/m}^3)$					
-	$\gamma * Q_{dim \gamma} * \text{media} * (\text{Capex sistema de coleta/boe} + \text{Opex sistema de coleta/boe})$					
-	$\theta * Q_{dim \theta} * \text{media} * (\text{Capex poços/boe} + \text{Opex poços/boe})$					
<b>sujeito a:</b>						
óleo topside	$\alpha * Q_{dim \alpha}$	$\leq$	$Q_{reserva \text{ óleo}}$			em bbl/d
gás topside	$\beta * Q_{dim \beta}$	$\leq$	$Q_{reserva \text{ gás}}$			em m <sup>3</sup> /d
sistemas subsea	$\gamma * Q_{dim \gamma} * (365 * 22 \text{ anos} * 5 \text{ linhas} + 365 * 21 \text{ anos} * 5 \text{ linhas})$	$\geq$				Reserva total em boe
poços	$\theta * Q_{dim \theta} * (365 * 22 \text{ anos} * 5 \text{ poços} + 365 * 21 \text{ anos} * 5 \text{ poços})$	$\geq$				Reserva total em boe
RGO max	$450 * \alpha * Q_{dim \alpha} - \beta * Q_{dim \beta}$	$\geq$	0			em m <sup>3</sup> /d
RGO min	$350 * \alpha * Q_{dim \alpha} - \beta * Q_{dim \beta}$	$\leq$	0			em m <sup>3</sup> /d

Figura 6 – modelo PL multicritério *De Novo*

MODELO MULTICRITÉRIO <i>DE NOVO</i>						
		$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\theta$	
max	z1=	4.687.111	1.034.630	-1.164.834	-1.448.667	
max	z2=	34	45	8	14	
max	z3=	30	20	20	30	
<b>sujeito a:</b>						
matriz V = p*A :		$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\theta$	
		390.389	231.370	1.164.834	1.448.667	$\leq$ 773.972,60



### 5.1.2. Desenvolvimento do modelo multicritério

Nesta análise, os novos objetivos a serem analisados são:

- Z1= Maximizar o lucro
- Z2 = Maximizar a eficiência operacional (tempo dos equipamentos operando vs. tempo total);
- Z3 = Maximizar o indicador de integridade estrutural das instalações.

Para efeito de simplicidade, assume-se que os 3 critérios possuem igual importância ou peso. Os resultados da aplicação inicial da Metodologia *De Novo* são mostrados na Figura 7:

Figura 7 – Resultados modelo multicritério do projeto RJ

$\alpha^*$	$\beta^*$	$\gamma^*$	$\theta^*$
0,390	0,599	0,196	0,176

Desta forma, os parâmetros meta-ótimos que atendem aos 3 critérios-objetivo são os representados por  $\alpha^* = 0,390$ ;  $\beta^* = 0,599$ ;  $\gamma^* = 0,196$ ;  $\theta^* = 0,176$ .

### 5.1.3. Validação do modelo após os estudos dinâmicos de reservatório

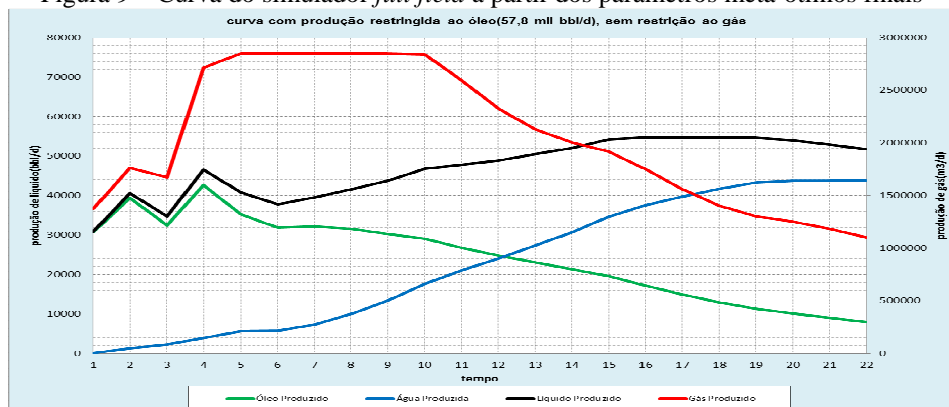
A partir dos resultados revelados pela comparação com a modelagem dinâmica, os parâmetros mostrados agora são submetidos a nova avaliação da Programação *De Novo*, com o objetivo final de se conseguir os fatores mais aperfeiçoados possíveis para o dimensionamento definitivo do sistema em formato *flat*. Esta segunda rodada do modelo *De Novo* permite a obtenção dos fatores meta-ótimos, indicando que não há nenhum outro conjunto dimensionante que consiga superá-los no atendimento aos três objetivos propostos (Figura 8):

Figura 8 – Valores finais dos fatores dimensionantes meta ótimos

valores definitivos dos fatores dimensionantes			
$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\theta$
0,758	1,000	0,763	0,764

Esses valores finais de  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$  permitem rodar o simulador dinâmico novamente com as novas e definitivas vazões esperadas para a produção de campo. A curva resultante (Figura 9) é a que mais se aproxima daquela a ser constatada na realidade ao longo da vida produtiva do campo, se adotado o modelo *flat*:

Figura 9 – Curva do simulador *full field* a partir dos parâmetros meta-ótimos finais



## 5.2. PROJETO DE EXPLOTAÇÃO BELO HORIZONTE (BH)

Campo de óleo e gás localizado em águas profundas em rochas de alta produtividade, caracterizado por possuir óleo pesado com alta viscosidade em condições de reservatório. O

projeto original prevê a instalação de poços produtores e injetores, com a necessidade de injeção de grandes volumes de água para manutenção de pressão. Uma vez que a metodologia a ser utilizada para esta análise é a mesma já mostrada para o projeto Rio de Janeiro (RJ), expõe-se a seguir os critérios adotados como premissas e os resultados finais dos cálculos do projeto BH.

O parâmetro de produção de gás não será considerado para este projeto e os demais parâmetros podem ser assim descritos:

- Planta de tratamento e armazenagem de óleo,  $\alpha$ ;
- Equipamentos submarinos,  $\gamma$ ;
- Poços produtores e injetores,  $\theta$ .

A simulação final pode ser vista na Figura 10, destacando-se os valores de  $\alpha$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$ :

Figura 10 – Valores finais dos fatores dimensionantes meta ótimos

valores definitivos dos fatores dimensionantes		
$\alpha$	$\gamma$	$\theta$
0,712	0,912	0,911

### 5.3. PROJETO DE EXPLOTAÇÃO PORTO ALEGRE (POA)

Campo de óleo e gás localizado em águas profundas em rochas de média produtividade, caracterizado por possuir óleo leve com média viscosidade em condições de reservatório. O tamanho do campo é bastante reduzido, com volumes de gás e óleo menores do que a média observada para as acumulações *offshore* que vem sendo explotadas recentemente.

Os parâmetros de produção podem ser assim descritos:

- Planta de tratamento e armazenagem de óleo,  $\alpha$ ;
- Equipamentos submarinos,  $\gamma$ ;
- Poços produtores e injetores,  $\theta$ .

A simulação final do modelo *De Novo* pode ser vista na Figura 11, destacando-se os valores de  $\alpha$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$ :

Figura 11 – Valores finais dos fatores dimensionantes meta ótimos

valores definitivos dos fatores dimensionantes		
$\alpha$	$\gamma$	$\theta$
0,751	0,811	0,812

## 6. AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Através de consultas a especialistas das áreas de instalações de superfície, poços e sistemas submarinos foi possível estabelecer relações aproximadas para a redução de custos advinda da redução de tamanho das instalações. Em alguns casos não houve diminuição proporcional ao fator dimensionante porque os custos são compostos de alguns itens que não se alteram muito com o tamanho da máquina, como os custos de comissionamento, por exemplo.

Após a avaliação dos novos orçamentos foi feita a análise dos EVTes (Estudos de Viabilidade Técnico Econômica) para os 3 campos *offshore* analisados. Os resultados são sintetizados a seguir.

### 6.1. PROJETO RIO DE JANEIRO (RJ)

#### 6.1.1. Nova orçamentação

Resumem-se os ganhos orçamentários obtidos com a contração dos fatores  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$  na Tabela 1:



Tabela 1 – Projeto RJ - Ganhos orçamentários com a contração nos fatores  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$

plataforma	instalações submarinas	poços
Redução de 10 %	Redução de 20 %	Redução de 20 %

### 6.1.2. Análise de viabilidade econômica

O resumo dos resultados feitos através do EVTE pode ser conferido na Tabela 2:

Tabela 2 – Projeto RJ - Resultado simulador econômico produção pico

Modelo vazão máxima, TMA=7,5% a.a.	Unidades monetárias
Valor Presente Líquido (VPL)	525

O modelo *flat* com os fatores dimensionantes meta-ótimos que foram obtidos através da programação *De Novo* e considerando os valores de redução de custos pode ser visto na Tabela 3:

Tabela 3 – Projeto RJ - Resultado simulador econômico formato *flat*

Modelo vazão máxima, TMA=7,5% a.a.	Unidades monetárias
Valor Presente Líquido (VPL)	563

A interpretação a ser feita para estes resultados indica que o VPL da alternativa em modelo *flat* apresenta atratividade melhor do que a curva em pico de produção (7% a mais). Isto significa que mesmo considerando os valores modestos de redução de custo dos sistemas de produção (Tabela 1), a operação com poços restringidos proporciona praticamente os mesmos valores acumulados de óleo e gás, garante maior estabilidade das vazões e consegue diminuir a ociosidade das instalações calculadas através dos fatores  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$ . O resultado final é a maior lucratividade já citada. É importante ressaltar que há também a vantagem de redução no custo total dos investimentos em cada projeto, o que permite oferecer às empresas a ampliação do número de projetos do seu portfólio, com a inclusão de projetos que não estariam inicialmente na carteira.

## 6.2. PROJETO BELO HORIZONTE (BH)

### 6.2.1. Nova orçamentação

Resumem-se os ganhos orçamentários obtidos com a contração dos parâmetros  $\alpha$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$  na Tabela 4:

Tabela 4 – Projeto BH - Ganhos orçamentários com a contração nos fatores  $\alpha$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$

plataforma	instalações submarinas	poços
Redução de 5 %	Redução de 0%	Redução de 2%

### 6.2.2. Análise de viabilidade econômica

O resumo dos resultados feitos através do EVTE pode ser conferido na Tabela 5:

Tabela 5 – Projeto BH - Resultado simulador econômico produção pico

Modelo vazão máxima, TMA=7,5% a.a.	Unidades monetárias
Valor Presente Líquido (VPL)	415

O modelo *flat* com os fatores dimensionantes meta-ótimos que foram obtidos através da programação *De Novo* e considerando os valores de redução de custos já expostos pode ser visto na Tabela 6:

Tabela 6 – Projeto BH - Resultado simulador econômico formato *flat*

Modelo vazão máxima, TMA=7,5% a.a.	Unidades monetárias
Valor Presente Líquido (VPL)	360

No caso específico do projeto BH, deve-se analisar os resultados sob a ótica da pequena redução da capacidade dos sistemas a instalar. Isso ocorreu porque a produção de água deste campo é muito alta e, infelizmente, não pode ser reduzida sob pena de haver forte impacto na recuperação de óleo. Como consequência, para este campo especificamente, não foi possível concluir que a curva em formato *flat* representa melhor resultado. Fica comprovada, portanto, a necessidade de aplicar o método de acordo com as particularidades de cada campo de petróleo a ser explorado.

### 6.3. PROJETO PORTO ALEGRE (POA)

#### 6.3.1. Nova orçamentação

Resumem-se os ganhos orçamentários obtidos com a contração dos parâmetros  $\alpha$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$  na Tabela 7:

Tabela 7 – Projeto POA - Ganhos orçamentários com a contração nos fatores  $\alpha$ ,  $\gamma$ ,  $\theta$

Plataforma	Instalações submarinas	Poços
Redução de 20 %	Redução de 20%	Redução de 20%

#### 6.3.2 Análise de viabilidade econômica

O resumo dos resultados feitos através do EVTE pode ser conferido na Tabela 8:

Tabela 8 – Projeto POA - Resultado simulador econômico produção pico

Modelo vazão máxima, TMA=7,5% a.a.	Unidades monetárias
Valor Presente Líquido (VPL)	-138

O modelo *flat* com os fatores dimensionantes meta-ótimos que foram obtidos através da programação *De Novo* e considerando os valores de redução de custos já expostos pode ser visto na Tabela 9:

Tabela 9 – Projeto POA - Resultado simulador econômico formato *flat*

Modelo vazão máxima, TMA=7,5% a.a.	Unidades monetárias
Valor Presente Líquido (VPL)	-98

No caso do projeto POA, a alternativa em formato achatado apresentou resultado bastante interessante, mesmo considerando valores de VPL negativos. Isso ocorreu porque este campo é considerado marginal, com pequena produção e recuperação de volumes muito limitados de óleo e gás. Neste projeto cabe destacar que é possível passar do prejuízo ao lucro com pequenas modificações no escopo, sendo que a opção pelo formato *flat* mostrou melhoria significativa (29%) na direção da obtenção de viabilidade econômica. Em projetos deste tipo (pequenas dimensões, poucos poços, EVTE no limite entre prejuízo e lucro) um estudo detalhado

no sentido de se operar com produção achatada e, portanto, mais estável ao longo do período de concessão pode significar a própria viabilização econômica dos mesmos.

Como complemento a todos os estudos mostrados neste trabalho, foram efetuadas análises de sensibilidade com o objetivo de estimar as consequências da produção em formato *flat* quando há extensão do contrato de concessão junto às agências reguladoras. Os resultados confirmaram os dados já mostrados e ampliaram as diferenças favoráveis à alternativa de produção com os poços restringidos.

## 7. CONCLUSÃO

A Programação *De Novo* é uma forma adequada para combinar objetivos múltiplos, até mesmo aqueles que possuem menor grau de importância, utilizando-se as equações propostas por Shi (1995). Os objetivos colocados neste estudo de manutenção da integridade e eficiência operacional não podem ser encarados como apêndices, suplementos ou acessórios.

A comparação do modelo linear com a simulação dinâmica foi inevitável porque os profissionais que lidam diariamente com a exploração de hidrocarbonetos tem consciência de que as variações de comportamento das grandezas que afetam os resultados são muito impactantes para os mesmos. É o que se pretende ao validar e calibrar o modelo em Programação Linear inicial com os dados de simuladores dinâmicos de reservatório, mais potentes e precisos.

Outro ponto importante: os modelos propostos só servem para a análise de projetos caso a caso. Stonner (2001) ensina que um projeto é um evento específico, não rotineiro. Embora a metodologia proposta possa ser estendida para mais projetos, a sua abrangência deve ser cuidadosamente verificada para os números apresentados por cada empreendimento. Os 3 casos pesquisados mostraram uma abrangência adequada em relação aos projetos mais comuns da indústria de petróleo desenvolvida no Brasil. No primeiro projeto, denominado de Rio de Janeiro (RJ), a pesquisa mostrou necessidade de manter-se a vazão de gás sem restrição para assegurar o carreamento dos volumes de óleo pretendidos, com a redução da capacidade ao óleo e conseqüente redução de custos. No segundo projeto, denominado de Belo Horizonte (BH), a necessidade de manter a produção de água sem restrição impactou sobremaneira a produção de óleo e por isso não houve redução significativa no dimensionamento dos equipamentos. Nesse caso os grandes volumes de água produzida ocupam muito espaço de todos os equipamentos e praticamente impediram contração significativa das capacidades dimensionadas. O terceiro projeto, denominado de Porto Alegre (POA), foi o que mais se beneficiou dos resultados do estudo e mostrou que campos marginais podem se beneficiar bastante se configurados em formato *flat*. Mesmo considerando VPL negativo no projeto original (em formato de pico) a melhora nos resultados técnicos e econômicos com a adoção da estratégia dos poços restringidos pode significar a passagem do prejuízo ao lucro com pequenas modificações de escopo e perfil de produção.

Quanto aos dados econômicos pode-se dizer que as reduções de orçamento nas instalações foi modesta, se comparado com a diversidade de máquinas e sistemas que compõe um projeto de exploração de hidrocarbonetos. Os resultados econômicos confirmaram que há possibilidade de redução de custos e a manutenção (ou melhora) nos lucros, desde que os reservatórios sejam analisados caso a caso. A utilização da Programação *De Novo* confirmou também a possibilidade do atendimento a mais funções objetivo, reservando-se recursos para assuntos igualmente muito importantes nos dias de hoje, como preservação ambiental e segurança, sendo que estes temas devem ser valorados e incorporados ao modelo econômico das corporações.

## REFERÊNCIAS

CLIMACO, J. N.; ANTUNES, C. H.; ALVES, M. J. G. **Programação linear multiobjectivo**. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra, 2003.

GOMES, L. F. A. M.; RIBAS, M. P. F. The portfolio selection under multiple criteria: a de novo approach to the design of transportation networks. **Journal of Systems, Analysis, Modeling, Simulation**, Newark, v. 10, p. 315-320, 1993.

HUNG, C. T. et al. Optimal resource allocation model for pavement maintenance established by de novo programming method. In: JOINT INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTING AND DECISION MAKING IN CIVIL AND BUILDING ENGINEERING, June 2006, Montreal. **Proceedings...** Montreal: [s.n.], 2006.

LO, K. K.; STARLEY, G. P.; HOLDEN, C. W. Application of linear programming to reservoir development evaluations. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Oct. 1993, Houston. **Proceedings...** Houston: SPE, 1993. SPE 26637.

SHI, Y. Studies on optimal-path ratios in multicriteria de novo programming problems. **Computers Math Applications**, [S.l.], v. 29, n. 5, p. 43-50, 1995.

STONNER, R. **Ferramentas de planejamento**. Rio de Janeiro: E-papers, 2001.

WINSTON, W. L. **Operations research-applications and algorithms**. Belmont: Thomson Brooks Cole, 2004.

ZELENY, M. **Human systems management**. Singapore: World Scientific Publishing Co. Pte, 2008.

ZELENY, M. Strategy as action: from Porter to Anti-Porter. **Int. J. Strategic Decision Sciences**, [S.l.], v. 1, n. 1, 2010.

ZELENY, M. The evolution of optimality: De Novo Programming. In: Coello, C.A.; Coello, A. Hernandez Aguirre; Zitler, E. (Editors). **Evolutionary multi-criterion optimization**. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2005. p. 1-13.