

Universidade Federal do Rio de Janeiro
Escola Politécnica
Engenharia de Controle e Automação

**Controle via Busca Extremal da Produção de Petróleo em
Poços Operando com Elevação Artificial por Injeção de Gás**

Autor:

Elysio Mendes Nogueira

Orientador:

Prof. Alessandro Jacoud Peixoto, D. Sc.

Examinador:

Tiago Roux de Oliveira, D.Sc.

Examinador:

Rodrigo Fonseca Carneiro

UFRJ

Março de 2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

Escola Politécnica – Engenharia de Controle e Automação

Centro de Tecnologia, bloco H, sala H-217, Cidade Universitária

Rio de Janeiro – RJ CEP 21949-900

Este exemplar é de propriedade da Universidade Federal do Rio de Janeiro, que poderá incluí-lo em base de dados, armazenar em computador, microfilmear ou adotar qualquer forma de arquivamento.

É permitida a menção, reprodução parcial ou integral e a transmissão entre bibliotecas deste trabalho, sem modificação de seu texto, em qualquer meio que esteja ou venha a ser fixado, para pesquisa acadêmica, comentários e citações, desde que sem finalidade comercial e que seja feita a referência bibliográfica completa.

Os conceitos expressos neste trabalho são de responsabilidade do(s) autor(es) e do(s) orientador(es).

Elysio Mendes Nogueira

Controle via Busca Extremal da Produção de Petróleo em Poços Operando com Elevação Artificial por Injeção de Gás/
Elysio Mendes Nogueira. – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2012.

77p.: il.; 29,7 cm

Orientadores: Prof. Alessandro Jacoud Peixoto, D. Sc.

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Controle e Automação, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 72

1. Introdução
2. Revisão Bibliográfica
3. Modelo de poço operando por gas lift
4. Controle de modelo de poço por busca extremal
5. Conclusão e Projetos Futuros

DEDICATÓRIA

Esse trabalho é dedicado ao povo brasileiro, que através da Universidade Federal do Rio de Janeiro, me concedeu a oportunidade de me graduar como um Engenheiro de Controle e Automação.

AGRADECIMENTO

Agradeço a todos que contribuíram com a minha formação acadêmica, profissional e pessoal até o momento, em especial aos meus familiares, professores, amigos e namorada. Sem o apoio, paciência e sabedoria deles, a jornada seria muito mais difícil e muito menos prazerosa.

Agradecimentos especiais para meu pai e minha mãe, meu orientador Alessandro Jacoud, Bia Loureiro e Daniel Dubois.

RESUMO

Este trabalho aborda a utilização de metodologias de controle via busca extremal a produção de petróleo em poços que operam por elevação artificial por injeção de gás. O objetivo é manter a produção de óleo nesses poços em torno de seu ponto ótimo em relação a Curva de Performance de Produção.

É realizada uma revisão bibliográfica da literatura de engenharia de petróleo e métodos de controle ótimo. São analisados o modelo de poço utilizados nas simulações computacionais. É identificado um modelo simplificado para representar a dinâmica do poço. Descreve-se a metodologia empregada no desenvolvimento da solução de controle por busca extremal. As simulações ocorreram em uma interface entre o software de simulação dinâmica EMSO (*Environment for Modeling, Simulation and Optimization*) e o Matlab.

Finalmente, são apresentados os resultados das simulações e as conclusões sobre a importância do trabalho para a indústria de Óleo e Gás.

Palavras-Chave: controle ótimo, busca extremal, engenharia de petróleo, *gas lift*.

ABSTRACT

This work concerns about the use of extremum seeking control methodologies to oil wells operating through gas lift. The goal is to maintain oil production at these wells around their optimal point.

It is conducted a literature review of petroleum engineering methods and optimal control. We analyze the well model used in computer simulations and methodology used in developing the control solution by extremum seeking. It is also identified a simplified model to represent well's dynamic. The simulations took place at an interface between the dynamic simulation software EMSO (Environment for Modeling, Simulation and Optimization) and Matlab.

Finally, we present the simulation results and conclusions about the importance of this work for the Oil and Gas industry

Key words: optimal control, extremum seeking, petroleum engineering, gas lift

SIGLAS

VPL – Valor Presente Líquido

GL – *gas lift*

HW – Hammerstein-Wiener

SPE – *Society of Petroleum Engineers*

CPP – Curva de Performance de Produção

IPR – *Inflow Performance Relationship*

TPR – *Tubing Performance Relationship*

BCS – Bombeio Centrífugo Submerso

BM – Bombeio Mecânico

ANP – Agência Nacional do Petróleo

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FPSO - Floating Production Storage and Offloading

IP – Índice de Produtividade

WTI – *West Texas Intermediate*

EMSO – *Environment for Modeling Simulation and Optimization*

Sumário

1	Introdução	1	
	1.1	Objetivos	1
	1.2	- Justificativa	1
	1.3	- Descrição do trabalho	1
2	Revisão bibliográfica	5	
	2.1	- Fundamentos de engenharia de petróleo	5
	2.1.1	Breve histórico do petróleo no Brasil	5
	2.1.2	Engenharia de reservatório	6
	2.1.3	Mecanismos de produção	10
	2.2	- Elevação de petróleo	4
	2.2.1	Elevação natural	13
	2.2.2	Elevação artificial	17
	2.3	- Controle e otimização de produção por <i>gas lift</i>	25
	2.4	- Controle por busca extremal	29
3	Modelo de poço operando por <i>gas lift</i>	30	
	3.1	- Modelo de Eikrem	30
	3.2	- Modelo de Eikrem modificado	34
	3.3	- Implementação do modelo de Eikrem modificado	37
	3.4	- Integração EMSO - Matlab	39
	3.5	- Identificação das curvas IPR e TPR	40
	3.6	- Identificação da Curva de Performance de Poço	42
	3.7	- Definição da Função Objetivo	43

4	Controle do modelo de poço por busca extremal	45
	4.1 - Representação do poço no modelo Hammerstein-Wiener	45
	4.2 - Implementaçãodo controle por busca extremal	51
5	Conclusão e Projetos Futuros	68
6	Bibliografia	71

Lista de Figuras

- Figura 1.1 – Projeção do consumo de energia
- Figura 1.2 – Evolução do consumo final energético por fonte
- Figura 1.3 – Divisão percentual dos métodos de elevação do petróleo na produção da
- Figura 2.1 – Evolução do volume de reservas provadas brasileiras
- Figura 2.2 – Curva IPR para o modelo linear
- Figura 2.3 – Curva IPR para o modelo de Vogel
- Figura 2.4 – Mecanismo de gás em solução
- Figura 2.5 – Mecanismo de capa de gás
- Figura 2.6 – Mecanismo de influxo de água
- Figura 2.7 – Processo de elevação de petróleo do poço para plataforma
- Figura 2.8 – Curvas de IPR e TPR
- Figura 2.9 – Curvas de IPR e TPR para diferentes valores de pressão estática de
- Figura 2.10 – Conjunto do sistema BM
- Figura 2.11 – Bomba de cavidades progressivas
- Figura 2.12 – Poço operando por *gas lift*
- Figura 2.13 – Influência na injeção de GL na curva TPR
- Figura 2.14 – Injeção de GL em um poço não surgente
- Figura 2.15 – Esquema do sistema de injeção de gás na coluna de produção
- Figura 2.16 – Pontos de máxima produção e máxima receita na CPP
- Figura 3.1 – Poço de produção
- Figura 3.2 – Interface EMSO - Matlab utilizada no projeto
- Figura 3.3 – Curvas de IPR e TPR para o modelo de Eikrem modificado
- Figura 3.4 – Esquema simplificado da comunicação entre Matlab e EMSO
- Figura 3.5 – CPP do modelo de Eikrem modificado implementado em EMSO
- Figura 4.1 – Degrau unitário aplicado ao modelo de poço implementado em Simulink
- Figura 4.2 – Resposta do modelo de poço de Eikrem a diferentes valores de entrada
- Figura 4.3 – Diagrama de bloco da função de transferência $G(s)$
- Figura 4.4 – Resposta ao degrau unitário de $G(s)$
- Figura 4.5 – Diagrama de bloco da função de transferência $H(s)$
- Figura 4.6 – Resposta ao degrau unitário de $H(s)$
- Figura 4.7 – Comparação dos modelos para entrada degrau

Figura 4.8 – Comparação das repostas ao degrau do modelo de Eikrem modificado e de Hammerstein-Wiener identificado

Figura 4.9 – Comparação dos modelos para entrada senoidal

Figura 4.10 – Comparação das repostas a entradas senoidais do modelo de Eikrem modificado e de Hammerstein-Wiener identificado para $w_{gc, inicial} = 0$ kg/s

Figura 4.11 – Comparação das repostas a entradas senoidais do modelo de Eikrem modificado e de Hammerstein-Wiener identificado para $w_{gc, inicial} = 2,5$ kg/s.

Figura 4.12 – Busca extremal aplicado a modelo estático do poço

Figura 4.13 – Resposta da vazão de produção de óleo, variável controlada, ao controle por busca extremal

Figura 4.14 – Comportamento da variável de controle para o sistema estático

Figura 4.15 – Resposta da vazão de produção de óleo, variável controlada, ao controle por busca extremal, período da válvula de 8 minutos.

Figura 4.16 – Comportamento da variável de controle para o sistema estático, período de válvula de 8 minutos.

Figura 4.17 – Topologia do sistema de controle por busca extremal aplicado ao modelo de Hammerstein-Wiener do poço

Figura 4.18 – Resposta da vazão de produção de óleo ao controle por busca extremal

Figura 4.19 – Comportamento da variável de controle para o modelo HW

Figura 4.20 – Topologia do sistema de controle para rastreamento de trajetória

Figura 4.21 – Saída seguindo a trajetória para $w_{gc, inicial} = 0$ kg/s

Figura 4.22 – Variável de controle para $w_{gc, inicial} = 0$ kg/s

Figura 4.23 – Saída seguindo a trajetória para $w_{gc, inicial} = 7,5$ kg/s

Figura 4.24 - Variável de controle para $w_{gc, inicial} = 0$ kg/s

Figura 4.25 – Topologia do projeto de controle pela metodologia I para o modelo em EMSO.

Figura 4.26 – Resposta da produção do modelo em EMSO a metodologia I

Figura 4.27 – Variável de controle do modelo em EMSO sob a metodologia I

Figura 4.28 – Metodologia II aplicada a modelo estático do poço

Figura 4.29 – Variação da produção de óleo do modelo HW sujeito a metodologia II

Figura 4.30 – Variável de controle do modelo HW sujeito a metodologia II

Figura 4.31 – Variação da produção de óleo do modelo em EMSO sujeito a metodologia II

Figura 4.32 – Variável de controle do modelo em EMSO sujeito a metodologia II

Figura 4.33 – Topologia da malha fechada pela metodologia II com incerteza paramétrica

Figura 4.34 – Produção de óleo sob controle com incerteza paramétrica

Figura 4.35 – Injeção de gás no controle com incerteza paramétricas

Figura 4.36 – CPP para modelo de poço com redução na pressão de reservatório

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Valores dos parâmetros utilizados no modelo de Eikrem modificado implementado no EMSO

Tabela 3.2 – Valores das condições iniciais para a simulação do modelo de Eikrem modificado

Tabela 4.1 – Valores das condições iniciais para $w_{gc, inicial} = 2,5$ kg/s

Tabela 4.2 – Condições iniciais para testes de seguimentos de trajetórias

1. Introdução

1.1. Objetivo

O objetivo deste trabalho é estudar a viabilidade de aplicação de metodologias de controle por busca extremal em poços de produção de óleo que operam com auxílio de elevação artificial por *gas lift*, a fim de encontrar e manter o sistema em malha fechada em torno do ponto ótimo da Curva de Produção do Poço (CPP) e, assim, aumentar o Valor Presente Líquido e os lucros da operação. Deseja-se encontrar uma alternativa aos métodos de otimização atualmente empregados, que em geral são lentos e não automatizados.

1.2. Justificativa

A exploração e produção (E&P) de petróleo é uma atividade que envolve grandes desafios ambientais, sociais, técnicos e econômicos. Esses desafios se tornam ainda mais complexos, pois a oferta de óleo deve ser suficiente para suprir uma demanda cada vez maior por hidrocarbonetos. Esse aumento na demanda pode ser verificado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE-2019) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Nesse estudo, que leva em conta um cenário de crescimento da economia brasileira pouco superior ao da economia mundial, observa-se que o consumo energético em 2019 passará dos 365 milhões de Tonelada Equivalente de Petróleo (“tep”), 60% maior que no ano de 2010, conforme apresentado na figura 1.1.

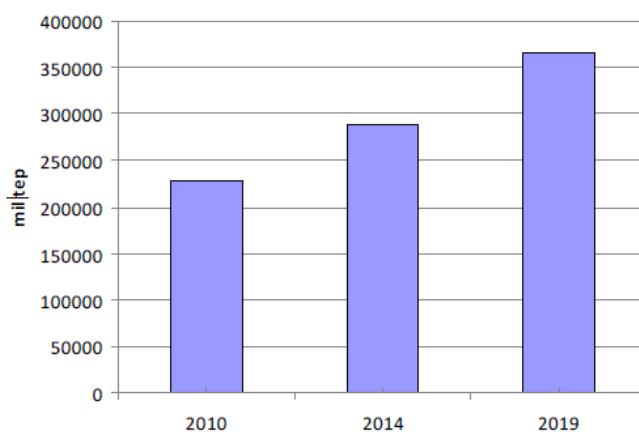


Figura 1.1 – Projeção do consumo de energia

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2010

Essa projeção da demanda evidencia a necessidade de crescimento na produção de petróleo no Brasil em paralelo com outras fontes energéticas, como hidráulica, eólica e solar. Contudo, o petróleo continuará sendo por algum tempo o principal componente da matriz energética mundial, como mostra o mesmo estudo da EPE e exemplificado na figura 1.2.

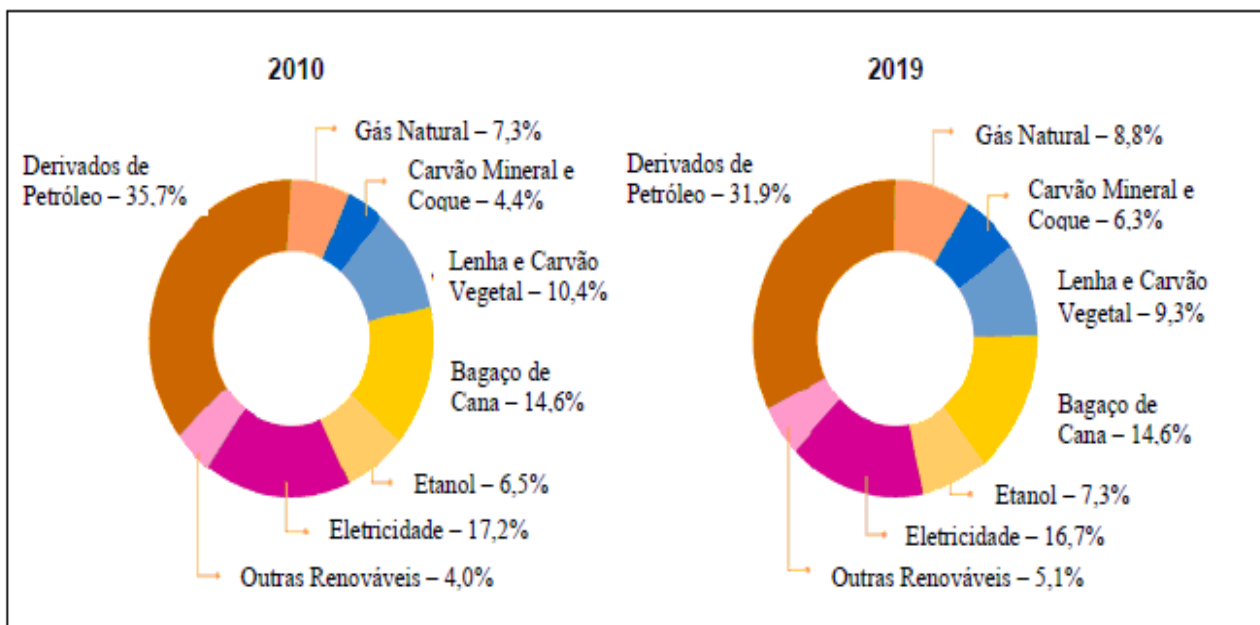


Figura 1.2 – Evolução do consumo final energético por fonte

Fonte: EPE, 2010

Outra importante utilização do petróleo é como matéria prima para a indústria petroquímica. Segundo D'Ávila (2002), o petróleo e o gás natural são geralmente reconhecidos por sua importância como fonte primária de combustíveis, tanto para o transporte na forma de gasolina, diesel ou mesmo gás, quanto para geração de calor industrial por combustão em fornos e caldeiras. Contudo, a partir do processamento inicial desses recursos naturais obtemos as matérias primas básicas para a indústria petroquímica. Essa indústria utiliza-se da nafta, que é uma fração líquida do refino do petróleo, ou do próprio gás natural tratado, em sofisticados processos petroquímicos capazes de quebrar, recombina e transformar as moléculas originais dos hidrocarbonetos presentes no petróleo ou no gás, gerando, em grande escala uma diversidade de produtos, que constituem a base química dos mais diferentes segmentos da indústria em geral. Atualmente, é possível identificar produtos de origem petroquímica na quase totalidade dos itens industriais consumidos pela população tais como embalagens e utilidades domésticas de plástico, tecidos, calçados, alimentos,

brinquedos, materiais de limpeza, pneus, tintas, eletroeletrônicos, materiais descartáveis e muitos outros.

Esses fatores combinados, deixam clara a necessidade de pesquisa e desenvolvimento de novas técnicas de produção de petróleo que otimizem a utilização dos ativos empregados na operação e os volumes de óleo produzido e recuperado.

Atualmente, já existem muitas técnicas para aumentar ou manter a produção dos campos de petróleo, variando desde a injeção de água no reservatório por poços injetores até os métodos de elevação artificial, dentre os quais se destaca a técnica de *gas lift*, conforme demonstra o gráfico abaixo de divisão percentual dos métodos de elevação de petróleo na produção da Petrobras em 2009.

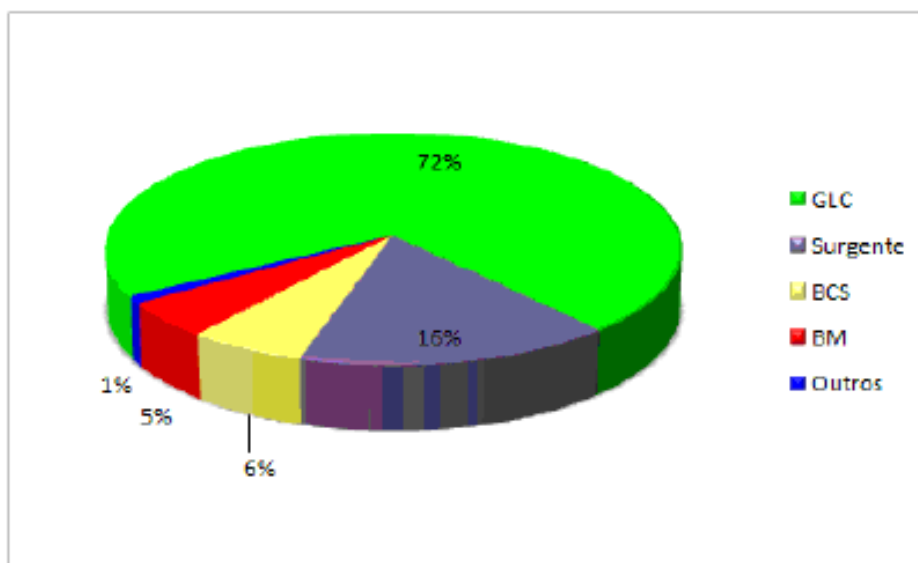


Figura 1.3 – Divisão percentual dos métodos de elevação do petróleo na produção da Petrobras, 2009.

Fonte: Elaboração própria a partir de Petrobras, 2010

Contudo, o método de elevação por *gas lift* possui um comportamento peculiar em sua relação entre a vazão de entrada de gás na coluna de produção e a vazão de produção de óleo. Esse comportamento é verificado na Curva de Produção de Poço (CPP) como uma função de concavidade para cima, portanto, com um ponto de máximo.

Neste sentido, este estudo procura maximizar a produção de óleo de um poço operando por elevação artificial de tipo *gas lift*, através do método de controle ótimo por busca extremal. Esta técnica não permite aumentar o fator de recuperação do reservatório, mas antecipa a produção, aumentando o Valor Presente Líquido da operação e a produção diária do poço.

As iniciativas para otimizar a produção em poços atualmente em geral utilizam-se dos testes de poços, que consistem em desviar o fluido multifásico produzido por um único poço para um separador trifásico e a partir deste é possível medir a vazão de óleo deste poço para um determinado valor de injeção de gás na coluna. Esse procedimento é extremamente lento, devido a dinâmica do sistema, e permite que a cada teste de poço verifique-se o comportamento da produção para um único valor de injeção de gás. Sendo assim, é necessário diversas iterações para se encontrar um valor de injeção que faça com que o poço produza o seu máximo.

Portanto, o método adotado para otimização proposto neste trabalho foi o controle por busca extremal por ser um método automático, com estabilidade comprovada, que rastreia o *set-point* necessário para manter a saída de um sistema não linear em seu valor extremo (KRISTIC, 2000). Esse método se diferencia dos demais métodos de otimização numéricos por não ser baseado em modelo e por ser mais rápido, realizando otimização *on-line*. Esses fatores são importantes na otimização de produção em poços operando por *gas lift*, pois existem diversas incertezas nos modelos utilizados e os períodos de assentamento são muito grandes.

O escopo desse projeto será somente a otimização da Curva de Performance de Poço de um único modelo de poço operando por *gas lift*. Contudo, a ideia de utilizar busca extremal pode ser estendida para otimização na produção total de uma plataforma com vários poços produtores, além de otimização em funções objetivo associadas a produção, tais como, maximização de lucros de operação em plataformas, sujeitas a restrições de quantidade de gás a ser alocado ou de qualidade do óleo produzido.

1.3. Descrição do trabalho

Esse projeto está dividido da seguinte forma: No Capítulo 2 será apresentada uma revisão bibliográfica dos temas importante no entendimento e contextualização do projeto, de modo a familiarizar o leitor com nomenclaturas e conceitos que serão abordados mais adiante. No Capítulo 3 é desenvolvida uma análise do modelo de poço implementado e utilizado no projeto bem como das ferramentas e tecnologias utilizadas para realizar simulações. No Capítulo 4 é apresentado o desenvolvimento do projeto de controle por busca extremal e os resultados obtidos para diferentes etapas. No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões sobre esse trabalho e sua importância para a indústria de óleo e gás bem como propostas para trabalhos futuros relacionados ao tema.

2. Revisão bibliográfica

2.1. Fundamentos de engenharia de petróleo

Essa seção visa introduzir o leitor aos principais conceitos e tecnologias envolvidos na indústria de óleo e gás. Por ser um tema extremamente amplo, esse trabalho irá dar ênfase ao segmento de escoamento e produção, com foco em controle e otimização de processos.

2.1.1. Breve histórico do petróleo no Brasil

A história da indústria petrolífera brasileira começou no ano de 1858, com a assinatura do Decreto nº 2266, que concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene, às margens do Rio Marau, na Bahia.

Contudo, a primeira descoberta de petróleo só ocorreu no ano de 1939, com a perfuração do primeiro poço em Lobato, na Bahia. Porém, somente em 1941 foi descoberto o primeiro poço comercial, em Cadeias.

A partir de 1953, no governo do presidente Getúlio Vargas, foi instituído o monopólio estatal sobre a perfuração, extração, produção, refino e comercialização do petróleo sob

o comando da Petrobras. Esse monopólio só viria a cair 40 anos depois com a emenda constitucional nº 9 (09/11/1995) e da nova lei do petróleo (lei nº 9478, 06/08/1997).

Desde sua criação a Petrobrás descobriu petróleo em 13 estados brasileiros, com destaque para as bacias do Recôncavo Baiano, Campos e Mossoró. Em 2006, o Brasil atingiu um volume de produção de petróleo igual ao volume consumido, se tornando autosuficiente nesta *commodity*. O Brasil é hoje referência em diversas áreas desse setor, como a produção em águas profundas (BACOCOLI, 2008).

As reservas provadas de acordo com definição da *Society of Petroleum Engineers* (SPE), são aquelas quantidades de petróleo que, por análise de dados geológicos e de engenharia, podem-se estimar, com razoável certeza, como sendo comercialmente recuperáveis até uma determinada data. A Figura abaixo mostra a evolução das reservas provadas brasileiras.

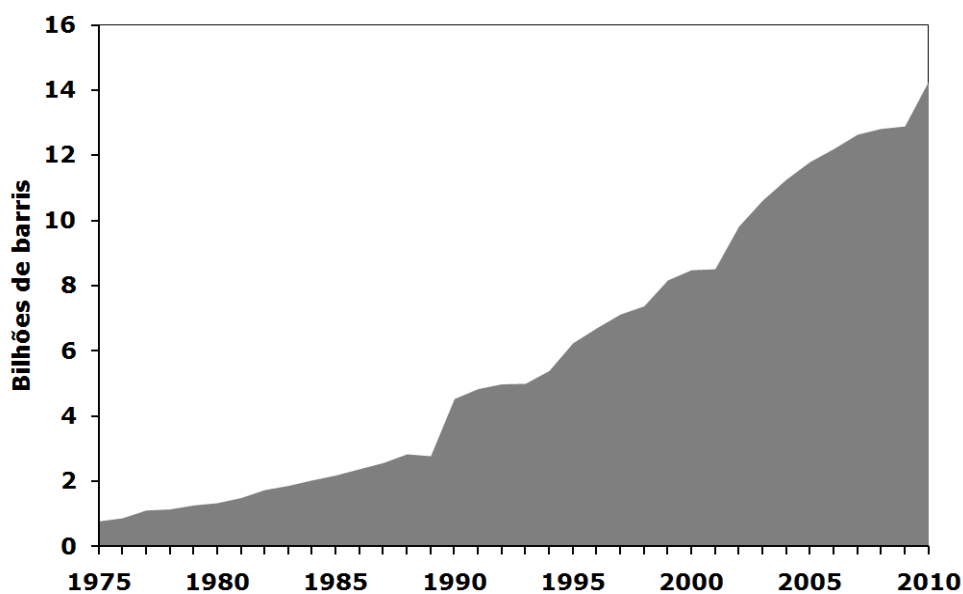


Figura 2.1 – Evolução do volume de reservas provadas brasileiras

Fonte: ANP. 2011

2.1.2. Engenharia de reservatório

O reservatório consiste de uma formação rochosa permeável, porosa ou fraturada em subsuperfície, rodeado por camadas de rochas com baixa permeabilidade. Pode conter óleo, gás e água, isoladamente ou uma mistura desses.

A engenharia de reservatório tem a responsabilidade de analisar propriedades básicas das rochas e dos fluidos nelas contidos. Os parâmetros obtidos nessas análises fundamentais para as avaliações técnicas e econômicas da produção do campo. Dentre os principais parâmetros, destacam-se a porosidade, o volume de óleo *in place* (VOIP), permeabilidade, índice de produtividade (IP) e fator de recuperação (FR).

Primeiramente, a porosidade e a saturação de fluidos da rocha reservatório em análise são obtidas nas pesquisas feitas pelo geólogo. A porosidade é que a relação entre o volume de vazio e o volume total da rocha, e a saturação é a porcentagem de cada fluido no interior da rocha. Com esses dados e os da geometria da rocha é possível fazer uma estimativa do volume de cada fluido no reservatório. Esse cálculo é conhecido como método volumétrico.

A permeabilidade da rocha está relacionada diretamente com a quantidade de poros que estão interconectados e, conseqüentemente, com a facilidade para que o óleo se mova ao longo dos poros até a coluna do poço de produção. Os caminhos criados pelos poros interconectados podem ser chamados de “canais porosos”, e quanto mais estreitos e mais tortuosos forem, maior será a dificuldade para que os fluidos se movam.

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad 2.1$$

Onde:

K = permeabilidade;

q = vazão do fluido;

μ = viscosidade do fluido;

L = comprimento do meio poroso, medido a direção do escoamento do fluido;

A = área do meio poroso perpendicular ao escoamento do fluido;

Δp = pressão diferencial.

É possível identificar o potencial de produção do poço, através do IP, e ainda, qual é a pressão entregue pelo reservatório ao poço em uma determinada vazão. Dentre os

principais métodos para calcular o IP estão o modelo linear e o modelo de Vogel. (NASCIMENTO, 2005).

$$IP = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad 2.2$$

Onde:

IP = índice de produtividade;

q = vazão de fluido;

P_e = pressão estática do reservatório;

P_{wf} = pressão de fluxo no fundo do poço.

A partir do modelo linear é possível traçar a curva de *Inflow Performance Relationship* (IPR) do modelo linear.



Figura 2.2 – Curva IPR para o modelo linear

Fonte: NASCIMENTO, 2005

Nesse gráfico, o potencial de produção do poço é representado pelo ponto onde a curva intercepta o eixo horizontal. Portanto, a vazão máxima é atingida quando a pressão de fluxo no fundo é igual a zero. Contudo, esse valor é teórico, pois é impossível, na prática, reduzir a P_{wf} a zero.

Utiliza-se o modelo linear para situações onde a P_{wf} está acima do ponto de bolha ou da pressão de saturação (P_{sat}). Essa situação é caracterizada por condições de temperatura e pressão na qual inicia a evaporação de um líquido. Em situações onde a P_{wf} está abaixo do ponto de bolha, é utilizado o modelo de Vogel. O ponto de bolha é a pressão abaixo da qual o gás dissolvido no hidrocarboneto começa a se desprender formando uma mistura multifásica.

O modelo de Vogel foi identificado a partir da determinação da curva de IPR para diversos poços produzindo com gás em solução em para vários estágios de reservatório. Finalmente, dividindo as pressões pelas pressões estáticas do reservatório e, e as vazões pelo potencial do poço. Notou-se que as curvas eram praticamente coincidentes e dadas pela expressão 2.3 e com comportamento representado na figura 2.3.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_e} - 0,8 \frac{P_{wf}^2}{P_e^2} \quad 2.3$$

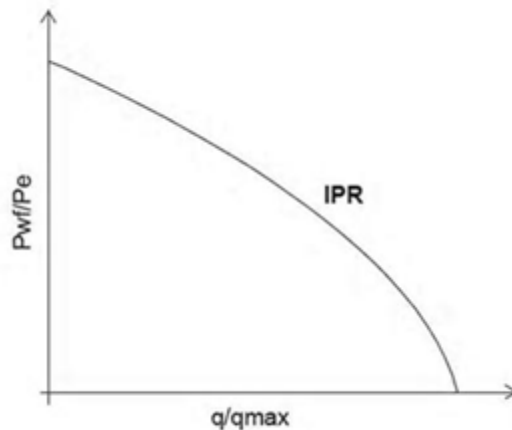


Figura 2.3 – Curva IPR para o modelo de Vogel

Fonte: NASCIMENTO, 2005

Outras importantes propriedades básicas do reservatório são compressibilidade, saturação, e mobilidade. Contudo, essas propriedades não possuem tanta influência dentro do escopo desse trabalho e não serão abordadas.

2.1.3. Mecanismos de produção

Os fluidos contidos na rocha-reservatório devem dispor de energia para que possam ser produzidos. Essa energia será resultado das circunstâncias geológicas pelas quais a jazida passou em sua formação (THOMAS, 2001). Em geral a produção ocorre a partir de descompressão ou deslocamento de um fluido por outro fluido. Sendo o primeiro caso caracterizado pela expansão dos fluidos do reservatório e contração de volume poroso e o segundo pela invasão da zona de óleo por um aquífero.

Os principais mecanismos de produção são: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água. No caso do mecanismo de gás em solução, esquematizado na figura 2.4, toda energia disponível para a produção encontra-se na zona de óleo. Basicamente, esse mecanismo funciona devido a vaporização do gás em solução, que por serem mais expansíveis que os líquidos, expandem e deslocam o líquido para fora do meio poroso.

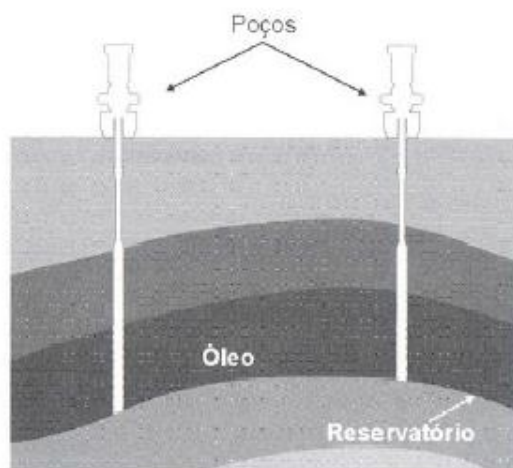


Figura 2.4 – Mecanismo de gás em solução

Fonte: THOMAS, 2001

O mecanismo de capa de gás, esquematizado na figura 2.5, ocorre em reservatórios que apresentam equilíbrio entre fase líquida e gasosa. O gás se acumula na parte superior do reservatório, formando a capa de gás, que é preservada durante a produção. Quando o óleo é colocado em produção, a pressão cai e o gás se expande deslocando o óleo para fora do meio poroso.

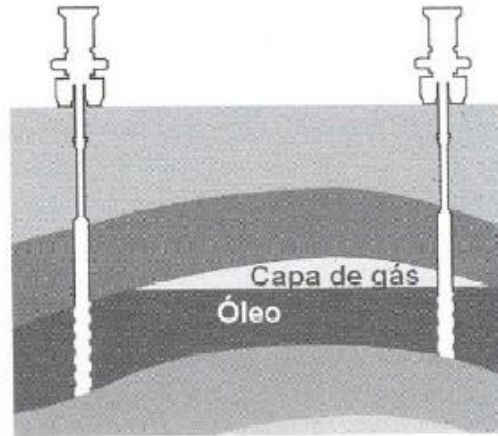


Figura 2.5 – Mecanismo de capa de gás

Fonte: THOMAS, 2001

O tamanho da capa possui uma influência muito grande no Fator de Recuperação do reservatório, uma vez que quanto maior for o volume da capa comparado com o volume do óleo, maior será a atuação da capa, logo, a pressão do reservatório será mantida por mais tempo.

Finalmente, o mecanismo de influxo de água, esquematizado na figura 2.6, depende da presença de um contato direto entre a formação acumuladora do hidrocarboneto e uma grande acumulação de água, denominados aquíferos. O mecanismo funciona a partir da redução da pressão do reservatório e a expansão da água nele contida. Assim, a água invade a zona de óleo, deslocando o óleo até os poços de produção e mantendo a pressão do reservatório.

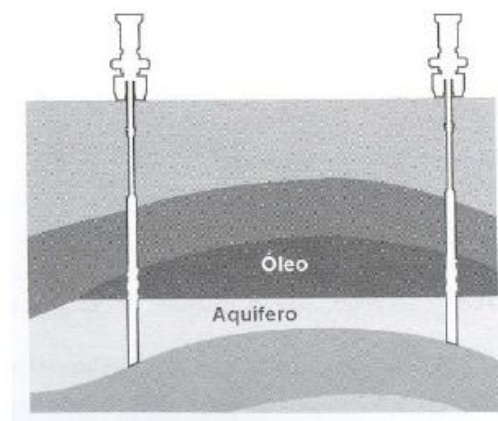


Figura 2.6 – Mecanismo de influxo de água

Fonte: THOMAS, 2001

2.2. Elevação de Petróleo

Em engenharia de petróleo, o ramo responsável por drenar o óleo do reservatório e transportá-lo até a plataforma é chamado de elevação ou escoamento. Esse processo está ilustrado na figura 2.7.

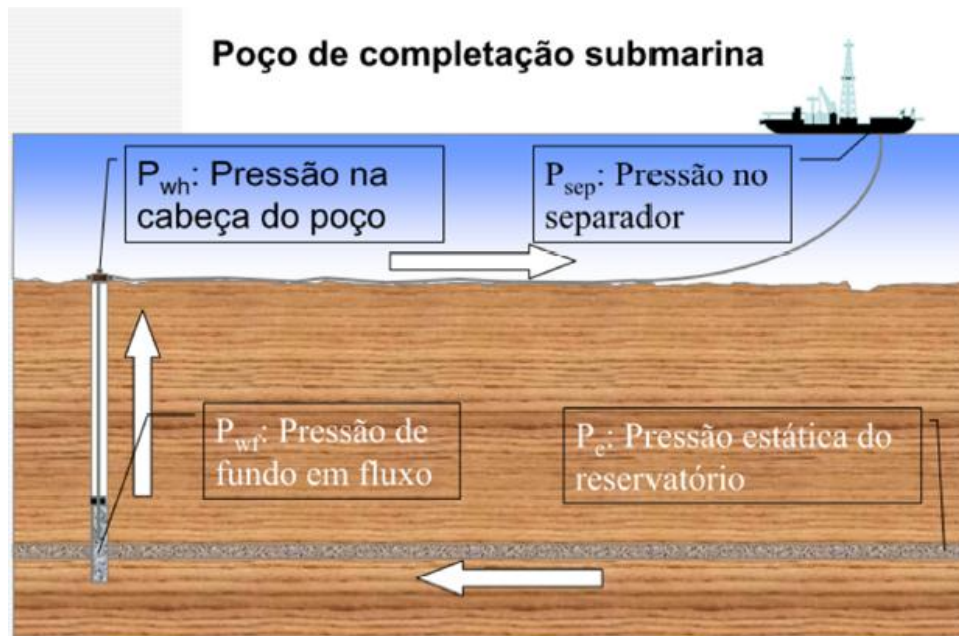


Figura 2.7 – Processo de elevação de petróleo do poço para plataforma

Fonte: RIBEIRO, 2012

Para que o petróleo flua do reservatório para o poço é necessário um diferencial de pressão entre a pressão estática do reservatório (P_e) e a pressão de fundo de poço (*pressure of well flowing* – P_{wf}). Quanto maior for o diferencial de pressão, maior será a vazão de produção. Esse comportamento é descrito na equação 2.2.

O reservatório precisa conter energia na forma de pressão suficiente para empurrar o óleo do fundo do poço até a plataforma. Quando o poço consegue produzir apenas com a energia do reservatório, esse é chamado de surgente. Caso contrário, técnicas artificiais de elevação serão necessárias para suplementar essa energia (THOMAS, 2001).

Ressalta-se que mesmo os poços que são inicialmente surgentes, após um determinado tempo de produção, começam a apresentar um declínio considerável na pressão estática,

resultando na queda de energia do reservatório. Essa pressão reduz até um limite onde se impossibilita o escoamento do petróleo até a superfície apenas com energia natural, ou ainda, devido à baixa pressão, esse poço deixa de ser economicamente viável. Portanto, a partir desse instante, as técnicas artificiais de elevação começam a ser utilizadas nesse poço visando a aumentar sua produtividade. A questão é saber qual, dentre os vários métodos existentes, é o melhor a ser instalado em um determinado poço. Para tanto, uma análise complexa envolvendo uma série de parâmetros do reservatório, do poço e da planta de produção deve ser realizada.

Segundo Thomas et al. (2001), a seleção do melhor método depende de uma quantidade variada de fatores. Os principais a serem considerados são: número de poços, diâmetro do revestimento e da coluna de produção, Razão Gás Óleo (RGO), vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismo de produção, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às unidades de produção, equipamentos disponíveis, pessoal treinado, investimento, custo operacional, segurança entre outros.

2.2.1. Elevação natural

Para haver elevação natural dos fluidos, a pressão disponível no fundo do poço tem que ser maior do que à pressão hidrostática da coluna de fluido acrescida das perdas de cargas no escoamento desse fluido. Essas perdas são divididas em distribuídas e localizadas, as primeiras estão relacionadas ao atrito entre o fluido e coluna de produção, e entre fluido e linhas de produção. As perdas localizadas são atribuídas a quaisquer obstruções nas linhas de escoamento, como válvulas, reduções de diâmetro, curvas, etc. Além disso, a aceleração submetida ao fluido no processo de elevação também gera uma queda da pressão resultante na superfície. Com isso, o resultado da pressão requerida no reservatório para que o poço seja surgente está descrito na equação 2.4; e os detalhamentos da pressão hidrostática e das perdas de carga estão referidos nas equações 2.5, 2.6, e 2.7 (HENKE, 2002).

$$P_{wf} > P_{hidro} + \Delta P_{atrito,D} + \Delta P_{atrito,L} + \Delta P_{ac} \quad 2.4$$

$$P_{hidro} = \rho gh \quad 2.5$$

$$P_{atrito,D} = \frac{f_a \rho V^2 L}{2d} \quad 2.6$$

$$P_{ac} = \rho V \Delta V \quad 2.7$$

$$V = qA \quad 2.8$$

Onde:

P_{hidro} = pressão hidrostática referente a coluna de fluido;

$\Delta P_{atrito,D}$ = perda de carga devido ao atrito entre o fluido e a coluna de produção;

$\Delta P_{atrito,L}$ = perdas localizadas referentes às obstruções na linha de produção, como válvulas, restrições entre outros;

ΔP_{ac} = perda de carga devido ao aumento de velocidade do fluido durante o escoamento;

f_a = fator de atrito, determinado pelo tipo de material da coluna e linha de produção;

ρ = massa específica do fluido;

V = velocidade do fluido;

L = distância percorrida pelo fluido do fundo do poço até a superfície;

d = diâmetro da linha em que o fluido escoar;

h = altura vertical da coluna de fluido.

A equação 2-4 pode ser lida da seguinte forma: a pressão disponível no fundo de poço (P_{wf}), entregue pelo reservatório, a uma determinada vazão, deve ser maior que a pressão requerida pelo poço para conseguir fluir. Essa pressão requerida é representada pelo gradiente de pressão hidrostático e as perdas de carga no escoamento.

Para compreender como varia a pressão requerida e a disponível, sugere-se a seguinte análise variando a vazão de produção.

A ideia consiste em aumentar a vazão de fluido no escoamento, e conseqüentemente sua velocidade, pois vazão e velocidade são parâmetros diretamente relacionados (equação 2.8). Verificamos nas equações 2.6 e 2.7 que o aumento de velocidade gera um acréscimo na pressão de atrito e de aceleração, ou melhor, gera uma maior perda de carga no escoamento. Com isso, quanto maior for essa perda maior será a pressão requerida para elevar o fluido. Pelo lado do reservatório, analisando a equação 2.2,

conclui-se que para aumentar a vazão de escoamento deve-se reduzir a P_{wf} de modo a diminuir a contrapressão neste reservatório. Assim, enquanto a pressão requerida (*Tubing Pressure Requirements* - TPR) aumenta com a vazão, a pressão disponível (IPR) diminui, permanecendo em uma condição instável, em que a vazão varia naturalmente até que essas duas pressões se igualem, chegando a um ponto de equilíbrio.

Para o melhor entendimento, na Figura 2.8, são apresentadas as curvas de pressão disponível pelo reservatório (IPR) e pressão requerida (TPR), para um reservatório fictício, ambas variando com a vazão dos fluidos produzidos (SANTOS, 2011)

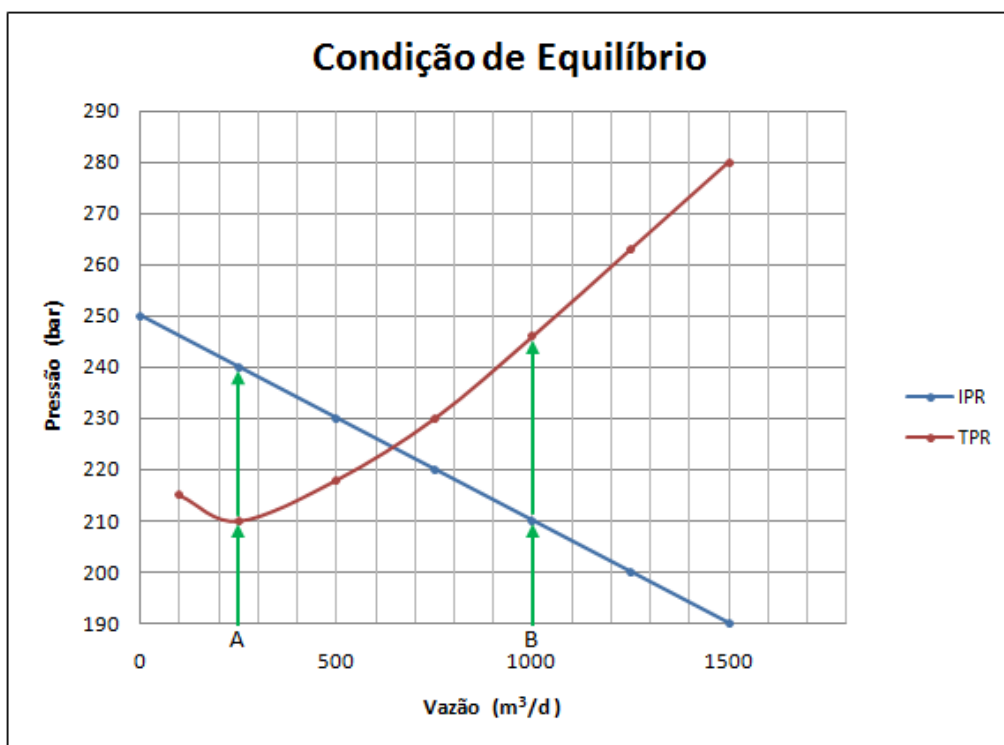


Figura 2.8 – Curvas de IPR e TPR

Fonte: SANTOS, 2011

O ponto de equilíbrio exige que, para uma determinada vazão, a pressão que o poço necessita para fazer fluir seja a mesma que o reservatório entrega ao fluido; considerando nesta análise que o sistema esteja operando em regime permanente, ou seja, condição na qual as pressões não variam ao longo do tempo.

Inicialmente consideramos que o poço produz na vazão indicada em A, verificamos que o fluido requer somente 210 bar de pressão para fluir a essa vazão, contudo a pressão

disponibilizada pelo poço nessa vazão é de 240 bar. Portanto, a vazão do poço irá se deslocar no sentido de reduzir a pressão disponível e aumentar a pressão requerida, ou seja, a vazão irá aumentar. Esse aumento na vazão ocorre até o instante em que a pressão requerida se iguala a pressão disponível, representado graficamente pelo ponto de encontro entre a IPR e a TPR. Na figura 2.8 esse ponto é representado por uma vazão de 640 m³/d. Ao refazer a mesma análise para o ponto B (1.000 m³/d) percebe-se que a pressão requerida (aproximadamente 247 bar) é maior do que a pressão disponível (210 bar). Logo, para esta situação o reservatório não consegue elevar o óleo com 1000 m³/d de vazão, que será reduzida naturalmente até atingir o ponto de equilíbrio (SANTOS, 2011).

No caso de considerarmos a perda de pressão estática do reservatório com o passar do tempo, verificaríamos um deslocamento da curva IPR para baixo, uma vez que a pressão máxima de fundo de poço não será mais dada pelo valor de 250 bar. Supondo que o reservatório perca pressão e passe a possuir 240 bar de pressão estática, iríamos verificar uma curva IPR-2, conforme apresentado na figura 2.9:

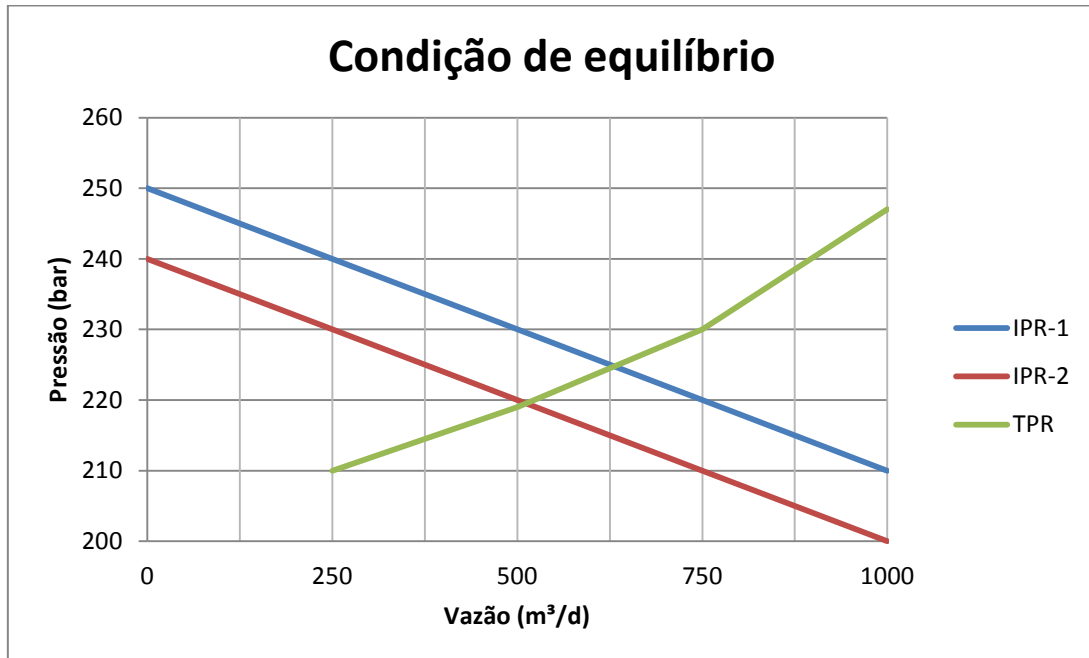


Figura 2.9 – Curvas de IPR e TPR para diferentes valores de pressão estática de reservatório

Fonte: Elaboração própria a partir de SANTOS, 2011

Podemos verificar que o valor da vazão na condição de equilíbrio para a IPR-2 será menor que a vazão na condição de equilíbrio para a IPR-1.

Em Engenharia de Petróleo existem duas formas de manter a vazão de produção elevada, são eles:

- Métodos de recuperação: buscam fornecer pressão ao reservatório por meio de injeção de um fluido cuja finalidade é de deslocar o fluido existente no meio poroso e ocupar o espaço deixado por este. Desse modo é possível manter a curva IPR em um patamar mais elevado por mais tempo.
- Métodos de elevação artificial: em geral visam reduzir a pressão requerida para o escoamento do fluido pelo tubo de produção, deslocando, portanto, a curva TPR para um patamar mais baixo e conseqüentemente o valor da vazão a condição de equilíbrio aumenta.

Nesse projeto iremos abordar o método de elevação artificial por *gas lift* (GL).

2.2.2. Elevação artificial

Técnicas artificiais de elevação são utilizadas para permitir a produção de poços que não surgentes, assim como, possibilitar o aumento na vazão de óleo daqueles poços que não atingiram a condição ótima operacional. A fim de facilitar o entendimento de como algumas dessas técnicas auxiliam o escoamento dos fluidos, os métodos do bombeio mecânico (BM), bombeio por cavidades progressivas (BCP) e bombeio centrífugo submerso (BCS) serão descritos resumidamente. Posteriormente, será apresentado o detalhamento da elevação artificial por GL, que será foco de estudo deste trabalho.

- **Bombeio mecânico (BM)**

A técnica de elevação por bombeio mecânico (Figura 2.7) está relacionada a um sistema que transfere energia ao fluido através do deslocamento positivo, ou seja, um movimento oscilatório na direção vertical que empurra os fluidos para cima. O motor localizado na superfície gira uma caixa de engrenagens, que por sua vez movimenta

uma coluna de hastes de cima para baixo sucessivamente. Esse movimento oscilatório é transferido para a bomba de fundo, equipamento que permite que a energia gerada pelo motor de superfície seja fornecida ao fluido.

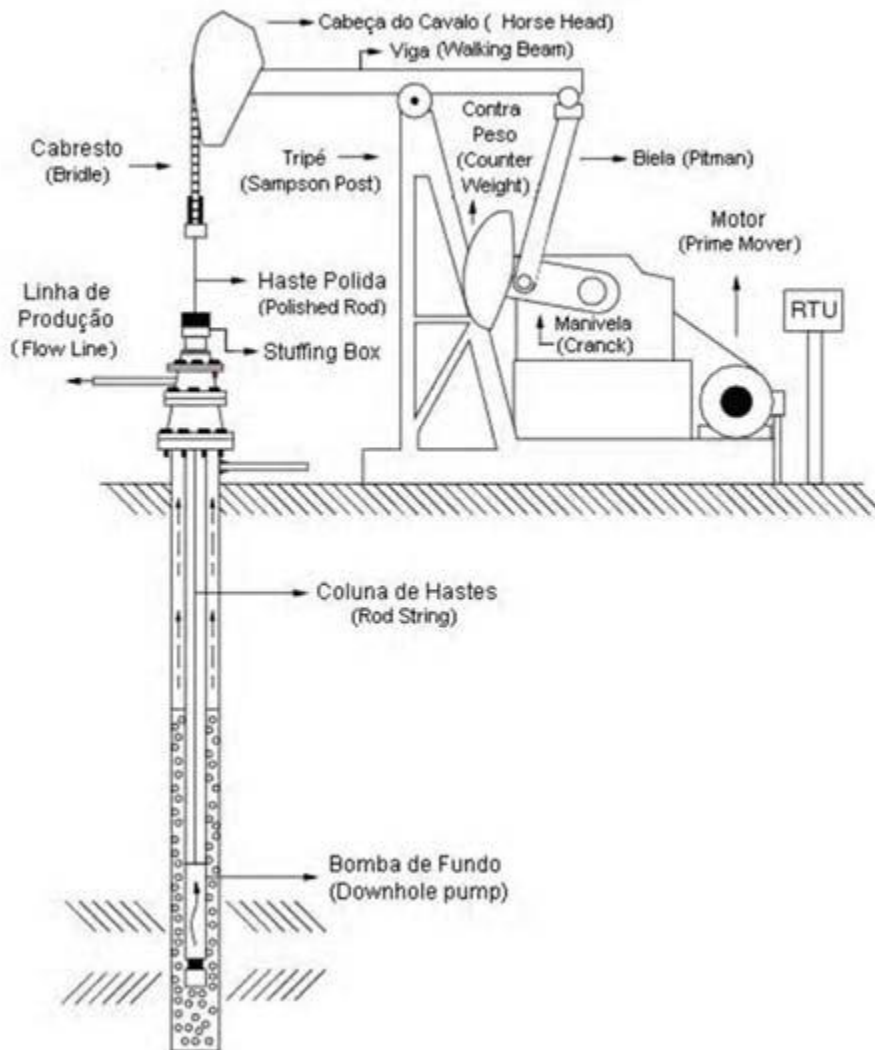


Figura 2.10 – Conjunto do sistema BM

Fonte: NASCIMENTO, 2005

- **Bombeio por cavidades progressivas (BCP)**

Esse método utiliza uma bomba de cavidades progressivas que gera a diferença de pressão necessária a partir do bombeamento volumétrico do fluido. As cavidades são espaços vazios criados, progressivamente, ao girar o rotor¹¹ no interior do estator¹² no sentido da sucção para a descarga, originando o deslocamento positivo. Este modelo de

elevação, é constituído normalmente de: motor eléctrico, sistema de potência, conjunto de hastes, bomba formada por rotor e estator.

Existem casos em que o motor pode estar directamente localizado no fundo do poço, dispensando a coluna de hastes para transmitir a energia (THOMAS, 2001).

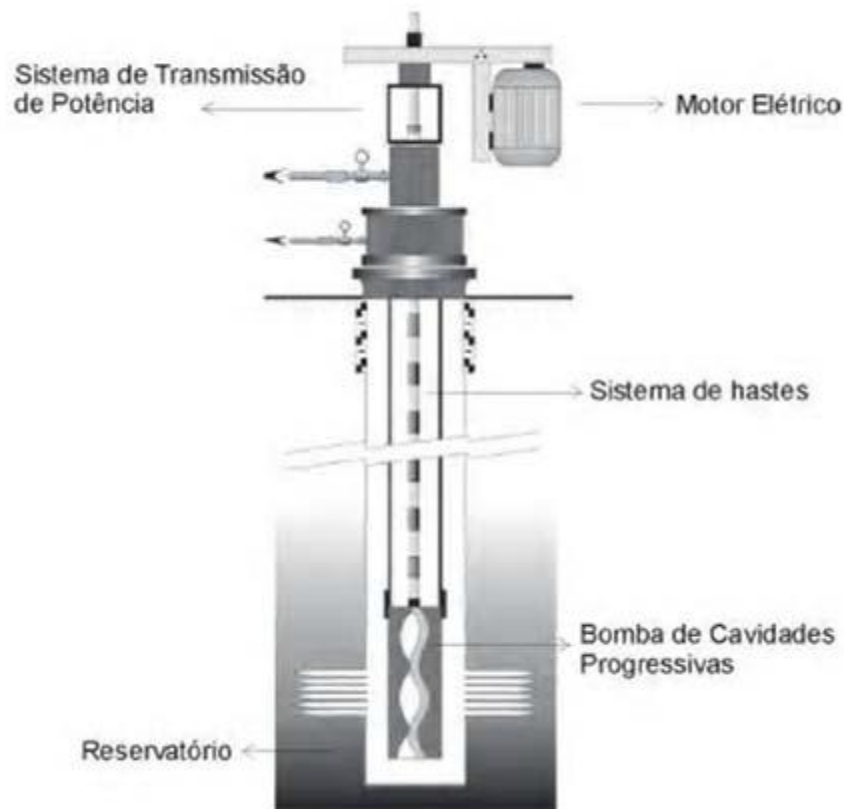


Figura 2.11 – Bomba de cavidades progressivas

Fonte: NASCIMENTO, 2005

- **Bombeio centrífugo submerso (BCS)**

Diferente do BCP, a BCS envia energia ao fundo do poço para iniciar o bombeamento através de um cabo eléctrico. No fundo, a energia eléctrica é transformada em mecânica por um motor de subsuperfície que está directamente conectado a bomba, que por sua vez fornece energia para o fluido na forma de pressão. Esse processo responsável por fornecer ganho de pressão ao fluido acontece no interior da bomba em um sistema formado por múltiplos estágios. Cada estágio é constituído por um conjunto de impelidor e difusor. O primeiro aumenta a velocidade do fluido, gerando energia cinética; e o segundo reduz sua velocidade, transformando energia cinética em pressão.

- **Gas lift (GL)**

O sistema de elevação por GL consiste na gaseificação da coluna de produção utilizando gás natural com a finalidade de diminuir a densidade média do fluido que está sendo produzido do reservatório. Com isso, a pressão necessária para o deslocamento fluido se reduz por causa do menor gradiente hidrostático obtido da mistura de óleo com gás injetado.

O processo de injeção de GN funciona a partir de um compressor instalado na plataforma de produção que aplica uma pressão suficiente para permitir empurrar o GN para dentro da coluna de produção através do *choke* de *gas lift*, equipamento que possibilita a passagem e o controle de vazão do gás.

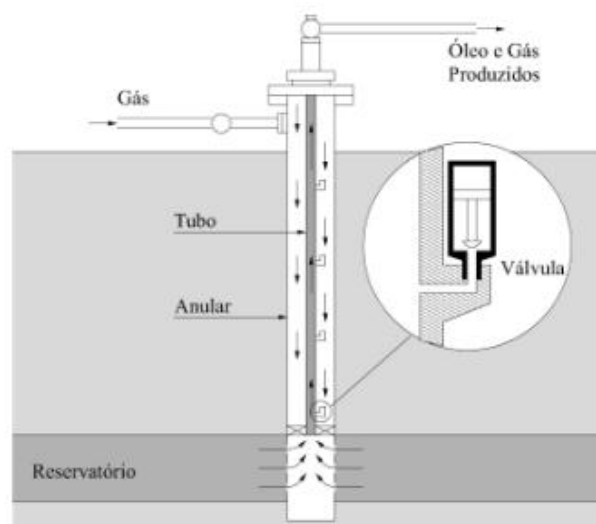


Figura 2.12 – Poço operando por *gas lift*

Fonte: Conto, 2006

O efeito do gás injetado na coluna de produção faz com que a curva de pressão necessária (TPR) decline. Assim, um novo ponto de equilíbrio com maior vazão será estabelecido entre a pressão necessária e a pressão disponível (IPR).

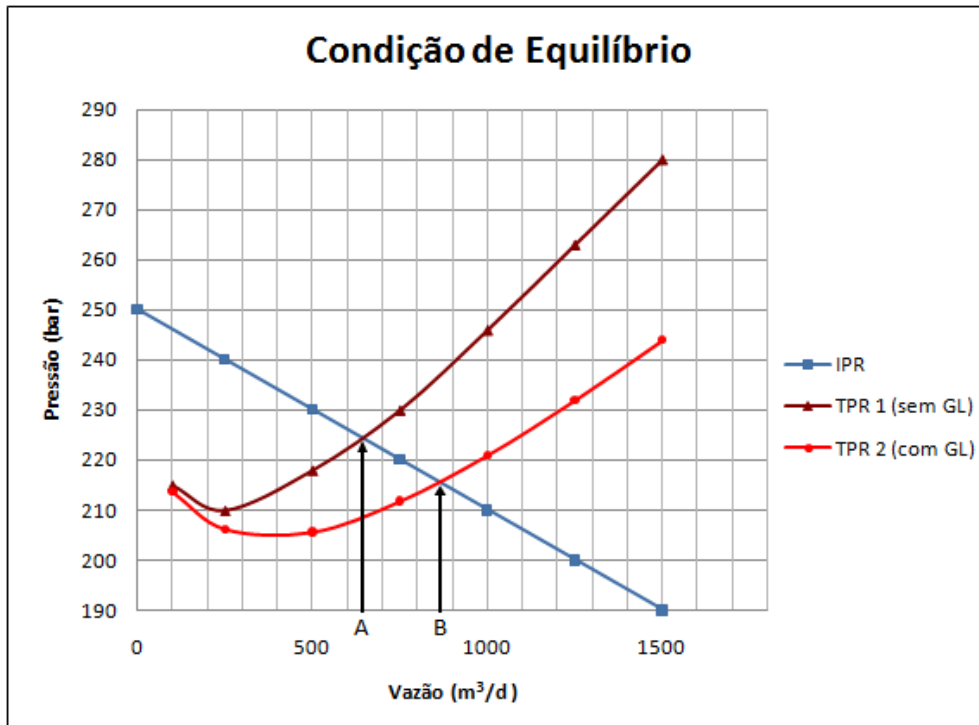


Figura 2.13 – Influência na injeção de GL na curva TPR

Fonte: SANTOS, 2011

Analisando a figura 2.13 verificamos que o ponto de equilíbrio anterior à injeção de gás (ponto A) formado entre a curva de IPR e TPR-1, fixou-se em uma nova condição (ponto B) formado entre a IPR e TPR-2. Para esse caso, demonstra-se que, ao se injetar gás na coluna de produção, altera-se a vazão próxima a 645 m³/d, para uma vazão em torno de 870 m³/d, apresentando um acréscimo de 125 m³/d de fluido.

No próximo exemplo (Figura 2.14), o poço demonstrado não tinha pressão suficiente, para produzir em condições naturais, pois a TPR-1 era maior do que a IPR em todos os pontos da curva; tratando-se, portanto, de um poço não surgente. Após a injeção de gás na coluna de produção verifica-se que a demanda de pressão para fluir o poço reduziu, declinando a curva para TPR-2. Neste exemplo, uma faixa da TPR-2 ficou abaixo da IPR possibilitando a produção do referido poço, que fluiu com uma vazão aproximada de 232 m³/d em condições de equilíbrio (SANTOS, 2011).

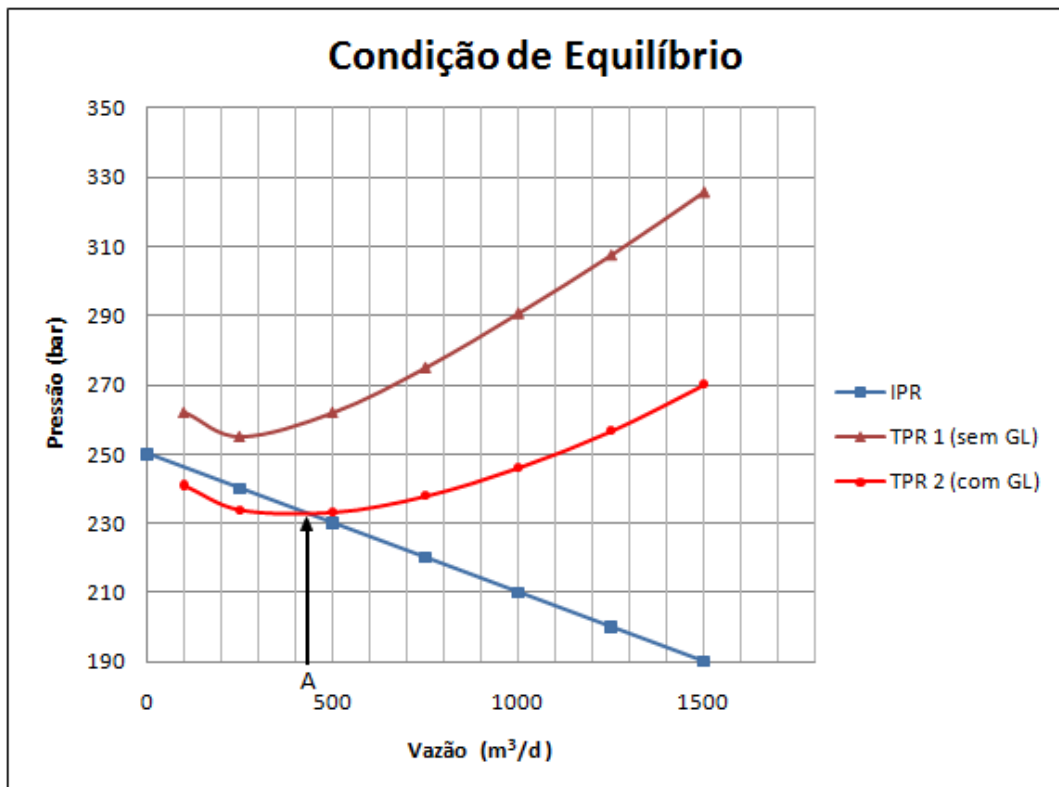


Figura 2.14 – Injeção de GL em um poço não surgente

Fonte: SANTOS, 2011

Na Figura 2.15, está esquematizado o sistema de elevação artificial pela injeção de gás. Nota-se que o gás é injetado pelo espaço anular, passa pela válvula operadora de *gas lift* e entra no tubo de produção. A partir desse ponto, o gás sobe junto com a produção do poço até a superfície. Na superfície mistura gás-óleo passa pelo *choke* de produção e entra no separador água-gás-óleo para separação de fases. Grande parte dos poços produz uma quantidade de gás. Assim, a partir do separador o gás tem uma saída para o compressor e outra para exportação. A partir do compressor o gás passa pelo *choke* de injeção, que juntamente com a válvula operadora de *gas lift*, controla a vazão de injeção de gás. O controle na vazão de gás injetado é realizado através da abertura e fechamento do *choke* de injeção de gás.

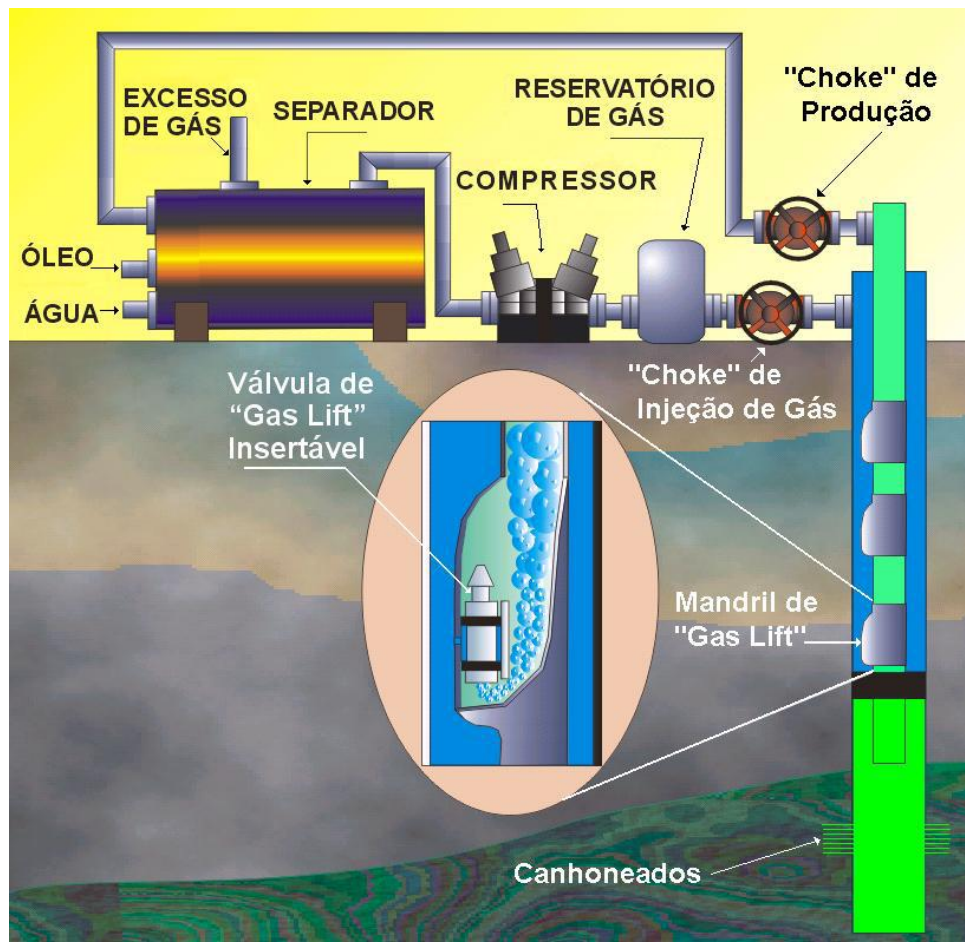


Figura 2.15 – Esquema do sistema de injeção de gás na coluna de produção

Fonte: PLUCENIO, 2003

Existe uma relação entre a vazão de injeção de gás e vazão de produção do poço. Para pequenas vazões mássicas de injeção de gás, ocorre uma queda de pressão na coluna de produção devido à redução da densidade do fluido. Para uma pressão constante na cabeça do poço, isto equivale a uma diminuição da pressão na frente do canhoneados, que, segundo a IPR, causa um aumento na vazão de fluido da formação para o interior do poço. Entretanto, na medida em que se continua aumentando a vazão mássica de injeção de gás, a contribuição da perda de carga no tubo devido ao atrito começa ganhar importância. O ganho de produção para um aumento na vazão de injeção torna-se, então, cada vez menor, até que para uma determinada vazão de injeção, atinge-se a vazão máxima de produção (PLUCENIO, 2003).

Essa relação foi analisada por Mayhill (1974), e nomeada de Curva de Performance de Poço (CPP). O autor evidenciou tanto o ponto de vazão máxima, quanto o ponto mais eficiente de injeção, o ponto de máxima receita líquida.

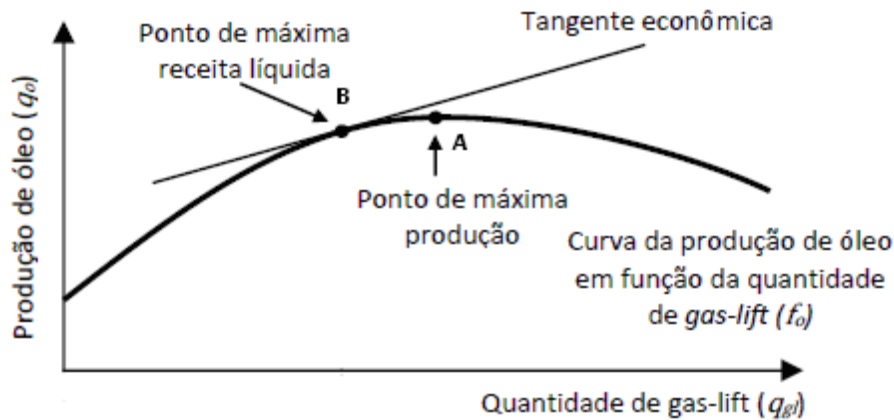


Figura 2.16 – Pontos de máxima produção e máxima receita na CPP

Fonte: LOPES, 2006

O ponto A, localizado na Figura 3.2, está relacionado ao ponto máximo de produção do poço, aquele em que um aumento na vazão de GL, na quantidade que seja, não mais aumenta a produção de petróleo, e começa a produzir um efeito contrário reduzindo a vazão de óleo. Apesar de a injeção de gás reduzir a densidade média dos fluidos produzidos, após uma determinada vazão desse gás as parcelas referentes à perda de carga por atrito e à aceleração, representadas respectivamente pelas equações 2.6 e 2.7, passam a predominar sobre o ganho hidrostático. Este ponto limite ou ponto máximo de produção é alcançado quando a derivada da função que descreve a CPP (equação 2-9) for igual a zero.

$$\frac{\partial q_o}{\partial q_{gl}} = 0 \quad 2.9$$

Onde:

q_o = produção de óleo

q_{gl} = injeção de *gas-lift*

Por sua vez, o conceito da tangente econômica é utilizado para determinar a vazão de gás que maximiza a receita do poço em produção. Essa vazão de GÁS é determinada ao encontrar o ponto na CPP cuja derivada corresponde ao valor da tangente econômica.

Conceitualmente, o valor ótimo econômico de produção é alcançado no momento em que os ganhos adicionais com a produção extra de óleo não mais compensam os gastos ocasionados por uma compressão suplementar com gás. Esse momento é representado na equação 2-10.

$$\Delta q_o(P - C_{ext}) = \Delta q_{gl}C_g \quad 2.10$$

Onde:

P = preço do barril de petróleo;

C_{ext} = custo de extração do óleo;

C_g = custo de compressão do gás.

Podemos rearranjar esta expressão 2.10, de modo a determinar o valor da tangente econômica e o ponto de interesse B na CPP.

$$\frac{\Delta q_o}{\Delta q_{gl}} = \frac{C_g}{(P - C_{ext})}$$

Compreende-se, portanto, que o ponto de maior lucratividade é alcançado no momento em que a relação entre a variação de produção de óleo sobre variação de gás for igual à fração entre o custo de compressão sobre a diferença entre o preço do barril de petróleo e seu custo de extração (SANTOS, 2011).

2.3. Controle e otimização de produção por *gas lift*

Otimização na produção de óleo e gás tem recebido pouca atenção por parte da indústria de óleo e gás em relação com os processos *downstream*, apesar das enormes somas de lucros envolvidas. Esse fato está relacionado com a dificuldade de modelar e medir a produção de óleo em plantas *offshore* (ELGSAETER, 2010). Contudo, com a crescente

cobrança por eficiência e a competitividade no setor, a indústria de petróleo começa a despertar para o potencial de controle avançado. Nesse aspecto a indústria do refino já está bem mais avançada que o setor de exploração e produção (E&P), pois já tem aplicado estratégias como controle preditivo e experimentando os benefícios operacionais (STRAND e SAGLI, 2003). Nesse contexto, o controle do sistema de *gas lift* vem recebido destaque na literatura, devido a sua ampla utilização.

Redden et al. (1974) abordaram o tema pela ótica econômica, buscando uma solução para injeção ótima de gás através de um método iterativo. Este método ranqueava os poços segundo a taxa de retorno da CPP de cada poço e em seguida realizava uma alocação do gás priorizando a injeção naqueles poços que tinham uma CPP com maior inclinação. O método também considerava a limitação de gás comprimido, disponível para GL, que os compressores instalados na plataforma de produção tinham capacidade de pressurizar. Para o encaminhamento do problema foram considerados o custo de compressão, a capacidade limitada de gás e a possibilidade de compressores estarem inoperantes. Apesar de ser um procedimento iterativo de qualidade, este poderia produzir soluções subótimas, ou seja, soluções ótimas locais, mas não necessariamente globais.

Kanu et al. (1981) trataram o problema de alocação de GL conforme critérios econômicos em um método chamado *equal slope*, com a finalidade de otimizar a produção na ótica econômica. A metodologia se baseou na construção de gráficos, a partir dos dados de testes de produção dos poços, que permitiram solucionar tanto a questão relativa à alocação de gás, quanto à produção otimizada do campo estudado. Este método tinha também a opção de considerar a restrição em relação à disponibilidade de gás comprimido para GL. Assim, por meio de um dos gráficos desenvolvidos pelo autor, considerando a limitação do gás de injeção, encontrava-se a inclinação ideal da CPP que por sua vez permitia identificar a vazão de óleo e GL devidamente distribuídas. O método, porém, possui algumas limitações, como incapacidade de tratar poços que não respondem instantaneamente a injeção de gás e a dificuldade de incorporar restrições adicionais.

Nishikiori *et al.* (1989) apresentaram uma técnica não linear para resolver o problema da otimização da taxa de gás *lift*. O trabalho se concentrou em descrever o método de

otimização *quasi-Newton* através do resultado de experimentos numéricos em comparação com o método de alocação da *equal slope*. A modelagem matemática apresentada mostrou ser melhor do que a técnica da *equal slope* e tinha a possibilidade de adicionar novas restrições.

Fang e Lo (1996) desenvolveram um método que transformou o problema não linear de alocação de GL em um modelo linear de otimização. Propôs, dessa forma, a linearização por partes da CPP, o que veio a trazer uma série de vantagens e abriu possibilidades para solução. Foi possível utilizar algoritmos poderosos de programação linear, permitindo adicionar restrições adicionais e resolver problemas bastante complexos, favorecido pela agilidade para convergência do resultado final quando comparado com ao tempo de resolução dos métodos não lineares existentes da época.

Camponogara e Nakashima (2003) desenvolveram algoritmos de programação dinâmica para tratar a otimização de GL. Os seus métodos consideravam as incertezas das CPPs, permitindo analisar múltiplas curvas para um mesmo poço. Além disso, foram os primeiros a tratar as descontinuidades nas CPPs. No entanto, a principal limitação da programação dinâmica é a dificuldade em se adicionar novas restrições.

Sherali (2001) propôs uma formulação simples para a linearização por partes da CPP através da decomposição desta curva a partir de aproximações lineares convexas. Esta formulação foi mais geral do que as anteriormente desenvolvidas, pois permitia linearizar também funções descontínuas.

Conto (2006) comparou a formulação elaborada por Sherali (2001) com a formulação clássica de linearização por partes para alocação do gás de injeção. Nesse estudo, testes numéricos foram realizados com auxílio de ferramentas computacionais para avaliar o desempenho de tais formulações, podendo assim compará-las. Os resultados mostraram que o modelo de linearização de Sherali (2001) apresentou soluções melhores do que as formulações clássicas.

Santos (2011) analisa os ganhos obtidos na vazão de óleo ao se otimizar a distribuição de gás a partir da equação elaborada por Alarcón, que expressa com maior representatividade a vazão de óleo de um poço em relação a injeção de *gas lift*. A

pesquisa mostra a robustez do algoritmo não linear Gradiente Reduzido Generalizado para resolver este problema de otimização.

Elgsaeter (2010) realiza uma proposta estruturada para atingir a produção ótima levando em consideração a natureza dos modelos e as incertezas das medidas dos parâmetros, enquanto quantifica os benefícios financeiros das implementações propostas.

Plucenio (2003) considera a disponibilidade ilimitada de gás na plataforma para propor um sistema de controle automático para controlar um grupo de poços operando com elevação por injeção contínua de gás. O método proposto utiliza controle via Rede *Fieldbus* para continuamente estabilizar a vazão de produção e otimizar um objetivo econômico sem interromper a produção dos poços, utilizando sensores e atuadores na superfície.

Ribeiro (2012) propôs uma abordagem de otimização através do controle preditivo multivariável em uma unidade de produção offshore desde o poço à planta de processamento. A partir de modelos matemáticos de poços, linhas de escoamento e planta de separação, incluindo o sistema de compressão, são realizadas análises de estratégias de controle através de simulação computacional. O objetivo é maximizar a produção de óleo e ao mesmo tempo, e de forma integrada, garantir as especificações de qualidade de produtos do processamento primário de petróleo.

Artigos recentes publicados pela SPE (*Society of Petroleum Engineers*) abordam o tema de monitoramento e controle integrado de operações em tempo real. O tema é conhecido na indústria como RTO (*Real Time Operations*). No trabalho de Bieker *et al.* (2007), o foco é sobre otimização da produção em tempo real. São discutidos métodos para priorização de poços, otimização do *gas lift*, otimização da injeção de água/gás e atualização de modelos. Os autores mostram que no caso desse trabalho a atualização de modelos é realizada utilizando medidas disponíveis no sistema de produção, o esquema deve atualizar parâmetros de restrições de capacidade de processamento para evitar sobre-utilização ou subutilização devido à falta de acurácia no modelo do sistema de produção. Para o planejamento de reservatórios, foram propostas várias estratégias que usam um modelo dinâmico na otimização, devido à natureza fortemente dinâmica do processo de drenagem e injeção. Uma das conclusões do artigo é que, para conseguir

colocar mais sistemas RTO em operação na produção de petróleo *offshore*, deve-se atacar as tarefas centrais de identificação de modelos de poços e integração do estado estacionário e modelos dinâmicos.

Nesse contexto, vale ressaltar as iniciativas do setor privado no esforço para o desenvolvimento de tecnologias de monitoramento, comunicação e controle integrados e em tempo real. A Halliburton desenvolveu para a Petrobrás o projeto Monitoramento de Operações de Plataforma em Tempo Real (MOP-TR). Esse projeto foi implementado nas FPSOs de Barracuda e Caratinga, que operam na bacia de Campos e permite que os operadores tenham acesso em tempo real a dados de produção e de equipamentos. O sistema oferece também uma funcionalidade de Monitoramento Virtual Multifásico (MVM) que estima a produção de cada poço baseado na produção total da plataforma, medidas de pressão e temperatura dos poços utilizando técnicas de redes neurais. Esse sistema é importante para o monitoramento da vazão de óleo em poços que não possuem sensores inteligentes capazes de medir a vazão de óleo no fluido multifásico antes de separador trifásico. Outro módulo implementado nesse projeto foi o de Testes de Otimização de Poço (TOP) que indica as vazões de gás que devem ser aplicadas ao poço que está sendo testado de modo a encontrar a vazão ótima. (GARCIA *et al*, 2008 e 2010).

2.4. Controle por busca extremal

Busca extremal foi uma técnica de controle muito popular entre 1940 e 1960 que voltou a ser tópico de pesquisas e aplicações na indústria na década de 90. É um método de controle adaptativo, porém não se enquadra na categoria de controle por modelos de referência que em geral lidam com o problema de estabilização de um *set point* ou trajetória. Outra diferença entre controles adaptativos clássicos e busca extremal é que o segundo não é baseado em modelo. Assim, fornece uma alternativa de alto desempenho aos métodos de controle por redes neurais, que visam localizar o ponto ótimo de operação a partir de um modelo aproximado do processo.

Na verdade, o fato de busca extremal não ser baseada em modelos, explica o porquê de esse tema ter ressurgido nas últimas décadas. As recentes aplicações em dinâmica dos

fluidos, combustão, sistemas biomédicos são caracterizadas por modelos complexos e pouco confiáveis.

Busca extremal é aplicável em situações onde existe uma não linearidade no problema de controle e essa não linearidade possui um ponto de mínimo ou máximo. Essa não linearidade pode ser intrínseca a planta (não linearidade física) ou estar relacionada com uma função objetivo de controle. Assim, podemos utilizar busca extremal tanto para sintonizarmos *set -points* para atingirmos valores ótimos na saída ou para sintonizarmos parâmetros de uma realimentação.

Uma grande vantagem do uso de busca extremal é que a convergência para o ponto ótimo ocorre em uma escala de tempo da mesma ordem da escala de tempo da dinâmica da planta. Ou seja, não é necessário aguardar o transiente da planta para cada variação nos parâmetros do controle para verificar a convergência.

3. Modelo de poço operando por *gas lift*

3.1. Modelo de Eikrem

Existem diversos modelos de poços na literatura sobre Engenharia de Petróleo. Esses modelos em geral visam simplificar o comportamento do sistema de modo a analisar algum fenômeno específico. Anteriormente foi apresentado, por exemplo, o modelo de HENKE, que considera um poço que produz sobre condição de elevação natural.

Neste trabalho, o modelo escolhido para representar o poço de produção é o modelo elaborado por EIKREM *et al.* (2005). Esse modelo foi inicialmente desenvolvido para estudar o fenômeno *casing heading*, que consiste em um comportamento oscilatório da produção devido a interação entre o gás injetado pelo anular e o fluido multifásico contido no tubo de produção. Contudo, esse fenômeno não será tratado nesse projeto, porém maiores informações podem ser encontradas em EIKREM *et al.* (2005) e XU e GOLAN (1989). Nesse trabalho iremos utilizar algumas características do modelo de Eikrem, porém serão incluídas algumas modificações que serão apresentadas na próxima seção.

De modo a simplificar a modelagem, são consideradas diversas hipóteses, seguem abaixo as mais importantes e um esquema do poço na figura 3.1.

- Pressão de reservatório é considerada constante;
- Vazões através das válvulas ocorrem em um único sentido;
- Escoamento bifásico na tubulação, sendo óleo e água tratados como fase única líquida;
- Não há desprendimento de gás da fase líquida;
- Baixa razão de gás-óleo (RGO);
- São consideradas constantes a massa molar do gás, massa específica de óleo, temperatura do espaço anular, temperatura da coluna de produção.

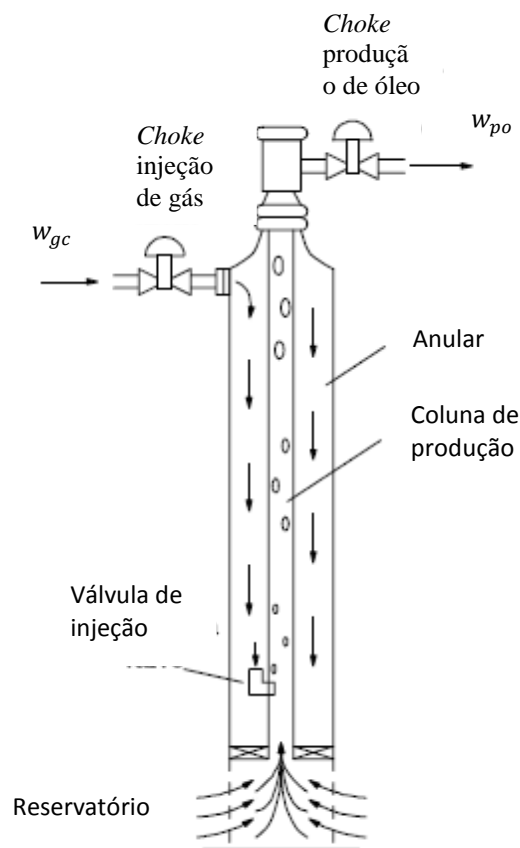


Figura 3.1 - Poço de produção

Fonte: Adaptado de EIKREM,2005

O modelo é composto por três equações de balanço de massa e três estados, sendo:

- Massa de gás no espaço anular: x_1 ;

- Massa de gás na coluna de produção: x_2 ;
- Massa de óleo na coluna de produção acima do ponto de injeção: x_3 ;

As equações de estados do modelo são apresentadas abaixo:

$$\dot{x}_1 = w_{gc} - w_{iv} \quad 3.1$$

$$\dot{x}_2 = w_{iv} + w_{rg} - w_{pg} \quad 3.2$$

$$\dot{x}_3 = w_{ro} - w_{po} \quad 3.3$$

Onde:

w_{gc} = vazão de gás do compressor para o espaço do anular;

w_{iv} = vazão de gás pela válvula de injeção (do anular para a coluna de produção);

w_{pg} = vazão de gás na cabeça do poço;

w_{rg} = vazão de gás do reservatório para o a coluna de produção;

w_{ro} = vazão de óleo do reservatório para a coluna de produção;

w_{po} = vazão de óleo na cabeça do poço.

w_{gc} = vazão de entrada de gás no anular

A vazão de gás na válvula de injeção é considerada constante e a vazão de óleo do reservatório é calculada a partir da pressão do reservatório e de seu Índice de Produtividade (IP). Os modelos das variáveis de vazão estão apresentados abaixo:

$$w_{iv} = C_{iv} \sqrt{\rho_{a,i} \max\{0, p_{a,i} - p_{wi}\}} \quad 3.4$$

$$w_{pc} = C_{pc} \sqrt{\rho_m \max\{0, p_{wh} - p_s\}} f_{pc}(u_c) \quad 3.5$$

$$w_{pg} = \frac{x_2}{x_2 + x_3} w_{pc} \quad 3.6$$

$$w_{po} = \frac{x_3}{x_2 + x_3} w_{pc} \quad 3.7$$

$$w_{ro} = IP \sqrt{\rho_t \Delta P} \quad 3.8$$

Onde:

C_{iv} = constante da válvula de injeção de gás;

C_{pc} = constante da válvula de produção;

u_c = valor de abertura do *choke* de produção, $u_c \in [0,1]$;

$p_{a,i}$ = pressão no anular, no ponto de injeção;

$\rho_{a,i}$ = densidade de gás no anular, no ponto de injeção;

ρ_m = massa específica da mistura;

p_{wh} = pressão na cabeça do poço;

p_{wi} = pressão no ponto de injeção de gás;

p_{wb} = pressão no fundo do poço;

p_s = pressão no *manifold*;

r_{go} = razão de gás óleo.

p_r = pressão média do reservatório;

$f_{pc}(u)$ = função não linear relacionando a vazão como função da abertura u do *choke*;

ρ_t = massa específica da mistura

ΔP = diferença de pressão entre o reservatório e o fundo do poço;

IP = índice de produtividade do reservatório.

O modelo utiliza vazões mássicas, no entanto, os dados disponíveis na literatura em geral são dados em vazões volumétricas. Portanto utilizam-se as massas específicas de líquido e gás para a conversão de massa para volume.

Para calcular as densidades utilizam-se os seguintes modelos:

$$\rho_{a,i} = \frac{Mp_{a,i}}{RT_a} \quad 3.9$$

$$\rho_m = \frac{Mp_{a,i}}{RT_a} \quad 3.10$$

E para as pressões:

$$p_{a,i} = \left(\frac{RT_a}{V_a M} + \left(\frac{gL_a}{V_a} \right) \right) x_1 \quad 3.11$$

$$p_{wh} = \left(\frac{RT_w}{M} \right) \left(\frac{x_2}{L_w A_w - v_o x_3} \right) \quad 3.12$$

$$p_{wi} = p_{wh} + \frac{g}{A_w} (x_2 + x_3) \quad 3.13$$

$$p_{wb} = p_{wi} + \rho_a g L_r \quad 3.14$$

Onde:

M = massa molar do gás;

T = temperatura;

V = volume;

A = área da seção reta;

L = comprimento;

Subscritos a, w, r = anular, poço, reservatório;

v_0 = volume específico do óleo.

Duas importantes considerações desse modelo são que o óleo é considerado incompressível, logo $\rho_0 = 1/v_0$ é constante, bem como as temperaturas T_a e T_w , pois essas variam lentamente.

Vale ressaltar que esse modelo foi desenvolvido por EIKREM *et al* (2005) sendo seus resultados validados experimentalmente.

3.2. Modelo de Eikrem modificado

O modelo apresentado na seção anterior, como citado, foi desenvolvido visando estudar o fenômeno de *casing heading*, e, portanto, apresenta algumas simplificações. Uma dessas simplificações é o fato de não considerar a perda de carga do fluido devido ao contato com as paredes do tubo de produção. Assim sendo, considerando esse modelo, verificaríamos que um aumento na injeção de *gas lift* acarretaria sempre em aumento na produção de óleo pelo poço, devido a redução da pressão hidrostática do fluido, como visto anteriormente.

Contudo, na prática verifica-se que o comportamento da vazão de produção de óleo em relação com a injeção de *gas lift* se comporta como na Figura 2.16, isto é, a produção aumenta até atingir um ponto de máximo, quando o incremento na injeção de *gas lift* acarreta em diminuição na produção de óleo. Esse comportamento está justamente relacionado ao fato de que o aumento na injeção de gás no tubo de produção aumenta a perda de carga do fluido devido ao atrito com as paredes. Portanto, a injeção de *gas lift*

será eficiente para a produção de óleo, enquanto o efeito da diminuição da pressão hidrostática for maior que a perda de carga por atrito. No momento em que as duas grandezas se igualam observamos na Figura 2.14 o ponto de máxima produção.

Como esse trabalho está focado em otimizar a produção de óleo em relação a injeção de gás, ou seja, maximizar a Curva de Performance de Poço (CPP), é fundamental adaptarmos o modelo de Eikrem para contemplar as perdas de carga por atrito.

As equações 3.11 a 3.14 calculam as pressões em diferentes pontos do escoamento do óleo vindo do reservatório, sendo que a Equação 3.14 especifica a perda de carga entre o fundo do poço e a altura da válvula de *gas lift* e a Equação 3.13 entre essa válvula e a cabeça do poço. A posição da válvula de *gas lift* na coluna de produção é parâmetro importante para o modelo devido à mudança provocada na fração de gás do fluido, ou seja, abaixo da válvula de *gas lift* o fluido tem a razão gás líquido (RGL) original da formação e acima dessa válvula a RGL irá aumentar, sendo acrescida com o *gas lift*, provocando diminuição do gradiente hidrostático. Podemos observar que dessas duas equações, apenas a 3.13 leva em conta o termo x_2 (massa de gás na coluna de produção).

Contudo, essas equações consideram apenas a perda de carga por hidrostática, sendo necessário contemplar também a perda de carga por fricção. Portanto, deve-se somar ao lado direito dessas equações um termo referente a esse diferencial de pressão, isto é, as Equações 3.13 e 3.14 ficam no formato:

$$p_2 - p_1 = \Delta P_h + \Delta P_f \quad 3.15$$

Sendo os valores desses diferenciais calculados em função dos gradientes de pressão, isto é, $\Delta P_f = grad_f \cdot L$, onde L representa a distância linear do escoamento.

Na literatura, existem diversas correlações para o cálculo de perda de carga por fricção, sendo a maior parte dessas utilizadas para calcular o gradiente de pressão, que é a derivada da pressão em relação ao deslocamento linear:

$$grad_f = -\frac{dp}{dx} \quad 3.16$$

Existem simuladores específicos de escoamento, onde os gradientes são calculados para diversos segmentos discretos, cujos tamanhos são tão menores quanto mais refinada for a simulação. Nesse projeto são considerados apenas dois segmentos, do reservatório até a válvula de *gas lift* e dessa até a cabeça do poço.

A correlação para cálculo de perda de carga por fricção selecionada foi equação de Darcy-Weisbach, dada por:

$$grad_f = f_a \left(\frac{\rho v^2}{2D} \right) \quad 3.17$$

Onde:

f_a = fator de atrito;

ρ = massa específica do fluido;

v = velocidade do fluido;

D = diâmetro da tubulação.

O fator de atrito da equação de Darcy-Weisbach depende do regime de escoamento, do número de Reynolds (Re) e da rugosidade absoluta da tubulação. O número de Reynolds, ou coeficiente de Reynolds, é um número adimensional usado em mecânica dos fluidos para o cálculo do regime de escoamento (laminar ou turbulento) de determinado fluido em uma tubulação (PERRY e CHILTON, 1980), definido como:

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \quad 3.18$$

Onde:

v = velocidade média do fluido

D = diâmetro da tubulação

μ = viscosidade dinâmica do fluido

ρ = densidade do fluido

Quando o regime é laminar, ou seja, quando há baixa agitação das várias camadas de fluido, o fator de atrito independe da rugosidade da tubulação, sendo seu valor dado por $f_a = 64/Re$.

Já para o regime de escoamento turbulento em tubo liso, o fator de atrito é determinado através da correlação de Blasius, como segue:

$$f_a = 0,316 Re^{-0,25}, \text{ para } Re < 50000$$

$$f_a = 0,184 Re^{-0,25}, \text{ para } Re > 50000$$

Uma vez determinado o fator de atrito, podemos calcular o gradiente de atrito reescrever as equações 3.13 e 3.14 do modelo de Eikrem *et al*(2005), a saber:

$$p_{wi} = p_{wh} + \frac{g}{A_w}(x_2 + x_3) + grad_f \cdot L_w \quad 3.19$$

$$p_{wb} = p_{wi} + \rho_0 g L_r + grad_f \cdot L_r \quad 3.20$$

3.3. Implementação do modelo de Eikrem modificado

O modelo de Eikrem modificado, apresentado nas seções anteriores foi implementado no *software* EMSO (*Environmet for Modeling, Simulation and Optimization*). Esse *software* permite a modelagem e simulação de sistemas dinâmicos e possui diversas funcionalidades como verificação de consistência em unidades de medidas, de condições iniciais, além de verificar a consistência entre o número de variáveis e incógnitas (SOARES e SECCHI, 2003).

Os valores dos parâmetros utilizados nesse modelo foram fornecidos pela Petrobras e representam dados dimensionais reais de um poço em produção. A tabela a seguir apresenta os valores utilizados:

Parâmetro	Valor	Unidade de medida
M	0,028	kg/mol
T_a	293	K
L_a	230,87	m
V_a	29,012	m^3
ρ	923,9	kg/m^3
T_w	293	K
L_w	1217	m
L_r	132	m
A_r	0,203	m^2
A_w	0,203	m^2
C_{iv}	15e-5	m^2
C_{pc}	1,655e-3	m^2
C_r	2,263e-4	m^2
r_{go}	0,818	-
μ	1	cP

Tabela 3.1 – Valores dos parâmetros utilizados no modelo de Eikrem modificado implementado no EMSO

Uma vez implementadas as equações estáticas e dinâmicas que caracterizam o modelo e definidos os valores dos parâmetros foi necessário estabelecer as condições iniciais da simulação. As condições iniciais são definidas em função das variáveis p_{wh} , p_{wb} e p_{ai} , respectivamente, pressões de cabeça de poço, de fundo de poço e de anular na altura da injeção de gás. A partir dessas variáveis é possível calcular diretamente os valores dos estados x_1 , x_2 e x_3 .

Essas condições iniciais foram definidas de modo a representarem as seguintes características:

- p_{wh} e p_{wb} iniciais são os valores de equilíbrio dessas pressões considerando uma vazão de entrada de gás no anular, w_{gc} , igual a zero.

- p_{ai} inicial é igual ao valor de equilíbrio da variável pressão da coluna de produção na altura da injeção de gás, de modo a evitar que o sistema apresente um tempo morto entre a injeção de gás no anular e a produção de óleo.

Deste modo foram estabelecidas as seguintes condições iniciais:

Variável	Valor	Unidade de medida
p_{wh}	51	Kgf/cm^2
p_{wb}	104	Kgf/cm^2
p_{ai}	93.96	Kgf/cm^2

Tabela 3.2 – Valores das condições iniciais para a simulação do modelo de Eikrem modificado

Vale ressaltar, que essas condições iniciais podem ser alteradas para representar diferentes estados iniciais do sistema. No caso mostrado acima, considera-se uma situação onde a vazão inicial de gás no anular é zero, porém esses valores poderiam ser alterados para representar uma condição inicial onde a vazão de gás estaria mais próxima do valor ótimo de operação.

3.4. Integração entre EMSO e Matlab

O EMSO possui a facilidade de se comunicar com o Matlab/Simulink, através de um arquivo do tipo Dynamic-link library (DLL). Assim, podemos selecionar em uma interface EMSO-Matlab, as variáveis de entrada e saída que serão comunicadas com o Matlab/Simulink.

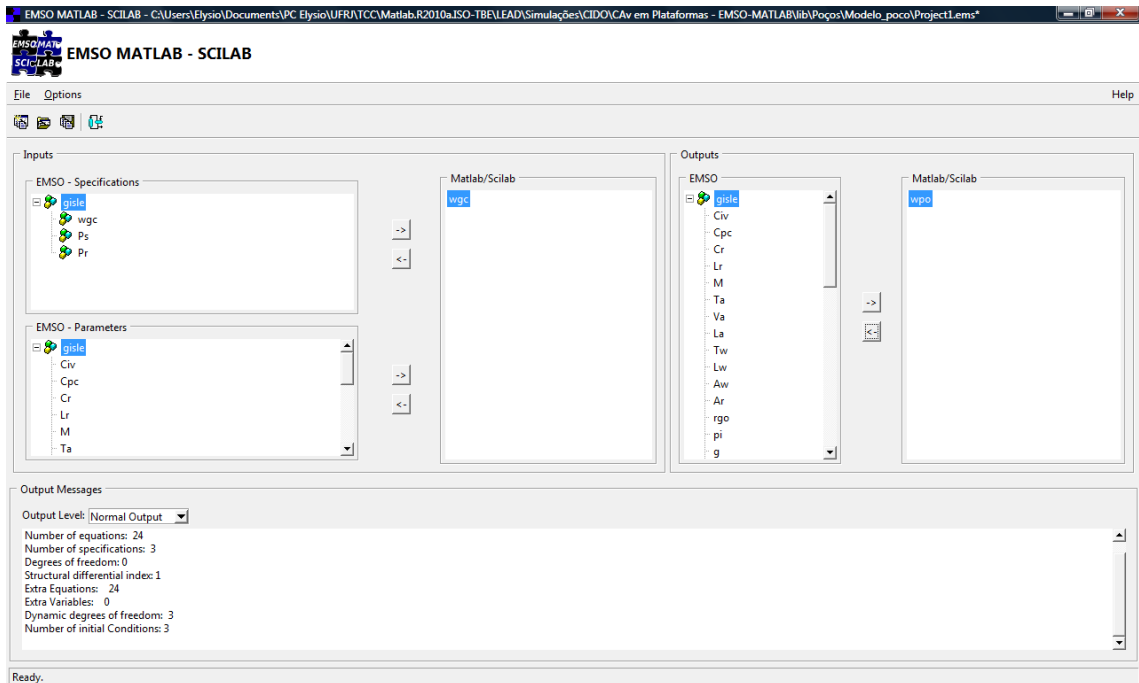


Figura 3.2 – Interface EMISO - Matlab utilizada no projeto

Posteriormente configuramos uma s-function que irá se comunicar com um arquivo chamado `emso_sf_d.dll`. Nessa s-function deverá ser definido o número de variáveis de entrada e saída do Matlab e EMISO, bem como o passo de integração que será utilizado na simulação.

Deste modo, podemos implementar o modelo no ambiente do EMISO e projetar a malha de controle no Matlab/Simulink.

3.5. Identificação das curvas IPR e TPR

De modo a validar e entender melhor o modelo implementado, foram traçadas as curvas de pressão fornecida (IPR) e pressão requerida (TPR) apresentadas nas seções 2.2.1. e 2.2.2. Para tanto, foi estabelecido os seguinte procedimentos:

- Curva IPR: variamos a vazão de GL de modo a aumentar a vazão w_{r0} de líquido no poço e observamos o comportamento da pressão no fundo do poço;
- Curva TPR: variamos diretamente a vazão w_{r0} na equação 3.8, assumindo os valores obtidos no item anterior e uma vazão de GL constante para obtermos o

valor de p_{wf} . Repetimos o procedimento para outros valores de GL para verificar a influência dessa injeção no comportamento da curva.

Os resultados dessas simulações estão apresentados no gráfico abaixo:

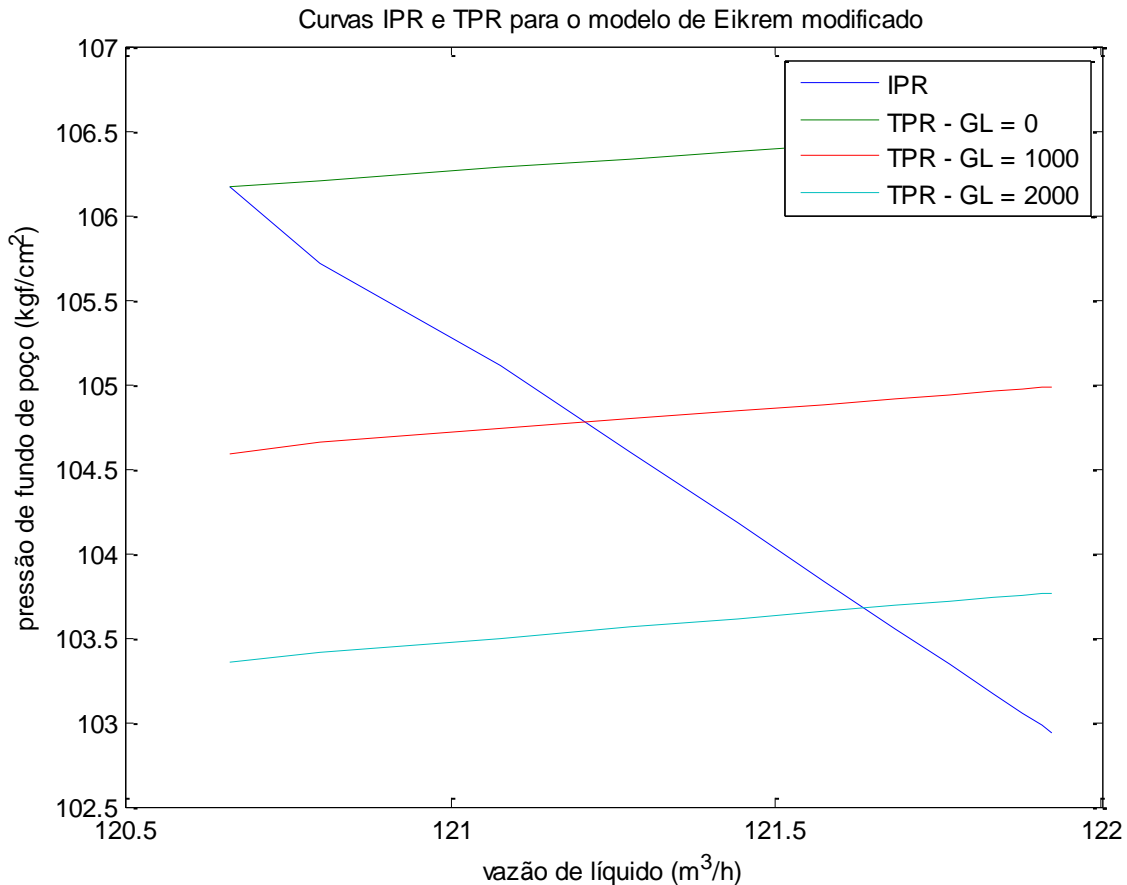


Figura 3.3 – Curvas de IPR e TPR para o modelo de Eikrem modificado

A Figura 2.16 mostra o comportamento da curva de pressão disponível (IPR) e das pressões requeridas (TPR). Como podemos observar, a curva TPR foi obtida para diferentes vazões de injeção de *gas lift*.

Conforme previsto teoricamente, o aumento na vazão de *gas lift* reduz a densidade do fluido e conseqüentemente seu gradiente hidrostático. Desse modo, na medida em que aumentamos a vazão de GL, diminuímos a pressão requerida para o deslocamento do fluido e conseqüentemente a curva TPR é deslocada para baixo, fazendo com que o ponto de equilíbrio do sistema seja um ponto onde a vazão de líquido é maior. Contudo esse comportamento será observado somente até um ponto de máximo de produção, conforme será mostrado na próxima seção.

3.6. Identificação da Curva de Performance de Poço

Na seção anterior verificamos que um aumento na vazão de *gas lift* faz com que a vazão de produção de óleo aumente inicialmente. Contudo, já foi discutido que em um determinado momento, a injeção de GL começa a produzir o efeito contrário, passando a contribuir negativamente com produção de óleo. Esse fenômeno é representado na Curva de Performance de Poço (CPP).

Desejamos, portanto, determinar a CPP para o modelo modificado de Eikrem implementado em EMSO.

Uma vez implementado o modelo de Eikrem modificado no EMSO, foi desenvolvido uma rotina em Matlab para gerar entradas no valor de vazão de injeção de *gas lift*, simular o modelo em EMSO e obter o respectivo valor estacionário do valor da vazão de produção de óleo do poço. Esses valores de vazão de produção por sua vez foram enviados ao Matlab. Um esquema simplificado dessa comunicação está apresentado abaixo:

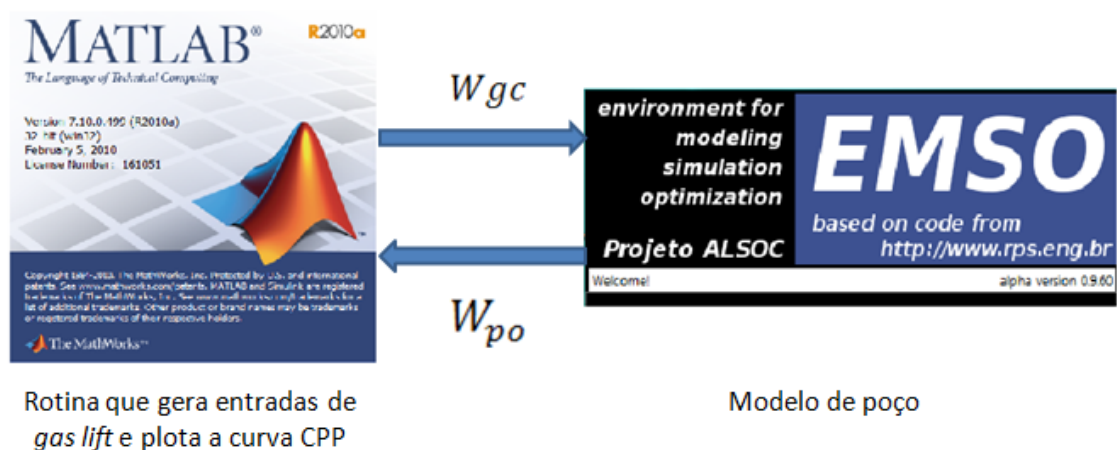


Figura 3.4 – Esquema simplificado da comunicação entre Matlab e EMSO

A partir desse procedimento foi possível reproduzir a CPP do modelo do poço apresentada na figura 3.5.

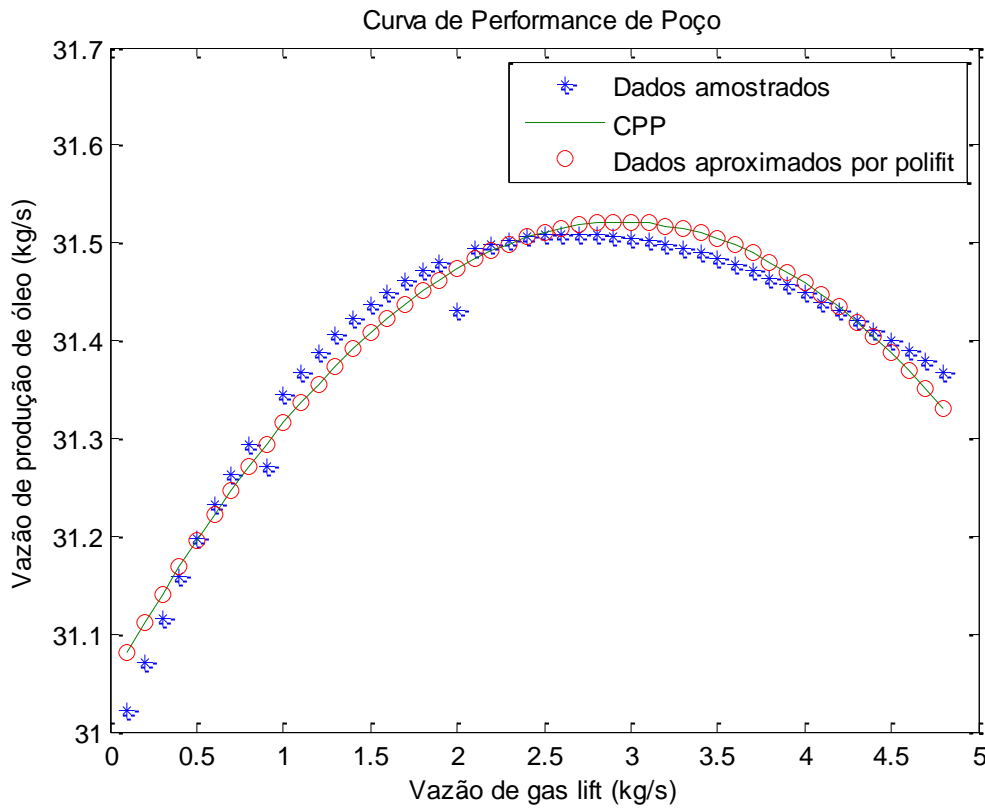


Figura 3.5 – CPP do modelo de Eikrem modificado implementado em EMSO

Podemos verificar que essa curva respeita o modelo previsto teoricamente e apresentado na Figura 2.14, mostrando a validade do modelo utilizado. Ainda no Matlab, foi identificada através da função polyfit com ordem de aproximação dois, a função de segundo grau que mais se aproxima da CPP obtida na simulação, considerando os valores para kg/s, representada pela equação 3.21.

$$w_{po} = -0,055 w_{gc}^2 + 0,32 w_{gc} + 31,05 \quad 3.21$$

3.7. Definição da Função Objetivo

Conforme verificamos na seção 2.3, existem, diversas abordagens para o problema de otimização de produção por *gas lift*. Alguns autores consideram o problema de alocação de uma quantidade limitada de gás entre os diversos poços de uma plataforma, enquanto

outros visam otimizar a produção em um poço ou linha de produção sem a restrição na quantidade de gás disponível. Outro tema recorrente refere-se a qual função objetivo deseja-se otimizar, produção máxima ou máxima receita.

O exercício abaixo ajuda a ilustrar que o problema de busca por máxima receita pode ser aproximado pela busca por vazão máxima.

Para o cálculo da derivada (tangente econômica), conforme a equação 2.10, foram considerados os valores aproximados abaixo:

- Preço médio durante o ano de 2012, utilizando como referência o óleo do tipo WTI, de US\$ 94/barril (EIA, 2012);
- Custo de médio de extração do óleo de US\$ 13.9333/barril (Petrobras, 2012);
- Custo de compressão do gás de US\$ 0,002/barril (SANTOS, 2011).

$$\frac{\Delta w_{po}}{\Delta w_{gc}} = \frac{C_g}{(P - C_{ext})} = \frac{0,002}{94 - 13,93} = 0,000025$$

Portanto, a derivada econômica apresenta um valor próximo a zero devido ao alto valor do barril de petróleo. Portanto, a diferença entre a derivada econômica e a derivada zero (máxima produção) estão bastante próximas, mostrando que a alternativa entre otimizar o GL pela derivada econômica ou pela derivada zero são praticamente iguais.

Assim, neste projeto será considerada a otimização buscando o ponto de máxima produção, que é o ponto onde a derivada da CPP é igual a zero.

$$\frac{\partial w_{po}}{\partial w_{gc}} = -0,11 w_{gc} + 0,32 = 0 \tag{3.22}$$

Portanto, obtemos o valor máximo de produção de $w_{po,max} = 31,52$ kg/s para uma entrada de vazão de GL $w_{gc} = 2,9$ kg/s.

4. Controle do modelo de poço por busca extremal

4.1. Representação do poço pelo modelo de Hammerstein-Wiener

De modo a facilitar o projeto do controlador por busca extremal, o primeiro passo foi a identificar um modelo de Hammerstein-Wiener, isto é, um modelo que apresenta uma característica não linear estática em série com uma característica dinâmica. Esse modelo, quando implementado, deve possuir um comportamento próximo ao comportamento do modelo original. Esse procedimento está referenciado em KRSTIC, 2000.

Verificamos na seção 3.6. o comportamento do bloco não linear, representado pela equação 3.21.

A próxima etapa consiste na identificação do bloco linear do modelo de Hammerstein-Wiener, para tanto verificamos o comportamento do sistema em malha aberta para uma entrada do tipo degrau unitário.



Figura 4.1 – Degrau unitário aplicado ao modelo de poço implementado em Simulink

Esse experimento nos mostra as seguintes curvas de resposta da vazão de produção (w_{po}) a degraus de diferentes valores na injeção de gás (w_{gc}).

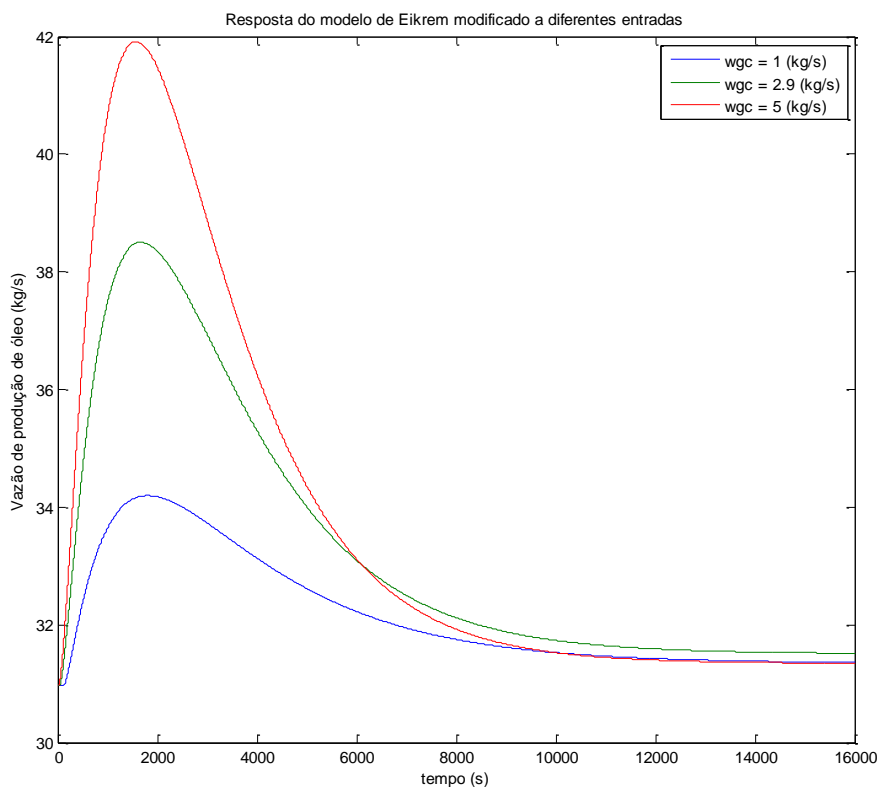


Figura 4.2 – Resposta do modelo de poço de Eikrem a diferentes valores de entrada

A partir dessa curva podemos tirar algumas conclusões. Inicialmente verificamos o comportamento não linear da saída em relação ao vazão de *gas lift*, conforme esperado pela equação 3.21. que representa o bloco não linear do modelo. Verificamos também que o período de assentamento do sistema é de aproximadamente 12000 s (3,3 h). O valor máximo de *overshoot* ocorre no instante $t = 1700$ s.

Portanto, o valor de regime será dado pelo bloco linear, cabendo agora portanto identificarmos uma função de transferência com ganho de regime unitário e comportamento transitório semelhante ao verificado na Figura 4.2.

Após analisar o comportamento de algumas funções de transferência, verificamos que a seguinte função $G(s)$, possui comportamento semelhante porém com ganho de regime igual a zero.

$$G(s) = \frac{ks}{(\tau s + 1)^2}$$

4.1

Onde:

τ = constante de tempo do sistema;

k = ganho referente ao transitório.

Podemos verificar esse comportamento na simulação abaixo, com $k = 1$ e $\tau = 1$:

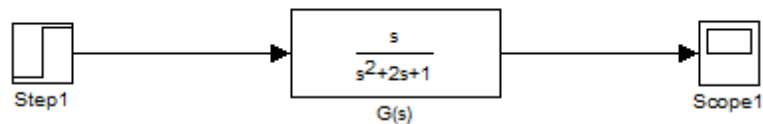


Figura 4.3 – Diagrama de bloco da função de transferência $G(s)$

Cuja a resposta ao degrau unitário é dada pela curva abaixo:

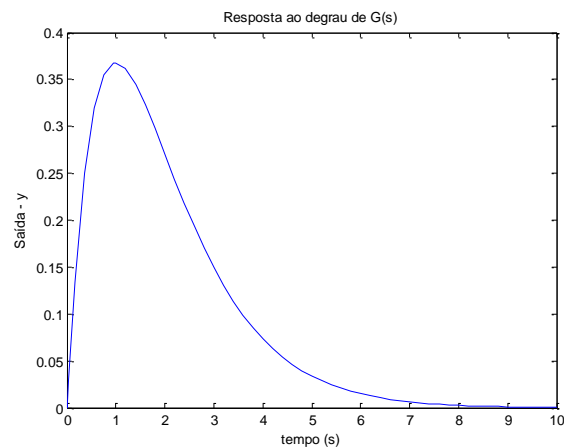


Figura 4.4 - Resposta ao degrau unitário de $G(s)$

Verificamos que apesar do transitório possuir comportamento análogo ao procurado, o valor de regime é zero (conforme esperado pelo Teorema do Valor Final). Portanto, devemos adicionar uma alimentação direta entre a saída da função estática e a saída da função $G(s)$ de modo que o ganho de regime dessa nova função $H(s)$ seja igual a um, conforme mostrado abaixo:

$$H(s) = G(s) + 1 = \frac{ks}{(\tau s + 1)^2} + 1$$

Logo,

$$H(s) = \frac{(\tau s + 1)^2 + ks}{(\tau s + 1)^2}$$

4.2

Podemos analisar a resposta no tempo da função de transferência $H(s)$ pela simulação abaixo, para $\tau = 1$ e $k = 1$.

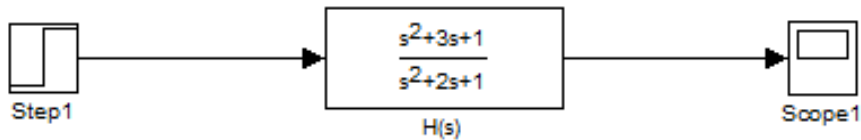


Figura 4.5 – Diagrama de bloco da função de transferência $H(s)$

Cuja resposta ao degrau unitário é dada pela curva abaixo:

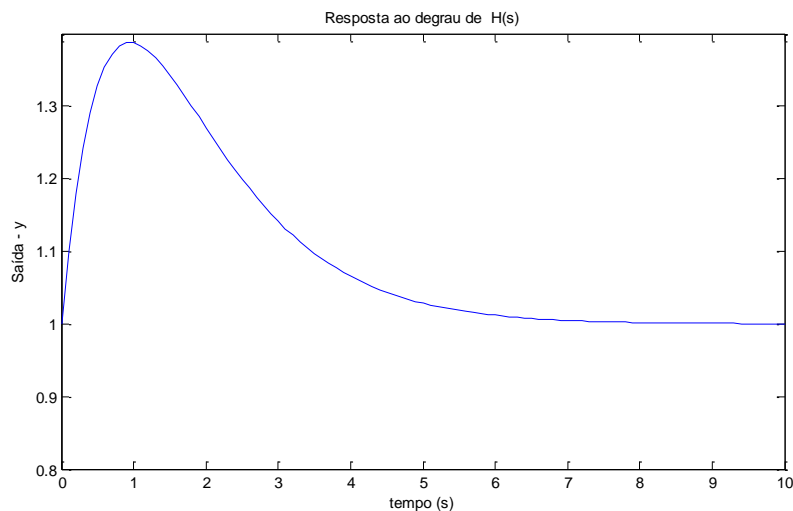


Figura 4.6 – Resposta ao degrau unitário de $H(s)$

Nesse caso, verificamos que o valor de o ganho de regime do sistema é igual a um. Assim, a função de transferência $H(s)$ se torna uma excelente candidata para ser o bloco linear de nosso modelo de Hammerstein-Wiener. É necessário agora determinarmos os valores de τ e k de modo que o comportamento do do diagrama de Hammerstein-Wiener seja semelhante ao comportamento do modelo de Eikrem modificado.

Os valores de τ e k foram determinados a partir de tentativas sucessivas, levando em consideração as informações que possuíamos do comportamento da planta como tempo de assentamento, o instante onde ocorre o valor máximo de *overshoot* e o valor do

overshoot. A partir dese procedimento, foi possível determinar os s valores $\tau = 462,11$
 $k = 407,74$

Obtemos, portanto, um modelo de Hammerstein-Wiener que representa aproximadamente o comportamento do modelo de Eikrem modificado. Podemos agora comparar o comportamento dos modelos para uma entrada do tipo degrau unitário.

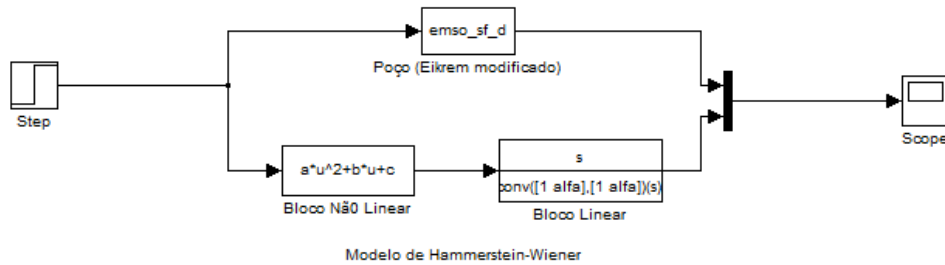


Figura 4.7 – Comparação dos modelos para entrada degrau

Obtemos as seguintes respostas no domínio do tempo:

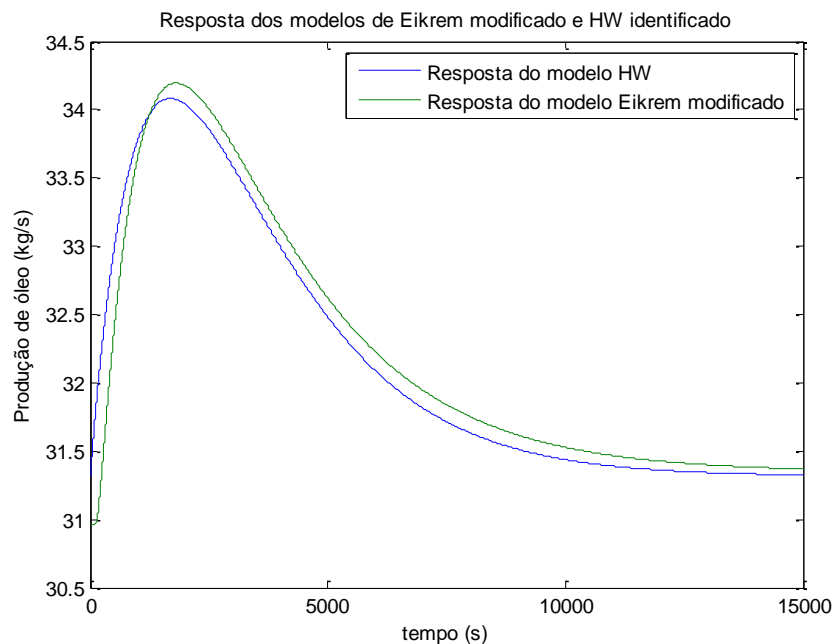


Figura 4.8 – Comparação das repostas ao degrau do modelo de Eikrem modificado e de Hammerstein-Wiener identificado.

O próximo passo foi verificar se esse modelo representa corretamente a resposta do sistema a uma entrada senoidal, com amplitude unitária e valor médio de 3, de modo a

fica próximo do valor ótimo de injeção de gás. Assim sendo, a topologia dessa identificação está apresentada abaixo:

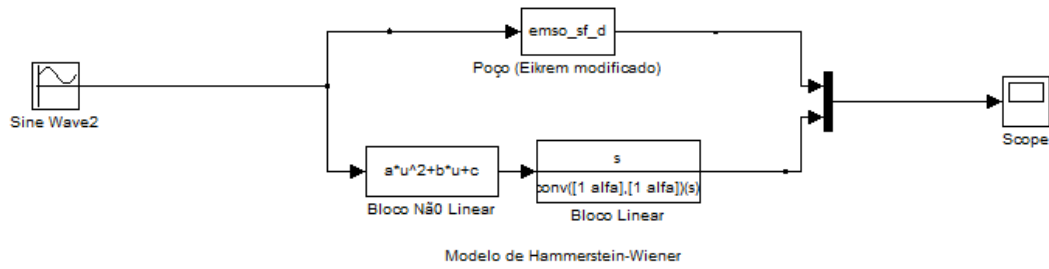


Figura 4.9 – Comparação dos modelos para entrada senoidal

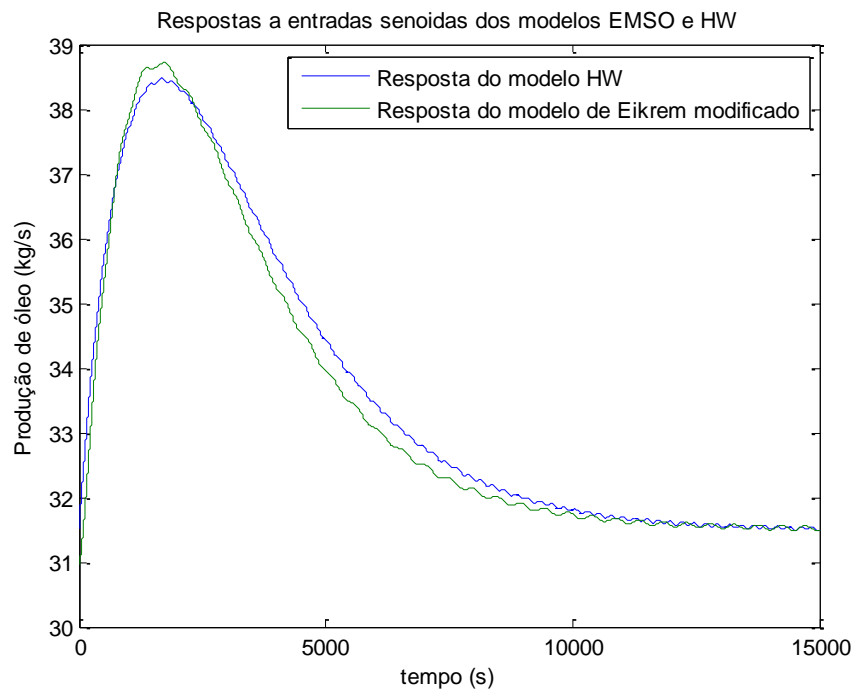


Figura 4.10 – Comparação das repostas a entradas senoidais do modelo de Eikrem modificado e de Hammerstein-Wiener identificado para $w_{gc, inicial} = 0$ kg/s.

Vale a pena ressaltar que essas curvas foram obtidas para o modelo de Eikrem modificado com condições iniciais, tais que a vazão inicial de gás no anular é igual a zero. Contudo, podemos validar o modelo de Hammerstein-Wiener para diferentes condições iniciais, conforme o exemplo a seguir.

Nesse exemplo iremos definir as condições iniciais do modelo de tal modo que a vazão inicial $w_{gc} = 2,5$ kg/s. Deste modo, devemos variar o valor da constante k . As alterações realizadas constam na tabela abaixo:

Parâmetro	Valor
$p_{wh, inicial}$	57,043 kgf/cm ²
$p_{wb, inicial}$	100,747 kgf/cm ²
$p_{ai, inicial}$	111,54 kgf/cm ²
k	40,7

Tabela 4.1 – Valores das condições iniciais para $w_{gc, inicial} = 2,5$ kg/s

Podemos então repetir a última simulação para esses novos valores, obtendo as curvas:

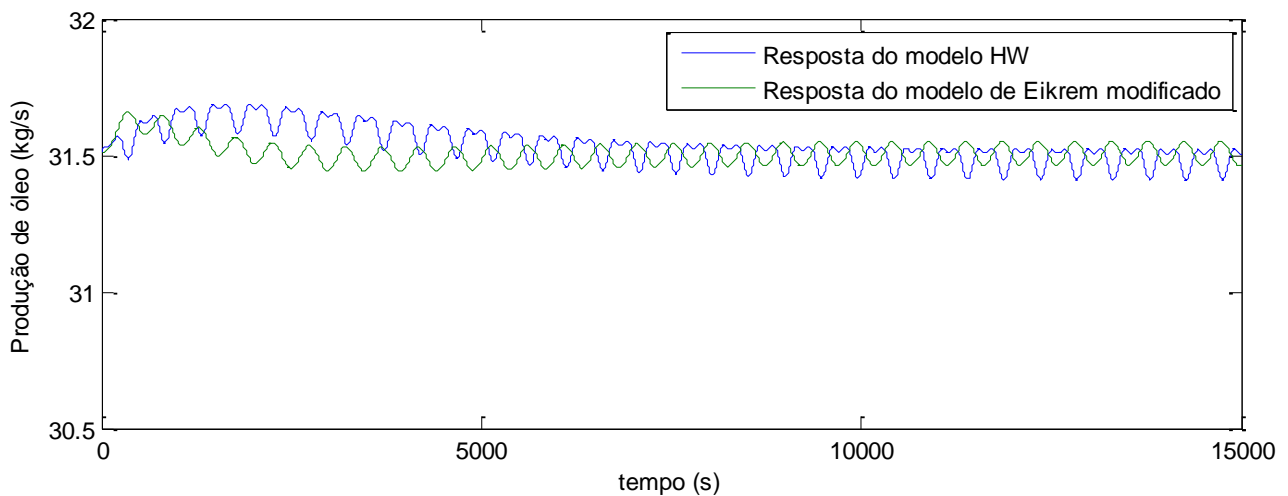


Figura 4.11 – Comparação das repostas a entradas senoidais do modelo de Eikrem modificado e de Hammerstein-Wiener identificado para $w_{gc, inicial} = 2,5$ kg/s.

A partir da análise das curvas de resposta obtidas para o modelo HW identificado e o modelo em EMSO verificamos que ambos os modelos apresentam o mesmo período de transitório e oscilam em torno do mesmo valor de regime, portanto consideramos satisfatório o modelo identificado para o projeto do controlador via busca extremal.

4.2. Implementação do controle por busca extremal

Nessa seção serão apresentadas as experiências do projeto de controle por busca extremal para o modelo de poço, seguindo duas metodologias distintas. Para cada uma

dessas metodologias, o valor da variável de controle é estabelecido de uma forma diferente, conforme apresentado a seguir:

- **Metodologia I:** a variável de controle é dado pela equação 4.3 (OLIVEIRA e PEIXOTO, 2011).

$$u = g * \text{sgn} \left[\text{sen} \left(\frac{\pi}{\varepsilon} (k_m t - w_{po}) \right) \right] \quad 4.3$$

Onde:

u = variável de controle;

g = ganho proporcional;

k_m = inclinação da reta de referência ;

t = tempo;

ε = constante de frequência de oscilação.

- **Metodologia II:** a variável de controle é dada pela equação 4.4 (KRSTIC, 2000).

$$u = M \text{sen}(\omega t) + N \int_0^t y_f(\tau) \text{sen}(\omega \tau) d\tau \quad 4.4$$

$$y_f(t) = \frac{s}{s+h} y(t) \quad 4.5$$

Onde:

M = amplitude da senóide;

ω = frequência angular da senóide;

h = pólo do filtro;

N = ganho.

- **Metodologia I aplicada ao modelo estático do poço**

Nessa seção iremos analisar o comportamento da metodologia I aplicada ao modelo estático do poço, definido anteriormente como Curva de Performance de Produção, representado na equação 3.21. A topologia deste sistema está apresentada abaixo:

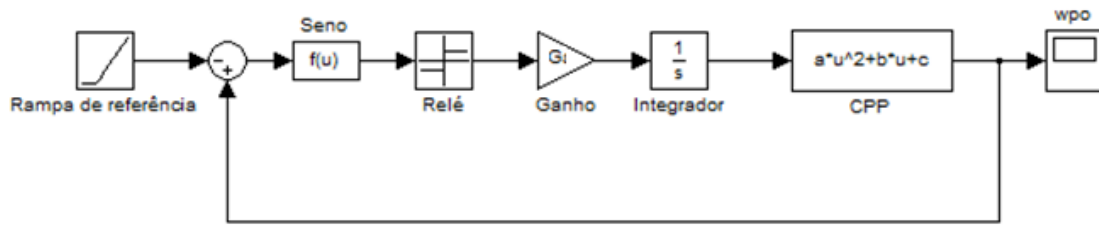


Figura 4.12 – Busca extremal aplicado a modelo estático do poço

Através de tentativas consecutivas, definimos um conjunto de parâmetros do controlador capaz de produzir a melhor resposta em termos de pequenas oscilações em torno do ponto ótimo. Os parâmetros escolhidos nesse caso foram:

$$k_m = 10; \varepsilon = 5 \text{ e } g = 3.5$$

O resultado obtido pela simulação desse modelo está apresentado a seguir:

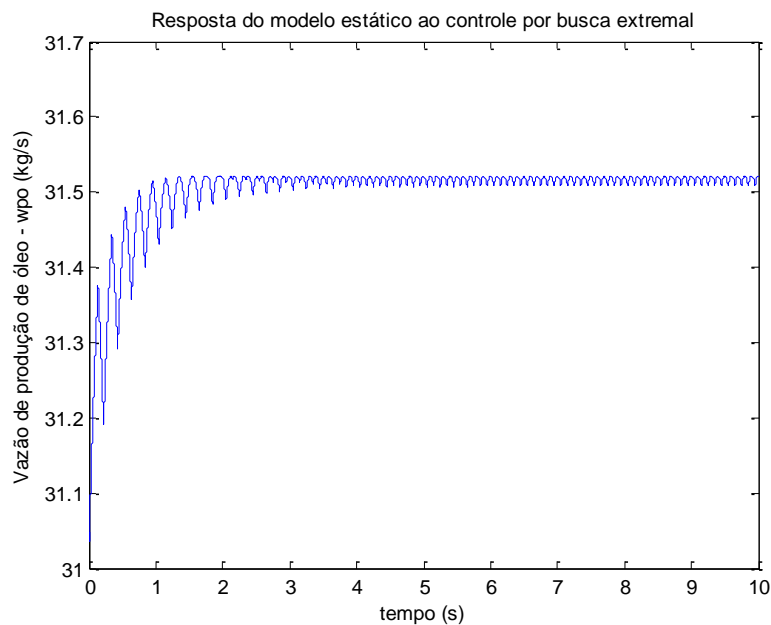


Figura 4.13 – Resposta da vazão de produção de óleo, variável controlada, ao controle por busca extremal

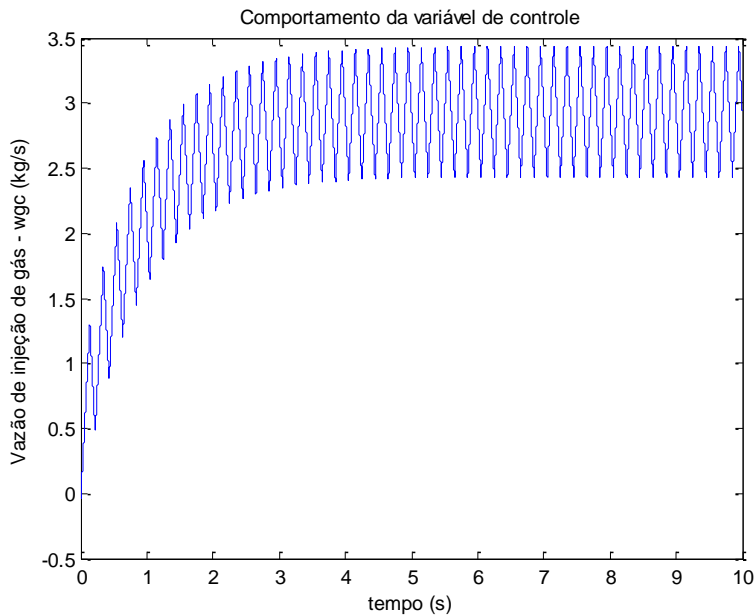


Figura 4.14 – Comportamento da variável de controle para o sistema estático

Podemos verificar, portanto, que a variável de controle irá oscilar em regime em torno do valor ótimo de injeção obtido anteriormente, $w_{gc} = 2,9$ kg/s e a variável manipulada, w_{po} , oscila em torno do valor de 31,5, atingindo o valor ótimo de 31,52 kg/s.

- **Metodologia I aplicada ao modelo estático do poço com restrição na frequência de abertura do *choke* de injeção**

Nessa seção iremos considerar a mesma topologia da seção anterior porém iremos ajustar os parâmetros do controlador, inclinação da rampa de referência e ε . O objetivo é fazer com que a frequência de abertura do *choke* seja reduzida de modo a diminuir seu desgaste. A variável de controle é dada na equação 4.3. Para termos de verificação teórica, a frequência de oscilação será considerada como de 8 minutos, porém poderíamos arbitrar outro valor qualquer. Nesse caso, os valores dos parâmetros dessa simulação são:

$$k_m = 4.1667e - 4; \varepsilon = 0.1 \text{ e } g = 1$$

As curvas que caracterizam esse sistema estão apresentadas a seguir:

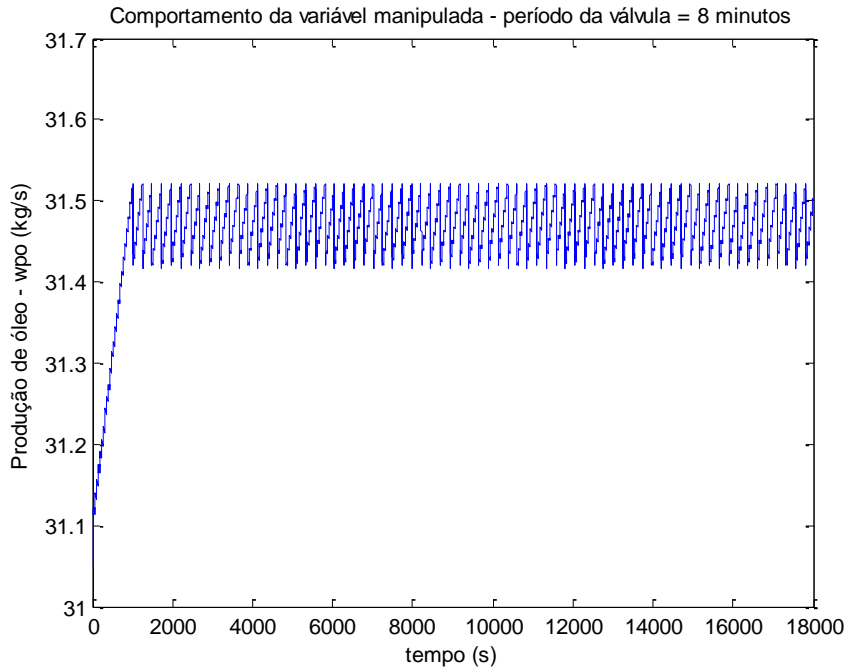


Figura 4.15 – Resposta da vazão de produção de óleo, variável controlada, ao controle por busca extremal, período da válvula de 8 minutos.

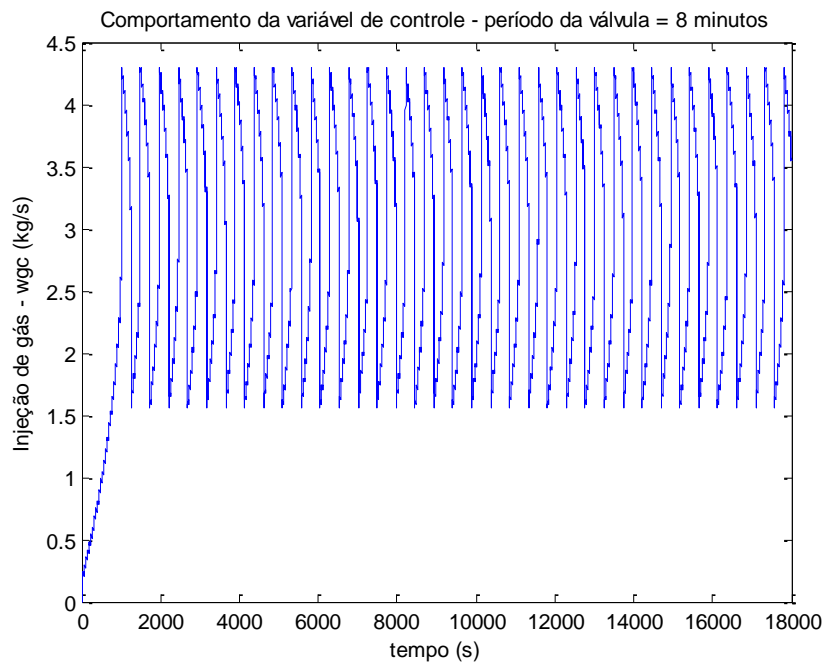


Figura 4.16 – Comportamento da variável de controle para o sistema estático, período de válvula de 8 minutos.

Novamente nesse exemplo verificamos que a vazão de produção de óleo irá atingir o ponto de ótimo e ficar oscilando em regime nas proximidades dess ponto. A variável

de controle, injeção de gás, por sua vez, oscila em torno do ponto 2,9 kg/s com amplitude 1,7 kg/s.

- **Metodologia I aplicada ao modelo de Hammerstein-Wiener**

Na seção 4.1. identificamos o modelo simplificado de Hammerstein-Wiener do poço. Nessa seção iremos estudar o comportamento do controle por busca extremal aplicado ao esse modelo, ou seja, incluindo a dinâmica de transitório ao problema da seção anterior.

O período de oscilação da variável de controle, injeção de gás (w_{pc}) será de 8 minutos, de modo que a válvula de controle não seja sobrecarregada.

A topologia do sistema com controle por busca extremal está apresentada na figura abaixo, sendo a metodologia I aplicada:

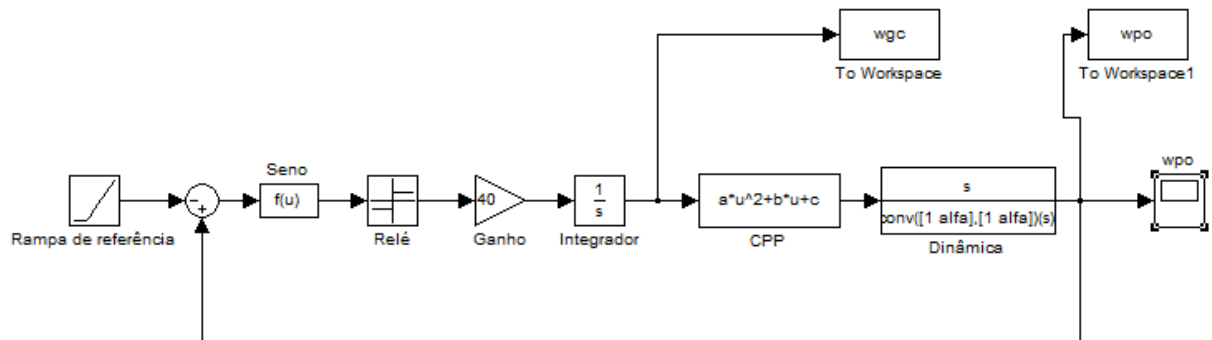


Figura 4.17 – Topologia do sistema de controle por busca extremal aplicado ao modelo de Hammerstein-Wiener do poço

A equação da variável de controle bem como os parâmetros do controlador são os mesmos utilizados no item anterior.

As curvas obtidas para essa simulação estão apresentadas abaixo:

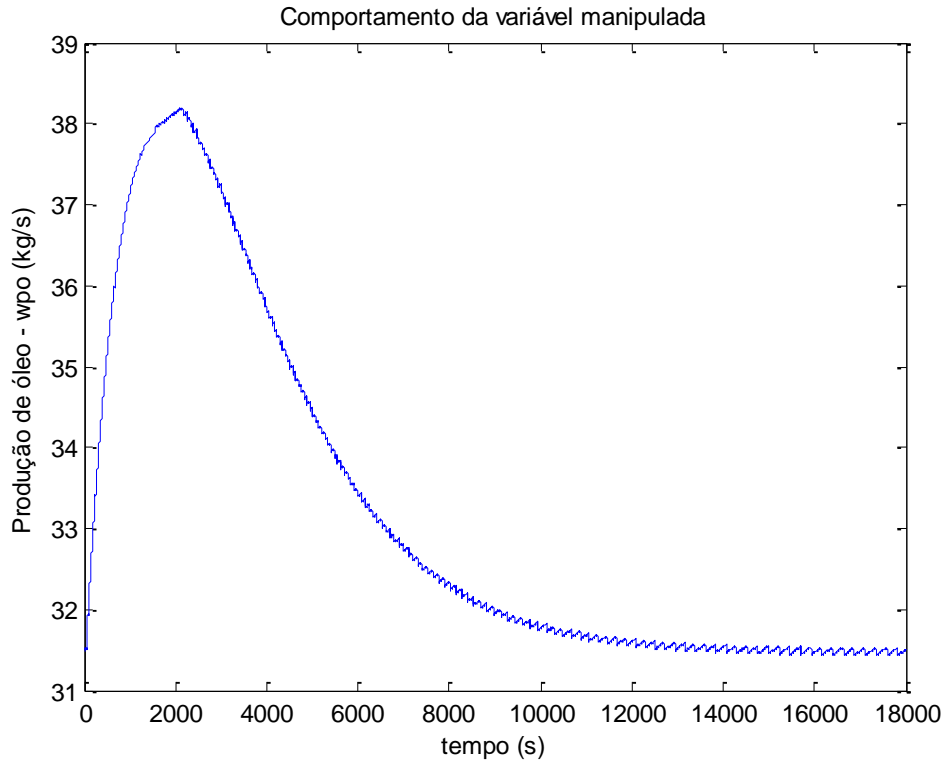


Figura 4.18 – Resposta da vazão de produção de óleo ao controle por busca extremal

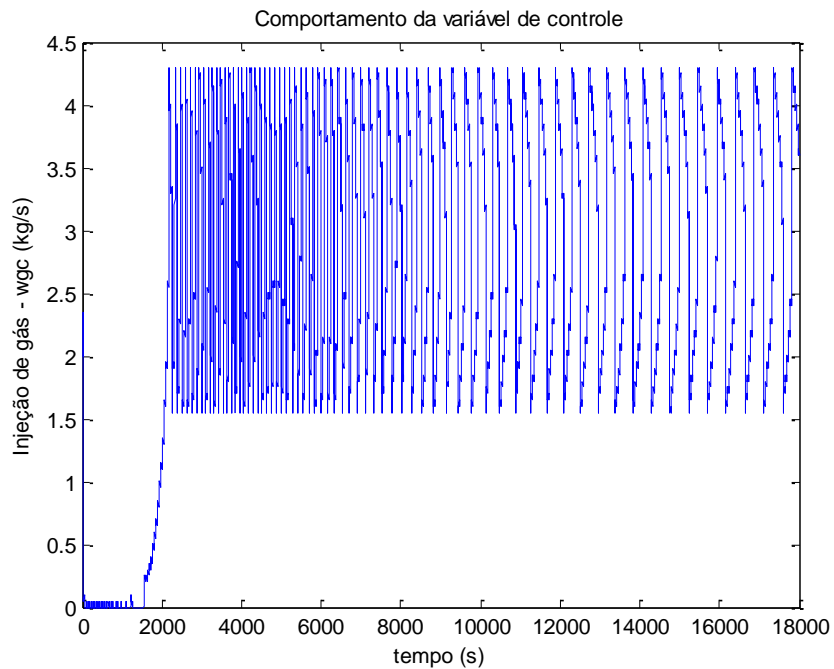


Figura 4.19 – Comportamento da variável de controle para o modelo HW

- **Rastreamento de trajetória aplicado ao modelo de Eikrem modificado implementado em EMSO**

Nessa seção iremos apresentar o projeto do controlador por busca extremal aplicado ao modelo de Eikrem modificado implementado em EMSO, conforme mostrado na seção 3.3. Inicialmente desejamos estudar o comportamento do sistema submetido a um controle que visa rastrear uma trajetória do tipo degrau. Para tanto, implementamos a topologia abaixo:

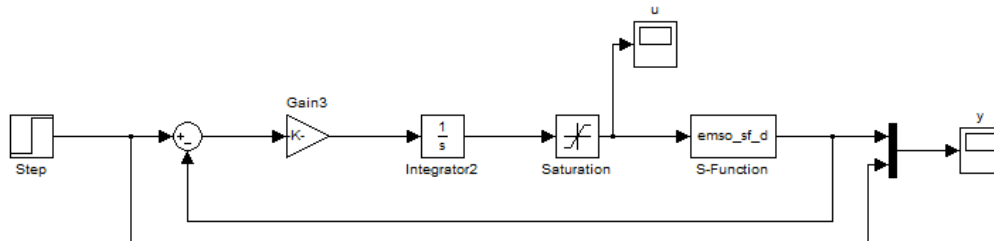


Figura 4.20 – Topologia do sistema de controle para rastreamento de trajetória

Podemos observar nesse sistema a implementação de um bloco de saturação na entrada do modelo em EMSO, isso é necessário para evitar que o modelo receba como entrada valores menores que zero, que seriam fisicamente impossíveis.

Como vimos anteriormente, o sistema possui uma não linearidade entre a vazão de entrada de gás e a vazão de produção de óleo em regime estacionário. Assim sendo, quando desejamos que o sistema rastreie um determinado valor de *set-point* para produção de óleo, matematicamente existem duas vazões de gás que retornariam esse valor. Portanto, o valor da vazão de gás em estacionário que o sistema irá estabilizar dependerá da condição inicial do sistema. De modo a exemplificar esse comportamento propomos os seguinte testes:

- Inicialmente definimos as condições iniciais do modelo para que a a vazão de entrada inicial de gás no anular, w_{gc} , seja igual a 0 kg/s. A condição inicial do integrador também é definida como zero.
- Posteriormente, definimos as condições iniciais do modelo para que a vazão de entrada inicial de gás no anular, w_{gc} , seja 7,5 kg/s, assim como a condição inicial do integrador.

A tabela a seguir apresenta os valores das variáveis p_{wh} , p_{wb} , p_{ai} e do ganho k que garantem as condições acima:

Variável	$w_{gc, inicial} = 0 \text{ kg/s}$	$w_{gc, inicial} = 7,5 \text{ kg/s}$
p_{wh}	49,122 kgf/cm ²	71,28 kgf/cm ²
p_{wb}	106,169 kgf/cm ²	106,24 kgf/cm ²
p_{ai}	93,96 kgf/cm ²	204,50 kgf/cm ²
k	0,0002	-0,0002

Tabela 4.2 – Condições iniciais para testes de seguimentos de trajetórias

Esse valores foram escolhidos, pois são vazões w_{gc} que geram o mesmo valor de w_{po} em regime, $w_{po} = 30,96 \text{ kg/s}$.

O valor da referência foi definido como 31,34 kg/s. Analisando a equação 3.21, verificamos que para esse valor de w_{po} , a vazão w_{gc} pode ser 1 kg/s ou 5 kg/s.

Os gráficos a seguir mostram os comportamentos das variáveis do sistema nos testes de rastreamento de trajetória propostos:

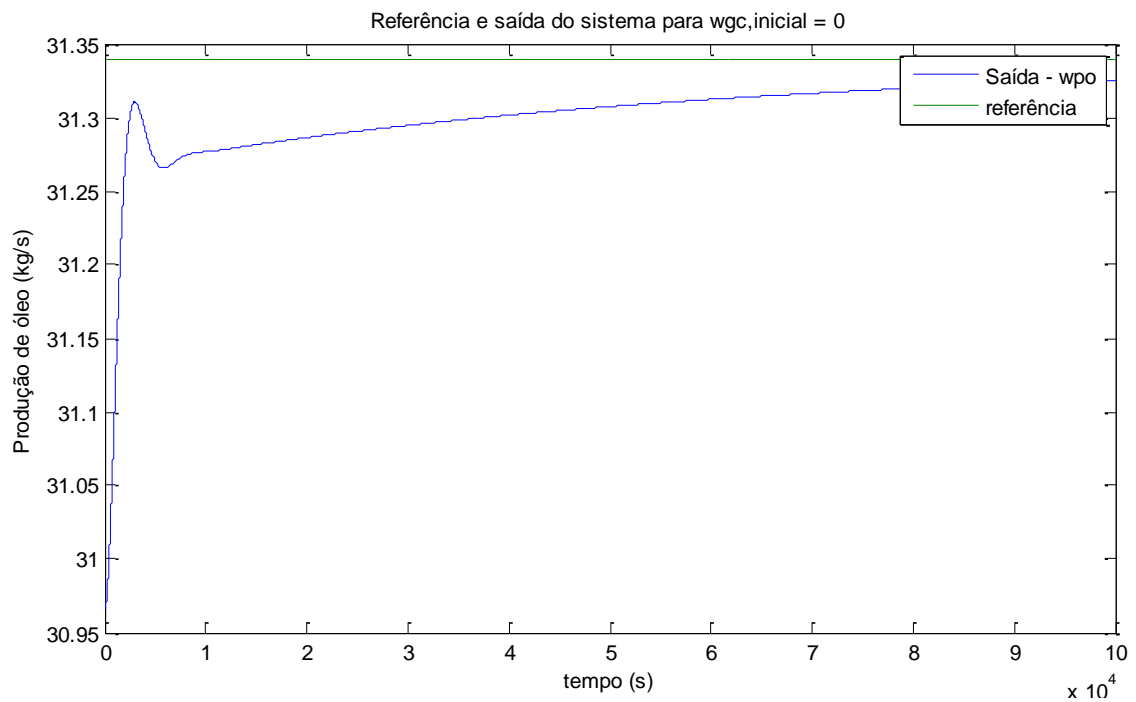


Figura 4.21 – Saída seguindo a trajetória para $w_{gc, inicial} = 0 \text{ kg/s}$

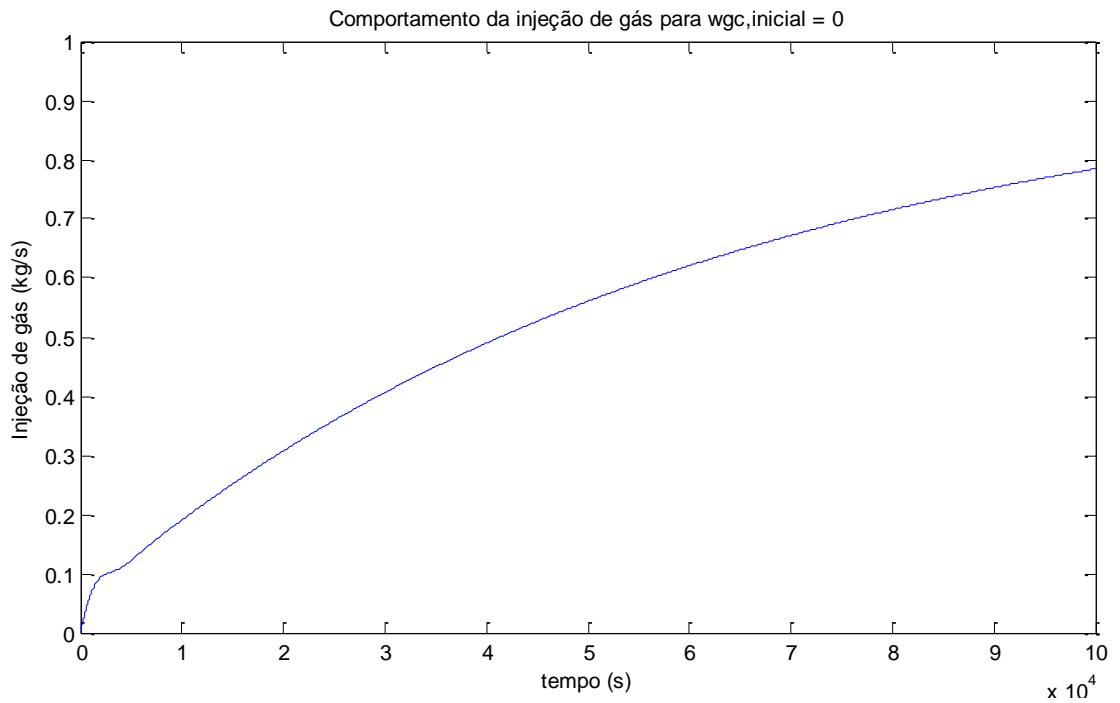


Figura 4.22 – Variável de controle para $w_{gc,inicial} = 0$ kg/s

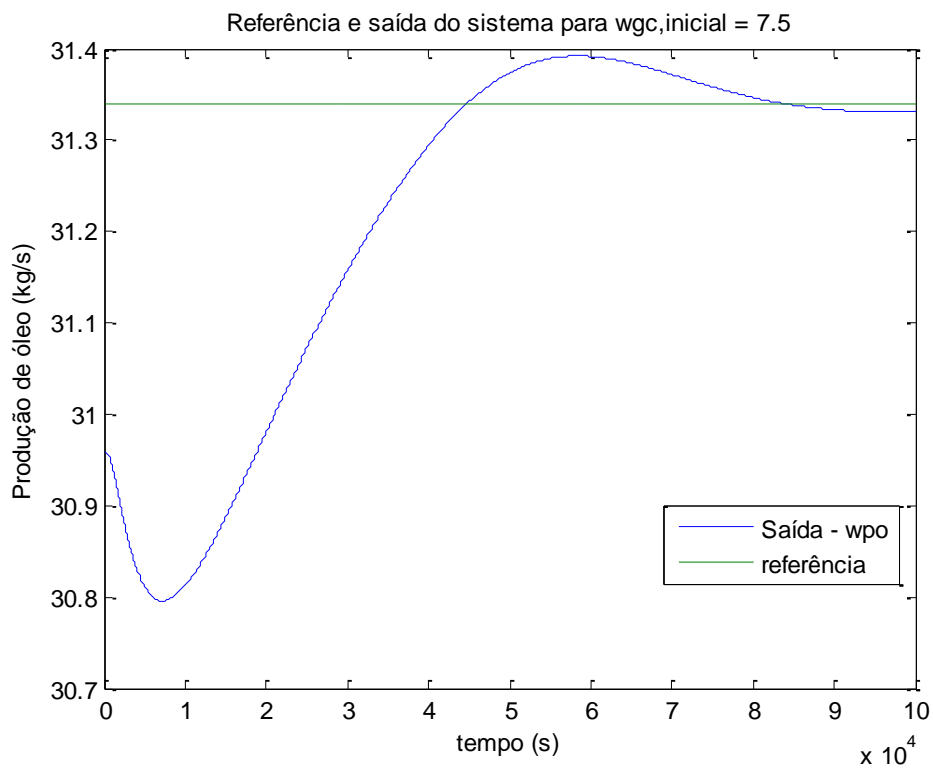


Figura 4.23 – Saída seguindo a trajetória para $w_{gc,inicial} = 7,5$ kg/s

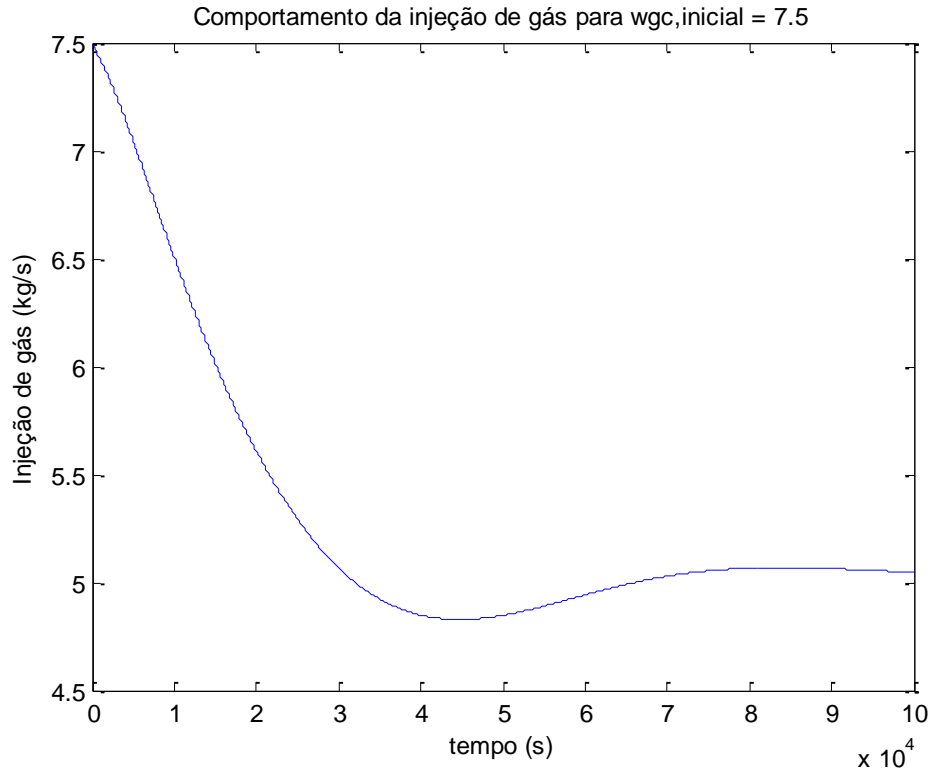


Figura 4.24 - Variável de controle para $w_{gc, inicial} = 0$ kg/s

Analisando o comportamento dessas variáveis para as diferentes condições iniciais podemos concluir que, como o sistema possui mais de um valor de w_{gc} produzindo o mesmo valor de w_{po} , o valor de w_{gc} estacionário para o rastreamento de uma trajetória dependerá das condições iniciais do sistema.

- **Metodologia I aplicada ao modelo de Eikrem modificado implementado em EMSO**

Nessa seção analisamos o projeto de controle por busca extremal pela metodologia I, aplicada ao modelo de Eikrem modificado implementado em EMSO. Nesse projeto foi necessário incluir uma compensação de grau relativo à saída do modelo de modo a tornar o comportamento do sistema mais próximo a teoria de busca extremal.

A topologia do projeto está apresentada abaixo:

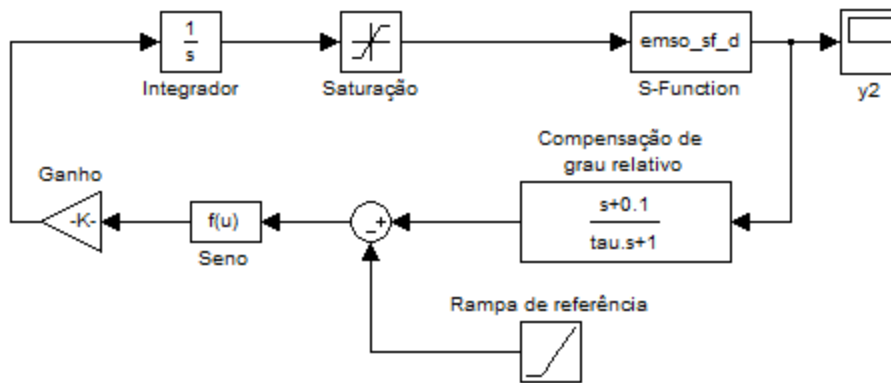


Figura 4.25 – Topologia do projeto de controle pela metodologia I para o modelo em EMSO.

Como podemos observar, foi incluído um bloco de saturação na entrada do modelo para evitar valores negativos ou superiores a um patamar pré-estabelecido considerado razoável. Portanto, os parâmetros desse controlador foram definidos de modo a garantir um período de abertura e fechamento da válvula em 8 minutos.

$$k_m = 0,033; \varepsilon = 8, g = 8$$

A saturação foi definida entre 0 e 5, o valor de $\tau = 0.07$ e a condição inicial do integrador igual a 2.

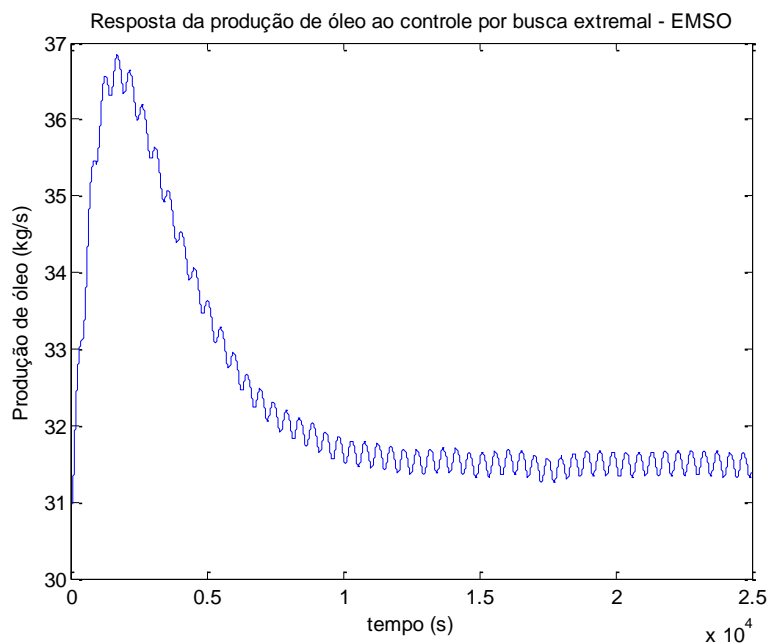


Figura 4.26 – Resposta da produção do modelo em EMSO a metodologia I

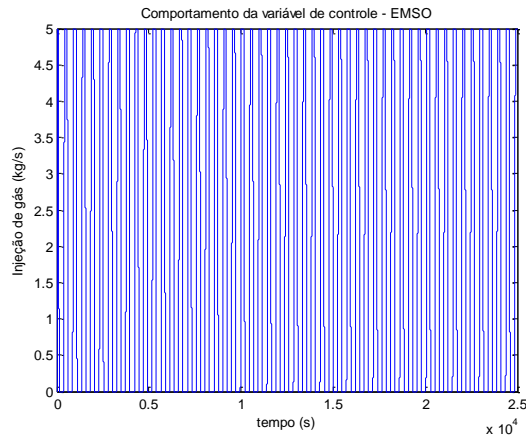


Figura 4.27 – Variável de controle do modelo em EMSO sob a metodologia I

Verificamos que após um período de transitório, o sistema tende a oscilar em regime em torno do ponto de 31,5 kg/s. Vale ressaltar que conforme apresentado na seção 4.1. o *overshoot* no transitório será tão menor quanto mais próximo o estado inicial da injeção de gás estiver do ponto ótimo. O comportamento da variável de controle é de um chaveamento entre os valores de 0 e 5 com período de 8 minutos.

- **Metodologia II aplicada ao modelo estático do poço**

Nessa simulação utilizaremos a metodologia II aplicada ao modelo estático da planta, ou seja, a CPP para verificarmos o comportamento das variáveis w_{gc} e w_{po} . Os parâmetros utilizados nessa simulação são:

$$M = 0,3, \omega = \frac{2\pi}{T}, h = 0,5 \text{ e } N = 0.1$$

Os parâmetros foram definidos para que as oscilações tenham um período $T = 5$ minutos.

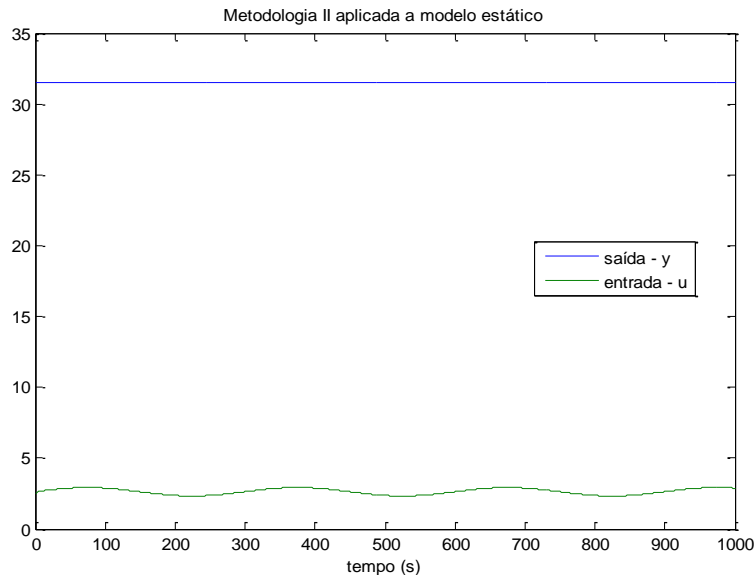


Figura 4.28 – Metodologia II aplicada a modelo estático do poço

Verificamos que o controlador é capaz de rastrear o ponto ótimo da função estática mantendo uma oscilação de baixa frequência conforme projetado.

- **Metodologia II aplicada a modelo Hammerstein-Wiener**

Nessa seção iremos considerar a metodologia II de controle aplicada ao modelo de HW do poço previamente identificado. Os parâmetros do controlador serão os mesmos mostrados na seção anterior.

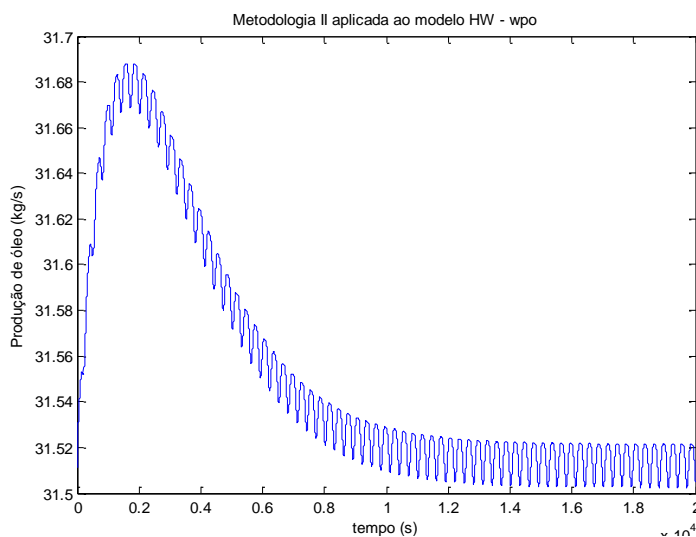


Figura 4.29 – Variação da produção de óleo do modelo HW sujeito a metodologia II

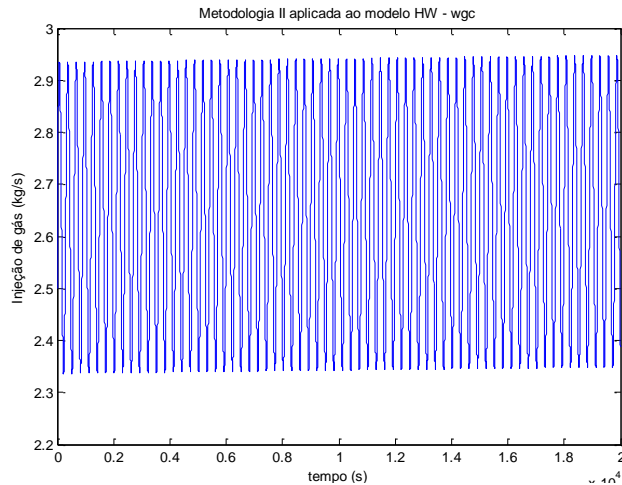


Figura 4.30 – Variável de controle do modelo HW sujeito a metodologia II

Concluimos que o sistema também irá convergir para o ponto ótimo, oscilando em regime em torno deste com baixa frequência e amplitude.

- **Metodologia II aplicada ao modelo de Eikrem modificado implementado em EMSO**

Finalmente, verificaremos o comportamento do modelo de Eikrem modificado, implementado em EMSO, controlado a partir da metodologia II. Os valores dos parâmetros do controlador, serão os mesmos da seção anterior.

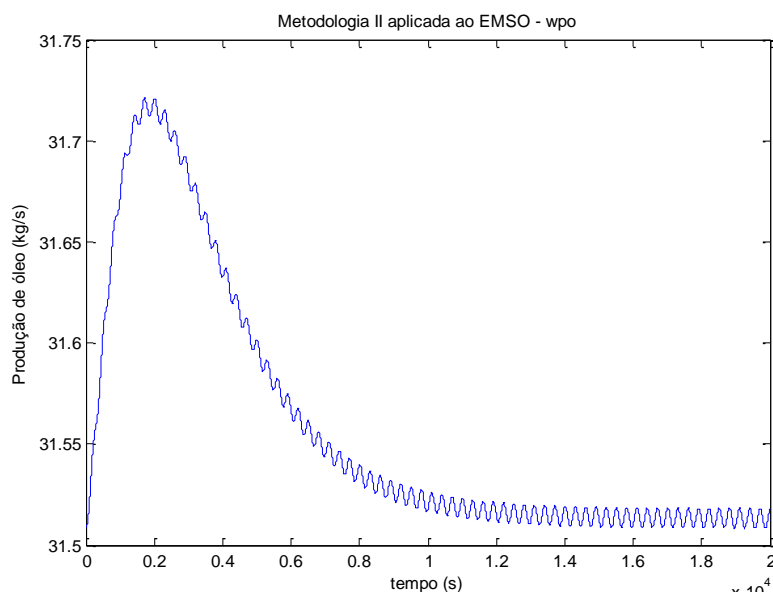


Figura 4.31 – Variação da produção de óleo do modelo em EMSO sujeito a metodologia II

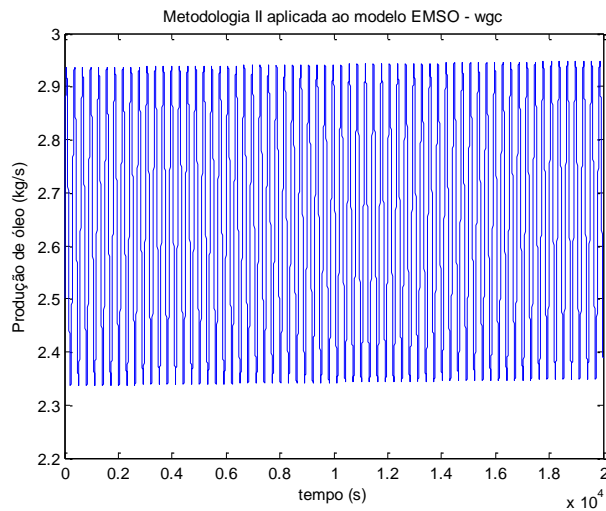


Figura 4.32 – Variável de controle do modelo em EMSO sujeito a metodologia II

Novamente verificamos que o controlador foi eficiente em seguir alcançar o valor ótimo do sistema.

Percebemos também a clara similiaridade entre as repostas do modelo HW identificado e as respostas do modelo em EMSO, comprovando mais uma vez a validade do modelo HW.

- **Metodologia II aplicada ao modelo de Eikrem modificado implementado e m EMSO com variação em parâmetro**

Nessa seção analisaremos o comportamento do controle por busca extremal quando aplicamos uma variação paramétrica no modelo a ser controlado. Consideraremos a hipótese de que o modelo inicialmente possui valor de pressão estática de reservatório conforme apresentado na tabela 3.1, em seguida reduzimos essa pressão em 10% e verificamos se o controle é capaz de buscar automaticamente o novo valor máximo de produção de óleo.

A figura abaixo representa a topologia usada nessa simulação:

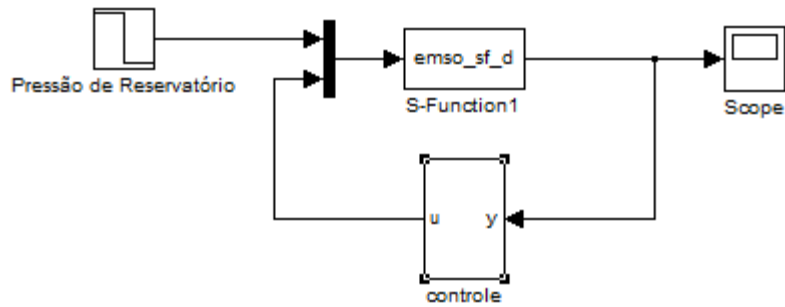


Figura 4.33 – Topologia da malha fechada pela metodologia II com incerteza paramétrica

Deve-se destacar que é necessário editar os arquivos de interface entre EMSO e Matlab, incluindo a variável P_r como variável de entrada no EMSO e o bloco s-function, adicionando mais uma entrada ao mesmo.

Feito isso, configuramos a o bloco Pressão de Resevatório para reduzir seu valor inicial em 10% no instante 15000 s. O comportamento do sistema está apresentado abaixo:

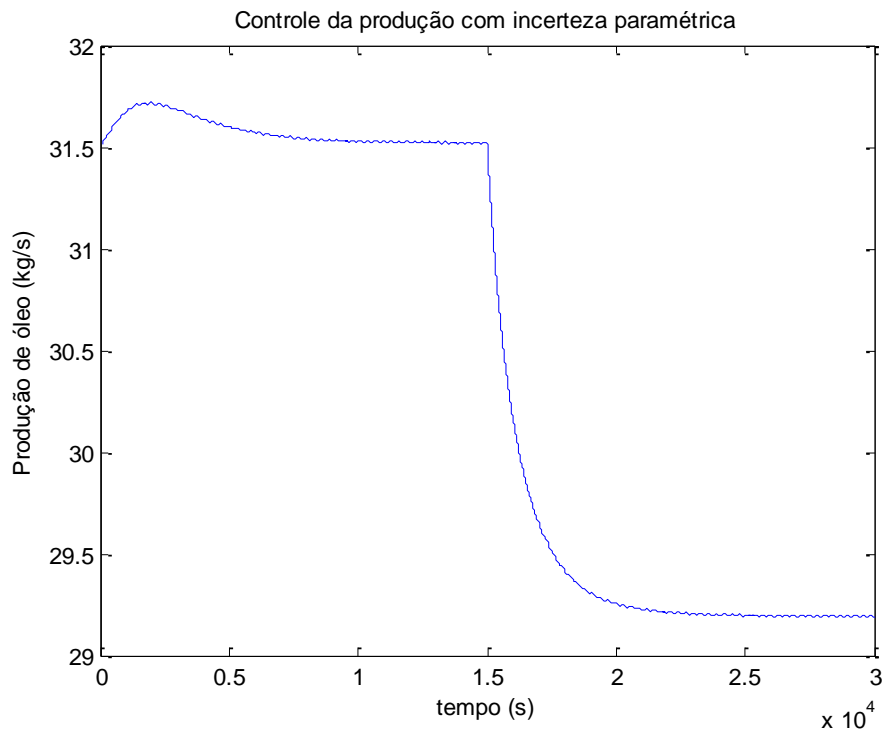


Figura 4.34 – Produção de óleo sob controle com incerteza paramétrica

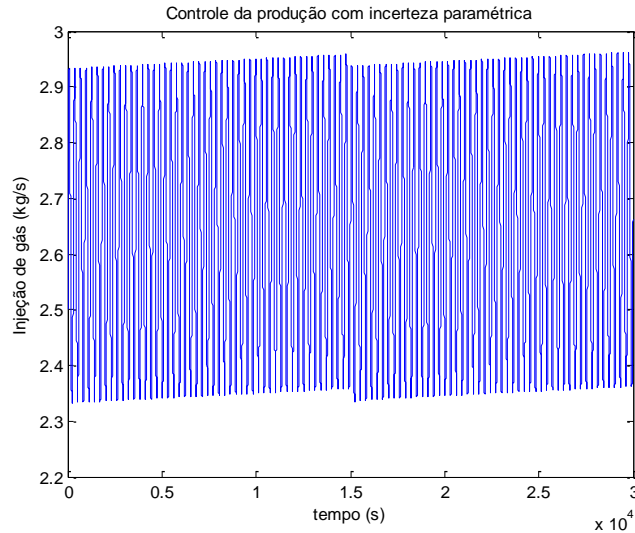


Figura 4.35 – Injeção de gás no controle com incerteza paramétricas

Podemos verificar que a partir do momento em que a pressão do reservatório cai em 10%, o controle automaticamente leva o sistema para um novo valor de produção. Contudo, devemos verificar se o novo valor estacionário da produção é de fato o valor ótimo de produção para a nova pressão de reservatório. Essa validação pode ser realizada através da elaboração de uma nova CPP substituindo o valor da pressão de reservatório.

A CPP obtida a partir desse procedimento está apresentada abaixo:

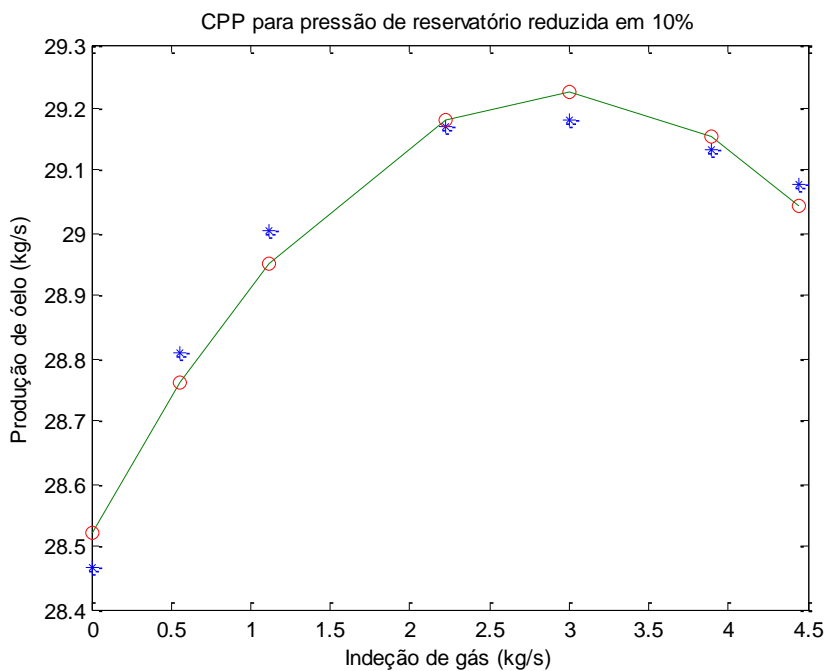


Figura 4.36 – CPP para modelo de poço com redução na pressão de reservatório

Verificamos que o valor de máximo da nova CPP é o mesmo daquele encontrado pelo controlador na figura 4.34, mostrando que o controle por busca extremal é capaz de encontrar o ponto de ótimo mesmo sujeito a incertezas paramétricas no modelo.

5. Conclusão e Projetos Futuros

Nesse projeto foram estudados os conceitos e tecnologias envolvidas na Engenharia de Petróleo, com foco na otimização e controle da produção. Verificamos que existem diversas maneiras de se aumentar a produtividade de uma planta de produção, sendo os métodos de recuperação e elevação artificial os mais comuns. Dentre os métodos de elevação, destaca-se o de elevação artificial por injeção de gás na coluna de produção, conhecido com *gas lift*, por ser o método mais utilizado em plataformas *offshore*.

O método de elevação por *gas lift*, possui uma particularidade que é a relação não linear em regime estacionário entre a vazão de injeção de gás e a vazão de produção de óleo. Essa curva foi definida como Curva de Performance de Produção e é caracterizada como uma curva de segundo grau com concavidade para cima, possuindo um ponto de máximo.

Devido a diversas incertezas nos modelos de poços e às dificuldades em medir variáveis de temperatura, pressão e vazão em águas profundas, torna-se muito difícil controlar a injeção de gás que garanta a máxima produção de óleo. As abordagens utilizadas na indústria atualmente consistem em medir a vazão dos poços em procedimentos conhecidos como testes de poços, onde a vazão do fluido multifásico de um único poço é direcionada para um separador trifásico, tornando possível verificar a vazão de óleo de um único poço para uma determinada vazão de *gas lift*. Contudo, esses procedimentos são esporádicos e, devido aos demorados períodos de assentamento dos sistemas envolvidos, lentos, permitindo na maior parte das vezes uma única iteração entre variação de injeção de gás e medição na vazão de óleo produzido correspondente a cada teste.

Portanto, a proposta de controle ótimo por busca extremal visou solucionar esse problema por se tratar de um método de controle que leva o sistema para seu ponto de ótimo em um período compatível com o transitório do sistema.

A análise dos resultados obtidos nesse projeto permitem verificar que busca extremal é uma ferramenta de otimização viável de ser implementada em poços de produção de óleo, de modo a permitir otimização em tempo real da produção além de possibilitar otimização em modelos com variações paramétricas no tempo.

Contudo, maximizar a produção em um único poço é uma abordagem teórica e preliminar para avaliação do desempenho e viabilidade do controle por busca extremal para a indústria de óleo e gás. A partir dessa projeto vislumbram-se novas oportunidades de pesquisa em relação a otimização levando em conta diferentes cenários:

- Otimização da produção levando em conta um modelo completo de poço, *riser* e separador trifásico.
- Otimização de uma função objetivo relacionada ao Valor Presente Líquido do projeto de produção de óleo de uma plataforma, levando em conta restrições de quantidade de gás disponível e capacidade de pressurização deste;
- Alocação ótima de gás em poços de uma planta que contribuem para a produção total da planta, sendo nesse caso considerada como função objetivo a produção total de óleo da planta;
- Utilização do método de *slope seeking* para encontrar a tangente econômica da Curva de Performance de Poço.

Bibliografia

ARIYUR, K. B., KRSTIC, M. “Real-Time Optimization by Extremum-Seeking Control”. Publicado por John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO ANP; Dados Estatísticos Mensais: Reservas Nacionais de Petróleo e Gás Natural. ANP, 2011.

BACOCOLI, G., “A exploração de petróleo no Brasil”. In: Carneiro, J., Fronteiras, 1 ed., capítulo 1, Rio de Janeiro, Organização Nacional da Indústria do Petróleo, 2008.

BIEKER, H. P., SLUPPHAUG, O., JOHANSEN, T. A., 2007. “Real-time production optimization of oil and gas production systems: A Technology Survey”, 99446, SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, Netherlands.

D’ÁVILA, S. G., “A indústria petroquímica brasileira”, Revista Eletrônica de Jornalismo Científico, 2002. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/>>. Atualizado em 10/12/2002.

EIKREM, G. O., AAMO, O. M., FOSS, B. A; “On instability in gas lift wells and schemes for stabilization by automatic control”. SPE Production & Operations, 2005.

EIKREM, G. O., AAMO, O. M., FOSS, B. A., “Observer design for multiphase flow in vertical pipes with gas-lift – Theory and experimentes”. Journal of Process Control, 15, No. 1, pp. 247-257, 2005.

ELGSAETER, S., SLUPPHAUG, O., JOHANSEN, T. A., “ A structured approach to optimizing offshore oil and gas production with uncertain models”. Computer and Chemical Engineering 34 163 – 176, 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal da Expansão de Energia 2019: Relatório Final. Brasil, 2010. Disponível em: <www.epe.gov.br> Acesso em: 10 Jan. 2013

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION [EIA]. Energy Sources: Petroleum. Spot Prices: WTI oil, 2010. EIA, 2010. Disponível em: < http://www.eia.gov/>. Acesso em: 20 Dez. 2010.

GARCIA, A., ALMEIDA, I. SINGH, G., “An Implementation of On-line Well Virtual Metering of Oil Production”. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, Holanda ,2010.

GARCIA, A., SANKARAN, S. “Real Time Operations in Asset Performance Workflows”. Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, Holanda, 2008

HENKE, G. P; “Elevação e Escoamento de Petróleo: Qualificação em Operação de Produção de Petróleo”. Macaé, apostila do curso COOPFURNAS, 2005.

KRSTIC, M.; “Performance improvement and limitations in extremum seeking control” Systems & Control Letters, 39(5), 313–326, 1997.

LOPES, D., BORGES, J. P., CAPUCCI, E. C., Derivada Econômica e Critério de Abandono para poço com Gás lift Contínuo. VIII Encontro Técnico de Gás Lift. Maceió, 2006.

MAYHILL, T. D., “Simplified method for gas-lift well problem identification and diagnosis”. In: Proc. SPE Annual Fall Meeting. Houston, Texas: [s.n.]. Paper SPE 5151, 1974.

NAKASHIMA, P. H. R., Otimização de Processos de Produção de Petróleo via injeção contínua. Tese de D. Sc. PPGEE/UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 2004.

NASCIMENTO, J. M. A., Simulador Computacional para Poços de Petróleo com Método de Elevação Artificial por Bombeio Mecânico. Tese de M. Sc. PPGEEC/UFRN, 73 Natal, RN, Brasil, 2005.

Oliveira, T. R.; Peixoto, A. J.; Hsu, L.; “Output-feedback global tracking for unknown control direction plants with application to extremum-seeking control”; Automatica ,Volume 47, Issue 9, September 2011, Pages 2029–2038

PERRY, R. H., CHILTON, C. H; Manual de Engenharia Química, Guanabara Dois, Rio de Janeiro, 1980.

PETROBRAS. Destaques Operacionais: Exploração e Produção. Custo de Extração, 2012. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/CustosExtracao.asp>>. Acesso em: 05 Jan. 2013.

PLUCENIO, A.; “Automação da Produção de Poços de Petróleo Operando com Elevação Artificial por Injeção Contínua de Gás”. Tese de M. SC. UFSC. 2003

REDDEN, J. D.; SHERMAN, T. A. G.; BLANN, J. R., “Optimizing gas-lift systems”. In: Proc. of the 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Houston, Texas: [s.n.]. Paper SPE 5150, 1974.

RIBEIRO, C., “Controle preditivo multivariável com requisitos de qualidade em plataformas de produção de petróleo”. Tese de M. SC. PEE/UFRJ. 2012.

SANTOS, H., “A otimização de gás lift na produção de petróleo: Avaliação da Curva de Performance de Poço”, Tese de M. SC. PPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011

SOARES, R. P.; SECCHI, A. R. EMSO., “A new environment for modelling, simulation and optimization”. Computer Aided Chemical Engineering, v. 14, p. 947-952, 2003.

STRAND, S. T., SAGLI, J. R., MPC in Statoil – advantages with in-house technology, Symposium of Advanced Control of Chemical Processes, Adchem, Hong Kong, China, 2003.

THOMAS, J. E., TRIGGIA, A. A., CORREIA, C. A., et al., Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro, Interciência, 2001.

XU, Z.G., GOLAN, M., “Criteria for operation stability of gas-lift Wells”, SPE 19362, disponível por SPE, Richardson, Texas, 1989.