

# CONTROLE ADAPTATIVO APLICADO AO BOMBEIO CENTRIFUGO SUBMERSO PARA OPERAR NO PONTO DE MELHOR EFICIÊNCIA

LEONARDO DA F. SOUZA, LUIZ H. S. TORRES, LEIZER SCHNITMAN

*Centro de Capacitação Tecnológica em Automação Industrial (CTAI), Programa de Pós-Graduação em Mecatrônica da Universidade Federal da Bahia, Rua Aristides Novis, nº02, Escola Politécnica, 2º andar, 40.210-630, Salvador, Bahia, Brasil*

*E-mails: leo\_fsouza@oi.com.br, luizhenrique@ieee.org, leizer@ufba.br*

**Abstract:** The Electrical Submersible Pump (ESP) is one of the methods used for artificial lift of oil. The best efficiency point of BCS system is defined as the point of maximum efficiency curve of the centrifugal pump. Thus, this paper proposes the use of adaptive control technique to take the ESP this operating point. So that said lifting process is conditioned to the point of desired operation, it is necessary to apply control methods that operate in presence of uncertainty and dynamics not modeled. The Laboratório de Elevação Artificial (LEA), da Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, has a plant ESP with a oil well 32m instrumented, in a laboratory environment that favorece the development of studies and research, among others, in the control area. The aim of this study is to control the lift of viscous fluid (oil) pumped at maximum system efficiency ESP. The results obtained with adaptive controller environment simulated show that level dynamic of the plant output follow the reference model.

**Keywords:** Adaptive Control, MRAC, ESP, Artificial Lift Oil.

**Resumo:** O Bombeio Centrifugo Submerso (BCS) é um dos métodos aplicados para a elevação artificial de petróleo. O ponto de melhor eficiência de um sistema BCS é definido como sendo o ponto máximo da curva de eficiência da bomba centrífuga. Assim, este artigo propõe o uso de técnica de controle adaptativo para levar o BCS a este ponto de operação. Para que o referido processo de elevação seja condicionado ao ponto de operação desejado, é necessário aplicar métodos de controle que operem perante a presença de incertezas e dinâmicas não modeladas. O Laboratório de Elevação Artificial (LEA), da Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, dispõe de uma planta BCS com um poço de 32m de altura completamente instrumentado, num ambiente experimental que favorece o desenvolvimento de estudos e pesquisas, entre outros, na área de controle. O objetivo deste estudo é controlar a elevação de fluido viscoso (óleo) bombeado na máxima eficiência do sistema BCS. Os resultados obtidos com controlador adaptativo em ambiente simulado mostram que o nível dinâmico da planta rastreia a saída do modelo de referência.

**Palavras-chave:** Controle Adaptativo, MRAC, BCS, Elevação Artificial de Petróleo.

## 1 Introdução

Tem crescido nos últimos anos, a utilização do método de elevação artificial de petróleo denominado de Bombeio Centrifugo Submerso (BCS). Segundo Ribeiro et al. (2005), a Petrobrás S.A. é pioneira no uso de bombas centrífugas submersas submarina em águas profundas, por meio de um teste do protótipo bem sucedido em um poço submarino, em 1994. Este tipo de bombeio consiste na transmissão de energia elétrica, por meio de cabo elétrico, para um motor de sub-superfície imerso no óleo, no fundo do poço. O motor tem seu eixo conectado a uma bomba centrífuga que incrementa pressão ao fluido, fazendo com que chegue até a superfície (Estevam, 2002; Rossi, 2008). O ambiente em que a bomba BCS é instalada é composto por fluido multifásico (água, óleo e gás), baixa pressão de reservatório e variação de temperatura.

O BCS trabalha com faixa larga de vazões volumétricas e é responsável pelas maiores quantidades de líquido bombeado por um único método de elevação artificial (Maitelli, 2010). Um ponto importante neste método de elevação é o conhecimento das curvas características da bomba para o correto dimensionamento e controle do processo de produção

de petróleo. As curvas características representam a trajetória de desempenho de uma bomba BCS e sua faixa de operação recomendada pelo fabricante que em seus catálogos considera o fluido como sendo a água. Assim é necessária a correção de viscosidade do fluido (Turzo et al., 2000 *apud* Estevam, 2008; Takács, 2009), nas curvas características fornecidas pelos fabricantes como requisito necessário à proposta deste artigo para a correta modelagem do sistema de bombeio de óleo e aplicação do controle MRAC clássico (Ioannou e Sun, 1996). Logo, o controlador aqui aplicado visa manter o nível do fluido na coluna de produção no ponto de máxima eficiência denominado BEP (*Best Efficiency Point*), até certo ponto, mesmo na presença de incertezas e dinâmicas não modeladas.

Este artigo está organizado na seguinte estrutura: a seção 2 apresenta o perfil de escoamento do fluido, assim como os cálculos de correção de viscosidade conforme o *Hydraulic Institute-USA*. Na seção 3 são descritos a modelagem e controle por modelo de referência (MRAC). A seção 4 apresenta os resultados em ambiente simulado utilizando o Simulink e verifica-se a convergência dos parâmetros de adaptação. E finalmente, a seção 5 traz as conclusões.

## 2 Método de elevação de petróleo por BCS

Existem diversos métodos de elevação artificial de petróleo cujo objetivo em comum é fornecer pressão ao fluido para sua elevação até a superfície. A escolha de um determinado método depende de vários critérios técnicos inerente ao reservatório e poço de produção. No caso específico do BCS, pode-se citar a limitação que o processo tem em relação à elevação de fluidos com grandes volumes de gás (traduzidas pelo RGO – razão gás-óleo), uma vez que a presença de bolhas de gás no fluido faz com que se perca eficiência no bombeamento. Em presenças de grandes volumes de gás pode-se chegar ao ponto de bloqueio da bomba e conseqüente parada da produção. A condição básica do método é que a bomba BCS esteja totalmente imersa no óleo para seu funcionamento.

### 2.1 Escoamento monofásico

Neste artigo é considerado apenas o escoamento de fase de óleo no sistema BCS, denominado escoamento monofásico. Este escoamento é caracterizado por um alto fluxo de líquido incompressível e se houver gás, é uma pequena e desprezível fração na admissão da bomba, de forma que não afete o desempenho do processo (Verde, 2011). Neste sentido o LEA possui uma planta BCS reduzida com um poço artificial de 32m de altura, totalmente instrumentado com sistema de supervisão, controle, coleta e registro dos dados. A referida planta possui uma válvula no topo do processo de elevação, a qual pode limitar a passagem do fluido produzido pela elevação. Devido a isso, quando a válvula é parcialmente fechada, a pressão de descarga (saída da bomba) aumenta a ponto de possibilitar a realização de experimentos mais próximos da realidade, representando poços com profundidades maiores.

Para o presente estudo foram realizados experimentos práticos com o intuito de representar a curva do reservatório física conhecida como índice de produtividade do reservatório (*IPR*). O *IPR* de um poço varia ao longo dos anos, mas é considerado constante durante um determinado período de produção (meses ou às vezes anos). Representa a capacidade de vazão volumétrica por diferencial de pressão fornecido pelo reservatório de produção. Outra grandeza importante é denominada de pressão estática do reservatório  $P_r$ , que cai ao longo de anos de produção, mas é considerada constante por um determinado período. As condições técnicas do poço tais como: deposição de parafina, alteração de percentual de água e sedimentos, e formação de emulsão também podem modificar o comportamento dinâmico de um poço que, na proposta atual, podem ser considerados como parte das perturbações ou dinâmicas não modeladas.

A equação de Darcy, largamente utilizada na literatura, representa a curva *IPR* de um escoamento monofásico, quando seu comportamento é linear. A Equação (1) mostra a conhecida lei de Darcy, onde  $Q_d$  é a vazão volumétrica;  $P_r$  é a pressão estática;  $P_{wf}$  é a pressão dinâmica de fundo e o *IPR*, já mencionado, é o índice de produtividade do reservatório.

$$Q_d = IPR(P_r - P_{wf}) \quad (1)$$

Na Fig.(1), observa-se uma reta que representa a curva *IPR* do reservatório e um ponto  $P_1$  em que o sistema está operando com vazão volumétrica constante. Não está no SI, mas na unidade usualmente tratada nos campos de produção.

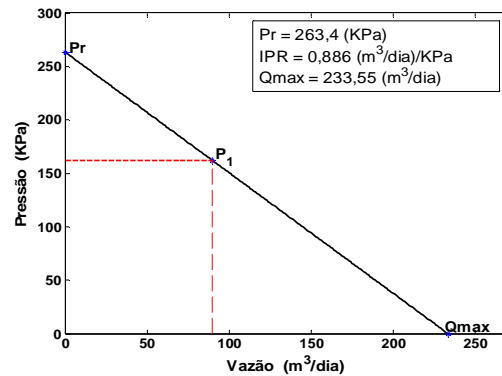


Figura 1. Curva *IPR* do reservatório e ponto de operação  $P_1$ .

### 2.2 Bombeio centrifugo submerso

O BCS é composto por vários estágios mecânicos que servem para multiplicar a pressão incrementada ao fluido, correspondendo assim a uma faixa de valores de vazão e nível (elevação do fluido) em função da frequência que aciona a bomba instalada no poço. O desempenho do BCS pode ser analisado por meio de curvas características que relacionam as grandezas: nível, potência e rendimento *versus* vazão. Entretanto, as curvas fornecidas pelos fabricantes por meio de catálogos consideram o fluido como sendo a água, por isso é necessário realizar uma correção de viscosidade para o fluido utilizado no sistema de bombeio.

Com a correção de viscosidade é possível ajustar as informações iniciais encontradas nos manuais da bomba, por exemplo, o ponto de melhor eficiência (BEP), que é característica de uma rotação específica correlacionada as propriedades do fluido; a faixa de vazão mínima e máxima da bomba e potência elétrica consumida. O ponto BEP sofre modificação, porque é dinâmico, e desloca-se conforme a frequência de acionamento da bomba efetuada por um inversor de frequência ou alteração na viscosidade do fluido bombeado.

Um método clássico para correção de viscosidade é proposto pelo *Hydraulic Institute – USA*, que utiliza dois diagramas, disponíveis na literatura, para determinar os fatores de correção de vazão vo-

lumétrica,  $C_q$ , altura de elevação,  $C_h$ , e eficiência,  $C_\eta$ . Os fatores de correção da curva característica são utilizados na análise de desempenho da bomba, quando operando com fluido viscoso (Amaral, 2007; Takács, 2009). As Eq.(2), Eq.(3) e Eq.(4) apresentam a relação entre a vazão,  $Q_{\text{óleo}}$ , altura de elevação,  $H_{\text{óleo}}$ , e eficiência,  $\eta_{\text{óleo}}$ , do fluido viscoso. Com os fatores de correção:  $C_q$ ,  $C_h$  e  $C_\eta$ . Os termos:  $Q_{\text{água}}$ ,  $H_{\text{água}}$  e  $\eta_{\text{água}}$  correspondem a vazão, altura de elevação e rendimento do referencial água, respectivamente.

$$Q_{\text{óleo}} = C_q Q_{\text{água}} \quad (2)$$

$$H_{\text{óleo}} = C_h H_{\text{água}} \quad (3)$$

$$\eta_{\text{óleo}} = C_\eta \eta_{\text{água}} \quad (4)$$

A correção de viscosidade elaborada pelo *Hydraulic Institute – USA*, envolve leitura visual por meio de diagramas, que podem gerar uma análise demorada e imprecisa na determinação dos fatores de correção de viscosidade. Neste sentido, Turzo et al., (2000) *apud* (Estevam, 2008; Takács, 2009), a fim de melhorar a análise das referidas correções, desenvolveram algumas funções numéricas para determinação dos fatores de viscosidade com base nos já mencionados gráficos do *hydraulic Institute – USA*.

As equações desenvolvidas por Turzo são aplicadas neste artigo. As Eq.(5) e Eq.(6) representam os parâmetros de estimação:  $y$  e  $Q^*$ . Estes parâmetros são utilizados na correção de viscosidade. A Eq.(5) utiliza a vazão volumétrica,  $Q_{\text{bep}}$ , e altura de elevação  $H_{\text{bep}}$  da curva característica da bomba, fornecida nos catálogos. Já a Eq.(6) utiliza o parâmetro calculado,  $y$ , e a viscosidade cinemática do fluido,  $\nu$ .

$$y = -112,1374 + 6,6504 * \ln(H_{\text{bep}}) + 12,8429 * \ln(Q_{\text{bep}}) \quad (5)$$

$$Q^* = \exp\left(\frac{39,5276 + 26,5605 * \ln(\nu) - y}{51,6565}\right) \quad (6)$$

O fator de correção da vazão volumétrica é determinado pela Eq.(7). E o fator de correção da eficiência da bomba centrífuga é calculado pela Eq.(8). Ambos os fatores são constantes para determinação de qualquer outro ponto de correção, quer seja vazão ou eficiência.

$$C_Q = 1,0 - 4,0327 * 10^{-3} Q^* - 1,724 * 10^{-4} (Q^*)^2 \quad (7)$$

$$C_\eta = 1,0 - 3,3075 * 10^{-2} Q^* + 2,8875 * 10^{-4} (Q^*)^2 \quad (8)$$

A altura de elevação do líquido viscoso se baseia na determinação de quatro pontos distintos, que definem a trajetória da curva corrigida de elevação do fluido. Os quatro pontos correspondem aos seguintes percentuais considerando o fluido sendo óleo: Eq.(9) 60% do BEP,  $C_{H0,6}$ , Eq.(10) 80% do BEP,  $C_{H0,8}$ ,

Eq.(11) 100% do BEP,  $C_{H1,0}$ , e Eq.(12) 120% do BEP,  $C_{H1,2}$ .

$$C_{H0,6} = 1,0 - 3,68 * 10^{-3} Q^* - 4,36 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (9)$$

$$C_{H0,8} = 1,0 - 4,4723 * 10^{-3} Q^* - 4,18 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (10)$$

$$C_{H1,0} = 1,0 - 7,00763 * 10^{-3} Q^* - 1,41 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (11)$$

$$C_{H1,2} = 1,0 - 9,01 * 10^{-3} Q^* + 1,31 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (12)$$

Os cálculos decorrentes das Eq.(2) a Eq.(12) possibilitam desenvolver a Tabela (1), com o uso de dados contidos no catálogo de bomba Centrilift Série 400, dezoito estágios, frequência de 60 hz e propriedades do fluido: Lubrax Hydra XP 10.

Ainda nesta tabela, pode-se observar os valores que correspondem à máxima eficiência de bombeio aqui considerado no ponto BEP.

Tabela 1. Correção de viscosidade do fluido.

	Vazão (m³/dia)	Nível (m)	Potência (HP)	Eficiência (%)
0,6Q <sub>bep</sub>	39.02	158.1	3.6177	21.60
0,8Q <sub>bep</sub>	52.03	145.6	3.9083	24.46
Q <sub>bep</sub>	67.76	126.1	4.0423	25.26
1,2Q <sub>bep</sub>	78.04	98.77	4.0138	23.63

A potência elétrica denominada *BHP* (*Brake horsepower*) no caso do óleo,  $BHP_{\text{óleo}}$  e no caso da água,  $BHP_{\text{água}}$ , podem ser determinada por meio da seguinte Eq.(13), onde  $\rho$  é densidade relativa.

$$BHP = 1,519 * 10^{-4} \frac{QxHx\rho}{\eta} \quad (13)$$

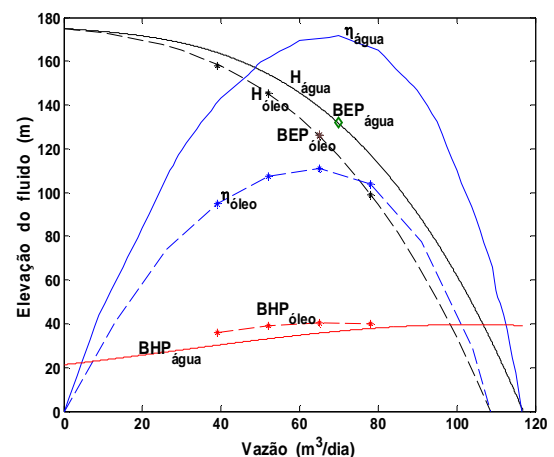


Figura 2. Correção da curva característica com efeito da viscosidade.

Na Fig.(2), os pontos:  $0,6Q_{\text{bep}}$ ;  $0,8Q_{\text{bep}}$ ;  $1,0Q_{\text{bep}}$  e  $1,2Q_{\text{bep}}$  são mostrados no sentido crescente do eixo vazão volumétrica, respectivamente. Devido à diferença de viscosidade entre os fluidos verifica-se a distinção nos pontos:  $BEP_{\text{água}}$  e  $BEP_{\text{óleo}}$ . Também, observa-se uma redução na eficiência e elevação do fluido. Já na potência elétrica observa-se um aumento de carga.

### 3 Modelagem e controle

#### 3.1 Modelo dinâmico do nível no ponto BEP

O ponto BEP na Figura (3), representa o ponto desejado para operação do sistema BCS e é a referência para elaboração da estratégia de controle proposta neste artigo. É considerado que o reservatório do LEA possui capacidade volumétrica e pressão de fluido suficiente e constante para manter o nível dinâmico de óleo no anular,  $h_d$ , acima do ponto de admissão da bomba BCS. O sistema BCS do LEA possui uma estrutura em que o óleo produzido (bombeado pelo método de elevação) é re-injetado no reservatório.

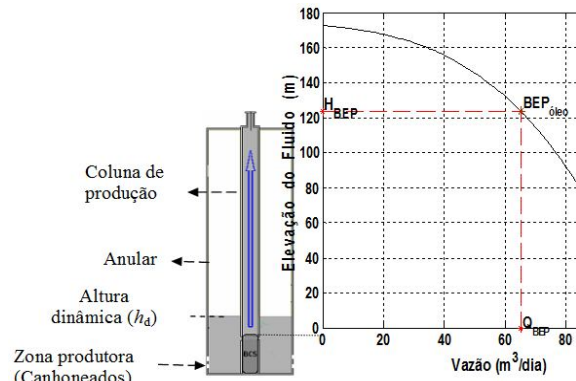


Figura 3: Sistema de bombeio e curva de elevação do fluido no ponto BEP.

Pode-se inferir que o fluxo de óleo na coluna de produção, por meio do balanço volumétrico de líquido, descrito por uma equação diferencial ordinária na Eq.(14).

$$A_\phi \frac{dh}{dt} = Q_b \quad (14)$$

Em que:  $A_\phi$  é a área da seção transversal da coluna de produção.  $A_\phi$  é calculado da seguinte forma:  $A_\phi = \pi D^2/4$ .  $D$  é o diâmetro da coluna de produção.  $Q_b(t)$  é a vazão que flui por meio da bomba BCS,  $dh(t)/dt$  é a taxa de variação do nível  $h(t)$  na coluna de produção.

A Fig.(4) representa a relação entre o diferencial de pressão,  $\Delta P$ , e a vazão volumétrica,  $Q$ , considerando o fluido como sendo a água.

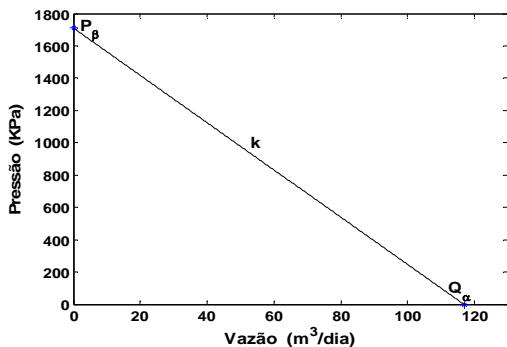


Figura 4. Diferencial de pressão versus vazão fornecido pela bomba.

Onde  $Q_\alpha$  é a máxima vazão volumétrica,  $P_\beta$  é o máximo diferencial de pressão fornecidos pela bomba e  $k$  é a inclinação da reta. A Eq.(15) representa a vazão volumétrica incrementada pela bomba,  $Q_b$ , em função do diferencial de pressão,  $\Delta P$ , que a bomba pode desempenhar.

$$Q_b = Q_\alpha - \frac{1}{k} * \Delta P \quad (15)$$

A inclinação corresponde a  $K = P_\beta/Q_\alpha$ , e a pressão proveniente da coluna de fluido  $\Delta P = \gamma h$ . O peso específico do fluido,  $\gamma$ , é dado pela relação  $\rho g$  onde  $\rho$  é a densidade relativa do fluido e  $g$  a aceleração da gravidade. O nível dinâmico na coluna de produção é dado por  $h$ .

Após substituir a Eq.(15) e as relações acima na Eq.(14), tem-se:

$$A_\phi \frac{dh}{dt} = Q_\alpha - \frac{Q_\alpha \gamma h}{P_\beta} \quad (16)$$

A Eq.(16) é uma equação diferencial que representa o nível dinâmico de óleo na coluna de produção do sistema BCS em regime permanente.

O nível de fluido  $h(t)$  na coluna de produção do poço é mostrado na Eq.(17).

$$h(t) = \frac{P_\beta}{\gamma} \left( 1 - e^{-t/\tau} \right) \quad (17)$$

A constante de tempo do processo,  $\tau$ , é dado pela relação mostrada nas Eq.(18) e Eq.(19).

$$-\frac{t}{\tau} = -\frac{Q_\alpha \gamma}{P_\beta A_\phi} t \quad (18)$$

$$\tau = \frac{P_\beta A_\phi}{Q_\alpha \gamma} \quad (19)$$

Pode-se constatar que o modelo matemático de variação do nível de óleo  $h(t)$  na Eq.(17), referente à elevação do fluido na coluna de produção em relação ao tempo é dado por uma função que tende a um valor constante (como uma curva de carga de capacitor). Sendo assim, as especificações da bomba, tais como: pressão diferencial e vazão volumétrica influenciam a constante de tempo do processo de elevação.

#### 3.2 Controle MRAC

O objetivo básico do controle adaptativo é manter o desempenho desejável de um sistema controlado mesmo na presença de incertezas, ou variações desconhecidas dos parâmetros da planta, adaptando o controlador à condição ótima do processo (Padilha,

2001). O Controle Adaptativo por Modelo de Referência (MRAC – *Model Reference Adaptive Control*) é baseado em leis integrais de adaptação, em que os parâmetros do controlador são fornecidos por um mecanismo de adaptação que minimiza o erro entre a saída do sistema controlado em relação à saída de um modelo de referência, que fornece a trajetória desejada.

O diagrama de bloco na Fig. (5) representa a estrutura do controlador utilizado neste artigo:

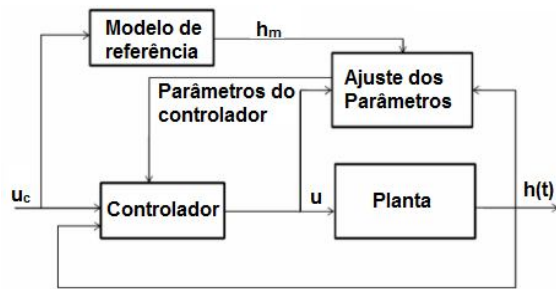


Figura 5. Diagrama de bloco do MRAC.

O presente artigo utiliza técnica de controle adaptativo por modelo de referência aplicando a teoria de Lyapunov (Ioannou e Sun, 1996) ao modelo que representa o bombeio centrífugo submerso do LEA.

O modelo de referência que descreve a trajetória desejada é no formato:

$$\frac{dh_m}{dt} = -a_m h_m + b_m u_c \quad (20)$$

Em que,  $a_m$  e  $b_m$  são valores constantes e  $a_m > 0$  para garantir um comportamento estável no modelo. A variável  $h_m$  descreve a trajetória desejada no ponto BEP e o sinal de entrada  $u_c$  é limitado.

A planta do processo é representada na seguinte forma:

$$\frac{dh}{dt} = -ah + bu \quad (21)$$

Onde  $a$  e  $b$  são os parâmetros medidos da planta com incertezas. O parâmetro  $a$  é equivalente à razão entre o peso específico do fluido pelo produto  $A_\phi$  vezes  $P_\beta$ . Já o parâmetro  $b$  é equivalente ao inverso da área da coluna de produção,  $A_\phi$ . A variável  $h$  é o nível de fluido medido na coluna de produção do BCS. A lei de controle  $u$  é fornecida no seguinte formato:

$$u = \theta_1 u_c - \theta_2 h \quad (22)$$

Os parâmetros a serem adaptados são  $\theta_1$  e  $\theta_2$ .

O erro entre a resposta da planta e a saída do modelo de referência é dado pela relação a seguir:

$$e = h - h_m \quad (23)$$

Seja a função candidata de Lyapunov na seguinte forma:

$$V(e, \theta_1, \theta_2) = \frac{1}{2} \left[ e^2 + \frac{1}{\varphi} (b\theta_2 + a - a_m)^2 + \frac{1}{\varphi} (b\theta_1 - b_m)^2 \right] \quad (24)$$

onde  $\varphi > 0$  é chamado ganho de adaptação.

Para que  $V$  seja uma função de Lyapunov a seguinte condição deve ser satisfeita, a condição de  $\frac{dV}{dt} \leq 0$ . Derivando-se a Eq.(24), obtemos:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{1}{2} \left[ \frac{d}{dt}(e^2) + \frac{1}{\varphi} \frac{d}{dt}(b\theta_2 + a - a_m)^2 + \frac{1}{\varphi} \frac{d}{dt}(b\theta_1 - b_m)^2 \right] \quad (25)$$

Utiliza-se então as seguintes leis de adaptação:

$$\frac{d\theta_1}{dt} = -\varphi u_c e \quad (26)$$

$$\frac{d\theta_2}{dt} = \varphi h e \quad (27)$$

de modo a obter-se:

$$\frac{dV}{dt} = -a_m e^2 \quad (28)$$

satisfazendo a condição de Lyapunov.

## 4 Resultados

O controle adaptativo proposto para controlar o nível de líquido na coluna de produção, ponto BEP foi simulado no Simulink. Os parâmetros de produção utilizados aqui foram obtidos de testes experimentais realizados na planta BCS e dados fornecidos por meio de catálogos. Os valores para a planta do processo são:  $P_\beta = 1464 \text{ KPa}$ ,  $A_\phi = 0,0016 \text{ m}^2$ ,  $Q_a = 1,257 \times 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ , e  $\gamma = 8388 \text{ Nm}^{-3}$ . Já o modelo de referência,  $h_m$ , possui os valores:  $P_\beta = 1056 \text{ KPa}$ ,  $A_\phi = 0,0016 \text{ m}^2$ ,  $Q_a = 7,843 \times 10^{-4} \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$  e  $\gamma = 8388 \text{ Nm}^{-3}$ . A simulação realizada foi baseada na Figura (5) e considera um degrau  $u_c$  de variação no nível dinâmico desejado. O ganho de adaptação  $\varphi$  escolhido igual a 0,05. A Fig.(6) mostra a resposta comparada entre a saída do modelo de referência e a saída da planta e também fornece o sinal de entrada  $u_c$  (valor desejado). A Fig.(7), a Fig.(8) e Fig.(9) mostram o sinal de erro entre  $h$  e  $h_m$ , o esforço de controle e os parâmetros  $\theta_1$  e  $\theta_2$ , respectivamente.

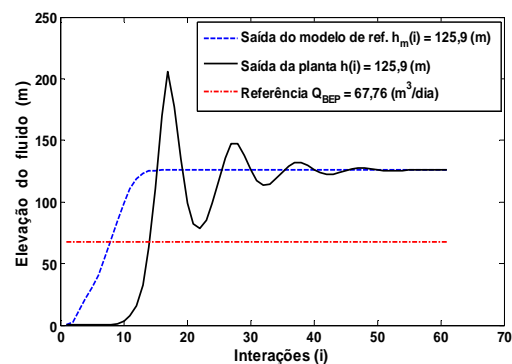


Figura 6. Comparação entre o ponto BEP desejado (modelo de referência) e a resposta da planta.

## 5 Conclusão

O presente artigo utilizou técnica de controle adaptativo por modelo de referência (MRAC) aplicada a um sistema de bombeio centrífugo submerso para elevação artificial de petróleo. Verificou-se em ambiente simulado que o sistema BCS rastreia a trajetória do ponto BEP desejado (saída do modelo de referência) mesmo na presença de incertezas. O sinal de erro inicialmente é discrepante devido à bomba partir da condição de repouso (óleo no fundo da coluna de produção), elevando o fluido até a condição desejada na superfície, assim em regime permanente o sinal de erro é nulo. Portanto, pode-se inferir a partir da análise dos resultados que o controlador adaptativo atua no processo com eficácia. Na sequência deste trabalho o controlador proposto será implementado no sistema físico de bombeio centrífugo submerso do LEA.

## Agradecimentos

Os autores agradecem ao CTAI da Escola Politécnica da UFBA pela infra-estrutura disponibilizada, a CAPES pelo apoio financeiro e a Petrobrás pelo apoio ao desenvolvimento do LEA.

## Referências Bibliográficas

- Amaral, G. D. L. (2007). Modelagem do Escoamento Monofásico em Bomba Centrífuga Submersa Operando com Fluidos Viscosos. Universidade Estadual de Campinas. 234p.
- Estevam, V. 2002. Uma Análise Fenomenológica da Operação de Bomba Centrífuga com Escoamento Bifásico. Universidade Estadual de Campinas, 265p.
- Estevam, V. 2008. Curso Avançado de BCS. Apostila Petrobrás. 332p.
- Ioannou, P. A., Sun, J., 1996. Robust Adaptive Control. Prentice Hall: New York, 833p.
- Maitelli, C. W. S. P., 2010. Simulação do Escoamento Monofásico em um Estágio de uma Bomba Centrífuga Utilizando Técnicas de Fluidodinâmica Computacional. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 183p.
- Padilha, P. C. C., 2001. Desenvolvimento de uma Metodologia de Sintonia de Controladores Fuzzy Utilizando Redes Neurais - Aplicações Em Processos Petroquímicos. Instituto Militar de Engenharia. 95p.
- Ribeiro, M.P., Oliveira, P.S., Matos, J.S., Silva, J.E.M. Field Applications of Subsea Electrical Submersible Pump in Brasil. Offshore Technology Conference, OTC 17415, Houston, Texas, May 2005.
- Rossi, N. C. M., 2008. Bombeio Centrífugo Submerso. Apostila Petrobrás. 70p.
- Takács, G., 2009. Electrical submersible pumps manual. Gulf Professional Publishing, USA.
- Turzo, Z., Takács, G. and Zsuga, J., 2000. A Computerized Model for Viscosity Correction of Centrifugal Pump Performance Curves. 47<sup>th</sup> Southwestern Petroleum Short Course, Texas.
- Verde, W. M. 2011, Estudo Experimental de Bombas de BCS Operando com Escoamento Bifásico Gás-Líquido. Universidade Estadual de Campinas. 129p.

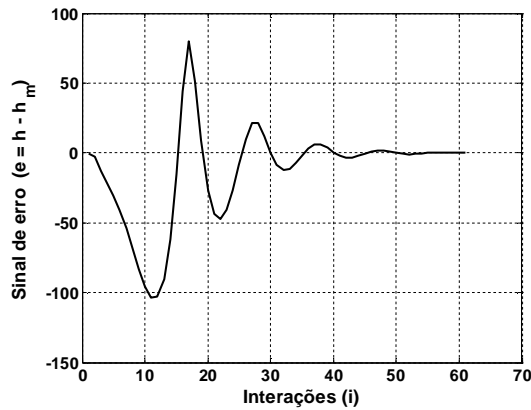


Figura 7. Sinal de erro em relação ao modelo de referência.

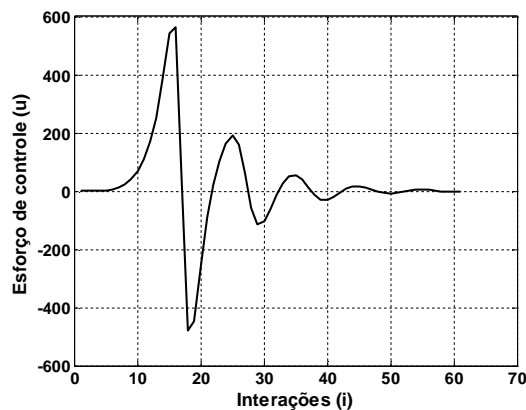


Figura 8. Esforço de controle.

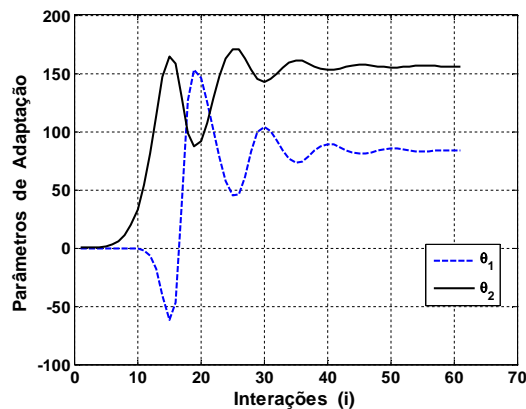


Figura 9. Variações dos parâmetros  $\theta_1$  e  $\theta_2$ .

Conforme observado na Fig.(6) o valor desejado  $Q_{BEP}$  definido como sinal de referência do modelo na Eq.(17) gera a trajetória do BEP que é rastreada pela planta do processo. O sinal de erro na Fig.(7) em regime permanente é nulo e na Fig.(8) observa-se que há um esforço aplicado pelo controlador para adaptar o processo. A Fig.(8) mostra a convergência dos parâmetros de adaptação  $\theta_1$  e  $\theta_2$  em torno de um ponto fixo.