

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

IDENTIFICAÇÃO E ESTABILIZAÇÃO DE OSCILAÇÕES EM SISTEMAS DE ELEVAÇÃO DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS

AUTORES:

Wesley Alves Farias¹, Oscar A. Z. Sotomayor²
weslleyalvesfarias@gmail.com¹, oscars@ufs.br²

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão – SE, Brasil.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

IDENTIFICAÇÃO E ESTABILIZAÇÃO DE OSCILAÇÕES EM SISTEMAS DE ELEVAÇÃO DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS

Abstract

The objective of this work is the identification of continuous transfer functions from pipeline-riser and continuous gas lift systems through the CONTSID (Continuous-time System Identification) toolbox, taking into account possible manipulated and controlled variables. The obtained models are analyzed by the geometrical method of the root locus to determine the setting of regulatory PI-type (proportional-integral) controllers, to avoid unwanted oscillatory behaviors of multiphase fluid lifting systems under study.

Introdução

Diversas pesquisas estão voltadas para a questão da elevação, seja natural ou artificial, que compreende o transporte do fluido multifásico (composto principalmente por água, óleo e gás) das jazidas submarinas aos vasos de separação localizados nas plataformas de produção *offshore*. Um poço opera com elevação natural quando a pressão no reservatório é suficiente para transferir os fluidos pela coluna de produção, a exemplo do sistema encanamento-riser (Figura 1a). Mas, quando a pressão do reservatório não é mais suficiente para elevar os fluidos, se faz necessário à utilização de algum mecanismo que forneça artificialmente um diferencial de pressão sobre o reservatório, o que resultará em um aumento de vazão, como o sistema gás *lift* contínuo (Figura 1b).

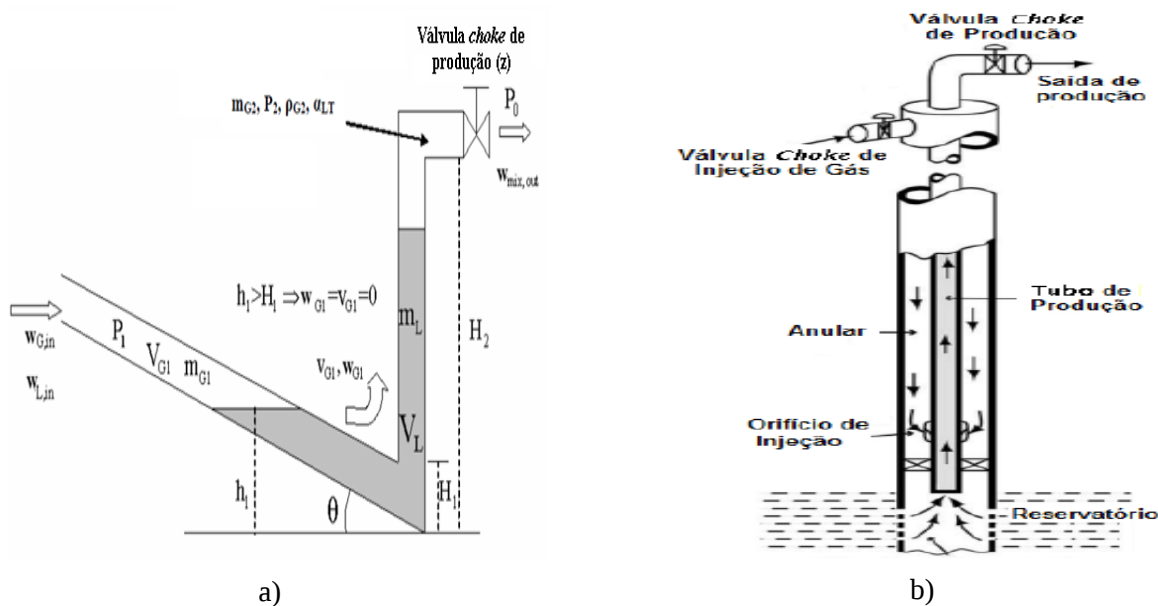


Figura 1 – a) Sistema encanamento-riser [11]. b) Sistema gás *lift* contínuo [9]

Devido à geometria do terreno submarino e às proporções de gás e líquido no fluido multifásico, um regime de escoamento no padrão de golfadas pode-se desenvolver no sistema, caracterizadas pelo surgimento de flutuações da alimentação, isto é, fluxo intermitente de “golfadas” de líquido (óleo e água), seguidas de “ondas” de produção de gás. Este tipo de regime, naturalmente transiente, introduz severas oscilações na pressão e níveis do processo que podem comprometer o desempenho do vaso separador e equipamentos à jusante.

Metodologia

O objetivo deste trabalho é a identificação e desenvolvimento de sistemas de controle para a estabilização de oscilações presentes em sistemas simulados de elevação de fluidos multifásicos,

especificamente nos sistemas encanamento-*riser* e gás *lift* contínuo. Para isto, o CONTSID (Continuous-time System Identification) *toolbox* é usado para a identificação de funções de transferência, a partir de dados amostrados, dos respectivos sistemas de elevação. Os modelos obtidos são analisados pelo método geométrico do Lugar das Raízes para determinar o ajuste de controladores regulatórios tipo PI (proporcional-integrativo). A estabilização e controle dos sistemas de elevação são analisados e discutidos.

Sistema Encanamento-*Riser*

Os *risers* são utilizados para conectar os reservatórios submarinos às instalações de produção. Quanto as suas funções podem ser de perfuração, completação e produção. Este estudo se resume ao *riser* de produção, cuja finalidade é conduzir o petróleo bruto à plataforma.

O sistema encanamento-*riser* aplicado neste estudo foi descrito por [11] e aplica um modelo bifásico (gás e líquido) simplificado baseado na configuração ilustrada na Figura 1a. Neste modelo, considera-se que a perda de carga ocorre somente no ponto baixo e sobre a válvula *choke* de produção. A área de passagem de gás pelo ponto baixo é dependente do acúmulo de líquido (h_1) nesta região e do nível crítico de líquido (H_1). No momento em que h_1 se iguala a H_1 o fluxo de gás é interrompido e o processo de formação da golfada é iniciado. Com a interrupção do fluxo de gás é iniciado o aumento de pressão na seção de alimentação até o ponto em que esta pressão torna-se superior ao peso do líquido no *riser*, expulsando o líquido acumulado em seu interior de forma violenta.

Segundo [12], as possíveis variáveis controladas são as pressões na seção de alimentação e no topo do *riser*, a densidade da mistura e os fluxos de volume e de massa através da *choke* de produção. Como variável manipulada considera-se apenas a válvula *choke* de produção.

Sistema Gás *Lift* Contínuo

O gás *lift* é considerado o método padrão de elevação artificial devido o seu amplo campo de aplicação, além de ser o método que mais se assemelha ao processo de elevação natural. O sistema gás *lift* contínuo baseia-se na injeção contínua de gás a alta pressão na coluna de produção com o objetivo de gaseificar o fluido acima do ponto de injeção. Até certos limites, aumentando-se a quantidade de gás na coluna de produção diminui-se a densidade do fluido sendo produzido, o que permite a elevação do mesmo até a superfície e como consequência, aumentando a vazão da produção [13].

A dinâmica do fluxo oscilatório aplicada ao sistema gás *lift* contínuo em estudo, descrito por [9] e configuração apresentada na Figura 1b, baseia-se na instabilidade do tipo *casing heading*, em que a pressão de fundo do tubo de produção supera a pressão do anular devido à presença do fluido de formação, bloqueando a injeção de gás através da válvula de orifício. Com o bloqueio, a pressão no anular cresce gradativamente, pois o gás continua sendo injetado e quando a pressão do anular supera a pressão do tubo de produção, ocorre uma grande vazão de gás através da válvula de orifício. Isso causa um deslocamento da coluna de fluido no tubo de produção acima da válvula de gás *lift* gerando uma golfada na cabeça do poço. Este modelo considera um escoamento de fluxo bifásico (gás e líquido).

Segundo [6], as possíveis variáveis manipuladas nos sistemas gás *lift* contínuo são as aberturas das válvulas de gás *lift* (u_2) e de produção (u_1) e as possíveis variáveis controladas são os fluxos

mássicos de entrada de gás e de saída (óleo-gás), as pressões de topo do anular, de base do anular, abaixo do poço e de topo do tubo de produção, a densidade da mistura e a fração de líquido no topo. O sistema também possui duas variáveis para perturbação, as pressões de reservatório e da fonte de gás *lift*.

Resultados e Discussão

Identificação

A identificação das funções de transferências que possibilitam o ajuste e implementação de controladores para os sistemas em análise foi realizada através do CONTSID toolbox descrito por [4], que possibilita a identificação de funções de transferência de sistemas contínuos no tempo através de dados amostrados do mesmo.

A metodologia aplicada para obtenção da função de transferência do sistema encanamento-*riser* foi focada na pressão. Foram então, obtidas duas funções de transferência que relacionam as pressões na seção de alimentação (P_1) e no topo do *riser* (P_2) com a abertura da válvula *choke* de produção (z). Em ambos os casos, o sistema foi excitado com um degrau que varia a abertura da válvula de produção de 7% para 14%, após a estabilização do processo.

A aplicação do CONTSID forneceu as seguintes funções de transferência:

$$G_{P1}(s) = \frac{z(s)}{P_1(s)} = \frac{-0,683s^3 - 4,348 \cdot 10^{-3}s^2 - 1,897 \cdot 10^{-5}s - 1,157 \cdot 10^{-7}}{s^4 + 2,276 \cdot 10^{-3}s^3 + 6,06 \cdot 10^{-5}s^2 + 6,544 \cdot 10^{-8}s + 9,146 \cdot 10^{-10}} \quad (1)$$

$$G_{P2}(s) = \frac{z(s)}{P_2(s)} = \frac{-0,4627s^4 - 2,34 \cdot 10^{-3}s^3 - 3,952 \cdot 10^{-5}s^2 - 6,67 \cdot 10^{-8}s - 7,294 \cdot 10^{-10}}{s^5 + 8,295 \cdot 10^{-3}s^4 + 6,76 \cdot 10^{-5}s^3 + 4,468 \cdot 10^{-7}s^2 + 1,115 \cdot 10^{-9}s + 5,993 \cdot 10^{-12}} \quad (2)$$

Simulações foram realizadas para verificar a validade dos modelos identificados, equações (1) e (2), sendo ambas excitadas com degraus de 7% para 14% na abertura da *choke* de produção (z). Os resultados podem ser verificados nas Figuras 2 e 3, respectivamente, as quais apresentam bom ajuste dos modelos obtidos em comparação a resposta do processo encanamento-*riser*.

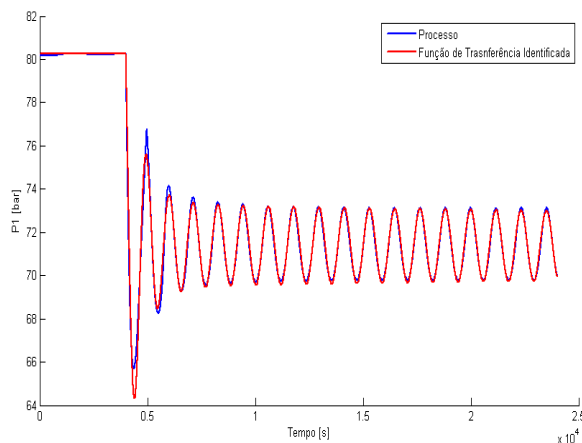


Figura 2 - Comparação do processo Encanamento-*Riser* e a função identificada G_{P1} , equação (1).

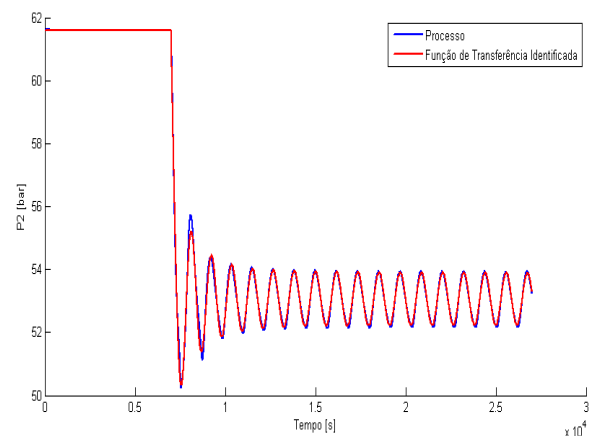


Figura 3 - Comparação do processo Encanamento-*Riser* e a função identificada G_{P2} , equação (2).

Para o sistema gás *lift* também foram identificadas duas funções, uma que relaciona a válvula *choke* de gás *lift* com a pressão no fundo do tubo de produção (P_{tb}) e outra que relaciona esta mesma pressão com a válvula de produção. Para isto, foram aplicados dois degraus ao sistema, um sobre a válvula *choke* de produção mantendo-se a *choke* de gás *lift* constante, e outro variando a abertura da *choke* de gás *lift* mantendo-se constante a válvula de produção.

Variando-se a válvula *choke* de produção (u_1) de 0,35 para 0,45, com a *choke* de gás *lift* (u_2) mantida constante com abertura de 0,5, obteve-se a resposta do sistema que identificada através do CONTSID forneceu a seguinte função de transferência:

$$G_1(s) = \frac{u_1}{P_{tb}} = \frac{-25,4s^6 + 1,16s^5 + 2,59 \cdot 10^{-3}s^4 + 1,24 \cdot 10^{-4}s^3 + 3,03 \cdot 10^{-7}s^2 + 2,28 \cdot 10^{-9}s + 2,67 \cdot 10^{-12}}{s^6 + 5,39 \cdot 10^{-6}s^5 + 1,29 \cdot 10^{-4}s^4 + 3,34 \cdot 10^{-10}s^3 + 3,51 \cdot 10^{-9}s^2 + 2,09 \cdot 10^{-15}s + 1,12 \cdot 10^{-14}} e^{-1000s} \quad (3)$$

Em seguida, variando a abertura da *choke* de injeção de gás *lift* (u_2) de 0,5 para 0,4, com a válvula de produção (u_1) mantida constante em 0,35, obteve-se a resposta do sistema que identificada pelo CONTSID deu como resultado:

$$G_2(s) = \frac{u_2}{P_{tb}} = \frac{80,81s^5 - 0,13s^4 + 3,83 \cdot 10^{-4}s^3 - 1,17 \cdot 10^{-5}s^2 - 3,08 \cdot 10^{-8}s - 1,55 \cdot 10^{-11}}{s^5 + 5,26 \cdot 10^{-4}s^4 + 3,35 \cdot 10^{-5}s^3 + 1,75 \cdot 10^{-8}s^2 + 1,01 \cdot 10^{-10}s + 5,25 \cdot 10^{-14}} e^{-2190s} \quad (4)$$

Simulações foram realizadas para verificar a validade das funções identificadas, equações (3) e (4), sendo realizadas variações tanto na abertura da *choke* de produção (z) quanto na *choke* de gás *lift*. Os resultados podem ser verificados nas Figuras 4 e 5, respectivamente. Os modelos identificados apresentam um bom ajuste em comparação a resposta do processo gás *lift* contínuo.

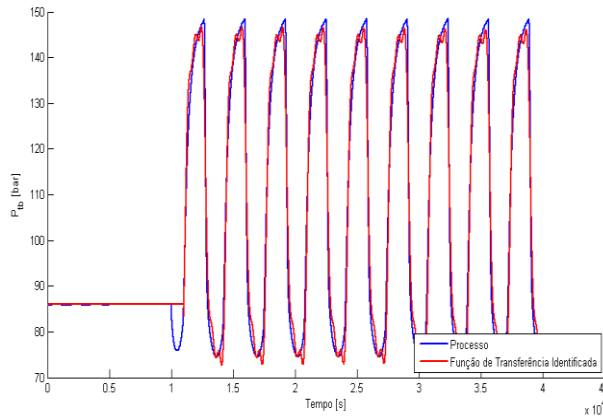


Figura 4 - Comparação processo gas-lift e modelo (3): pressão no fundo do tubo de produção (P_{tb}) variando a choke de produção (u_1) 0,35 para 0,45 e a choke de gás lift (u_2) constante em 0,5.

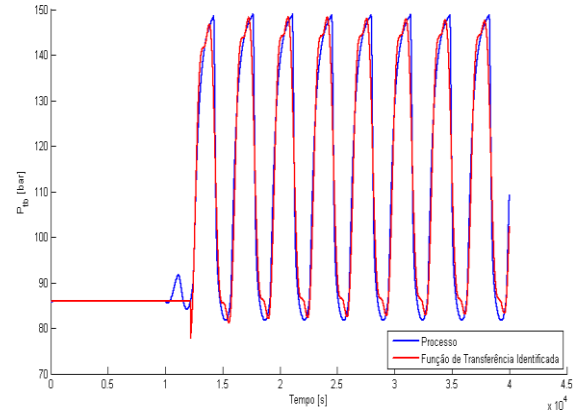


Figura 5 - Comparação processo gas-lift e modelo (4): pressão no fundo do tubo de produção (P_{tb}) variando a choke de gás lift (u_2) 0,5 para 0,4 e a choke de produção (u_1) constante em 0,35.

Controle dos Processos

Diversos trabalhos têm sido publicados na literatura sobre a aplicação de sistemas de controle para estabilização dos sistemas em estudo ([1], [2], [3], [5], [7], [8], [10]). No presente trabalho é proposto o uso de controladores PI (proporcional-integral), amplamente utilizados na indústria de processos, da forma:

$$C(s) = K_c \left(1 + \frac{1}{\tau_i s} \right) \quad (5)$$

O objetivo do controle é estabilizar a pressão na seção de alimentação (P_1) e no topo do riser (P_2) através da manipulação da abertura da válvula *choke* de produção (z) no sistema encanamento-riser. No sistema gás *lift* contínuo pretende-se estabilizar a pressão no fundo do tubo de produção (P_{tb}) também através da *choke* de produção.

Os parâmetros dos controladores foram obtidos através da análise do gráfico do lugar das raízes das funções identificadas, como mostrado nas Figuras 6, 8 e 10. No caso dos modelos (3) e (4), os tempos mortos foram substituídos por polos e zeros usando a aproximação de Padé antes de aplicar a análise do lugar das raízes.

Adotando o ponto em que o gráfico do lugar das raízes corta o eixo imaginário, ponto em que o sistema entra em regime oscilatório, encontra-se o ganho crítico para na sequência ajustar a sintonia dos controladores PI usando o segundo método de Ziegler Nichols.

A comparação das respostas de controle do sistema encanamento-riser das Figuras 7 e 9, mostra um melhor desempenho do sistema através do controle da pressão no topo do riser.

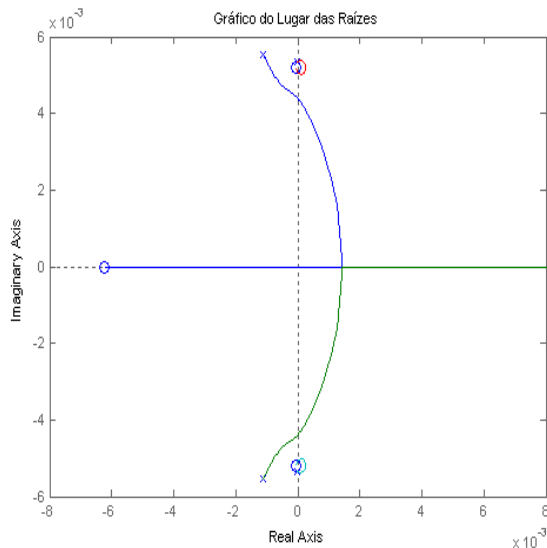


Figura 6 – Gráfico do Lugar das Raízes da equação (1).

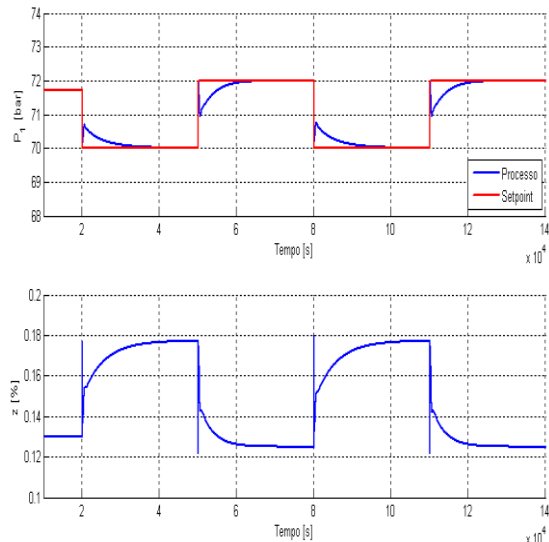


Figura 7 - Controle PI da Pressão na seção de alimentação (P_1) manipulando a válvula choke de produção (z) com $K_c = -27,5 \cdot 10^{-3}$ e $\tau_i = 2071,7$.

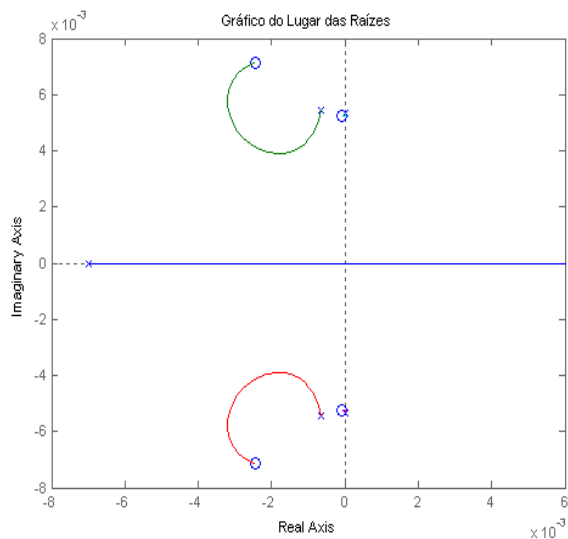


Figura 8 - Gráfico do Lugar das Raízes da equação (2)

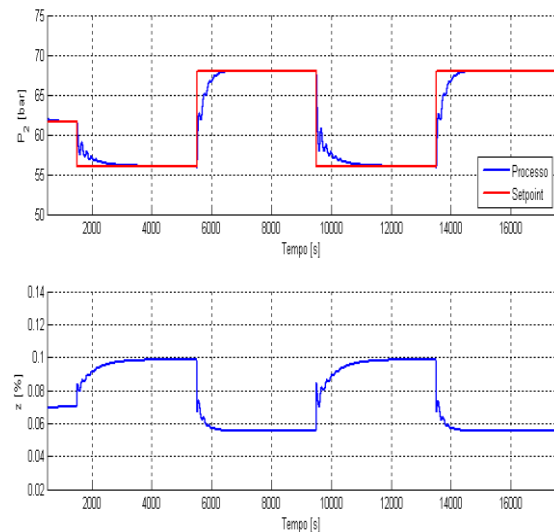


Figura 9 - Controle PI da pressão no topo do riser (P_2) manipulando a válvula choke de produção (z) com $K_c = -1,2 \cdot 10^{-3}$ e $\tau_i = 1266,6$.

Para o sistema gás *lift* contínuo, o gráfico da Figura 11 mostra o controle satisfatório do sistema a mudanças no ponto de operação projetado pelo método do lugar das raízes.

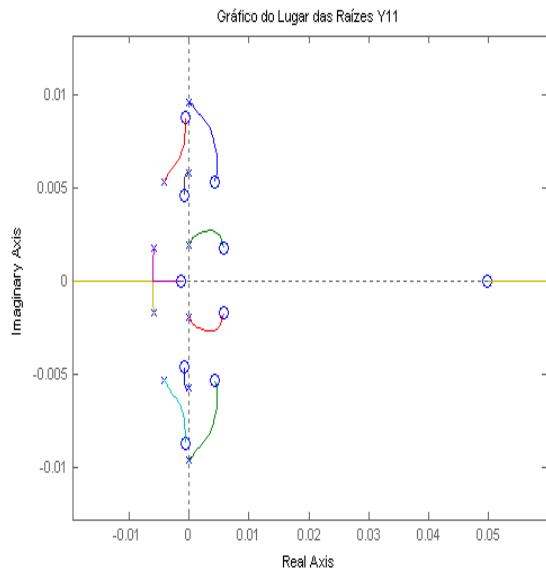


Figura 10 - Gráfico Lugar das Raízes equação (3).

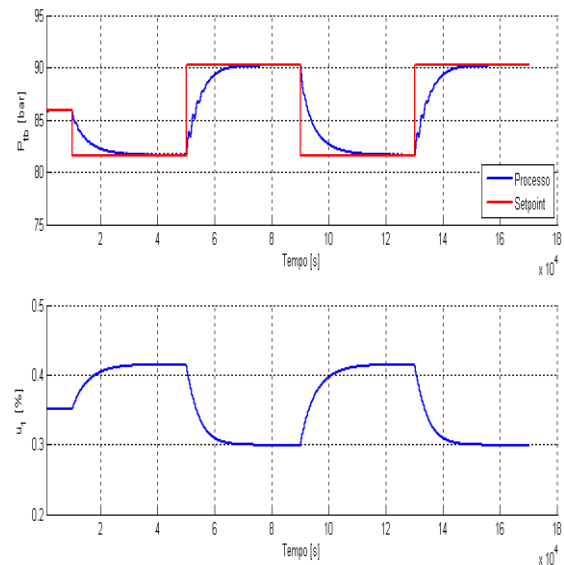


Figura 11 - Controle PI da pressão de fundo do tubo de produção (P_{fb}) manipulando a *choke* de produção (u_1) com $K_c = -5 \cdot 10^{-5}$ e $\tau_i = 16,75$.

Conclusões

As instabilidades presentes nos sistemas encanamento-*riser* e gás *lift* contínuo são indesejáveis no processo de elevação de fluidos e operação das instalações de produção de petróleo.

Neste trabalho, foi aplicada a identificação de sistemas contínuos através do CONTSID para auxílio na implementação de controladores clássicos do tipo PI (proporcional-integral) para estabilizar as pressões de topo (P_2) e de fundo do tubo de produção (P_1) para o sistema encanamento-*riser* e pressão no fundo do tubo de produção (P_{fb}) do sistema gás *lift* contínuo, todas através da manipulação da válvula *choke* de produção dos sistemas de elevação. Os resultados mostram a eficiência prática da metodologia na identificação e controle dos processos avaliados.

Trabalhos futuros deverão envolver controle avançado do tipo MPC (controle preditivo), análise de outras variáveis controladas e manipuladas e discussão da estratégia mais adequada para evitar o comportamento oscilatório indesejado desses sistemas.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio financeiro do PRH-ANP 45.

Referências Bibliográficas

- [1] DI MEGGIO, F., KAASA, G.O., Petit, N., **A first principle model for multiphase slugging flow in vertical risers**, Joint 48th IEEE Conference on Decision and Control and 28th Chinese Control Conference, Shanghai, P.R. China, December 16-18, 2009.
- [2] DURET, E., PEYSSON, Y., TRAN, Q-H, ROUCHON P., **Active bypass to eliminate severe slugging in multiphase production**, Proceeding of the 4th North American Conference on Multiphase Technology, Banff, June, J. Bill, ed., Cranfiel, BRH Group Limited, 205-223, 2004.

- [3] EIKREM, G. O., FOSS, B., IMSLAND, L., HU, B. e GOLAN, M., **Stabilization of gas lifted wells**. 15th Triennial World Congress, Barcelona, Spain, 2002.
- [4] HUGUES, G.; MARION, G.; VINCENT, L. **The CONTSID toolbox for Matlab: extension and tallest development**. 15th IFAC Symposium on System Identification, SYSI, Saint-Malo, France, 2009.
- [5] JAHANSHAHI, E., SKOGESTAD, S., HELGESEN, A. H., **Controllability analysis of severe slugging in well-pipeline-riser systems**, IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, May 31-June 1, 2012.
- [6] JAHANSHAHI, E.; SKOGESTAD, S.; HANSEN, H. **Control structure design for stabilizing unstable gas-lift oil wells**. Preprints of the 8th IFAC Symposium on Advanced Control of Chemical Processes, The International Federation of Automatic Control, Furama Riverfront, Singapore, 2012.
- [7] PLUCENIO, A., PAGANO, D. J., **Controle e otimização em tempo real da produção de poços**. VI Congresso Rio Automação, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, Rio de Janeiro, 2011.
- [8] PORTELLA, R. A., **Modelagem dinâmica de separador bifásico com alimentação por escoamento em regime de golfadas**, Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Instituto Politécnico (IPRJ), Dissertação (Mestrado em Modelagem Computacional), Nova Friburgo, 2008.
- [9] SANTOS, R. R., TEIXEIRA, I. T. A., SOTOMAYOR, O. A. Z., **Controle não-linear de poços de petróleo operados por gas-lift contínuo**. 10^a Conferência Brasileira de Dinâmica, Controle e Aplicações – DINCON, 2011.
- [10] SAUSEN, A., BARROS, P.R., **Modelo dinâmico simplificado para um sistema encanamento-riser-separador sob regime de fluxo de golfadas**, TEMA Tend. Mat. Apl. Comput., 9, No 2, 341-350, Publicação da Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional, 2008.
- [11] STORKAAS, E., **Stabilizing Control and Controllability: Control solutions to avoid slug flow in pipeline-riser systems**, Thesis submitted for the degree of Dr. Ing., Department of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology, June 2005.
- [12] STORKAAS, E., SKOGESTAD, S., **Stabilization of severe slugging based on a low-dimensional nonlinear model**, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, November, 2002.
- [13] THOMAS, J. E., **Fundamentos da engenharia de petróleo**, Petrobras, Rio de Janeiro, ed. Interciência Ltda, 2001.