



# 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

## AUTOMAÇÃO DE UM GRUPO DE POÇOS OPERANDO COM ELEVAÇÃO POR INJEÇÃO CONTÍNUA DE GÁS

Agustinho Plucenio, Daniel Juan Pagano, Julio E. Normey-Rico

Departamento de Automação e Sistemas, Universidade Federal de Santa Catarina,  
88040-900-Florianópolis-SC, {plucenio, daniel, julio}@das.ufsc.br

**Resumo** – Elevação artificial é o nome que se dá aos métodos de produção em que se aplica alguma forma de energia em um poço para elevar o fluido produzido pela formação até a superfície de forma eficiente. Dentre os diversos métodos existentes, a elevação por Injeção Contínua de Gás (ICG) é uma opção interessante por cobrir uma grande gama de condições de operação. Existem duas questões fundamentais relacionadas com a ICG:

- O problema da instabilidade do fluxo devido à compressibilidade do gás,
- A necessidade da determinação da vazão de injeção de gás para cada poço pertencente a uma rede, que otimize um objetivo econômico.

Neste trabalho mostramos o desenvolvimento de uma técnica que soluciona estes dois problemas utilizando controle realimentado via Rede *Fieldbus*.

Palavras-Chave: Elevação Artificial; Injeção Contínua de Gás; Controle via Rede *Fieldbus*

**Abstract** – When a reservoir pressure drops to a level which prevents natural and efficient production flow in an oil well, several Artificial Lifting methods may be employed: Sucker Rod Pump, Electrical Submersible Pump, Continuous Gas Lift, Intermittent Gas Lift, etc. The Continuous Gas Lift method is the one that injects gas in the Production Tubing to lower the average fluid density and consequently the pressure exerted by the flowing fluid column in the perforated zone. Gas is normally injected in the annular space Casing-Production Tubing and enters the later via a Gas Lift Operating Valve. One of the issues related with Continuous Gas Lift operation is the optimization of the compressed gas consumption. Considering the case when there is enough compressed gas, each well should be operated at the point where the cost of any small increment of injection gas mass flow rate matches the gain due to the incremental production. One way to find this operating point would be the determination of the Well Performance, Fluid Properties, The Pressure Drop in the Production Tubing for multiphase flow, the performance of the Gas Lift operating valve and the Production Choke Performance. Although a good knowledge of the required parameters may exist at the beginning of the operation, as the reservoir Pressure declines, additional measurements might be necessary which could point to new settings of the Gas Lift Operating Valves. All of these requiring the interruption of the well production and involving operating costs. Another issue is the one related with the well flow stability. Due to the gas compressibility, the flow of a well operated with continuous gas lift can be very oscillatory and even unstable. It is known that this behavior gets worst as the injection flow rate is decreased. Oscillatory flow rate poses several problems in the downstream processes like separation and should be avoided. A Pressure Operated Gas Lift Valve has a limited capacity to damp flow oscillations for low gas injection rates. This might impose a constraint on the minimum well operating injection flow rate, which in a situation of decreased gas supply, may force a well shut in. This work proposes an automated method to control a group of wells operated with Continuous Gas Lift which utilizes feedback control via Fieldbus Network to stabilize the production flow and optimizes a financial objective without interrupting well production.

Keywords: Artificial Lift, Gas Lift, Fieldbus Control Systems.

## 1. Introdução

Para um poço operando por elevação via ICG com pressão constante na cabeça do poço, a pressão na frente dos canhoneados vai depender da queda de pressão na coluna de produção e no revestimento. Desprezando-se a componente devido à aceleração, a queda de pressão na coluna de produção em regime permanente é formada por uma componente gravitacional devido ao peso do fluido e outra devido ao atrito entre o fluido e a parede do poço. Ao aumentar-se a vazão mássica de injeção de gás diminui-se a componente devido à gravidade e aumenta-se a parcela devido ao atrito. Isto dá origem a um ponto de pressão mínima na frente da zona canhoneada em função da vazão mássica de injeção de gás e conseqüentemente um ponto de máximo influxo de fluido da formação para o poço de acordo com sua curva de influxo (*Inflow Performance Relationship-IPR*). Se considerarmos que o gás é comprimido desde a pressão do separador até a pressão de um reservatório que fornece gás para um grupo de poços, então poderíamos encontrar o custo de uma unidade de vazão mássica de gás comprimido. Por outro lado o valor econômico da produção de um poço depende das frações de água, óleo e gás produzidas. Assim, para uma disponibilidade ilimitada de gás comprimido, o ponto de operação ótimo para um determinado poço é aquele onde o custo do último incremento de vazão mássica de gás de injeção se iguala ao ganho econômico devido ao incremento da produção. No caso de uma disponibilidade limitada de gás comprimido, sua distribuição para um grupo de poços origina um problema de otimização interessante. Dependendo da disponibilidade de gás comprimido, de seu custo de compressão e das frações produzidas pelo poço, a região de funcionamento vai se situar logo abaixo do ponto de máxima produção (Ponto P<sub>1</sub> na fig.1-b). Operações nesta região, onde a queda de pressão no tubo de produção é dominada pela componente gravitacional, podem exibir vazões muito oscilatórias na cabeça do poço, podendo chegar-se, para vazões de injeção de gás muito baixas, até mesmo a ciclo-limites conforme demonstram L.Caralp et al (1989). Estas

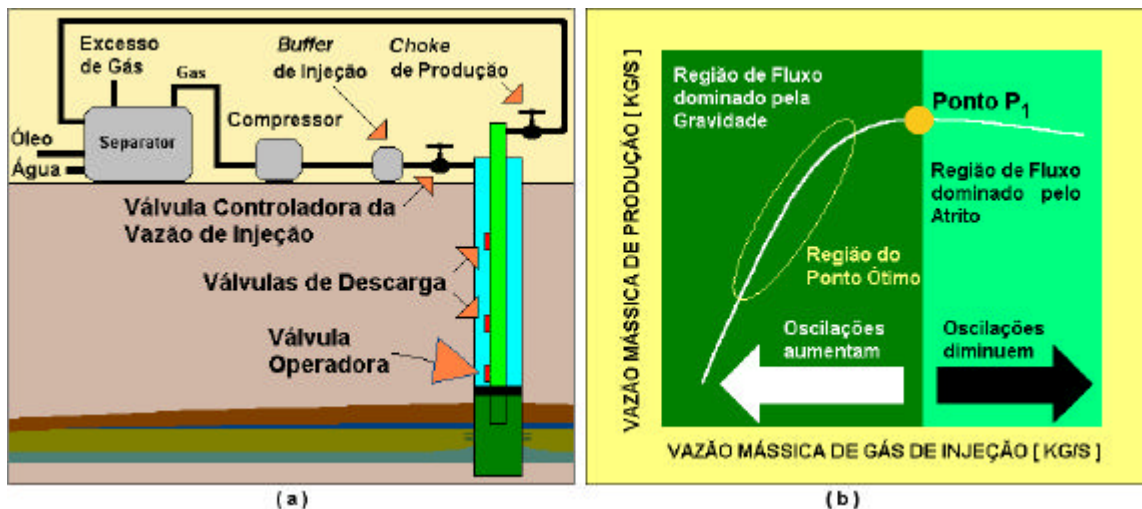


Fig.1 (a) Esquema simplificado de Elevação por ICG - (b) Relação Típica em Regime Permanente entre Vazão Mássica de Gás de Injeção e Vazão Mássica de Produção.

oscilações podem ser induzidas por mudanças na vazão de injeção de gás (mudança no ponto de operação devido a limitações na disponibilidade de gás comprimido) ou por perturbações na linha de produção na cabeça do poço (devido aos processos a jusante). Temos assim dois objetivos fundamentais em um projeto de automação e controle de um sistema de elevação por ICG aplicado a um grupo de poços: (i) manter os poços funcionando com a vazão de injeção ótima; (ii) amortecer as oscilações no fluxo de produção na cabeça do poço. Apesar de alguns avanços realizados nesta área pela empresa Elf em 1990 e descritos por Lemetayer P. e Miret P.M.(1991), ainda se utiliza bastante o método tradicional para controlar este processo conforme é mostrado na figura 1-a. Utiliza-se uma válvula de superfície controlando a vazão de injeção de gás e uma válvula instalada na coluna de produção, chamada válvula operadora de *gás lift* que controla a passagem do gás injetado no espaço anular Revestimento-Tubo de Produção para o interior do Tubo de Produção. Entretanto, diversos fenômenos ocorrem na vida de um poço devido a forma como o reservatório é produzido. Fenômenos como a queda da pressão natural média do reservatório, início de produção de água ou gás associados com mudança nos contatos água-óleo, óleo-gás, operações abaixo do ponto de bolha em algum ponto do sistema, etc., podem mudar o comportamento do poço. Isto significa que o ponto ótimo de funcionamento e a ação de controle ótima para evitar oscilações na vazão de produção podem estar gradativamente mudando. Uma maneira de atualizar o ponto de operação, assim como as características da válvula operadora, consiste na utilização de simuladores, onde novas informações são introduzidas. Tanto o processo de obtenção de novas medidas, como a própria modificação da válvula operadora, requerem operações especiais que podem ser muito custosas e exigem a interrupção da produção do poço. Além disso, resta a incerteza associada à modelagem matemática do processo. Neste trabalho propomos a utilização de uma válvula operadora funcionando no modo orifício com ação direcional e toda a ação de controle realizada por uma válvula de superfície, com abertura controlada via rede *Fieldbus*, de forma a manter o sistema funcionando no ponto ótimo econômico, com as menores oscilações possíveis na vazão de produção.

## 2. Método proposto

O sistema proposto é mostrado na figura 2-a. Todos os equipamentos de superfície são do tipo *Fieldbus*. Tanto na linha de injeção como na de produção temos uma válvula com abertura controlada e um transmissor de vazão mássica e pressão. A válvula operadora de *gás lift* deveria ser projetada para operar no modo orifício apenas. Assume-se que todos os poços da rede recebam gás a partir de um ponto comum, cuja pressão é mantida constante por ação de controle. Este trabalho não aborda o projeto das válvulas de descarga utilizadas na partida do processo. A válvula com abertura controlada, juntamente com a medida da pressão na linha de produção, são utilizadas para manter a pressão constante na cabeça do poço. A utilização desta válvula, operada por um controlador PI local é justificada quando se espera grandes variações nos processos a jusante. A utilização de controle realimentado na abertura da válvula para o controle de pressão permitiria trabalhar-se com uma pressão mais baixa que aquela necessária para a manutenção da vazão crítica utilizando chokes (normalmente pelo menos duas vezes a pressão média a jusante). Entretanto, caso os poços entreguem sua produção para um separador cuja pressão possa ser mantida constante, poderíamos dispensar este controle e do ponto de vista do controle do processo, necessitaríamos apenas da medida da vazão mássica na linha de

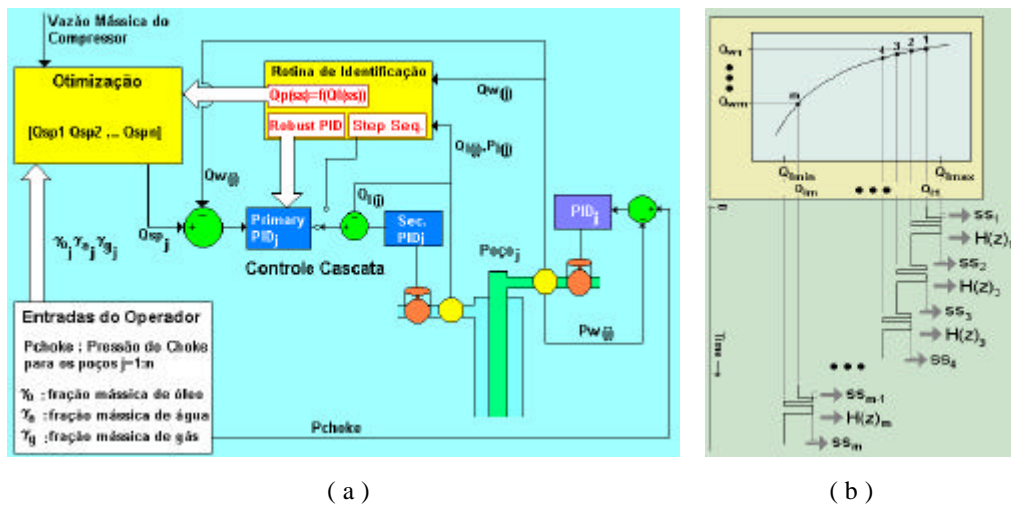


Fig.2 (a) Instalação de um poço operando em rede *Fieldbus* com segurança Intrínseca; (b) Processo de Identificação.

produção. Periodicamente aplica-se a cada poço uma rotina de identificação, conforme figura 2-b, que permite a atualização do ponto de operação e dos parâmetros do controlador da válvula de injeção na superfície, de forma a manter a operação no ponto ótimo econômico com menor oscilação nas vazões de produção.

## 3. Modelagem do processo

A descrição matemática do processo de elevação por ICG exige a solução de equações diferenciais parciais que descrevem o fluxo multifásico em tubos e válvulas. Existem diversos trabalhos nesta área como os de Ansari A. M. et al (1994) e N. Pétales e K. Aziz (1998). Neste trabalho, estamos interessados na relação dinâmica entre as variáveis que podem ser medidas na superfície. Do ponto de vista do amortecimento das oscilações apenas, existem trabalhos como os de Bård Jansen et al (1999) mostrando estratégias de controle, que utilizam a medida da pressão em algum ponto da linha de injeção ou da linha de produção, com bom resultados. Como queremos um sistema que seja também capaz de otimizar o processo, necessitamos de medições da vazão mássica de injeção e de produção. Decidimos então trabalhar com Pressão de Injeção de Gás na superfície  $P_I$ , Vazão Mássica de Injeção de Gás  $Q_I$  e Vazão Mássica de Produção na superfície  $Q_W$ . Sabendo que o sistema é não linear, decidimos pela linearização das relações entre estas variáveis ao redor de um ponto de operação utilizando a representação tipo ARMA (Auto-Regressive Moving Average). Assumindo que estas variáveis tenham atingido regime permanente no ponto  $j$ , definimos

$$P_I^d = P_I - P_I^{ssj}, \quad Q_W^d = Q_W - Q_W^{ssj}, \quad Q_I^d = Q_I - Q_I^{ssj} \quad (1)$$

onde  $Q_I$ ,  $P_I$  e  $Q_W$  são os valores instantâneos das variáveis, o sobrescrito *ssj* significa valor em regime no ponto  $j$  e o sobrescrito **d**significa variável incremental. O modelo linearizado é dado pelas seguintes equações a diferenças

$$P_I^d(k) = \sum_{j=1}^{np} a_j P_I^d(k-j) + \sum_{j=1}^{nl} b_j Q_I^d(k-j); \quad Q_W^d(k) = \sum_{j=1}^{np} c_j P_I^d(k-j) + \sum_{j=1}^{nW} d_j Q_W^d(k-j) + \sum_{j=1}^{nl} e_j Q_I^d(k-j) \quad (2)$$

onde  $a_j, b_j, c_j, d_j$  e  $e_j$  são os coeficientes do modelo que devem ser identificados. Escolhendo  $n_p = 2, n_w = n_I = 1$ , as equações (2) reduzem-se a

$$P_{I(k)}^d = a_1 P_{I(k-1)}^d + a_2 P_{I(k-2)}^d + b_1 Q_{I(k-1)}^d; \quad Q_{W(k)}^d = c_1 P_{I(k-1)}^d + d_1 Q_{W(k-1)}^d + e_1 Q_{I(k-1)}^d \quad (3)$$

Definindo  $P_{II(k)}^d = P_{I(k-1)}^d$  obtemos a seguinte representação em equação de estados discreta:

$$\begin{bmatrix} P_{II}^d \\ P_I^d \\ Q_W^d \end{bmatrix}_{(k)} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ a_2 & a_1 & 0 \\ 0 & c_1 & d_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{II}^d \\ P_I^d \\ Q_W^d \end{bmatrix}_{(k-1)} + \begin{bmatrix} 0 \\ b_1 \\ e_1 \end{bmatrix} Q_{I(k-1)}^d, \quad y_{(k)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{II}^d \\ P_I^d \\ Q_W^d \end{bmatrix}_{(k)} \quad (4)$$

que define a seguinte Função de Transferência  $H(z) = \frac{Q_W^d(z)}{Q_I^d(z)} = C[zI - A]^{-1}B$

#### 4. Método de Identificação proposto

O método de identificação proposto busca encontrar simultaneamente  $m$  funções de transferência e  $m$  pontos da relação em regime permanente entre a vazão mássica de produção do poço, ( $Q_p$ ) e a vazão mássica de injeção de gás ( $Q_I$ ). Note que em regime permanente  $Q_p^{ss} = Q_W^{ss} - Q_I^{ss}$ . Para cada ponto  $j$  de 1 a  $m$  da figura 2-b, utilizamos a técnica de Identificação dos Mínimos Quadrados Recursivo para encontrar o conjunto de parâmetros  $\mathbf{Q}_I = [a_1 \ a_2 \ b_1]^T$  e  $\mathbf{Q}_W = [c_1 \ d_1 \ e_1]^T$  que nos permite obter a função de transferência naquele ponto. Por outro lado, ao atingirmos regime permanente, obtemos o par  $(Q_W^{ssj}, Q_I^{ssj})$  ou,  $(Q_p^{ssj}, Q_I^{ssj})$ . Escrevendo a relação em regime permanente entre a vazão mássica de produção e a vazão mássica de injeção de forma polinomial, temos  $Q_p = a_0 + a_1 Q_I + a_2 Q_I^2 + a_3 Q_I^3 + a_4 Q_I^4$ . Os parâmetros  $a_0, a_1, \dots, a_4$  são facilmente obtidos utilizando-se Mínimos Quadrados não recursivo para  $m > 5$  ou resolvendo-se um sistema de 5 equações para  $m=5$ . No final do processo de identificação, tendo-se operado o sistema desde uma vazão mássica de injeção de gás mínima ( $Q_{Imin}$ ) até uma vazão máxima ( $Q_{Imax}$ ), obtém-se; (i)  $m$  funções de transferência  $H(z) = \frac{Q_W^d(z)}{Q_I^d(z)}$ ; (ii) A relação em regime permanente entre a vazão mássica de produção e a vazão mássica de injeção de gás  $Q_p = f(Q_I)$ . A partir destas  $m$  funções de transferência e da relação  $Q_p = f(Q_I)$  podemos formular o problema de otimização e desenvolver nosso controlador robusto.

#### 5. Otimização da produção de um Grupo de Poços

Nesta seção formulamos o problema de otimização da produção de um grupo de poços operando por Elevação Artificial tipo ICG. Definimos  $p_o$  = Preço do petróleo cru [\$/kg/s];  $p_g$  = Preço do gás [\$/kg/s];  $c_{ta}$  = Custo do tratamento da água de formação produzida antes do descarte [\$/kg/s];  $c_{cg}$  = Custo da compressão do gás de injeção desde a pressão na saída do separador até a pressão do ponto comum de injeção [\$/kg/s]. Os parâmetros  $\mathbf{g}_o, \mathbf{g}_a, \mathbf{g}_g$  representam as frações de óleo, água e gás ( $\mathbf{g}_o + \mathbf{g}_a + \mathbf{g}_g = 1$ ) do fluido produzido. Supondo que as frações  $\gamma_a, \gamma_o$  e  $\gamma_g$  tenham sido determinadas para cada poço, então podemos enunciar nosso problema de otimização como: Encontrar o vetor  $Q_{inj}$ , com as vazões de injeção de gás para cada um dos  $n$  poços, dado por  $Q_{inj} = [Q_{I(1)}, Q_{I(2)}, \dots, Q_{I(n)}]$ , que maximiza a seguinte função objetivo

$$\Phi = \sum_{i=1}^N Q_{p(i)} (p_o \mathbf{g}_{o(i)} + p_g \mathbf{g}_{g(i)} - c_{ta} \mathbf{g}_a) - c_{cg} \sum_{i=1}^N Q_{I(i)}, \quad (5)$$

sujeito às restrições  $\sum_{i=1}^N Q_{I(i)} \leq Q_{compressor}$ .

O método de otimização proposto considera a existência de um limite inferior de vazão de injeção para cada poço definido com base no fator de amortecimento da função de transferência para aquela vazão. Para um projeto integrado, o grupo compressor poderia ser configurado com alguns compressores operando em paralelo de forma que o valor esperado da disponibilidade de gás comprimido resultasse em faixas de vazão de injeção para cada poço que permitissem uma abordagem adequada com controle robusto. Assim, se poderia definir, Vazões de Injeção Mínimas para cada poço. Tomando o sobrescrito \* como indicador da solução do problema, no caso em que a restrição na disponibilidade de gás causasse uma solução abaixo do mínimo, teríamos duas opções: (i) Se  $Q_{I(i)}^* < Q_{I(i)min}$  então  $Q_{I(i)}^* = Q_{I(i)min}$  para o caso em que a restrição é passageira ou (ii)  $Q_{I(i)}^* = 0$  (poço fechado) para o caso em que espera-se

a manutenção da restrição por muito tempo. A cada vez que uma relação  $Qp = f(Q_i)$  é identificada para um determinado poço da rede, o algoritmo de otimização poderia recalculer uma tabela de *set-points* para diferentes disponibilidades de vazão mássica de gás comprimido. Assim, na ocorrência da indisponibilidade, (falha de um compressor, por exemplo), os novos *set-points* estariam imediatamente disponíveis para serem distribuídos aos controladores da rede (figura 2-a).

## 6. Controlador Robusto proposto

A tarefa de controlar a vazão mássica na cabeça do poço a partir do controle da vazão mássica de injeção de gás na superfície apresenta uma dificuldade semelhante aquela de controlar a posição de uma massa suspensa por uma mola. Se quisermos mover a massa de um ponto a outro, ao longo de uma escala vertical, sem oscilações na posição da mesma, temos a opção de fazê-lo continuamente, mas muito vagorosamente, ou então, para um tempo finito, buscar uma força  $f(t)$  apropriada que resulte na obtenção da nova posição sem oscilações. Sabe-se que isto é possível se o sistema for controlável. Em nosso caso, uma mudança na vazão mássica de injeção apresenta um problema similar devido à compressibilidade do gás. Pior ainda, é como se nossa mola tivesse constantes variando conforme a posição, isto é, a força  $f(t)$  apropriada para mover de  $p_1$  a  $p_2$ , não é exatamente a mesma que aquela necessária para ir de  $p_2$  a  $p_3$  ainda que a distância  $p_2-p_1$  seja igual a  $p_3-p_2$ . Cada uma das  $m$  funções de transferência determinadas é válida para uma região próxima ao ponto de operação da relação  $Q_w = f(Q_i)$  onde esta foi determinada. Ao projetarmos o controlador PID externo da configuração Cascata (figura 2-a) devemos levar isto em consideração. Uma maneira consiste na utilização do princípio da Incerteza de Modelagem descrito por Skogestad, S., e Posthethwaite, I., (1996). Seleccionamos a função de transferência que representa o comportamento dinâmico médio do sistema,  $H_{n(jw)}$  e consideramos a diferença entre esta e as demais funções de transferência  $H_{(jw)}$  como uma incerteza de Modelagem, dada por  $\Delta H_{(jw)} = \frac{H_{n(jw)} - H_{(jw)}}{H_{n(jw)}}$ . Se  $C_{(jw)}$  é o controlador adotado, então  $L_{n(jw)} = C_{(jw)}H_{n(jw)}$  deve ser tal que, para qualquer frequência, não envolva o ponto  $-1$  do diagrama de Nyquist (vide Figura 3).

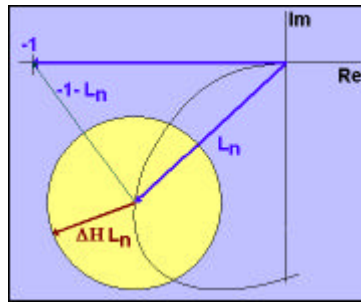


Fig. 3 - Diagrama de Nyquist para o critério da Incerteza de Modelo

Adotando um modelo não estruturado para as incertezas, considera-se que para cada frequência o erro de modelagem forma um círculo de raio  $|\Delta H_{(jw)}L_{n(jw)}|$ . Para que este círculo não envolva o ponto  $-1$  do diagrama de Nyquist requer-se que sua magnitude seja menor que a distância do centro do círculo ao ponto  $-1$  do diagrama, que é a magnitude do vetor

$$(-1, 0j) - L_{n(jw)}. \text{ Assim } |\Delta H_{(jw)}L_{n(jw)}| < |1 + L_{n(jw)}| \text{ ou } \frac{|1 + L_{n(jw)}|}{|L_{n(jw)}|} > |\Delta H_{(jw)}|. \text{ Isto significa exigir que nosso controlador}$$

$C_{(jw)}$  garanta estabilidade para toda a família de funções de transferência identificadas no intervalo  $Q_{min} - Q_{max}$ . O controlador robusto é um PID dado por  $C_{(jw)} = k_p \left( 1 + \frac{1}{T_i jw} + T_d jw \right)$  onde os parâmetros  $(K_p, T_i \text{ e } T_d)$  devem ser

$$\text{ajustados de forma a atender a dinâmica nominal desejada e a seguinte relação } \frac{|1 + C_{(jw)}H_{n(jw)}|}{|C_{(jw)}H_{n(jw)}|} > |\Delta H_{(jw)}|.$$

## 7. Resultados de simulação

Utilizando o simulador OLGA, cuja licença nos foi cedida pela Scandpower, efetuamos o processo de identificação e o desenvolvimento do controlador para um determinado poço hipotético. A figura 4-a mostra a seqüência de Identificação aplicada que, devido à ausência de ruído, resumiu-se a uma série de sinais degrau  $\Delta Q_i$ . A figura 4-b mostra a condição de estabilidade robusta e a figura 5 mostra a validação do controle. A resposta dinâmica do sistema em malha aberta é mostrada na figura 5-a. Na figura 5-b são apresentados os resultados aplicando o controle Cascata proposto onde os parâmetros do PID mais externo foram obtidos utilizando a técnica descrita.

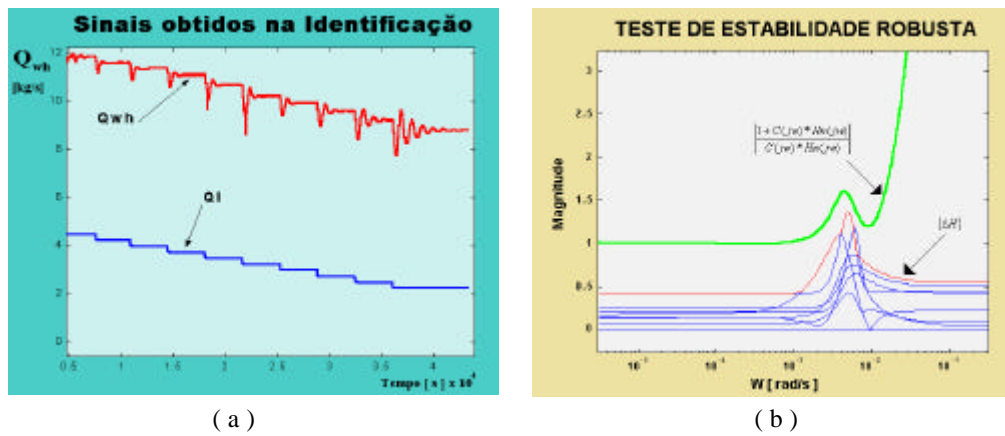


Fig. 4 –(a) Sinais de Identificação – (b) Verificação da estabilidade robusta

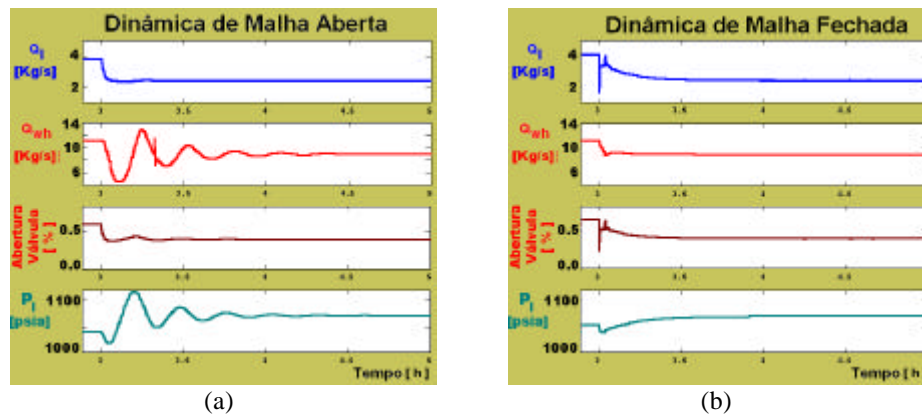


Fig. 5 – Mudança da vazão de produção de 11.2 para 9.1 kg/s.- (a) Resposta em Malha Aberta - (b) Resposta em Malha Fechada.

## 8. Conclusões

Apresentamos um método para controlar um grupo de poços operando por Elevação via ICG utilizando uma válvula de orifício com ação *check-valve* na coluna de produção e instrumentos tipo *Fieldbus* na superfície. Este método deve permitir o funcionamento do sistema sempre com o melhor controle das oscilações e de forma mais rentável possível, com o mínimo de intervenções. Utilizando um simulador comercial mostramos o procedimento básico necessário para a aplicação do método em um poço. No problema básico de otimização, existem diversas restrições que podem ser incorporadas ao considerar-se as exigências da Agência Reguladora, do engenheiro de reservatório, etc. Alguns desenvolvimentos futuros são: (i) avaliar a influência do ruído no processo de Identificação; (ii) desenvolvimento de um controlador com ação *feed-forward* baseado na pressão de fornecimento do gás de injeção para compensar a baixa velocidade do controlador, no momento de uma restrição no fornecimento de gás de injeção; (iii) desenvolvimento de algoritmos para a solução do problema de otimização.

## 9. Agradecimentos

Os autores agradecem a Agência Nacional de Petróleo (ANP) pelo financiamento deste trabalho sob o projeto aciPG-PRH no.34 ANP/MCT e a Scandpower pela licença do software OLGA.

## 10. Referências

- ANSARI, A. M., SYLVESTER, N. D., SARICA, C., SCHOHAM, O., AND BRIL, J.P.A comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Welbores. SPE Prod. & Facilities, pp. 143-152, 1994.
- CARALP, L.,DEFAYE, G.,Vidal, C., Dynamic Behavior of Gas Lift Simulator .ENSCPB 1989
- JANSEN, B.,DALSMO M., NOKLEBERG L.,HAVRE K.,KRISTIENSEN, V., LEMETAYER P., Automatic Control of Gas Lifted Wells. 1999 ATCE Houston.
- LEMETAYER,P.,MIRET, P.M.,Tool of the 90's to Optimize Gas-Lift Efficiency in the Gonelle Field, Gabon, Offshore Europe Conference (1991).
- PETALAS, N., AZIZ, K., A mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes , 49 Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum.(1998)
- SKOGESTAD,S., and POSTLETHWAITE,I., Multivariable Feedback Control, John Wiley & Sons, 1996.