

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Aplicação de Controle Avançado na Produção de Petróleo por GLC

AUTORES:

Agustinho Plucenio, Daniel J. Pagano, Anderson Faller

INSTITUIÇÃO:

Departamento de Automação e Sistemas – Universidade Federal de Santa Catarina

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. 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 5ºPDPETRO.

APLICAÇÃO DE CONTROLE AVANÇADO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR GLC

Abstract

Advanced control techniques like Model Predictive Control began to be used in the refining industry with the Dynamic Matrix Control algorithm. On the upstream sector of the oil industry on the other hand this is not the case. Difficulties with sensors technology, sensors reliability and the high costs of a well intervention have kept many production wells manually operated. The installation of downhole pressure measurements and gas lift injection valves have opened an opportunity for the automation of wells operated with Continuous Gas Lift (GLC). This work proposes the application of a Non linear MPC Algorithm to a group of wells producing via GLC that optimizes the gas utilization, damp the production flow rate oscillations and stabilizes the pressure at the gas lift manifold.

Introdução

Diferentemente do que acontece na indústria do refino onde os processos são controlados utilizando as técnicas mais modernas de controle e automação, o setor *upstream*, na maioria dos casos ainda opera utilizando acionamentos manuais e tomadas de decisão baseadas em heurísticas ou no mínimo utilizando cálculos “off-line”. Isto se deve em grande parte a dificuldade de se equipar os poços com os instrumentos que seriam necessários para se obter em tempo real a medição das principais variáveis dos processos como vazão de cada fase produzida, pressão e temperatura, etc. Estas dificuldades podem ser classificadas em gargalos tecnológicos, altos custos ou falta de confiabilidade para garantir o funcionamento destes instrumentos por longos períodos em condições extremas de pressão, temperatura e vibrações. A produção brasileira de petróleo é realizada maiormente por poços operando em águas profundas. A intervenção nestes poços é tão custosa que se torna impensável a utilização de instrumentos de medição e acionadores dentro de poços sem uma garantia mínima de funcionamento.

Nos últimos anos tem havido um esforço geral na indústria como um todo para incrementar a utilização de técnicas de controle e automação no setor *upstream*. Nomes como Poços Inteligentes, Campos Inteligentes, etc. tem surgido descrevendo a utilização de técnicas que já são largamente utilizadas em outros setores industriais e particularmente no refino. A Petrobras tem investido na temática Gerenciamento Digital e Integrado de Campos de Petróleo visando de um lado utilizar melhor as informações existentes sobre o campo e sobre os poços e de outro desenvolver tecnologia para a instrumentação dos poços e algoritmos de controle e automação que resultem em operações mais eficientes.

Este trabalho apresenta uma metodologia baseada em um algoritmo de controle preditivo para sistemas não lineares para a automação de um grupo de poços produzindo com elevação por GLC- (*Gas Lift* Continuo). Diferentemente de métodos “off-line” esta metodologia distribui de forma ótima e em tempo real a vazão de gás entrando no de *gas lift manifold* (GLM). Além disso estabiliza a pressão no GLM e atenua as oscilações na vazão de produção dos poços de forma a facilitar o processo de separação. Este desenvolvimento considera que os poços sejam dotados de medição de pressão de fundo e *chokes* de injeção de gás com controle ativo. Visando tratar um cenário factível para o estágio atual do desenvolvimento supõe-se que os *chokes* de produção sejam manuais. Este cenário restringe o grau de liberdade disponível para atender todos os objetivos de controle. Técnicas inovadoras desenvolvidas aplicadas em simulações mostram que os objetivos podem ser atingidos para uma ampla faixa de vazão de injeção disponível.

Metodologia

O comportamento dinâmico de poços produzindo via GLC tem sido discutido largamente na literatura como em Hu (2004). Dois fenômenos importantes são reconhecidos: *Heading* e *Density Wave*.

O fenômeno *heading* resulta da interação entre a entrada de gás no tubo de produção pela válvula operadora e a entrada de fluido de formação pelos canhoneados. Supondo que o interior do tubo de produção esteja com muito líquido a entrada de gás no topo do espaço anular revestimento-tubo de produção carrega o anular até que a pressão a montante da válvula operadora de *gas-lift* vença a pressão a jusante introduzindo gás no tubo de produção. Como o anular ficou pressurizado e o efeito da entrada de gás no tubo de produção causa uma diminuição na pressão a jusante da válvula operadora, ocorre uma forte entrada de gás no tubo de produção. O tubo de produção é ocupado praticamente por gás até que a pressão no anular cai devido a diminuição da massa de gás no anular. Com o tubo de produção dominado por gás cai a pressão na frente dos canhoneados e inicia-se o ciclo de entrada de líquido que bloqueia a entrada de gás pela válvula operadora devido o aumento da pressão a jusante da válvula operadora e ao estado depletado do anular. Na ausência de vazão na válvula operadora o anular começa a ser carregado e o processo continua. Este fenômeno acontece para vazões de gás abaixo de um valor característico para cada poço.

Uma forma de evitar-se este fenômeno que causa grandes oscilações na vazão de fluido entrando no separador seria a utilização de válvulas operadoras projetadas para trabalhar em modo de escoamento crítico. Esta solução entretanto não é prática pois exigiria trabalhar-se com pressões elevadas o que implicaria em custos elevados de operação já que o estabelecimento de uma vazão de gás a pressões elevadas consumiria muita energia. A utilização de válvulas operadoras de *gas-lift* tipo Venturi tem sido utilizadas com sucesso fornecendo escoamento crítico com perdas de pressão na ordem de 10% da pressão à montante da válvula.

Infelizmente verificou-se que mesmo poços operando com escoamento crítico na válvula operadora de *gas-lift* podiam produzir com oscilações na vazão de produção. Este fenômeno acontece para uma entrada constante de gás na válvula operadora. A variável importante neste fenômeno é a fração mássica de gás a jusante da válvula operadora de *gas-lift*. Para uma vazão grande de líquido entrando pelos canhoneados, tem-se um baixo valor para a fração mássica de gás. Este valor vai crescendo na medida em que a pressão de fundo vai aumentando até o ponto em que não há mais entrada de líquido e atinge-se um valor de 100% para a fração mássica de gás. Observa-se uma produção com um perfil de fração de mássica de gás crescente. Na medida em que o líquido é produzido começa a entrar líquido pelos canhoneados e o processo se repete. Este fenômeno acontece também para valores de vazão de injeção baixos e é característico para cada poço.

A maioria dos poços modernos são completados com válvulas operadoras do tipo Venturi. Além disso a tendência é a instalação de sensores para a medição de pressão e temperatura no fundo do poço, instrumentação para a medição da vazão de injeção de gás para cada poço e válvulas automáticas para o controle da vazão de injeção de gás. Este trabalho considera uma topologia de distribuição de gás onde N poços recebem gás de um *Gas Lift Manifold* (GLM) que por sua vez recebe gás do sistema de compressão. Além disso tem-se uma saída de excesso de gás que poderia ser direcionada para recirculação ou para o queimador conforme o caso. Os poços são todos equipados com medição de pressão e temperatura de fundo, vazão de injeção de gás e possuem válvulas de injeção automáticas. Para este cenário desenvolve-se um algoritmo MPC Não linear que: 1) distribui o gás disponível de forma ótima para os N poços, 2) estabiliza a pressão no GLM e 3) reduz as oscilações na vazão de líquidos entrando no separador.

O desenvolvimento proposto busca utilizar a instrumentação disponível nos poços modernos. A disponibilidade da medição da pressão de fundo, da medição da vazão de injeção de gás de cada poço e a presença de uma válvula de injeção controlada inspiram a aplicação de um controle automático da produção com os objetivos acima. Para fazer um uso efetivo da medição da pressão de fundo recorre-se a estimação da vazão de produção baseada nas relações IPR (*Inflow Performance Relationship*) dos poços e das razões BSW (*Basic Sediment and Water*) e RGO (Razão Gás-Óleo). Patton and Goland (1980) propuseram uma expressão para IPR considerando o caso de fluido saturado e subsaturado. Considerando p_{sat} a pressão de saturação do petróleo produzido e p_{wf} a pressão na frente dos canhoneados tem-se:

$$\text{Para } p_{wf} \geq p_{sat} \quad q_{liq} = \frac{q_{sat}}{\bar{p} - p_{sat}} (\bar{p} - p_{wf}). \quad \text{Eq. 01}$$

$$\text{Para } p_{wf} < p_{sat} \quad q_{liq} = q_{sat} + (q_{max} - q_{sat}) \left[1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_{sat}} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{sat}} \right)^2 \right], \text{ e} \quad \text{Eq. 02}$$

$$q_w = BSW q_{liq}, \quad \text{Eq. 03}$$

$$q_o = (1 - BSW) q_{liq}, \quad \text{Eq. 04}$$

$$q_g = RGO q_o. \quad \text{Eq. 05}$$

Na equação 01 q_{liq} é a vazão de líquido produzida pelo poço em regime permanente, $\bar{p}$ é a pressão média da formação. Na equação 02, q_{max} é a máxima vazão produzida pelo poço em regime permanente e q_{sat} é a vazão produzida para $p_{wf} = p_{sat}$. O principal objetivo da aplicação de Controle e Automação em poços operando via GLC é econômico. Assim é fundamental que se disponha de um modelo dinâmico para a predição das vazões de óleo, gás e água para diferentes vazões de injeção de gás. Enquanto houver disponibilidade total de gás para injeção o problema de otimização consiste em implementar em cada poço a vazão de injeção que implica na menor pressão de fundo p_{wf} . Havendo restrição na disponibilidade se faz necessário conhecer o modelo matemático que relaciona a pressão de fundo e a vazão de injeção q_{inj} . O modelo de predição proposto tem a estrutura Hammerstein conforme figura 01.

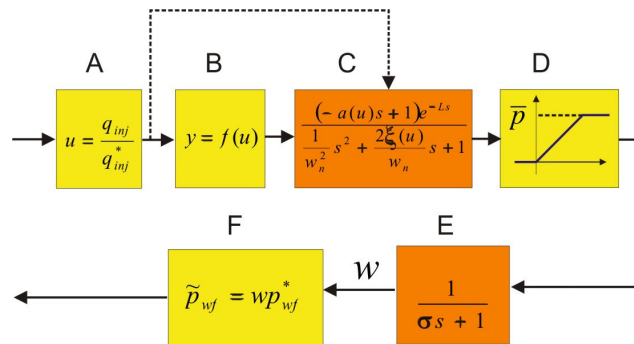


Fig. 01 – Modelo de Predição de p_{wf}

Na figura 01 os blocos A e B implementam a relação em regime permanente entre a vazão de injeção normalizada e a pressão de fundo normalizada. O bloco C implementa o modelo dinâmico linear

adaptativo. O bloco D implementa a saturação da pressão de fundo normalizada igual a pressão estática normalizada, o bloco E filtra a pressão de fundo devido a existência do bloco de saturação e o bloco F recupera o valor da pressão multiplicando o valor de entrada normalizado pela pressão de fundo de referência.

O modelo estático implementado pelos blocos A e B utiliza valores normalizados de vazão de injeção e pressão de fundo. Os valores da vazão de injeção e da pressão de fundo são divididos pelos respectivos valores de referência (q_{inj}^*, p_{wf}^*) . Estes valores de referência são os valores lidos em regime permanente para um ponto onde a pressão de fundo p_{wf} está em um valor muito próximo ao seu valor mínimo sem restrição. O modelo estático utilizado é apresentado pelas equações 06, 07 e 08.

$$u = \frac{q_{inj}}{q_{inj}^*}, \quad \text{Eq. 06}$$

$$y = a_1 e^{-a_2 u^m} + a_3 + a_4 u^2, \quad \text{Eq. 07}$$

$$p_{wf} = y p_{wf}^* \quad \text{Eq. 08}$$

O modelo estático proposto mostrou-se de fácil ajuste a uma grande variedade de conjunto de dados provenientes de simulações de poços com parâmetros diversos. O modelo dinâmico, representado principalmente pela função de transferência no bloco C, procura absorver os principais comportamentos que apresentam os poços operando por GLC quais sejam: 1) Comportamento de fase não-mínima. Para valores de pressão de fundo menores que p_{wf}^* uma diminuição na vazão de injeção resulta em um aumento da pressão de fundo em regime permanente. Já o comportamento dinâmico apresenta primeiro uma pequena diminuição da pressão de fundo que é típica da resposta fase não mínima. 2) O fator de amortecimento cresce com a vazão de injeção. Existe um valor pequeno de vazão de injeção para o qual o sistema entra em ciclo limite. A função $a(u)$ implementa o comportamento de fase não mínima enquanto a função $\xi(u)$ implementa o fator de amortecimento. Além disso utiliza-se a frequência natural w_n do sistema que é obtida pela medição do período de oscilação T , $\left(w_n = \frac{2\pi}{T}\right)$ e o atraso de transporte L que é o tempo de propagação da onda compressional no anular do topo até a válvula operadora de *gas-lift*.

A formulação da função objetivo a ser utilizada no algoritmo MPC Não Linear deve ser tal que sua minimização forneça os objetivos propostos. Os objetivos são o econômico e o de comportamento dinâmico desejado. Existem diversos objetivos econômicos que podem ser introduzidos mas neste trabalho apresenta-se o objetivo econômico que considera o ganho devido a produção de óleo considerando o custo de compressão de gás para injeção. Esta função foi implementada considerando a perda de produção devido a operação do poço com a vazão de injeção de gás menor que aquela que fornece a máxima produção de óleo mais o custo de compressão de gás.

$$L = (q_{Max}^o - q^o(q_{inj})) + k q_{inj} \quad \text{Eq. 09}$$

A função objetivo econômico é apresentada pela equação 09 e representada pela figura 02. O fator k é a razão entre o custo de compressão por vazão de gás injetado e o valor do óleo por vazão de óleo não produzido.

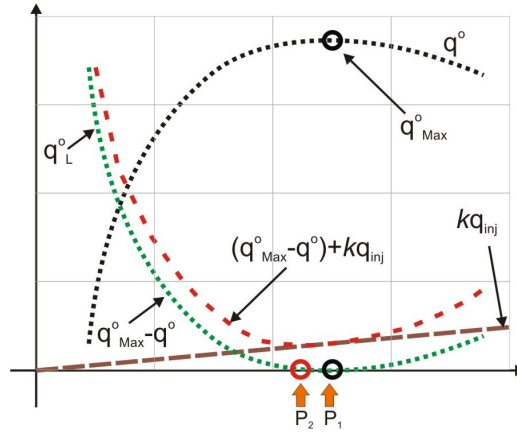


Fig. 02 – Função Custo Econômico

Ou seja k é tal que para uma disponibilidade total de gás um aumento na vazão de injeção de gás representa um custo de compressão igual ao valor obtido com a produção extra de petróleo. Se definirmos o ganho líquido G_1 como

$$G_1 = P_o q^0(q_{inj}) - C_c q_{inj}, \quad \text{Eq. 10}$$

onde P_o representa o valor do unidade de vazão produzida por tempo C_c representa o custo de compressão por unidade de vazão por tempo. Sua maximização equivale a minimizar o seu valor negativo $G_2 = -G_1$,

$$\min_{q_{inj}} G_2 \quad \text{Eq. 11}$$

$$G_2 = -P_o q^0(q_{inj}) + C_c q_{inj}$$

O valor de q_{inj} que minimiza G_2 é obtido, para o caso sem restrição de disponibilidade, fazendo-se

$$\frac{\partial G_2}{\partial q_{inj}} = 0, \quad \frac{\partial G_2}{\partial q_{inj}} = -P_o \frac{\partial q^0(q_{inj})}{\partial q_{inj}} + C_c = 0, \quad \text{Eq. 12}$$

$$\frac{\partial q^0(q_{inj})}{\partial q_{inj}} = \frac{C_c}{P_o} = k$$

Pode-se observar que a minimização da eq. 09 fornece o mesmo resultado que a equação 12. No caso de haver restrição na disponibilidade de gás para um grupo de poços o problema de alocação de gás em regime permanente pode ser expresso como

$$\min_{[q_{inj}^1, q_{inj}^2, \dots, q_{inj}^N]} G \quad \text{Eq. 13}$$

$$G = \sum_{i=1}^N (q_{Max}^o(i) - q_i^o(q_{inj}^i)) + k q_{inj}^k,$$

s.a

$$\sum_{i=1}^N q_{inj}^i \leq Q_{inj}^{disponível},$$

Uma forma de resolver o problema expresso pela equação 14 é introduzir a restrição na função objetivo utilizando o operador de Lagrange λ :

$$\begin{aligned} & \min_{[q_{inj}^1 \ q_{inj}^2 \ \dots \ q_{inj}^N \ \lambda]} G_3 \\ G_3 &= \sum_{k=1}^N (q_{Max}^o(k) - q_k^o(q_{inj})) + kq_{inj}^k + \lambda \left(\sum_{k=1}^N q_{inj}^k - Q_{inj}^{disponível} \right), \end{aligned} \quad \text{Eq. 14}$$

Devido a característica convexa do problema a solução ótima deve satisfazer,

$$\left[\frac{\partial G_3}{\partial q_{inj}^1} \quad \frac{\partial G_3}{\partial q_{inj}^2} \quad \dots \quad \frac{\partial G_3}{\partial q_{inj}^N} \quad \frac{\partial G_3}{\partial \lambda} \right]^T = [0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]^T. \quad \text{Eq. 15}$$

Aplicando as equações 15 na equação 14, tem-se:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q_1^0}{\partial q_{inj}^1} &= k + \lambda, \\ \frac{\partial q_2^o}{\partial q_{inj}^2} &= k + \lambda \\ &\vdots \\ \frac{\partial q_N^o}{\partial q_{inj}^N} &= k + \lambda \\ \frac{\partial G_3}{\partial \lambda} &= 0 = \left(\sum_{k=1}^N q_{inj}^k - Q_{inj}^{disponível} \right) = 0 \end{aligned} \quad \text{Eq. 16}$$

Ou seja, a solução ótima é aquela onde a derivada da curva vazão de óleo versus vazão de injeção de gás é a mesma e além disso o somatório das vazões de injeção é igual à vazão disponível. Este é o método conhecido na literatura como *equal-slope* que é reescrito para utilização de forma dinâmica na função objetivo do controle preditivo não linear.

Como a Função objetivo será minimizada ao longo do horizonte de predição para as vazões de óleo que são função da pressão de fundo e das vazões de injeção ao longo do horizonte de controle há a necessidade de se compensar os diferentes intervalos de tempo. Além disso as predições são realizadas em função dos incrementos de vazão de injeção Δq_{inj} para cada poço. Define-se o vetor com os incrementos de vazão de injeção de cada poço ΔQ_{inj}^i como

$$\Delta Q_{inj}^i = [\Delta q_{inj}^i(k) \quad \Delta q_{inj}^i(k+1) \quad \dots \quad \Delta q_{inj}^i(k+m-1)]^T. \quad \text{Eq. 17}$$

A vazão de gás na linha de excesso é descrita pelo vetor

$$\Delta Q_{exc} = [\Delta q_{exc}(k) \quad \Delta q_{exc}(k+1) \quad \dots \quad \Delta q_{exc}(k+m-1)]^T. \quad \text{Eq. 18}$$

Finalmente o vetor com todos os incrementos de vazão $\Delta Q_{GLM-out}$ é definido como

$$\Delta \mathbf{Q}_{G_out} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{Q}_{inj}^1{}^T & \Delta \mathbf{Q}_{inj}^2{}^T & \cdots & \Delta \mathbf{Q}_{inj}^N{}^T & \Delta \mathbf{Q}_{exc}^T \end{bmatrix}^T. \quad \text{Eq. 19}$$

A perda de produção para cada poço é definida como $q_{oL}^i = q_{oMax}^i - q_o^i(q_{inj}^i)$, onde $q_o^i(q_{inj}^i)$ é a vazão de óleo do poço i, função da pressão de fundo p_{wf}^i que por sua vez é função da vazão de injeção q_{inj}^i , dos parâmetros IPR e BSW conforme equações 01 a 04. Monta-se o vetor com as perdas de produção de todos os poços $\mathbf{Q}_{oL}$, $\mathbf{Q}_{oL} = [\mathbf{Q}_{oL}^1 \quad \mathbf{Q}_{oL}^2 \quad \cdots \quad \mathbf{Q}_{oL}^N]^T$ onde cada vetor $\mathbf{Q}_{oL}^j$, $j=1:N$ é um vetor com as previsões das perdas de produção ao longo do horizonte de previsão p . Dentre os termos que expressam os objetivos de comportamento dinâmicos estão o seguimento de referência para a pressão no GLM e a minimização da variação da vazão de produção de óleo. A fim de facilitar a formulação da função objetivo e considerando que a variação da vazão de produção é maior quando há mais perda de produção, aplica-se a minimização da variância da perda de produção de óleo. Para isso utiliza-se a matriz $\mathbf{D}$ equivalente ao operador

$$\Delta = 1 - z^{-1}, \mathbf{D} = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}. \quad \text{Eq. 20}$$

A multiplicação desta matriz por um vetor calcula a derivada discreta dos elementos deste vetor. Desta forma o somatório do quadrado das derivadas de um vetor $\mathbf{V}$ pode ser obtido fazendo-se $(\mathbf{D}\mathbf{V})^T \mathbf{D}\mathbf{V}$.

Finalmente a função objetivo que considera também o objetivo dinâmico pode ser expressa

$$J = \mathbf{W}_1 \mathbf{Q}_{oL} + \mathbf{W}_2 \mathbf{Q}_{G_out} + (\mathbf{P}_{GLM} - \mathbf{P}_{sp})^T \mathbf{W}_3 (\mathbf{P}_{GLM} - \mathbf{P}_{sp}) + (\mathbf{D}\mathbf{Q}_{oL})^T \mathbf{W}_4 (\mathbf{D}\mathbf{Q}_{oL}) + \Delta \mathbf{Q}_{G_out}^T \mathbf{W}_5 \Delta \mathbf{Q}_{G_out} \quad \text{Eq. 21}$$

A pressão no GLM é modelada como

$$\frac{dP_{GLM}}{dt} = k_{GLM} \left(q_{in} - q_{exc} - \sum_{i=1}^N q_{inj}^i \right) \quad \text{Eq. 22}$$

Resultados e Discussão

O algoritmo MPC Não Linear apresentado em Plucenio et al (2008b) foi utilizado no controle de um grupo de 4 poços simulados. Os resultados são apresentados nas figuras 03, 04 e 05. A figura 03 mostra a evolução da vazão de entrada no GLM (valores normalizados em relação ao somatório das vazões de referência de todos os poços). A figura 04 mostra a vazão total de óleo com e sem a aplicação do algoritmo de controle das oscilações. Observa-se que de forma geral o resultado da distribuição é o mesmo em regime permanente mas o algoritmo de controle consegue estabilizar as vazões praticamente eliminando as oscilações. A figura 05 mostra o comportamento das vazões de injeção nos 4 poços e na linha de excesso e as pressões de fundo de todos os poços além da pressão no GLM (valores normalizados). Isto é uma característica interessante pois as oscilações prejudicam o processo de separação. Observa-se que a vazão na linha de excesso é utilizada como um grau de liberdade a mais para estabilizar as vazões e pressão no GLM.

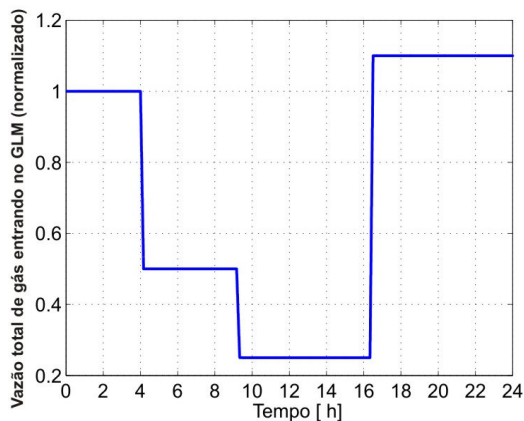


Fig. 03 – Gás entrando no GLM

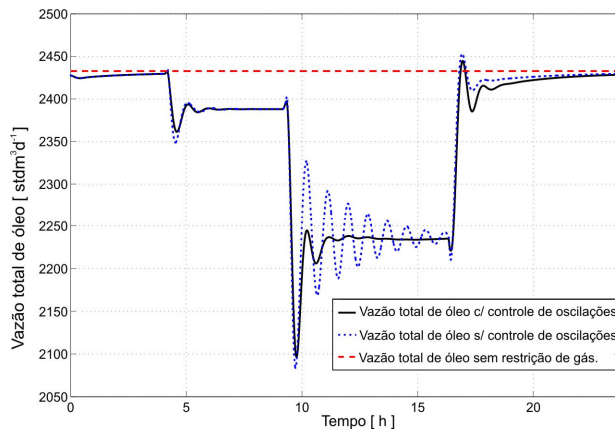


Fig. 04 – Vazão total 4 poços

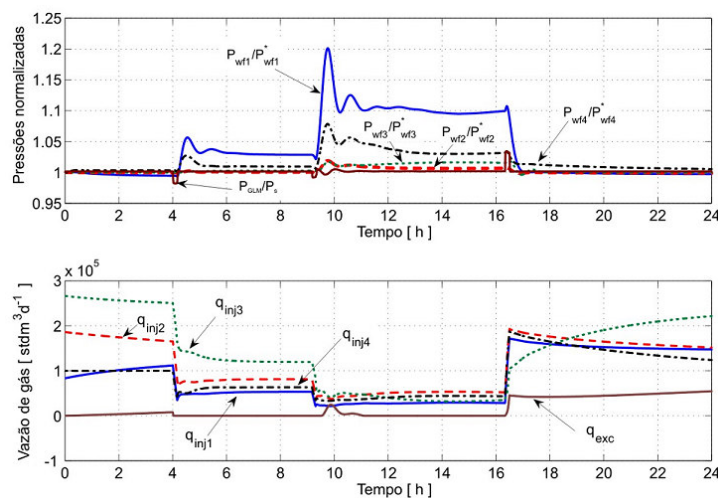


Fig. 05 – Pressão de Fundo e Vazões de Injeção

Conclusões

Apesar dos resultados serem de simulação acredita-se ser viável a otimização da produção dos poços e a minimização das oscilações das vazões e da pressão no GLM aplicando-se a técnica proposta. Uma característica interessante da solução é a contínua otimização da operação para a vazão de gás disponível.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo apoio fornecido na forma do Programa de Recursos Humanos PRH 34 ANP/MCT.

Referências Bibliográficas

- Patton, D. and Goland, M. (1980). Generalized IPR curves for predicting well behavior. *Petroleum Engineering International*, 52(7), 74–82.
- Hu, B. (2004). Characterizing gas-lift instabilities. Master's thesis, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology University, Trondheim, Norway.
- Plucenio, A., Pagano, D.J., Bruciapaglia, A.H., and Normey-Rico, J.E. (2008b). A practical approach to predictive control for nonlinear processes. *NOLCOS* 2008.