

AUMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE ATRAVÉS DE CONTROLE NMPC

GIOVANI G. GEREVINI*, ANDRESSA APIO*, JORGE O. TRIERWEILER*, MARCELO FARENZENA*, FABIO C. DIEHL**

*Grupo de Intensificação, Modelagem, Simulação, Controle e Otimização de Processos - GIMSCOP, DEQUI, UFRGS, CEP 90040-040, Rua Engenheiro Luiz Englert, s/nº - Prédio 12204, Porto Alegre, Brasil

**Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Amerigo Miguez de Mello- CENPES, Petrobras CEP 21941-915, Rio de Janeiro, Brasil

E-mails: giovanig@eng.ufrgs.br, andressa.apio@gmail.com, jorge@eng.ufrgs.br, farenz@eng.ufrgs.br, fabio.diehl@petrobras.com.br

Abstract— The increase in oil production in offshore systems is a topic of great economic importance. The traditional approach of process control (linear Proportional Integral controller - PI) has limitations for real application that limit their performance. As shown in this work, by naturally incorporate these limitations, the Nonlinear Model Predictive Controller (NMPC) has demonstrated better performance than linear control. Through a pressure monovariable control strategy we identify a potential increase in production about 15% using NMPC. In addition, with a structure multivariable MISO, with the NMPC it is possible to decrease the variability of the production by 80% and the effort of the production valve by 70%, compared to SISO, with similar production gain.

Keywords— Advanced Process Control, Non-Linear Model Predictive Control, Offshore.

Resumo— O aumento de produção de petróleo em sistemas *offshore* é um tópico de suma importância econômica. A abordagem tradicional de controle de processos (controle linear Proporcional Integral – PI) possui limitações reais de aplicação que limitam o seu desempenho. Como apresentado neste trabalho, por incorporar naturalmente estas limitações, o controle preditivo não linear (NMPC) demonstrou possuir um desempenho superior ao controle linear. Através de uma estratégia de controle monovariável de pressão, identificamos um potencial de aumento de produção de cerca de 15 % utilizando NMPC. Além disso, com uma estrutura multivariável MISO, com o NMPC é possível diminuir a variabilidade da produção em até 80% e o esforço da válvula de produção em até 70%, em relação ao SISO, com ganho de produção semelhante.

Palavras-chave— Controle Avançado de Processos, Controle Preditivo Não-Linear, Offshore

1 Introdução

No Brasil a Exploração e Produção de Petróleo & Gás (E&P) possui grande importância na riqueza nacional (Brasil, 2015). De acordo com Borba *et al.* (2012), o setor estima um crescimento de 270% na produção de 2011 até 2030, sendo que em 2015 o setor apresentou um crescimento de 4,6% em relação ao ano anterior (Petrobras, 2016). Este aumento se deve principalmente à descoberta de novas reservas de petróleo *offshore*, que representam a maioria dos sistemas de extração no Brasil (Filho, 2011). Atualmente, cerca de 50% da produção de petróleo brasileira é proveniente do pré-sal (Petrobras, 2015). Estas novas reservas remetem a poços com uma batimetria singular que aliada à qualidade do petróleo favorece a utilização da técnica de extração por *gas-lift* (GL). 70% da produção nacional aplica esta alternativa para recuperação de gás e petróleo, até 2009 (Filho, 2011). Apesar de eficiente, o GL possui problemas operacionais como: a interferência ou indisponibilidade de medições; ocorrência de distúrbios, acidentes de encaminhamentos de tubulação, e principalmente o fluxo problemático chamado de golfada (Rashid *et al.*, 2012).

A golfada é proveniente do regime multifásico, característico da produção de petróleo, caracterizada

pelo fluxo intermitente de líquido seguido de ondas de gás. Existem diversos mecanismos físicos que geram as golfadas, sendo destes, o mais relevante, o gerado pelas inflexões das tubulações de transporte – golfada severa. Para um determinado regime de escoamento multifásico, o acúmulo de líquido na inflexão, seguido por um acúmulo contínuo de gás à jusante ocasiona grandes oscilações de pressão no sistema. Isto afeta diretamente a produtividade, a vida útil e a segurança das instalações. Pequenas perturbações no sistema podem causar uma mudança drástica de comportamento do fluxo, levando-o à ocorrência das golfadas (Filho, 2011). Assim, é de grande interesse econômico ser capaz de prever e evitar a dinâmica intermitente a fim de mapear regiões de operação problemáticas.

As soluções convencionais para o problema podem ser de caráter de projeto ou de operação. As soluções de projeto envolvem o dimensionamento/redimensionamento de equipamentos (vasos pulmão e separadores) e tubulações. Estas geralmente são caras e menos robustas devido à exigência de um *footprint* da unidade e à dinâmica dos reservatórios. As soluções operacionais envolvem a manipulação da pressão à montante (*choke*), a manipulação de alimentação de gás de elevação e a adição de desumificante. O aumento da pressão à montante da válvula *choke* e/ou o aumento do fornecimento de gás de elevação conduzem o sistema para um escoamento

livre das golfadas. A mais utilizada em casos emergenciais e/ou em casos de baixa disponibilidade de gás, é o fechamento da válvula de *choke*. Entretanto, esta ação tem o ônus da redução da produção e pode influenciar na taxa de recuperação do reservatório (Di Meglio *et al.*, 2012).

Avanços tecnológicos em controle e automação de sistemas permitiram o surgimento de uma nova alternativa para a otimização da produção e prevenção de golfadas. O uso de controle automático em poços de GL, introduzido por Jansen *et al.*(1999), utiliza controle como *State of the art* uma estrutura de controle linear Proporcional Integral (PI) *feedback* aliado a uma estratégia monovariável de controle de pressão. Sivertsen *et al.* (2010) mostraram experimentalmente ser possível estabilizar o fluxo utilizando esta estratégia manipulando a válvula de produção e controlando a pressão de fundo do poço. Em seguida, outros autores estudaram diferentes estratégias PI (Di Meglio *et al.*, 2012). Jahanshahi *et al.* (2012) estendem o conceito para uma estrutura multivariável (MISO e MIMO), controlando as pressões, manipulando a válvula de produção e o gás de elevação utilizando controle robusto H_{∞} . Por fim, Salahshoor *et al.*(2013) introduzem a técnica de controle preditivo não-linear baseado em modelo (NMPC) a um sistema de *gas-lift*, numa estratégia MIMO controlando a pressão do sistema manipulando as variáveis disponíveis – *choke* e gás de elevação.

Assim, o objetivo deste trabalho é o de apresentar uma estrutura de controle utilizando NMPC a fim de aumentar a produtividade em sistemas *offshore*. Ainda nesta seção, o modelo utilizado será apresentado e a dinâmica de poços reais será analisada a partir deste. Na seção 2 será descrito o algoritmo de controle utilizado na estrutura proposta, que será apresentada na seção 3. Na seção 4 um estudo de caso será apresentado e baseado neste é feita a comparação entre a estratégia padrão de controle de gol-fadas (PI) e o algoritmo NMPC proposto, na seção 5. Ainda na seção 5, será apresentada uma alternativa de estrutura multivariável MISO para o algoritmo utilizado e os impactos de cada estrutura na produção de petróleo. Por fim, na seção 6, as conclusões referentes ao trabalho são discutidas, bem como uma análise de ganhos pelo emprego da estrutura estudada.

1.1 Análise do Comportamento Dinâmico

O GL é uma técnica de elevação artificial de petróleo dada pela injeção gás natural (GN) na coluna de produção dos poços de extração. A mistura do gás de elevação com o petróleo acarreta em dois efeitos: a) a energia de expansão do GN na coluna de produção impulsiona o óleo para a superfície; e b) o GN mistura-se ao óleo reduzindo a densidade média do meio; consequentemente, a pressão hidrostática exercida pela coluna de líquido cai facilitando o escoamento do óleo, aumentando a taxa de produção (Guo

et al., 2007). Na literatura, existem diversos modelos que preveem e descrevem a dinâmica dos sistemas de GL (Pedersen, 2015). Porém, para fins de controle o modelo utilizado deve ser o mais simples e representativo possível. Por este motivo, o modelo proposto Diehl *et al.* (2016, no prelo), denominado FOWM – “Fast Offshore Well Model”, é utilizado neste trabalho. Diante dos demais, como os trabalhos propostos por Di Meglio *et al.* (2012) e Jahanshahi *et al.* (2012), o FOWM ganha vantagem, pois alia a representatividade de poços ultra-profundos (anular + tubing + riser + pipeline), a dinâmica não linear dos reservatórios, diferentes mecanismos de golfadas com validação industrial, através de um modelo não tão rígido como os demais, composto por EDO's.

O FOWM foi desenvolvido através do balanço de massa do sistema ilustrado na Figura 1, que é dividido em quatro subsistemas: *anular*, *tubing*, *flowline* e *riser*.

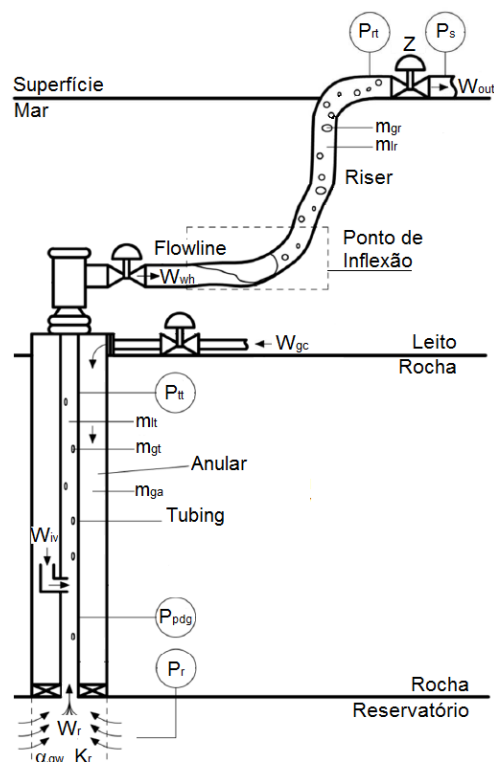


Figura 1: Ilustração do sistema de elevação de petróleo por GL.

O *anular* é o compartimento vertical de entrada e acúmulo de GN, que envolve a coluna de produção, conectada ao *tubing* pela válvula de injeção de GN. Neste há a presença somente de gás e o balanço mássico é descrito por:

$$\frac{dm_{ga}}{dt} = W_{gl} - W_{iv} \quad (1)$$

onde, m_{ga} é a massa de gás no *anular*, em kg/s, W_{gl} é a vazão mássica de GN entrando no *anular* e W_{iv} é a vazão mássica de GN através da válvula de injeção na tubulação chamada de *tubing*. O *tubing* é o compartimento vertical que conecta o reservatório ao leito do mar, através da rocha impermeável, onde ocorre a mistura do GN ao óleo. Neste subsistema há

duas fases: a gasosa (g) e a líquida (l) formada por óleo e água do mar, sendo o balanço dado por:

$$\frac{dm_{gt}}{dt} = W_r * \alpha_{gw} + W_{iv} - W_{whg} \quad (2)$$

$$\frac{dm_{lt}}{dt} = W_r * (1 - \alpha_{gw}) - W_{whl} \quad (3)$$

onde, m_{gt} e m_{lt} são, respectivamente, a massa de gás e líquido no *tubing*, em kg, W_r é a vazão mássica total proveniente do reservatório, W_{whg} e W_{whl} são, respectivamente, as vazões mássicas de gás e líquido saindo do *tubing*, em kg/s, e α_{gw} é a fração mássica de gás presente no *tubing* dada por $m_{gt}/(m_{lt}+m_{gt})$. O *flowline* e o *riser* são compartimentos de encaminhamento da mistura gás/óleo do leito do mar à superfície. O *flowline* é a região junto ao leito do mar e o *riser* é a região vertical até o *manifold* de produção, localizado na superfície. No FOWM as regiões do *flowline* e do *riser* são considerados apenas um subsistema e a dinâmica de golfadas causada pelo acúmulo no ponto baixo é abstraída pela presença de uma bolha alongada e válvula virtual no ponto de inflexão da tubulação, como proposto por Di Meglio *et al.* (2009). Assim, o balanço no *flowline/riser* é dado por:

$$\frac{dm_{gb}}{dt} = W_{whg} * (1 - E) - W_g \quad (4)$$

$$\frac{dm_{gr}}{dt} = W_{whg} * E + W_g - W_{gout} \quad (5)$$

$$\frac{dm_{lr}}{dt} = W_{whl} - W_{lout} \quad (6)$$

onde, m_{gb} é a massa de gás acumulada na bolha à jusante da válvula virtual, W_g é a vazão mássica de gás através da válvula virtual, em kg/s, m_{gr} e m_{lr} são, respectivamente, as massas de gás e líquido no *riser*, W_{gout} e W_{lout} são, respectivamente as vazões mássicas de gás e líquido através da válvula de produção, em kg/s, e E é a fração de gás que é desviada pela válvula virtual.

As vazões mássicas, com exceção da vazão do reservatório, são calculadas através de equações simplificadas de válvula ($W = z * c * \Delta P^{0.5}$), onde z é a abertura da válvula, c é a constante de válvula e ΔP é a queda de pressão na válvula. W_r é calculado pela equação de Vogel definida pela seguinte expressão: $W_r = k_r * (1 - (0.2 * P_{bh}/P_r) - (0.8 * P_{bh}/P_r)^2)$, onde k_r é a constante do reservatório, P_{bh} é a pressão no fundo da coluna de produção e P_r é a pressão do reservatório. As pressões são calculadas considerando a equação de gás ideal (i.e., $P = \rho RT/M$), onde ρ é a massa específica do componente, R é a constante dos gases ideais, T é a temperatura do sistema e M é a massa do componente no sistema. Além disso, no FOWM são consideradas apenas perdas de carga estática ($h_f = \rho * g * \Delta h$), onde g é a constante gravitacional e Δh é a diferença de altura dos pontos analisados. As perdas dinâmicas são desconsideradas. Ao todo, o FOWM descreve o sistema de produção de petróleo

com elevação tipo *gas-lift* através de seis EDO's (equações de 1 a 6) e 25 EA's, conforme descrito no parágrafo acima e que por questão de foco e limites de espaço deste artigo, não serão apresentadas. Para maiores detalhes acerca do modelo, ver Diehl *et al.* (2016, no prelo).

1.2 Variáveis Medidas, Manipuladas e Controladas.

Devido às condições extremas de pressão as quais o sistema é exposto (águas profundas e variação de temperatura das camadas de rocha e água) são medidas apenas pressões e temperaturas conforme indicado na Figura 1. P_{pdg} é a pressão medida em um ponto baixo do *tubing*, P_{tt} , pressão no topo do *tubing* e P_{rt} , pressão no topo do *riser*. As variáveis de entrada do processo/modelo são a pressão de saída do sistema (P_s), a vazão de entrada gás de elevação (W_{gi}) e a abertura da válvula de produção (z). Como já discutido, para controle e estabilização de golfadas, é utilizado tipicamente uma estrutura SISO que utiliza como variável controlada P_{pdg} e variável manipulada z . Desta forma, neste trabalho, todas as estruturas testadas utilizam P_{pdg} como variável controlada e z como manipulada.

Os *setpoints* de pressão são obtidos através do cálculo do ponto estacionário do FOWM, através de um método de otimização por aproximação quadrática restrita (BOBYQA). Para cada ponto de operação a solução estacionária é obtido a fim de obtermos um trajetória de referência alcançável para os controladores testados “garantindo” a estabilidade.

As simulações dinâmicas foram realizadas através de uma *s-function* implementada MATLAB/Simulink. Dada a rigidez do modelo, utilizou-se o integrador ODE23s.

2 Controle Preditivo Não Linear - NMPC

O controle preditivo é uma técnica de controle avançado baseada no uso explícito de um modelo para prever a saída do processo num tempo futuro (horizonte de predição). A partir da predição, as ações de controle futuras (horizonte de controle) são calculadas a fim de minimizar uma função objetivo. Os avanços tecnológicos estão se sobrepondo a uma das desvantagens associada à carga computacional necessária, principalmente para os casos com restrições, e o MPC vem ganhando espaço. O fato de este tipo de controlador lidar de forma natural com o controle multivariável, restrições operacionais, integrar técnicas de controle ótimo, inclusão de objetivos econômicos na função custo, etc., agrega valor à aplicação desta técnica frente ao controle clássico (PI e/ou PID). Entretanto, devido à dependência da qualidade do modelo no seu desempenho, para alguns casos a descrição da forma linear não é suficiente para aplicação eficaz das técnicas. Isso decorre do fato de que pequenas perturbações geram respostas

altamente não lineares. Assim, o controle Preditivo Não Linear (NMPC) tem por objetivo descrever o sistema numa faixa de processo grande o suficiente para captar a dinâmica e atuar de forma mais eficaz (Camacho & Bordons, 1999).

Existem diversas metodologias desenvolvidas para aplicação de NMPC. Neste trabalho foi empregada a formulação LLT, proposto por Trierweiler e Secchi (2000) e estudada por Duraiski (2001), que consiste na formulação de um problema quadrático através da linearização sucessiva do sistema ao longo de uma trajetória definida.

Assim, a metodologia incorpora à função objetivo múltiplas respostas, ao longo do horizonte de predição P , de múltiplos modelos lineares, ao longo do horizonte de controle M , e a função objetivo no MPC clássico se estende, na forma matricial, para:

$$J = \min_{\delta U_{[0]^{M,S}}} \left(\sum_{i=0}^P \left\| \Gamma_{[P]} \begin{bmatrix} Y_{[P]} - R_{[P]} \\ 0 \end{bmatrix} \right\|^2 + \sum_{i=0}^M \left\| \Lambda_{[M]} \begin{bmatrix} T \left(\delta U_{[M]} + U_{[M-1]}^B \right) \right\|^2 \right) \quad (6)$$

onde $(Y-R)$ é a matriz erro da variável controlada Y , em relação ao *setpoint* R , $(\delta U + U^B)$ é a matriz esforço das variáveis de controle U , ponderadas pelo peso do erro das variáveis controladas, Γ , e a supressão de movimento, Λ , sujeitos às restrições físicas de U e δU dadas por:

$$U_{\min}^{[M]} \leq U_{[1]}^{[M]} \leq U_{\max}^{[M]} \quad (7)$$

$$-\delta U_{\min}^{[M]} \leq \delta U_{[1]}^{[M]} \leq \delta U_{\max}^{[M]} \quad (8)$$

Como mencionado anteriormente, a construção do algoritmo é baseada no conhecimento do modelo e é afetada pelas discrepâncias existentes entre o processo real e o modelo utilizado. Além disso, o desempenho torna-se sensível a distúrbios não medidos, sendo essencial a correção sequencial dos estados do modelo. Dentre as técnicas de correção e estimação de estados existentes, a escolhida neste trabalho foi o Filtro de Kalman Estendido (EKF), devido à não linearidade do sistema. Para detalhes da formulação empregada veja Salau (2009).

3 Configuração de Controle Empregada

Diante do exposto acima, o presente trabalho utiliza uma estrutura de controle para aumento da produção baseada na aplicação conjunta do NMPC com algoritmo LLT, e retroalimentação dos estados do modelo do controlador através do EKF. Utilizando a *choke* como manipulada, deseja-se controlar a P_{pdg} a fim de atingir o ramo estacionário da curva de produção, que será discutida e representada Figura 4 da próxima seção. O NMPC aplicado opera em *setpoint*

e os estados são corrigidos pelas medidas disponíveis de P_{pdg} , P_{ti} e P_{rt} , e entradas *choke* e W_{gl} .

Para implementação da estratégia, alguns parâmetros devem ser ajustados, conforme a dinâmica característica do sistema. Para o NMPC o tempo de amostragem e os horizontes M e P devem ser ajustados conciliando a representatividade da dinâmica futura e a carga computacional. Neste trabalho, M é suficientemente grande para capturar o ciclo de duas golfadas e P para três ciclos, com espaçamento variável. A relação dos pesos da variável controlada para a manipulada é igual a 5/3 para todas variáveis manipuladas. Estes valores foram obtidos através de uma busca exaustiva do melhor desempenho.

4 Estudo de Caso

Para aplicação da metodologia proposta foi utilizado o FOWM ajustado a um poço de petróleo real, baseado no sistema estudado por Diehl *et al.* (2016, no prelo). O poço possui cerca de 5,5 km a profundidades de 1200 m de lâmina d'água e 1300 m de leito marinho, conforme batimetria apresentada na Figura 2.

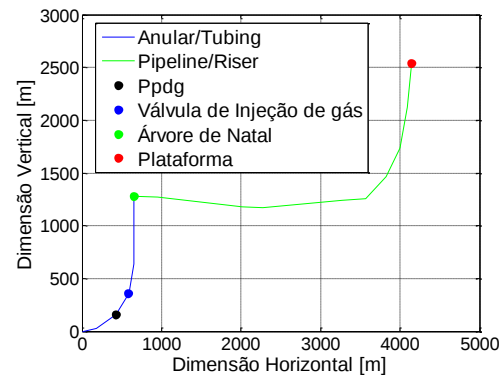


Figura 2: Batimetria do poço (Fonte: Diehl *et al.*, 2016, no prelo).

O sistema do poço é sujeito a pressões de até 210 kgf/cm², medidos na P_{pdg} , com pressão de descarga P_s de 10 kgf/cm². Operacionalmente, a P_s varia conforme oscilações de pressão da rede de poços e é encarada como distúrbio de processo. Neste trabalho, P_s é mantida constante, e a pressão de topo do sistema (P_{rt}) é monitorada, uma vez que o intertravamento do sistema produtivo ocorre quando pressões acima de 14 kgf/cm² são atingidas. Sendo assim, variações de P_{rt} de até 4 kgf/cm² são assumidas como aceitáveis, limitando a operação do sistema.

Como mencionado na seção 1, pequenas variações de *choke* e de *gas-lift* instabilizam a dinâmica levando uma região livre de golfadas para uma região problemática. O poço descrito está instalado em um campo maduro, com a dinâmica intermitente intensa, como pode ser identificado, como ilustrado na Figura 3. Em regiões golfantes com grandes aberturas de *choke*, a dinâmica característica pode atingir amplitudes de pressão de até 30 kgf/cm², em P_{pdg} , e períodos de oscilação de até 2 horas.

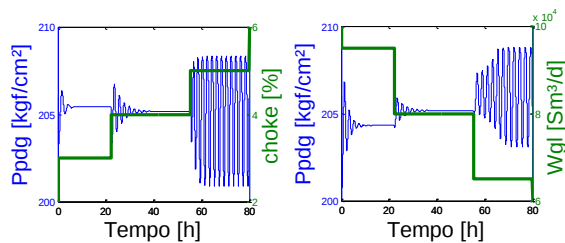


Figura 3: Dinâmica do poço.

É característico das golfadas um comportamento típico da bifurcação *Hopf*. Como ilustrado na Figura 4, a partir de um determinado ponto (chamado *Hopf*), o sistema entra em uma dinâmica cíclica estável ao redor de um valor estacionário inalcançável em malha aberta. Quanto maior a abertura de *choke* ou menor o suprimento de GL, mais intensa é a golfada (maior amplitude e maior período do ciclo da golfada).

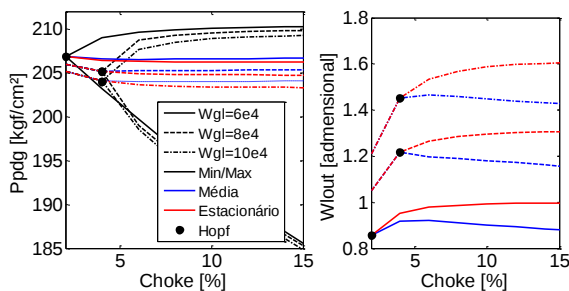


Figura 4: Diagrama de Bifurcação para *Ppdg* (Esquerda) e Curva de Produção (Direita), para diferentes alimentações de GL.

O posicionamento da instabilidade está diretamente relacionado ao ponto operacional. No cenário mais favorável, com a alimentação de gás de elevação igual ao máximo do fornecimento, o poço atinge a sua produção máxima com baixas aberturas de *choke* (cerca de 1,6 adimensional à 15 %). As instabilidades naturais do sistema fazem com que, em malha aberta, a produção média seja até 15% inferior à produção do estacionário. Assim, se o controlador for capaz de manter o sistema operando perto do estado estacionário, o potencial de aumento de produção é significativo.

O poço estudado possui válvulas automáticas de controle, o que viabiliza a implementação futura da estratégia de aumento de produção por controle automático. Entretanto, nesta etapa de projeto as limitações físicas dos sistemas, que estão na abertura da *choke*, de 0 a 100 %, e no fornecimento de gás de elevação, no máximo $1e5 \text{ Sm}^3/\text{d}$, devem ser levadas em consideração. Além disso, válvulas *choke* com atuador de passo são muito comuns no E&P e que estas válvulas costumam ter velocidades de resposta lenta, tipicamente entre 5-10 min. Para o caso estudado a *choke* é considerada uma limitação da velocidade de abertura de 7 minutos para abrir de 0 a 100% (Diehl *et al.*, 2016, no prelo).

5 Linear vs Não Linear

5.1 Controle Linear

Controlador proporcional integral derivativo, controlador PID, é uma técnica de controle de Processos que une as ações derivativa, integral e proporcional, fazendo assim com que o sinal de erro seja minimizado pela ação proporcional, zerado pela ação integral e obtido com uma velocidade antecipativa pela ação derivativa. Industrialmente, a aplicação deste tipo de técnica, dita controle linear, é difundida e é a principal técnica aplicada a controle de processos. Seguindo a tendência, a avaliação do controle linear aplicado a poços foi avaliada através da comparação entre um controlador PI – sem ação derivativa e um PID, em uma estrutura *feedback* com *anti-windup*, para controle da pressão de fundo (P_{pdg}) através da manipulação da *choke*.

Num primeiro momento, os controladores foram implementados com Taxa de Atualização (T_a) igual a 1/I, e saturação da variável manipulada (de 0 a 100%). Apesar do excelente desempenho ao longo da trajetória, onde a variável controlada sobrepõe o *setpoint*, como observado na Figura 5, as ações de controle são extremamente bruscas. Ambos PID e PI geram taxas de variação de até 31,29 %/s para o Controle PID e 1,76 %/s para o controle PI, o que para o poço estudado ultrapassa os limites de 0,24 %/s (0 a 100% em 7 minutos). Num segundo momento, as limitações reais do sistema, dadas pela velocidade de ação da *choke* (taxa máxima de variação), foram incluídas através de função de ganho 1 e constante de tempo proporcional a limitação. Somente o controle PI foi testado, uma vez que o comportamento relativo do PID e do PI foi praticamente nulo. Para o cenário com a limitação inserida – PI_{din} o desempenho do controle cai, e a velocidade da ação frente as limitações não é mais suficientemente grande para estabilizar o sistema em regiões com altamente golfantes em malha aberta, conforme visto na Figura 5. O bom desempenho do controlador com a dinâmica se limita às regiões de alto ganho de produção. No momento em que o ganho de produção começa a cair (platô da curva de produção da Figura 4) o controle instabiliza. Daí por diante o sistema entra numa região crítica de controle, a partir de 62,5 h, e a dinâmica da válvula de controle limita o desempenho.

Isso se deve principalmente à inversão do sinal do ganho, ocasionado pela dinâmica golfante. Outro agravante é que o controlador é sintonizado com ação extremamente rápida (a fim de suprimir a golfada). Entretanto, como discutido acima, o processo em regiões altamente golfantes possui baixo ganho, podendo o controlador levar à instabilidade por excesso de ação. Diante disto, para comparação entre o controle linear e não linear será utilizada o controlador PI com dinâmica da válvula.

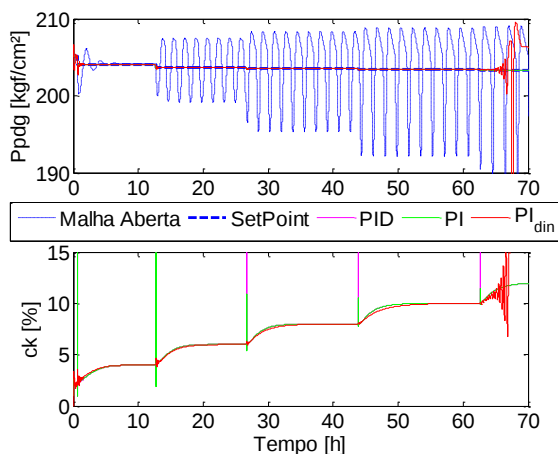


Figura 5: Desempenho dos controladores lineares sem e com a dinâmica da válvula e a resposta em malha aberta.

Os ajustes dos controladores PID e PI foram feitos com base em regras heurísticas seguidas de ajustes manuais visando encontrar um bom compromisso entre ganho e estabilidade do sistema. Os parâmetros de ajustes utilizados foram $K_C = -30$, $I = 1/120$, para ambos PI e PID e $T_d = 1/4$ e $N = 10$ para o PID. Para o controle PI_{din} os parâmetros do controlador foram modificados, a fim de minimizar o efeito da inserção da dinâmica, para $K_C = -10$, $I = 1/520$.

5.2 NMPC

Para efeitos de comparação ao controle linear, foi utilizada uma estrutura SISO com o controlador NMPC manipulando a *choke* e mantendo o W_{gl} no seu limite máximo. Nesta configuração, já se verificam as vantagens do controle não linear frente ao linear, que trata com naturalidade as limitações impostas pelo sistema. A taxa de variação máxima é incluída nas restrições do problema de otimização sem a necessidade da inclusão da dinâmica da válvula. Em comparação ao controlador linear, o desempenho em regiões tipicamente golfantes em malha aberta é diferente, como ilustrado na Figura 6. Enquanto o linear atinge o ramo estacionário, suprimindo totalmente as até a região crítica em 62,5 horas, o controle NMPC atua no sentido de amenizar este comportamento manipulando a *choke* conforme a dinâmica oscilatória. As ações do controle não linear começam numa região livre de oscilações para o controle linear com dinâmica, em torno de 26,5 h. Entretanto, estas ações são brandas e levam o sistema para uma região estável em torno do *setpoint* com baixa amplitude, conforme ilustrado na Figura 6. O comportamento se mantém nas regiões críticas para o controlador linear com dinâmica e mantém o sistema estável (a partir de 62,5 h).

Outra característica vantajosa do controle não-linear frente ao linear é o seu comportamento frente a *setpoints* inalcançáveis, ou seja, valores de pressões inalcançáveis segundo os valores estacionários. Enquanto o PI instabiliza o sistema, sem a mínima possibilidade de estabilização mesmo com a abordagem

sem a dinâmica da válvula, o NMPC se mantém estável oscilando em um valor médio mais próximo possível do valor de *setpoint* dado. Por falta de espaço, este resultado não está ilustrado.

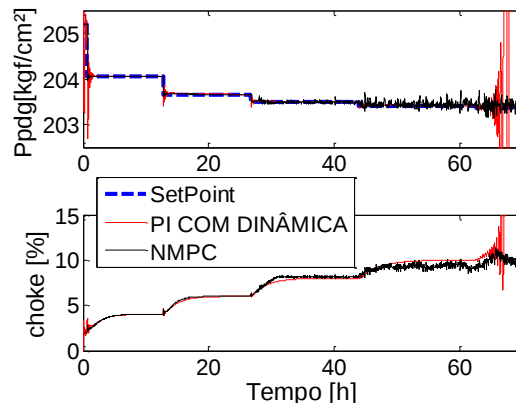


Figura 6: Desempenho do PI_{din} e NMPC.

5.3 Controle Multivariável

A fim de estender a estrutura do NMPC para uma estrutura multivariável, uma vez que o controlador SISO ainda possui uma manipulação excessiva da *choke* – frente a política de controle manual –, e foi adicionado W_{gl} , numa estrutura MISO. Comparada a estrutura SISO, o controle perde a velocidade de convergência ao *Setpoint* – cerca de 2 h de diferença – e o ganho em relação à abertura de *choke* diminui cerca de 2%, como podemos observar na Figura 7 e sua ampliação (quadro verde). Entretanto, a divisão de esforços entre W_{gl} e *choke* faz com que a variabilidade da *choke* diminui em até 80% e a taxa de atuação, %/TA – tempo de amostragem, diminui 70%. Esta variabilidade é transferida para o W_{gl} , assume valores de $99958 \pm 67 \text{ Sm}^3/\text{d}$ com taxa de variação máxima de $264 \text{ Sm}^3/\text{d}$.

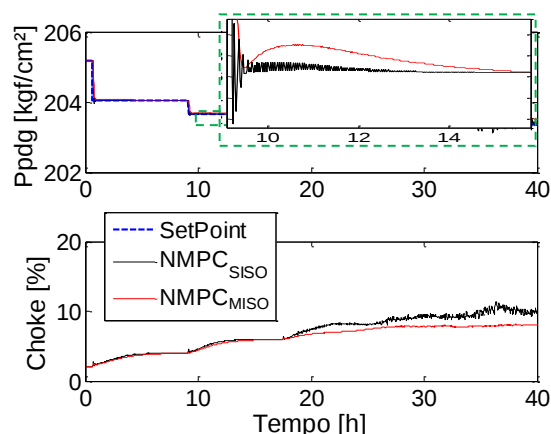


Figura 7: Desempenho das estruturas SISO e MISO para o NMPC.

5.4 Aumento da produção

A produtividade do poço é afetada diretamente pela estratégia escolhida. Como visto na subseção anterior o comportamento das variáveis controlada e manipulada são diferentes e afetam a vazão de óleo produzido (W_{out}) de formas diferentes. Para o controle linear considerando a dinâmica da válvula é possí-

vel deslocar o ponto de bifurcação (Hopf) aumentando a região de operação livre de golfadas até choke de 9,7%, conforme identificado na Figura 8. Para o NMPC_{SISO} o deslocamento acontece até 5,7% e a inserção de uma variável manipulada (NMPC_{MISO}) faz com que a bifurcação mova para 6,9% de *choke*. Como as oscilações de pressão são brandas em relação à malha aberta ($\pm 0,5$ kgf/cm²), a dinâmica não é sentida na produção. Isso implica que a produção média com NMPC não é afetada e sobrepõe o ramo estacionário até em regiões oscilantes em malha fechada, aumentando a produção média em até 15% em relação à malha aberta e 0,1% em relação ao PI. Já o NMPC_{MISO}, apesar de aumentar a produção livre de golfadas, perde a sensibilidade em relação à *choke* fazendo a produção média ser 1,1 % inferior ao NMPC_{SISO}. Apesar disso, a variabilidade de produção diminui 76% comparando as estruturas SISO e MISO do NMPC.

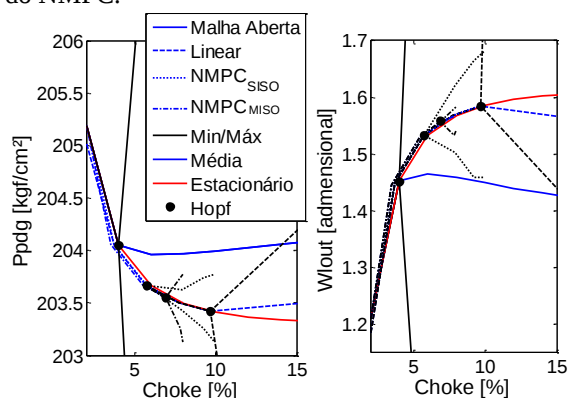


Figura 8: Desempenho da produção com PI_{lin} e as diferentes estruturas NMPC (SISO e MISO), através do diagrama de bifurcação de Ppog (Esquerda) e pela curva de produção (Direita).

6 Conclusão

A E&P ocupa uma importante parcela na riqueza nacional e é de grande interesse que a recuperação de poços seja maximizada. O emprego do controle automático de produção por controladores lineares possui limitações relativas às restrições físicas dos sistemas reais. As taxas de variação máxima das variáveis manipuladas limitam a aplicação afetando a estabilidade do sistema. Essas limitações não afetam o desempenho do controle não linear no que diz respeito à estabilidade. O NMPC proposto conduz o processo para regiões inviáveis ao PI e permite um aumento de produção de até 15 % em relação à malha aberta. Além disso, com uma estrutura multivariável de controle de pressão é possível obter ganhos produtivos semelhantes com a diminuição de até 76% na variabilidade de produção e 80% da válvula *choke* de produção em relação à estrutura SISO.

Referências Bibliográficas

- Borba, B. S. M. C., Lucena, A. F. P., Rathmann, R., Costa, I. V. L., Nogueira, L. P. P., Rochedo P. R. R., Júnior, D. A.; M. F. H., Szklo, A.; Schaeffer, R. (2012). Energy-related climate change mitigation in Brazil: Potential, abatement costs and associated policies. *Energy Policy*, v. 49, p. 430-441.
- Brasil. (2015). <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2014/06/setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro>
- Camacho, E. F., & Bordons, C. (1999). *Model Predictive Control*.
- Di Meglio, F., Kaasa, G. O., Petit, N., Alstad, V. (2012). Model-based control of slugging: Advances and challenges. . p.109-115.
- Diehl, F. C., Anzai, T. K., Almeida, C. S., Von Meien, O.F., Neto, S. S., Rosa, V. R. M., Campos, C. M. M., Reolon, F., Gerevini, G., Ranzan, C. Farenzena, M., Trierweiler, J. O. (2016, no prelo). Fast Offshore Wells Model (FOWM): A practical dynamic model for multiphase oil production systems in deepwater and ultra-deepwater scenarios. *Computers & Chemical Engineering*.
- Duraiki, R. G. (2001). *Controle Preditivo Não Linear Utilizando Linearizações Ao Longo da Trajetória*, Dissertação de Mestrado, DEQUI, UFRGS, Porto Alegre.
- Filho, H. D. A. (2011). *Otimização de Gás Lift na Produção de Petróleo: Avaliação da Curva de Performance do Poço*. Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering*. In *Petroleum Production Engineering* (pp. 181–206).
- Jahanshahi, E., Skogestad, S. and Hansen, H. (2012). Control structure design for stabilizing unstable gas-lift oil wells. 8th IFAC Symposium on Advanced Control of Chemical Processes, Furama Riverfront, Singapore, July 10-13.
- Jansen B., Daslmo M., Nøkleberg L., Havre K., Kristiansen V., Lemetayer P. (1999). Automatic control of unstable gas lifted wells, in: *SPE Annual Technical Conference*.
- Petrobras. (2015). A cada desafio, novas tecnologias. <http://presal.hotspotspetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#7>.
- Petrobras. (2016). Blog Fatos e Dados - Produção anual de petróleo no Brasil aumenta 4,6% e supera nossa meta de 2015. <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/producao-de-petroleo-anual-no-brasil-aumenta-4-6-e-supera-nossa-meta-de-2015.htm>.
- Pedersen, S., Durdevic, P., Yang, Z. (2015). Review of Slug Detection , Modeling and Control Techniques for Offshore Oil & Gas Production Processes. *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, pp. 89–96.
- Rashid, K., Bailey, W., Couët, B. (2012). A survey of methods for gas-lift optimization. *Modelling and Simulation in Engineering*, vol.2012, 16p.
- Salahshoor, K., Zakeri, S., Sefat, M. H. (2013). Stabilization of gas-lift oil wells by a nonlinear model predictive control scheme based on adaptive neural network models. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 26, n. 8, p.p. 1902-1910.
- Salau, N.P.G. (2009). *Abordagem Sistemática para Construção e Sintonia de Estimadores de Estado Não-Lineares*, Tese de Doutorado, DEQUI, UFRGS, Porto Alegre.
- Sivertsen, H., Storkaas, E., Skogestad, S. (2010) Small-scale experiments on stabilizing riser slug flow. *Chemical Engineering Research & Design*. vol. 88. pp. 213–228.