

NMPC EM UMA REDE DE GAS LIFT DE DOIS POÇOS: ESFORÇO DE CONTROLE EM SISTEMAS COM DISTÚRBIO

G. S. FREIRE, N. D. DE SOUZA, L. S. DE SOUZA

Resumo— Este trabalho avalia o desempenho de um Controlador Preditivo Baseado em Modelo Não Linear (NMPC) aplicado a uma rede de gas lift com dois poços, comparando seu comportamento em cenários nominal (sem distúrbios) e sob distúrbios aleatórios na pressão do reservatório. O NMPC foi projetado para otimizar a produção respeitando restrições operacionais, utilizando como variáveis controladas as pressões de fundo dos poços e como variáveis manipuladas as taxas de injeção de gás. Em simulações, o controlador apresentou desempenho estável no cenário nominal, com baixo esforço de controle (avaliado via ISE e ISDMV). No entanto, na presença de distúrbios, observou-se violação temporária de restrições e aumento de oscilações, exigindo passos de controle mais agressivos. As métricas demonstraram que, apesar da robustez parcial do NMPC, a ocorrência de perturbações demanda estratégias complementares (como filtros de estimação ou controle cooperativo) para garantir segurança operacional. Conclui-se que, embora o NMPC nominal seja eficiente em condições ideais, sua adaptação a cenários reais exige aprimoramentos para evitar violações críticas.

Palavras-chave— NMPC Gas Lift Controle Preditivo Distúrbios Otimização

1 Introdução

Os sistemas de produção de petróleo utilizando gas lift (GL) são amplamente empregados para otimizar a extração em poços com declínio natural de pressão (GAOL et al., 2020). Em redes com múltiplos poços, a interação entre as variáveis de controle e os distúrbios do sistema pode comprometer a eficiência operacional, exigindo estratégias avançadas de controle. Nesse contexto, o Controlador Preditivo Baseado em Modelo Não Linear (NMPC) surge como uma abordagem promissora para gerenciar sistemas multivariáveis sob condições dinâmicas e incertas (SHAMAKI, 2021).

Este trabalho aborda o projeto de um controlador NMPC aplicado a uma rede de GL com dois poços, considerando a presença de distúrbios externos, como variações de pressão no reservatório. Através de modelagem dinâmica e simulações numéricas, avalia-se o desempenho do NMPC, destacando sua capacidade de lidar com restrições operacionais e defasagem com a planta.

Este estudo fornece informações valiosas para o projeto de controladores preditivos em sistemas de GL, destacando a importância de estratégias adaptativas ou robustas quando há incertezas significativas. Além disso, serve como base para futuras investigações sobre a implementação de controle cooperativo com filtros de sinais nesse contexto.

2 O Sistema

GL é uma estratégia de elevação artificial que consiste na injeção de gás comprimido na coluna de produção de um poço de petróleo. Essa injeção de gás no óleo diminui a densidade do fluido extraído, o que acaba por diminuir a pressão dentro da coluna de produção. A diferença de pressão acaba por aumentar a vazão de óleo, pois a pressão do fundo do poço passa a ser menor que a pressão do reservatório, causando aumento na produção.

O sistema em estudo consiste em uma rede de produção de óleo com dois poços verticais com injeção de gás independente e um riser em comum. O sistema é representado pela Figura 1

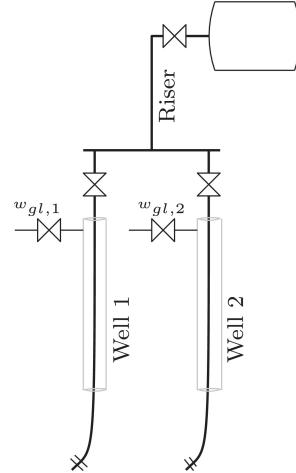


Figura 1: Sistema de GL em dois poços

As equações diferenciais que regem o sistema e as constantes da rede de GL são descritas por Krishnamoorthy, Foss e Skogestad (2018). Porém, o sistema em estudo não leva em conta as perdas por atrito, buscando a simplificação do caso. Ademais, as únicas saídas do sistema que a serem analisadas e controladas são as pressões de fundo de ambos os poços e as variáveis manipuladas serão as taxas de injeção de gás comprimido.

3 Método

O NMPC desenvolvido busca solucionar o seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned} \min_{\Delta \mathbf{u}_k} V_k = & \sum_{j=1}^p \|\mathbf{y}_{k+j|k} - \mathbf{y}_{sp,k} + \Delta \mathbf{y}_k\|_{\mathbf{Q}}^2 + \\ & + \sum_{j=0}^{m-1} \|\Delta \mathbf{u}_{k+j|k}\|_{\mathbf{R}}^2 \end{aligned} \quad (1)$$

onde, p é o horizonte de controle e m o horizonte de predição, \mathbf{y} é o vetor de variáveis controladas, \mathbf{y}_{sp} é o setpoint (SP) estabelecido, $\Delta\mathbf{y}$ é a discrepância entre o modelo e a planta, \mathbf{u} o vetor de variáveis manipuladas e $\Delta\mathbf{u}$ o vetor de passos de controle em cada variável manipulada. \mathbf{Q} e \mathbf{R} são matrizes de peso para as variáveis controladas e manipuladas, respectivamente. O problema de otimização está sujeito as seguintes restrições:

$$\mathbf{u}_{min,k} \leq \mathbf{u}_{k+j|k} \leq \mathbf{u}_{max,k}, \quad j = 0, \dots, m-1 \quad (2a)$$

$$\Delta\mathbf{u}_{min,k} \leq \Delta\mathbf{u}_{k+j|k} \leq \Delta\mathbf{u}_{max,k}, \quad j = 0, \dots, m-1 \quad (2b)$$

$$\mathbf{y}_{min,k} \leq \mathbf{y}_{k+j|k} + \Delta\mathbf{y}_k \leq \mathbf{y}_{max,k}, \quad j = 0, \dots, p \quad (2c)$$

$$\mathbf{y}_{k+j|k} = \mathbf{g}(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k, \Delta\mathbf{u}_k), \quad j = 0, \dots, p \quad (2d)$$

onde, \mathbf{y}_{min} e \mathbf{y}_{max} são as restrições inferiores e superiores das variáveis controladas, \mathbf{u}_{min} e \mathbf{u}_{max} são as restrições inferiores e superiores das variáveis manipuladas e $\Delta\mathbf{u}_{min}$ e $\Delta\mathbf{u}_{max}$ são as restrições inferiores e superiores dos passos de controle. \mathbf{g} é uma função que representa o modelo do sistema em estudo, que recebe os estados \mathbf{x} , as variáveis manipuladas e os passos de controle. Nesse caso de estudo, as saídas do sistema são as pressões de fundo de poço e as entradas são as taxas de injeção de gás de ambos os poços, os limites superiores e inferiores do sistema:

$\mathbf{y}_{min,k}$	$[9.11 \times 10^6 Pa, 9.46 \times 10^6 Pa]^\top$
$\mathbf{y}_{max,k}$	$[9.52 \times 10^6 Pa, 9.74 \times 10^6 Pa]^\top$
$\mathbf{u}_{min,k}$	$[0kg/s, 0kg/s]^\top$
$\mathbf{u}_{max,k}$	$[5kg/s, 5kg/s]^\top$
$\Delta\mathbf{u}_{max,k}$	$[0.25kg/s, 0.25kg/s]^\top$

Tabela 1: Restrições superiores e inferiores

Por fim, os parâmetros de controlador e matrizes de peso:

p	10
m	3
\mathbf{Q}	$[1 \times 10^{-6}, 1 \times 10^{-6}]^\top$
\mathbf{R}	$[1, 1]^\top$

Tabela 2: Configurações do controlador

As matrizes de peso foram estabelecidas buscando normalizar as suas respectivas variáveis. Durante a sintonia do controlador, não foi encontrada outra combinação que resulte em resultados significativamente mais satisfatórios.

Buscando simular distúrbios na planta simulada, foram adicionados distúrbios na pressão do

reservatório. Os distúrbios tem caráter aleatório e variam entre -1×10^4 e 1×10^4 . Pensando nisso, foi construída a malha de controle representada pela Figura 2.

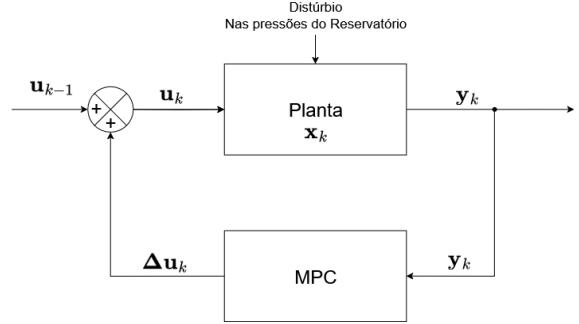


Figura 2: Malha de controle

4 Resultados

Para avaliar a performance do controlador, foi feita uma simulação com tempo de amostragem de 45 s, com um tempo de simulação de 7200 s (2 horas). A dinâmica começa em estado estacionário e ocorrem 4 mudanças de SP, com duração igual a todos (1800 s). O último setpoint, em ambos os poços, foi colocado a baixo da restrição de mínimo com a finalidade de avaliar se o NMPC, caso viole as restrições, volte a controlar o sistema.

As métricas de análise do esforço de controle utilizadas foram a ISE (Integrated Squared Error), que mede o erro quadrático das variáveis controladas em relação ao SP, e ISDMV (Integrated Squared Difference of Manipulated Variables), que mede a suavidade dos passos de controle efetuados.

4.1 NMPC nominal

Os resultados encontrados pelo NMPC nominal, onde não existe distúrbio e o modelo da planta é igual ao modelo interno do controlador, são representados pelas Figuras 3 e 6

Analizando os resultados, é notável como o controlador não teve muito esforço para controlar o sistema, evidenciado pela suavidade dos passos de controle. No último SP, onde é abusivo das restrições de mínimo, o controlador obedeceu a restrição de mínimo e não houve nenhuma restrição violada.

As métricas obtidas pelo NMPC nominal estão evidentes na Tabela 3.

4.2 NMPC com distúrbios

Os resultados encontrados pelo NMPC com distúrbios são representados pelas Figuras 7 a 10.

É notável que com os distúrbios ocorre uma dinâmica oscilatória em toda a simulação, principalmente no último SP. Neste último, a restrição

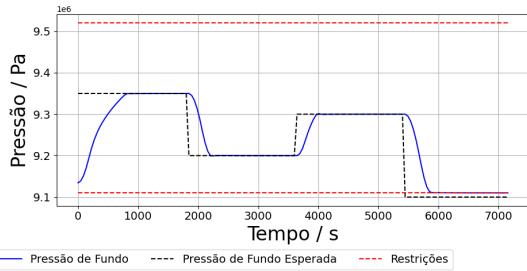


Figura 3: Pressão de Fundo x Tempo - Poço 1



Figura 7: Pressão de Fundo x Tempo - Poço 1

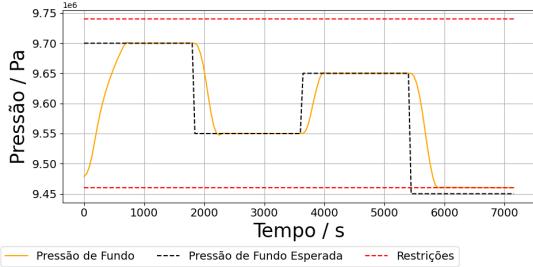


Figura 4: Pressão de Fundo x Tempo - Poço 2

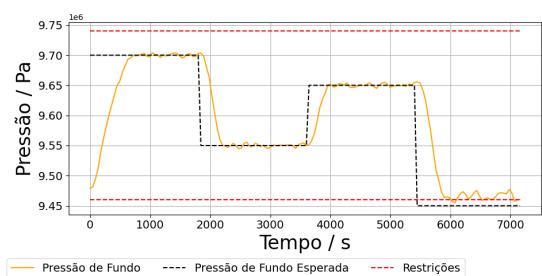


Figura 8: Pressão de Fundo x Tempo - Poço 2

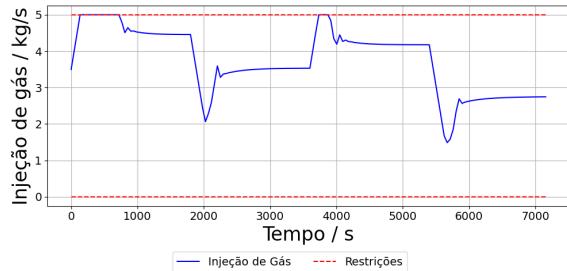


Figura 5: Injeção de gás x Tempo - Poço 1

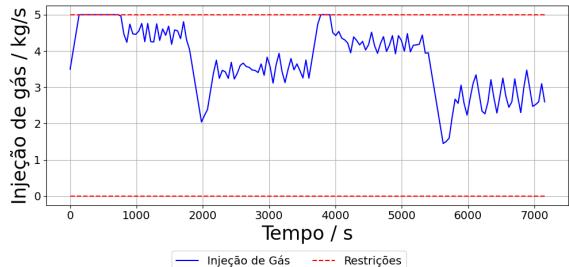


Figura 9: Injeção de gás x Tempo - Poço 1

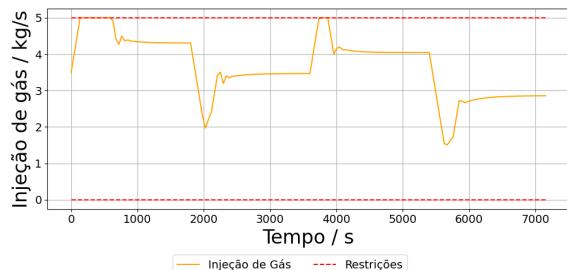


Figura 6: Injeção de gás x Tempo - Poço 2

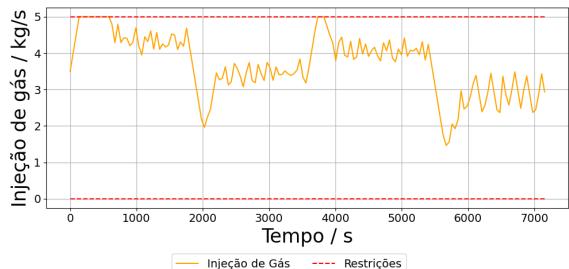


Figura 10: Injeção de gás x Tempo - Poço 2

Métrica	Poço 1	Poço 2
ISE	5.50×10^{11}	5.60×10^{11}
ISDMV	2.36×10^3	2.26×10^3

Tabela 3: Resultados NMPG nominal

de mínimo é violada, mas o controlador é capaz de retornar a dinâmica normal fazendo passos de controle mais radicais em relação aos passos anteriores.

As métricas obtidas pelo NMPC com distúrbio estão evidentes na Tabela 4.

Métrica	Poço 1	Poço 2
ISE	5.27×10^{11}	5.89×10^{11}
ISDMV	2.36×10^3	2.28×10^3

Tabela 4: Resultados NMPC com distúrbio

5 Conclusão

O NMPC apresentou robustez quando colocado em um sistema com distúrbios recorrentes, as suas métricas de avaliação de controle demonstraram ser suficientemente próximas a quando não existe distúrbio. Porém houveram quebras de restrições durante a dinâmica do processo, o que, em casos reais em sistemas de elevação de petróleo, não podem ocorrer, por conta da sensibilidade do sistema e de possíveis danos a equipamentos utilizados. A eficiência do controle desse sistema pode ser melhorada ainda mais se unidas a outras ferramentas eficientes, como por exemplo um filtro de Kalman para estimar os estados da planta e/ou uma estratégia de controle cooperativo, onde cada poço terá seu respectivo controlador NMPC e os controladores irão se comunicar entre si.

Referências

GAOL, A. et al. Mechanistic multiphase flow modeling: A new approach for gas lift design using dimensionless scaling curve for tubing size optimization. In: . [S.l.: s.n.], 2020. v. 2248, p. 040001.

KRISHNAMOORTHY, D.; FOSS, B.; SKOGESTAD, S. Steady-state real-time optimization using transient measurements. *Computers Chemical Engineering*, v. 115, p. 34–45, 2018. ISSN 0098-1354. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098135418302096>>.

SHAMAKI, P. B. *Integration of Real Time Optimization with Model Predictive Control applied to a Gas-lift System: A comparative study*. Tese (PhD Thesis) — Universidade de São Paulo, 2021.