

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PREDITIVO APLICADAS EM CAMPO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO UTILIZANDO BCS: IMPACTOS DA ABORDAGEM CENTRALIZADA E DESCENTRALIZADA

AUTORES:

Rodrigo Lima Meira¹, Daniel Diniz Santana², Márcio André Fernandes Martins²

INSTITUIÇÃO:

¹Programa de Pós-Graduação em Mecatrônica, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia

²Departamento de Engenharia Química, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PREDITIVO APLICADAS EM CAMPO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO UTILIZANDO BCS: IMPACTOS DA ABORDAGEM CENTRALIZADA E DESCENTRALIZADA

Resumo

Um dos desafios para a produção de petróleo está na operação ótima de um campo de produção de petróleo. Considerando uma rede de poços produtores conectados a um *manifold*, quando estes poços operam utilizando sistemas de elevação por BCS (Bombeio Centrífugo Submerso), faz-se necessário garantir que a operação obedeça ao envelope operacional associado a cada bomba. Sob este viés, este trabalho propõe e compara duas abordagens de otimização da produção de um campo de petróleo operando com instalações BCS estruturadas com controladores preditivos (MPC – *Model Predictive Control*): (i) a abordagem centralizada, na qual o foco é uma arquitetura baseada em um único controlador para todo o sistema; e (ii) a abordagem descentralizada, cuja arquitetura é baseada em um controlador para cada bomba e outro para o *manifold*. As estratégias de MPC aplicadas possuem estabilidade nominal garantida, rastreiam as referências das variáveis controladas e utilizam o respectivo envelope de operação como uma restrição do problema de otimização. As simulações mostraram um melhor desempenho da solução centralizada, comparada a descentralizada, a respeito da atenuação dos distúrbios na pressão de *manifold*, oriundos do controle das pressões dos poços. Além disso, o controle descentralizado se mostrou menos eficaz em manter a operação dos poços dentro do envelope, uma vez que era mais suscetível às variações da pressão no *manifold*. Por outro lado, a abordagem centralizada possui um esforço computacional significativamente maior, em cerca de 140 vezes, mesmo que ainda seu tempo de cômputo seja inferior à taxa amostragem do projeto de controle, garantindo-se a factibilidade de implementação prática.

Palavras-chave: controle preditivo, elevação artificial, campos de petróleo, BCS

Abstract

One of the challenges in oil production lies in the optimal operation of an oil field. Considering a network of producing wells connected to a manifold, when these wells operate using Electrical Submersible Pump (ESP) systems, it is necessary to ensure that the operation complies with the operational envelope associated with each piece of equipment. From this perspective, this work proposes and compares two optimization approaches to produce an oil field operating with ESP installations structured with Model Predictive Controllers (MPC). These MPC strategies must provide guaranteed nominal stability, track the references of the controlled variables, and keep each ESP within its respective operational envelope. The MPC approaches used are: (i) the centralized approach, which focuses on an architecture based on a single controller for the entire system; and (ii) the non-cooperative decentralized approach, whose architecture is based on a controller for each well and another for the manifold. Simulations showed better performance of the centralized solution compared to the decentralized one regarding the attenuation of disturbances in manifold pressure arising from the control of well pressures. Additionally, decentralized control was less effective in keeping the operation of the wells within the envelope, as it was more susceptible to variations in manifold pressure. On the other hand, the centralized approach has significantly higher computational effort, about 140 times greater, although its computation time is still lower than the sampling rate of the control design, ensuring the feasibility of practical implementation.

Keywords: MPC, artificial elevation, oil field, ESP

Introdução

O Bombeamento Centrífugo Submerso, BCS, está entre as técnicas de elevação artificial mais relevantes do mundo e a maior em produção (LIANG et al., 2015). Sua aplicação envolve desde poços maduros a poços em plena produção (PATEL et al., 2019). No entanto, a elevação por BCS consome muita energia e possui um alto custo de manutenção em caso de falha. Assim deve-se operar este equipamento dentro do seu envelope de operação, delimitado pelas curvas *uptrust* e *downtrust*, para garantir a integridade do equipamento e evitar a falha do sistema (TAKACS, 2009).

Uma vez estabelecidos os desafios para operação de um poço BCS, Patel et al. (2019) citam que em um campo de petróleo pode haver centenas de poços, o que tornaria impraticável alcançar um ponto ótimo de produção em todos os poços, uma vez que além de atender aos requisitos citados para cada poço, ainda seria necessário precaver da influência que um poço pode incidir sobre o outro.

É nesse contexto desafiador de garantia de restrições e na busca de soluções de maior eficiência, que este trabalho propõe técnicas de controle, baseadas em MPC (*Model Predictive Control*) para operar os campos de produção. Esta técnica se mostrou eficaz em controlar um poço tanto em ambiente simulado BCS (SANTANA et al. 2022), quanto em uma planta piloto (ABREU et al., 2024). No entanto, as interações entre estes controladores no controle de campos de produção de petróleo, precisam de investigação. Neste trabalho, duas abordagens serão testadas: (i) a primeira, o controle descentralizado, na qual cada poço possui seu próprio controlador independente dos demais, e (ii) na segunda, o controle centralizado, em que há apenas um único controlador para todo o campo. Será avaliado o desempenho dos controladores em manter a operação do sistema dentro do envelope de operação das BCS, mas associando elementos para manter a viabilidade do problema de otimização dos controladores, visando a garantia da solução e continuidade da operação.

Campo de produção

O campo de produção foi baseado no sistema descrito por Rønning (2011), o qual possui quatro poços acoplados a um *manifold*. Cada poço foi modelado assumindo uma discretização tal que se pode segmentar o tubo em duas seções intercaladas por uma BCS, enquanto o *manifold* foi modelado conforme uma única seção com um *booster* de pressão conforme demonstrado na Figura 1. As equações que regem a dinâmica da elevação do óleo dos poços podem ser obtidas da discretização dos balanços de massa e momentum do fluido, resultando em (RØNNING, 2011):

$$\frac{dP_{intake,i}}{dt} = \frac{\beta_{1,i}}{V_{1,i}} (\dot{q}_{r,i} - \dot{q}_{average,i}) \quad (1)$$

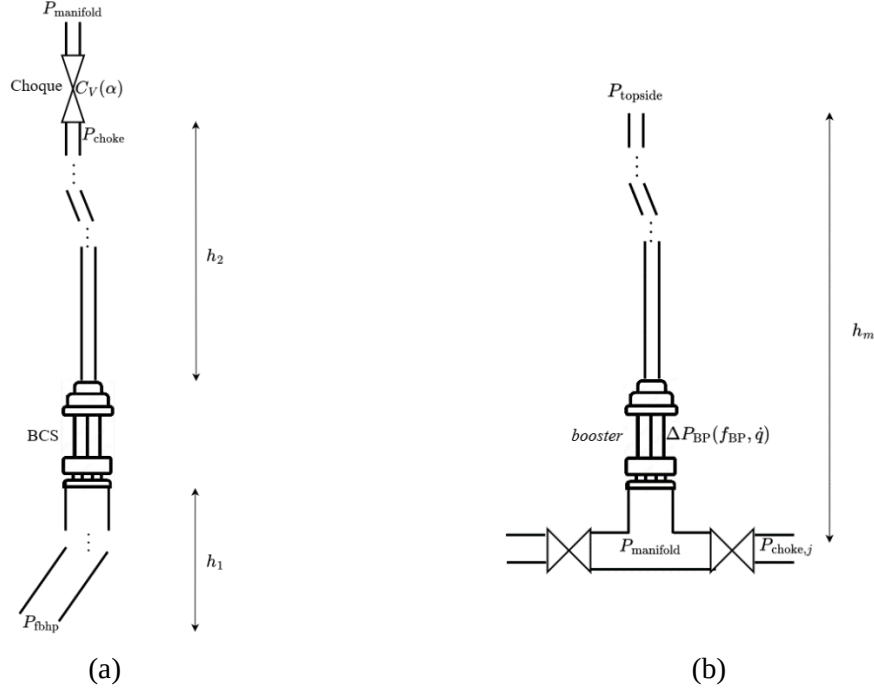
$$\frac{dP_{choke,i}}{dt} = \frac{\beta_{2,i}}{V_{2,i}} (\dot{q}_{average,i} - \dot{q}_{choke,i}) \quad (2)$$

$$\frac{d\dot{q}_{average,i}}{dt} = \frac{A_{average,i}}{L_{average,i}\rho_{average,i}} (P_{fbhp,i} - P_{manifold} - \rho_{1,i}h_{1,i}g - \rho_{2,i}h_{2,i}g - F_{1,i} - F_{2,i} + \Delta P_{BCS,i}(f_{BCS,i}, \dot{q}_{average,i})) \quad (3)$$

em que os subíndices 1 e 2 se referem às seções da discretização do poço de produção conforme demonstrado na Figura 1a, e o subíndice *i* se refere aos estados e propriedades do poço *i*, sendo *i* = 1, ..., *n* em que *n* é o número de poços do campo de produção. P_{fbhp} , P_{choke} e $P_{manifold}$ são as pressões

no fundo do poço, válvula *choke* e no *manifold*, respectivamente. $\dot{q}_{choke,i}$, $\dot{q}_{r,i}$ e $\dot{q}_{average,i}$ são as vazões volumétricas do óleo na válvula *choke*, no reservatório e a média, respectivamente. g é a aceleração da gravidade, $F_{1,i}$ e $F_{2,i}$ são as perdas por fricção nas Seções 1 e 2 de cada poço i respectivamente. ΔP_{BCS} é o ganho de pressão da BCS em função da frequência de rotação, f , e da vazão volumétrica média. V_j , L_j e h_j são o volume, o comprimento do tubo e a altura do tubo na seção j , bem como ρ_j e β_j são a massa específica e o fator de compressibilidade da seção. Os cálculos para as propriedades médias dos poços estão detalhados em Rønning (2011).

Figura 1 – Modelo do poço (a) e modelo do *manifold* (b) para do sistema simulado.



A produção do reservatório dado por $\dot{q}_r$ é calculada com base no índice de produção IP ,

$$\dot{q}_r = IP(P_r - P_{fthp}) \quad (4)$$

em P_r é a pressão do reservatório. Enquanto a vazão na válvula *choke* é função da abertura da válvula, $\alpha_{choke,i}$,

$$\dot{q}_{choke} = C_V(\alpha_{choke}) \text{sign}(P_{manifold} - P_{choke}) \sqrt{P_{manifold} - P_{choke}} \quad (5)$$

em que C_V é o coeficiente da válvula *choke* em função da abertura, e a função sign retorna 1 caso $P_{manifold} \geq P_{choke}$, ou -1 , caso $P_{manifold} < P_{choke}$.

Em relação ao *manifold* foi assumido apenas uma seção para todo o sistema, e de forma similar aos poços, os balanços de massa e momentum são dados por:

$$\frac{dP_{manifold}}{dt} = \frac{\beta_m}{V_m} \left(\sum_{j=1}^n \dot{q}_{choke,j} - \dot{q}_{tr} \right) \quad (6)$$

$$\frac{d\dot{q}_{tr}}{dt} = \frac{A_m}{L_m \rho_m} (P_{topside} - P_{manifold} - \rho_m h_m g - F_m + \Delta P_{BP}(f_{BP})) \quad (7)$$

em que o subíndice m remete às propriedades do fluido e dimensões no *manifold*, e $\dot{q}_{tr}$ é a vazão média no *manifold*, $P_{topside}$ é a pressão no topo, e ΔP_{BP} é o ganho de pressão do *boster* em função da frequência f_{BP} .

Note que, nas Equações (1) a (7), a pressão do *manifold* e a dinâmica dos poços estão intimamente relacionadas, assim a malha de controle deste sistema deve considerar esta relação para minimizar os potenciais interferências entre as dinâmicas dos poços, reduzindo conflitos operacionais que interfiram nas produções individuais. Além disso, cada bomba BCS possui restrições de mínima e máxima vazão, conhecidas como curvas *downtrust* e *uptrust*, nominalmente dadas por:

$$\dot{q}_{average} \geq a_{downtrust} \Delta P + b_{downtrust} \quad (8)$$

$$\dot{q}_{average} \leq a_{uptrust} \Delta P + b_{uptrust} \quad (9)$$

em que a_{min} , b_{min} , a_{max} e b_{max} são os coeficientes aproximados das restrições do BCS. Assim, a estratégia de controle precisa incorporar estas restrições, para garantir que a operação atenda ao envelope de operação.

Estratégias de Controle

O controle do campo de produção foi realizado sob duas abordagens:

- Abordagem I – Controle descentralizado: cada poço e o *manifold* possuem seu próprio MPC independente dos demais. Para os poços, além de manter o sistema dentro do envelope operacional, deve-se controlar a pressão no fundo do poço e a pressão na válvula *choke*, manipulando a frequência da bomba e a abertura da válvula, $\mathbf{y}_i = [P_{fbhp,i} \ P_{choke,i}]^T$, $\mathbf{u}_i = [f_{BCS,i} \ \alpha_{choke,i}]^T$. Para o *manifold*, deve-se controlar a sua pressão manipulando a frequência do *booster* de pressão, $\mathbf{y}_{man} = [P_{manifold}]$, $\mathbf{u}_{man} = [f_{BP}]$. Não há troca de informações entre os controladores.
- Abordagem II – Controle centralizado: Todo o campo é controlador por um único controlador, sujeito aos envelopes de cada BCS, $\mathbf{y} = [P_{manifold} \ P_{fbhp,1} \ P_{choke,1} \ P_{fbhp,2} \ P_{choke,2} \ P_{fbhp,3} \ P_{choke,3} \ P_{fbhp,4} \ P_{choke,4}]^T$ e $\mathbf{u} = [f_{BP} \ f_{BCS,1} \ \alpha_{choke,1} \ f_{BCS,2} \ \alpha_{choke,2} \ f_{BCS,3} \ \alpha_{choke,3} \ f_{BCS,4} \ \alpha_{choke,4}]^T$.

Para as duas abordagens, o ponto de equilíbrio será avaliado para as seguintes variáveis de entrada $\mathbf{u} = [56 \text{ Hz} \ 50 \text{ Hz} \ 0,5 \ 50 \text{ Hz} \ 0,5 \ 50 \text{ Hz} \ 0,5 \ 50 \text{ Hz} \ 0,5]^T$.

Objetivo dessas abordagens é contextualizar dois formatos distintos: (i) a Abordagem I terá um menor custo computacional, pois os controladores terão menor dimensão, mas irá ignorar as relações entre os poços e *manifold*, (ii) a Abordagem II trata da operação ideal, considerando todas as relações disponíveis no modelo, mas com maior custo computacional.

Controlador MPC

O modelo linear utilizado para projeto do controlador será descrito no espaço de estados discreto, na forma incremental (GONZÁLEZ et al. 2008):

$$\mathbf{x}(k+1) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x}(k) + \mathbf{B} \cdot \Delta \mathbf{u}(k), \quad (10)$$

$$\mathbf{y}(k) = \mathbf{C} \cdot \mathbf{x}(k), \quad (11)$$

As matrizes $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$, são construídas utilizando o modelo no formato posicional, obtido através da linearização do sistema (1) à (7) no ponto de equilíbrio descrito, assumindo que $\mathbf{x}(k) = \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{x}}(k) \\ \mathbf{u}(k-1) \end{bmatrix}$, em que:

$$\hat{\mathbf{x}}(k+1) = \hat{\mathbf{A}} \cdot \hat{\mathbf{x}}(k) + \hat{\mathbf{B}} \cdot \mathbf{u}(k), \quad (12)$$

então, $\mathbf{A}$ é $\begin{bmatrix} \hat{\mathbf{A}} & \hat{\mathbf{B}} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I}_{nu} \end{bmatrix}$ e $\mathbf{B}$ é $\begin{bmatrix} \hat{\mathbf{B}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}$, e $\mathbf{I}_{nu}$ é uma matriz identidade com dimensão $nu \times nu$. O conjunto de estados $\hat{\mathbf{x}}$ é descrito por $[P_{\text{manifold}}, \dot{q}_{\text{tr}}, P_{\text{fbhp},1}, P_{\text{choke},1}, \dot{q}_{\text{average},1}, P_{\text{fbhp},2}, P_{\text{choke},2}, \dot{q}_{\text{average},2}, P_{\text{fbhp},3}, P_{\text{choke},3}, \dot{q}_{\text{average},3}, P_{\text{fbhp},4}, P_{\text{choke},4}, \dot{q}_{\text{average},4}]^T$.

Este espaço de estados foi utilizado em ambas as abordagens descritas anteriormente, de modo que para os controladores descentralizados foram assumidos apenas os estados e entradas relacionadas aos seus respectivos sistemas. Então, a lei de controle implementada em ambas as abordagens foi (MENDES et al., 2022):

$$\min_{\Delta \mathbf{u}_k, \mathbf{x}_{s,k}, \delta_{\hat{\mathbf{x}},k}} V_k \quad (13)$$

$$V_k = \sum_{j=0}^{\infty} \|\mathbf{x}(k+j|k) - \mathbf{x}_{s,k}\|_{\mathbf{Q}_x}^2 + \sum_{j=0}^{m-1} \|\Delta \mathbf{u}(k+j|k)\|_{\mathbf{R}}^2 + \|\mathbf{C} \cdot \mathbf{x}_{s,k} - \mathbf{y}_{\text{sp},k}\|_{\mathbf{Q}_y}^2 + \|\delta_{\hat{\mathbf{x}},k}\|_{\mathbf{Q}_{\hat{\mathbf{x}}}}^2 \quad (14)$$

sujeito a:

$$\mathbf{x}(k+j|k) \in \mathcal{Z}_s, j = 0, \dots, m+k_2 \quad (15)$$

$$\Delta \mathbf{u}(k+j|k) \in \Delta \mathcal{U}, j = 0, \dots, m-1 \quad (16)$$

$$\mathbf{x}_{s,k} \in \mathcal{X}_{ss} \quad (17)$$

$$\mathbf{W}_{\text{int}} \cdot (\mathbf{x}(k+m|k) - \mathbf{x}_{s,k}) = \mathbf{0} \quad (18)$$

em que, $\mathbf{x}_{s,k}$ é um estado estacionário artificial, $\Delta \mathbf{u}$ são os incrementos das variáveis manipuladas, $\delta_{\hat{\mathbf{x}},k}$ são variáveis de folga associadas às restrições dos estados $\hat{\mathbf{x}}$ de forma a garantir a viabilidade do problema de otimização, $\mathbf{y}_{\text{sp},k}$ são os set-points associados às variáveis controladas, $\mathbf{W}_{\text{ns}}$ são os autovetores associados aos estados não-estáveis do sistema, oriundos dos estados integradores artificiais, $\mathbf{Q}_x \in \mathbb{R}_+^{nx \times nx}$, $\mathbf{R} \in \mathbb{R}_+^{nu \times nu}$, $\mathbf{Q}_y \in \mathbb{R}_+^{ny \times ny}$, $\mathbf{Q}_{\hat{\mathbf{x}}} \in \mathbb{R}_+^{n_{\hat{\mathbf{x}}} \times n_{\hat{\mathbf{x}}}}$ são matrizes de peso. Para o trabalho proposto a mesma sintonia destas matrizes de pesos serão utilizadas em ambas as abordagens. $\mathcal{Z}_s$ são o conjunto de restrições dos estados, incluindo restrições associadas aos envelopes das BCS, impostas aos estados $q_{\text{average},i}$, $\mathcal{X}_{ss}$ é o conjunto de estados estacionários do sistema.

Resultados e Discussão

O sistema foi simulado assumindo como planta o sistema não-linear descrito em (1) à (7), utilizando do algoritmo de diferenciação automática do *framework* CasADi (ANDERSON et al., 2018). Os resultados da simulação estão dispostos nas Figuras 2 a 4. Além disso, a mesma referência foi aplicada a todos os poços, simulando um caso em que há um maior estresse no *manifold*, uma vez que todos os poços estariam requerendo uma mesma demanda. Dessa forma, o comportamento de cada um dos poços foi similar, como descrito na Figura 3. Além disso, nota-se que a Abordagem I teve um desempenho inferior para atenuar as perturbações e mesmo evitar que o envelope do Poço 4 seja violado, como demonstrado na Figura 4. De todo modo, as variáveis de folga $\delta_{\hat{\mathbf{x}},k}$ permitem que esta restrição seja violada por um curto período, até serem estabelecidas as condições para o retorno ao envelope.

Por outro lado, as simulações da Abordagem II mostraram um melhor desempenho para conciliar as interações entre os poços. Esta diferença no desempenho das abordagens deve-se ao cálculo independente do estado estacionário artificial, $x_{s,k}$, por cada controlador da Abordagem I, gerando um subótimo operacional, quando comparado à Abordagem II. No entanto, esse melhor desempenho foi obtido ao custo computacional muito maior, em média 140 ms, enquanto na abordagem descentralizada o tempo de cômputo foi em média 1 ms. Apesar do tempo de cômputo da Abordagem II estar adequado para o tempo de amostragem de 1 s, ao se utilizar esta abordagem para um sistema maior, com dezenas de poços, este tempo computacional pode ser um fator impeditivo para sua aplicação prática.

Figura 2 - Simulação do manifold. (a) a pressão de manifold (PV), (b) a frequência do booster (MV).

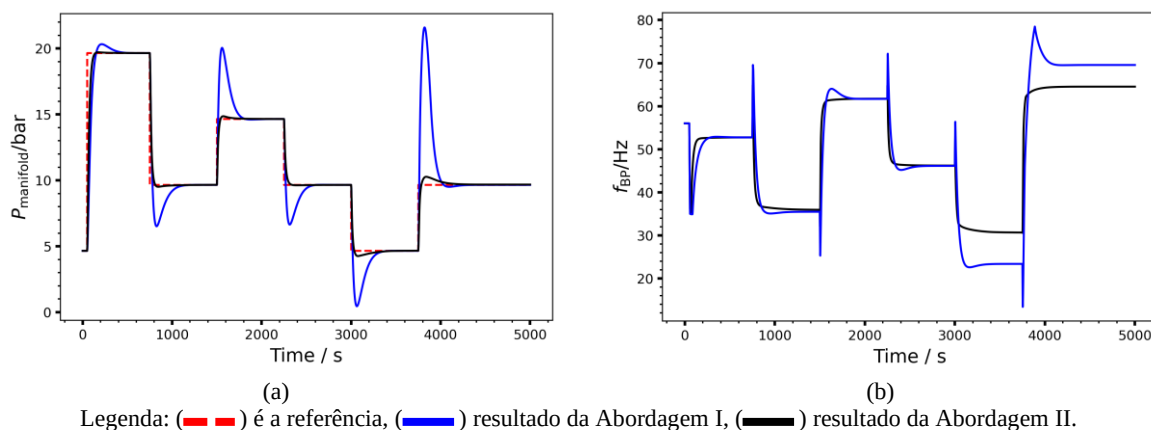
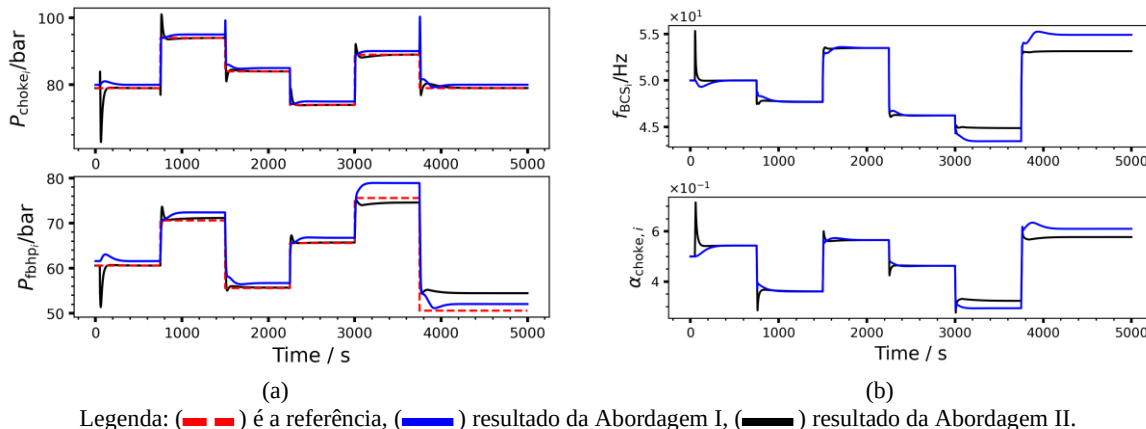


Figura 3 - Simulação dos poços. (a) as PV's, as pressões na válvula *choke* e no fundo do poço, (b) as MV's, frequência da BCS e abertura da válvula.

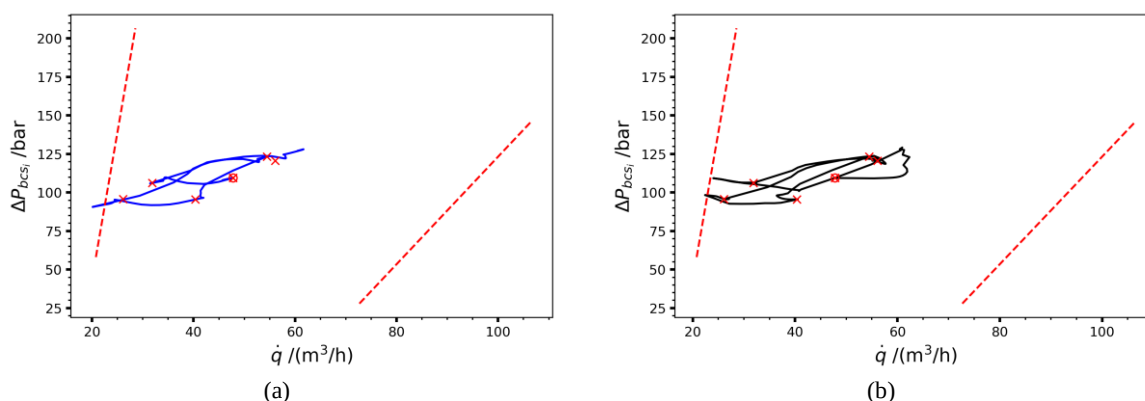


Conclusões

Este trabalho explora duas abordagens para o controle de poços de produção de óleo, utilizado controladores preditivos: descentralizada e centralizada. Os resultados mostraram que a abordagem descentralizada tem um desempenho inferior em manter o sistema dentro dos seus limites de operação, quando comparado à abordagem centralizada. Por outro lado, o tempo de cômputo da abordagem centralizada é cerca de 140 vezes maior, sendo, potencialmente, um fator limitando para aplicações práticas em sistemas com um conjunto maior de poços. Visando reconciliar as vantagens e desvantagens destas abordagens de controle, os controladores distribuídos são uma alternativa para alcançar um

desempenho mais próximo do centralizado, com um custo computacional reduzido, e devem ser investigados em trabalhos futuros.

Figura 4 – Envelope de operação das BCS's dos poços. (a) Abordagem I, (b) Abordagem II.



Legenda: (—) são as restrições do problema, × são os instantes que há mudança nas referências, (—) resultado da Abordagem I, (—) resultado da Abordagem II.

Agradecimentos

Agradecemos o financiamento deste projeto pelo PRH 35.1 – Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP e CNPQ Edital Universal Projeto 408339/2021-7

Referências Bibliográficas

- Andersson, J. A. E., Gillis, J., Horn, G., Rawlings, J. B., & Diehl, M. (2018). CasADi: a software framework for nonlinear optimization and optimal control. In *Mathematical Programming Computation* (Vol. 11, Issue 1, pp. 1–36). Springer Science and Business Media LLC.
- Abreu, O. S. L., Ribeiro, M. P., Foresti, B. P., Schnitman, L., & Martins, M. A. F. (2024). An implementable zone-based NMPC with Echo State Networks applied to an ESP-lifted oil well for maximum oil production. In *Computer Aided Chemical Engineering* (pp. 1717–1722). Elsevier.
- González, A. H., Adam, E. J. & Marchetti, J. L. (2008), ‘Conditions for offset elimination in state space receding horizon controllers: A tutorial analysis’, *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification* 47(12), 2184–2194.
- Liang, X.; He, J.; Du, L. (2015), ‘Electrical Submersible Pump System Grounding: Current Practice and Future Trend’. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 51, 5030–5037.
- Mendes, et al (2022), ‘A new Takagi-Sugeno-Kang model-based stabilizing explicit MPC formulation: An experimental case study with implementation embedded in a PLC’, *Expert Systems With Applications* 210(2022).
- Patel, K. M., Bakhurji, A. S., Salloum, H. S., Kim, H. K., Winarno, M. B., and S.. Mubarak. (2019) "Use of Advanced Process Control for Automating Conventional Oilfield Operations." *SPE Prod & Oper* 34: 678–692.
- Rønning, R. (2011), ‘Automatic Start-up and Control of Artificially Lifted Wells’, Norwegian University of Science and Technology.
- Santana, B.A, Fontes, R.M.; Martins, M.A.F. (2022). “An implementable zone NMPC applied to an ESP-lifted oil well system: Handling the lack of measurements with nonlinear state estimator coupling”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110816.