

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



TÍTULO DO TRABALHO:

PROPOSTA DE UM MPC NÃO LINEAR ACOPLADO AO UKF EM UM POÇO DE PETRÓLEO OPERADO POR BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO PARA AUMENTO DA PRODUÇÃO

AUTORES:

Odilon Santana Luiz de Abreu, Leizer Schnitman, Márcio A.F. Martins

INSTITUIÇÃO:

Programa de Pós-Graduação em Mecatrônica, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, 40210-630, Salvador, Bahia, Brasil

Resumo

Sistemas de elevação artificial são essenciais na indústria do petróleo, e o bombeio centrífugo submerso (BCS) destaca-se pela sua flexibilidade na extração tanto em terra quanto no mar, além de sua eficácia em retirar grandes volumes de petróleo. Contudo, o ambiente operacional desse sistema apresenta desafios significativos, como a dinâmica não linear, ruídos frequentes e limitações nas medições devido a falhas de instrumentação e dificuldade em monitorar variáveis do processo. Neste estudo, avalia-se o desempenho de um controle preditivo baseado em modelos não lineares (NMPC), combinado com o filtro de Kalman Unscented (UKF) para estimar variáveis de difícil medição. O UKF foi escolhido devido à sua superioridade na estimação em comparação ao filtro de Kalman Estendido (EKF). A estratégia NMPC+UKF implementa um esquema de controle por faixas para gerenciar explicitamente as restrições da bomba (upthrust e downthrust) e controlar a variação do nível no anular, na região de máxima produção. A implementação foi realizada no Matlab/Simulink, em condições que refletem os desafios reais enfrentados em poços de petróleo equipados com BCS. Os resultados, obtidos por meio de um modelo não linear gerado a partir de leis fenomenológicas que simulam as dinâmicas reais de um poço, demonstraram que o controlador foi capaz de rastrear o nível nas faixas operacionais, maximizando a produção e respeitando simultaneamente as restrições operacionais da bomba. Vale destacar que o NMPC+UKF proporcionou ganhos econômicos, economizando energia e apresentando previsões mais precisas, devido à adaptabilidade do modelo do controlador às mudanças inerentes no poço (variação na viscosidade do fluido). Esta abordagem demonstra a viabilidade e eficácia do NMPC acoplado ao UKF, com o tempo de cálculo em milissegundos para cada solução, atendendo aos requisitos de implementação em hardware industrial moderno.

Palavras-chave: NMPC, UKF, Bombeio Centrífugo Submerso, Produção de Óleo.

Abstract

Artificial lift systems are essential in the oil industry, and Electrical Submersible Pump (ESP) stands out for its flexibility in both onshore and offshore extraction, as well as its effectiveness in extracting large volumes of oil. However, the operational environment of this system presents significant challenges, such as nonlinear dynamics, frequent noise, and measurement limitations due to instrumentation failures and difficulty in monitoring process variables. In this study, the performance of a predictive control based on nonlinear models (NMPC), combined with the Unscented Kalman Filter (UKF) to estimate difficult-to-measure variables, is evaluated. The UKF was chosen due to its superiority in estimation compared to the Extended Kalman Filter (EKF). The NMPC+UKF strategy implements a range-based control scheme to explicitly manage the pump constraints (upthrust and downthrust) and control the variation of the annular level in the region of maximum production. The implementation was carried out in Matlab/Simulink under conditions that reflect the real challenges faced in oil wells equipped with ESP. The results, obtained through a nonlinear model generated from phenomenological laws that simulate the real dynamics of a well,

demonstrated that the controller was able to track the level within operational ranges, maximizing production while simultaneously respecting the pump's operational constraints. It is worth noting that NMPC+UKF provided economic gains by saving energy and presenting more accurate predictions, due to the controller model's adaptability to inherent changes in the well (variation in fluid viscosity). This approach demonstrates the feasibility and effectiveness of NMPC coupled with UKF, with computation times in milliseconds for each solution, meeting the implementation requirements on modern industrial hardware.

Keywords: NMPC, UKF, Electrical Submersible Pump, Oil Production.

Introdução

O interesse em desenvolver leis de controle baseadas em otimização para poços de petróleo operados por bombeio centrífugo submerso (BCS) tem crescido rapidamente durante a última década. A principal motivação para esse interesse é a capacidade desses sistemas de controle melhorarem as condições operacionais da planta, favorecendo o aumento e a estabilidade da produção, ao mesmo tempo que respeitam as restrições do processo e prolongam a vida útil dos equipamentos.

Neste artigo, propomos um controle preditivo não linear adaptável (NMPC) combinado com o filtro de Kalman *Unscented* (UKF), aplicado a um poço equipado com BCS. Abordamos desafios característicos do sistema BCS, como a estimação de variáveis de difícil medição e o controle de rastreamento para assegurar a operação no ponto de maior viabilidade econômica.

Pesquisas anteriores apresentaram aplicações de técnicas de controle em BCS (Pavlov et al., 2014; De Delou et al., 2019; Santana et al., 2022). No entanto, elas não adaptam as leis de controle às mudanças nas condições do processo, como a variação da viscosidade do fluido ao longo do tempo, que pode interferir na produção e comprometer os componentes da bomba (impelidor/difusor), sujeitando-os à degradação. Manter essa variável atualizada constantemente no modelo de predição do NMPC resulta em ações de controle mais precisas, já que o processo operará nos limites (*upthrust* e *downthrust*) da bomba, o que é economicamente viável para aumentar a produção no poço.

Este é o primeiro estudo que investiga o uso do NMPC+UKF em um modelo de poço BCS que representa dinâmicas próximas da realidade, validado com dados experimentais (Costa et al., 2021). As demais seções deste trabalho estão organizadas da seguinte forma: na Seção 2, detalha-se a modelagem do sistema; na Seção 3, fornecem-se os fundamentos teóricos da lei de controle; na Seção 4, discutem-se os resultados obtidos; e, finalmente, na Seção 5, apresentam-se as considerações finais.

Modelagem do BCS

O modelo matemático que descreve o comportamento do sistema BCS é escrita da seguinte forma:

$$\frac{dL_a}{dt} = \frac{1}{A_{an}}(q_r - q_m), \quad (1)$$

$$\frac{dp_{wh}}{dt} = \frac{\beta_2}{V_2}(q_m - q_c), \quad (2)$$

$$\frac{dq_m}{dt} = \frac{\bar{A}}{\bar{\rho}\bar{l}}(p_{bh} - p_{wh} + \Delta p_p - \Delta p_h - \Delta p_f), \quad (3)$$

em que: L_a é o nível do anular; q_r, q_m, q_c representam a vazão do reservatório, a vazão na coluna de produção e a vazão no *choke*, respectivamente. p_{wh} significa a pressão na cabeça do poço, enquanto p_{bh} refere-se à pressão do fundo do poço. Δp_p é o incremento de pressão fornecido pela bomba que é definido pela altura manométrica (H), corrigida pela viscosidade do fluido. Finalmente, Δp_h e Δp_f representam a variação da pressão hidrostática e a queda de pressão por atrito. Mais detalhes sobre os parâmetros deste modelo ($A_{an}, \beta_2, V_2, \bar{A}, \bar{\rho}, \bar{l}$), podem ser encontrados em Abreu et al. (2022).

Proposta do NMPC+UKF com objetivos econômicos

O esquema de controle inclui um NMPC flexível que acomoda explicitamente as restrições operacionais (*upthrust* e *downthrust*) da bomba através de um esquema de controle por zonas busca resolver o seguinte problema de otimização:

$$\min_{\Delta \mathbf{u}_k, \mathbf{y}_{sp,k}} J_k = \sum_{j=1}^{H_p} \|\hat{\mathbf{y}}(k+j|k) - \mathbf{y}_{sp,k} + \mathbf{e}(k|k)\|_{\mathbf{Q}_y}^2 + \sum_{j=0}^{H_c-1} \|\Delta \mathbf{u}(k+j|k)\|_{\mathbf{R}}^2 + \sum_{j=0}^{H_c} \|\mathbf{u}(k+j|k) - \mathbf{u}_{des,k}\|_{\mathbf{Q}_u}^2 \quad (4)$$

sujeito a:

$$\hat{\mathbf{x}}(k+j|k) = \mathbf{f}(\hat{\mathbf{x}}(k+j-1|k), \mathbf{u}(k+j-1|k), \mathbf{p}(k|k)) \quad j = 1, \dots, H_p \quad (5)$$

$$\hat{\mathbf{y}}(k+j|k) = \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}(k+j|k)) \quad j = 1, \dots, H_p \quad (6)$$

$$\mathbf{u}_{min} \leq \mathbf{u}(k-1) + \sum_{i=0}^j \Delta \mathbf{u}(k+i|k) \leq \mathbf{u}_{max} \quad j = 1, \dots, H_c - 1 \quad (7)$$

$$\Delta \mathbf{u}_{min} \leq \Delta \mathbf{u}(k+j|k) \leq \Delta \mathbf{u}_{max} \quad j = 1, \dots, H_c - 1 \quad (8)$$

$$\mathbf{y}_{min}(k|k) \leq \mathbf{y}_{sp}(k|k) \leq \mathbf{y}_{max}(k|k) \quad j = 1, \dots, H_p \quad (9)$$

em que: $\hat{\mathbf{y}}(k+j|k)$ e $\hat{\mathbf{x}}(k+j-1|k)$ são as previsões da saída e do estado, respectivamente, no passo de tempo $k+j$ a partir da informação da planta no tempo k . $\mathbf{e}(k|k)$ é usado como uma ação integral do tipo perturbação de saída no

problema de otimização, $\Delta \mathbf{u}(k+j|k)$ são as ações de controle que compõem toda a sequência de controle calculada pelo otimizador $\Delta \mathbf{u}_k^* = [\Delta \mathbf{u}^*(k|k)^T \cdots \Delta \mathbf{u}^*(k+1|k)^T \cdots \Delta \mathbf{u}^*(k+H_c-1|k)^T]^T$. $\mathbf{Q}_y$ e $\mathbf{R}$ são as matrizes de ajuste para a variável controlada e o esforço de controle. H_p e H_c definem os horizontes de predição e controle que compõem os parâmetros restantes de sintonia do controlador. $u_{des,k}$ representa o alvo econômico sobre as variáveis manipuladas, enquanto $\mathbf{Q}_u$ é a sua matriz de ponderação.

Observação 1: $\mathbf{y}_{sp,k} = [L_a; H_{sp,k}]^T$ é incluído como uma variável de decisão no problema de otimização, podendo assumir qualquer valor dentro da faixa de saída em Eq. (9). Além disso, H é definido como uma variável controlada (CV) por faixa em vez de *setpoint*, cujas restrições operacionais de *upthrust* e *downdthrust* no envelope operacional são variantes no tempo e calculadas ($H_{min,k} \leq H_{sp,k} \leq H_{max,k}$) a partir da estimativa de vazão (q_m) obtiva pelo UKF. Esse esquema de controle por faixa trata diretamente na lei de controle como restrições suaves. Dessa forma, o NMPC terá sempre uma solução factível com uma menor carga computacional, atendendo aos requisitos de implementação em *hardware* industrial.

Observação 2: O controlador usa o modelo não linear (Eqs. (1) – (3)) e o parâmetro ($p(k|k) = \mu$), denominado como viscosidade do fluido no modelo, é atualizado pelo UKF. O UKF usa uma solução estatística (*Unscented Transform*) durante a estimação, o que difere significativamente da estratégia de linearização utilizada pelo EKF. A formulação matemática é consolidada por Julier and Uhlmann (2004) e validado em um sistema BCS instalada no LEA (Laboratório de Elevação Artificial) da UFBA (Universidade Federal da Bahia). Detalhes no trabalho de Abreu et al. (2024).

Resultados e Discussão

Esta seção apresenta os resultados simulados do NMPC+UKF aplicados a um poço de petróleo equipado com BCS, conforme representado no diagrama de blocos na Fig. 1. Para este estudo, foram criados cenários que simulam condições realistas em BCS. Esses cenários abrangem: i) ativação do controlador após o estado estacionário do processo, considerando medições ruidosas; ii) variações na viscosidade do fluido; e iii) benefícios econômicos de operar na máxima vazão, mantendo o cumprimento das restrições operacionais (*upthrust* e

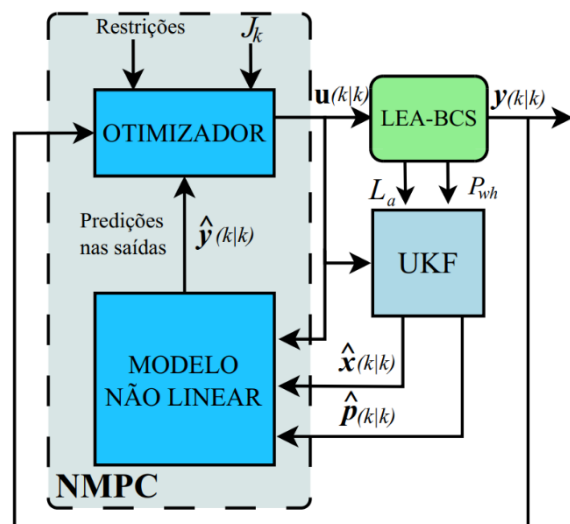


Figura 1: Diagrama de blocos do NMPC+UKF para controle do LEA-BCS.

downthrust). Para atingir esses objetivos, as ações de controle foram projetadas com uma variação limitada para cada atuador específico, até $\Delta \mathbf{u}_{\max} = [1 \text{ Hz}; 2 \text{ \%}]^T$, juntamente com restrições de sinal de controle $\mathbf{u}_{\min} = [40 \text{ Hz}; 1 \text{ \%}]^T$ e $\mathbf{u}_{\max} = [60 \text{ Hz}; 100 \text{ \%}]^T$. Parâmetros NMPC adicionais que garantem a viabilidade incluem: um tempo de amostragem de $\Delta t = 20 \text{ s}$; as matrizes que penalizam os estados e controle $\mathbf{Q}_y = \text{diag}([800 \text{ m}^{-2}; 100 \text{ m}^{-2}])$; $\mathbf{R} = \text{diag}([3 \text{ Hz}^{-2}; 1 \text{ \%}^{-2}])$ e $\mathbf{Q}_u = \text{diag}([0; 1 \text{ \%}^{-2}])$. Essa sintonia leva em consideração que o controlador alcance a região de máxima vazão (abertura máxima da válvula) com o menor gasto de energia, penalizando a frequência, uma vez que a potência requerida pela bomba é proporcional ao cubo da velocidade de rotação (Takacs, 2009).

A Fig. 2 ilustra os resultados simulados do sistema LEA-BCS em malha fechada. Inicialmente, o BCS está operando com uma frequência (f) de 40Hz e a posição da válvula (Z_c) em 25%. Em regime permanente, o controlador ("NMPC ON") é acionado para regular a faixa de nível do anular (L_a) desejado (Fig. 2(a)). Durante o rastreamento, o NMPC mantém a planta nos limites da bomba (ver Fig. 2(b)) com a maior abertura de Z_c possível para buscar o alvo desejado (u_{des}) e aumentar a produção.

A produção pode ser vista na Fig. 2(c), uma vez que o UKF estima essa variável em cada instante. Para corroborar a estimativa, é possível compará-la com o valor real do modelo (LEA_BCS), no qual o filtro conseguiu estimar de forma precisa a vazão na coluna de produção. Com essa informação, é comum em BCS observar o desempenho no diagrama de fase, ou seja, na curva de desempenho que o fabricante disponibiliza. Nesse sentido, a Fig. 2(f) ilustra a trajetória da planta após a tomada de decisão do NMPC+UKF (ver Fig. 2(d) e Fig. 2(e)) em diferentes pontos operacionais, respeitando os limites da curva. Percebe-se que, a cada instante, o controlador abre mais a válvula enquanto a frequência é mais atenuada, proporcionando maiores vazões com menor esforço energético. Vale ressaltar que nenhuma literatura aborda as incertezas associadas à curva de desempenho, que estão relacionadas aos parâmetros nominais da curva da bomba. Nesse sentido, consideramos uma margem de 10% (■) para garantir que o controlador mantenha a planta fora da zona proibida.

A Fig. 2(g) ilustra a estimativa da viscosidade do fluido pelo UKF, um parâmetro que impacta diretamente os componentes da bomba e requer monitoramento constante para atualizar o modelo do controlador. Para fins de validação, utilizamos como referência a medição do modelo não linear (LEA_BCS). Os resultados reforçam o desempenho consistente durante a simulação, demonstrando a capacidade do UKF de descrever as mudanças nas características do fluido de maneira satisfatória.

Por fim, o tempo de CPU consumido durante a execução dos algoritmos (NMPC+UKF) é uma consideração importante. O tempo médio de computação para cada iteração no problema de otimização (Eqs. (4)-(9)) foi de 0,23s após a ativação do controlador (ver Fig. 2(h)). Dessa forma, a taxa de amostragem não é comprometida, mostrando-se promissora para a implementação em hardware

moderno (CLP), comumente utilizado em poços de petróleo para monitoramento e controle do BCS.

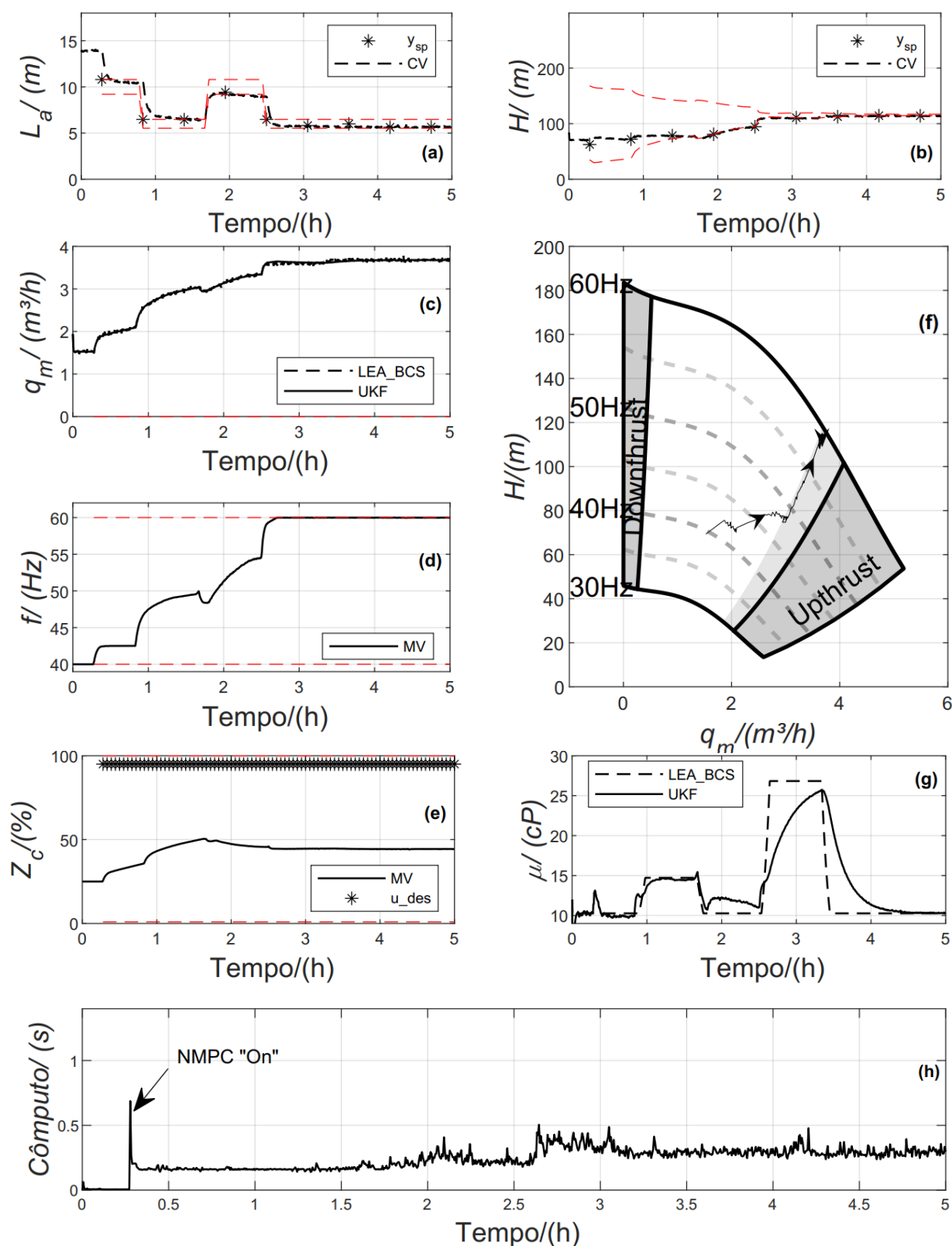


Figura 2: Resultados simulados do LEA-BCS em malha fechada.

Conclusões

Neste artigo, apresentamos uma metodologia que emprega um NMPC+UKF acoplado a um controle por zonas para gerenciar um poço de petróleo operado por BCS. O controlador proposto foi projetado para atender aos objetivos de controle e, ao mesmo tempo, buscar benefícios econômicos. Após a ativação, o NMPC manteve efetivamente a planta dentro dos limites operacionais definidos, aumentando a produção com eficiência energética. Os requisitos computacionais para essa abordagem são viáveis para implementação em um CLP. Como parte de nossas pesquisas futuras, o algoritmo será validado em uma planta piloto no Laboratório de Elevação Artificial da UFBA.

Agradecimentos

Os autores agradecem a CNPq (sob concessão 408339/2021-7), CAPES (código financeiro 001), e a Petrobras pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- Abreu, O. S. L. de, Costa, E. A., Silva, T. de O., Ribeiro, M. P., Schnitman, L., & Martins, M. A. F. (2022). *Implementação em tempo real de um filtro de Kalman unscented para estimação de variáveis de difícil medição em um poço piloto operado por BCS*. In: XXI Congresso Brasileiro de Automática. <https://doi.org/10.20906/CBA2022/3753>
- Costa, E. A., de Abreu, O. S. L., Silva, T. D. O., Ribeiro, M. P., & Schnitman, L. (2021). A Bayesian approach to the dynamic modeling of ESP-lifted oil well systems: An experimental validation on an ESP prototype. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108880>
- Abreu, O. S. L. de, Ribeiro, M. P., Schnitman, L., & Martins, M. A. F. (2024). Experimental evaluation of soft sensors in an electrical submersible pump system: Validation in an ESP-lifted oil well pilot plant. *Geoenergy Science and Engineering*, <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213033>
- De Delou, P. A., De Azevedo, J. P. A., Krishnamoorthy, D., De Souza, M. B., & Secchi, A. R. (2019). Model predictive control with adaptive strategy applied to an electric submersible pump in a subsea environment. *IFAC-PapersOnLine*, 52(1), 784–789. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.06.157>
- Julier, S. J. S. J., & Uhlmann, J. K. J. K. (2004). Unscented Filtering and Nonlinear Estimation. *Proceedings of the IEEE*, 92(3), 401–422. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2003.823141>
- Pavlov, A., Krishnamoorthy, D., Fjalestad, K., Aske, E., & Fredriksen, M. (2014). Modelling and model predictive control of oil wells with electric submersible pumps. *2014 IEEE Conference on Control Applications, CCA 2014*, 3905, 586–592. <https://doi.org/10.1109/CCA.2014.6981403>
- 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. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2022.110816>
- Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance*.