

# Um Estudo da Sensibilidade dos Hiperparâmetros no *Embed to Control and Observe*

Bruno S. Costa<sup>1</sup> Sinésio Pesco<sup>2</sup> Abelardo B. B. Júnior<sup>3</sup>  
DMAT/PUC-RIO, Rio de Janeiro, RJ

O uso de simuladores convencionais para simulação de fluxo em reservatórios de petróleo demanda uma alta capacidade computacional. Isso pode se tornar um fator impeditivo para determinados estudos que envolvem reservatórios de grandes dimensões. Entre os simuladores não convencionais, os modelos *proxy* são caracterizados por uma maior agilidade em relação aos modelos de simulação numérica tradicionais. Tais modelos também podem ser atualizados muito rapidamente com novos dados, em comparação com modelos numéricos [2]. Neste contexto, surge o E2CO, uma técnica desenvolvida por [1] que incorpora entrada de dados (vetor que possui características dos poços) e saída de dados e/ou dados de poço (pressão de fundo de poço para poços injetores, vazão de óleo e água de poços produtores), juntamente com informações baseadas na física dos reservatórios por meio das funções de perda física. Na Figura 1, temos um diagrama que ilustra como ocorre o procedimento de treinamento deste modelo.

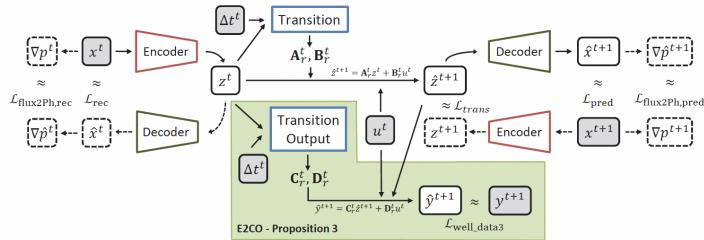


Figura 1: Diagrama de treinamento para E2CO com funções de perda de dados de fluxo e poço. Fonte: [1].

O que o E2CO trás de novidades positivas em relação às demais técnicas presentes na literatura, é que ele é mais rápido computacionalmente por fazer a evolução no tempo do estado do reservatório (vetor contendo pressão e saturação), e a estimativa de dados de poço num espaço de dimensão reduzida.

Neste trabalho propomos um estudo da sensibilidade dos hiperparâmetros do modelo E2CO (por exemplo, funções de perda de fluxo monofásica, bifásica, e dos pesos envolvidos em tais funções, e das *seeds*), e de como eles impactam na acurácia das previsões. Entender a influência dos hiperparâmetros é crucial, pois os mesmos são essenciais na etapa de treinamento do modelo.

A acurácia das previsões de dados de poço é analisada por gráficos do tipo *boxplot*, em que se observa o erro relativo, e tal erro é medido comparando os dados previstos com os fornecidos pela simulação de alta fidelidade (*High Fidelity Simulation - HFS*) provenientes do simulador comercial IMEX.

<sup>1</sup>brunosantos9182@gmail.com

<sup>2</sup>sinesio@puc-rio.br

<sup>3</sup>abelardo.puc@gmail.com

Os primeiros resultados obtidos, após um ajuste preliminar dos hiperparâmetros, são ilustrados na Figura 2, onde comparamos os resultados do modelo E2CO com a HFS disponibilizada pelo IMEX, avaliando para um período de 2000 dias.

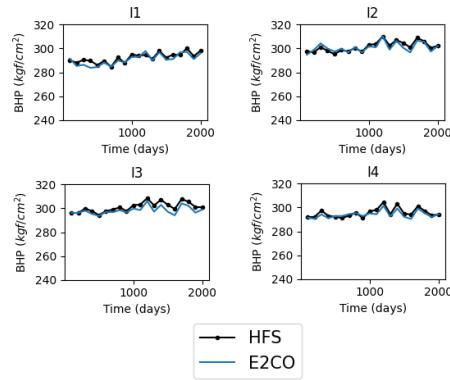


Figura 2: Previsão de dados de pressão de fundo de poço para uma amostra de validação. Fonte: Autores.

Podemos ver que de fato houve uma boa aproximação para a pressão de fundo de poço dos poços injetores, posto que a mediana de distribuição foi inferior a 2 %.

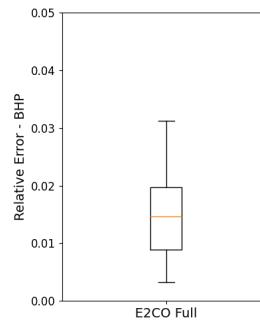


Figura 3: Erro do conjunto de validação do E2CO para pressão de fundo de poço. Fonte: Autores.

## Agradecimentos

Ao apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e da Petrobras.

## Referências

- [1] E. J. R Coutinho. “Embedding Reservoir Physics into Machine Learning”. Doctor of Philosophy. Texas A&M University, 2022.
- [2] E. Motaei e T. Ganat. “Smart proxy models art and future directions in the oil and gas industry: A review”. Em: **Geoenergy Science and Engineering** 227 (2023).