

**ESTIMATIVA DAS PROPRIEDADES DO PETRÓLEO BRUTO UTILIZANDO
REDES NEURAIS ARTIFICIAIS**

Willian Pereira Teixeira, Luiz Adolfo Hegele Junior

INTRODUÇÃO

A caracterização de propriedades de óleos brutos é essencial para decisões de E&P e garantia de escoamento, porém os ensaios laboratoriais são demorados e custosos, dificultando respostas rápidas no dia a dia de engenharia. Para contornar essa limitação, este trabalho avalia o uso de redes neurais artificiais para estimar densidade, ponto de fluidez, teores de cera e asfaltenos, e viscosidades a 20 °C e 50 °C a partir de variáveis de fácil obtenção. O objetivo é desenvolver, otimizar e validar modelos de regressão que forneçam previsões rápidas e confiáveis, comparando o desempenho por propriedade e discutindo as principais limitações e oportunidades de melhoria.

DESENVOLVIMENTO

Empregamos uma metodologia experimental-computacional baseada em aprendizado de máquina para estimar propriedades de óleos. Iniciamos com um banco de 104 óleos, contendo como alvos densidade, ponto de fluidez, teores de cera e asfaltenos, e viscosidades a 20 °C e 50 °C. Após checagem de consistência e tratamento de ausências, realizamos normalização/padronização das variáveis. Os dados foram particionados em desenvolvimento (~90%) e teste (~10%), aplicando validação cruzada k=5 no desenvolvimento.

Modelamos cada propriedade de forma independente com uma MLP (feedforward) em TensorFlow/Keras. O tuning explorou combinações de hiperparâmetros (número de camadas e neurônios, funções de ativação ReLU/Tanh/LeakyReLU, dropout 0–0,1, otimizadores Adam/SGD, taxa de aprendizado 10^{-1} – 10^{-3} e batch size 4–8). O treinamento utilizou MSE como função de perda, com Early Stopping e ReduceLROnPlateau para controlar sobreajuste e estabilizar a convergência. A seleção final por propriedade considerou o melhor desempenho médio na validação e foi confirmada no conjunto de teste por MSE, RMSE, MAE, R² e MAPE, acompanhada de análise de paridade (previsto vs medido) e resíduos para verificar padrões sistemáticos de erro.

RESULTADOS

Os modelos apresentaram desempenho elevado para a densidade ($R^2 = 0,841$; RMSE = 0,020; MAE = 0,015; MAPE ≈ 1,79%), em linha com a teoria: por variar em faixa relativamente estreita e relacionar-se à composição global (API), a densidade é bem aproximada por MLPs. Para viscosidade a 20 °C, obteve-se $R^2 = 0,741$ (RMSE = 32,153; MAE = 18,507), evidenciando captura parcial da não linearidade típica do sistema; entretanto, a MAPE elevada (≈ 207%) indica desalinhamento de escala e forte dispersão dos valores de referência, sugerindo uso de transformações logarítmicas (p. ex., Lei de Walther) em versões futuras do modelo.

Em ponto de fluidez, o ajuste foi baixo ($R^2 = 0,098$; RMSE = 21,051; MAE = 14,775) e a MAPE torna-se não aplicável/instável por envolver divisões por valores próximos de zero, o que é coerente com a natureza termo-reológica do fenômeno (cristalização de parafinas e dependência da história térmica). Para cera, observou-se desempenho intermediário ($R^2 =$

0,263; RMSE = 3,065; MAE = 2,617; MAPE \approx 75%), e para asfaltenos houve R² = 0,672 (RMSE = 0,313; MAE = 0,251), porém com MAPE muito alta (\approx 2.918%) devido a alvos de baixa magnitude — caso em que a MAPE deixa de ser robusta teoricamente.

A viscosidade a 50 °C apresentou R² = -6,955 (RMSE = 56,439; MAE = 20,418; MAPE \approx 86%), indicando baixa capacidade de generalização nesse recorte; hipóteses plausíveis incluem faixa dinâmica comprimida em temperaturas elevadas, incompatibilidade de escala entre preditores e alvo e sensibilidade ao ruído de medição. Em termos práticos, os achados viabilizam o uso das RNAs para densidade e indicam potencial para viscosidade a 20 °C mediante melhor tratamento de escala; já ponto de fluidez, cera e asfaltenos refletem maior complexidade físico-química e demandam descritores compostionais/reológicos adicionais e ampliação da base de dados.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo de desenvolver, otimizar e validar RNAs para estimar propriedades de óleos foi atingido parcialmente: obteve-se desempenho consistente para densidade e potencial para viscosidade a 20 °C mediante melhor tratamento de escala; já ponto de fluidez, cera e asfaltenos apresentaram acurácia limitada, e a viscosidade a 50 °C não mostrou capacidade de generalização adequada. Na prática, os resultados viabilizam triagem rápida de amostras e apoio ágil a simulações de escoamento, reduzindo tempo e custo de rotina, desde que as previsões sejam usadas como complemento aos ensaios laboratoriais.

Para aumentar a robustez dos modelos, recomenda-se ampliar a base de dados além dos 104 óleos e enriquecer os preditores com descritores compostionais e reológicos; aplicar transformações adequadas de escala (especialmente para viscosidades), ajustar funções de perda menos sensíveis a outliers e avaliar incertezas por meio de ensembles ou abordagens bayesianas. Propõe-se ainda validação externa entre bacias e padronização de procedimentos de medição para mitigar ruído nos alvos. Com essas melhorias, espera-se elevar a precisão nas propriedades críticas e ampliar o domínio de aplicabilidade dos modelos em contexto de engenharia de petróleo.

Palavras-chave: redes neurais artificiais; propriedades de óleo; densidade; viscosidade; asfaltenos; cera; ponto de fluidez; engenharia de petróleo.

DADOS CADASTRAIS

BOLSISTA: Willian Pereira Teixeira

MODALIDADE DE BOLSA: PROBIC/UDESC

VIGÊNCIA: 09/2025 a 05/2026 – 9 meses

ORIENTADOR(A): Luiz Adolfo Hegele Junior

CENTRO DE ENSINO: CESFI

DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO -
CESFI/UDESC (Balneário Camboriú)

ÁREAS DE CONHECIMENTO: Engenharias / Engenharia Naval e Oceânica

TÍTULO DO PROJETO DE PESQUISA: SUBJET | Modelagem física e numérica de jato
submarino de óleo baseada em experimentos.

Nº PROTOCOLO DO PROJETO DE PESQUISA: