

APLICAÇÃO DA RESSONÂNCIA MAGNÉTICA NUCLEAR NA DETERMINAÇÃO DA VISCOSIDADE DE PETRÓLEOS

Paulo Frederico de Oliveira Ramos^{a*}, Etelvino Henrique Novotny^b, Leonardo T. Collares^c, Rodrigo Bagueira de Vasconcellos Azeredo^{c*}

^aCentro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguêz de Mello - Petrobras,

^bEmbrapa Solos, ^cDepto. de Química Orgânica – I.Q. - Universidade Federal Fluminense

*paulo.GORCEIX@petrobras.com.br

Keywords Relaxometry; oil viscosity; chemometrics

A perfilagem de poços é uma técnica de investigação *in situ* das propriedades permoroposas das formações portadoras de hidrocarbonetos (rochas reservatório) e físico-químicas de seus fluidos saturantes (óleo, gás e água). Dentre as diversas técnicas de perfilagem existentes, a Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é uma das mais importantes. Um dos parâmetros de grande interesse que a ferramenta de RMN pode fornecer é a viscosidade do óleo presente na formação. No entanto, como se trata de uma técnica indireta de medição, a interpretação dos registros de perfis de RMN depende da elaboração de modelos matemáticos para correlacionar a resposta obtida com a propriedade que se deseja medir.

O objetivo do trabalho é desenvolver modelos de previsão da viscosidade, para aplicação na interpretação dos dados de perfilagem por RMN, a partir de medidas laboratoriais de RMN de ¹H de amostras de óleo morto, explorando o potencial de ferramentas da estatística multivariada, tais como PCA e PLS.

O trabalho experimental foi realizado no Laboratório de Petrofísica Especial pertencente à Gerência de Tecnologia de Reservatórios e Avaliações do CENPES/Petrobras. Setenta e duas amostras de óleo morto oriundas de diferentes reservatórios brasileiros foram selecionadas para esse estudo. As medidas dos tempos de relaxação T_1 e T_2 de ¹H foram realizadas a 45°C num espectrômetro de bancada MaranUltra (Oxford Instruments), operando com um magneto permanente de 460 Gauss e sonda de 52mm com gradiente em y, equipada com sistema *homemade* de temperatura variável. As amostras de 25 g de óleo, foram igualmente posicionadas e a sintonia da sonda verificada antes de cada medida. Nas medidas de T_2 foi empregando a técnica CPMG (Carr Purcell Meiboom Gill) com espaçamento entre os ecos de 200µs. Foram adquiridos 32 transientes e 8.192 ecos, dos quais apenas os ecos pares foram utilizados. Nas medidas de T_1 foi empregada a técnica de Inversão-Recuperação com a aquisição de 32 pontos logaritmicamente espaçados entre 50µs e 5s. Para cada ponto foram adquiridos 8 transientes. Em ambas as técnicas, foram empregadas um tempo de espera de reciclagem de 12s.

Figura 1 - Viscosidade experimental η_{exp} versus a estimada η_{est} . (a) PLS e Morris; (b) PLS e LaTorraca e; (c) PLS e Bryan.

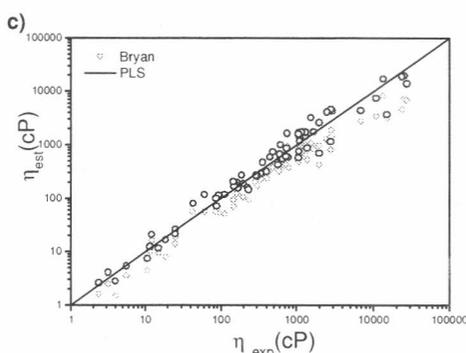
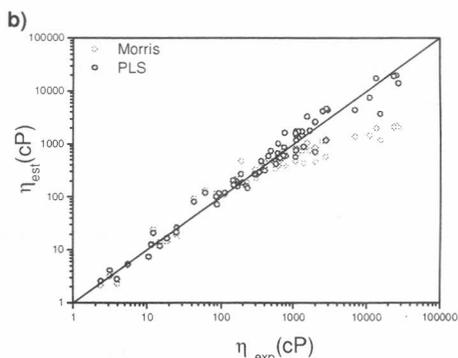
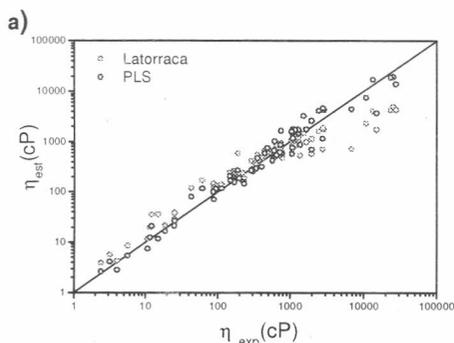


Tabela 1 - Principais indicadores estatísticos para modelos de predição de viscosidade.

| Var. X | R ² | MAPE (%) |
|--------------------|----------------|-------------|
| Morris | 0,951 | 40,5 |
| LaTorraca | 0,961 | 45,8 |
| Bryan | 0,984 | 41,4 |
| PLS T ₂ | 0,982 | 29,8 |

Na fig.1 foram comparados os desempenhos dos modelos desenvolvidos para viscosidade com os demais modelos empregados na interpretação de perfis de RMN. Os resultados das estimativas de viscosidade empregando os modelos de Morris¹, LaTorraca² e Bryan³ foram confrontados com os obtidos através dos modelos de regressão PLS.

Com base nos erros percentuais MAPE (erro percentual médio de previsão) enumerados na tabela 1 torna-se evidente a maior exatidão do modelo obtido por regressão PLS.

O presente trabalho demonstrou o emprego de ferramentas de estatística multivariada na elaboração de modelos de predição de viscosidade de óleos a partir de medidas de RMN de amostras de óleo morto. Quando comparados aos demais modelos univariados difundidos literatura, os resultados alcançados mostram uma melhoria significativa, com erros de predição cerca de 25% menores. Foi demonstrado que modelos ainda mais acurados podem ser obtidos diretamente das curvas de relaxação.

Referências:

1. Morris, C.E.; Straley, C. et al; *The Log Analyst*, **1997**, 44-59.
2. LaTorraca, G.A. et al; *In: SPWLA 40th Annual Logging Symposium*, **1999**, Oslo.
3. Bryan, J., et al; *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **2005**, 8(1), 44-52.

PETROBRAS