

AVALIAÇÃO DE MODELOS DE PREDIÇÃO DE ESTABILIDADE E COMPATIBILIDADE DE PETRÓLEOS

Lyzette Gonçalves Moraes de Moura (PPGQuim/UFMA); Maria de Fátima Pereira dos Santos (CENPES/PETROBRAS); Evaldo López Zílio (CENPES/PETROBRAS); Marlus Pinheiro Rolemberg (DETQI/UFMA); Antonio Carlos da Silva Ramos (DETQI/UFMA)

INTRODUÇÃO

Asfaltenos são frações de petróleo de massa molar elevada, constituídas principalmente por anéis aromáticos policondensados, cadeias alifáticas laterais, além de heteroátomos, como nitrogênio, oxigênio e enxofre, e metais como vanádio e níquel, que podem estar presentes em pequenas quantidades ^[1].

Existem inúmeros problemas associados aos asfaltenos e que podem ocorrer em várias etapas da produção, reduzindo a produtividade e aumentando os custos, tais como floculação; formação e estabilização de emulsões e espumas; alterações na molhabilidade original da rocha reservatório; e deposição, entre outros ^[2].

Um petróleo é considerado *estável* quando apresenta nenhuma ou baixa tendência à formação de depósitos asfálticos; caso exista precipitação ou alta tendência a que a mesma ocorra, o petróleo é considerado *instável*. Por outro lado, petróleos ou frações de petróleos são definidos como *compatíveis* quando a mistura entre eles é capaz de manter os asfaltenos presentes em suspensão; quando a precipitação ocorre, os petróleos da mistura são denominados *incompatíveis* ^[3].

Estabilidade e compatibilidade estão relacionadas a diversos fatores, que incluem composição, pressão, temperatura e que podem variar de um petróleo para outro, embora nem todos sejam susceptíveis à deposição, e, aparentemente, o percentual de asfaltenos não represente um fator determinante da precipitação ^[4].

Com a constante identificação de novos campos de exploração e a expansão da indústria petroquímica, observa-se um aumento na necessidade de modelos capazes de prever com maior confiabilidade quais petróleos poderiam ser misturados sem prejuízos para a estabilidade dos asfaltenos.

Dentre os principais modelos que têm sido desenvolvidos e aplicados ao estudo da estabilidade de petróleos puros e da compatibilidade entre petróleos/frações, podem ser citados o Tolueno Equivalente (*TE*), o Índice de Instabilidade Coloidal (*IIC*) e o Parâmetro P, que representam modelos inicialmente desenvolvidos para a predição da estabilidade de petróleos e posteriormente aplicados para a determinação de compatibilidade. Por outro lado, o modelo I_N/S_{BN} foi desenvolvido e tem sido aplicado apenas para a previsão da compatibilidade entre petróleos.

Neste trabalho, procura-se avaliar a eficiência desses modelos na predição da estabilidade/compatibilidade de petróleos puros e misturas de petróleos de diferentes origens.

RESULTADOS PARCIAIS

No desenvolvimento deste trabalho foram avaliadas amostras de petróleos provenientes de diferentes campos brasileiros e amostras de frações de um mesmo petróleo. A ausência de asfaltenos precipitados foi adotada como critério para classificar os petróleos puros como estáveis, e as misturas entre petróleos como compatíveis.

Para a implementação de parte dos modelos, com exceção do IIC, é necessária a determinação do início de precipitação (IP) dos asfaltenos, que é obtido adicionando-se n-heptano ao petróleo puro até que ocorra a precipitação dos asfaltenos. Em parte dos

petróleos avaliados não foi possível obter essa medida e, conseqüentemente, não se conseguiu analisar a eficiência desses modelos na predição da estabilidade/compatibilidade de petróleos puros e misturas de petróleos. Admitindo todo o universo de amostras, o percentual de petróleos estáveis é de 97%, enquanto que se considerarmos apenas os petróleos em que foi possível determinar o IP, o percentual de petróleos estáveis é de 95%.

Os resultados apresentados nesta seção para do modelo IIC são relativos ao total de amostras avaliadas experimentalmente, enquanto resultados dos modelos TE, Parâmetro P e I_N/S_{BN} referem-se apenas aos petróleos que apresentam precipitação em presença de n-heptano e aos binários compostos pelos mesmos.

Segundo o modelo IIC, nenhum dos petróleos puros seria estável, discordando das observações experimentais. De acordo com o TE, todos os petróleos puros seriam estáveis, o que representa 95% de acertos do mesmo em relação ao comportamento experimental. Em relação ao Parâmetro P, 89% dos petróleos puros seriam estáveis, o que significa um acerto de 84% na predição.

Para a análise da compatibilidade também foram considerados dois grupos de dados de misturas binárias. Considerando o total de sistemas, 62% das misturas avaliadas são compatíveis; para o grupo de sistemas em que foi possível determinar o IP, o percentual de misturas compatíveis foi de 83%.

De acordo com o modelo IIC, nenhum dos sistemas seria compatível, o que representa 38% de acerto na predição. Para os demais modelos, a predição da compatibilidade foi a mesma: todas as misturas avaliadas são compatíveis, o que representa 83% de acerto nas predições.

Os modelos TE, Parâmetro P e I_N/S_{BN} apresentam como principal limitação a impossibilidade de aplicação a sistemas envolvendo amostras que não apresentam precipitação mediante o acréscimo de n-heptano; por outro lado, mesmo nos sistemas passíveis de análise, a predição não foi eficiente, representando apenas os dados experimentais de compatibilidade. O modelo IIC, embora não apresente a mesma limitação dos demais, não apresentou resultados satisfatórios, expressando apenas os dados experimentais de incompatibilidade.

CONCLUSÕES PARCIAIS

Os modelos clássicos de predição de estabilidade e compatibilidade de petróleos mostraram-se pouco eficientes na análise dos sistemas envolvendo os petróleos brasileiros considerados neste estudo, necessitando de um estudo mais profundo para aprimoramento ou desenvolvimento de novos modelos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] VICENTE, *et al.*, Fluid Phase Equilibria, 239, 10-106, 2006.
- [2] RAMOS, A. C. S., Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, 2001.
- [3] HOLMES, J. W. e BULLIN, J. A., Hydrocarbon Processing, 101-103, 1983.
- [4] HAMMAMI *et al.*, Energy & Fuels, 14, 14-18, 2000.

Agradecimentos: CAPES, PETROBRAS, UFMA, LAPCAP, LPQIA