

AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE MISTURAS DE PETRÓLEO EM CONDIÇÕES DE POÇO.

RAPHAEL FREIRE DE MELLO BISNETO¹; DARCI ALBERTO GATTO²;
ANTÔNIO CARLOS DA SILVA RAMOS³

¹Universidade Federal de Pelotas – raphaelfreire89@gmail.com

²Universidade Federal de Pelotas – darcigatto@yahoo.com

³Universidade Federal de Pelotas – akarlross@yahoo.com

1. INTRODUÇÃO

A Garantia de Escoamento na área da Engenharia de Petróleo atua como um conjunto de atividades de previsão, prevenção, mitigação e remediação de depósitos orgânicos e outros fenômenos que reduzem a capacidade do escoamento de um sistema de produção (Atividades de E&P., 2015).

Um dos métodos utilizados para melhorar o escoamento em reservatórios consiste na injeção de petróleos ou fluidos, a fim de se obter uma mistura menos viscosa. Dessa forma, conhecer o comportamento de misturas de petróleo em condições de reservatório se torna fundamental, uma vez que essa mistura pode favorecer a precipitação de asfaltenos e outros fenômenos que acabam por inviabilizar a produção do reservatório.

Nesse contexto, visando verificar a capacidade de uma determinada mistura em manter os asfaltenos solúveis, isto é, a compatibilidade entre petróleos, vem-se utilizando equações nas quais o parâmetro de solubilidade de Hildebrand (CASTRO, RAMOS, *et al.*, 2009) constitui o principal argumento de entrada dos modelos. Contudo, ainda não se dispõe de metodologias adequadas que permitam a determinação experimental deste parâmetro nas condições de poço.

Sendo assim, tem-se como objetivo avaliar o comportamento de misturas de petróleo em condições de poço e comparar estas com as misturas em condições ambiente.

2. METODOLOGIA

Foram utilizados dois petróleos de origem brasileira designados nesse trabalho de petróleos A e B, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Dados dos petróleos A e B.

	PETRÓLEO A	PETRÓLEO B
MASSA ESPECÍFICA (g/cm ³)	0,933	0,8108
IP (g/mL)	3,2	-
PARÂMETRO DE SOLUBILIDADE (MPa ^{1/2})	19,5	15,7

O início de precipitação dos asfaltenos (IP) foi determinado através de microscopia ótica pela adição de um agente floculante (n-heptano) e é reportado como a menor quantidade de n-heptano necessária para induzir a precipitação dos asfaltenos por massa de petróleo (mL/g). O resultado representa uma média de três experimentos independentes.

A massa específica dos petróleos foi determinada conforme procedimento técnico ASTM D278.

O parâmetro de solubilidade dos petróleos foi calculado a partir dos dados de IP para o petróleo A e para mistura 50% em peso entre os petróleos A e B conforme procedimento descrito em Ramos *et al.* 2009.

A incompatibilidade da mistura entre os petróleos A e B foi determinada de acordo com a regra de misturas (Equação 1) e assumindo o valor de 16,2 MPa^{1/2} para o parâmetro de floculação dos asfaltenos.

Equação 1 - Equação do Parâmetro de Solubilidade de Hildebrand da mistura.

$$\delta_m = \sum_i^n \delta_i \phi_i \quad (1)$$

Em que:

i – Componente;

n – Número total de componentes;

ϕ_i – Fração molar do componente (aproximada para fração volumétrica);

δ_i – Parâmetro de solubilidade de Hildebrand;

δ_m - Parâmetro de solubilidade de Hildebrand da mistura.

Para avaliação do comportamento do parâmetro de solubilidade em função da temperatura e pressão foram tomadas dados de substâncias como referência, como o clorobenzeno (*Eslamimanesh et al.* 2010).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através da regra das misturas, foi definida a compatibilidade entre os petróleos A e B com as frações volumétricas variando de 0,05.

Como visto em *Eslamimanesh et al.* 2010, o valor do parâmetro de solubilidade sofre um decréscimo com o aumento da temperatura e com o aumento da pressão acima de 200 bar. No estudo, levou-se em consideração o Campo de Namorado com temperatura em média de 363 K e pressão de 335 bar (SILVA, PORTUGAL e VIDAL, 2010), faz-se uma projeção do novo valor de parâmetro de solubilidade para os petróleos A e B a partir do comportamento do clorobenzeno.

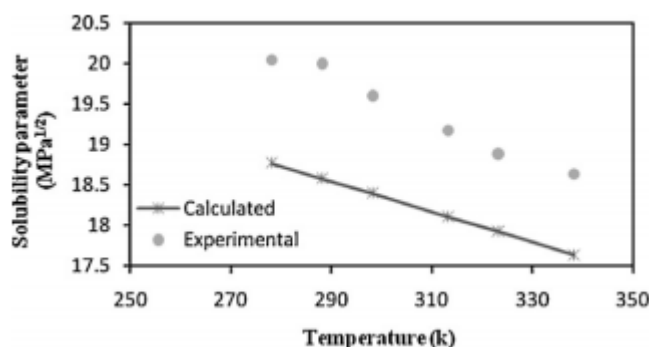


Figura 1 - Variação do parâmetro de solubilidade com o aumento da temperatura e da pressão acima de 200 bar. Fonte *Eslamimanesh et al.* 2010

Tabela 2- Valores do parâmetro de Solubilidade em condições de reservatório.

Em condições de reservatório	PETRÓLEO A	PETRÓLEO B
MASSA ESPECÍFICA (g/cm ³)	0,933	0,8108
IP (g/mL)	3,2	-
PARÂMETRO DE SOLUBILIDADE (MPa ^{1/2})	18,3	14,5

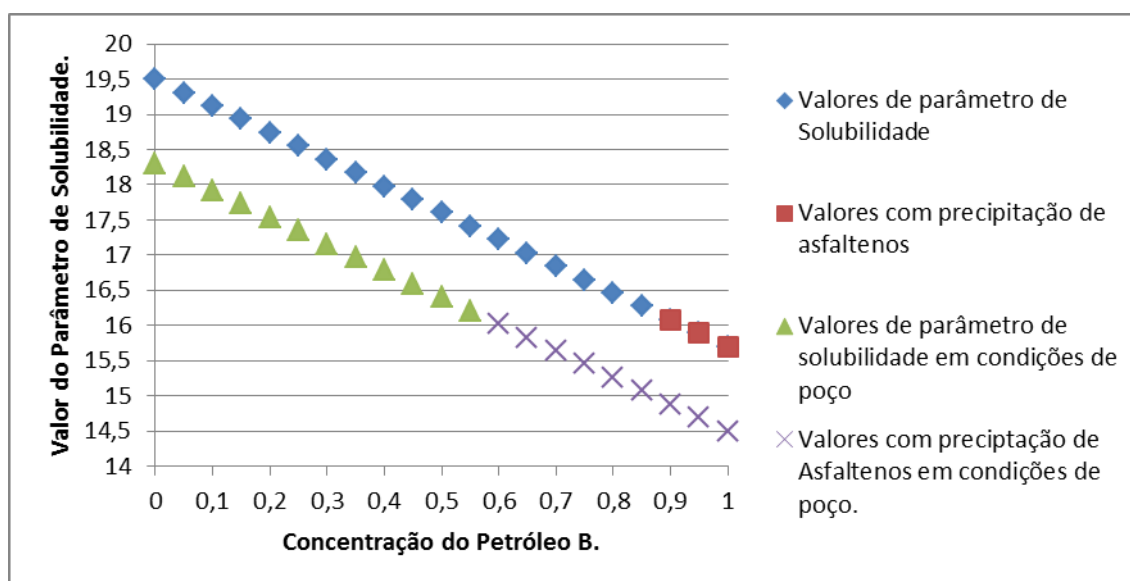


Figura 2 - Variação do parâmetro de solubilidade em condições ambientais e em condições de poço.

Pode-se observar que em condições ambientes, para valores de até aproximadamente 0,85 do petróleo B, a mistura apresenta compatibilidade. Para valores maiores, a mistura apresenta incompatibilidade e logo ocorrerá precipitação de asfaltenos.

Já em condições de poço, a incompatibilidade da mistura acontece em uma fração menor do petróleo B quando comparado em condições ambientes a partir de 0,55. Isto ocorre pelo fato do parâmetro de solubilidade de Hildebrand diminuir com o aumento da temperatura e da pressão.

4. CONCLUSÕES

Após a análise do comportamento da mistura dos petróleos A e B em condições de poço, torna-se evidente a importância desta, uma vez que, a modelagem sobre a compatibilidade é intensamente afetada com a alteração do parâmetro de solubilidade em função da temperatura e da pressão. Dessa forma, uma mistura que em condições ambiente se apresenta compatível, quando levada para condições de poço pode passar a apresentar incompatibilidade, causando assim a inviabilidade do projeto.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CASTRO, A. K. D.; RAMOS A.C.S. Determinação de parâmetros de solubilidade de Hildebrand em. **Sociedade Brasileira de Química**, Rio de Janeiro, 2009.

ESLAMIMANESH,A. Estimation of solubility parameter by the modified ER equation of state. **Fluid Phase Equilibria**, Shiraz. 141 - 150,2010.

QGE&P. **Atividades de E&P**. Queiroz Galvão, Rio de Janeiro, 2015. Acessado em 30 jul. 2016. Online. Disponível em: <http://www.qgep.com.br/static/ptb/garantia-de-escoamento-e-elevacao-artificial.asp?idioma=ptb>.

SILVA, E. P. A. D.; PORTUGAL, R. D. S.; VIDAL, A. C. Modelagem avo - estudo de caso em um poço no Campo de Namorado. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v. 28, n. 2, Junho 2010.