

Implicação do uso de inibidores de hidratos em novos cenários de campos de petróleo: efeito *salting out* em águas produzidas

Anderson A. Rocha¹ (PQ)*, Priscilla M. de Souza¹ (IC), Aline D. Gonçalves¹ (PG), Raiana T. de Oliveira¹ (IC), Gabrielle G. P. Nunes¹ (IC), Maria C. M. Bezerra² (PQ), Ana Carolina S. da Costa¹ (IC)
*araujo20002000@yahoo.com.br

¹UFF - Instituto de Química, Outeiro São João Batista, s/n, Campus Valonguinho, Niterói, Rio de Janeiro, 24020-150.

²CENPES –Petrobras, Centro de Pesquisa Leopoldo A. Miguez de Mello, Cidade Universitária, RJ.

Palavras Chave: solubilidade de NaCl, inibidor de hidrato, *salting out*

Introdução

As condições adversas (longos percursos, elevada salinidade da água de formação, variações de pressão e temperatura) no novo cenário petrolífero de campos subsal poderão favorecer a ocorrência de inconvenientes como: hidratos de gás, incrustação inorgânica, corrosão, entre outros.

Dentre estes, a prevenção da formação de hidratos de gás é realizada com a utilização de inibidores, tais como etilenoglicol, metanol e etanol,¹ os quais alteram a atividade da água diminuindo a quantidade de água livre e, conseqüentemente, a formação de hidratos no sistema. No entanto, a presença destes solventes no fluido produzido influenciará o equilíbrio de solubilidade de sais inorgânicos em função das propriedades físico-químicas do solvente².

O presente trabalho avaliou o efeito *salting out* (NaCl) na presença de diferentes inibidores de hidratos, simulando temperaturas ao longo do processo de produção. A técnica de titulação potenciométrica foi utilizada para determinar cloreto nas soluções saturadas. Em amostras de campo, foi estudada a compatibilidade entre inibidores de hidrato e água de formação.

Resultados e Discussão

Inicialmente, foi avaliado o efeito *salting out* em soluções, as quais receberam incrementos de cloreto de sódio, considerando as seguintes variáveis: tipo de inibidor (etilenoglicol, etanol, metanol), concentração de inibidor (0, 20, 50 e 80%) e temperatura de ensaio (5, 25 e 80°C).

Observada a supersaturação do sistema, foi determinada a concentração de cloreto no sobrenadante do mesmo, a partir de titulação potenciométrica (Metrohm®). Os resultados obtidos são apresentados na figura 1 (gráfico de bolhas). Os dados estão dispostos em função das temperaturas e % de solvente, sendo o diâmetro da bolha proporcional à concentração de cloreto determinado (valores em destaque no gráfico, em mol/L).

Nota-se que em maiores concentrações de inibidor de hidrato a solubilidade de NaCl é baixa, e por esta razão, o teor de cloreto determinado em 80% de inibidor (0,043 - 0,188 mol.L⁻¹) é menor do que nos demais percentuais estudados. Os inibidores não sofrem alteração significativa de comportamento mediante a variação da temperatura.

Em amostras de campo, o ensaio foi realizado com sucessivas adições de inibidor de hidrato. Por exemplo, para a amostra W₀ ([Cl⁻] = 4,8 mol.L⁻¹), tanto em 5 como em 25°C, com adição de metanol foi observado o efeito *salting out* na presença de 38% do solvente. Já para etanol a formação de cristais de NaCl ocorreu mediante 29% do solvente em solução. A tolerância ao maior percentual de solvente sem ocorrer *salting out*, quando comparado aos ensaios de referência, pode ser justificado pela existência de outros cátions e ânions (maior força iônica) na amostra real.

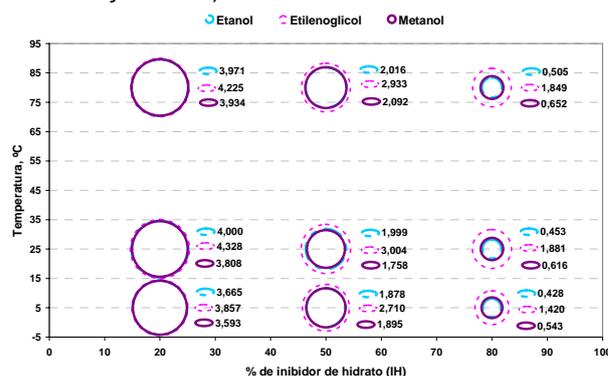


Figura 1. Concentração de cloreto (mol.L⁻¹) nas soluções saturadas com NaCl em função da variação da temperatura e da concentração de inibidor.

Conclusões

Apesar de evitar a formação de hidratos de gás, o uso dos inibidores em cenários petrolíferos com água de alta salinidade poderá provocar efeito *salting out*. A variável concentração de inibidor apresentou maior influência que a temperatura sobre a solubilidade de cloreto de sódio.

Nos testes de referência, etanol e metanol apresentaram comportamento semelhante, enquanto que etilenoglicol resultou em menor tendência sobre esse efeito. Já em amostras de campo, os inibidores de hidrato metanol e etanol apresentaram efeitos distintos, sugerindo haver outros fatores influentes no fenômeno *salting out*, como por exemplo, a força iônica.

Agradecimentos

Petrobras, pelo apoio financeiro

¹ Sandengen, K., et al., *J. Chem. Eng. Data*, **2006**, 51, 443-447.

² Pinho, S.P. et al., *Fluid Phase Equilibria*, **1996**, 116, 209-216.