

Influência dos componentes da matriz de água de formação na quantificação de inibidores de incrustação pela reação com Hyamina

Maurício C. Matheus^{1*} (IC), Anderson A. Rocha¹ (PQ), Maria Carmen M. Bezerra² (PQ), Lizandra M. Nogueira¹ (IC), Ingrid da S. Alves¹ (IC)

¹UFF - Universidade Federal Fluminense, ²CENPES - Petrobras, *mauriciomatheus@id.uff.br

Palavras Chave: Hyamina, inibidor de incrustação, cloreto de benzetônio, coacervação, incrustações inorgânicas

Introdução

A água de formação presente nas rochas-reservatório, produzida junto ao petróleo, é uma complexa matriz salina composta majoritariamente por cátions de metais alcalinos e alcalinos terrosos, na forma de cloretos. A precipitação de sais inorgânicos (principalmente BaSO₄ e CaCO₃) pode comprometer o processo de produção petrolífero. Inibidores de incrustação são utilizados no âmbito de remediar esse problema e, algumas classes químicas, podem ser quantificadas por meio de reação com o surfactante catiônico Hyamina 1622.

A interação entre inibidor e Hyamina provoca turbidez no meio, que pode ser medida e correlacionada à concentração residual de inibidor. Entretanto, Souza *et al.*¹ sugerem pré-tratamento na amostra para separar analito de sua matriz, devido a resultados não esperados em matrizes com teor de NaCl acima de 2,5% p/v (0,43 M).

O propósito deste trabalho é avaliar como cada componente da água de formação pode vir a interagir na quantificação do inibidor com Hyamina.

Resultados e Discussão

Usualmente, a determinação do inibidor de incrustação se dá através da reação com 0,5 g/L de Hyamina (1,12 mM), em presença de citrato de sódio (0,33% p/v, 12,8 mM), condição na qual a Hyamina se encontra acima da Concentração Micelar Crítica (CMC). Nesse sentido, os testes foram conduzidos em tal meio reacional.

A interação entre inibidor e Hyamina pode ser sugerida como um processo de coacervação², pois se tratam de duas macromoléculas capazes de realizar interações eletrostáticas interativas entre si, porém não suficientes para formação de precipitado. Além disso, a presença de eletrólitos pode induzir coacervação³ da Hyamina e, consequentemente, interferir na quantificação do inibidor de incrustação. Em função disto, a interação entre Hyamina e os principais constituintes da água de formação foi avaliada em variadas concentrações, levando em consideração o trabalho de Souza *et al.*¹.

A Figura 1 apresenta as concentrações a partir das quais se observa o fenômeno de coacervação para os sais característicos da água de formação, com exceção de bário e estrôncio. Para estes cátions, houve precipitação com o reagente citrato.

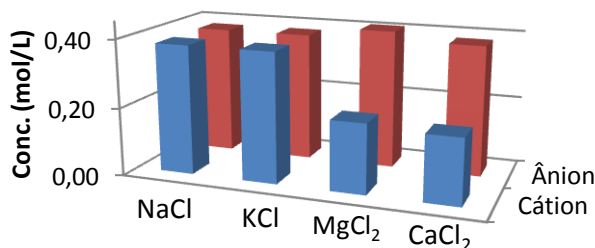


Figura 1. Indução de coacervação para sais presentes na água de formação.

Os resultados indicam que, independente do cátion presente, o fenômeno de coacervação ocorre praticamente no mesmo teor de ânion, sugerindo que a presença do cloreto reduz o grau de ionização micelar e aumenta o número de agregação da Hyamina, promovendo a suspensão coloidal.

Se considerada a faixa de concentrações típicas para águas de formação (Tabela 1), constata-se que somente os íons sódio, cloreto e cálcio é que poderão estar em teores que induziriam a coacervação, podendo comprometer a quantificação direta do inibidor pelo método com Hyamina.

Tabela 1. Concentrações (mM) típicas de componentes majoritários de águas de formação.

Na ⁺	K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	Cl ⁻
870 a 3000	2,6 a 100	13 a 100	20 a 360	0,14 a 3,6	2,3 a 40	950 a 4900

Conclusões

Se por um lado, a presença de eletrólitos favorece a diminuição da CMC, condição *sine qua non* para a interação adequada entre inibidor e Hyamina, um excesso de cloreto no meio poderá induzir a coacervação, comprometendo sua quantificação.

O conhecimento da composição química da matriz salina é de fundamental importância para o planejamento da metodologia de determinação de inibidor de incrustação na água de formação. Desta forma, algumas amostras não necessitariam do pré-tratamento, representando uma redução no custo e tempo necessários para aplicação da metodologia.

Agradecimentos

Petrobras, pelo apoio financeiro.

¹Souza, P. M. *et al.*, Pôster QA-180, 2009, 32ª Reunião Anual da SBQ.

²Yazdi, Ali S. *Trends in Anal. Chem.* 2011, Vol. 30, No. 06.

³Cohen, I., Economou, P., *The J. of Phys. Chem.*, 1964, Vol. 68, No. 10.