

Quantificação de inibidores de incrustação em água produzida dos campos de petróleo utilizando o reagente Hyamina 1622

Priscilla M. de Souza (IC)*, Ariane de C. Coelho (IC), Filipe C. Ferreira (IC), Anderson A. Rocha (PQ)

Universidade Federal Fluminense. Instituto de Química. Outeiro São João Batista s/n. Niterói. RJ. CEP 24020-141.

*magalhaesdesouza@gmail.com

Palavras Chave: Inibidor de Incrustação, Hyamina 1622, Pré-tratamento, Água produzida.

Introdução

A presença de água e as mudanças termodinâmicas durante a produção do petróleo podem favorecer a formação de sais inorgânicos (por exemplo, CaCO_3) e, o acúmulo destes ocasiona a deposição de incrustação em válvulas, dutos e outras facilidades, comprometendo a eficiência de obtenção do mesmo.

Uma forma de evitar a precipitação é através do uso de inibidores de incrustação. Sua aplicação pode ser feita a partir da sorção deste na rocha-reservatório. Durante a produção do petróleo, o inibidor retorna gradativamente à plataforma junto à mistura água-óleo produzida. A quantificação do inibidor remanescente é importante para verificar se a concentração está adequada à inibição.

Neste trabalho, foi estudada a aplicação do reagente hyamina para quantificar inibidores de incrustação disponíveis no mercado. A interferência da matriz salina (água produzida) foi avaliada no método e um pré-tratamento da amostra foi testado.

Resultados e Discussão

Inicialmente, foram estudadas seis classes químicas de inibidores na reação com a hyamina: ácido trietilenotetraaminhexa (metileno-fosfônico) (A), ácido fosfinopolicarboxílico (B), sulfonato de polivinila (C), ácido trietilenotetraaminpenta (metileno-fosfônico) (D), ácido polimaleico (E) e copolímero de ácido policarboxílico sulfonatado (F). O ensaio foi conduzido baseado no procedimento sugerido por Chicott *et al.*¹, com algumas alterações. O método consiste em reagir o inibidor com hyamina (5 g.L⁻¹), na presença de citrato de sódio (10%) e, após 40 minutos, mede-se a absorvância em 500 nm ($b = 1$ cm). Com exceção dos inibidores A e D, todos reagiram com a hyamina e, para estes, foram preparadas curvas analíticas na faixa de 5,0 a 20,0 mg.L⁻¹, obtendo limites de detecção que variaram entre 1,2 e 1,8 mg.L⁻¹.

A água produzida com o petróleo apresenta uma composição química característica à rocha-reservatório. O teor de salinidade pode variar significativamente entre uma formação geológica e outra. Sendo assim, estudou-se o efeito da matriz salina (figura 1) na metodologia de quantificação de inibidor de incrustação com hyamina.

32ª Reunião Anual da Sociedade Brasileira de Química

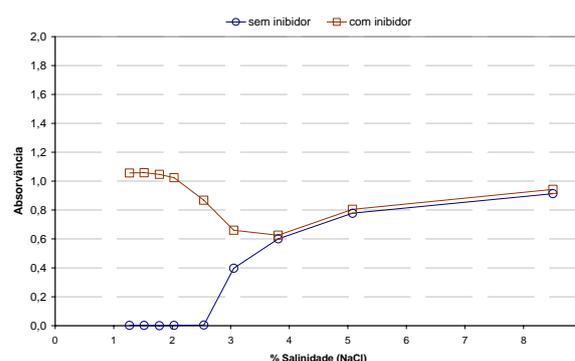


Figura 1: Quantificação do inibidor F (10 mg.L⁻¹) com reagente hyamina em diferentes teores de salinidade.

Observa-se que a salinidade do meio (a partir de 2,5% de NaCl), vai interferir na determinação do inibidor. A eliminação da interferência pode ser feita por diluição da amostra ou por pré-tratamento da mesma. Neste sentido, foi testada a extração líquido-sólido em fase reversa (sílica-C₁₈) para separar o inibidor da água produzida. A metodologia descrita por Rocha *et al.*² foi modificada, utilizando como eluente solução de citrato de sódio 10%, o próprio condicionante do ensaio com hyamina.

O fator de recuperação do pré-tratamento ficou acima de 90% (inibidor B, 10 mg.L⁻¹ em matriz de 5,5% NaCl). A repetibilidade da metodologia em amostra de campo, com 9,7% de NaCl, resultou em um desvio padrão relativo de 5,04% (16,7 ± 0,84 mg.L⁻¹; n = 3; pré-concentração de 5 vezes).

Conclusões

A quantificação de inibidores de incrustação usando hyamina demonstrou ser uma metodologia simples e com boa sensibilidade, além de ser aplicável a quatro classes de produtos disponíveis.

O pré-tratamento da amostra contendo inibidor em água produzida usando separação em fase reversa (C₁₈) e tendo como eluente solução de citrato de sódio permite a eliminação da matriz salina, o condicionamento para a reação com hyamina e a possibilidade de pré-concentração do analito.

Agradecimentos

Apoio financeiro: PETROBRAS

¹ Chicott, N.P. *et al.*, SPE 60194 2º Int. Symp. On Oilfield Scale 2000.

² Rocha, A.A. *et al.*, Microchemical Journal. 2004, 78, 65-70.