

“Embora a incrustação inorgânica de sulfato de bário não seja o tipo mais comum de incrustação, pode ser considerada bem problemática.”

Interesses Especiais:

[UNISIM](#)

[Publicações UNISIM](#)

[PSGR — Portal de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios](#)

[UNIPAR](#)

[STEP](#)

[Edições Anteriores](#)

Links:

[Unicamp](#)

[Cepetro](#)

[Dep. Eng. Petróleo](#)

[Fac. Eng. Mecânica](#)

[Ciências e Eng. de Petróleo](#)

Pós-Graduação:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [clique aqui](#).

Avaliação da Mitigação de Incrustação Inorgânica de Sulfato de Bário em Poços de Petróleo com Auxílio de Simulação Numérica

[Jordani Rebeschini](#)

Introdução

A injeção de água do mar (rica em sulfato) para manter a pressão do reservatório durante a produção pode induzir a formação de incrustação inorgânica de sulfato de bário se a água de formação contiver alto teor de bário. Embora a incrustação inorgânica de sulfato de bário não seja o tipo mais comum, pode ser considerada bem problemática pois forma rapidamente um depósito de difícil tratamento. O principal motivo é a sua baixa solubilidade nos solventes usuais, sendo possível remover a mesma somente por meios mecânicos ou pela utilização de agentes alcalinos quelantes como o EDTA (ácido etileno diamino tetraacético), o DTPA (ácido dietileno triamino pentaacético) ou os sais destes compostos como, por exemplo, sal tetrassódico do EDTA (Na_4EDTA).

A formação da incrustação inorgânica ocorre somente com o início da produção de água. Simuladores de reservatórios podem ser utilizados para prever quando e onde a produção de água é esperada e também quais os tipos de água (injetada, conata, ou do aquífero) são produzidas.

Programas de gerenciamento e controle de incrustação inorgânica podem incluir: (a) uso de inibidores, que podem controlar a formação da incrustação por inibição da nucleação e/ou alterações no processo de crescimento do cristal; (b) dissolução da incrustação já formada; (c) processos de dessulfatação (membranas de nanofiltração para remover os íons sulfato da água do mar); e (d) meios mecânicos para triturar a incrustação como operações limpa-tubos.

O objetivo deste trabalho é a modelagem do fenômeno de incrustação inorgânica de sulfato de bário, oriundo do encontro de águas incompatíveis (água do mar e de formação) num poço produtor de petróleo, e avaliar se após a remoção da incrustação inorgânica há um incremento na produção de óleo.

Metodologia e Aplicação

Para estudar o impacto do fenômeno de incrustação inorgânica do tipo sulfato de bário na produção de óleo, utilizou-se um simulador numérico de fluxo contendo a opção de traçador associado ao avanço da água do mar no reservatório. Através do modelo de simulação do campo de Namorado, incorporou-se o fenômeno de incrustação inorgânica para um poço produtor horizontal completado nos blocos $i=25$, $j=15$, 16 e 17 e $k=1$. O poço injetor associado foi completado em $i=26$, $j=13$, 14 e 15 e $k=7$. A porosidade inicial do reservatório foi de $0,26$.

O processo foi modelado através de dados experimentais da tendência de precipitação do sulfato de bário determinados por *Bezerra et al. (2004)* para o campo de Namorado em condições de reservatório a 115°C e 120 bar; definindo a taxa de deposição da incrustação por vazão de água produzida que alcança cada conexão do poço produtor. Para calcular várias taxas de deposição, utilizou-se o pior cenário que corresponde a $0,34$ kg de sulfato de bário precipitado por m^3 de água produzida, referente à fração de água do mar igual a 10% na água produzida e uma vazão média de água produzida de 5000 m^3/d . Uma consideração importante adotada é que a reação química que ocorre com a mistura das águas incompatíveis é instantânea e irreversível, logo o sulfato de bário formado não se dilui novamente.

No simulador, define-se como a quantidade presente de incrustação inorgânica depositada altera o índice de produtividade (IP) do poço. A massa depositada em torno de cada conexão é incrementada de acordo com o fluxo de água e da concentração de água do mar. Para o cálculo do impacto da incrustação inorgânica na redução da porosidade e, conseqüentemente, na permeabilidade, utilizou-se as equações de Carman-Kozeny, válida para o cálculo da queda de pressão em meios porosos homogêneos não consolidados para sistemas em regime de escoamento laminar e turbulento (*Jamiahadi et al., 2008*). O índice de produtividade do poço foi normalizado em relação ao caso sem o fenômeno de incrustação inorgânica, fornecendo a fração do IP para qualquer instante de tempo sob influência da incrustação inorgânica.

Realizaram-se simulações numéricas de fluxo considerando o cenário base, onde a deposição do sulfato de bário ocorre e representa o pior cenário em termos de produção de óleo. Posteriormente, foram realizadas simulações considerando-se operações de remoção total da incrustação inorgânica nas proximidades do poço produtor para diferentes estratégias de mitigação, com referência ao início da detecção da produção de água do poço.

Resultados e Discussões

Na Figura 1, observa-se a fração de água do mar presente na água produzida para cada completação do poço produtor. Observou-se frações de água do mar da ordem de 10 a 20% na completação mais atingida. O início da produção de água no poço ocorre em aproximadamente 1169 dias após o início de produção do reservatório.



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

Depto. Eng. Petróleo
Fac. Eng. Mecânica
Centro de Estudos de Petróleo
Univ. Estadual de Campinas
Campinas, SP

Tel: 55 19 3521-1184
Fax: 55 19 3289-4916

unisim@dep.fem.unicamp.br

existe um ponto onde a mitigação pode ser otimizada e está próximo a 3186 dias após o início de produção de água no poço produtor.

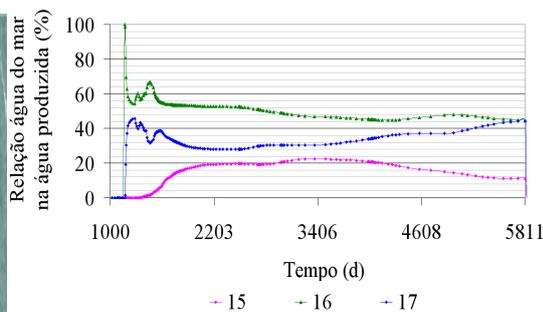


Figura 1: Fração de água do mar na água produzida em cada completção do poço produtor.

A Figura 2 apresenta a deposição do sulfato de bário por completção. A completção $j=15$ apresenta maior deposição de sulfato de bário.

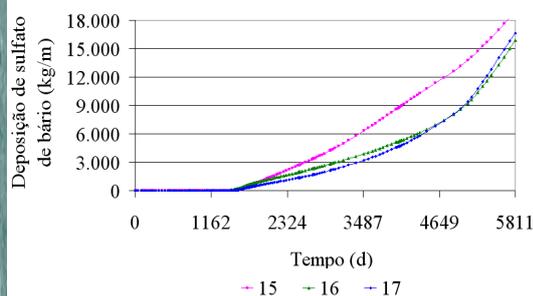


Figura 2: Deposição de sulfato de bário nas completções do poço produtor.

A redução do índice de produtividade oriunda da deposição de sulfato de bário é evidenciada na Figura 3, com uma redução de 0,40 para a completção $j=15$ e, para as completções $j=16$ e $j=17$, uma redução de 0,35 e 0,36.

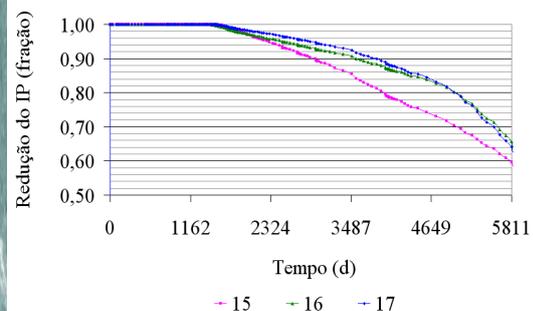


Figura 3: Redução do índice de produtividade associada às completções do poço produtor.

Na Figura 4, é mostrada a porcentagem de incremento na produção acumulada de óleo para várias estratégias de mitigação em relação ao caso base com incrustação inorgânica num horizonte de produção de 5811 dias, que corresponde ao fechamento do poço produtor. O período de tempo refere-se à remoção da incrustação após o início da produção de água no poço produtor. Verifica-se que

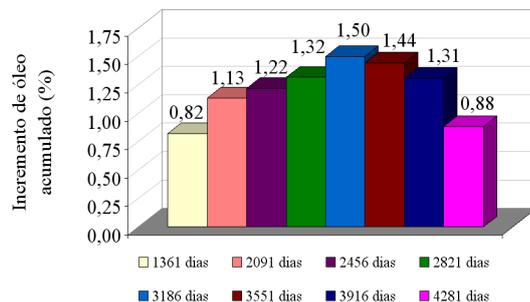


Figura 4: Incremento de óleo para várias estratégias de remoção da incrustação após o início da produção de água.

Considerações Finais

Em relação à estratégia de mitigação ficou evidenciado a viabilidade da otimização da aplicação do aditivo químico no tempo, associada com o início de produção de água pelo campo.

A análise feita para diferentes estratégias indicam que existe um período de tempo ideal a partir do qual a remoção da incrustação inorgânica deve ser feita.

A avaliação da formação da incrustação inorgânica nas completções do poço fornece uma possibilidade de análise mais detalhada de como o fenômeno pode ser mitigado. O ponto crítico ocorre quando a fração de água do mar alcança 10% do total da água produzida, resultando em maior taxa de incrustação nas proximidades do poço produtor. Obviamente, o volume de água produzida deve ser levado em conta. Esta análise mostra-se eficiente para definir o melhor momento para remoção da incrustação inorgânica.

Referências

Bezerra, M. C., Rosário, F. F., Rocha, A. A., "Assessment of Scaling Tendency of Campos Basin Fields Based on the Characterization of Formation Waters", SPE 87452, maio de 2004, Aberdeen-Reino Unido.

Jamialahmadi, M., Steinhagen, H.M., "Mechanisms of Scale Deposition and Scale Removal in Porous Media", International Journal of Oil Gas and Coal Technology, volumes 1 e 2, 2008.

Informações sobre o autor:

Jordani Rebeschini é engenheiro químico, aluno de pós-graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo na UNICAMP e trabalha na Halliburton desde 2008.

Para mais informações, visite

<http://www.dep.fem.unicamp.br/unisim>

O UNISIM é um grupo de pesquisa do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, com apoio do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios.

"O processo foi modelado através de dados experimentais da tendência de precipitação do sulfato de bário."

Oportunidades no UNISIM:

Se você tem interesse em trabalhar ou desenvolver pesquisas no UNISIM, entre em contato:

Interesse imediato em:

- Pesquisador na área de simulação, gerenciamento e caracterização de reservatórios.

Para mais detalhes, [clique aqui](#).