



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

ESTUDO DA MISTURA DE ÁGUAS INCOMPATÍVEIS ATRAVÉS DA MODELAGEM DE TRANSPORTE REATIVO NO RESERVATÓRIO

Leonardo José do N. Guimarães¹, Antonio Gens², Sebastià Olivella²

¹ Pesquisador Visitante PRH-26/ANP. Universidade Federal de Pernambuco. Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Centro de Tecnologia e Geociências, Departamento de Engenharia Civil, Cidade Universitária, CEP: 50740-530, Recife – PE, Brasil.

leonardo@ufpe.br

² Universitat Politècnica de Catalunya. Departamento de Ingeniería del Terreno, DIT-ETS, Ingenieros de Caminos, c/ Jordi Girona 1-3, 08034 Barcelona, España.

antonio.gens@upc.es

Resumo – Em operações *offshore*, deposições de minerais sulfatos podem ocorrer quando se injeta água do mar no reservatório. Quando a água do mar (rica em sulfato) mistura-se com a água da formação contendo os cátions Sr^{2+} e Ba^{2+} , minerais sulfatos irão precipitar no reservatório (danificando a matriz porosa) e no poço de produção (formando incrustações). Uma formulação totalmente acoplada, que combina o problema de transporte reativo com uma formulação termo-hidro-mecânica já existente, foi utilizada para estudar este problema. A formulação baseia-se na solução simultânea das equações de conservação de massa (das várias espécies consideradas), conservação de energia interna e conservação da quantidade de movimento (equilíbrio mecânico). Como a mistura de águas é de alta concentração salina, foi adotado um modelo semi-empírico para o cálculo dos coeficientes de atividade para o sistema Na-Ca-Ba-Sr-Mg-SO₄-Cl extrapolado para temperaturas e pressões típicas dos reservatórios. Além do dano na matriz, o modelo também é capaz de prever a composição da água produzida no poço, que frequentemente origina as incrustações no poço de produção. Na simulação, adotou-se uma formação estratificada contendo água e óleo e com grandes variações de permeabilidade entre as camadas. A análise foi capaz de reproduzir qualitativamente as principais características do problema em estudo.

Palavras-Chave: incrustação de sulfato, dano na matriz, transporte reativo

Abstract – In offshore operations, sulfate scale may form when seawater is injected into the formation during waterflooding operations. When seawater (rich in sulfate) mixes with a formation porewater containing cations Sr^{2+} and Ba^{2+} , sulfate minerals will precipitate resulting in reservoir matrix damage and scale in production well. A fully coupled formulation combining reactive transport and an existing thermo-hydro-mechanical code was used to investigate this problem. The formulation is based on the simultaneous solution of the mass balance equations (of the various species considered), energy balance equation and momentum balance equation (equilibrium). Since the fluid mixture is quite concentrated, it was adopted a virial model to calculate activity coefficients for the Na-Ca-Ba-Sr-Mg-SO₄-Cl system extrapolated to typical reservoir temperatures and pressures. Besides the matrix damage, the model is also able to predict the composition of water produced in the well, that frequently causes scale in production tubing. In the simulation, a multiphase porous medium was considered containing water and oil. A stratified formation with large variations of permeability was assumed. The analysis was able to reproduce qualitatively major features of the phenomena involved.

Keywords: sulfate scale, matrix damage, reactive transport

1. Introdução

Neste artigo estuda-se o problema da deposição de minerais nas imediações dos poços de produção quando se estimula a produção de petróleo injetando no reservatório um tipo de água (geralmente água do mar) quimicamente incompatível com a água original da formação. Quando a mistura de águas incompatíveis se dá nas tubulações do sistema de extração de petróleo, a formação de incrustações reduzirá seu diâmetro e em pouco tempo poderá estrangular totalmente o poço de produção. A deposição de minerais também pode ocorrer no reservatório, danificando a formação através da redução de porosidade e permeabilidade intrínseca do meio poroso.

Formulações de transporte reativo constituem-se numa ferramenta extremamente útil na previsão e prevenção dos problemas causados por este fenômeno. Através da modelagem numérica do processo de injeção é possível conhecer a evolução das zonas de dano no reservatório e o tipo de água produzida no poço. De fato, o primeiro passo no planejamento de um programa de remediação realmente efetivo do ponto de vista econômico consiste em identificar a localização dos depósitos de minerais e a composição dos mesmos (Crabtree et al., 1999).

A ferramenta numérica utilizada é o programa de elementos finitos CODE_BRIGTH (*COupled DEformation, BRIne, Gas and Heat Transport*). Este programa está baseado numa formulação matemática que combina uma formulação termo-hidro-mecânica já existente (Olivella et al., 1995) com as equações de transporte reativo de uma maneira totalmente acoplada (Guimarães, 2002). O CODE_BRIGTH foi desenvolvido em linguagem FORTRAN e funciona nas plataformas Windows, Unix e Linux.

Para ilustrar o problema de formação de zonas de dano no reservatório e formação de incrustações no poço de produção, é apresentado um exemplo de aplicação utilizando o código numérico. No exemplo, incrustações de sulfato ocorrem quando se injeta na formação água do mar (rica em sulfato e pobre em Ca^{2+} , Sr^{2+} e Ba^{2+}) contendo uma água da formação rica em cátions como Sr^{2+} e Ba^{2+} . Desta mistura espera-se a precipitação dos sais sulfato de estrôncio (SrSO_4) e barita (BaSO_4). Este tipo de incrustação é típica do Mar do Norte (Osborne et al., 1994) e também bastante comum na Bacia de Campos, Brasil (Silva et al., 2001).

2. Descrição da Ferramenta de Trabalho

No programa de elementos finitos CODE_BRIGTH, Olivella et al. (1995) implementou as equações de governo do problema termo-hidro-mecânico (THM) para um meio poroso deformável e multifásico. Recentemente, Guimarães (2002) implementou as equações de transporte reativo de maneira totalmente acoplada com as equações do problema THM. Deste acoplamento, originou-se uma formulação THMG (termo-hidro-mecânica e geoquímica) que tem sido amplamente aplicada a problemas da engenharia geotécnica ambiental (Gens et al., 2002). Porém, trata-se de uma formulação bastante geral de aplicação extensível a outros campos da engenharia, como é a aplicação de engenharia de petróleo apresentada neste artigo. Nas próximas seções, os módulos THM e geoquímico do CODE_BRIGTH serão resumidamente apresentados. Neste programa, todas as equações acopladas, quando discretizadas, são resolvidas simultaneamente pelo método de Newton-Raphson.

2.1. Módulo THM

As equações que governam o problema THM são as equações de continuidade (conservação) e as equações constitutivas. As equações de conservação de massa são: conservação de água e conservação de óleo. Quando o meio poroso é deformável, considera-se também a conservação da quantidade de movimento (equilíbrio mecânico). Em problemas não isotérmicos, deve-se considerar a conservação de energia interna total do meio poroso.

No exemplo de aplicação apresentado, algumas simplificações desta formulação THM foram adotadas: o meio poroso é indeformável (não se resolve o problema mecânico) e admite-se que a água injetada está na mesma temperatura do reservatório (não se resolve o problema térmico). Portanto, do módulo THM serão resolvidas apenas as equações do problema hidráulico, que são as equações de conservação de massa de água (w) e óleo (o):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_\alpha S_\alpha \phi) + \nabla \cdot (\rho_\alpha \mathbf{q}^\alpha) = f^\alpha \quad ; \quad \alpha = w, o \quad (1)$$

onde ϕ é a porosidade, ρ_α a densidade, S_α o grau de saturação e \mathbf{q}^α o fluxo volumétrico da fase α , dado pela lei de Darcy. f^α é um termo fonte/sumidouro, que na ausência de reações químicas vale zero. As incógnitas destas equações são as pressões de água (P_w) e óleo (P_o). O fluxo de Darcy vem dado por $\mathbf{q}^\alpha = -(\mathbf{k} k_{r\alpha} / \mu_\alpha) \cdot (\nabla P_\alpha - \rho_\alpha \mathbf{g})$, onde \mathbf{g} é o vetor gravidade, \mathbf{k} é o tensor de permeabilidade intrínseca, $k_{r\alpha}$ é a permeabilidade relativa (depende do fluido α) e μ_α é a viscosidade do fluido α . Outra importante equação constitutiva do problema hidráulico é a curva de retenção (ou curva capilar), que relaciona grau de saturação e pressão capilar ($S_w = f(P_o - P_w)$), sendo $S_w + S_o = 1$.

2.2. Módulo de Transporte Reativo

A formulação de transporte reativo compõe-se de duas partes principais: equações de transporte e o problema de equilíbrio químico. As equações de transporte são as equações de continuidade de massa de cada espécie química no

meio poroso. No problema de equilíbrio químico, devido à existência das reações químicas em equilíbrio local, se estabelece uma relação entre as concentrações das espécies que permite diminuir o número de graus de liberdade do problema de transporte reativo (Guimarães, 2002).

Equações de Transporte Reativo: Na formulação proposta por Guimarães (2002), várias espécies dissolvidas na fase aquosa (solutos) são transportadas através do meio poroso e reagem quimicamente com outros solutos na mesma fase (reações homogêneas) e com espécies em outras fases (reações heterogêneas). As reações homogêneas podem ser do tipo ácido/base, oxidação/redução ou de formação de complexos aquosos. As reações heterogêneas são as reações de troca catiônica e de dissolução/precipitação de minerais. Para todas se admite a hipótese de equilíbrio local. Para as reações de dissolução/precipitação de minerais também se admite a condição de cinética, já que estas reações podem ser lentas com relação aos tempos característicos de transporte. Os mecanismos de transporte de solutos considerados na formulação são: advectivo (por movimento da fase líquida), por difusão molecular e por dispersão mecânica.

As equações de transporte resultantes e as variáveis utilizadas em seu desenvolvimento se encontram resumidas na Tabela 1. As incógnitas das equações de transporte são as concentrações totais, que incluem as concentrações dos minerais precipitados em equilíbrio local e têm a conveniente propriedade de não depender das reações em equilíbrio. As variáveis dependentes presentes na equação de transporte (como a concentração total aquosa) estão relacionadas com as concentrações totais através do problema de equilíbrio químico descrito a seguir.

Equilíbrio Químico: Para calcular a concentração das espécies em equilíbrio existem duas metodologias termodinamicamente equivalentes: minimizar diretamente a Energia Livre de Gibbs ou utilizar as leis de ação de massas. Esta última é mais difundida e de implementação mais imediata. A primeira tem aplicação em sistemas químicos bastante não ideais onde se calcula o equilíbrio químico entre a solução e vários minerais coexistentes através de algoritmos de otimização. Em Guimarães (2002), adotou-se um algoritmo baseado na minimização direta da Energia Livre de Gibbs que utiliza o Método de Newton-Raphson. Sua implementação numérica está adaptada a problemas de grande dinâmica de aparição/desaparição de minerais, como é o caso da aplicação apresentada na próxima seção.

Tabela 1. Sumário das equações de transporte reativo em meio poroso multifásico.

Equação de transporte:	$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_w \rho_w U_j) + \nabla \cdot (\rho_w U_j \mathbf{q}_w + \mathbf{D}_w \nabla U_j) + R_j = 0 \quad (j = 2, \dots, N_c)$
Variáveis do problema THM:	ϕ = porosidade S_w = grau de saturação de água ρ_w = densidade da água
Variáveis do problema geoquímico:	U_j = concentração total U_{aj} = concentração total aquosa $R_j = \left(\begin{array}{l} \text{termos fonte/sumidouro devido às reações de} \\ \text{dissolução/precipitação de minerais em cinética} \end{array} \right)$
Mecanismos de fluxo das espécies na fase aquosa:	\mathbf{q}_w = fluxo de Darcy (fluxo advectivo) \mathbf{D}_w = tensor de dispersão hidrodinâmica (difusão molecular + dispersão mecânica)

3. Exemplo de Aplicação

Neste exemplo, considerou-se uma formação estratificada com grandes variações de permeabilidade entre as camadas. A consideração da estratificação do meio poroso é fundamental pois este tipo de heterogeneidade potencializa a mistura dos dois tipos de água (injetada e conata) tanto na formação como no poço de produção (Sorbie e Mackay, 2000). A geometria do problema 2D é mostrada na Figura 1 juntamente com as permeabilidades intrínsecas horizontais (\mathbf{K}_h) de cada camada. Observa-se nesta figura a existência de um aquífero na parte inferior da formação. Os poços estão completados entre as camadas 1 e 5. Considerou-se o valor das permeabilidades verticais (\mathbf{K}_v) igual a 10% das horizontais. Para toda formação adotou-se uma porosidade uniforme de 20% e para o transporte de solutos uma dispersividade longitudinal de 1m e transversal de 0,1m.

O meio poroso é multifásico contendo duas fases fluidas: água e óleo. A água por sua vez transporta espécies dissolvidas (cátions e ânions) presentes nas águas do mar (injetada) e da formação (conata). Dada a alta concentração salina da mistura de águas incompatíveis, foi adotado o modelo geoquímico proposto por Yuan e Todd (1991), que é capaz de prever quantitativamente a precipitação de minerais sulfatos para o sistema Na-Ca-Ba-Sr-Mg-SO₄-Cl extrapolado para temperaturas e pressões típicas do reservatório. Este modelo é baseado na família de modelos de Pitzer para soluções concentradas e foi implementado no módulo de transporte reativo do CODE_BRIGHT.

Na simulação numérica, injeta-se água do mar (rica em SO₄²⁻) numa formação cuja água dos poros contém os cátions Ba²⁺ e Sr²⁺. O resultado da mistura dos dois tipos de água é a precipitação dos minerais BaSO₄ e SrSO₄ (Figura 2). A água da formação corresponde à água do Campo de Forties, no Mar do Norte. As composições químicas da água da formação e da água do Mar do Norte encontram-se na Tabela 2. Entre outros, Osborne et al. (1994) relatam que estas incrustações de sulfatos são típicas do Mar do Norte. Este tipo de incrustação também é bastante comum em reservatórios brasileiros, como é o caso da Bacia de Campos (Silva et al., 2001). Na modelagem geoquímica, adotou-se a hipótese de equilíbrio local para as reações de dissolução/precipitação de minerais.

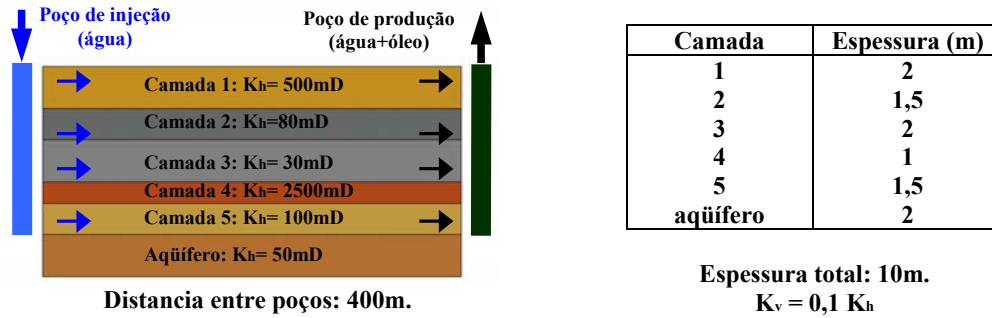


Figura 1. Geometria do problema e permeabilidades intrínsecas horizontais das diversas camadas do reservatório.

A pressão inicial de água é de 30MPa e o grau de saturação de $S_w = 0,31$ para o reservatório e $S_w = 0,77$ para o aquífero. Injeta-se a água a uma pressão de 38MPa e considerou-se no poço de produção uma pressão de fundo de poço de 30MPa. A temperatura da formação e da água injetada é constante e igual a 30°C.

A malha de elementos finitos adotada tem 8000 elementos (200x40 elementos retangulares) e para resolver os sistemas lineares do esquema iterativo de Newton-Raphson utilizou-se o algoritmo dos gradientes conjugados paralelizado para máquinas de vários processadores. As dimensões dos elementos retangulares são de 2m x 0,25m, de maneira que, no problema de transporte, o número de Peclet da malha na direção preferencial de fluxo (horizontal) é igual a 2.

Tabela 2. Tipos de águas utilizadas na simulação. Águas do Campo de Forties e do Mar do Norte (Yuan e Todd, 1991).

Especies químicas	Água da formação		Água do Mar do Norte	
	(mg/L)	(M)	(mg/L)	(M)
Na ⁺	30200	1,4412	11000	0,4961
Ca ²⁺	3110	0,0851	403	0,0104
Mg ²⁺	480	0,0217	1320	0,0563
K ⁺	430	0,0121	340	0,0090
Ba ²⁺	250	0,0020	0	0
Sr ²⁺	660	0,0083	0	0
Cl ⁻	53000	1,6401	19800	0,5790
SO ₄ ²⁻	0	0	2480	0,0268
HCO ₃ ⁻	360	0,0065	135	0,0023
Força iônica	1,7840M		0,7302M	

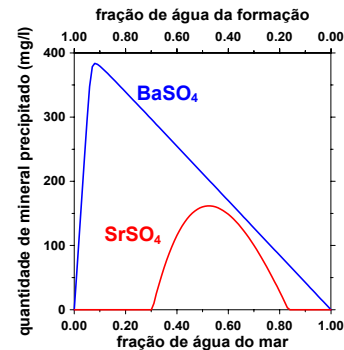


Figura 2. Precipitação dos minerais SrSO₄ e BaSO₄ quando se misturam os dois tipos de água da Tabela 2 a 25°C e 30MPa.

Ilustrando o processo de deslocamento do óleo pela água injetada, na Figura 3 pode-se ver a distribuição do grau de saturação de água no meio poroso para dois diferentes instantes da análise. Nesta figura, observa-se como o deslocamento do óleo pela água é muito mais rápido na camada 4 (a mais permeável de todas) que nas demais camadas. Portanto, a água do mar injetada na camada 4 chegará ao poço de produção antes da água injetada nas camadas menos permeáveis. Isto significa que, enquanto as demais camadas estão produzindo petróleo e água da formação, a camada 4 já poderá estar produzindo água do mar, causando a mistura dos dois tipos de água no poço de produção.

Nas Figuras 4 e 5 verifica-se para diferentes instantes como os respectivos minerais SrSO₄ y BaSO₄ precipitam mais nas imediações da camada 4 que nas demais zonas do reservatório. Nesta zona, a água do mar injetada na camada 4 escoará mais rapidamente que nas camadas adjacentes 3 e 5, difundindo-se e entrando em contato com a água da formação dessas camadas. Verifica-se que as regiões de máximas concentrações dos minerais não coincidem (ver Figuras 4b e 5b), isto porque ambos minerais competem pelo mesmo SO₄²⁻ da água do mar. Apesar de precipitarem em uma grande extensão da formação (principalmente o BaSO₄), suas concentrações são pequenas e insuficientes para promover variações significativas de porosidade e permeabilidade do meio poroso. Portanto, para este problema pode-se dizer que o modelo não prevê a ocorrência de formação de zonas de dano no reservatório devido à precipitação de minerais. Porém, é importante observar que a precipitação de minerais na formação pode alterar por completo as concentrações das espécies que participam das reações químicas, tanto na própria formação como na água produzida no poço.

Através da simulação numérica do escoamento das águas no reservatório, obteve-se a composição química da água produzida e foi possível estimar a quantidade de mineral que potencialmente pode precipitar no poço de produção (Figura 6). Para fins de comparação, realizou-se também uma simulação considerando transporte conservativo (sem reações químicas).

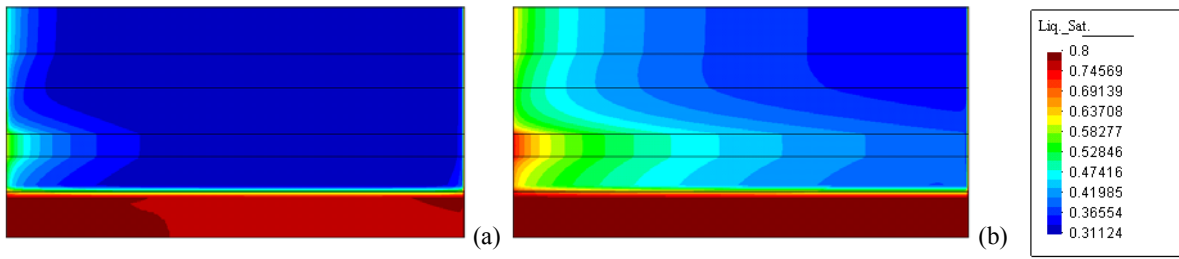


Figura 3. Distribuição do grau de saturação de água a: (a) 28 dias e (b) 228 dias.

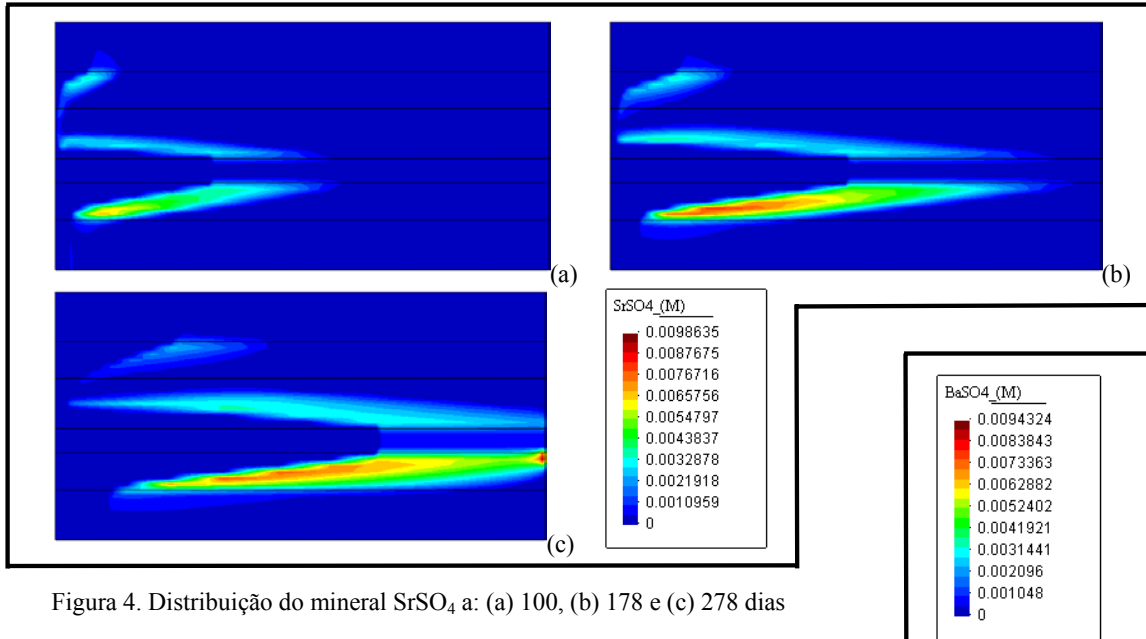


Figura 4. Distribuição do mineral SrSO₄ a: (a) 100, (b) 178 e (c) 278 dias

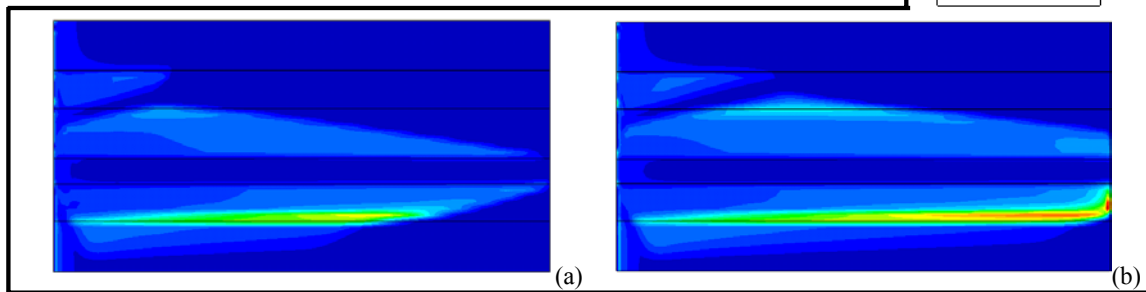


Figura 5. Distribuição do mineral BaSO₄ a: (a) 128 e (b) 178 dias.

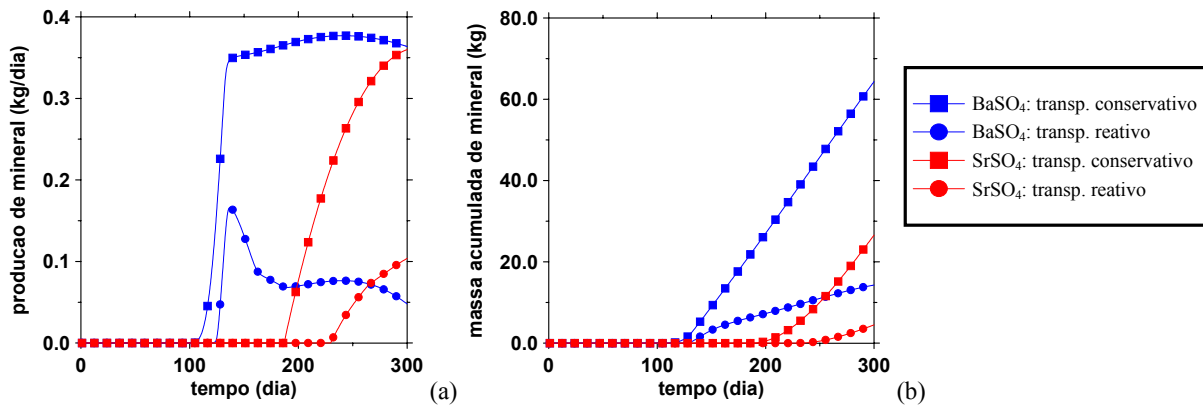


Figura 6. Minerais que potencialmente precipitam no poço de produção devido à mistura de águas incompatíveis: (a) mineral produzido por dia e (b) massa total acumulada.

A simulação de transporte reativo, mais realista por considerar a precipitação de SrSO_4 e BaSO_4 no reservatório (Bertero et al., 1988), prevê uma quantidade de incrustações menor que a de transporte conservativo (Figura 6). Isto porque, na simulação de transporte reativo, parte do mineral que poderia precipitar no poço de produção já se encontra precipitado no reservatório. Diz-se minerais que *potencialmente* precipitam pois, por razões cinéticas, no poço de produção a hipótese de equilíbrio local não tem necessariamente que ser válida. A água produzida pode estar supersaturada de SrSO_4 e BaSO_4 sem que estes minerais precipitem. Neste caso, é importante ter em conta que incrustações preexistentes e asperezas na superfície interna das tubulações podem catalisar a reação (Crabtree et al., 1999) e, uma vez iniciado o processo de formação de incrustações, o lapso de tempo necessário para estrangular totalmente o poço pode ser muito curto.

4. Conclusões

Apresentou-se uma formulação acoplada que combina uma formulação THM já existente (Olivella et al, 1995) com as equações de transporte reativo propostas por Guimarães (2002). A formulação de transporte reativo considera alguns dos mais relevantes processos geoquímicos na natureza (ácido/base, redox, dissolução/precipitação, troca catiônica e formação de complexos) e os mecanismos de transporte considerados são: advecção, difusão molecular e dispersão mecânica.

Realizou-se um exercício de simulação numérica do mecanismo de formação de zonas de dano no reservatório devido à mistura de águas quimicamente incompatíveis. Para o caso analisado, não foram verificadas grandes concentrações de minerais precipitados na formação capazes de danificá-la. Porém a simulação numérica mostrou a possibilidade da formação de incrustações no poço de produção. Foram mostradas também as limitações da simulação de transporte conservativo em prever a quantidade de mineral que pode precipitar no poço de produção. A simulação de transporte reativo é mais realista pois admite a precipitação de minerais ainda no reservatório. Neste problema, a heterogeneidade da formação joga um papel fundamental pois é quem potencializa a mistura das águas incompatíveis tanto no reservatório como no poço de produção.

Os próximos passos nesta linha de pesquisa são o estudo detalhado da autosedimentação provocada por variações de temperatura e pressão no interior do reservatório e do poço de produção e a modelagem tridimensional do reservatório. Posteriormente, também se pretende estudar outros tipos de incrustações e mecanismos causadores do dano na matriz, como as incrustações de minerais carbonatos e o transporte e deposição de partículas, respectivamente. Com isso, aumenta-se o campo de aplicação do CODE_BRIGHT a este problema da engenharia de petróleo.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e à Agência Nacional de Petróleo (ANP) pelo apoio recebido na elaboração deste trabalho.

6. Referências

- BERTERO, L., CHIERICI, G.L., GOTTARDI, G., MESINI, E. & MORMINO, G. Chemical equilibrium models: their use in simulating the injection of incompatible waters. *Society Petroleum Engineers. Reservoir Eng.*, p. 288-294, 1988.
- CRABTREE, M., ESLINGER, T., FLETCHER, P., JOHNSON, A., KING, G. Fighting Scale – Removal and Prevention. *Oilfield Review*, Autumn 1999, p. 30-45, 1999.
- GENS, A., GUIMARÃES, L. N., GARCÍA-MOLINA, A. J. & ALONSO, E. E. Factors Controlling Rock-Clay Buffer Interaction in a Radioactive Waste Repository. *Engineering Geology*, v. 64, p. 297-308, 2002.
- GUIMARÃES L. N. *Análisis multi-componente no isoterma em medio poroso deformable no saturado*. Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería del Terreno, Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, España. 2002.
- OLIVELLA, S., GENS, A., CARRERA, J., ALONSO, E. E. Numerical formulation for a simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media. *Engineering Computations*, n. 13, p. 87-112, 1995.
- OSBORNE, C. G., RAVENSCROFT, P. D., MCCRACKEN, I. R. Predicted water chemistry trends in North Sea formation brines. *Marine and Petroleum Geology*, n. 11, v.1, p. 20-23, 1994.
- SILVA, F. L., CARAGEORGOS, T., BREDIKOVETSKY, P. ROSÁRIO, F. Modelagem da cinética de precipitação da barita em projetos de injeção de água. *1º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*, Natal - Brasil, p.161, 2001.
- SORBIE, K. S., MACKAY, E. J. Mixing of injected, connate and aquifer brines in waterflooding and its relevance to oilfield scaling. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 27, 85-106, 2000.
- YUAN, M. D., TODD, A. C. Prediction of sulfate scaling tendency in oilfield operations. *SPE Production Engineering*, n. 6, p. 63-72, 1991.