

ESTUDO DAS REPRESENTAÇÕES TRIDIMENSIONAIS INCRUSTADAS COM OS ALGORITMOS PORE-LINING, PORE-FILLING E DENTRÍTICO

Schaewer T.R. (tschaewer@lenep.uenf.br)

Bueno A.D. (bueno@lenep.uenf.br)

Bedrikovetsky P. (pavel@lenep.uenf.br)

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEP (<http://www.lenep.uenf.br>)

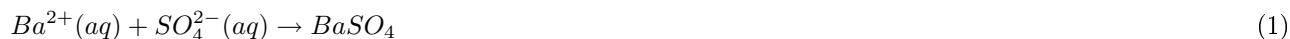
Resumo. Diversos modelos matemáticos, experimentos laboratoriais e modelos numéricos têm sido desenvolvidos para estudar o problema da incrustação de rochas reservatório por sulfatos, em especial o sulfato de bário. Este é um problema recorrente na Bacia de Campos, agravado pelas propriedades físico-químicas da sulfato de bário, um sal de baixa solubilidade e difícil remoção, e pelo dano provocado à zona próxima ao poço produtor. O objetivo deste estudo é avaliar a qualidade dos modelos de incrustação: ao redor do poro (pore-lining), preenchendo o poro (pore-filling) e dendrítica, sua capacidade de gerar imagens tridimensionais que modelem adequadamente o problema da incrustação e a possibilidade de se utilizar estas representações para simulação da permeabilidade e cálculo do dano de formação. Através dos estudos realizados foi possível analisar os efeitos sobre a representação incrustada: i) porosidade, ii) superfície específica (usada em modelos químicos de incrustação), iii) porosidade conectada, iv) dimensão da representação 3D. Também é feito um estudo da queda da permeabilidade em função da incrustação.

Palavras chave: incrustação, análise de imagens, reconstrução tridimensional, permeabilidade, dano de formação.

1 Introdução - Escopo do Problema

A incrustação de sulfatos no interior de rochas reservatório de petróleo é fonte de grandes prejuízos econômicos, pois causa a redução da permeabilidade, a queda da injetividade e o conseqüente aumento do custo de extração do petróleo. Este problema é recorrente na Bacia de Campos, onde a forma mais comum de recuperação secundária é a injeção de água do mar (corresponde a 85% do óleo produzido).

A incrustação por sulfato de bário em reservatórios ocorre devido à mistura de águas quimicamente incompatíveis. A reação ocorre quando a água de formação, rica em bário, entra em contato com a água do mar injetada, rica em sulfatos, causando a formação de sulfato de bário de acordo com a seguinte equação:



O problema é agravado pelas propriedades físico-químicas do sulfato de bário, um sal de baixa solubilidade e difícil remoção, o que dificulta o controle da incrustação. Outro fator agravante é que a mistura entre as águas incompatíveis é mais intensa na área próxima ao poço produtor (veja a Fig. 1.a), causando uma drástica redução do índice de produtividade.

Embora a água de formação encontre-se ou abaixo das camadas com óleo ou isolada, a camada com óleo tem água conata com bário, de forma que a reação irá ocorrer.

A metodologia utilizada para solucionar o problema da caracterização dos efeitos da incrustação utilizando-se técnicas de análise de imagens foi apresentada em Schaewer *et al.*, 2006a; Schaewer, 2006.

O objetivo deste trabalho é o teste dos modelos e algoritmos desenvolvidos por Schaewer *et al.*, 2006a; Schaewer, 2006 e sua capacidade de gerar representações tridimensionais incrustadas.

Os modelos desenvolvidos por Schaewer *et al.*, 2006a; Schaewer, 2006, contém algumas simplificações que são discutidas simplificadamente a seguir:

- Desconsidera-se o arraste da barita, esta hipótese simplificadora se fundamenta em trabalhos de diversos autores.
- Embora não considerem a cinética das reações, os modelos desenvolvidos geram incrustações que estão de acordo com dados da bibliografia. Ou seja, conseguimos representar o fenômeno em estudo e calcular os valores de beta, mas não temos ainda informações sobre quando aquele nível de precipitação irá ocorrer.

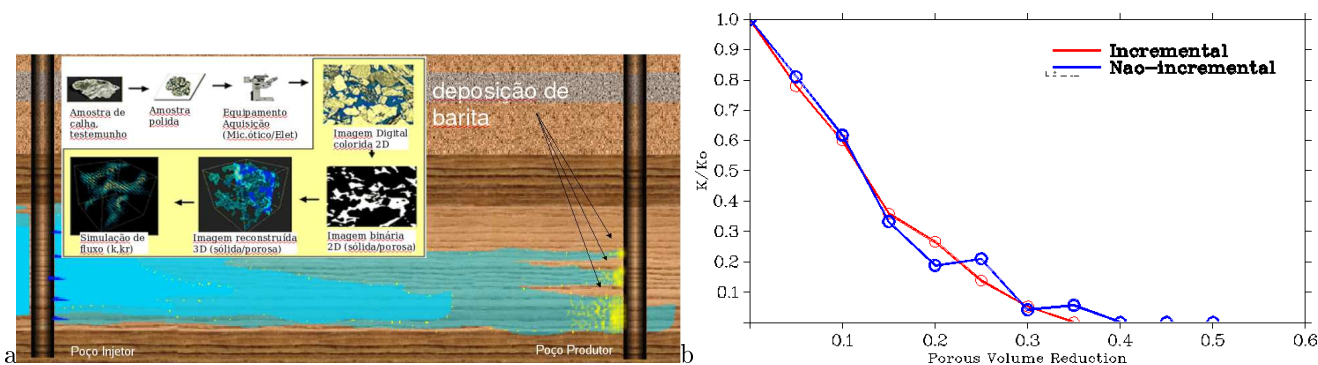


Figura 1: (a) Esquema de um reservatório apresentando incrustação de sulfato de bário ao redor do poço produtor. Fonte: Gladstone, 2004. (b) Curvas de injetividades adimensionais para simulações incrementais e não-incrementais realizadas para a rocha Berea 200.

2 Revisão Bibliográfica

Apesar de uma bibliografia específica sobre simulação de incrustação de sais em meios porosos não estar disponível, trabalhos recentes descreveram modelos de crescimento de microestruturas em representações tridimensionais com o objetivo de simular processos diagenéticos, como cimentação de quartzo e a precipitação de argilas autigênicas sobre a superfície dos poros.

Keehm, 2003, propõe diversos mecanismos de preenchimento de poros relacionados à diagênese. As velocidades de fluxo são obtidas através do método de Lattice-Boltzmann e quatro classes de algoritmos são definidos, i) deposição ao redor dos grãos, ii) em zonas de alta velocidade de fluxo, iii) em zonas de baixa velocidade de fluxo e iv) aleatório.

Kameda, 2004, formaliza métodos para realizar a alteração numérica da geometria dos poros de representações tridimensionais e investiga os seus efeitos na redução da permeabilidade. O autor utiliza operações morfológicas sobre representações tridimensionais obtidas através de microtomografia de raios-x para modelar diversos processos diagenéticos. Objetivando simplificar o problema de criar algoritmos complexos para estruturas tridimensionais o autor introduz um procedimento para obter representações tridimensionais a partir da alteração de imagens bidimensionais da rocha, seguida de uma operação de reconstrução tridimensional.

Oren e Bakke, 2002, modelam a cimentação de quartzo e a precipitação de argilas autigênicas, que são divididas em três categorias: *pore-lining* (ao redor do poro), *pore-filling* (preenchendo o poro) e *pore-bridging* (formando pontes entre as paredes da matriz rochosa). Argilas que se depositam ao redor do poro como a clorita são modeladas através da deposição aleatória de partículas (voxels) sobre as superfícies da fase sólida. Argilas que preenchem os poros são modeladas com o uso de um algoritmo que favorece a deposição de partículas sobre partículas já depositadas. A deposição de argilas do tipo *pore-bridging* se dá através da geração de linhas de voxels conectando as paredes dos poros, que devem ter o diâmetro menor do que um valor de corte pré-estabelecido.

Através da revisão bibliográfica realizada, verificou-se que a solução deste problema requer uma análise integral, considerando a utilização de métodos científicos avançados, abordando as áreas de modelagem matemática, modelagem experimental e modelagem computacional. O estudo do problema através da modelagem matemática tem sido desenvolvida por Bedrikovetsky *et al.*, 2003; Bedrikovetsky, 1993. Recentemente, foi montado no LENEP/UENF com apoio do CENPES/PETROBRAS, um equipamento para determinação experimental do dano de formação ocasionado pela precipitação de sulfatos. Estudos recentes envolvem o desenvolvimento de algoritmos e programas para cálculo do dano de formação com análise de imagens, Schaefer, 2006.

Uma revisão bibliográfica mais extensa sobre este assunto é apresentada em Schaefer *et al.*, 2006a; Schaefer, 2006.

3 Estudo dos Algoritmos Desenvolvidos

Os modelos de incrustação propostos em Schaefer *et al.*, 2006a; Schaefer, 2006 levam em consideração a influência da organização morfotopológica do meio poroso, bem como a própria morfologia apresentada pelo material incrustante. Três tipos diferentes de modelos foram desenvolvidos: ao redor do poro (*pore-lining*) [Fig.2.b], preenchendo o poro (*pore-filling*) [Fig.2.c] e dendrítica [Fig.2.d].

Neste trabalho, os modelos e algoritmos desenvolvidos por Schaefer *et al.*, 2006a; Schaefer, 2006, são testados e validados utilizando-se representações tridimensionais de rochas reservatório de Bacias Brasileiras obtidas por Bueno *et al.*, 2002b.

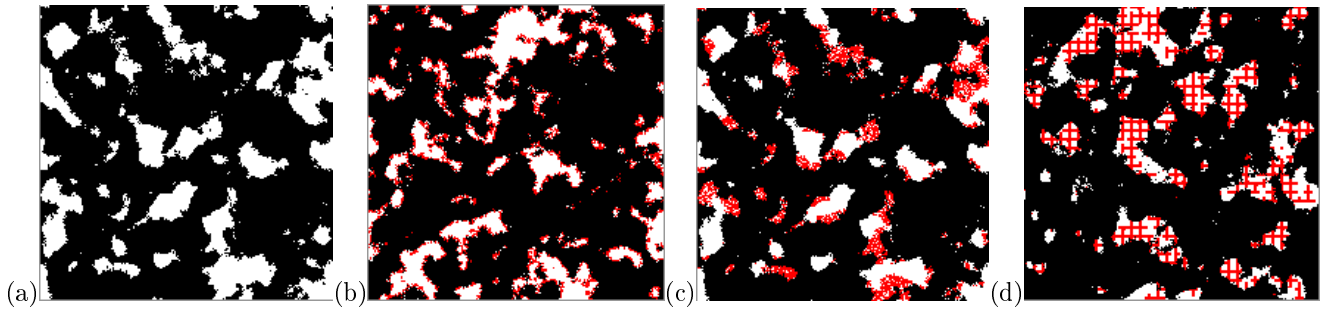


Figura 2: Seções transversais da representação reconstruída da rocha Berea 500 incrustada: (a) representação original; (b) ao redor do poro (pore-lining), (c) preenchendo o poro (pore-filling) e (d) dendrítica.

3.1 Impacto da resolução da representação tridimensional

Bueno, 2001; Bueno *et al.*, 2002b identificou a necessidade de se realizar um estudo preliminar com as representações tridimensionais obtidas com métodos de análise de imagens de rochas reservatório. O autor destaca a necessidade da preservação, na imagem tridimensional, de parâmetros como porosidade, função autocorrelação, distribuição de tamanho de poros e porosidade conectada.

É sabido que o comprimento α de um pixel da imagem de uma rocha deveria ser menor ou igual ao diâmetro crítico D_c , de maneira que informações sobre um conjunto de poros com influência determinante sobre a permeabilidade não sejam perdidas no processo de discretização. Segundo Santos *et al.*, 2002, “a idéia é que quando submetido a uma diferença de pressão, o fluido irá atravessar o espaço poroso seguindo um caminho de menor resistência e as maiores resistências hidráulicas neste caminho de fluxo serão representadas por gargantas com raios $r - R_c$ ”, concluindo que para uma boa estimativa da permeabilidade intrínseca α_v deve ser menor do que o diâmetro crítico.

A maioria dos algoritmos aplicados a representações tridimensionais de rochas utiliza 6-vizinhança, isto significa que voxéis adjacentes em uma diagonal não estão conectados. Quando a resolução da representação tridimensional é pequena, o comprimento do voxel em microns α_v assume valores grandes, resultando na perda de informações sobre estruturas (poros e rugosidades) menores do que o tamanho do voxel. Uma representação tridimensional com baixa resolução pode magnificar o efeito dos algoritmos de incrustação *pore-lining* e *pore-filling*, causando uma rápida eliminação da porosidade conectada ϕ_{c6} , especialmente quando a imagem possui muitos poros com poucos voxéis de diâmetro, como no exemplo da Fig. 3. Estes poros acabam sendo bloqueados, total ou parcialmente, e têm a sua condutividade reduzida a uma fração do que seria o esperado para uma representação com maior resolução.

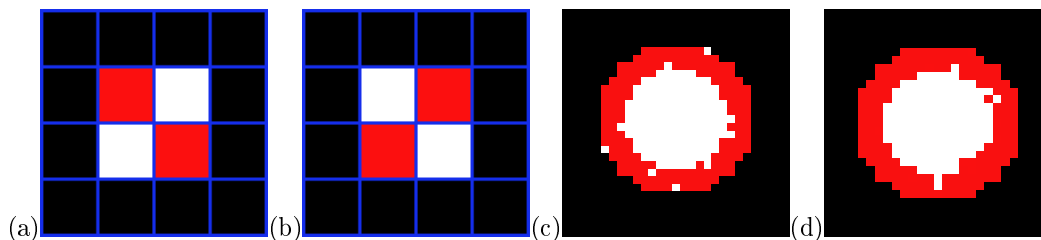


Figura 3: Seções transversais de representações tridimensionais. Em (a) plano z_i e (b) plano z_{i+1} , mostra um poro completamente bloqueado por incrustação *pore-lining* com σ_r pequeno e α_v grande. Em (c) plano z_i e (d) plano z_{i+1} usamos $\sigma_r = 0.5$ e α_v pequeno. O raio hidráulico do poro sofreu uma redução de 70%, mas não foi bloqueado.

Observe que o poro apresentado nas Fig. 3.a e 3.b encontra-se completamente bloqueado, pois os voxéis porosos (em branco) do plano z_i não têm nenhum voxel poroso do plano seguinte z_{i+1} contido na sua 6-vizinhança. O mesmo problema não ocorre no poro apresentado nas Fig. 3.c e 3.d. Note que os dois poros apresentam a mesma fração de voxéis incrustados (em vermelho).

A conclusão é que para a realização de simulações de incrustação, a condição $\alpha_v \ll D_{cv}$ deve ser satisfeita, para que poros no caminho preferencial do fluxo não sejam facilmente bloqueados para pequenos valores de σ_r , onde D_{cv} é o diâmetro crítico da representação tridimensional, que pode ser obtido através de simulações de intrusão de mercúrio realizadas sobre as rochas reconstruídas, Bueno *et al.*, 2002a.

3.2 Simulação incremental e não-incremental

Uma simulação de incrustação é realizada sobre a representação tridimensional original de uma rocha de maneira que a cada passo da simulação um volume maior de sulfato de bário seja depositado sobre a matriz rochosa. A cada passo da simulação a rocha incrustada é salva em disco com um nome que indique tipo de incrustação e o volume incrustado σ_r . Posteriormente, as permeabilidades de cada rocha são determinadas através do modelo do grafo de

conexão serial, Bueno e Philippi, 2002, e uma curva de queda de permeabilidade em função do volume incrustado é obtida.

A simulação pode ser realizada de forma incremental, onde cada passo da simulação utiliza a representação incrustada obtida no passo anterior, simulando o crescimento das estruturas incrustantes. Este tipo de simulação modela de forma mais fiel o processo de incrustação e as curvas de injetividade obtidas são mais suaves (Fig. 1.b), no entanto os resultados obtidos desta forma são menos representativos pois rochas incrustadas apresentando uma permeabilidade com um desvio grande em relação à média esperada (veja seção 3.3) transmitem este erro para os passos posteriores da simulação.

Na simulação não-incremental cada passo da simulação de incrustação é realizado a partir da representação original, isto significa que poros bloqueados em um passo da simulação podem aparecer sem incrustação no passo seguinte, aumentando a instabilidade das curvas de injetividade (veja a Fig. 1.b). Outra penalidade é o aumento do custo computacional, pois cada passo da simulação (exceto o primeiro) precisa incrustar um volume maior de voxels, e as pressões calculadas para cada nó do grafo de conexão serial em um passo da simulação não podem ser reaproveitadas no passo seguinte.

3.3 Estabilidade dos algoritmos

Uma discussão sobre a estabilidade dos algoritmos é apresentada em Schaefer *et al.*, 2006a; Schaefer, 2006. Segundo os autores, todos os algoritmos fornecem uma estimativa estável da redução da permeabilidade inicial.

4 Resultados

Apresenta-se na Tab. 1 as propriedades das rochas e as propriedades das representações tridimensionais. A tabela completa é apresentada em Schaefer, 2006.

Tabela 1: Propriedades das rochas. e das representações tridimensionais.

Propriedades Rochas	Berea 500	P320_K642	P262_K70	P262_K441
$\alpha[\mu m]$	2,56	4,545	3,125	6,00
$D_c [\mu m]$	35		15	10
$\phi_g [m^3/m^3]$		32,0	26,2/26,7	26,2
$\phi_o [m^3/m^3]$		32,0	18,3	15,6
$k_{exp} [mD]$	500	642	69,7/66,8	441
N.Imagens	1	10	20	10

Prop.Rep.3D	Berea 500 (gt1)	P320_K642 (gt1)	P262_K70 (gt1)	P262_K70 (gt2)
$\alpha_v[\mu m]$	5,12	9,09	9,375	3,125
n_{fa}	2	2	3	1
$\lambda [pixels]$	60	24	60	60
N [voxels]	300	200	200	300
$D_{cv}[\mu m]$	20,48	18,18	9,375	12,5
$k_{GCS} [mD]$	808,286	809,508	148,809	115,292

4.1 Resultados para Rocha Berea 500

Na Fig. 4.a é apresentada uma microfotografia de uma lâmina delgada da rocha Berea 500 e em 4.b resultado da operação de binarização da imagem original. A permeabilidade experimental k_{exp} para amostra e a permeabilidade obtida com o método do grafo de conexão serial k_{GCS} para a representação tridimensional reconstruída são listadas na Tab. 1.

A reconstrução tridimensional foi realizada com o uso do método da gaussiana truncada e do método das esferas sobrepostas, dentre as várias representações obtidas a que apresentou o melhor ajuste com a rocha original foi gerada com a gaussiana truncada com fator de amplificação $n_{fa} = 2$. Veja detalhes do método de seleção da representação tridimensional ideal em Bueno *et al.*, 2002b.

A Fig.5 mostra uma dramática redução da permeabilidade causada pela formação de dendritos, que reduzem k em 65% com uma redução de apenas 10% do volume poroso. O impacto da incrustação dendrítica sobre a distribuição de tamanho de poros pode ser visto na Fig. 6.b, onde constata-se a fragmentação de quase todos os poros maiores do que $15 \mu m$ e o conseqüente aumento da proporção de poros pequenos. O comportamento da curva de permeabilidade *pore-filling* indica que as representações com $\sigma_r \geq 0,2$ não são estatisticamente representativas, isto se deve ao reduzido número de poros contidos na representação tridimensional, de modo que o bloqueio de um único poro pode causar uma grande variação em k . O problema das oscilações nas curvas podem ser contornados de três maneiras: i) usando representações com maior dimensão, ii) gerando várias representações e trabalhando com médias, ou iii)

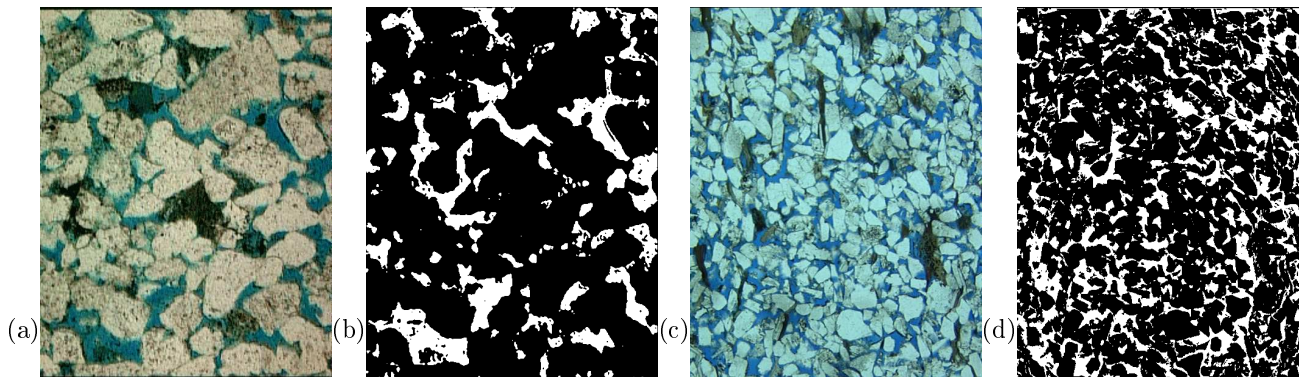


Figura 4: Imagem Berea 500, colorida (a) e binarizada (b), Imagem P262_K70, colorida (c) e binarizada (d).

usando modelos de incrustação seqüencial (veja seção 3.2). A solução ideal é usar (i), (ii) e (iii), mas a mesma requer o uso de *clusters* de computadores.

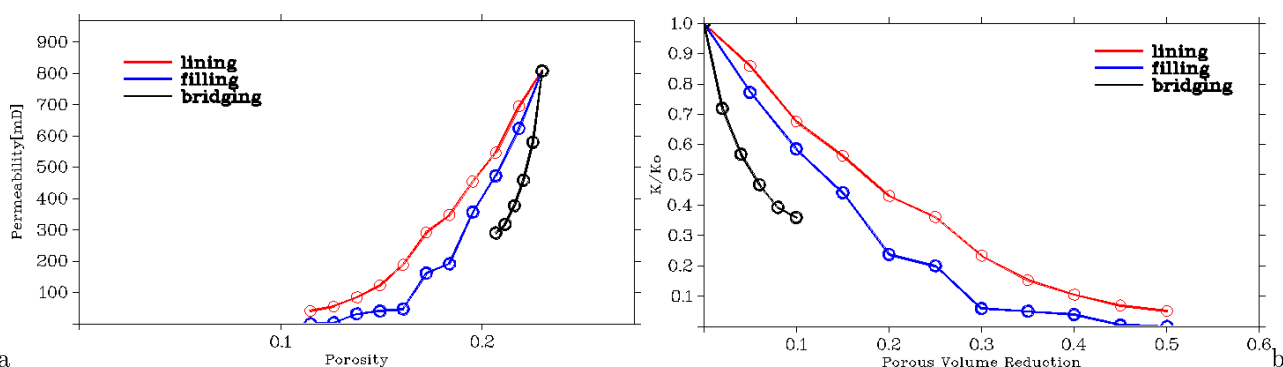


Figura 5: Resultados para a rocha Berea 500: (a) Queda de permeabilidade em função da queda da porosidade. (b) Queda da permeabilidade em função de σ_r .

A Fig. 6 mostra que a redução na porosidade conectada é maior no modelo *pore-filling*. Para uma redução do volume poroso de 40%, temos uma redução na porosidade conectada de 50%, e na permeabilidade de 95%.

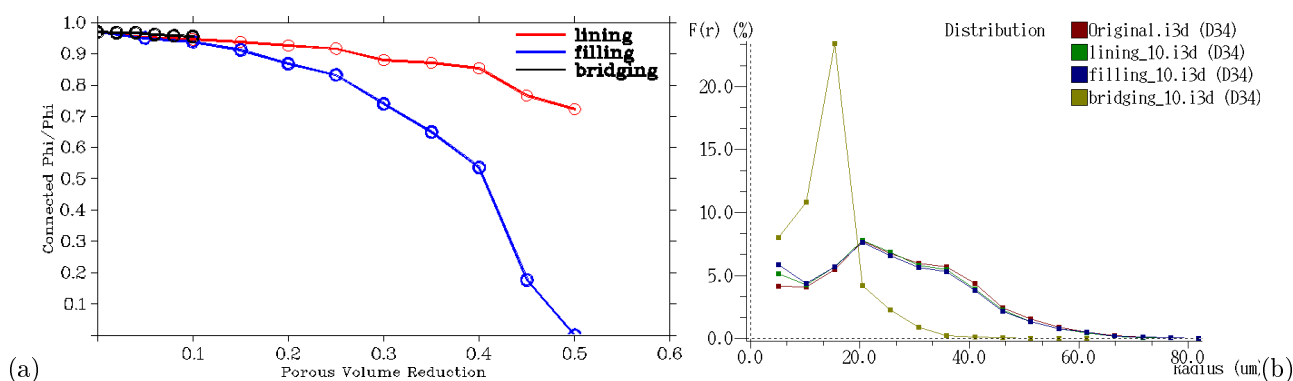


Figura 6: Resultados para a rocha Berea 500: (a) Razão ϕ_{c6}/ϕ em função de σ_r . (b) Distribuição de tamanho de poros para diferentes modelos de incrustação e $\sigma_r = 0,1$. Note o impacto da incrustação dendrítica (em amarelo) sobre os poros maiores.

A Fig. 7 apresenta a variação da superfície total da matriz rochosa e é um dado relevante, uma vez que existem equações para a determinação da taxa de crescimento dos cristais que utilizam a área disponível para precipitação como parâmetro, e modelos que consideram a cinética da precipitação podem usar uma função de $S(\sigma)$ pré-calculada como dado de entrada. A superfície diminui para a incrustação *pore-lining* devido à redução dos poros, mas aumenta para *pore-filling* por causa da microporosidade ϕ_{BaSO_4} interna à fase incrustante. A deposição de dendritos tem a maior taxa de crescimento da superfície, conseqüência da grande superfície específica dos cristais dendríticos.

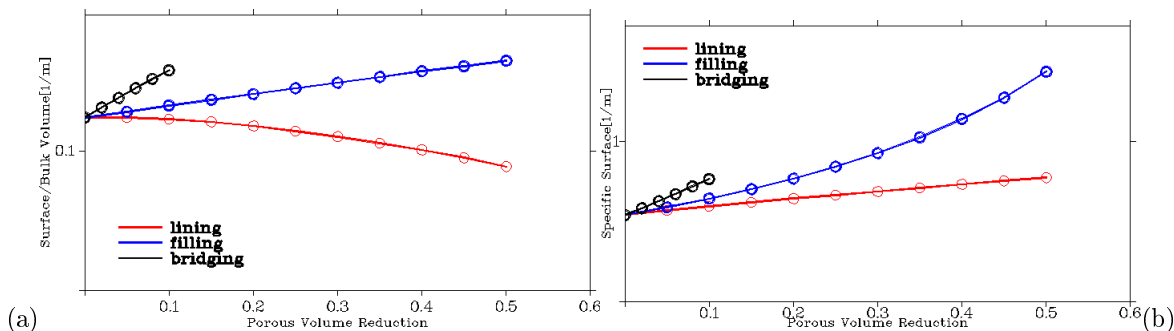


Figura 7: Resultados para a rocha Berea 500: (a) Superfície total em função de σ_r . (b) Superfície específica S_v em função de σ_r .

4.2 Resultados para Rocha P320_K642

Na Fig. 4.c é apresentada uma microfotografia de uma lâmina delgada da rocha P320_K642 e em 4.d resultado da operação de binarização da imagem original. A reconstrução tridimensional foi realizada com o uso do método da gaussiana truncada e do método das esferas sobrepostas, dentre as várias representações obtidas a que apresentou o melhor ajuste com a rocha original foi gerada com a gaussiana truncada com $n_{fa} = 2$.

Observa-se na Fig. 8.a que existe pouca diferença entre as curvas de queda de permeabilidade até $\sigma_r = 0,2$ para as simulações de incrustação *pore-lining* e *pore-filling*, e em seguida ocorre uma redução maior da permeabilidade para incrustação *pore-filling*. A Fig. 9.a mostra que a partir de $\sigma_r = 0,4$ a brusca diminuição da porosidade conectada ϕ_{c6} não pode mais ser explicada pelo aumento do volume ocupado por ϕ_{BaSO_4} , mas pelo bloqueio de poros e gargantas por material incrustante levando a uma rápida convergência para o limite de percolação.

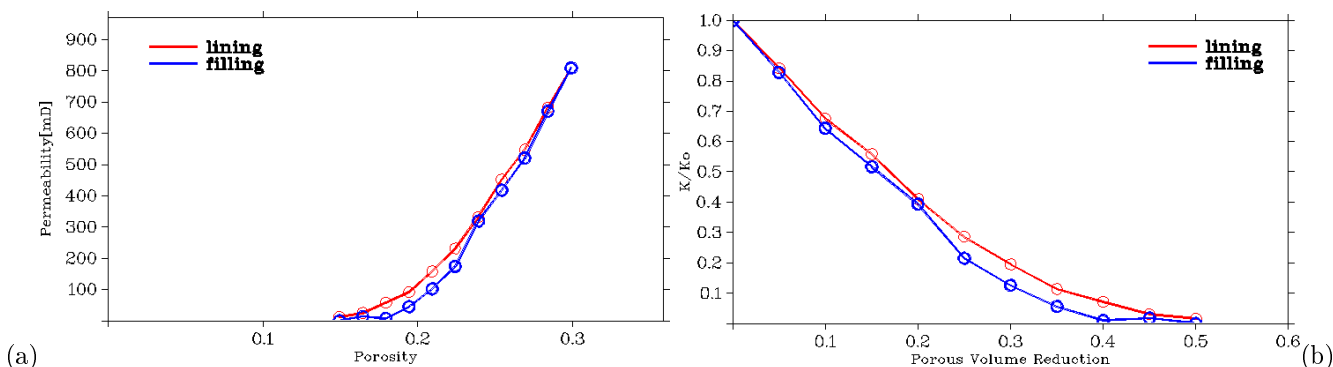


Figura 8: Resultados para a rocha P320_K642: (a) Queda de permeabilidade em função da queda da porosidade. (b) Queda da permeabilidade em função de σ_r .

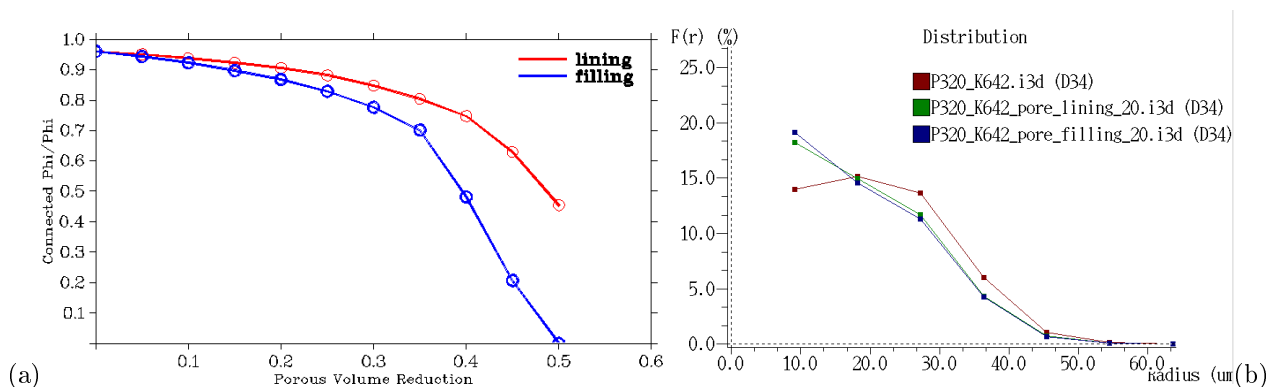


Figura 9: Resultados para a rocha P320_K642: (a) Razão ϕ_{c6}/ϕ em função de σ_r . (b) Distribuições de tamanho de poros com $\sigma_r = 0,2$.

As distribuições de tamanho de poros para incrustações *pore-lining* e *pore-filling* com $\sigma_r = 0,2$ representadas na Fig. 9.b apresentam poucas diferenças, o que não justifica plenamente os valores de permeabilidade praticamente idênticos para esta quantidade de volume incrustado, já que a deposição *pore-filling* possui maior microporosidade. Uma possível explicação para o comportamento das curvas de permeabilidade é a alta conectividade da rocha, que

possibilitou a formação de caminhos preferenciais que permaneceram completamente desobstruídos na incrustação *pore-filling* até $\sigma_r = 0,2$. Observe também a pequena diferença no aumento da superfície específica para as duas curvas da Fig. 10.a (compare com a Fig. 7).

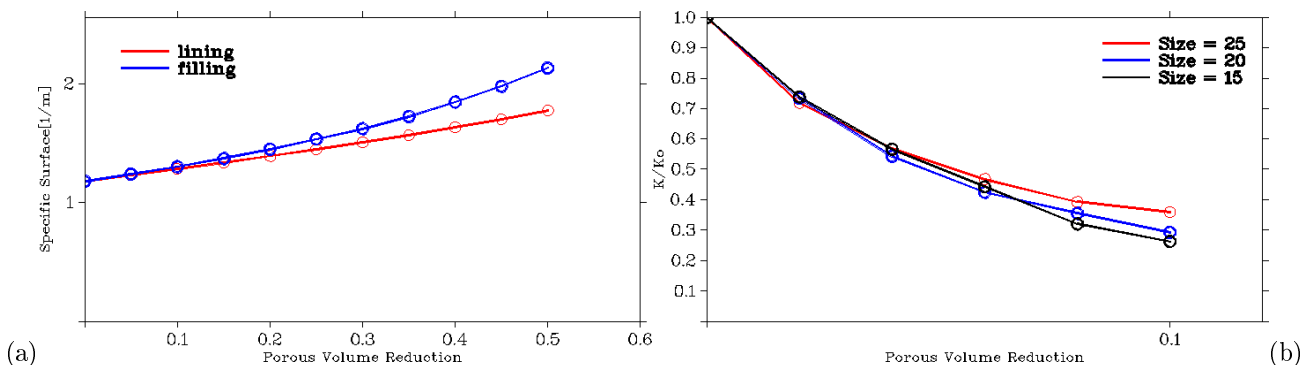


Figura 10: (a) Resultados para a rocha P320_K642: Superfície específica S_v em função de σ_r . (b) Resultados para a rocha Berea 500 incrustada pelo modelo dendrítico: Queda de permeabilidade em função da queda da porosidade para diferentes valores de e_d (em microns).

4.3 Resultados para o Modelo *Pore-Lining*

O mesmo tipo de análise realizado na seção 4.1 e 4.2 foi realizado para diversos tipos de rocha (veja dados completos em Schaefer, 2006; Bueno *et al.*, 2002b). Apresenta-se na Fig.11 os gráficos com os resultados obtidos para o modelo *Pore-lining*.

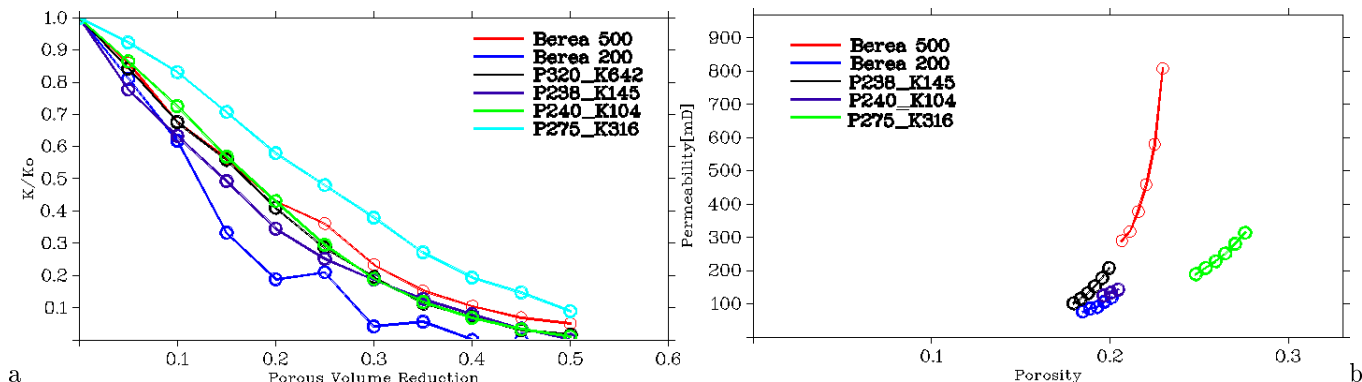


Figura 11: Resultados para o modelo *pore-lining*: (a) Queda da permeabilidade em função de σ_r . (b) Queda de permeabilidade em função da queda da porosidade.

4.4 Resultados para o Modelo *Pore-Filling*

O mesmo tipo de análise realizado na seção 4.1 e 4.2 foi realizado para diversos tipos de rocha (veja dados completos em Schaefer, 2006; Bueno *et al.*, 2002b). Apresenta-se na Fig.12 os gráficos com os resultados obtidos para o modelo *Pore-filling*.

4.5 Resultados para o Modelo Dendrítico

O impacto da incrustação do tipo dendrítico está diretamente relacionado com a distribuição de tamanho de poros das representações analisadas. Como podemos ver na Fig. 13 a rocha Berea 500 sofre a maior redução da permeabilidade, enquanto a rocha P223_K104 apresenta a menor redução. A explicação para estes resultados é encontrada na Fig. 14.a que mostra a distribuição de tamanho de poros para as rochas analisadas, onde podemos observar que a rocha Berea 500 tem a maior proporção de volume ocupado por poros grandes (maiores do que $40 \mu m$), ao passo que a rocha P223_K104 tem um volume pequeno ocupado por poros grandes. Portanto, rochas que têm a sua permeabilidade determinada por poros grandes sofrem um maior impacto com a fragmentação do espaço poroso que resulta da incrustação dendrítica.

Para simulações realizadas para as rochas Berea 500 e P275_K316 com $d_d = 2 \text{ voxels}$ ($d_d = 5, 12 \mu m$ para Berea 500 e $d_d = 6, 25 \mu m$ para P275_K316) e e_d variando entre $15 \mu m$ e $25 \mu m$, a redução da permeabilidade não apresentou uma dependência forte do valor do tamanho dos dendritos e_d como podemos ver nas figuras 9.b e 14.b, apesar da

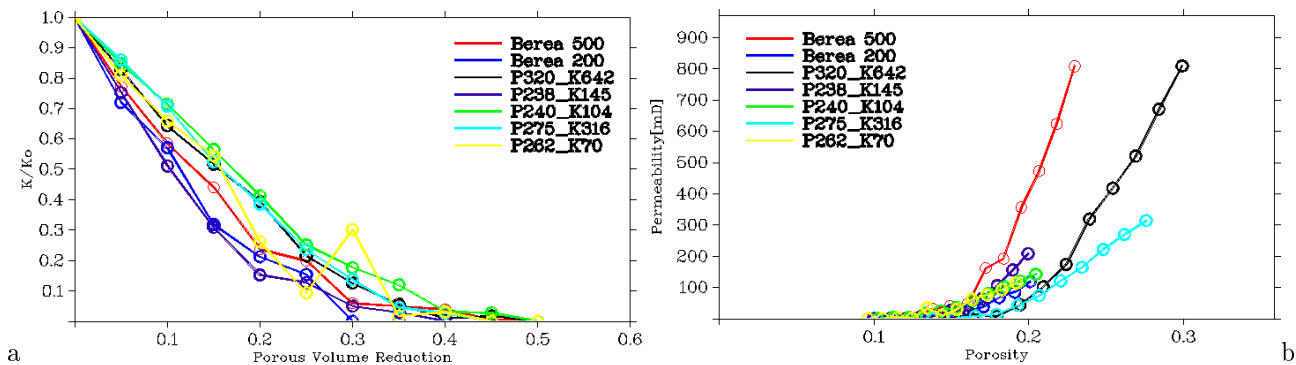


Figura 12: Resultados para o modelo *pore-filling*: (a) Queda da permeabilidade em função de σ_r . (b) Queda de permeabilidade em função da queda da porosidade.

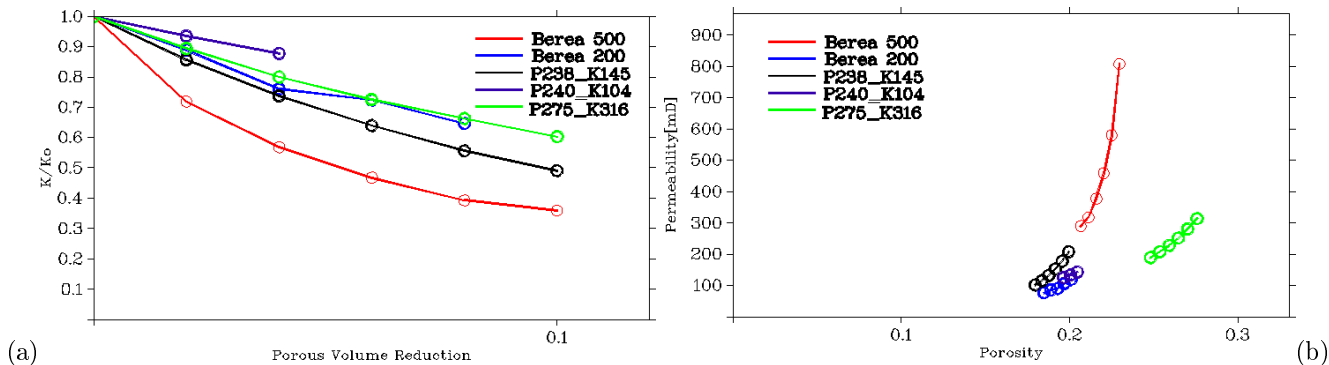


Figura 13: Resultados para o modelo dendrítico: (a) Queda da permeabilidade em função de σ_r . (b) Queda de permeabilidade em função da queda da porosidade.

grande diferença da morfologia da fase incrustante que pode ser observada na Fig. 15. Observe na Fig. 15 que para um mesmo volume incrustado $\sigma_r = 0, 1$, o volume atingido pelos dendritos apresenta uma relação direta com o valor de e_d . Este parâmetro também determina o volume máximo que pode ser incrustado. A Fig. 10.b mostra a queda de permeabilidade em função da queda da porosidade para diferentes valores de e_d (em microns).

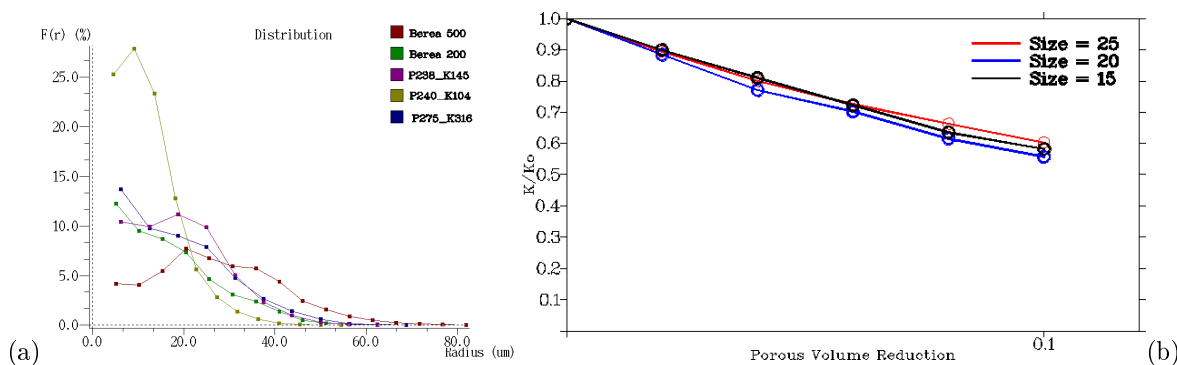


Figura 14: Resultados de incrustação com o modelo dendrítico: (a) distribuição de tamanho de poros das representações originais. (b) Queda de permeabilidade em função da queda da porosidade para rocha P275_K316 com diferentes valores de e_d (em microns).

5 Conclusões

Neste trabalho modelos e algoritmos computacionais desenvolvidos por Schaefer, 2006; Schaefer *et al.*, 2006b foram usados para gerar representações tridimensionais de rochas reservatório e para a realização de simulações de incrustação por sulfato de bário. As representações tridimensionais utilizadas no estudo foram reconstruídas através do método da gaussiana truncada ou pelo método das esferas sobrepostas, veja Bueno *et al.*, 2002b, a partir de microfotografias de rochas reservatório provenientes de bacias petrolíferas brasileiras (cedidas pelo CENPES/PETROBRAS).

Três tipos diferentes de modelos de incrustação foram testados: ao redor do poro (*pore-lining*), preenchendo o poro (*pore-filling*) e dendrítica. Os mesmos levam em consideração a influência da organização morfotopológica do meio

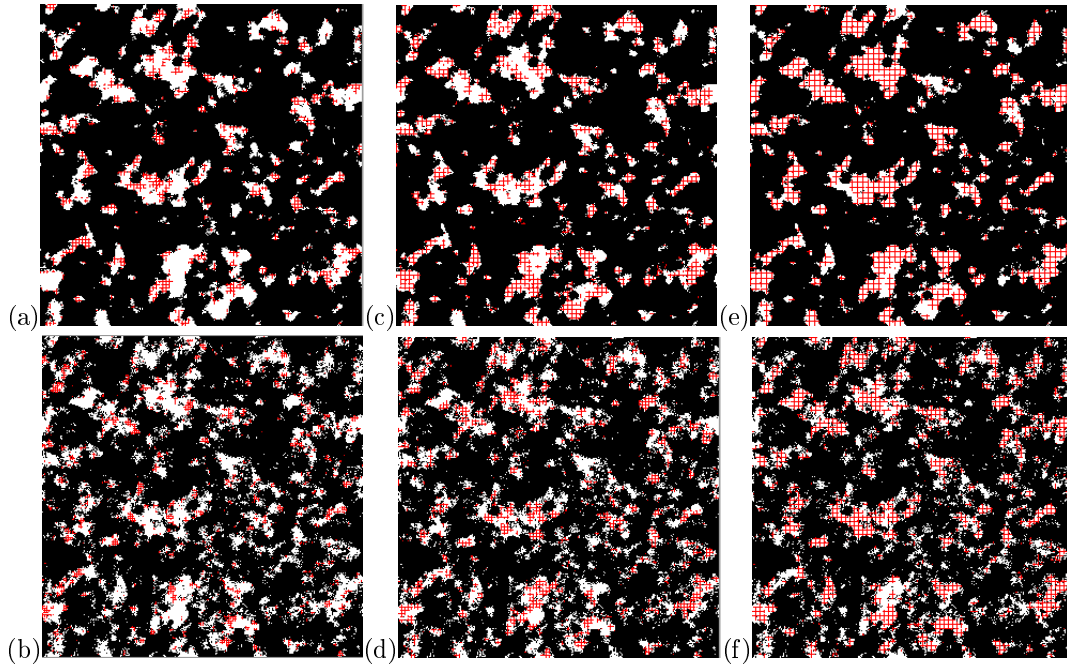


Figura 15: Seções transversais da representação reconstruída das rochas Berea 500 e P275_K316 (gt2) apresentando o resultado do algoritmo de incrustação dendrítica para $\sigma_r = 0,1$. Rocha Berea 500 com (a) $e_d \simeq 15$; (c) $e_d \simeq 20$; (e) $e_d \simeq 25$. Rocha P275_K316 com (b) $e_d \simeq 15$; (d) $e_d \simeq 20$; (f) $e_d \simeq 25$.

poroso, bem como a própria morfologia apresentada pelo material incrustante, sobre a redução da permeabilidade.

Cada representação tridimensional foi submetida a sucessivos incrementos do volume incrustante, simulado através do crescimento de microestruturas no espaço poroso tridimensional, e ao final de cada passo da simulação seus efeitos sobre diferentes tipos de rochas foram analisados, incluindo a determinação da permeabilidade intrínseca com o método do grafo de conexão serial, Bueno e Philippi, 2002.

A principal vantagem da abordagem proposta é a possibilidade da utilização de amostras de calha, obtidas por uma fração do custo de um testemunho, amostras laterais e testemunhos danificados, assim como a realização de simulações computacionais reproduzíveis em lugar de ensaios laboratoriais destrutivos. Adicionalmente:

- Todas as rochas analisadas apresentaram curvas de permeabilidade em função do volume incrustado semelhantes para incrustação do tipo *pore-lining* mostrando que a morfotopologia do meio poroso exerce pouca influência sobre a queda da permeabilidade para este tipo de incrustação. Por outro lado, as curvas de queda de permeabilidade para as rochas incrustadas de acordo com os modelos de incrustação *pore-filling* e dendrítica mostraram forte dependência da organização da microestrutura dos poros. Rochas contendo poros com pequena superfície específica e apresentando uma pequena densidade de poros (menos do que 30 poros por seção transversal) demonstraram maior sensibilidade à incrustação *pore-filling*, enquanto rochas onde poros de grande diâmetro ($d > 50 \mu m$) dominavam o fluxo sofreram maior dano com a incrustação dendrítica.
- Verificou-se a necessidade da utilização de representações tridimensionais com maior resolução para casos em que as rochas analisadas apresentavam poros com poucos voxels de diâmetro que eram facilmente bloqueados pela incrustação devido ao efeito da discretização. Recomenda-se, para estes casos, a obtenção de uma nova curva de autocorrelação a partir de microfotografias com maior resolução, de maneira que uma representação tridimensional com maior resolução possa ser gerada.
- As simulações realizadas não demonstraram que a incrustação do tipo *pore-filling* sem microporosidade associada causasse maior dano do que a incrustação *pore-lining*.
- Demonstrou-se que o dano de formação causado pela incrustação de sulfato de bário pode ser modelada com uso dos métodos de análise de imagens de rochas reservatório.

Nota: O artigo, Schaefer *et al.*, 2006b, "Modelagem e Simulação da Incrustação por Sulfato de Bário em Representações Tridimensionais da Rocha Reservatório: Efeitos Sobre a Permeabilidade", (CIT06-0924), complementa este trabalho apresentando os diversos modelos de incrustação aqui testados.

6 Bibliografia

- Bedrikovetsky, P., 1993, "Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery", Kluwer Academic Publishers.
- Bedrikovetsky, P. G., Lopes, R. P., Rosário, F. F., Bezerra, M. C., and Lima, E. A., 2003, Oilfield Scaling - Part I: Mathematical and Laboratorial Modelling, "Society of Petroleum Engineers", Vol. 1, No. 81127.
- Bueno, A. D., 2001, Método de Reconstrução da Gaussiana Truncada 2: Análise das Representações Obtidas e Resultados, Technical report, UFSC.
- Bueno, A. D., Magnani, F. S., and Philippi, P. C., 2002a, Método para Determinação da Permeabilidade Relativa de Rochas Reservatório de Petróleo Através da Análise de Imagens Reconstruídas, p. 12, Caxambú - MG - Brasil. IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002, CIT02-0672.
- Bueno, A. D. and Philippi, P. C., 2002, Modelo do Grafo de Conexão Serial para Determinação da Permeabilidade de Rochas Reservatório de Petróleo, p. 12, Caxambú - MG - Brasil. IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002, CIT02-0668.
- Bueno, A. D., Santos, L. O. D., Fernandes, C. P., and Philippi, P. C., 2002b, Reconstrução Tridimensional da Micro-Estrutura de Rochas Reservatório a Partir de Lâminas Finas, p. 12, Caxambú - MG - Brasil. IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002, CIT02-0671.
- Gladstone, P. M., 2004, "Modelo Matemático para Previsão da Queda da Produtividade de Poços Devido à Incrustação", Dissertação de mestrado, Univesidade Estadual do Norte Fluminense, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Macaé, RJ.
- Kameda, A., 2004, "Permeability Evolution in Sandstone: Digital Rock Approach", Tese de doutorado, Stanford University.
- Keehm, Y., 2003, "Computatinal Rock Physics: Transport Properties in Porous Media and Applications", Tese de doutorado, Stanford University.
- Oren, P. E. and Bakke, S., 2002, Process Based Reconstruction of Sandstones and Prediction of Transport Properties, "Transport in Porous Media", Vol. 46, pp. 311–343.
- Santos, L. O. E., Philippi, P. C., Damiani, M. C., and Fernandes, C. P., 2002, Using Three-Dimensional Reconstructed Microstructures For Predicting Intrinsic Permeability of Reservoir- Rocks Based on a Boolean Lattice Gas Method, Vol. 35, pp. p109–124. Journal of Petroleum Science and Engineering-JPSE.
- Schaewer, T. R., 2006, Determinação dos Efeitos da Incrustação na Permeabilidade de Rochas Reservatório com uso de Métodos de Análise de Imagens, Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Reservatório e de Exploração de Petróleo - UENF, Macaé.
- Schaewer, T. R., Bueno, A. D., and Bedrikovetsky, P., 2006a, Estudo das Representações Tridimensionais Encrustadas com os Algoritmos Pore-lining, Pore-filling e Pore-bridging, p. 10, Curitiba - Paraná. <http://www.lenep.uenf.br/bueno/Artigos>.
- Schaewer, T. R., Bueno, A. D., and Bedrikovetsky, P., 2006b, Modelagem e Simulação da Incrustação por Sulfato de Bário em Representações Tridimensionais da Rocha Reservatório: Efeitos Sobre a Permeabilidade e Dano de Formação, p. 10, Curitiba - Paraná. <http://www.lenep.uenf.br/bueno/Artigos>.

Assessing Permeability Impairment Due to Scale in Tridimensional Reconstructed Reservoir Rocks: Pore-Lining, Pore-Filing and Dendritic Algorithms

Schaewer T.R. - tschaewer@lenep.uenf.br

Bueno A.D. - bueno@lenep.uenf.br

Bedrikovetsky P. pavel@lenep.uenf.br

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEP (<http://www.lenep.uenf.br>)

Abstract. Barium sulphate scaling is a chronicle problem in the Campos Basin, where the most usual secondary recovery technic is waterflooding (which corresponds to 85% of total oil volume produced). $BaSO_4$ scale deposition occurs when the injected water, rich in sulphate ions, is mixed with the formation water, rich in barium ions, resulting in solid precipitate accumulation in the wellbore, well tubings and near wellbore formation. The problem is further aggravated by the hardness and low solubility of the salt, as well as the formation damage which occurs near the production well, where the mixing between the incompatible waters is more intense. Other sulphates, such as $SrSO_4$, also cause the same problem.

In this work, new models and algorithms to simulate sulphate scaling in reconstructed reservoir rocks are tested. Tridimensional reconstructed rocks are obtained from high resolution images of thin sections of rocks found in Brazilian basins (contributed by CENPES). These reconstructed rocks are numerically scaled and permeability is then calculated by the serial connection graph, allowing the determination of the injectivity index impairment as a function of the total volume precipitated and the estimation of the formation damage coefficient.

The tested models consider the influence of the geometric and topological organization of the porous media, as well as the morphology of the scaling phase itself. Three different scaling models were designed: pore-lining, pore-filing and dendritic. Analysis of the simulation results made it possible to assess the: *i*) effects on the scaled reconstructed rock (porosity, specific surface and connectivity), *ii*) effects over permeability reduction (formation damage).

The main advantage of the proposed approach is the possibility to use small rock samples, like drill cuttings and sidewall samples, which can be obtained by a small fraction of the of a full core. Another benefit is that destructive laboratorial experiments are replaced by fully reproducible computer simulations.

Keywords. scaling, formation damage, image analysis, stochastic 3D reconstruction, permeability.