

O Papel de Modelos Unidimensionais na Simulação da Subsidência Induzida por Retirada de Fluidos

João Vitor Araujo Santos de Barros

Estudante, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil, vitorbarros2001@gmail.com

Manuel de Almeida Barreto Filho

Professor, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil, barretofilho@uol.com.br

Julio Cesar Santos Nascimento

Professor, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil, jcsnascimento@ufba.br

Paulo Gustavo Cavalcante Lins

Professor, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil, plins@ufba.br

RESUMO: A retirada de fluidos de um aquífero ou reservatório pode levar a um processo de subsidência acima da região de extração. A literatura técnica muitas vezes trata o fenômeno utilizando modelos de compressibilidade unidimensional. Um simulador de compactação de reservatórios unidimensional foi adaptado para linguagem MATLAB/Octave e usado para prever a compactação em campo com características típicas do Recôncavo Baiano. O simulador admite que o reservatório seja plano e horizontal, o fluxo se processa em duas dimensões e é resolvido em um esquema de diferenças finitas. As vazões nos poços são impostas. A compactação do reservatório é representada pelo recalque de colunas verticais em um enfoque unidimensional. O campo simulado possui um padrão 5-spot com dezesseis poços de produção e nove poços de injeção. Os parâmetros de compressibilidade foram estimados a partir da literatura técnica. Os padrões de recalque indicam valores maiores próximos aos poços de produção e recalques negativos próximos aos poços de injeção. Os resultados das simulações mostram que modelos simples podem representar o processo de compactação de um reservatório de petróleo.

PALAVRAS-CHAVE: Reservatório, Compressibilidade, Compactação, Simulação.

ABSTRACT: The fluids withdrawal from an aquifer or reservoir can lead to a subsidence process above the extraction region. The technical literature often addresses the phenomenon using one-dimensional compressibility models. A one-dimensional reservoir compaction simulator was adapted to MATLAB/Octave language and used to predict compaction in the field with typical characteristics of the Recôncavo Baiano. The simulator assumes that the reservoir is flat and horizontal, the flow occurs in two dimensions and is solved by using a finite difference scheme. The flow rates in the wells are imposed. Reservoir compaction is represented by the settlement of vertical columns in a one-dimensional approach. The simulated field has a 5-spot pattern with sixteen production wells and nine injection wells. The compressibility parameters were estimated from technical literature. Settlement patterns indicate higher values close to production wells and negative settlements close to injection wells. The simulation results show that simple models can represent the compaction process of an oil reservoir.

KEYWORDS: Reservoir, Compressibility, Compaction, Simulation.

1 INTRODUÇÃO

No processo de retirada de fluidos de maciços rochosos existe na zona de influência do poço uma diminuição da pressão do fluido (rebaixamento). A pressão vertical da coluna litostática continua aproximadamente a mesma, ou seja, a tensão total continua aproximadamente constante e a tensão efetiva

umenta. Consequentemente, ocorre um processo de compressibilidade da coluna litostática. Tal fenômeno é observado tanto na exploração de água subterrânea quanto de hidrocarbonetos.

O termo compactação é utilizado no contexto do estudo da subsidência e dos recalques associados com a retirada de fluidos de um aquífero ou reservatório.

Gambolati (1972) utilizou um modelo de compressibilidade unidimensional para estudar a subsidência relacionada à retirada de água na região próxima a Veneza, os valores de recalque obtidos foram da ordem de grandeza de 10 centímetros. Helm (1975) aplicou um modelo unidimensional para estimar a compactação de um aquífero próximo de Pixley, California, os recalques observados no período estudado foram da ordem de grandeza de 1 metro. Shen *et al.* (2006) realizaram o uso de um modelo tridimensional de fluxo em conjunto com um modelo unidimensional de compressibilidade para estudar a subsidência do terreno associada ao bombeamento de água em um campo de produção de gás no Japão.

Diversos estudos foram realizados com relação à subsidência associada à retirada de fluidos em campos de petróleo e gás. Colazas e Strehle (1995) discutem os problemas de subsidência no campo de Wilmington em Long Beach, California. Finol e Sancevic (1995) apresentam os problemas de subsidência na Venezuela. As questões do campo de Ekofisk, no Mar do Norte, relacionados com a compactação do reservatório e a subsidência na superfície são debatidas por Zaman *et al.* (1995), dentre outros.

No presente trabalho o simulador de Donaldson (1995) foi convertido para linguagem MATLAB/Octave O uso da implementação é ilustrado em uma aplicação com condições típicas de um campo do Recôncavo Baiano.

2 COMPRESSIBILIDADE UNIDIMENSIONAL

Para uma situação completamente drenada a compressibilidade de uma coluna com restrição de deformação lateral (C) é dada pelo inverso do módulo oedométrico (E_{oed}):

$$C = \frac{1}{E_{oed}} = \frac{(1-2\nu) \cdot (1+\nu)}{E \cdot (1-\nu)} \quad (1)$$

Onde, E é o módulo de elasticidade e ν é o coeficiente de Poisson.

Para Geertsma (1973) a compactação do reservatório ou a redução do volume do reservatório é a redução da altura do reservatório (z). O reservatório é considerado deformando predominantemente no plano vertical. Um coeficiente de compactação axial é definido como a compactação da formação por unidade de variação da poropressão:

$$C_m = \frac{1}{z} \cdot \frac{dz}{dP} \quad (2)$$

A deformação vertical é definida como:

$$\varepsilon_z = C_m \cdot dP \quad (3)$$

Na formulação utilizada para cálculo da compactação da camada produtora é definida em função da sua espessura (h), na forma:

$$\Delta h = C_m \cdot dP \cdot h \quad (4)$$

Valores de referência para o coeficiente de compactação axial são encontrados em Geertsma (1973).

Diferentes definições para o coeficiente de compressibilidade podem ser encontradas na literatura, conforme observado em Zimmerman (1984), Zimmerman *et al.* (1986), Addis (1987), Dudley *et al.* (2016).

A ISRM (*International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering*) possui uma sugestão de métodos para realização de testes para determinação da compressibilidade uniaxial para geomecânica de reservatório, reportada em Dudley *et al.* (2016).

A literatura técnica indica que os modelos unidimensionais para representar a compactação do reservatório podem ter o parâmetro de compressibilidade estimado por: (1) ensaios de carregamento hidrostático, (2) ensaios triaxiais com controle de deformação lateral, e (3) ensaios oedométricos.

3 MODELO DE FLUXO

Conforme Donaldson (1995), se a pressão de sobrecarga (P_{ob}) de zona produtora de subsuperfície é suportada pela pressão entre os grãos (P_g) da rocha e da pressão do fluido no reservatório (P). A pressão de sobrecarga é igual pressão total do reservatório somada com a pressão entre os grãos e as condições estáticas existentes no contorno (Figura 1).

Se a pressão do fluido no reservatório é reduzida, a compactação dos grãos da rocha irá ocorrer acompanhada pela redução da porosidade e da permeabilidade na zona compactada (Donaldson, 1995). Assumindo que as pressões de sobrecarga e entre os grãos permanecem constantes, o declínio da pressão no reservatório devido à retirada dos fluidos pode ser modelado como:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k \cdot h \cdot \delta P}{\mu \cdot \delta x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k \cdot h \cdot \delta P}{\mu \cdot \delta y} \right) + Q_{i,j} = C_f \cdot \phi \cdot \Delta h \cdot \frac{dP}{dt} \quad (5)$$

Onde k é a permeabilidade, μ é a viscosidade, C_f é a compressibilidade do fluido e ϕ é a porosidade.

A equação (5) foi discretizada em um gride retangular de diferenças finitas e sua forma analítica foi implementada no simulador. Detalhes da formulação podem ser encontrados em Donaldson (1995).

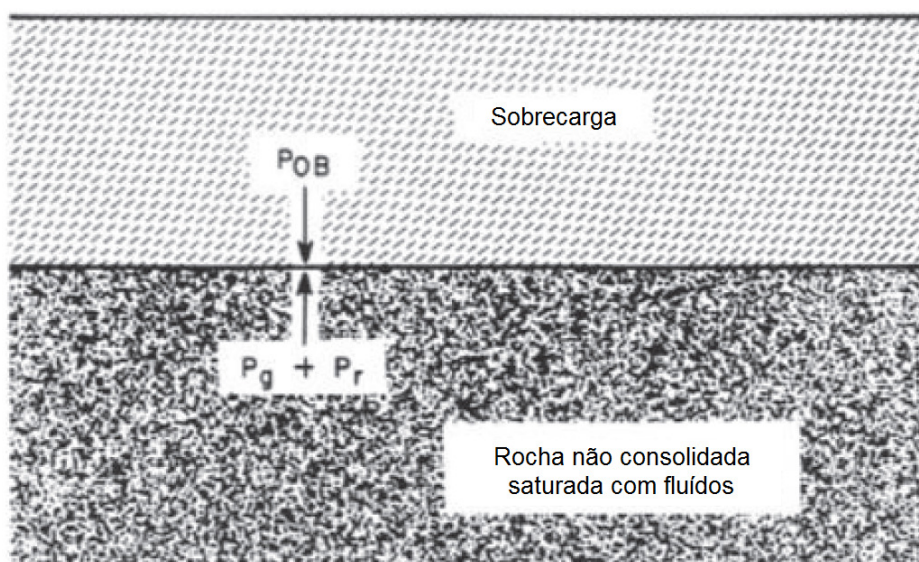


Figura 1. Equilíbrio de pressões na fronteira entre formação de sobrecarga e reservatório de produção de fluidos (Donaldson, 1995).

4 SIMULADOR IMPLEMENTADO

O simulador em Fortran apresentado em Donaldson (1995) foi utilizado como base para a elaboração da versão em MATLAB/Octave. O simulador resolve a equação (5) ao longo do tempo e com os valores da redução da poropressão a equação (4) é utilizada para o cálculo do recalque.

No simulador original a porosidade da camada produtora é reduzida com o processamento dos recalques, na versão implementada esta funcionalidade não foi considerada.

Os gráficos dos resultados são gerados no próprio MATLAB/Octave.

5 PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO

O simulador implementado foi testado para uma condição típica de um campo do Recôncavo Baiano. O campo foi considerado como relativamente homogêneo, de estratigrafia tabular, baixa complexidade estrutural e espessura total de hidrocarbonetos constante. Para a simulação foi considerado um campo com injeção de água em um padrão 5-spot. Os parâmetros adotados na simulação são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros do campo padrão 5-spot.

Parâmetro	Valor
Distância média dos poços de injeção para os poços de produção (m)	333
Número de poços de produção	16
Número de poços de injeção	9
Vazão média bruta dos poços de produção (m ³ /d) inicial	45
Vazão média bruta dos poços de injeção (m ³ /d)	80
Litológica da zona produtora	Arenito
Porosidade média da zona produtora (%)	20
Espessura média da zona produtora (m)	50
Viscosidade do óleo (cP)	4
Permeabilidade (mD)	100
Pressão estática original na camada produtora (MPa)	10

A compressibilidade do fluido foi assumida como $C_f = 1,89 \cdot 10^{-3}$ 1/MPa. O coeficiente de compactação axial foi adotado em conformidade com as indicações de Geertsma (1973), com valor de $C_m = 3,00 \cdot 10^{-4}$ 1/MPa.

As dimensões do modelo e a posição dos poços de injeção e produção são mostradas na Figura 2. Um gride de 92 por 92 células quadradas foi considerado. Cada célula possui lado de 78,5 metros. No contorno do modelo a pressão foi considerada constante. Um tempo de 10 anos de produção foi considerado na simulação.

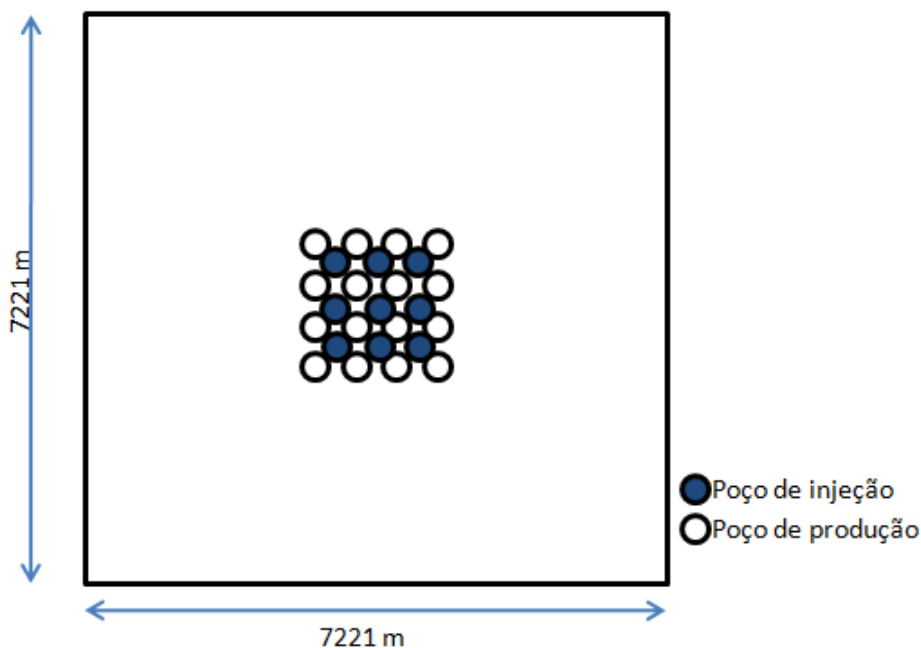


Figura 2. Dimensões do modelo.

6 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

A Figura 3 mostra a pressão no reservatório após 10 anos de produção. Próximo aos poços de injeção a pressão é um pouco superior a pressão original do reservatório. Próximo aos poços de produção ocorreu uma queda na pressão original do reservatório.

A Figura 4 mostra os recalques no plano do reservatório. Recalques negativos (elevação do terreno) ocorrem em pontos próximos dos poços de injeção, condição coerente com a variação positiva da pressão

nestas regiões. Recalques da ordem de 4 centímetros ocorrem próximos aos poços de produção. Estes recalques são pequenos e teriam pouco significado em termos de danos na região explorada.

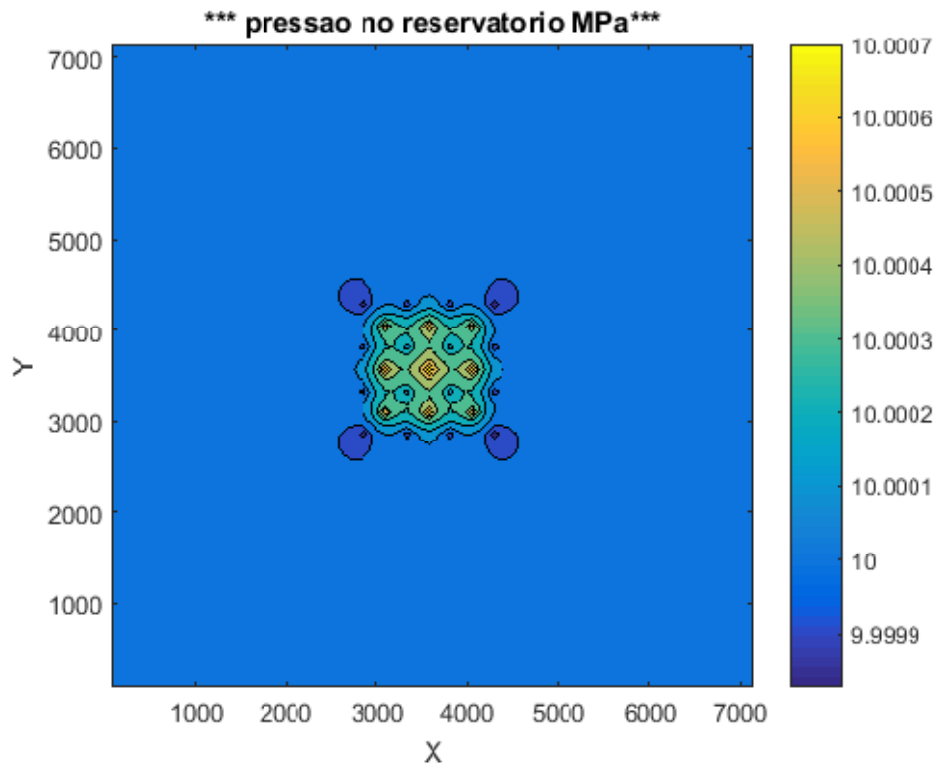


Figura 3. Pressão no reservatório (MPa), após 10 anos de produção.

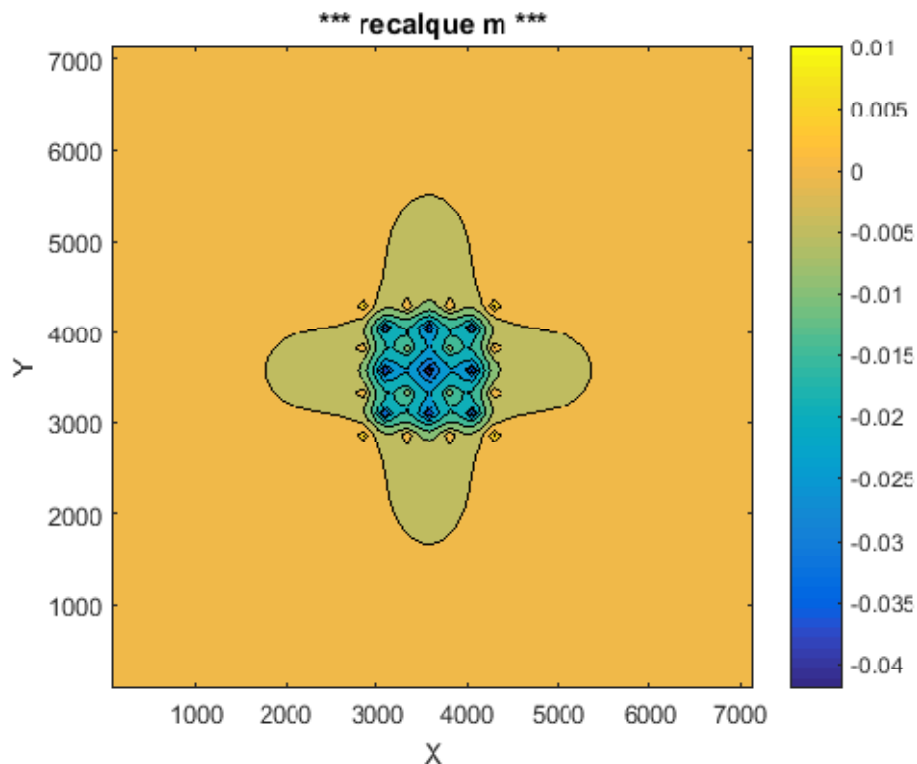


Figura 4. Recalque (m), após 10 anos de produção.

A Figura 5 mostra a porosidade na camada produtora, após 10 anos de produção. A porosidade aumenta próximo aos poços de injeção, o que é compatível com um padrão de recalques negativos. Ocorre uma diminuição da porosidade próxima aos poços de produção, o que também é consistente com o abatimento da camada decorrente da diminuição da pressão.

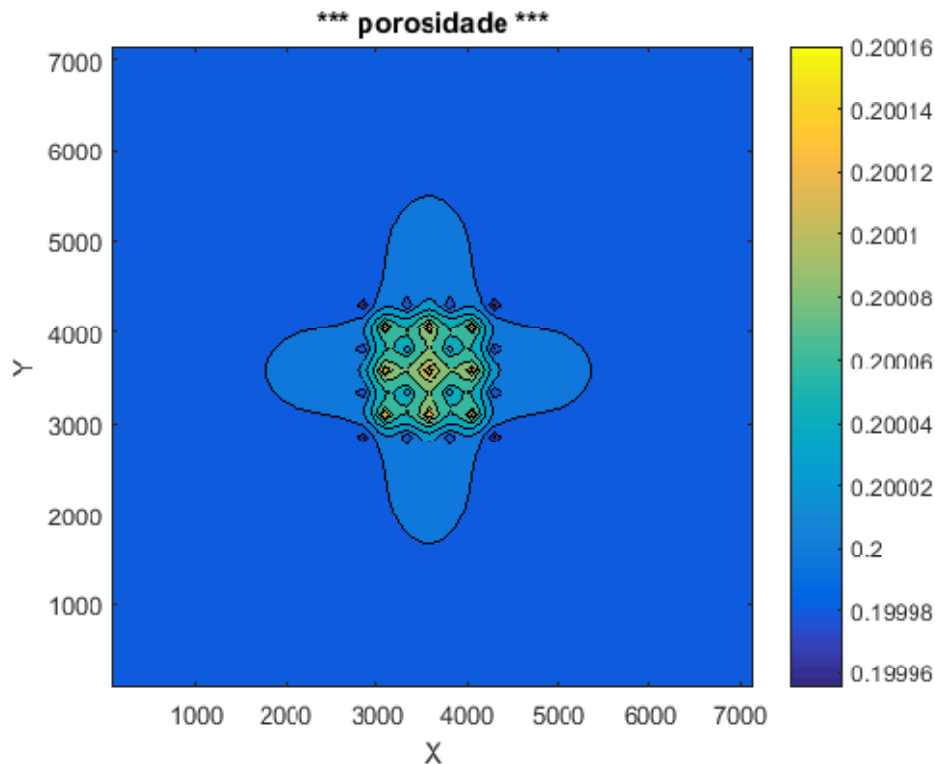


Figura 5. Porosidade, após 10 anos de produção.

7 CONCLUSÕES

O processo de compactação de reservatórios pode ser representado por modelos que consideram a compactação axial da coluna litostática e desprezando as deformações laterais. Na literatura diferentes definições para um coeficiente de compressibilidade axial são encontradas. Estes coeficientes podem ser determinados por ensaios de laboratório ou estimados por meio da literatura técnica.

Um simulador que considera o fluxo horizontal e plano e a compressibilidade vertical da coluna litostática foi implementado em MATLAB/Octave. O simulador foi testado com parâmetros representativos de um campo com injeção de água em padrão 5-spot.

Os resultados da simulação realizada indicam recalques pequenos, que não seriam prejudiciais para as operações no campo. Os padrões dos recalques são influenciados pela posição relativa aos poços de injeção e de produção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Addis, M.A. (1987) *Mechanisms of sediment compaction responsible for oil field subsidence*. PhD Thesis, University of London. 561p.
- Colazas, X.C., Strehle, R.W. (1995) Subsidence in the Wilmington Oil Field, Long Beach, California, USA. In: Chilingarian, G.V.; Donaldson, E.C. & Yen, T.F. (Eds.) *Subsidence due to fluid withdrawal*. Amsterdam, Elsevier Science. p.285-335.

- Donaldson, E.C. (1995) Simulation of compaction due to fluid withdrawal. In: Chilingarian, G.V.; Donaldson, E.C. & Yen, T.F. (Eds.) *Subsidence due to fluid withdrawal*. Amsterdam, Elsevier Science. p.425-438.
- Dudley, J.W. *et al.* (2016) ISRM Suggested method for uniaxial-strain compressibility testing for reservoir geomechanics. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 49(10), p.4153-4178.
- Finol, A., Sancevic, Z.A. (1995) Subsidence in Venezuela. In: Chilingarian, G.V.; Donaldson, E.C. & Yen, T.F. (Eds.) *Subsidence due to fluid withdrawal*. Amsterdam, Elsevier Science. p.337-372.
- Gambolati, G. (1972) Estimate of subsidence in Venice using a one-dimensional model of the subsoil. *IBM Journal of Research and Development*, 16(2), p.130-137.
- Geertsma, J. (1973) Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 59(6), p.734-744.
- Helm, D.C. (1975) One-dimensional simulation of aquifer system compaction near Pixley, California 1. Constant parameters. *Water Resources Research*, 11(3), p.465-478.
- Shen, S.-L., Xu, Y.-S., Hong, Z.-S. (2006) Estimation of land subsidence based on groundwater flow model. *Marine Georesources & Geotechnology*, 24(2), p.149-167.
- Zaman, M.M., Abdulraheem, A., Roegiers, J.-C. (1995) Reservoir compaction and surface subsidence in the North Sea Ekofisk field. In: Chilingarian, G.V.; Donaldson, E.C. & Yen, T.F. (Eds.) *Subsidence due to fluid withdrawal*. Amsterdam, Elsevier Science. p.737-423.
- Zimmerman, R.W. (1984) *The effect of pore structure on the pore and bulk compressibilities of consolidated sandstones*. PhD thesis, University of California, Berkeley. 116p.
- Zimmerman, R.W., Somerton, W.H., King, M.S. (1986) Compressibility of porous rocks. *Journal of Geophysical Research*, 91, p12765-12777.