



MODELAGEM NUMÉRICA DO COLAPSO DE POROS EM ROCHAS CARBONÁTICAS

Lúcia Carvalho Coelho¹, Antonio Claudio Soares², Nelson F. F. Ebecken³, José Luis D. Alves¹,
Luiz Landau¹

¹ Laboratório de Métodos Computacionais para Engenharia, COPPE/UFRJ, Caixa Postal 68552 CEP 21949-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, e-mail: lucia@lamce.ufrj.br

² Centro de Pesquisas da Petrobrás, Cidade Universitária, Quadra 7, Ilha do Fundão CEP 23458-000, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, e-mail: aclaudio@cenpes.petrobras.com.br e-mail: aclaudio@cenpes.petrobras.com.br

³ Núcleo de Transferência de Tecnologia, COPPE/UFRJ, Caixa Postal: 68506 CEP 21949-970, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, e-mail: nelson@ntt.ufrj.br

Resumo – A ocorrência de colapso de poros tem sido verificada em campos de calcários que apresentam alta porosidade e baixa permeabilidade. À medida em que o óleo do reservatório é produzido, a tensão efetiva atuante na rocha-reservatório aumenta. Caso não haja resistência suficiente para absorver esse aumento de tensão ocorre o colapso de poros. Estudos sobre o colapso de poros disponíveis na literatura baseiam-se em ensaios triaxiais e de deformação uniaxial. Este trabalho propõe a utilização de modelos de fechamento de envoltória, mais conhecidos como cap models para modelagem do colapso de poros em rochas porosas. Um modelo constitutivo elasto-plástico baseado em duas superfícies desacopladas, uma que representa a superfície de ruptura por cisalhamento associada a um arco de elipse que representa o colapso de poros foi implementada em um código de elementos finitos. O modelo foi calibrado para dados experimentais que definiram a tensão de colapso de poros para caminhos de tensão abaixo da linha de cisalhamento em calcários da Bacia de Campos na costa brasileira. A boa concordância entre os dados experimentais e a simulação numérica demonstrou o potencial do modelo na representação do fenômeno.

Palavras-chave: Subsidência, Colapso de Poros, Plasticidade, Caminho de tensões, Cap Models.

Abstract - High porosity and low permeability limestone has presented pore collapse. As the oil is produced from these reservoirs, the effective stresses acting on the rock increases. If the strength of the rock is overcome pore collapse occurs. The knowledge of the mechanics of this phenomenon available in the literature is based on triaxial and uniaxial tests. This work proposes the cap model to reproduce the pore collapse of porous rocks. An elastic-plastic constitutive relationship was implemented in a finite element code. The model was fitted to experimental data that defines the pore collapse strength for stress paths below shear envelope. The data refers to limestone from Campos Basin, offshore Brazil. The good agreement between the tests and the numerical simulations showed the ability of the model in representing the phenomenon.

Key Words: Subsidence, Pore Collapse, Plasticity, Stress Paths, Cap Models.

1. Introdução

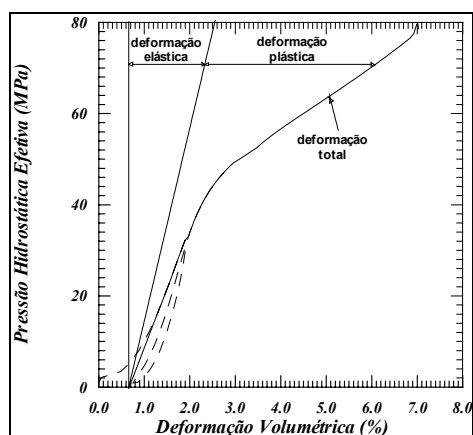
A maior parte dos estudos de engenharia de reservatórios feitos através de simulações em computador ainda não levam em consideração os efeitos das tensões atuantes no meio poroso, bem como o efeito de compactação provocada pelas alterações nas tensões, devido à redução da pressão estática durante a produção de óleo. Esta redução provoca o aumento da pressão efetiva atuante no arcabouço da rocha. Caso a rocha não possua resistência suficiente para absorver este aumento de tensão efetiva, ocorre o colapso de poros, havendo um rearranjo dos grãos e compactação do meio poroso até que um novo equilíbrio seja alcançado. Uma provável consequência deste fenômeno é a diminuição da permeabilidade, reduzindo o fluxo de óleo para o poço e a recuperação final do reservatório. Como a maior queda de pressão se dá nas imediações da parede do poço, este é o local de maior probabilidade de ocorrência de colapso de poros, provocando um dano permanente.

Os problemas de colapso de poros ocorridos nos diversos campos de petróleo tem sido descobertos somente após o início do processo, o que acarreta custos adicionais não previstos para a exploração do óleo. A literatura apresenta casos em que foi verificada a ocorrência de colapso de poros nos campos de Ekofisk e Danian, no Mar do Norte e Austin, na Costa do golfo (Smits et al, 1988). No caso de Ekofisk, a subsidência foi tão grave que provocou o afundamento de plataformas de produção, causado pela compressão do reservatório. Para esses campos foram realizados ensaios triaxiais e de deformação uniaxial em laboratório para caracterizar o colapso de poros. Entretanto, as metodologias de ensaios utilizadas até então não permitiam utilização de caminhos de tensões diversos para o reservatório.

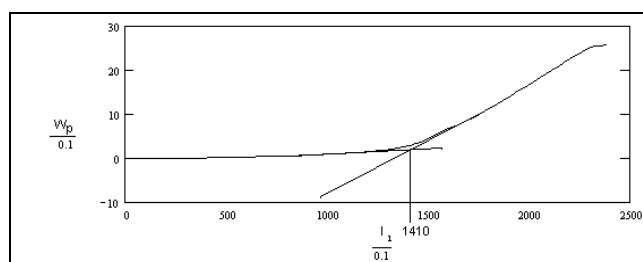
O objetivo deste trabalho é apresentar um modelo constitutivo elasto-plástico que define o estado de tensões que pode levar ao colapso de poros considerando os diversos caminhos de tensão possíveis em um reservatório durante a produção. Esse colapso ocorre por compressão da estrutura e não por cisalhamento, portanto os caminhos de tensão situam-se abaixo da envoltória de cisalhamento. Este modelo foi implementado em um código de elementos finitos (Alves et al., 1994) e mostrou-se capaz de reproduzir os resultados experimentais obtidos em laboratório. A relação constitutiva elasto-plástica considerada consiste de uma superfície de ruptura por cisalhamento elasto-plástica perfeita, que segue o critério de Mohr-Coulomb associada à um arco de elipse, baseado no “cap model” proposto por Sandler et al. (1976), que delimita o estado de tensões hidrostático admissível.

2. Caracterização experimental do colapso de poros

O modelo proposto baseia-se no trabalho de Soares (2000, 2002), que apresentou um estudo experimental do colapso de poros em rochas carbonáticas do Campo de Congro, Bacia de Campos, cujo reservatório é formado por um carbonato com os grãos variando de fino a muito fino. Caminhos de tensão mais próximos daqueles seguidos pelo reservatório durante a produção foram utilizados em ensaios para definição da tensão de colapso de poros, todos abaixo da envoltória de cisalhamento. Foram avaliados corpos de prova com porosidade média de 31%, 27%, 24% e 20%.



(a) Curva pressão hidrostática x deformação volumétrica



(b) Curva Trabalho Plástico x Primeiro Invariante de Tensões

Figura 1 - Ensaio típico para definição da tensão de colapso de poros

Sejam σ_3 a tensão confinante do ensaio, que representa a tensão de confinamento do reservatório, σ_1 a tensão vertical aplicada, que representa a tensão de sobrecarga vertical do reservatório e $K = \sigma_1/\sigma_3$ a constante que define o caminho de tensões percorrido. A fim de definir as tensões de colapso de poros, os caminhos variaram do hidrostático (ensaio de compressão hidrostática, com $K=1$) ao caminho percorrido pelo ensaio de deformação uniaxial ($K \cong 0,25$). A avaliação da tensão de colapso de poros para os demais caminhos foi efetuada através de ensaios triaxiais cujo

incremento de carga é feito de forma que K seja mantido constante. O resultado de um ensaio típico de compressão hidrostática é apresentado na figura 1(a). Sendo I_1 o primeiro invariante de tensões efetivas, a figura 1(b) mostra a curva trabalho plástico $W_p x I_1$ para este ensaio, normalizada pela pressão atmosférica. Observe-se que a partir de uma determinada pressão hidrostática $p = I_1/3$, há um aumento no trabalho plástico. Esta é a pressão adotada como pressão de colapso de poros. Para cada caminho de tensões, obtém-se uma pressão de colapso, compondo assim a curva de fechamento.

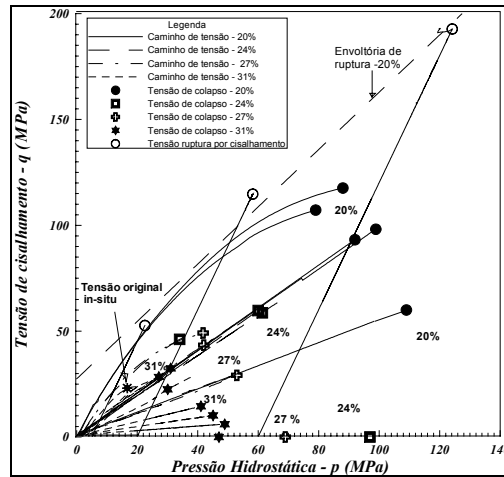


Figura 2 - Definição Experimental das Tensões Efetivas de Colapso de Poros para Diversos Caminhos de Tensão

A figura 2 apresenta uma síntese dos resultados obtidos em termos das tensões de colapso no espaço pressão hidrostática x tensão cisalhante. Como em geral as rochas calcárias são bastante heterogêneas, para cada porosidade da formação há uma curva de fechamento respectiva. Quanto maior a porosidade menor será a tensão de colapso. Logo, o colapso da estrutura vai ocorrendo gradualmente da maior para a menor porosidade à medida em que a tensão efetiva média vai aumentando. Isto pode ser verificado nos resultados apresentados na figura 2, que estão agrupados por porosidade. Uma vez que as tensões na rocha atinjam a curva de fechamento da envoltória, inicia-se um processo de plastificação, que está associado ao colapso de poros. Os danos gerados por este mecanismo na matriz rochosa estão associados à quebra de grãos e da cimentação entre eles, com drástica redução da porosidade e permeabilidade (Mowar *et al.*, 1996).

3. Modelo Numérico

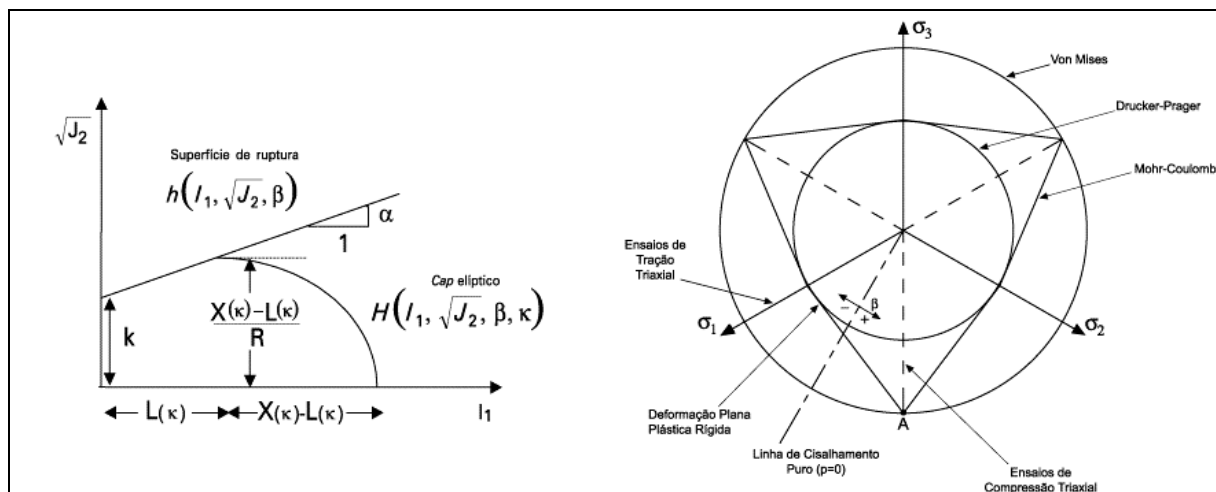


Figura 2 - Superfície de Escoamento para Colapso de Poros

A fim de modelar a compactação do meio poroso, utilizou-se uma relação constitutiva que associa a superfície de cisalhamento de Mohr-Coulomb a um arco de elipse que delimita o estado de tensões hidrostático admissível, baseada no modelo de Sandler *et al.* (1976). Admite-se que o fluxo é associativo, o que foi comprovado nos experimentos para os caminhos de tensão estudados (Soares, 2000), e que o arco de elipse se expande isotropicamente no espaço das tensões desviatórias. A superfície de ruptura no espaço $I_1 x \sqrt{J_2}$ e no espaço das tensões desviatórias é apresentada na figura 2. Sejam I_1 o primeiro invariante de tensões efetivas, J_2 o segundo invariante de tensões

desviatórias efetivas, J_3 terceiro invariante de tensões desviatórias efetivas, \hat{J}_3 o terceiro invariante de tensões desviatórias efetivas normalizado, β o ângulo de Lode e σ_e a tensão equivalente efetiva, definidos por:

$$\hat{J}_3 = \frac{27J_3}{2\sigma_e^3} = \cos 3\theta = -\text{sen}3\beta \quad (1)$$

$$\sigma_e^2 = 3J_2 \quad (2)$$

A função de escoamento, baseada na formulação proposta por Schwer e Murray (1994) é dada por:

$$f = \begin{cases} g(I_1, \sqrt{J_2}, \beta) = \sqrt{J_2} - \mathfrak{R}(\beta)h(I_1) = 0, & I_1 < L(\kappa) \\ H(I_1, \sqrt{J_2}, \beta, \kappa) = \sqrt{J_2} - \mathfrak{R}(\beta)F(I_1, \kappa), & I_1 \geq L(\kappa) \end{cases} \quad (3)$$

ou seja, a função $g(I_1, \sqrt{J_2}, \beta)$ corresponde à superfície de ruptura por cisalhamento, enquanto que $H(I_1, \sqrt{J_2}, \beta, \kappa)$ corresponde ao arco de elipse. A função $h(I_1)$ corresponde à superfície de Drucker-Prager, ajustada segundo o círculo circunscrito à superfície de Mohr-Coulomb no plano desviatório (figura 2):

$$h(I_1) = k - \alpha I_1 \quad (4)$$

sendo que:

$$k = \frac{6c \cos \phi}{\sqrt{3}(3 - \text{sen} \phi)} \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{2 \text{sen} \phi}{\sqrt{3}(3 - \text{sen} \phi)} \quad (6)$$

A função $F(I_1, \kappa)$ corresponde ao arco de elipse de Sandler et al (1976):

$$F(I_1, \kappa) = \frac{1}{R} \left\{ [X(\kappa) - L(\kappa)]^2 - [I_1 - L(\kappa)]^2 \right\}^{1/2} \quad (7)$$

onde $X(\kappa)$ é a interseção da elipse com o eixo hidrostático e R é o coeficiente entre o eixo principal maior e menor da elipse, de formas que:

$$X(\kappa) = L(\kappa) + R h(L(\kappa)) \quad (8)$$

Admite-se que:

$$L(\kappa) = \begin{cases} \kappa, & \text{se } \kappa > \kappa_o \\ \kappa_o, & \text{se não} \end{cases} \quad (9)$$

onde $\kappa_o = L_o$ é a posição inicial da elipse no espaço das tensões.

O parâmetro de endurecimento κ , que define a expansão do arco de elipse é função das deformações plásticas. A partir das análises dos resultados experimentais, verificou-se que a lei de endurecimento pode ser representada por uma função linear das deformações volumétricas plásticas (Coelho, 2001):

$$\varepsilon_{kk}^p = A_w (X - X_o) \quad (10)$$

onde X_o é a posição inicial do arco de elipse (tensão de colapso de poros) no eixo hidrostático e A_w, A_d são os coeficientes de ajuste da curva pressão vs. deformação volumétrica plástica.

A função $\mathfrak{R}(\beta)$ é uma função que ajusta a superfície de Drucker Prager aos pontos de interseção da superfície de Mohr-Coulomb com os meridianos de compressão triaxial, tração triaxial e cisalhamento puro (figura 2). Seja ϕ o ângulo de atrito do material. Schwer e Murray (1994) propõem a seguinte forma para $\mathfrak{R}(\beta)$:

$$\mathfrak{R}(\beta) = \frac{\sqrt{3}Q}{(1+Q)\cos\beta - \sqrt{3}(1-Q)\sin\beta} \quad (11)$$

$$Q = \frac{3 - \sin\phi}{3 + \sin\phi} \quad (12)$$

4. Simulação dos Ensaios

O ajuste dos ensaios foi efetuado para os materiais com porosidade média de 31%, mais suscetíveis ao colapso de poros. Considerou-se que o módulo elástico é linear, obtido na fase de descarregamento/regarregamento do ensaio a 50% da tensão de ruptura. A fase não-linear inicial do ensaio foi desconsiderada, por representar a fase de fechamento de fissuras e as heterogeneidades presentes no material.

As simulações foram efetuadas em uma malha de elementos finitos axissimétrica com condições de contorno similares àquelas sofridas pelas amostras no laboratório. Por simetria, um quarto da amostra foi discretizado, com deslocamentos restritos no eixo de simetria axial e transversal. Foram aplicados carregamentos radiais e axiais com incrementos proporcionais, segundo o caminho de tensões pré-definido K . A envoltória de cisalhamento foi extraída de dados experimentais que apresentaram como valores médios de ajuste uma coesão de 8,5 MPa e ângulo de atrito de 42°.

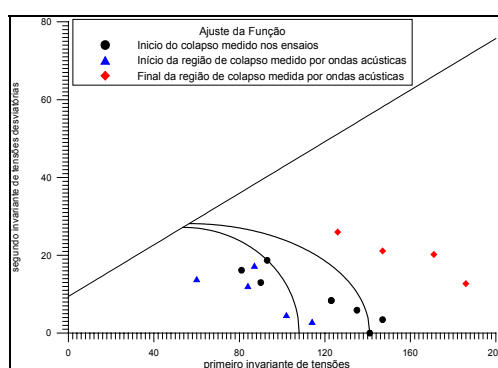


Figura 3 - Superfícies de colapso de poros obtidas através de ajuste dos ensaios em termos de tensões efetivas

Buscou-se encontrar uma superfície que fosse capaz de ajustar a dispersão de pontos verificada. Basicamente duas curvas foram capazes de reproduzir todos os ensaios, conforme apresenta a figura 3. A expansão do arco de elipse no espaço das tensões foi definida a partir da curva pressão vs. deformação plástica volumétrica. Foi efetuado um ajuste linear, o que foi capaz de reproduzir os dados experimentais com boa precisão. Os parâmetros obtidos para todos os ensaios estão sumarizados na tabela 1.

Tabela 1 - Resumo dos parâmetros obtidos na calibração dos ensaios

K	E (MPa)	ν	C (MPa)	ϕ	R	X_o (MPa)	A_w
1,0	1269,84	0,0	8,5	42°	3,0	141,0	4,33x10 ⁻⁶
0,9	1255,00	0,18	8,5	42°	3,0	141,0	1,46x10 ⁻⁶
0,8	2000,0	0,2	8,5	42°	3,0	141,0	3,56x10 ⁻⁶
0,7	1000,00	0,20	8,5	42°	2,0	108,0	4,33x10 ⁻⁶
0,4	710,00	0,20	8,5	42°	3,0	141,0	1,30x10 ⁻⁶
0,3	1200,00	0,15	8,5	42°	2,0	108,0	4,00x10 ⁻⁶

A simulação dos ensaios está apresentada na figura 4, onde p representa a pressão hidrostática efetiva e q a tensão desviatória efetiva. Observa-se que o modelo é capaz de reproduzir bem o comportamento do material até os níveis de deformação que foram considerados. Pode-se verificar que, para estes ensaios, a utilização de uma lei de endurecimento baseada na curva pressão vs. deformação volumétrica plástica foi suficiente para caracterizar o comportamento do material.

5. Conclusões e Recomendações

A caracterização adequada das tensões de colapso de poros e da lei de endurecimento permitem a simulação numérica do comportamento mecânico dos reservatórios. A ruptura por colapso em ambientes confinados, pode levar à

formação de faixas de compactação no interior dos reservatórios, impondo uma barreira ao fluxo de fluidos. No caso de poços, a desagregação do material poroso associada ao fluxo de fluidos pode levar a grande produção de areia.

Os modelos baseados em fechamento de envoltória (cap models) são capazes de representar bem o comportamento do material, podendo ser utilizados para simulações de problemas de subsidência nos reservatórios, em simulações mecânicas de reservatórios acoplados ao escoamento de fluidos ou ainda em análises de estabilidade de poços. Recomenda-se ainda a medida da variação da permeabilidade e da porosidade com a tensão para que se possa ter dados para o acoplamento hidro-mecânico em simulações de reservatório.

Recomenda-se uma avaliação experimental de caminhos de tensão mais próximos e acima da linha de cisalhamento, onde a literatura aponta a ocorrência de compactação induzida por cisalhamento.

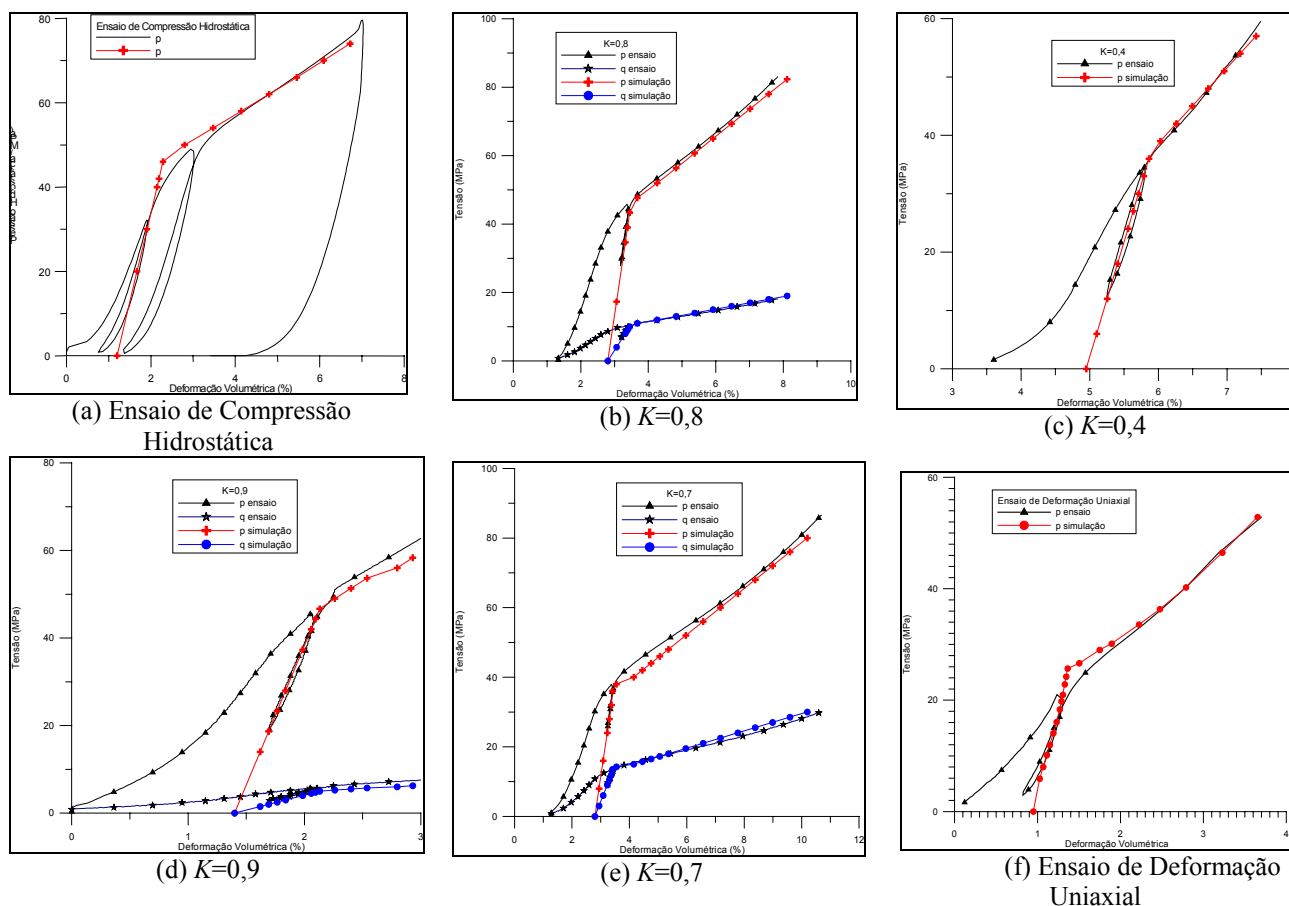


Figura 4 - Curvas experimentais x simulação dos ensaios

6. Referências:

- ALVES, J. L. D., COUTINHO, A. L. G. A., LANDAU, L., RIBEIRO, F. L. B., "Desenvolvimento de um Simulador Bidimensional para Estabilidade de Poços Horizontais/Alta Inclinação pelo Método dos Elementos Finitos, Relatório Coppetec ET- 150564, Rio de Janeiro, Brasil, 1994.
- COELHO, L. C., *Modelos de Ruptura de Poços de Petróleo*, Tese de Doutorado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil (2001).
- MOWAR, S., ZAMAN, M., STEARNS, D. W., ROEGIERS, J. C., "Micro-Mechanisms of Pore Collapse in Limestone", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 15, pp. 221-235, 1996.
- SMITS, R.M.M., DE WAAL, J.A., VAN KOOTEN, J.F.C., "Prediction of Abrupt Reservoir Compaction and Surface Subsidence Caused by Pore Collapse in Carbonates", SPE paper 29273, *SPE e-library*, 1988. Disponível em: <www.spe.org/oil>, acesso em 25 novembro 2002.
- SANDLER, I. S., DIMAGGIO, F. L., BALADI, G. Y., "Generalized Cap Model for Geological Materials", *Journal of the Geotechnical Engineering Division*, ASCE, v.102, n. 7, pp. 683-699 1976.
- SOARES, A. C., *Um Estudo Experimental para Definição do Colapso de Poros em Rochas Carbonáticas*, Tese de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2000.
- SOARES, A. C., FERREIRA, F. H., An Experimental Study for Mechanical Formation Damage, *SPE e-library*, 2002. Disponível em: <www.spe.org/oil>, acesso em 25 novembro 2002.
- SCHWER, L. E., MURRAY, Y., "A Three Invariant Cap Model with Mixed Hardening", *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, v. 18, pp.657-688, 1994.