



GEOMECHANICAL STUDIES OF ROCK SALT CAVES IN GAS STORAGE

Inaldo José Minervino da Silva

Leonardo José do Nascimento Guimarães

Igor Fernandes Gomes

inaldofpe@yahoo.com.br

leonardo@ufpe.br

gomes@ufpe.br

Universidade Federal de Pernambuco

Av. Professor Moraes Rego, 1235 - Cidade Universitária, 50670-901, Recife, Pernambuco, Brasil.

Abstract. *The consumption and production of gaseous and liquid fuels require strategic measures to store those fluids to ensure control of market variations. An option to be considered is the fluid storage in salt caverns because evaporites are excellent sealing rocks. The objective of this work is to study the convergence of pressurized caverns excavated in salt geological formations using a finite element code where an appropriate constitutive model was implemented that is able to describe the stationary creep in saline rocks.*

Keywords: *Creep, Evaporites, Caves in gas storage, Finite element.*

1. INTRODUÇÃO

O consumo e a produção de combustíveis gasosos e líquidos exigem medidas estratégicas de armazenamento de petróleo cru, gás e álcool, seja para garantir o controle das variações do mercado, seja por se tratar de um problema de segurança nacional. A estocagem de gás e de petróleo é necessária, uma vez que as reservas desses bens da natureza são mal distribuídas na crosta e não são renováveis. Além disso, sua produção é ditada pela geologia, e seu consumo é de relação geográfica e, por vezes, sazonal, fazendo com que seja necessário realizar estoques de segurança.

O problema de estocagem do gás e petróleo cru é antigo, e uma solução é geológica, pois é possível usar espaços naturais ou artificiais. Os locais utilizados para estocagem podem ser jazidas petrolíferas exauridas, aquíferos confinados e delimitados por camadas selantes, ou em cavernas naturais e artificiais. Nestas, a estocagem é feita em minas exauridas ou abandonadas; em cavernas abertas em camadas salinas ou em maciços rochosos preparados para armazenamento de gás natural, gás liquefeito de petróleo GLP ou petróleo cru (Vassalo, 2013).

Na atualidade, o problema de estocagem aumentou com as descobertas de petróleo e gás natural nas camadas submarinas do pós e pré-sal. Elas trazem consigo uma previsão de extração de grandes volumes e embarques de óleo cru e gás, exigindo mega depósitos. Porém, é preciso esclarecer que ainda não há solução adequada para realizar essa estocagem. O método tradicional, feito em tanques de aço a céu aberto, é caro e perigoso. Já os métodos de uso de reservatórios exauridos de gás ou óleo têm sido estudados, mas sem resultados conclusivos. Quanto às cavernas em depósitos de sal por dissolução, por exemplo, estas necessitam ser estudadas e entendidas quanto ao seu comportamento mecânico quando empregadas para o armazenamento de gás, especialmente em casos onde a formação salina é naturalmente fraturada (Barajas *et al.* 2014). A Figura 1 apresenta uma ilustração das cavernas do projeto Gateway, que é o primeiro a ser executado offshore.

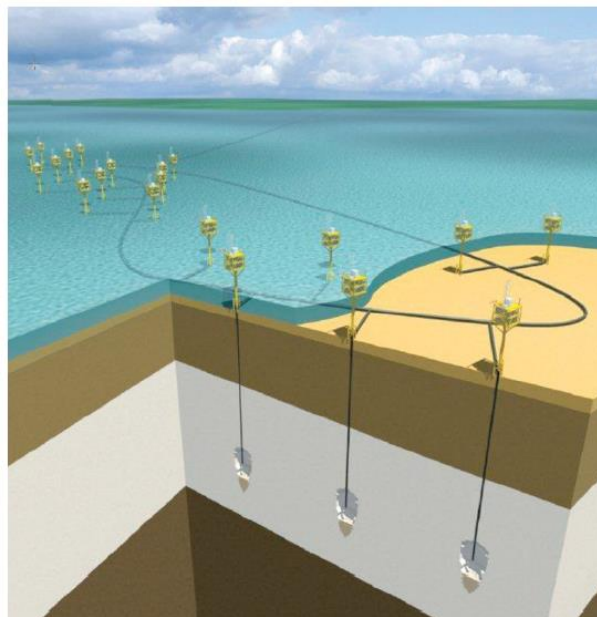


Figura 1 – Estocagem Offshore de Gás Natural – 24 cavernas no mar Irlandês (Vassalo, 2013 Apud Gateway Storage Company Limited, 2010)

No Brasil, trabalhos pioneiros, como o de Goraieb *et al.* (2005), discute possibilidades de estocagem de gás natural em estruturas geológicas brasileiras. Mas somente em trabalhos mais recentes, como por exemplo, a de Vassalo *et al.* (2014), Vassalo (2013), Costa *et al.* (2012) e Costa *et al.* (2011), discute-se, de forma técnico/econômica, porém ainda incipiente, o uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem de gás em cavernas abertas por dissolução de rochas salinas.

2. MODELOS CONSTITUTIVOS DE FLUÊNCIA

A maioria dos modelos de uso prático na engenharia descreve somente uma parte da curva típica de fluência. Alguns modelos representam o regime transiente enquanto outros trabalham com o regime estacionário (Figura 2). Os modelos mais utilizados em aplicações práticas são baseados em formulações empíricas que consideram a fase estacionária de fluência, sendo um dos mais empregados o modelo de mecanismo duplo de deformação, apresentando bons resultados quando as análises envolvem longos períodos de tempo (Costa *et al.*, 2005; Medeiros, 1999; Botelho, 2008; COSTA *et al.*, 2004).

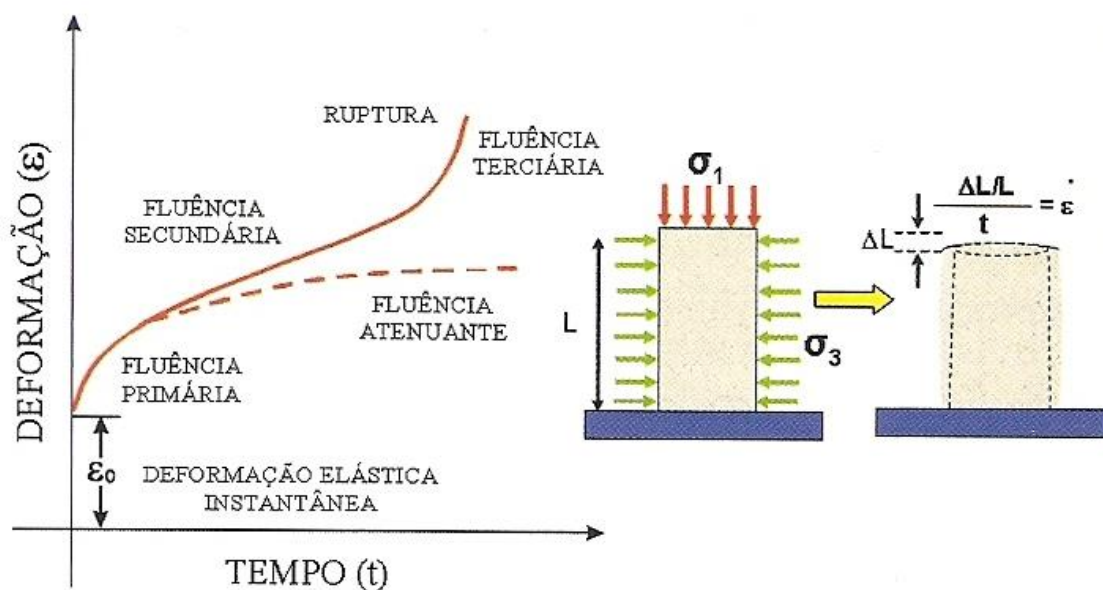


Figura 2 - Representação esquemática do resultado de um ensaio de fluência, onde o corpo de prova submetido a uma tensão desviadora constante deforma-se em três estágios, ao longo do tempo (Mohriak *et al.*, 2008)

No modelo de mecanismo duplo de deformação, a taxa de deformação de fluência uniaxial é dada por:

$$\dot{\epsilon}_{sc} = \dot{\epsilon}_d \left(\frac{\sigma_d}{\sigma_{do}} \right)^n \quad (1)$$

onde: $\dot{\varepsilon}_{sc}$ = taxa de deformação por fluência no regime estacionário [-]; $\dot{\varepsilon}_d$ = taxa de deformação por fluência estacionária corrigida (função da temperatura) [-]; σ_d = tensão desviadora aplicada [MPa]; σ_{do} = tensão desviadora de referência [MPa]; n = parâmetro função da tensão desviadora aplicada, sendo $n = \begin{cases} n_1 & , \quad \sigma_d \leq \sigma_{do} \\ n_2 & , \quad \sigma_d > \sigma_{do} \end{cases}$

A taxa de deformação $\dot{\varepsilon}_d$, por sua vez, é função da temperatura e pode ser calculada conforme (Costa *et al.*, 2004):

$$\dot{\varepsilon}_d = \dot{\varepsilon}_{sco} \exp \left(\frac{Q}{R(T_0 + 273,15)} - \frac{Q}{R(T + 273,15)} \right) \quad (2)$$

onde: $\dot{\varepsilon}_{sco}$ = taxa de deformação de referência (constante para cada rocha salina) [t^{-1}]; Q = energia de ativação (12 kcal/mol para o sal, aqui adotado para todas as rochas) [12 kcal/mol]; R = constante universal dos gases [0,0019858 kcal/mol/K]; T = temperatura da rocha em subsuperfície [$^{\circ}C$]; T_0 = temperatura de referência [$^{\circ}C$]. O termo exponencial da Equação 2 é conhecido como fator de ativação térmica e pode ser considerado como um fator multiplicativo da velocidade de deformação de referência, ou seja, uma constante definida em função da temperatura. Esse termo é conhecido também como a Lei de Arrhenius (Mohriak *et al.*, 2008; Karimi-Jafari, 2007). Este modelo (Costa *et al.*, 2005; Medeiros, 1999; Botelho, 2008) encontra-se implementado no programa CODE_BRIGHT (COupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport) (Guimarães, 2002; Silva, 2010) sendo definido, para o estado multiaxial de tensões, pela equação a seguir:

$$\dot{\varepsilon}_{sc}(\sigma) = \frac{3}{2} \left[\dot{\varepsilon}_{sco} e^{\left(\frac{Q}{R \cdot T_0} - \frac{Q}{R \cdot T} \right)} \left(\frac{\sigma_d}{\sigma_{do}} \right)^n \right] \mathbf{M} \sigma \frac{1}{\sigma_d} \quad (3)$$

onde: $\dot{\varepsilon}_{sc}(\sigma)$ = vetor da taxa de deformação da fluência estacionária [1/ano], $\dot{\varepsilon}_{sco}$ = Taxa de deformação de fluência estacionária de referência [1/ano], σ_d = Tensão desviadora de von Mises [MPa], σ_{do} = Tensão desviadora de referência de von Mises [MPa], T_0 = Temperatura de referência [K], T = Temperatura [K], Q = Energia de ativação térmica (depende da rocha salina) [kcal/mol], R = constante universal dos gases [kcal/mol/K], n = expoente que varia de acordo com a tensão desviadora ($n = n_1$, se $\sigma_d \leq \sigma_{do}$ e $n = n_2$, se $\sigma_d > \sigma_{do}$) [-], $\mathbf{M}$ = operador desviador [-], σ = tensor de tensões [MPa]. Os parâmetros $\dot{\varepsilon}_{sco}$, σ_{do} , n_1 e n_2 são obtidos através de ensaios de laboratório de fluência sob condições controladas de temperatura e tensão desviadora (Mohriak *et al.*, 2008).

A equação de mecanismo duplo de deformação contempla a mudança de mecanismos que se estabelecem em estágios sucessivos de incremento da tensão efetiva. Um mecanismo inicial prevalecente num certo intervalo específico de tensão desviadora perde dominância para o mecanismo sucedâneo, a partir de um nível de tensão particular σ_{do} , que pode ser determinado experimentalmente. Esta determinação envolve a aplicação de pelo menos seis

tensões diferenciais crescentes, mantendo-se a temperatura constante, de maneira a detectar o nível de tensão σ_{do} em que ocorre a mudança do primeiro para o segundo mecanismo de deformação (Figura 3) (Borges, 2008).

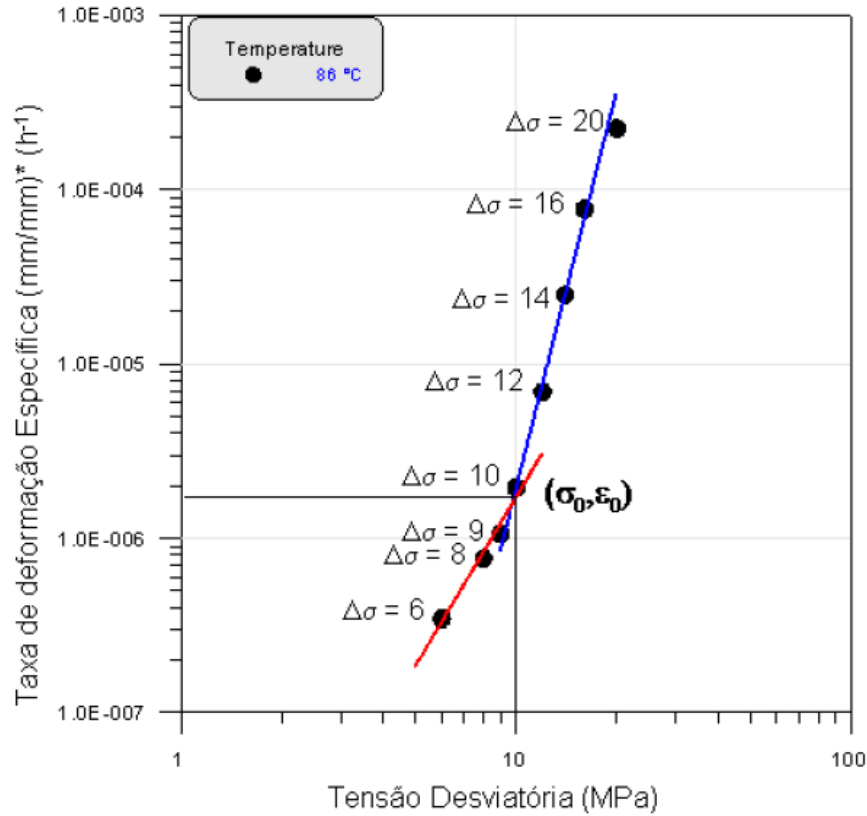


Figura 3 - Taxa de deformação específica por fluência da halita *versus* tensão desviadora (Poiate, 2012)

Como a taxa de deformação é substancialmente distinta para cada mecanismo, o expoente n da tensão efetiva também se altera, enquanto a taxa de deformação $\dot{\epsilon}_{sco}$, associada à mudança de regime, representa a abscissa do valor σ_{do} (Borges, 2008). Contudo, para análises que consideram um curto espaço de tempo, as deformações primárias ou transientes podem ser importantes (Botelho, 2008).

No CODE_BRIGHT pode-se adotar, além do modelo de mecanismo duplo de deformação, acima descrito, uma formulação que considera a decomposição aditiva das deformações de fluência nas componentes transiente e estacionária. Esse modelo foi proposto por Lux e Heusermann (1983) e é denominado LUBBY2, sendo capaz de conseguir bons ajustes aos resultados experimentais quando há ocorrência de variação de tensões, principalmente em intervalos de curtos tempos (Lux e Heusermann, 1983; Heusermann et al., 2003). Sua equação é dada a seguir:

$$\dot{\epsilon}_c(\sigma) = \frac{3}{2} \left[\frac{1}{\eta_K} \left(1 - \frac{\epsilon_{pr}}{\sigma_d} G_K \right) + \frac{1}{\eta_M} \right] \cdot \mathbf{M} \cdot \sigma \quad (4)$$

onde: ε_{pr} = deformação de fluência transiente [d^{-1}], G_K = módulo de Kelvin [MPa], η_K = viscosidade de Kelvin [MPa.d], η_M = viscosidade de Maxwell [MPa.d].

Assume-se que a dependência desses parâmetro pode ser expressa com leis exponenciais em função da tensão desviadora e da temperatura:

$$\eta_K = \eta_{K0} \cdot e^{k_2 \cdot \sigma_d} \quad (5)$$

$$\eta_M = \eta_{M0} \cdot e^{m_0 \cdot \sigma_d} \cdot e^{l_0 \cdot T} \quad (6)$$

$$G_K = G_{K0} \cdot e^{k_1 \cdot \sigma_d} \quad (7)$$

sendo k_1 , k_2 , m , l_0 , η_{K0} , η_{M0} e G_{K0} , constantes do modelo. Comumente, os parâmetros de fluência do modelo constitutivo LUBBY2 são determinados a partir dos resultados de vários ensaios nas fases de fluência transiente e estacionária em amostras de rochas salinas submetidas a estágios de carga crescente. LUBBY2 é baseado no modelo reológico de Burgers (Silva, 2010), porém não linear (Karimi-Jafari, 2007; Staudtmeister & Rokahr, 1997), com parâmetros empíricos. Este modelo foi implementado no CODE BRIGHT por Silva (2010).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

No presente item destacam-se os resultados da simulação numérica do comportamento de fluência de uma mina de halita lavrada por dissolução para estocagem de gás natural, com geometria adaptada de Moghadam *et al.* (2013). Adotaram-se, neste estudo, as condições de contorno e a geometria bidimensional com simetria axial, ilustrada na Figura 4 e a simulação foi feita para um tempo de análise de 505 dias. A geometria da mina tem um formato tipo cápsula, e seu volume é de $2,261 \times 10^9$ m³. Sabendo-se que esse modelo estrutural não chega até a superfície, foi estimado um carregamento de 13,2 MPa, em que as profundidades 1280 m e 1520 m são do teto e do piso, respectivamente. Considerando que se fez uma análise puramente mecânica, é importante indicar que a pressão de gás foi representada por tensão prescrita na parede da cavidade de, aproximadamente 30% da carga vertical no teto da cavidade antes do início do processo de escavação, 7 MPa durante 500 dias e depois, durante 5 dias, foram aplicados ciclos de pressões com amplitudes de ± 4 MPa (Figura 5) (Silva, 2015).

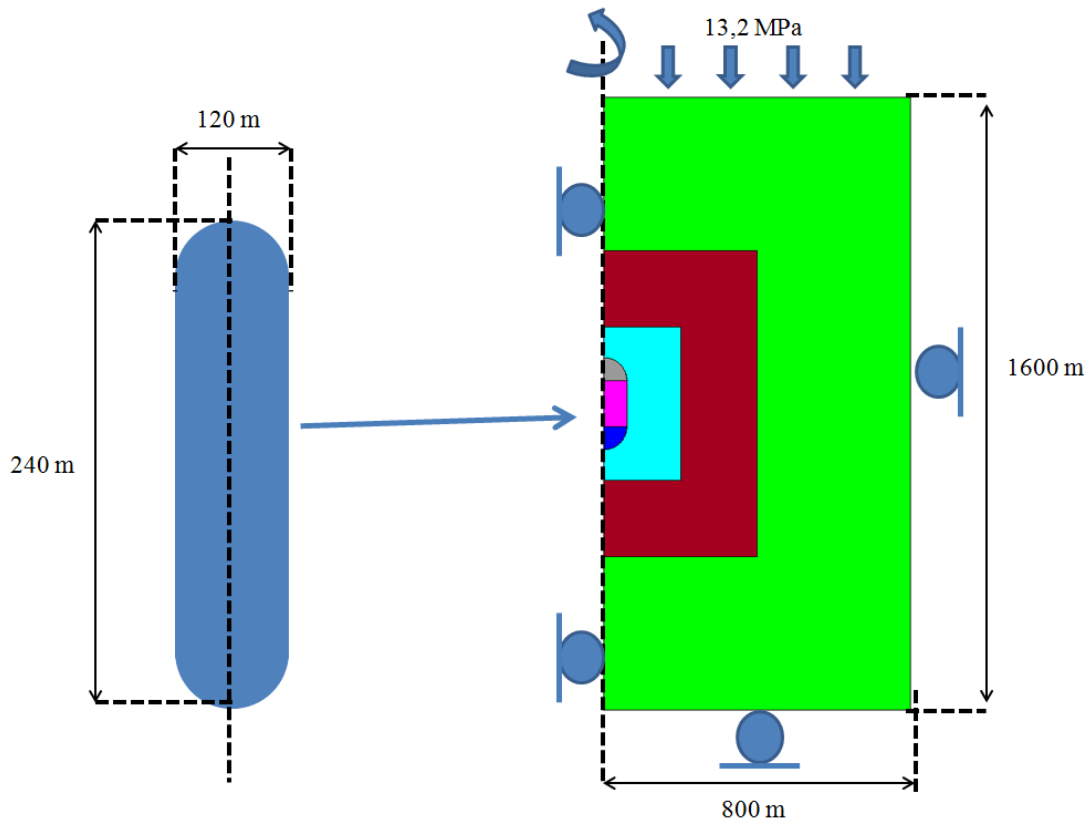


Figura 4 – Dimensões da geometria e condições de contorno do modelo estrutural de análise (Adaptado de Moghadam *et al.*, 2013)

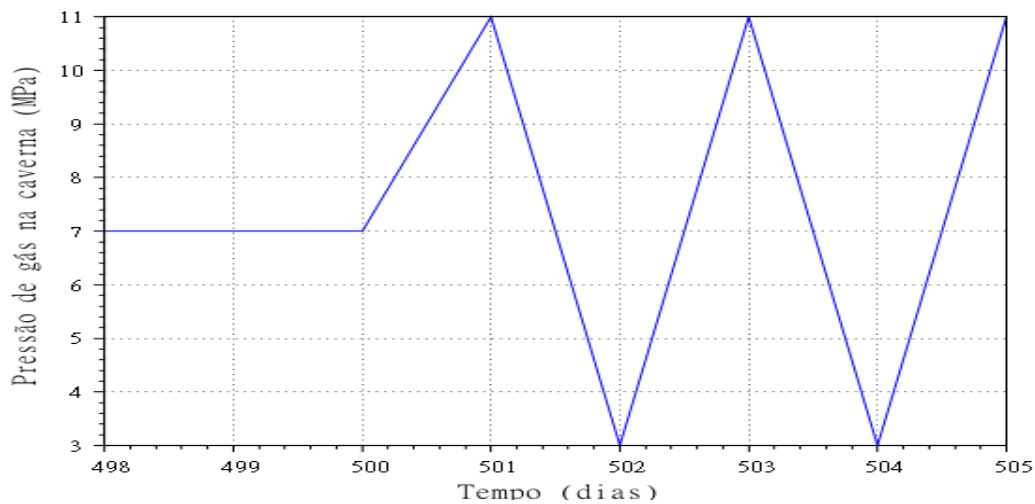


Figura 5 – Pressão de gás dentro da cavidade tipo cápsula.

Utilizou-se um total de 32040 elementos do tipo triângulo linear e 16185 nós na geração da malha em elementos finitos sobre o modelo estrutural de análise. Procurou-se gerar a malha com maior nível de refinamento mais próximo à cavidade. Conforme ilustrado na Figura 6, criaram-se três regiões com densidades de elementos diferentes. Do Quadro 1, constam os parâmetros mecânicos da halita adotados na análise. O modelo de fluência é o de mecanismo duplo deformação, e os parâmetros são da mina Taquari Vassouras.

Quadro 1 – Parâmetros mecânicos adotados para as análises (COSTA, 1997, 1995b)

Material	E (MPa)	ν	Densidade (Kg/m ³)	σ_{do} (MPa)	$\dot{\epsilon}_{sco}$ (ano) ⁻¹	n_1	n_2
Halita	20403	0,36	2200	12	0,0016	3	5,8

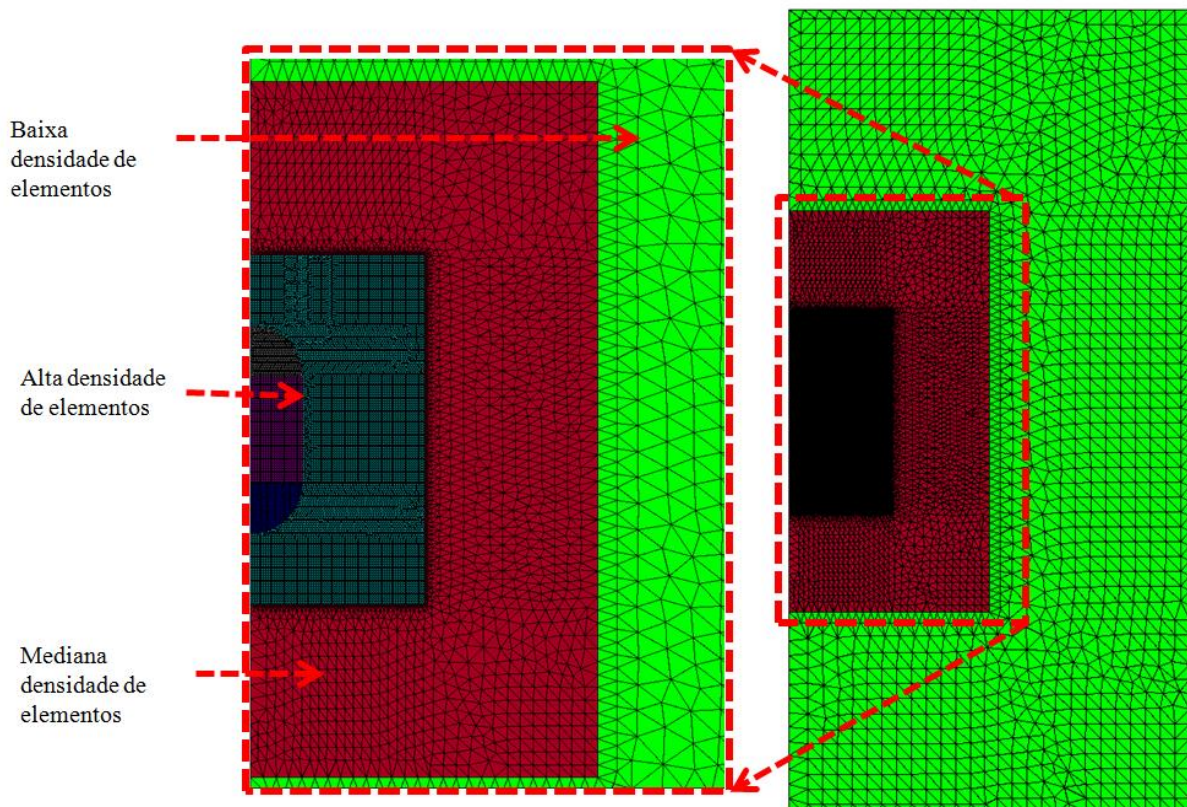


Figura 6 - Malha de elementos finitos adotada para as análises da cavidade tipo cápsula com 32040 elementos e 16185 nós e com detalhe próximo a cavidade (Silva, 2015).

A distribuição das tensões radiais, verticais, tangenciais e cisalhantes são apresentadas nas Figuras 7 A a D, respectivamente. Mostrando uma zona de alta concentração de tensões radiais (Figura 7 A) na parede e verticais no teto e piso (Figura 7 B). Além disso, observam-se tensões tangenciais médias de 6,6 MPa no entorno da cavidade (Figura 7 C) e concentrações de tensões cisalhantes no arco superior e inferior da cápsula (Figura 7 D).

Na Figura 8 observa-se as tensões radiais ao longo da linha CD onde se tem próximo a cavidade tensões em torno de 13 MPa e no ponto D tensões de 25 MPa. Já na Figura 9 observa-se tensões tangenciais ao longo da linha CD, que por sua vez vê-se próximo a cavidade tensões de 18 MPa e no ponto D tensões de 25 MPa.

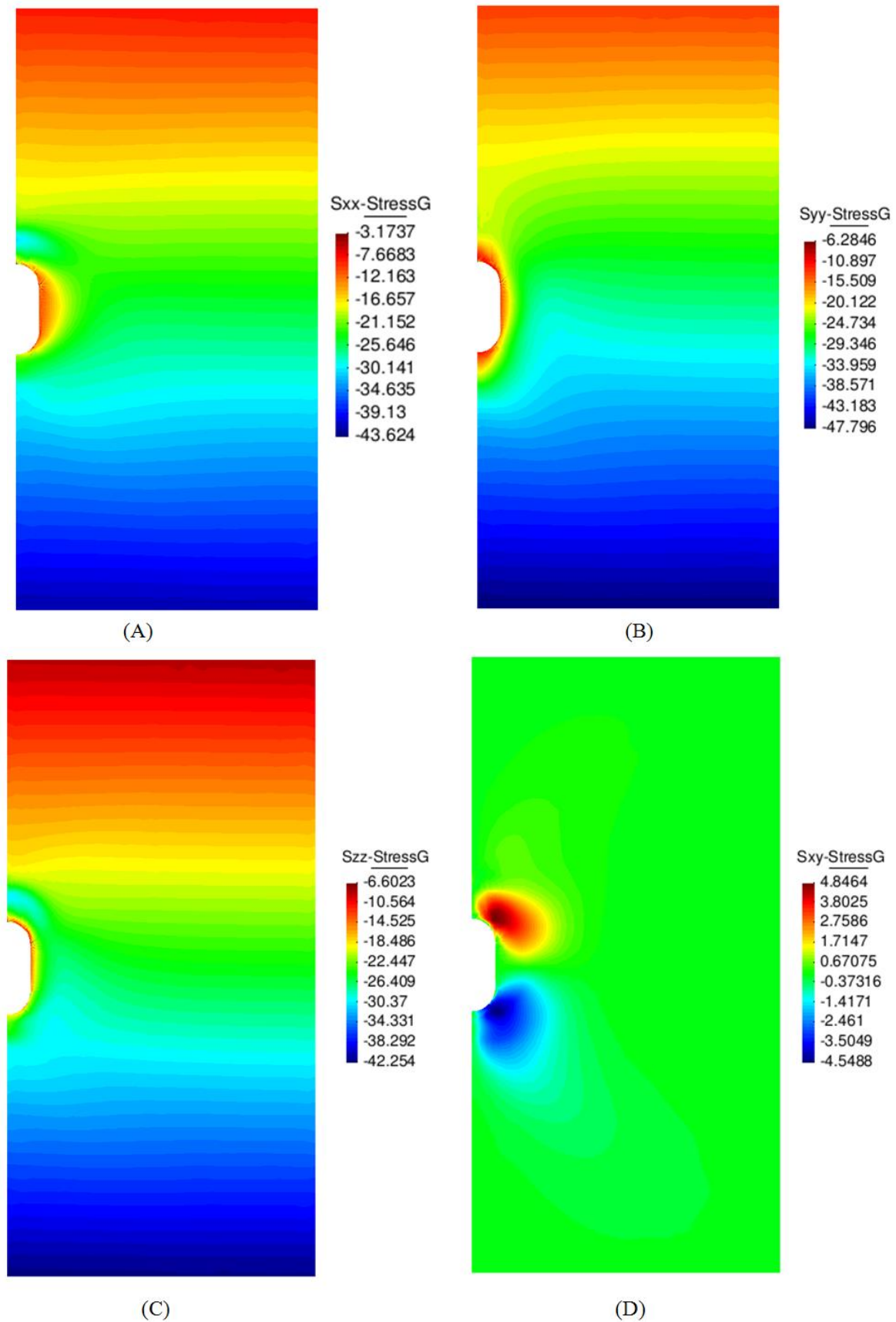


Figura 7 – Distribuições das tensões em 505 dias: (A) radiais; (B) verticais; (C) tangenciais e (D) cisalhantes

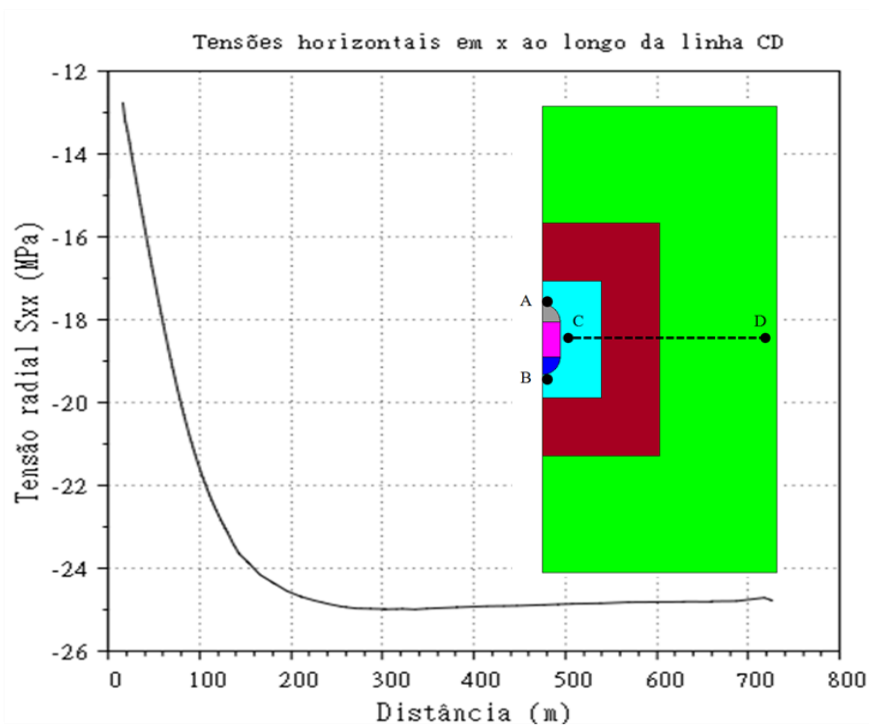


Figura 8 – Gráficos das tensões radiais em x ao longo da linha CD

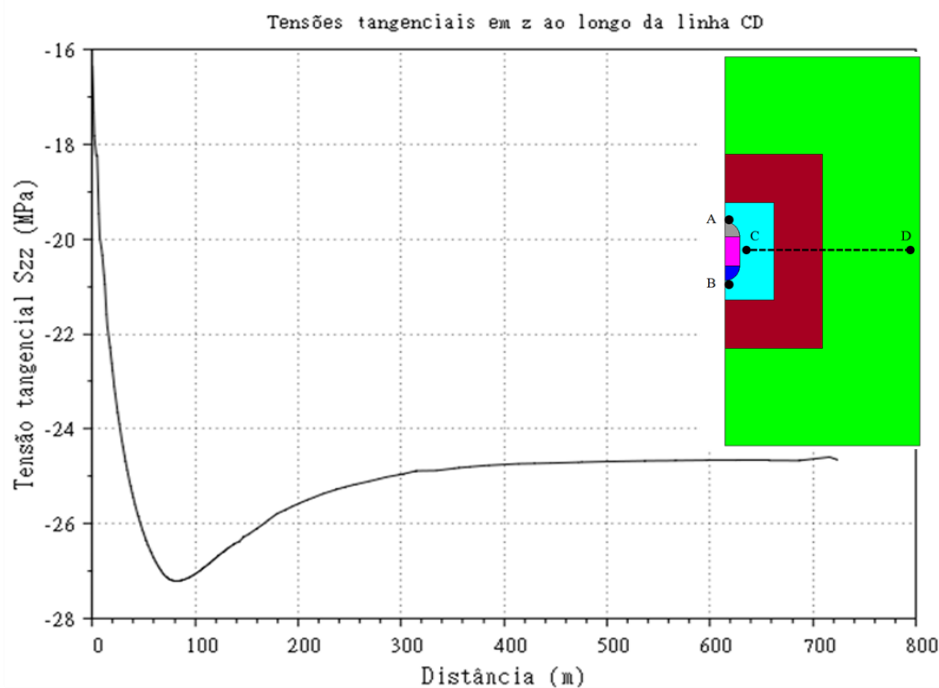


Figura 9 – Gráficos das tensões tangenciais em z ao longo da linha CD em 505 dias

Na Figura 10 observa-se o gráfico dos deslocamentos radiais ao longo da linha CD em 505 dias e vê-se nitidamente o deslocamento de 14 cm no sentido de fechamento da cavidade. Já na Figura 11 têm-se as deformações por fluência ao longo do tempo onde ocorrem maiores deformações na parede da cápsula comparando com as deformações no teto e no piso.

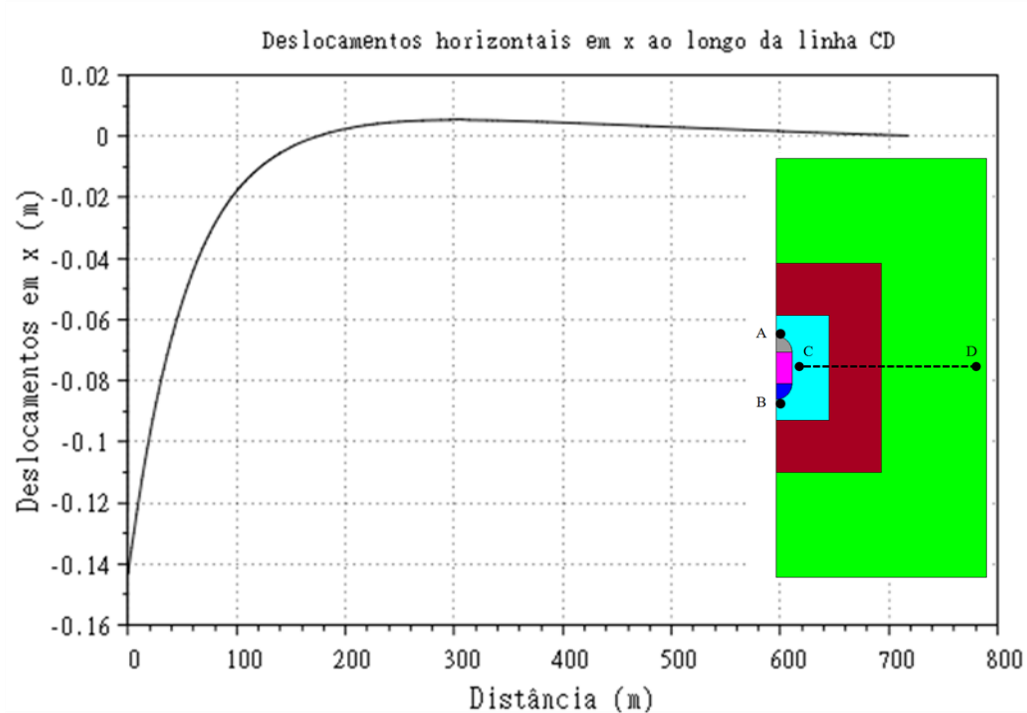


Figura 10 – Gráfico dos deslocamentos radiais em x ao longo da linha CD em 505 dias

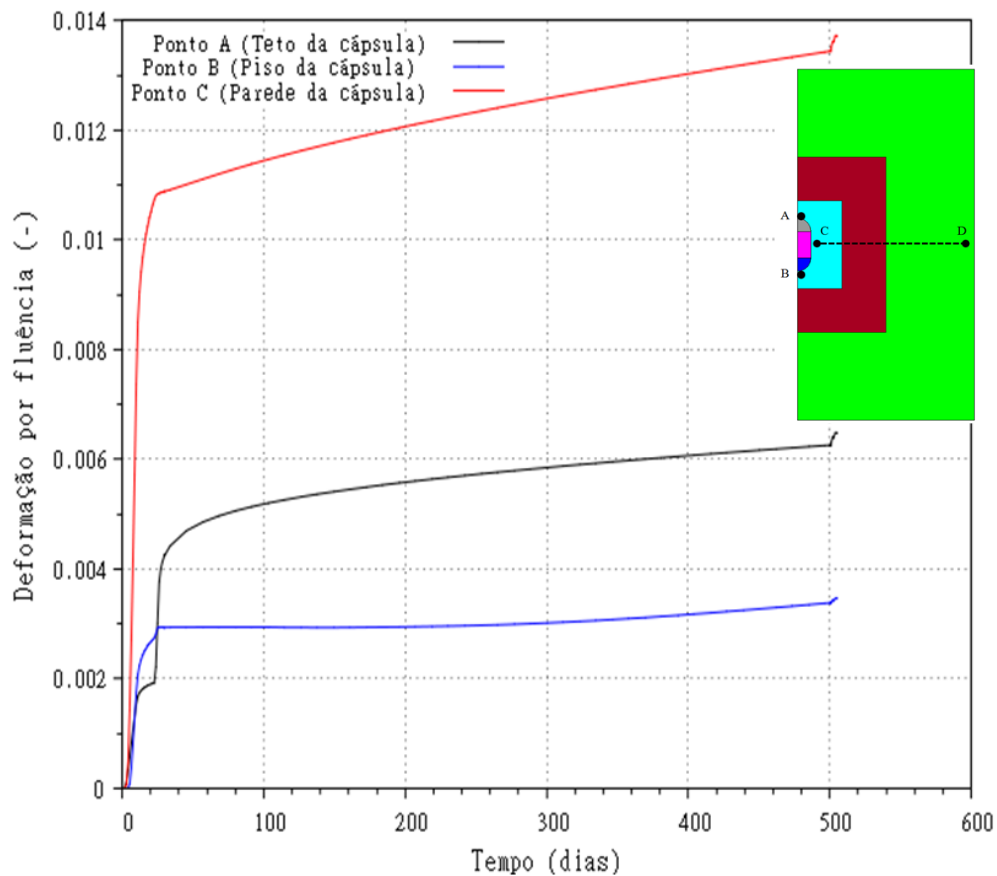


Figura 11 – Gráficos de deformação por fluência ao longo dos 505 dias nos pontos A (próximo ao teto da cavidade), B (próximo ao piso da cavidade) e C (próximo a parede da cavidade)

4. CONCLUSÃO

O programa CODE_BRIGHT mostrou-se capaz de simular numericamente, com utilização de modelo de creep, para representar, o comportamento de fluência de uma mina de halita lavrada por dissolução para estocagem de gás natural.

Sendo uma preocupação geral que as modelagens numéricas utilizem modelos mais realistas para o comportamento tensão-deformação do material o modelo LUBBY2 pode ser capaz de contribuir para um melhor entendimento do fenômeno de fechamento da mina durante e após a escavação em rochas salinas.

Cabe enfatizar que os estudos apresentados neste caso de estocagem de gás são preliminares, necessitando, assim, de análises mais aprofundadas e comparativos com dados reais para uma melhor validação da metodologia aplicada. A quantidade de parâmetros que devem ser considerados nos estudos de estocagem de gás é grande, como, por exemplo, compressibilidade do gás, quantidades de ciclos de pressões, amplitudes das pressões, temperatura do gás e do maciço rochoso.

REFERENCES

- Costa, A. M., Poiate, E. Jr., Falcão, J. L., 2005. Triaxial Creep Test in Salt – Applied in Drilling Through Thick Salt Layers in Campos Basin - Brazil. International Society for Rock Mechanics. News Journal, Vol. 9, pp. 14-24.
- Costa, A. M., Medeiros, F. A. S., Fonsenca, C. F., 2004. Perfuração de Espessas Camadas de Sal na Bacia de Campos. Relatório Petrobrás.
- Costa, A.M., Amaral, C.S. and Cerqueira, R.M. (2011). Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo - Armazenamento de Gás Natural na Bacia Evaporítica de Sergipe, Relatório Interno Petrobras.
- Costa, A.M., Amaral, C.S., Poiate, E., Roehl, D. and Gattass, M., 2012. Underground Storage of Natural Gas and CO₂ in Salt Caverns in Deep and Ultra-deep Water Offshore Brazil. Beijing: 12th International Congress on Rock Mechanics – ISRM - Harmonizing Rock Engineering and the Environment.
- Barajas, P., and Civan, F., 2014. Modeling and Analysis of Salt-Cavern Natural-Gas Storage. SPE 164489, University of Oklahoma City, USA.
- Borges, R. G., 2008. Avaliação Numérica de Perturbações de Tensões Associadas a Estruturas Salíferas e suas Influências na Estabilidade de Poços. Dissertação de Mestrado UFRJ/COPPE.
- Botelho, F. V. C., 2008. Análise Numérica do Comportamento do Sal em Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado, PUC - Rio.
- Gateway Storage Company Limited. Gateway Gas Storage Project, Offshore Enviromental Statement Addendum, Revision 01, dezembro 2010.

Goraieb, C. L.; Iyomasa, W. S.; Appi, C. J. Estocagem subterrânea de gás natural: tecnologia para suporte ao crescimento do setor de gás natural no Brasil. São Paulo: IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, 2005.

Guimarães, L. J. N., 2002. Análisis multi-componente no isoterma en medio poroso deformable no saturado. Phd Thesis, Geotechnical Engineering Department, Technical University of Catalunya, Spain.

Heusermann, S., Rolfs, O., Schmidt, U., 2003. Nonlinear finite-element analysis of solution mined storage caverns in rock salt using the LUBBY2 constitutive model. In: Computers and Structures 81, pp. 629-638.

Karimi-Jafari, M., 2007. SUR LE COMPORTEMENT TRANSITOIRE DES CAVITÉS SALINES PROFONDES. Dissertação de Doutorado. École Polytechnique.

Lux, K., H., Heusermann, S., 1983. Creep Tests on Rock Salt with Changing Load as a Basis for the Verification of theoretical Material Laws. In: Proceedings of 6th Symposium on Salt, Toronto, vol. 1, pp. 417- 435.

Moghadam, S. N. Mirzabozorg, H. and Noorzad , A., 2013. “Modeling time-dependent behavior of gas caverns in rock salt considering creep, dilatancy and failure,” Tunnelling and Underground Space Technology, vol. 33, pp. 171–185.

Mohriak, W., Szatman, P., Anjos, S. M. C., 2008. Sal: Geologia e Tectônica (Exemplos nas Bacias Brasileiras). (1^oEd).Beca Edições Ltda. Petrobrás, São Paulo.

Medeiros, F., A., S., 1999. Análise do Comportamento de Colunas de Revestimento Frente à Movimentação do Sal em Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio.

Poiate, E. J., 2012. Mecânica das rochas e mecânica computacional para projetos de poços em zonas de sal. Tese de doutorado. PUC- Rio.

Silva, I.J.M. da., 2010. Implementação via algoritmo implícito de modelos de fluência de rochas salinas em programa de elementos finitos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, 148 p.

Silva, I.J.M. da., 2015. Análise de estabilidade e deformação de cavidades em evaporitos pelo método dos elementos finitos. Tese de doutorado, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE.

Staudtmeister, K., Rokahr, R. B., 1997. Rock Mechanical Design of Storage Caverns for Natural Gas in Rock Salt Mass. Int. J. Rock Mech. & Min. Sci. Vol. 34: 3-4, paper n°300

Vassalo, P.M.C., 2013. Uso Estratégico de Espaço Subterrâneo para Estocagem de Gás em Cavernas Abertas por Dissolução de Rocha Salina, Dissertação de Mestrado, PUC-RJ.

Vassalo, P. M. C.; Roehl, D.; Costa, A.M; Amaral, C.S.; Poiate, E. J., 2014. Underground Salt Caverns opened by solution mining for brine production and storage of natural gás. Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure, SBMR 2014 – ISRM Specialized Conference 09-13 September, Goiania, Brazil.