

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA PERFURAÇÃO DE ROCHAS SALINAS

AUTORES:

Giancarlo de Gusmão Gonçalves (giancarlogusmao@lccv.ufal.br)

Adeildo Soares Ramos Júnior (adramos@lccv.ufal.br)

William Wagner Matos Lira (william@lccv.ufal.br)

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Alagoas

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA PERFURAÇÃO DE ROCHAS SALINAS

Abstract

This work presents a study to evaluate the effect of temperature in salt rock drilling. These rocks show a slow and continuous strain when subjected to constant stress, a phenomenon known as creep. With recent oil discoveries in deep water, for example, in the pre-salt, where temperatures are high, the study of the influence of temperature becomes relevant, since it contributes to the increase of the phenomenon of creep. The aim of this study is to perform numerical simulations by Finite Element Method, using non-linear viscoelastic models and a weak thermo-mechanical coupling in application to problems of drilling in salt layers. A numerical example considering a salt layer of halite is performed to validate the studies.

Introdução

A descoberta de reservas de petróleo em campos cada vez mais profundos provocou o surgimento de novos problemas devido à complexidade dos cenários encontrados. Como exemplo, pode-se citar as descobertas de petróleo abaixo de espessas camadas de sal (pré-sal) localizado em profundidades de até 7000 m, sendo que a espessura dessas camadas salinas pode chegar a 3000 m, direcionando as pesquisas para o estudo do comportamento dos evaporitos (rochas e minerais que se depositaram pela evaporação da água).

O estudo desses evaporitos está relacionado ao fato das estruturas salinas, de um modo geral, estarem associadas a reservas de petróleo. Essa associação acontece porque as rochas salinas possuem baixa permeabilidade e são dotadas de plasticidade. Tais propriedades são essenciais para o aprisionamento dos hidrocarbonetos, fazendo com que nas proximidades dessas estruturas haja bons indícios de se encontrar petróleo. Entretanto, existem sais que podem apresentar características indesejáveis quando se trata de problemas de escavações porque tende a sofrer uma grande deformação ao longo do tempo, fenômeno conhecido como fluência ou *creep*. Na etapa de perfuração de um poço de petróleo que atravessa camadas salinas, esse fenômeno pode ocasionar o rápido fechamento do poço, causando o aprisionamento da coluna de perfuração. Essa propriedade do sal também pode provocar o colapso do revestimento por causa de esforços adicionais, sendo necessário considerar esses esforços no dimensionamento do revestimento.

Neste sentido, o comportamento do sal vem sendo estudado ao longo dos anos por diversos pesquisadores devido a esses problemas causados na perfuração das rochas salinas. Muitos trabalhos foram realizados com o objetivo de estudar as relações constitutivas para avaliar o fenômeno de fluência em rochas salinas (Munson, 1997, Hunshe e Hampell, 1999). O estudo dessas relações constitutivas mostra que essas rochas salinas são afetadas por diversas situações físicas que acontecem nas proximidades das escavações. A temperatura, por exemplo, afeta consideravelmente o fenômeno de fluência, conforme pode ser visto em alguns trabalhos disponíveis na literatura (Carter *et al.*, 1993, Costa, 1984).

Com a influência da temperatura na fluência das rochas salinas comprovada nos trabalhos desenvolvidos nessa área e considerando o fato de que o cenário em que se encontram as reservas de petróleo é de grandes profundidades e elevadas temperaturas, é necessário um estudo mais detalhado de tal influência. Nesta direção, o objetivo desse trabalho consiste na aplicação do Método dos Elementos Finitos (MEF) para avaliar a influência da temperatura no problema de perfuração de poços em rochas salinas. Para isso, é necessário um estudo teórico relacionado ao problema térmico e a

teoria da viscoelasticidade, além do desenvolvimento de um código computacional para auxiliar o estudo proposto.

Embora a influência da temperatura no fenômeno de fluência já venha sendo abordada nos trabalhos através da sua consideração nas leis constitutivas do fenômeno, um estudo mais detalhado, considerando o acoplamento termo-mecânico, é relevante. Tal estudo pode mapear de maneira mais consistente essa influência, uma vez que a solução do problema térmico através dos métodos numéricos fornece a distribuição de temperatura no maciço que é utilizada nas leis de fluência, possibilitando um estudo mais adequado ao longo do tempo.

De acordo com os objetivos apresentados, a metodologia deste trabalho é composta das seguintes etapas: a) estudo de alguns conceitos relacionados às rochas salinas; b) estudo do problema de transferência de calor por condução; c) estudo de alguns conceitos da teoria da viscoelasticidade abordando modelos constitutivos voltados para a fluência nas rochas salinas; d) estudo e implementação do Método dos Elementos Finitos considerando o problema viscoelástico e de condução de calor; e) análise do efeito da temperatura no problema de perfuração de poços em rochas salinas.

Formulação

Os problemas que envolvem o fenômeno da viscoelasticidade podem sofrer grande influência da temperatura e por isso é interessante que a análise do problema de perfuração de poços em rochas salinas combine as duas teorias (viscoelasticidade e transferência de calor) para fornecer resultados coerentes. Portanto, nesta seção é apresentada a formulação em elementos finitos considerando o efeito térmico e viscoso.

O estudo do problema térmico está relacionado ao fato de que algumas propriedades e fenômenos dos materiais viscoelásticos são afetados pela temperatura, a exemplo da fluência nas rochas salinas. Portanto, para a realização de uma análise cujo interesse seja medir a influência da temperatura nesses materiais, é interessante a obtenção da distribuição da temperatura ao longo da estrutura que está sendo analisada. Sendo assim, o problema térmico, utilizando o MEF, tem como objetivo a determinação do campo de temperatura a partir de condições de contorno e das propriedades físicas. Neste trabalho é considerada a lei de condução de calor.

A equação governante para o problema térmico considerando a condução de calor é dada pela seguinte equação:

$$Q + k(T_{,xx} + T_{,yy}) = c\rho\dot{T} \quad (1)$$

onde Q representa a fonte de calor, k a condutividade térmica, ρ a densidade, c o calor específico e T a temperatura. A partir dessa equação é possível utilizar o Método dos Resíduos Ponderados e aplicar o MEF para calcular a distribuição de temperatura ao longo do tempo que é dada através da seguinte equação:

$$\mathbf{K}_T \mathbf{T}_N + \mathbf{C} \dot{\mathbf{T}}_N = \mathbf{R} \quad (2)$$

onde $\mathbf{K}_T = \int_{\Omega} \mathbf{B}_T^T \mathbf{K}_T \mathbf{B}_T d\Omega$, $\mathbf{C} = \int_{\Omega} c\rho \mathbf{N}_T^T \mathbf{N}_T d\Omega$ e $\mathbf{R} = \int_{\Omega} Q \mathbf{N}_T^T d\Omega + \int_{\Gamma_q} \mathbf{N}_T^T \bar{q}_c d\Gamma_q$. Nessas integrais, $\mathbf{N}_T$ e $\mathbf{B}_T$ são, respectivamente, as funções de forma e as derivadas das funções de forma do problema térmico e $\bar{q}_c$ é a prescrição do fluxo de calor.

Para considerar o efeito da viscoelasticidade em rochas salinas, Poiate *et al.* (2006) analisaram rochas salinas de acordo com o comportamento elástico/visco-elástico através de uma lei constitutiva formada por um duplo mecanismo de deformação. Neste trabalho também é adotada essa mesma lei constitutiva, que é dada por

$$\dot{\varepsilon} = \dot{\varepsilon}_0 \left(\frac{\sigma_{ef}}{\sigma_0} \right)^n e^{\left(\frac{Qa}{RT_0} - \frac{Qa}{RT} \right)} \quad (3)$$

onde $\dot{\varepsilon}_0$ é a taxa de deformação de referência de fluência no estado permanente, σ_{ef} é a tensão efetiva de fluência, σ_0 é a tensão efetiva de referência, Qa (12 kcal/mol) é a energia de ativação, $R(1,9858 \times 10^{-3}$ Kcal/mol.K) é a constante universal dos gases, T_0 é a temperatura de referência, T é a temperatura na rocha e n é um coeficiente definido por

$$n = \begin{cases} n_1, \sigma_{ef} \leq \sigma_0 \\ n_2, \sigma_{ef} > \sigma_0 \end{cases} \quad (4)$$

O acoplamento dos dois problemas (viscoelástico e térmico) é realizado a partir da equação de equilíbrio, obtida a partir do princípio dos trabalhos virtuais, e é dada pela seguinte equação:

$$\int_V \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma} dV = \mathbf{f} \quad (5)$$

onde $\mathbf{B}$ é a matriz que relaciona os deslocamentos com deformações e é composta das derivadas das funções de forma, $\boldsymbol{\sigma}$ representa as tensões e $\mathbf{f}$ o vetor de forças externas.

Considerando que a deformação total é composta por uma parcela elástica, uma viscosa e uma térmica, pode-se escrever que

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \boldsymbol{\varepsilon}^e + \boldsymbol{\varepsilon}^v + \boldsymbol{\varepsilon}^T \quad (6)$$

Sabe-se que a relação constitutiva de um material elástico é dada por

$$\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{D} \boldsymbol{\varepsilon}^e + \boldsymbol{\sigma}_0 \quad (7)$$

onde $\mathbf{D}$ é a matriz constitutiva elástica do material e $\boldsymbol{\sigma}_0$ são as tensões iniciais. Logo, substituindo a Equação 6 na Equação 7 resulta em

$$\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{D}(\boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\varepsilon}^v - \boldsymbol{\varepsilon}^T) + \boldsymbol{\sigma}_0 \quad (8)$$

As tensões iniciais são consideradas como sendo as tensões geostáticas que são determinadas através do peso próprio do solo e de um coeficiente de empuxo de terra. Substituindo a Equação 8 na Equação 5 resulta em

$$\int_V \mathbf{B}^T \mathbf{D} \boldsymbol{\varepsilon} dV = \mathbf{f} + \int_V \mathbf{B}^T \mathbf{D} \boldsymbol{\varepsilon}^v dV + \int_V \mathbf{B}^T \mathbf{D} \boldsymbol{\varepsilon}^T dV - \int_V \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma}_0 dV \quad (9)$$

A solução da Equação 9 depende do cálculo das deformações térmicas e viscosas no decorrer da análise. A partir da Equação 2 é possível usar o método direto de integração temporal, que pode ser encontrada em Cook *et al.* (1989), para o cálculo da temperatura em um determinado instante de tempo. Essa distribuição de temperatura nos diversos instantes de tempo permite o cálculo da deformação térmica em um instante $n + 1$, o qual pode ser obtido pela seguinte equação:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{n+1}^T = \boldsymbol{\varepsilon}_n^T + \boldsymbol{\alpha} N_T^T \Delta T \quad (10)$$

onde $\boldsymbol{\alpha}$ é o coeficiente de expansão térmica, $\boldsymbol{\varepsilon}_n^T$ é a deformação térmica no instante anterior n , ΔT é a diferença entre as temperaturas nos instantes $n + 1$ e n .

Em relação à integração no tempo para o problema viscoelástico, é considerado o algoritmo explícito de Euler (Zienkiewicz e Taylor, 2000). Tal estratégia resulta em uma deformação viscosa, no instante $n + 1$, calculada a partir da seguinte equação:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{n+1}^v = \boldsymbol{\varepsilon}_n^v + \Delta t \dot{\boldsymbol{\varepsilon}}_n^v \quad (11)$$

onde $\boldsymbol{\varepsilon}_n^v$ é a deformação viscosa no instante anterior n , Δt é o incremento de tempo e $\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}_n^v$ é a taxa de deformação viscosa que para o problema estudado é obtida a partir da Equação 3.

Resultados e Discussão

O estudo proposto é aplicado em problemas de perfuração de poços *offshore* na camada pré-sal. A Figura 1 ilustra o cenário desse problema e apresenta o modelo geométrico adotado. As cotas mostradas na figura representam a lâmina d'água (LDA), o topo do evaporito (TE), a base do evaporito (BE) e o diâmetro do poço (D).

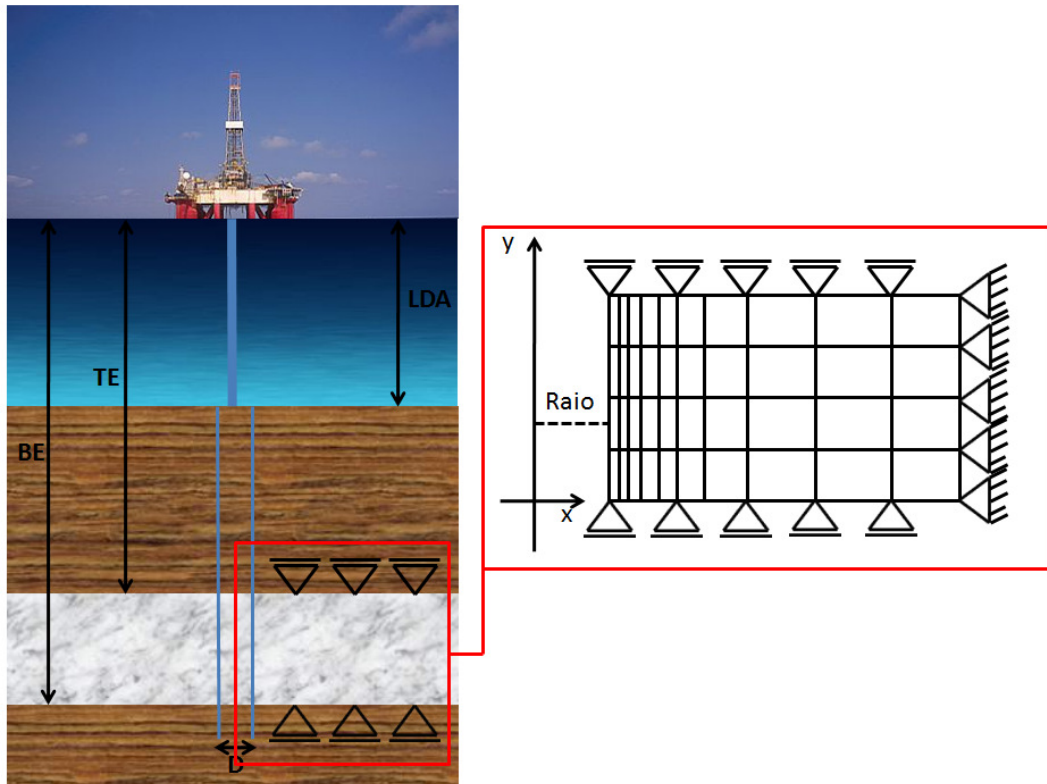


Figura 1 – Cenário de aplicação e modelo geométrico adotado.

O modelo geométrico adotado é axissimétrico devido à simetria de carregamento e geometria em torno do eixo central do poço, sendo possível representar o problema tridimensional de perfuração. As tensões iniciais, que corresponde à geostática, são calculadas de acordo com os pesos específicos das formações como mostra as seguintes equações:

$$\sigma_{xx} = -K_0\sigma_{yy} \quad (12)$$

$$\sigma_{yy} = -\gamma_a LDA - \gamma_{sot} SOT - \gamma_{sal} H \quad (13)$$

$$\sigma_{xy} = 0 \quad (14)$$

onde K_0 é o coeficiente de empuxo de terra, γ_a é o peso específico da água, γ_{sot} é o peso específico da camada de sedimento acima do sal (soterramento), γ_{sal} é o peso específico do sal e H é a altura que vai do topo da camada salina até o ponto analisado.

Para considerar a força devido ao fluido de perfuração, é aplicada uma força distribuída que vai do topo ao final da camada salina considerando o peso específico desse fluido. Para o problema térmico, a temperatura inicial em cada nó é calculada com base no gradiente geotérmico de cada formação, como mostra a seguinte equação:

$$T_i = T_{FM} + GT_{sot} SOT + GT_{sal} H_i \quad (15)$$

onde i corresponde ao nó analisado, T_{FM} é a temperatura no fundo do mar, GT_{sot} é o gradiente geotérmico do soterramento, SOT é a espessura do soterramento, GT_{sal} é o gradiente geotérmico do sal e H_i é a espessura do topo da camada salina até o nó analisado.

Definido o modelo, a simulação do problema proposto neste trabalho consiste em uma camada de sal halita cujas variáveis envolvidas na definição do modelo são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Definição do modelo.

Parâmetro	Valor
Lâmina d'água	1500 m
Topo do evaporito	4000 m
Base do evaporito	4100 m
Diâmetro	12.25 pol
Fluido de perfuração	10 lb/gal
K_0	1
Litologia	Halita

Para variação da temperatura nas formações é adotada uma variação linear com a profundidade, onde o gradiente do soterramento (GT_{sot}) é assumido como sendo 30°C/Km e o do sal (GT_{sal}) como 10°C/Km. Considera-se também uma temperatura no fundo do mar (T_{FM}) de 4°C. Esses valores foram extraídos do trabalho de Borges (2008).

Os dados da halita foram retirados do trabalho de Borges (2008) e Poiate *et al.* (2006) e estão apresentados na Tabela 2. Além disso, o peso específico do soterramento (γ_{sot}) é assumido como 22.56 KN/m³ (Poiate *et al.*, 2006) e o peso específico da água (γ_a) é adotado como sendo 10 KN/m³.

Tabela 2 – Propriedades da halita.

Rocha	γ_{sal} (Kg/m ³)	E (MPa)	ν	σ_0 (KPa)	ϵ_0 (h ⁻¹)	T_0 (°C)	n_1	n_2
Halita	2160	20400	0.36	9910	$1,808.10^{-6}$	86	3.23	7.55

Em relação às propriedades térmicas das rochas salinas é considerado um coeficiente de expansão térmica (α) de 0.000042 K^{-1} e o produto da massa específica pelo calor específico (ρc) como sendo $1.9 \times 10^{-6} \text{ J/m}^3\text{K}$ (Pudewills e Droste, 2003). Para a condutividade térmica do sal é assumido um valor típico de 6 W/mK , segundo Bérest *al.* (2007).

Para avaliar o efeito térmico, uma temperatura prescrita na borda poço é aplicada, representando a temperatura do fluido de perfuração, sendo menor que a temperatura da formação. Para isso, são consideradas seis temperaturas distintas. A Figura 2 apresenta o deslocamento na borda do poço no meio da camada salina.

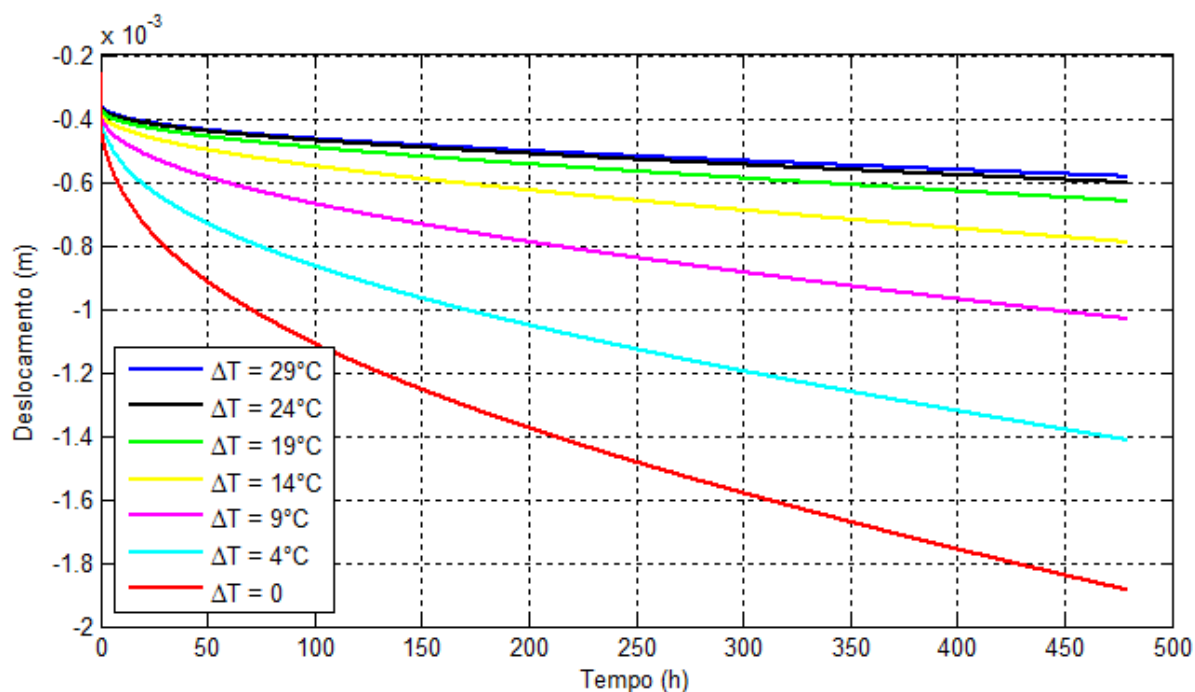


Figura 2 – Influência da temperatura no deslocamento na borda do poço.

A temperatura de cada simulação está representada por um ΔT correspondente a diferença entre a temperatura do fluido prescrita na borda do poço no topo da camada salina e a temperatura inicial que ali se encontrava devido ao gradiente geotérmico. Através do gráfico pode se observar que um fluido de perfuração com uma temperatura mais fria do que a formação (ΔT maior) reduz o fechamento do poço durante a perfuração.

Uma redução de temperatura na borda do poço de 29°C , para este caso, apresenta no final da análise uma redução de 69% no deslocamento. Para uma redução de temperatura de 4°C essa redução é de 25 %. Isso mostra a influência da temperatura no fenômeno de fluência nas rochas salinas.

Conclusões

O trabalho apresentou uma análise do efeito da temperatura no problema de perfuração de poços em rochas salinas. Para isso foi considerado uma análise termo-mecânica com a consideração da

viscoelasticidade. O problema estudado simulou uma formação com um trecho de sal halita em uma profundidade da base da camada salina de 4100 m.

A partir do estudo, observa-se uma influência considerável no fechamento do poço devido à redução da temperatura do fluido de perfuração. Tal redução deve-se a uma deformação térmica contrária ao deslocamento da formação salina e também a própria redução da deformação viscosa causada pela equação constitutiva de fluência que é afetada também pela redução de temperatura.

Esse estudo serviu para avaliar numericamente o efeito da temperatura na deformação das rochas salinas. Se tal efeito for comprovado, através de ensaios, podem ser realizados estudos para criar meios de garantir que a temperatura do fluido de perfuração seja menor que a formação para reduzir a deformação causada por essas rochas salinas na etapa de perfuração de poços.

Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES e ao Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT.

Referências Bibliográficas

Bérest, P., Brouard, B. Karimiri - Jafari, M. e Van Sambeek, L. Transient Behavior of Salt Caverns - Interpretation of Mechanical Intergity Tests. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Vol 44, no. 5, pp. 767 - 786, 2007.

Borges, R. G. Avaliação Numérica de Perturbações de Tensões Associadas a Estruturas Salíferas e suas Influências na Estabilidade de Poços. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. 135p. Dissertação de Mestrado.

Carter, N. L., Horseman, S. T., Russel, J. E. e Handin, J. Rheology of Rock salt. Journal of Structural Geology, 1993, **15**, pp. 1257 - 1271.

Cook, R. D.; Malkus, D. S.; Plesha, M. E. Concepts and Applications of Finite Element Analysis. 3a Edição. New York: John Wiley & Sons, 1989.

Costa, A. M. Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânica das Rochas no Projeto e Análise de Escavações Destinadas à Mineração Subterrânea. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE, 1984. 1488p. Tese de Doutorado.

Hunsche, U. e Hampel, A. Rock Salt - The Mechanical Properties of The Host Rock Material for a Radioactive Waste Repository. Engineering Geology, Amsterdam, v.52, n.3/4, p. 271-291, 1999.

Munson, D. E. Constitutive Model of Creep in Rock Salt Applied to Underground Room Closure. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, vol. 34, no. 2, p. 233 - 247, 1997.

Poiate, E., Costa, A. M. e Falcão, J. L. Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin, Brazil. In: Society of Petroleum Engineers. International Association of Drilling Contractors. Drilling Conference, 2006, Miami. Proceedings... Richardson; Society of Petroleum Engineers, 2006. Paper SPE 99161.

Pudewills, A. e Droste, J. Numerical Modeling of the Thermomechanical Behavior of a Large - Scale Underground Experiment. Computers & Structures, 81, pp. 911 - 918, 2003.

Zienkiewicz, O. C. e Taylor, R. L. The Finite Element Method. 5a Edição. Butterworth - Heinemann, v. I, 2000.