

Incorporation of a damage model to salt rocks viscoelastic modelling

Otávio B. A. Rodrigues¹, Catarina N. A. Fernandes¹, Eduardo T. Lima Junior¹, William W. M. Lira¹

¹Laboratório de Computação Científica e Visualização - LCCV

Centro de Tecnologia - CTEC

Universidade Federal de Alagoas - UFAL

Avenida Lourival Melo Mota, S/N, Tabuleiro do Martins, 57072-970, Maceió/Alagoas, Brasil

otavio.rodrigues@lccv.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, limajunior@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br

Abstract. This work describes a numerical study using finite elements about the structural behavior of vertical wells through salt rocks, using a coupled viscoelastic damage model. The salt rocks have porosity and permeability close to zero, performing as a sealing structure, so that is common to find oil reservoirs under these formations. However, to reach such reservoirs it is necessary to pass through thick layers of these rocks, that develop high creep strain rates in the direction of the borehole closure. In some situations, this closure can cause problems like equipment entrapment and poor cementing in casing installation. Depending on the strain rate and on rock exposure time, the accumulated strain can be too large, leading to material breakdown, which generates washout regions. Thus, for an accurate prediction of well profile over time it is necessary to consider the damage caused on rock due to the accumulated strain, searching to map washout regions. Due to the complexity of the problem, the studies are performed through numerical simulations. The proposed methodology is divided in four main steps: a) choice of a constitutive model with damage to salt rocks; b) verification of numerical modelling of vertical well through salt rocks; c) implementation of viscoelastic model with coupled damage for salt rocks; d) numerical modelling of the well considering the implemented constitutive model. This study identified a damage model for salt rocks proper to the vertical well scenarios under study. The incorporation of this model to the computational methodology should contribute to a better understanding of the rupture mechanisms of these rocks and should help to forecast the washout regions.

Keywords: Salt rocks, Viscoelasticity, Damage, Vertical wells, Constitutive models

1 Introdução

As rochas salinas apresentam porosidade e permeabilidade nulas (ou muito próximas disto), logo, são praticamente impermeáveis [1]. Nesse sentido, a presença de rochas salinas (evaporitos) na estratigrafia de uma região favorece a formação de reservatórios com hidrocarbonetos por exemplo, petróleo e gás, uma vez que essas rochas funcionam como estruturas selantes. Segundo a Petrobras [2], acima do pré-sal brasileiro existem camadas de rochas salinas que são perfuradas para exploração de poços de petróleo e atingem espessuras da ordem de 2000 m.

Devido a sua estrutura cristalina, essas rochas estão sujeitas à fluência ou *creep*, isto é, deformação lenta sob tensão constante. Shames e Cozzarelli [3] afirmam que, sob temperatura constante, as deformações por fluência desenvolvem-se a partir de uma resposta elástica “instantânea” e possivelmente alguma resposta plástica. Após isso, a deformação é caracterizada por três fases, nas quais a taxa de deformação diminui, fica constante e aumenta ao longo do tempo até a ruptura. Tais fases são identificadas como fluência primária, secundária e terciária, respectivamente.

Segundo Falcão et al. [4], a fluência apresentada pelas rochas salinas pode causar o fechamento do poço durante sua perfuração e, mesmo após o poço ser revestido, a evolução da deformação por fluência pode continuar e causar o colapso do revestimento, em virtude dos esforços impostos por esse fechamento. De acordo com Borges [5], o fechamento do poço em um dado período de tempo é capaz de restringir a passagem da coluna de perfuração e causar até sua prisão permanente.

De acordo com Falcão [6], a simulação do comportamento viscoso da rocha evaporítica não é trivial e envolve a modelagem do contínuo com comportamento de natureza fisicamente não linear, exigindo a aplicação de procedimentos numéricos e algoritmos incrementais de integração no tempo. O Método dos Elementos Finitos é

comumente utilizado para discretização e solução no tempo das equações diferenciais de equilíbrio.

Com a utilização de pesos de fluidos de perfuração inadequados, a taxa de fluência dos evaporitos pode conduzir ao arrombamento de parede do poço, devido à deformação excessiva dos evaporitos, que atingem o regime terciário de fluência e causam colapso mecânico da rocha em certas regiões [7]. Ainda segundo Poiate Jr [7], esse fenômeno varia conforme o tipo de evaporito. Aqueles que contêm carbonatos ou sulfatos são quase insolúveis e imóveis, de modo que os efeitos do arrombamento são desprezíveis. Porém, os evaporitos do tipo cloreto que contêm água como bischofita, carnalita e taquidrita sofrem dissolução considerável.

A fluência terciária pode ser estudada pela introdução de uma variável de dano [3]. Na literatura existem muitos trabalhos que modelam a fluência e o dano em rochas salinas. Chan et al. [8] acoplaram a fratura ao modelo multimecanismo de deformação de Munson e Dawson [9] para descrever o fluxo inelástico e a evolução do dano em sólidos sob compressão triaxial. Wang [10] desenvolveu um novo modelo constitutivo de dano por fluência para rochas salinas, introduzindo uma variável de dano no modelo de Carter para investigar a estabilidade a longo prazo e as deformações de cavidades salinas para estocagem de gás natural. Chen et al. [11] elaboraram uma lei constitutiva, a partir da incorporação de uma variável de dano à lei da potência de Norton e identificaram as posições mais instáveis de uma caverna salina. Wu et al. [12] propuseram um modelo não linear de dano por fluência para rochas salinas onde esse dano ocorre na fase terciária. As deformações nessa fase são o acoplamento entre a fluência e a variação de tensão causada pelo dano.

Os trabalhos acima tem como motivação a utilização das rochas salinas para estocagem de gás natural, materiais radiotivos ou na forma de minas. Assim, os modelos constitutivos não são aplicados em poços verticais em rochas salinas para exploração de petróleo. Uribe et al. [13] analisam a estabilidade de poços de petróleo em formações evaporíticas, a partir dos efeitos de fluência, plasticidade e dano. A fluência primária e terciária não são modeladas e o dano proposto está relacionado à curva tensão-deformação de materiais rochosos. Firme et al. [14, 15] também analisam poços em rochas salinas. Nos modelos constitutivos adotados a fluência terciária não é modelada, porém é adicionada uma taxa de dano que está relacionada às microfissurações, devido à dilatação das rochas. Dessa forma, os estudos de poços aqui discutidos calculam o dano, mas não o relacionam à fluência terciária, de forma que medir o arrombamento seria possível apenas de uma maneira simplificada. Além disso, essa abordagem leva a deslocamentos subestimados em regiões que atingiram o estágio terciário de fluência.

Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é realizar um estudo numérico usando o Método dos Elementos Finitos sobre o comportamento estrutural de poços verticais em rochas salinas, a partir de um modelo viscoelástico com dano acoplado. As principais contribuições do trabalho são a utilização da metodologia proposta para identificação de regiões arrombadas em poços verticais em rochas salinas e a obtenção de uma melhor precisão no perfil do poço ao longo do tempo.

2 Metodologia

Para atingir o objetivo proposto, a metodologia de desenvolvimento adotada neste trabalho é baseada em quatro macroetapas, conforme ilustrado na Fig. 1 e detalhado a seguir.

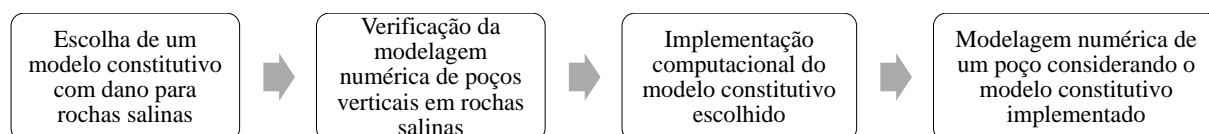


Figura 1. Macroetapas da metodologia adotada no trabalho.

A primeira etapa corresponde a um estudo sobre o comportamento mecânico de rochas salinas durante a perfuração de poços. É dada prioridade ao estudo da fluência e ao levantamento bibliográfico de modelos constitutivos com dano para rochas salinas, de modo que um desses modelos seja adotado. O critério utilizado na escolha do modelo é que o dano nas rochas salinas esteja relacionado à fluência terciária e as deformações ao longo dessa fase sejam modeladas. É comum nesses modelos, a utilização dos invariantes do tensor de tensões em equações escalares e a definição de uma variável de dano. Segundo Wang [10], no processo de ruptura durante a fluência das rochas salinas, a evolução do dano significa o espalhamento dos microdanos em macrodanos ou fraturas.

A segunda etapa envolve a verificação da modelagem numérica de poços verticais em rochas salinas, utilizando o *software* comercial ABAQUS® [16], o qual permite a realização de análises de problemas avançados de engenharia via Método dos Elementos Finitos. Nessa modelagem é escolhido um exemplo de poço disponível na literatura cujas condições sejam semelhantes as apresentadas durante a perfuração de poços no pré-sal brasileiro.

Assim, são definidos no *software* a geometria do modelo, os materiais, as condições de contorno, o estado inicial de tensões, o campo de temperatura, caso seja necessário, o peso do fluido de perfuração e a malha de elementos finitos. Por fim, a análise do modelo é realizada em passos geostático, elástico e viscoso, os quais se referem ao equilíbrio geostático, à perfuração do poço e à fluência das rochas salinas. Os resultados obtidos pelo ABAQUS® são comparados com os resultados da literatura para verificação da modelagem. Havendo uma boa concordância entre os resultados é utilizado o recurso *Macro Manager* do ABAQUS® para gravação dos passos realizados durante a modelagem e geração de rotinas computacionais que permitem a parametrização do modelo, de modo a alterar o fluido de perfuração, os materiais sem a utilização da interface gráfica do programa.

A terceira etapa prevê a implementação do modelo constitutivo com dano para rochas salinas por meio de uma subrotina computacional que é compilada e executada de forma acoplada ao ABAQUS®. O *software* contém algumas leis constitutivas de fluência como a lei potencial e a seno hiperbólico, porém não dispõe da lei estudada, de modo que essa implementação é relevante para incorporar o modelo adequado para o estudo realizado. A subrotina computacional é implementada com a transformação das equações constitutivas do modelo que estão na forma de taxa em equações incrementais para determinação do incremento de deformação $\Delta\varepsilon$, usando o método de Euler explícito. Para verificação da implementação são utilizados exemplos de aplicação do modelo constitutivo na literatura.

A quarta etapa envolve a consideração do modelo constitutivo com dano na modelagem de poço realizada na segunda etapa. Dessa forma, tanto a implementação do modelo constitutivo quanto a modelagem do poço estão devidamente verificadas e os resultados obtidos nesse estudo são confiáveis. Assim, são analisados os perfis do poço e o fechamento ao longo do tempo em pontos críticos, comparando os resultados de modelos com diferentes pesos de fluido de perfuração e considerando ou não o termo de dano.

3 Modelo constitutivo com dano para rochas salinas

O modelo constitutivo com dano para rochas salinas adotado neste trabalho é a lei constitutiva de Chen et al. [11]. Tal lei obedece aos critérios expostos na segunda etapa da metodologia do trabalho. A lei constitutiva de Chen et al. [11] é baseada em vários ensaios de fluência em rochas salinas, em regime uniaxial e triaxial. A partir desses resultados, os autores afirmam que o dano em rochas salinas durante a fluência deve considerar as tensões média e desviadora que atuam no material.

Além da fluência terciária, a lei abrange a fluência secundária, sendo a taxa de deformação da lei definida por duas parcelas, uma secundária e outra devido ao dano, conforme abaixo

$$\dot{\varepsilon} = A_1 \sigma^n + A_2 \left(\frac{\sigma}{1-D} \right)^n, \quad (1)$$

onde $\dot{\varepsilon}$ é taxa de deformação, A_1 , A_2 e n são parâmetros do material, σ é a tensão de von Mises e D é a variável de dano. A evolução dessa variável é definida por

$$\dot{D} = \left[\frac{\sigma'}{B(1-D)(1 - \langle D - D_a \rangle)} \right]^m, \quad (2)$$

$$\sigma' = \sigma \left[C_0 + C_1 \left(\frac{\sigma}{\sigma_m} \right) \right], \quad (3)$$

onde σ' é a tensão equivalente de dano, D_a é o limite acelerativo de dano, o qual indica o início da fluência terciária após a variável de dano atingí-lo, $\langle \rangle$ é a função *switch* apresentada em Chen et al. [11], B , m , C_0 e C_1 são parâmetros do material e σ_m é a tensão média.

A subrotina computacional implementada referente à lei de Chen et al. [11] é mostrada através do fluxograma apresentado na Fig. 2. Essa subrotina é verificada a partir dos resultados discutidos em Wang [10], que modela ensaios triaxiais.

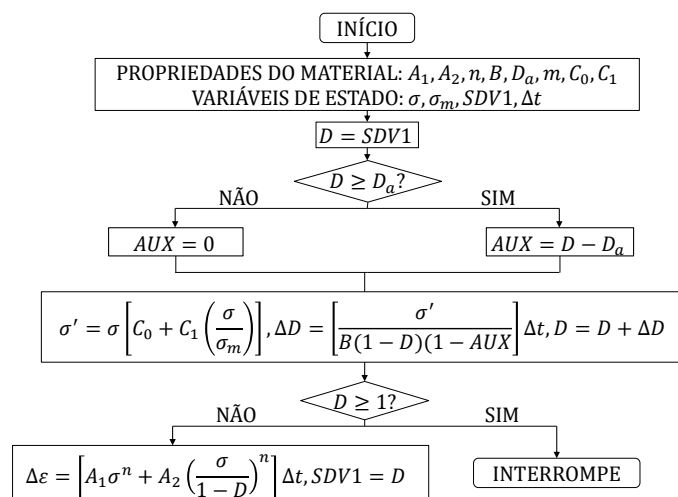


Figura 2. Fluxograma da subrotina computacional referente à lei constitutiva de Chen et al. [11].

4 Resultados

Para investigar a formação de regiões arrombadas e obter uma melhor precisão no perfil de poços verticais em rochas salinas, modela-se o poço descrito por Firme [17]. Trata-se de um modelo sintético equivalente ao poço 6-RJS-457 perfurado em 1997 na Bacia de Campos [6]. Na Fig. 3 é ilustrado o problema, o qual possui rochas dos tipos anidrita, halita e folhelho em uma profundidade de -4107 m a -4512 m. O raio do maciço analisado é de 25 m. O modelo numérico equivalente se utiliza da simetria do problema, onde o domínio é discretizado com 137700 elementos axissimétricos de 8 nós e com integração completa (CAX8). O modelo constitutivo adotado demanda a utilização de uma malha bastante discretizada, uma vez que a utilização de malhas mais grosseiras leva a variável de dano a crescer muito rapidamente.

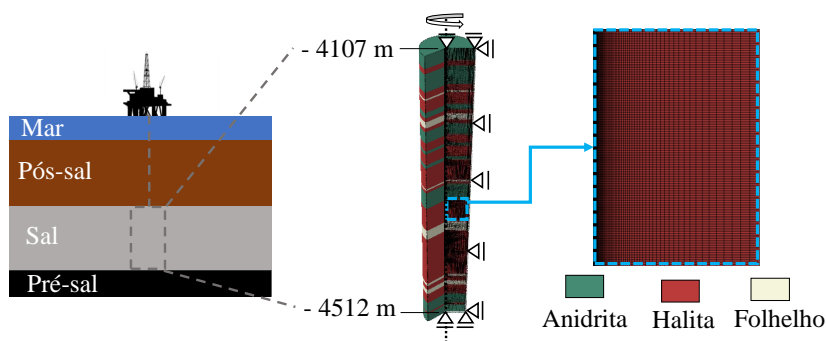


Figura 3. Poço vertical em rocha salina e modelo numérico adotado.

O diâmetro nominal do poço é 12.25 pol. É admitida uma lâmina d'água de 345 m e uma espessura para a camada do pós-sal de 3762 m. Para essa camada é considerado o mesmo peso específico do folhelho. A halita é modelada segundo a lei de Chen et al. [11] e são adotados os parâmetros ilustrados nas Tabelas 1 e 2, de acordo com Chen et al. [11] e Firme [17], respectivamente. Firme [17] modela o folhelho e a anidrita segundo à lei elasto-plástica de Mohr-Coulomb, porém neste trabalho essas rochas são consideradas puramente elásticas, sendo adotados os parâmetros da Tabela 2, de acordo com Firme [17].

Tabela 1. Parâmetros da lei constitutiva de Chen et al. [11] para a halita.

A_1 ($MPa^{-3.5}ano^{-1}$)	n	A_2 ($MPa^{-3.5}ano^{-1}$)	B	C_0	C_1	m	D_a
$3.15(10^{-6})$	3.5	$6.3(10^{-7})$	32.0	0.47	1.2	3.0	0.12

Tabela 2. Propriedades da anidrita, folhelho e halita.*

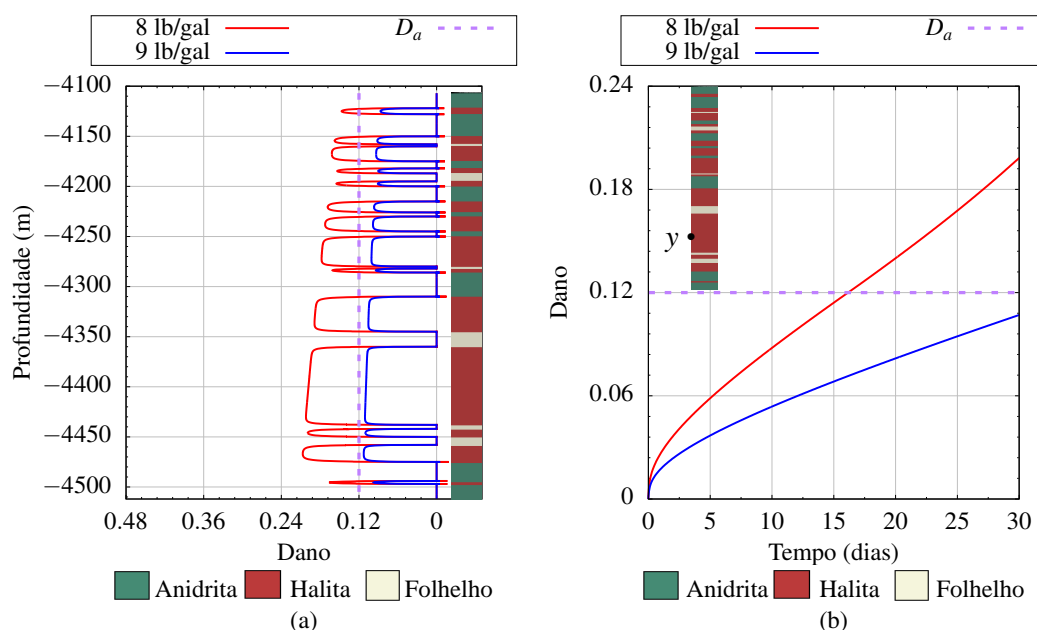
	E(GPa)	ν	$\gamma(kN/m^3)$
Anidrita	55.11	0.36	28.63
Folhelho	19.10	0.15	22.56
Halita	25.37	0.37	21.70

* Módulo de Young, coeficiente de poisson e peso específico.

Com base nessas informações, são elaborados dois modelos. O primeiro considera um fluido de perfuração com peso de 8 lb/gal e o segundo um fluido com peso de 9 lb/gal. A análise desses modelos é realizada durante um período de 30 dias, pois este normalmente é o tempo máximo de espera para descida do revestimento [18].

Na Figura 4(a) é apresentado o dano na parede dos modelos com peso de 8 lb/gal e 9 lb/gal em 30 dias. Verifica-se que o dano adquire valores negativos. Isso não tem significado físico, mas está associado a erros numéricos durante a transição entre as camadas de halita com folhelho e anidrita. Sendo assim, o dano desenvolvido no modelo com 8 lb/gal é superior ao modelo com 9 lb/gal. Tal comportamento é esperado, visto que o estado geostático de tensões é o mesmo em ambos os casos. Conseqüentemente, o fluido de perfuração de 8 lb/gal gera tensões desviadoras mais acentuadas que o fluido de 9 lb/gal. No modelo com 8 lb/gal, todas as camadas de halita encontram-se no regime terciário de fluência, pois o dano supera o limite acelerativo de dano D_a . Todavia, não há o arrombamento das paredes do poço, uma vez que ocorre apenas quando o valor do dano se aproxima de 1, caracterizando o colapso da rocha. No modelo com 9 lb/gal, não há regiões arrombadas, pois a variável de dano é inferior ao limite acelerativo de dano D_a . Logo, a fluência terciária sequer é atingida, bem como o colapso das rochas. Além disso, independentemente do fluido de perfuração, nas camadas de halita mais espessas observa-se uma tendência de crescimento do dano ao longo da profundidade. Esse comportamento é esperado, já que as camadas mais espessas têm maior mobilidade e as camadas profundas estão submetidas a tensões mais acentuadas.

Na Figura 4(b) é mostrada a evolução do dano em um ponto y que se encontra a uma profundidade de -4400 m nas paredes dos modelos com pesos de 8 lb/gal e 9 lb/gal. Observa-se que, nos dois modelos, inicialmente o dano tem um aspecto não linear que está associado ao alívio de tensões na parede do poço. Após este período, o crescimento do dano é linear, devido à estabilização da tensão. Em casos onde o dano evolui até a ruptura, é retomado o aspecto não linear com o crescimento da taxa de dano. No modelo com 8 lb/gal, a fluência terciária acontece após 15 dias, enquanto no modelo com 9 lb/gal esse estágio não é atingido nem com 30 dias. Verifica-se claramente que o pequeno aumento no peso do fluido de 8 para 9 lb/gal é suficiente para adiar em mais de 15 dias o início da fase terciária de fluência na rocha. Vale ressaltar que apenas a rocha salina halita é atravessada pelo poço estudado. Rochas mais móveis como carnalita e taquidrita devem apresentar um comportamento ainda mais suscetível a essa variação.

Figura 4. Dano nos modelos com 8 lb/gal e 9 lb/gal. Em (a) dano na parede e em (b) evolução do dano no ponto y .

Nas Figura 5(a) e 5(b) são apresentados os perfis diametrais dos modelos com pesos de 8 lb/gal e 9 lb/gal com e sem o dano em 30 dias, respectivamente. Verifica-se que, em ambos os casos, a não consideração do dano produz um aumento do diâmetro do poço, devido à diminuição dos deslocamentos. No ponto y , por exemplo, a diferença entre o fechamento diametral no modelo de 8 lb/gal com e sem o dano é de 0.1 pol. Para o modelo de 9 lb/gal a diferença é 0.075 pol. É importante destacar que a fluência terciária/dano não é desenvolvida por completo. Firme et al. [15], que também estudou esse poço, cita como alternativa de revestimento o diâmetro nominal de 9 5/8 pol. Além disso, é sugerido para cimentação uma camada mínima de 1.5 pol. Assim, após 30 dias o poço deve ter diâmetro superior a 11.125 pol para garantir uma boa cimentação. Para o cenário estudado, todos os modelos simulados atendem o critério de cimentação para 30 dias de rocha exposta.

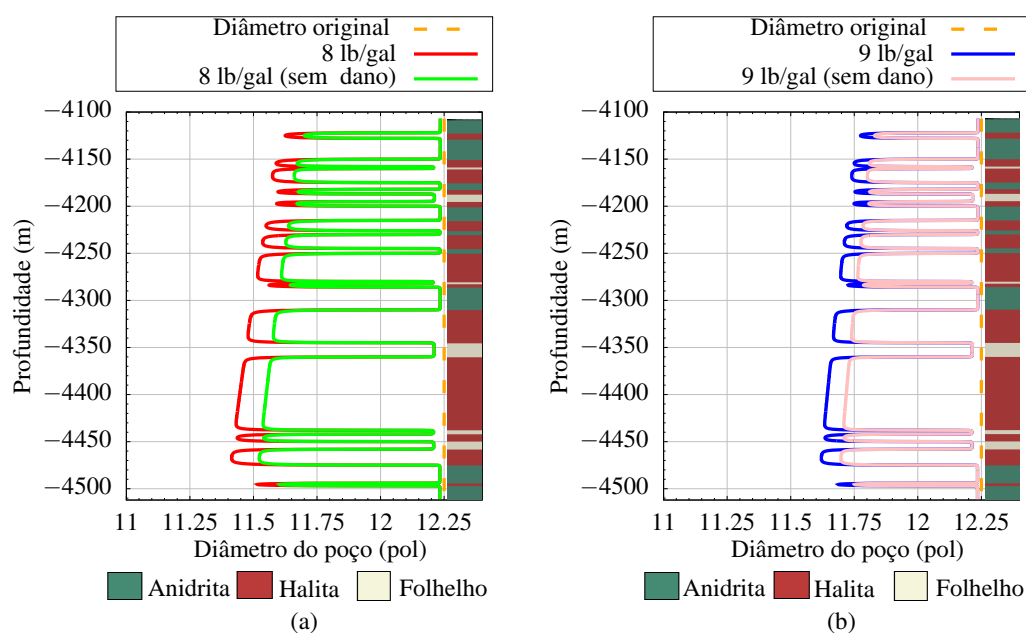


Figura 5. Perfis diametrais em 30 dias. Em (a) é exposto o modelo com 8 lb/gal e em (b) o modelo com 9 lb/gal.

5 Conclusões

Com os resultados obtidos, constata-se que nos modelos estudados não ocorre o arrombamento das paredes do poço, apesar de que em um dos modelos a fluência terciária foi alcançada. Percebe-se ainda uma tendência de crescimento do dano e, conseqüentemente, da fluência terciária, nas camadas de sal mais espessas ao longo da profundidade. Deste modo, camadas mais espessas e profundas merecem mais atenção, no que se refere ao risco do arrombamento.

Como exposto na literatura, é comprovado que o arrombamento do poço está fortemente associado ao peso do fluido de perfuração e ao tipo de rocha. A rocha estudada é pouco móvel, porém há uma grande diferença na estimativa do fechamento ao não considerar a parcela de deslocamento devido ao dano. Assim, em rochas mais móveis como, por exemplo, carnalita e taquidrita essa diferença deve ser ainda mais acentuada. Tal fato evidencia a importância de calibrar modelos de fluência terciária/dano também para essas rochas. Além disso, em poços, diferente de cavernas salinas, não existe a possibilidade de escolher uma região de halita pura, uma vez que o poço atravessa todas as litologias da região explorada até alcançar o reservatório.

Em resumo, este trabalho apresenta uma metodologia consistente para avaliação do arrombamento em rochas salinas, tornando possível a avaliação de sais com diferentes propriedades, bem como diferentes modelos de dano podem ser considerados. O poço estudado é sintético e similar a um poço brasileiro. Porém, o modelo constitutivo utilizado se refere a uma caverna salina localizada na China. Nesse sentido, para uma previsão precisa do dano e, conseqüentemente, do arrombamento em poços brasileiros é essencial a caracterização das rochas salinas através de ensaios triaxiais e de modelos constitutivos devidamente calibrados.

Declaração de autoria. Os autores confirmam que são os únicos responsáveis pela autoria deste trabalho, e que todo o material que foi incluído aqui como parte do presente artigo é de propriedade (e autoria) dos autores ou tem a permissão dos proprietários para serem incluídos aqui.

Referências

- [1] Costa, A. & Poiate Jr, E., 2008. Rocha Salina na Indústria do Petróleo: Aspectos Relacionados à Reologia e à Perfuração de Rochas Salinas. *Sal. Geologia e Tectônica. Exemplos nas Bacias Brasileiras*, pp. 362–385.
- [2] Petrobras, 2020. Pré-sal. Disponível em <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em: 08 de Agosto de 2020.
- [3] Shames, I. H. & Cozzarelli, F. A., 1997. *Elastic and inelastic stress analysis*. Prentice-Hall International.
- [4] Falcão, J. L., Poiate Jr, E., COSTA, A., SILVA, I., & ESTON, S., 2007. Perfuração em formações salinas. *Boletim técnico da Produção de Petróleo*, vol. 1, n. 2, pp. 293–307.
- [5] Borges, R. G., 2008. *Avaliação numérica de perturbações de tensões associadas a estruturas salíferas e suas influências na estabilidade de poços*. Dissertação de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [6] Falcão, J., 2008. Perfuração de formações salíferas. *Em: Sal: Geologia e Tectônica. Eds.: Moriak, W., Sztatmari P. e SMC Anjos., Eds*, vol. 1, pp. 384–402.
- [7] Poiate Jr, E., 2012. *Mecânica das rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal*. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [8] Chan, K., Bodner, S., Fossum, A., & Munson, D., 1992. A constitutive model for inelastic flow and damage evolution in solids under triaxial compression. *Mechanics of Materials*, vol. 14, n. 1, pp. 1–14.
- [9] Munson, D. & Dawson, P., 1981. Salt-constitutive modeling using mechanism maps. Technical report, Sandia National Labs.
- [10] Wang, G., 2004. A new constitutive creep-damage model for salt rock and its characteristics. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, vol. 41, pp. 61–67.
- [11] Chen, F., Yang, C. H., Zhang, C., & Bai, S. W., 2006. Investigation on creep damage of natural gas storage in salt rock layer. In *Key Engineering Materials*, volume 324, pp. 451–454. Trans Tech Publ.
- [12] Wu, F., Chen, J., & Zou, Q., 2019. A nonlinear creep damage model for salt rock. *International Journal of Damage Mechanics*, vol. 28, n. 5, pp. 758–771.
- [13] Uribe, J. D. V., da Fontoura, S. A., Melo, D. D., Inoue, N., & dos Anjos, J. L., 2015. Estabilidade de poços de petróleo em formações evaporíticas – efeitos de fluência, plasticidade e dano. In *Proceedings of the XXXVI Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering*, Rio de Janeiro.
- [14] Firme, P. A. L. P., Roehl, D., & Romanel, C., 2016. An assessment of the creep behaviour of brazilian salt rocks using the multi-mechanism deformation model. *Acta Geotechnica*, vol. 11, n. 6, pp. 1445–1463.
- [15] Firme, P. A. L. P., Brandao, N. B., Roehl, D., & Romanel, C., 2018. Enhanced double-mechanism creep laws for salt rocks. *Acta Geotechnica*, vol. 13, n. 6, pp. 1329–1340.
- [16] Smith, M., 2009. Abaqus/standard user's manual, version 6.9. *Simulia, Providence, RI*.
- [17] Firme, P. A. L. P., 2013. *Modelagem Constitutiva e Análise Probabilística Aplicadas a Poços em Zonas de Sal*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [18] Ferreira, Y. A., 2014. *Análise numérica da perfuração e cimentação de poços de petróleo em evaporitos*. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.