

## **EQUIVALENT MODELS OF VERTICAL WELLS CLOSURE IN SALINE ROCKS**

**Bruna L. B. Santos**

**Catarina N. de A. Fernandes**

**Eduardo N. Lages**

*bruna\_layz@hotmail.com*

*catarina@lccv.ufal.br*

*enl@ctec.ufal.br*

*Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV), Centro de Tecnologia (CTEC), Universidade Federal de Alagoas (UFAL)*

*Av. Lourival Melo Mota, s/n, Tabuleiro do Martins; 57072-970; Maceió; Alagoas; Brasil*

**Luiz Felipe M. de Almeida**

**Jorel L. R. dos Anjos**

**Emílio C. C. M. Silva**

*luizfelippe@petrobras.com.br*

*jorel.anjos@petrobras.com.br*

*emiliosilva@petrobras.com.br*

**CENPES/PETROBRAS**

*Av. Horácio Macedo, 950, Cidade Universitária; 21941-915; Rio de Janeiro; Rio de Janeiro; Brasil*

**Abstract.** This work proposes the development of a strategy to use equivalent models to estimate the closure of a salt mass drilled by a vertical well. Drilling in areas with salt formations is a great challenge, since these rocks develop high creep strain rates – continuous deformation even under constant tension. Due to this phenomenon, the well diameter tends to reduce over time, what can delay the drilling process for days or even lead to the well abandonment. To avoid these problems, computational models using the Finite Element Method are used to predict the behavior of these rocks during drilling. To design the drilling process, several simulations are needed and they may take many hours or days. Thus, it is interesting to develop approaches that reduce the simulation time, allowing to evaluate the same scenario considering different values for the project variables. The methodology adopted in this work is divided into seven stages: a) definition of the base study scenario; b) simulation of the reference scenario; c) elaboration of rules for the division of the massif into one and two-dimensional models; d) modeling and simulation of pre-defined portions; e) verification of the errors; f) possible adjustments in the rules of the massif division; g) application of the strategy in other scenarios for its validation. With the validation of this strategy, it is possible to reduce the computational cost and the time of elaboration of the well project. To validate the strategy, the result of the simulation of a synthetic scenario is presented, where approximate answers were obtained with reduction in the computational cost, which leads to a reduction in the well design time.

**Keywords:** Numerical Models, Finite Elements, Computational Simulation

## 1 Introdução

Para que seja possível a geração e acumulação de hidrocarbonetos em uma bacia é necessária a existência de um arranjo estrutural específico, conhecido como sistema petrolífero. Esse sistema é formado, basicamente, por três rochas (geradora, reservatório e capeadora) sobrepostas e submetidas a alta pressão e temperatura. Em algumas bacias, as rochas reservatórios estão cobertas por rochas salinas de grande espessura que funcionam como rochas capeadoras por apresentarem porosidade e permeabilidade praticamente nulas. Essa é uma das configurações que pertence aos sistemas petrolíferos conhecidos como Pré-Sal (Fig. 1).

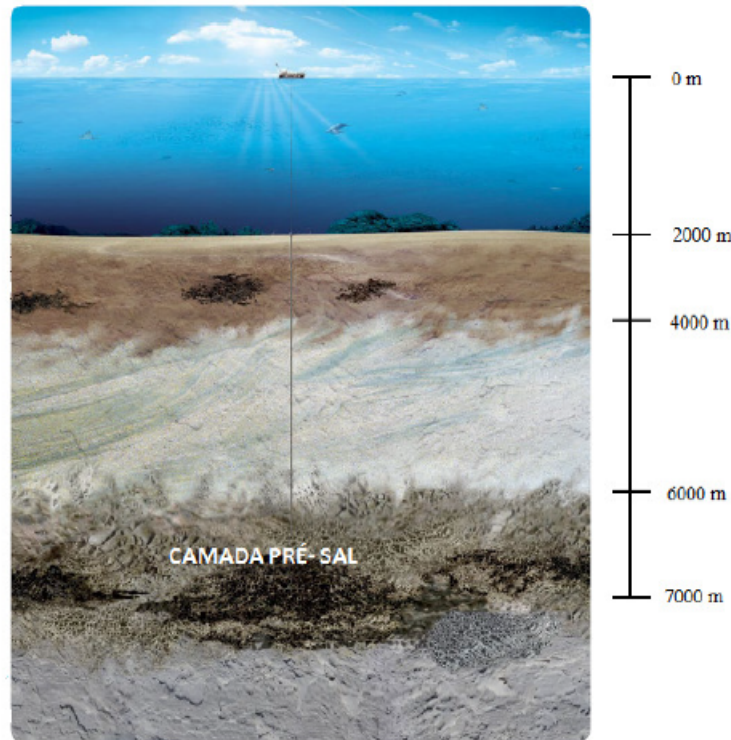


Figura 1. Representação de um reservatório Pré-Sal (Christante [1])

As rochas salinas são encontradas em várias bacias de hidrocarbonetos ao redor do mundo. Existem depósitos significativos nas águas profundas do Golfo do México e em regiões offshore do oeste da África e Brasil, no Sul do Mar do Norte, Egito e Oriente Médio (Botelho [2]). No Brasil, muitos reservatórios do pré-sal se localizam em grandes profundidades, sendo preciso perfurar poços que transpassem espessas camadas de sal, elevando a complexidade da operação. A maioria destes reservatórios tem grande potencial exploratório, impulsionando a indústria petrolífera a investir cada vez mais em desenvolvimento de novas tecnologias e pesquisas, para tornar a produção nesses cenários tecnicamente e economicamente viável (Araújo [3]).

Diferentemente das outras rochas sedimentares, os evaporitos são capazes de suportar altas pressões, absorvendo níveis elevados de deformação sem o desenvolvimento de fraturas, devido as suas propriedades físico-químicas (Mohriak et al. [4]). Outra característica importante apresentada por essas rochas é o processo de cura ou cicatrização que ocorre devido a sua particular reologia e estrutura cristalina. Esse processo consiste no fechamento de discontinuidades, trincas e fraturas, retomando, com o tempo, sua excelente qualidade de estanqueidade desde que não estejam preenchidas por argilos-minerais (Costa and Poiate Júnior [5]). Sendo assim, os evaporitos são considerados rochas selantes por excelência.

Porém, apesar das rochas salinas formarem estruturas com condições favoráveis para o aprisionamento dos hidrocarbonetos, aumentando a probabilidade de sucesso na prospecção de óleo, muitos

problemas operacionais são registrados durante a perfuração dos poços através de espessas camadas de sal. Esses problemas estão relacionados ao comportamento de fluência do sal. Segundo Fjar et al. [6], a fluência consiste na deformação lenta e progressiva dependente do tempo, que pode ocorrer em materiais submetidos a determinadas tensões.

Nas rochas salinas, esse comportamento é devido a sua estrutura cristalina e pode ser observado mesmo sob baixos níveis de tensão. Por esse motivo, a perfuração de áreas onde há formações salinas é um grande desafio, pois a deformação acumulada em certo intervalo de tempo pode ocasionar o fechamento do poço, causando problemas operacionais como o aprisionamento ou a perda da coluna de perfuração (Fig. 2).

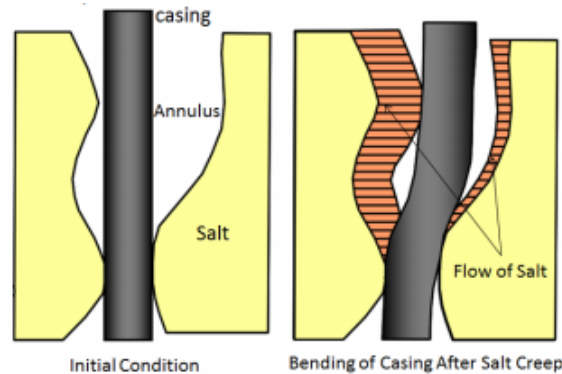


Figura 2. Esquemática da prisão da coluna de perfuração (Fonte: Wang and Samuel [7])

A fluência pode continuar mesmo após o poço ter sido revestido podendo em casos extremos causar seu colapso, caso o revestimento não tenha sido dimensionado para os esforços adicionais impostos pelo sal.

Existem ainda outros problemas na perfuração de camadas salinas, como o alargamento das paredes do poço devido ao processo de dissolução do sal e o enfraquecimento da parede do poço proveniente do processo de lixiviação (Gonçalves [8]).

As consequências de complicações operacionais em poços de petróleo podem ser bastante severas. Especialmente em campos petrolíferos offshore e de águas profundas localizados abaixo de grandes estruturas salinas, o custo da perfuração é muito alto, onde um único poço chega a custar de vinte a sessenta milhões de dólares (Willson et al. [9]). Nesse caso, um problema no poço (revestimento rompido ou colapsado) pode fazer com que o poço seja todo abandonado e um novo poço tenha que ser perfurado, encarecendo ainda mais o projeto. Esses problemas são uma grande motivação para entender o comportamento do sal, possibilitando assim que a indústria perfure esses poços ao redor do mundo sem grandes complicações operacionais.

Dessa forma, prospectos exploratórios sob espessas camadas de rochas salinas demandam um tratamento especial durante todas as fases do poço (planejamento, projeto e execução da perfuração). É fundamental a obtenção das propriedades mecânicas das rochas evaporíticas, nas variáveis de estado (pressão e temperatura) previstas para a coluna a ser perfurada, e a aplicação de simulação computacional para prever o comportamento no tempo dessas rochas durante a perfuração (Araújo [10]).

No projeto de perfuração de um poço, várias simulações do maciço salino são necessárias para definir a melhor configuração para o projeto, podendo levar muitas horas ou dias para a conclusão dessa atividade. Assim, é de suma importância a existência de estratégias numéricas que possibilitem simular o comportamento do maciço de forma mais rápidas.

Uma dessas estratégias é a representação do cenário encontrado por meio de modelos computacionais uni e bidimensionais, desenvolvidos por colaboradores do Laboratório de Computação Científica e Visualização da Universidade Federal de Alagoas (LCCV/UFAL), que descrevem o comportamento dessas rochas durante a perfuração. A partir destes modelos, é possível avaliar o mesmo cenário considerando diferentes valores para as variáveis do projeto, como o peso do fluido de perfuração – tornando a

elaboração de um projeto de poço seguro e eficiente. Dentre os trabalhos desenvolvidos no LCCV/UFAL para simulação do comportamento de rochas salinas na perfuração vertical podemos citar o de Araújo [10], Gonçalves [8], Santos [11], Araújo [10].

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma estratégia para a modelagem do fechamento de rochas salinas perfuradas por poços verticais, a partir da combinação de modelos uni e/ou bidimensionais, diminuindo assim o tempo para obtenção do comportamento dessas rochas, e, conseqüentemente, o tempo para elaboração do projeto de perfuração de um poço. A ferramenta computacional utilizada pra obtenção do comportamento das rochas salinas também foi desenvolvida pelos pesquisadores do LCCV/UFAL.

## 2 Metodologia

A metodologia adotada neste trabalho pode ser dividida em sete etapas conforme apresentada na Fig. 4. A primeira etapa refere-se à escolha do cenário a ser utilizado como base de estudo. Para tanto, faz-se necessário definir algumas variáveis como profundidade, espessura e as propriedades físicas e mecânicas das rochas. A segunda etapa está relacionada à simulação do maciço completo, utilizando o modelo bidimensional em todo domínio, para adotá-lo como modelo de referência.

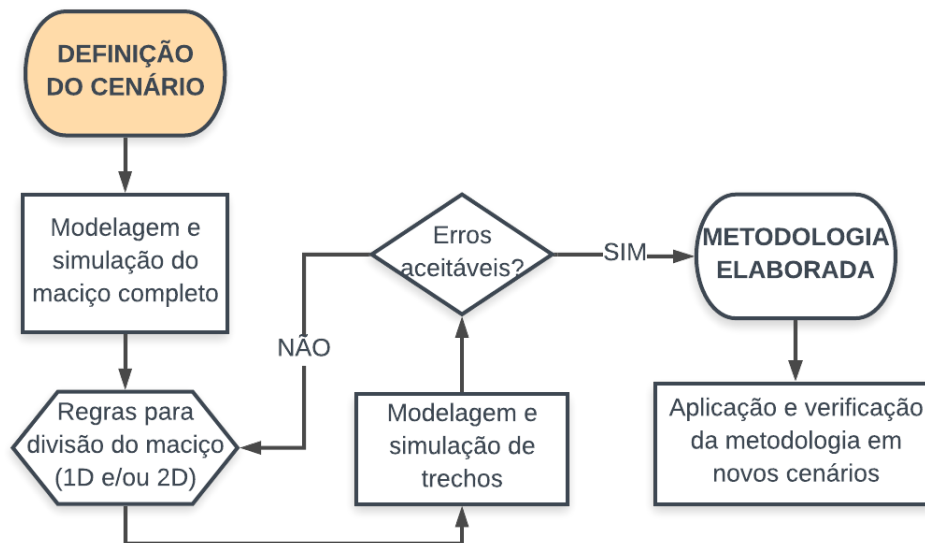


Figura 3. Fluxograma ilustrativo da metodologia adotada

A terceira etapa é baseada na elaboração de regras para divisão do maciço em modelos menores (trechos do domínio) que serão simulados utilizando a modelagem unidimensional (1D) ou bidimensional (2D). Nessas modelagens o cenário é considerado axissimétrico, que consiste em uma particularização do estado plano de deformações em coordenadas cilíndricas, no qual existe um eixo (eixo z) de simetria axial do corpo. No modelo 2D (Fig. 4) considera-se a influência de uma camada sobre as outras e adota-se elementos quadráticos de oito nós para a discretização espacial do domínio. Por meio desse modelo é simulado o intervalo completo de sal e os trechos do domínio.

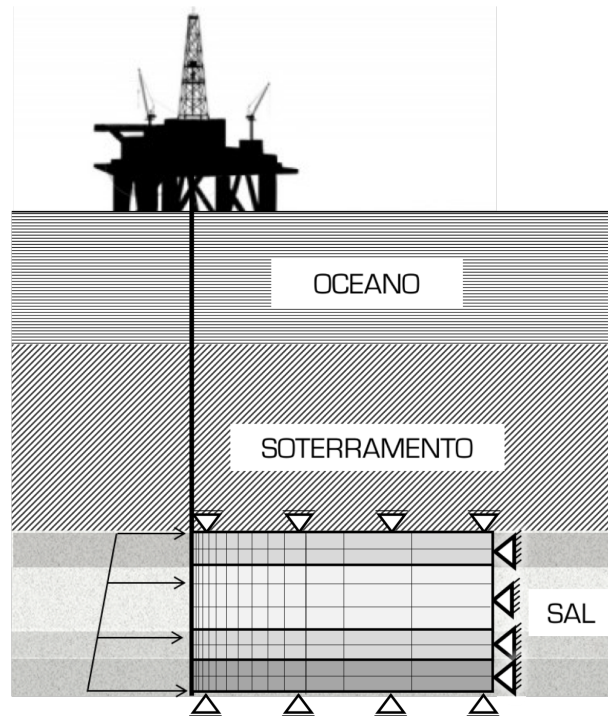


Figura 4. Domínio e discretização do cenário com o modelo 2D

Já no modelo 1D (Fig. 5) o domínio se resume a uma profundidade de interesse com espessura unitária e a discretização é feita apenas na direção radial utilizando elementos unidimensionais. Desta forma, o custo computacional é muito menor quando comparado ao modelo 2D, porém o resultado pode apresentar erros significativos devido as simplificações do modelo como, por exemplo, a não consideração da influência de uma camada sobre a outra.

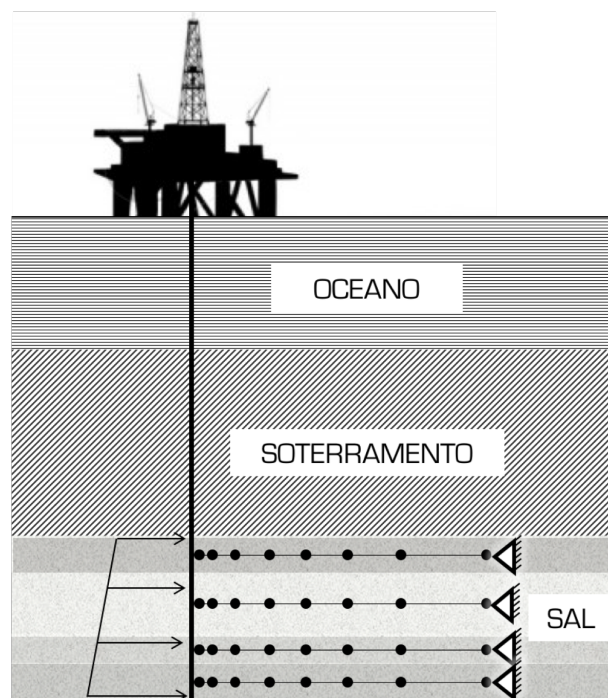


Figura 5. Domínio e discretização do cenário com o modelo 1D

O tipo de modelagem escolhida para cada trecho depende de alguns fatores como a litologia e a espessura da camada. Um modelo sintético é utilizado como base para definição dessas regras, onde o cenário completo é simulado considerando apenas a modelagem 2D, sendo este o resultado de referência. Em seguida, com a análise dos resultados, faz-se a divisão do cenário.

A quarta etapa consiste na modelagem e simulação dos trechos pré-definidos. Com os resultados dessas simulações, calcula-se o erro em relação ao modelo de referência (etapa 5). Caso os erros não sejam aceitáveis, retorna-se ao passo 3 e elaboram-se ajustes nas regras para divisão do maciço (etapa 6). A última etapa corresponde à validação da metodologia elaborada após a obtenção de resultados satisfatórios para o cenário base. A partir de então, define-se um novo cenário para aplicar essa metodologia e verificar se a ordem de grandeza dos erros cometidos é semelhante.

### 3 Resultados

#### 3.1 Elaboração das regras

Inicialmente, para elaborar as regras da divisão do maciço, define-se um cenário conforme apresentado na Fig. 6(a). Esse cenário é baseado no estudo feito por Costa et al. [12], onde a profundidade vertical real (TVD = True Vertical Depth) do objetivo (reservatório) é de 6000 metros e era esperado que a camada de rocha salina, constituída por três tipos diferentes de sal (halita, carnalita e taquidrita), tivesse cerca de 2000 metros de espessura, com o topo da camada localizado a uma profundidade de 2600 metros em relação ao nível do mar. Com intuito de simplificar o problema, neste trabalho a camada de estudo se limita a um trecho da camada de sal possuindo uma espessura variável (Fig. 6(b), com  $X = 6$  m, 12 m, 22m e 102 m). A rocha considerada é a halita com uma intercalação fixa de 2 metros de taquidrita, onde a cota central da intercalação é de -2651 m, também em relação ao nível do mar.

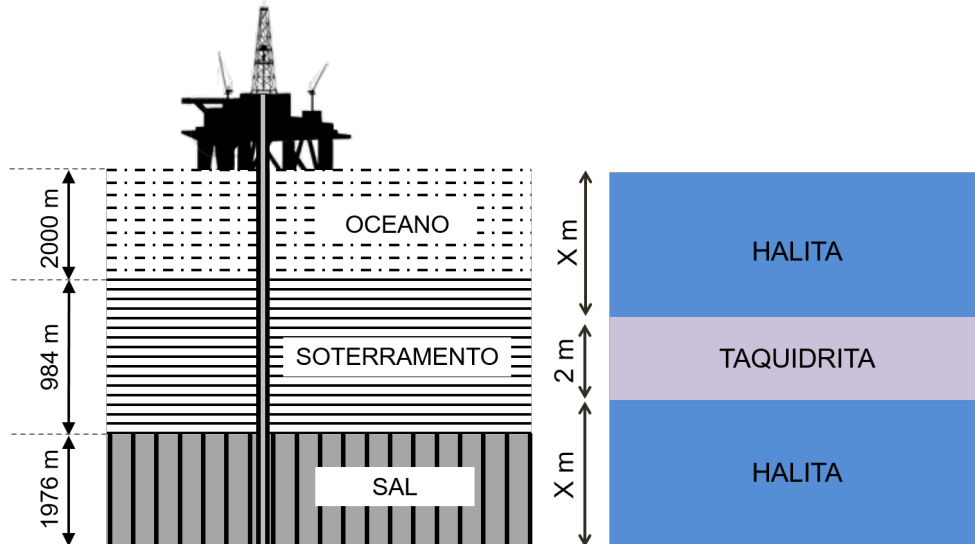


Figura 6. Definição do cenário de estudo: a) discretização física; b) detalhe do trecho de sal

A mobilidade das rochas salinas depende, principalmente, das suas propriedades físico químicas. A halita, por exemplo, apresenta baixa mobilidade, enquanto a carnalita e a taquidrita são sais mais móveis. Em uma formação, na região de contato entre litologias diferente, ocorre a influência de uma rocha no deslocamento da outra, ou seja, a rocha mais móvel tende a elevar o deslocamento da rocha menos móvel, enquanto a rocha menos móvel tende a reduzir o deslocamento da rocha mais móvel. Dessa forma, a variação da espessura total é feita para que seja possível definir até que ponto ocorre essa influência, criando trechos que serão simulados pelo modelo bidimensional.

Para a modelagem do problema em estudo é necessário definir alguns parâmetros referentes às propriedades das rochas, como a taxa de deformação viscosa e a temperatura de referência, que são utilizados para caracterizar a fluência por meio da lei constitutiva física baseada no mecanismo duplo de deformação. Essa lei, Eq. (1), foi apresentada por Costa et al. [13] e Poiate Júnior et al. [14] para análise de um evaporito com um comportamento visco-elástico. O detalhamento desta lei pode ser encontrado em Mohriak et al. [4].

$$\dot{\epsilon} = \dot{\epsilon}_0 \left( \frac{\sigma}{\sigma_0} \right)^n e^{\left( \frac{Q}{RT_0} - \frac{Q}{RT} \right)} \quad (1)$$

A Tabela 1 apresenta as propriedades supracitadas e seus respectivos valores.

Tabela 1. Propriedades das rochas salinas

| Parâmetros                   | Halita                   | Taquidrita               |
|------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Módulo de Elasticidade       | 20400 MPa                | 4920 MPa                 |
| Coefficiente de Poisson      | 0,36                     | 0,33                     |
| Taxa de deformação viscosa   | $1,81 \cdot 10^{-6}$ 1/h | $2,99 \cdot 10^{-4}$ 1/h |
| Tensão efetiva de referência | 9,91 MPa                 | 8,14 MPa                 |
| Temperatura de referência    | 86°C                     | 86°C                     |

Além disso, têm-se a densidade do fluido de perfuração, a tensão geostática e a temperatura da camada. A densidade do fluido de perfuração é definida como  $13lb/gal$ , enquanto que a tensão geostática e a temperatura da camada são obtidas por interpolação numérica com os valores referentes ao topo e a base da camada de sal (Tab. 2). Todos os valores utilizados para as variáveis do problema foram retirados de Poiate Júnior et al. [14], Borges [15] e Borges [15].

Tabela 2. Temperatura e tensão geostática do intervalo de sal

| Parâmetros        | Topo      | Base      |
|-------------------|-----------|-----------|
| Temperatura       | 40°C      | 60°C      |
| Tensão geostática | 39,40 MPa | 81,26 MPa |

Com esses dados, foi simulado o perfil de deslocamento dos trechos definidos anteriormente, onde o trecho de 102 m é considerado o modelo completo (referência) e os outros são os submodelos que serão analisados (Fig. 7).

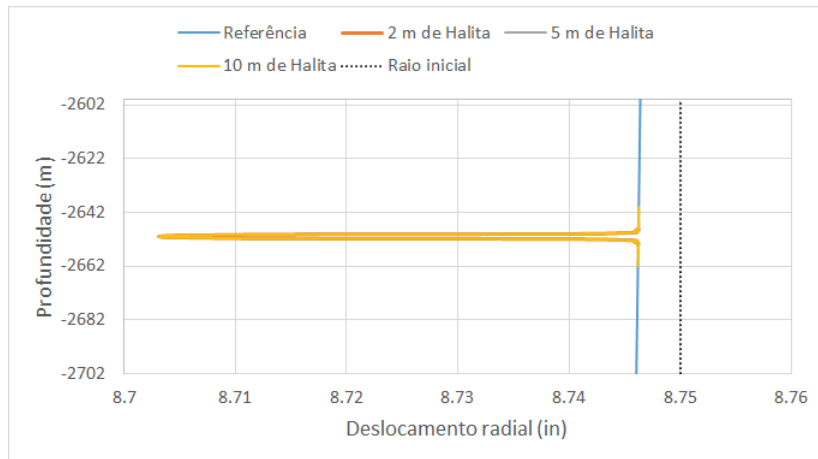


Figura 7. Gráfico do perfil de deslocamento no tempo de 480 h para o modelo completo

Analisando o gráfico, é possível observar que o deslocamento da camada de halita (rocha mais frequente no pré-sal apresentando intercalações de espessura pequena de outras rochas salinas) cresce linearmente com a profundidade, com exceção das regiões próximas à intercalação. Em um estudo feito por Santos et al. [16], observou-se que quanto maior a espessura da intercalação, melhor é o resultado proveniente do modelo 1D, pois há uma redução na influência do deslocamento das camadas vizinhas no deslocamento da camada de estudo - considerando o ponto central da camada. Por esse motivo, um modelo que simule a camada de rocha pelo modelo 1D nas regiões afastadas das intercalações pode apresentar bons resultados.

Para definir a zona de influência, são calculados os erros absolutos ( $\Delta$ ) e relativos ( $\delta$ ) cometidos pelos submodelos. O erro absoluto é dado pela Eq. 2.

$$\Delta = V_r - V_a \quad (2)$$

em que  $V_r$  é o valor de referência, obtido pela simulação do cenário completo, e  $V_a$  é o valor aproximado, obtido pela simulação dos trechos.

Segundo Poiate Júnior et al. [14] o fechamento radial máximo admitido para o poço é de 1,75 polegadas (0,04445 metros). Caso seja ultrapassado esse limite, é necessário repassar a broca de perfuração para que não ocorra problemas operacionais, como o aprisionamento da coluna de perfuração. Adota-se então a medida de erro relativo descrita na Eq. 3, onde a diferença absoluta entre o valor de referência e o valor obtido é dividida por esse deslocamento admissível.

$$\delta = \frac{\Delta}{0,04445} \quad (3)$$

A comparação dos resultados é realizada no tempo de 480 horas, isso porque a deformação da rocha aumenta com o tempo, logo, nesse modelo, as maiores deformações são no tempo final da simulação. A Tabela 3 apresenta os erros para o estudo em pauta.



Tabela 3. Maiores erros relativos cometidos pelos submodelos

| Espessura da halita considerada (m) | Erro absoluto máximo (m) | Erro relativo (%)     |
|-------------------------------------|--------------------------|-----------------------|
| 2                                   | $4,433 \cdot 10^{-5}$    | $1,140 \cdot 10^{-6}$ |
| 5                                   | $1,600 \cdot 10^{-5}$    | $4,072 \cdot 10^{-7}$ |
| 10                                  | $8,046 \cdot 10^{-6}$    | $2,044 \cdot 10^{-7}$ |

Dessa forma, para simular as regiões de contato entre rochas mais móveis e pouco espessas (como a taquidrita e a carnalita), constroem-se submodelos "sanduíches" em que as rochas adjacentes (normalmente a halita) tenham espessura igual ao dobro da espessura da intercalação (Fig. 8). Já o modelo 1D é utilizado para camadas de rochas espessas, onde se consideram cotas dessa camada a cada 5 metros, excluindo o topo e a base por serem regiões de contato com a intercalação.

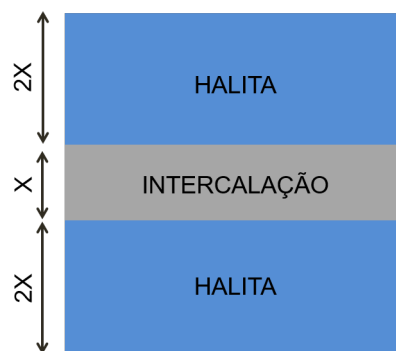


Figura 8. Representação do submodelo utilizado para simular as regiões de contato entre diferentes litologias

### 3.2 Aplicação

Após a elaboração das regras de divisão do maciço, define-se um novo cenário (Fig. 9) para aplicá-las e verificar se o resultado obtido é satisfatório. O cenário em questão também é baseado no estudo feito por Costa et al. [12] utilizando as mesmas propriedades das rochas apresentadas na Tab. 1 e as mesmas propriedades da formação (tensão geostática e temperatura das camadas) apresentadas na Tab. 2. Porém, adota-se um novo peso do fluido de perfuração ( $12lb/gal$ ) e as espessuras das camadas e disposição das intercalações são idealizadas.

O modelo apresentado na Fig. 9 corresponde ao modelo completo (referência) com espessura total de 2 mil metros (topo = -2600 e base = -4600), onde se obtém o perfil de deslocamento do poço. Em seguida, divide-se o cenário conforme as regras definidas na seção anterior. Neste cenário existem 9 intercalações, com litologia variando entre carnalita e taquidrita e espessuras entre 2 e 5 metros, logo, são simulados 9 trechos com a modelagem 2D. Nas camadas de halita, utiliza-se a modelagem 1D, com um total de 382 cotas. Todos os resultados são referentes ao tempo de 480 horas (tempo final de simulação).

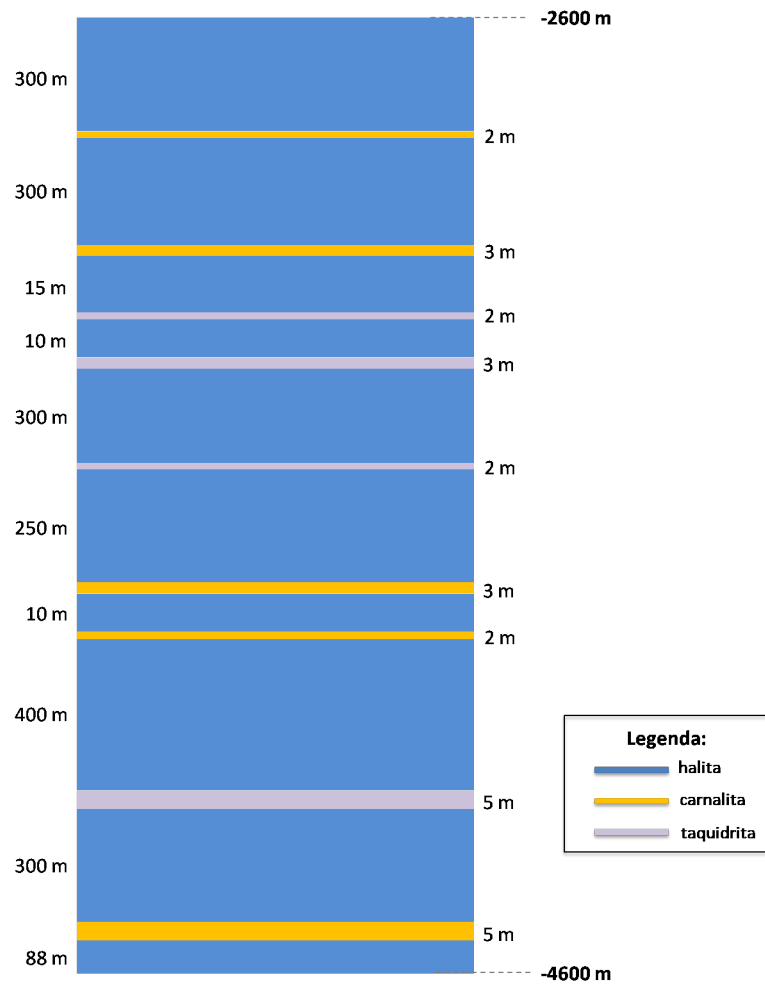


Figura 9. Detalhe do modelo

A Tabela 4 apresenta o detalhamento 9 trechos.

Tabela 4. Detalhamento dos trechos

| Trecho | Espessura da intercalação (m) | Litologia  | Cota média da intercalação (m) | Espessura total do modelo (m) |
|--------|-------------------------------|------------|--------------------------------|-------------------------------|
| 1      | 2                             | Carnalita  | -2901,00                       | 10                            |
| 2      | 3                             | Carnalita  | -3203,50                       | 15                            |
| 3      | 2                             | Taquidrita | -3221,00                       | 10                            |
| 4      | 3                             | Taquidrita | -3233,50                       | 15                            |
| 5      | 2                             | Taquidrita | -3486,00                       | 10                            |
| 6      | 3                             | Carnalita  | -3788,50                       | 15                            |
| 7      | 2                             | Carnalita  | -3801,00                       | 10                            |
| 8      | 3                             | Taquidrita | -4204,50                       | 25                            |
| 9      | 3                             | Carnalita  | -4509,50                       | 25                            |

A Figura 10 apresenta o gráfico comparativo entre o modelo de referência (modelo 2D completo), os modelos 2D dos trechos e o modelo 1D. É importante lembrar que o modelo 1D só foi aplicado em cotas das camadas de halita.

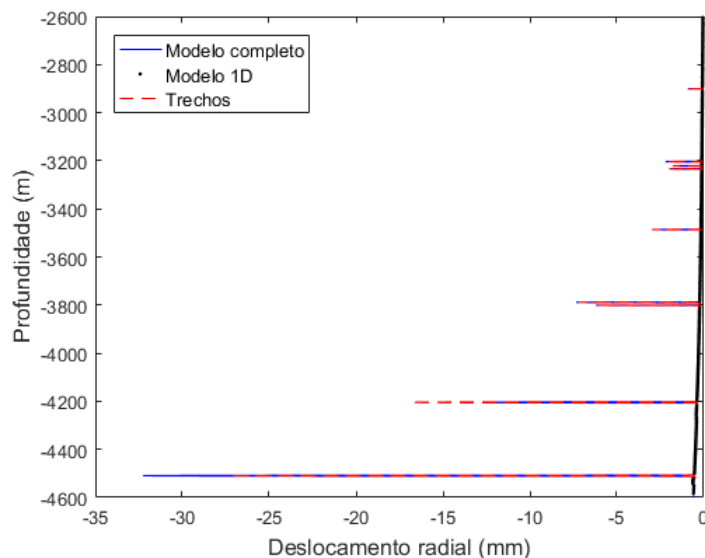


Figura 10. Gráfico do perfil de deslocamento para o modelo de referência, para os trechos e para o modelo 1D

Para uma melhor visualização dos resultados, aproxima-se o gráfico anterior nas regiões das intercalações. As figuras a seguir são referentes a essa aproximação. Pelos gráficos observa-se que os resultados obtidos pelas simulações dos trechos e do modelo 1D são bem próximos do resultado de referência.

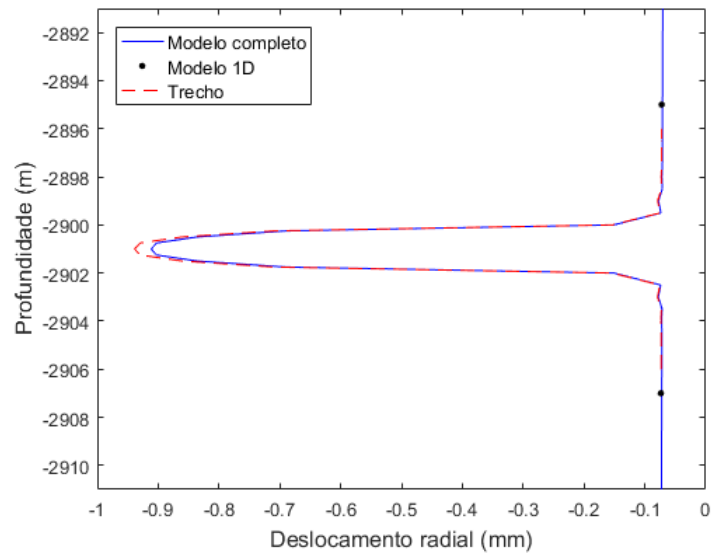


Figura 11. Aproximação do perfil de deslocamento no trecho 1

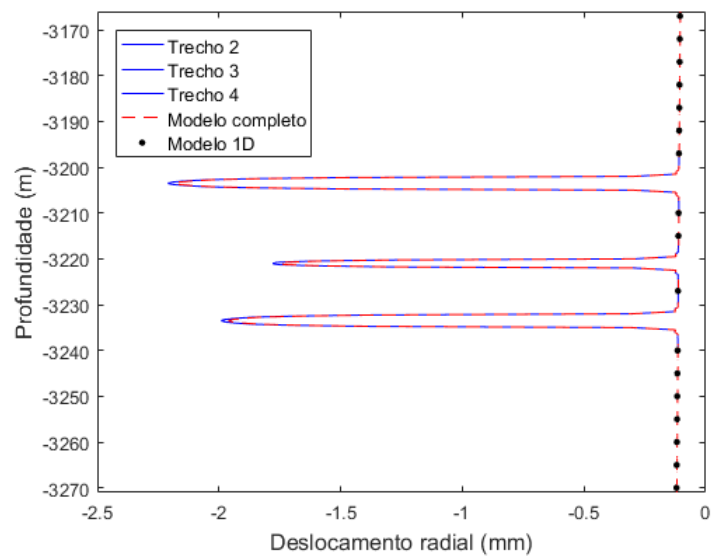


Figura 12. Aproximação do perfil de deslocamento nos trechos 2, 3 e 4

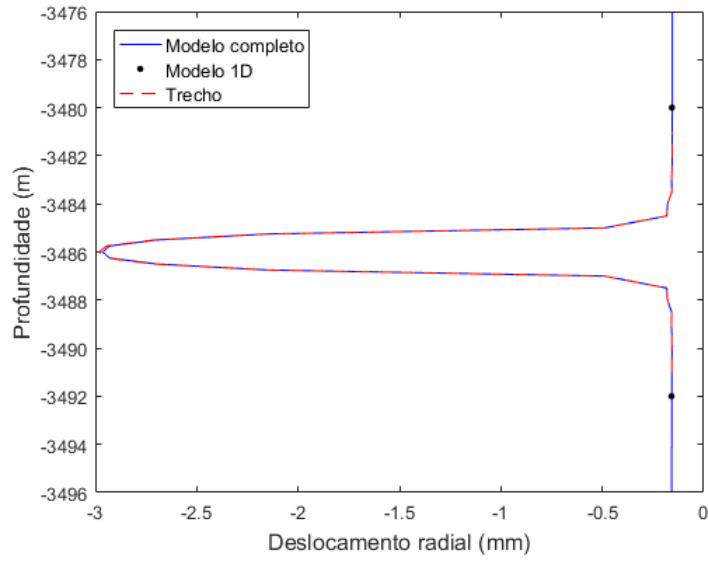


Figura 13. Aproximação do perfil de deslocamento no trecho 5

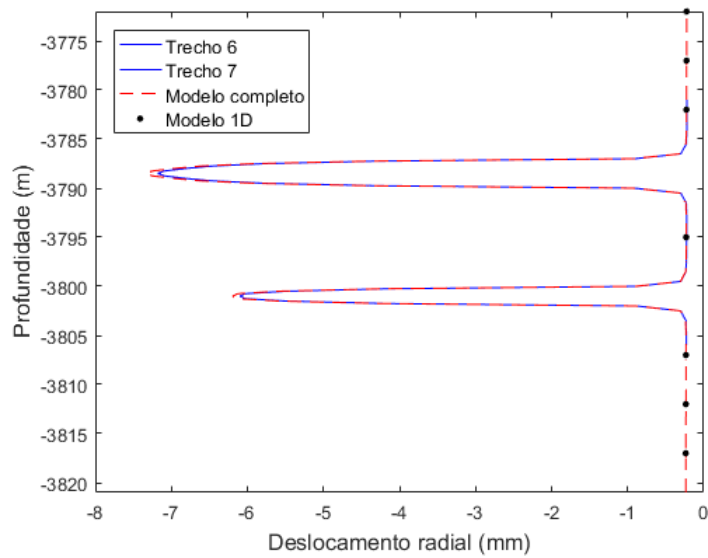


Figura 14. Aproximação do perfil de deslocamento nos trecho 6 e 7

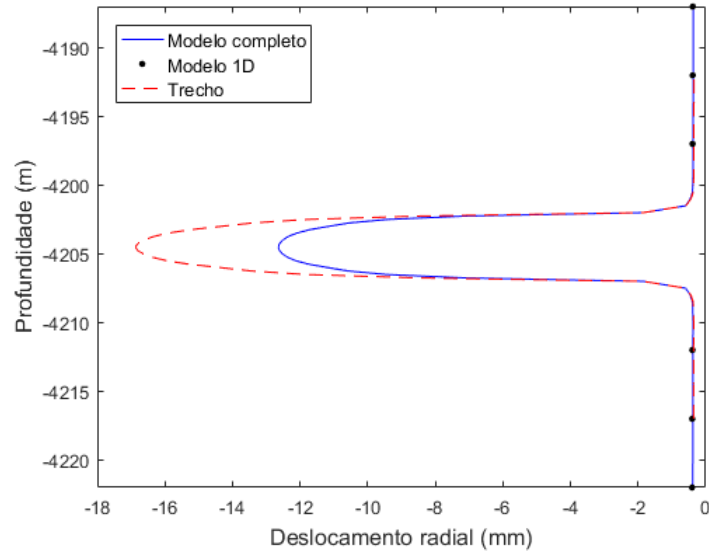


Figura 15. Aproximação do perfil de deslocamento no trecho 8

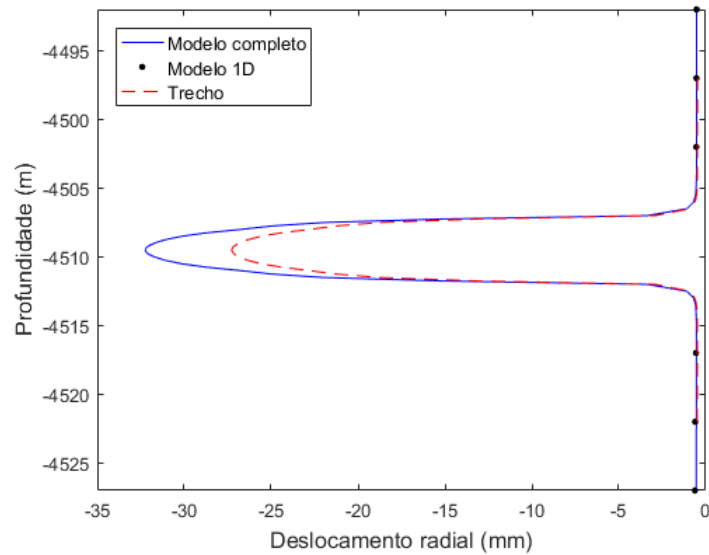


Figura 16. Aproximação do perfil de deslocamento no trecho 9

Para que seja possível observar o grau de exatidão dos modelos equivalentes (1D e 2D por trechos) e tirar conclusões da sua utilização, considera-se o tempo total de simulação e calculam-se os erros máximos cometidos (absolutos e relativos). No modelos 1D, o tempo total de simulação é de 0,434 s, o maior erro absoluto é de  $3,860 \cdot 10^{-6}$  m e o maior erro relativo é de  $8,680 \cdot 10^{-5}\%$ . Os resultados do modelo 2D por trechos estão apresentados na Tab. 5.

Tabela 5. Tempo de simulação e erros máximos dos trechos

| Trecho | Tempo total de simulação (s) | Erro absoluto máximo (m) | Erro relativo máximo (%) |
|--------|------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1      | 0,134                        | $1,068 \cdot 10^{-6}$    | $2,404 \cdot 10^{-5}$    |
| 2      | 0,132                        | $4,746 \cdot 10^{-7}$    | $1,068 \cdot 10^{-5}$    |
| 3      | 0,087                        | $7,684 \cdot 10^{-7}$    | $1,729 \cdot 10^{-5}$    |
| 4      | 0,128                        | $6,520 \cdot 10^{-7}$    | $1,467 \cdot 10^{-5}$    |
| 5      | 0,090                        | $7,238 \cdot 10^{-8}$    | $1,628 \cdot 10^{-6}$    |
| 6      | 0,184                        | $1,630 \cdot 10^{-4}$    | $3,667 \cdot 10^{-3}$    |
| 7      | 0,116                        | $9,613 \cdot 10^{-5}$    | $2,163 \cdot 10^{-3}$    |
| 8      | 0,780                        | $5,380 \cdot 10^{-4}$    | $1,211 \cdot 10^{-2}$    |
| 9      | 1,115                        | $4,977 \cdot 10^{-3}$    | $1,119 \cdot 10^{-1}$    |

Na Tabela 5, observa-se que o maior erro está na maior profundidade. Isso pode ser explicado porque a fluência das rochas salinas tende a se agravar com o aumento da profundidade devido as condições de temperatura e pressão. Como o maior erro observado é da ordem de 5 mm (0,11% do deslocamento aceitável), entende-se que a estratégia proposta fornece boas estimativas do deslocamento da borda do poço em um tempo bastante reduzido. O modelo completo foi simulado em cerca de 2 horas, enquanto a soma dos tempos de simulação dos trechos e modelos unidimensionais fica em torno de 3 segundos. É possível tornar os resultados obtidos ainda melhores, aprofundando os estudos desses modelos para elaborar melhores regras de divisão do maciço, principalmente do modelo 2D.

## Conclusões

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de uma estratégia para modelagem do comportamento de rochas salinas perfuradas por poços verticais, a partir da combinação de modelos equivalentes, uni e/ou bidimensionais. Como discutido anteriormente, é de suma importância a existência de modelos como esses para que seja possível avaliar um mesmo cenário considerando diferentes valores para as variáveis do projeto, como o peso do fluido de perfuração, com uma redução expressiva do tempo de simulação.

Com base nos resultados, conclui-se que os modelos apresentaram bons resultados para estimativa do comportamento na maioria dos trechos do maciço salino, possibilitando simular trechos isolados ou apenas cotas de interesse com uma redução expressiva do tempo de resposta. O maior erro foi no trecho mais profundo, o que pode ser explicado pelo agravamento da fluência com o aumento da profundidade, devido às condições de pressão e temperatura. Dessa forma, as regras adotadas para divisão do maciço podem ser revistas buscando resultados ainda melhores.

A continuidade deste trabalho prevê a consideração de novos cenários, objetivando uma melhor perspectiva do contexto em que os modelos uni e bidimensionais podem ser considerados, podendo, por exemplo, no modelo 2D, aumentar a espessura do trecho simulado, levando a erros ainda menores.

## **Agradecimentos**

À PETROBRAS pelo apoio financeiro (termo de cooperação 5850.0104857.17.9) e ao CNPq pela concessão da bolsa de pesquisa ao terceiro autor.

## **References**

- [1] Christante, L., 2009. Pré-sal: desafios científicos e ambientais. *Unesp Ciência*.
- [2] Botelho, F. V. C., 2008. Análise numérica do comportamento mecânico do sal em poços de petróleo. Master's thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RIO, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [3] Araújo, C. N., 2009. Um modelo simplificado para a simulação do comportamento viscoso de rochas salinas para a previsão do fechamento de poços. Monografia (Bacharel em Engenharia Civil), UFAL (Universidade Federal de Alagoas), Maceió, Alagoas.
- [4] Mohriak, W., Szatmati, P., & Anjos, S. M. C., 2008. *SAL: Geologia e Tectônica*. Editora Beca, 1 edition.
- [5] Costa, A. M. & Poiate Júnior, E., 2008. Rocha salina na indústria do petróleo: Aspectos relacionados à reologia e perfuração de rochas salinas. In *Mohriak, W. and Szatmari, P. and Anjos, S. M. C. Sal: Geologia e Tectônica*. Editora Beca, 1 edition.
- [6] Fjar, E., Holt, R., Horsrud, P., Raaen, A., & Risnes, R., 2008. *Petroleum related rock mechanics*. Elsevier, 2 edition.
- [7] Wang, H. & Samuel, R., 2016. 3d geomechanical modeling of salt-creep behavior on wellbore casing for presalt reservoirs. *SPE Drilling and Completion, Society of Petroleum Engineers*, pp. 261–272.
- [8] Gonçalves, G., 2008. Estudo paramétrico da influência da temperatura na análise termomecânica durante a escavação em rochas salinas. Master's thesis, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Alagoas.
- [9] Willson, S. M., Fossum, A. F., & Fredrich, J. T., 2002. Assessment of salt loading on well casings. *Proceedings of the IADC/SPE Drilling Conference*.
- [10] Araújo, C. N., 2012. Desenvolvimento de um elemento finito para modelagem do comportamento de poços verticais em rochas salinas. Master's thesis, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Alagoas.
- [11] Santos, K. R. M., 2011. Análise de riscos durante a perfuração de poços em rochas salinas. Master's thesis, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Alagoas.
- [12] Costa, A. M., Poiate Júnior, E., Santos, B., & Catarina, C., 2011. Geomechanics applied to the well design through salt layers in brazil: A history of success. In *Multiscale and Multiphysics Processes in Geomechanics. [S.l.]: Springer*, pp. 165–168. Springer.
- [13] Costa, A. M., Poiate Júnior, E., & Falcão, J. L., 2005. Triaxial creep tests in salt – applied in drilling through salt layers in campos basin – brazil. *International Society for Rock Mechanics*.
- [14] Poiate Júnior, E., Costa, A. M., & Falcao José, L., 2006. Well design for drilling through thick evaporite layers in santos basin – brazil. *IADC/SPE Drilling Conference held*.
- [15] Borges, R. G., 2008. Avaliação numérica de perturbações de tensões associadas a estruturas salíferas e sua influências na estabilidade de poços. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.



- [16] Santos, B. L. S., Catarina, N. A. F., & Eduardo, N. L., 2018. Estudo comparativo associado ao fechamento de poços verticais com intercalação de rochas salinas. *Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo - CONEPETRO*.