

An alternative approach for fast oil well drilling simulations in pre-salt

Gleide K. M. Lins¹, Ricardo A. Fernandes¹, Catarina N. A. Fernandes¹, Luiz F. M. de Almeida², William W. M. Lira¹, Eduardo N. Lages¹

¹Laboratório de Computação Científica e Visualização, Universidade Federal de Alagoas

Av. Lourival Melo Mota s/n, Cidade Universitária, CEP: 57072-900, Maceió/AL, Brasil

gleidekarolayne@lccv.ufal.br, ricardoaf@lccv.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br, enl@lccv.ufal.br

²CENPES/PETROBRAS

Av. Horácio Macedo - 950, CEP: 21941-915, Rio de Janeiro/RJ, Brasil

luizfelippe@petrobras.com.br

Abstract. This work proposes an alternative approach for fast oil well drilling in pre-salt. Under high stress and temperature conditions, salt rocks develop a progressive time-dependent deformation, called creep. This behavior promotes the borehole closure over time, leading to stuck pipe and well drilling delay. Thus, numerical simulations of the salt rock behavior can be used to assist in oil well design and also along drilling operation. Currently, these simulations are based on the finite element method. The classical approach performs a full plane axisymmetric analysis considering the whole domain, but, in general, these simulations demand a high computational cost. As observed, large zones of well-behaved salt rocks can be represented by a faster one-dimensional axisymmetric formulation without loss of accuracy of results. Moreover, the division of the original domain into sub-sections of independent analysis, considerably reduces the total computational cost. Therefore, aiming to speedup the solution, case study scenarios are defined for elaboration of spatial subdivision rules, combining the two mentioned formulations. Finally, the results obtained are compared to the classic reference approach. It's expected that the proposed strategy can lead to good approximations of reference results, making possible to carry out faster simulations to assist in oil well drilling.

Keywords: wellbore drilling, salt rocks, numerical simulation, spatial subdivision.

1 Introdução

Nos últimos anos, o cenário de águas profundas vem sendo uma das áreas mais promissoras para a exploração de óleo e gás, sendo responsável por mais de 70% das principais descobertas de reservatórios petrolíferos no mundo [1]. No Brasil, essa exploração resultou em uma das maiores descobertas de petróleo das últimas décadas, o pré-sal. Em junho de 2020, a produção dos poços utilizados na exploração desse petróleo correspondeu a 69,9% do total produzido no Brasil, atingindo a marca de mais de 2,125 milhões de barris por dia [2]. Entretanto, apesar do alto potencial exploratório, a perfuração nas localidades do pré-sal enfrenta diversos desafios em virtude da elevada profundidade em que se situam as rochas reservatório e das características geológicas do terreno. Nessas regiões, estão situadas grandes espessuras de rochas salinas que, por conta de sua estrutura cristalina, desenvolvem uma deformação lenta quando submetidas a elevadas condições de temperatura e tensão geostática, conhecida como fluência [3]. Dessa forma, ao serem perfuradas, essas rochas se deslocam na direção de fechamento do poço, podendo gerar problemas operacionais durante a perfuração, cimentação e revestimento.

Em geral, o maciço salino é composto por diferentes litologias. Algumas possuem mobilidade moderada, como por exemplo a halita, e outras são consideradas bastante móveis, como a carnalita e a taquidrita. São nas regiões com essas litologias que ocorrem as maiores deformações por fluência, podendo provocar, com o tempo, a restrição da coluna de perfuração [3]. Imprevistos como este aumentam em cerca de 35% os custos finais de perfuração, ocasionando atrasos de até 30% no cronograma do projeto [4]. Esses valores são extremamente preocupantes, haja vista que o custo médio de perfuração de um poço é de, aproximadamente, 1 milhão de dólares por dia [5]. Assim, apesar da presença de rochas salinas serem ótimos indicativos para a acumulação de hidrocarbonetos, tendo em vista que elas desempenham o papel de rochas selantes [6], a produção no pré-sal não é uma tarefa trivial, necessitando de um planejamento eficiente nas etapas de projeto.

Para modelar o comportamento viscoso dessas rochas, são realizadas simulações numéricas baseadas no Método dos Elementos Finitos, nos quais poços verticais são modelados por meio de análises axissimétricas. Essas simulações buscam estimar o fechamento da parede do poço durante a perfuração, visando identificar os pesos ótimos para fluido de perfuração e detectar profundidades críticas do poço, indicando regiões preferenciais de repasse (alargamento do poço ao diâmetro original da broca). A abordagem clássica, contudo, pode demandar um elevado custo computacional, em virtude da espessura da camada salina encontrada e do nível de refinamento numérico exigido para obtenção de resultados condizentes com o fechamento real do poço. Araújo [3] propõe que regiões caracterizadas por espessas camadas de mesma litologia possam ser modeladas por uma formulação axissimétrica unidimensional, sem perda de qualidade nos resultados e reduzindo o tempo de simulação do modelo. Entretanto, em regiões com mudança de litologia, por serem mais complexas do ponto de vista mecânico, a formulação axissimétrica convencional é recomendada.

Neste contexto, o presente trabalho avalia uma nova abordagem para a modelagem numérica do cenário de perfuração de poços verticais em formações salinas, a fim de reduzir o custo computacional sem prejudicar a representatividade dos resultados. Regras de subdivisão espacial do domínio são utilizadas para a caracterização de subdomínios de análise. Cada subdomínio é analisado isoladamente, utilizando axissimetria convencional ou unidimensional, beneficiando-se de técnicas de multiprocessamento, a fim de obter uma maior eficiência computacional. Um cenário de estudo é definido e testado para diferentes regras de discretização espacial. Os resultados obtidos são comparados ao comportamento do modelo de referência, simulado com axissimetria convencional e contemplando todo o domínio do cenário de estudo, sem subdivisões.

2 Metodologia

Para alcançar o objetivo proposto, são seguidas as seguintes etapas de desenvolvimento: a) automatização dos processos de simulação; b) escolha de um cenário para estudo de caso; c) definição de estratégias para subdivisão espacial; d) análise numérica de cada sub-região isoladamente; e) acoplamento dos resultados das análises isoladas por sub-região; e f) avaliação dos resultados obtidos. A metodologia proposta pode ser observada na Fig. 1. As subseções seguintes detalham cada uma dessas etapas.

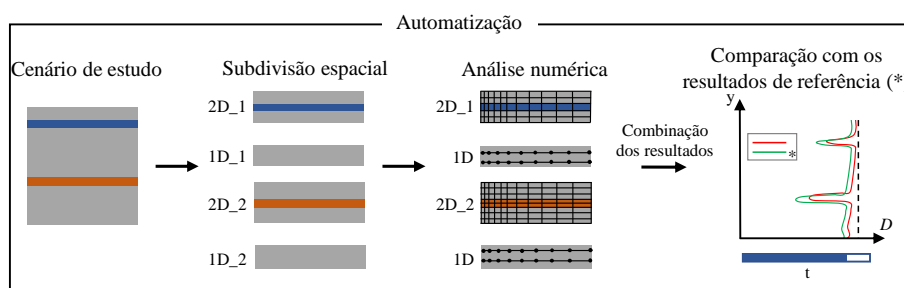


Figura 1. Descrição da metodologia proposta

2.1 Automatização dos processos de simulação

Visando otimizar as etapas de geração do modelo, análise numérica e comparação dos resultados obtidos, do ponto de vista computacional, são desenvolvidas rotinas usando a linguagem de programação Python [7]. Um resumo deste processo de simulação é ilustrado na Fig. 2.

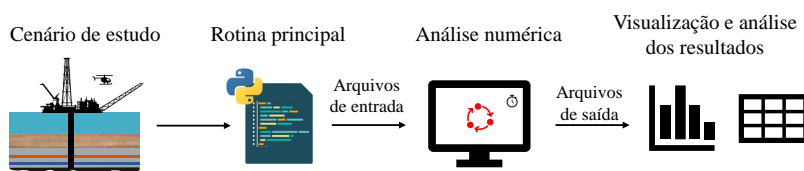


Figura 2. Automatização da simulação computacional do cenário utilizando a metodologia proposta

Essa automatização é realizada por meio de uma rotina principal e do gerenciamento de arquivos. Na rotina principal, o usuário descreve o cenário de estudo, definindo as litologias (propriedades físicas e mecânicas, trechos e parâmetros constitutivos), diâmetro da broca, densidade do fluido de perfuração e entre outros. São informa-

dos os parâmetros para modelagem numérica (nome do modelo, tempo de simulação, dados de convergência) e as sub-regiões a serem consideradas para as análises axissimétricas convencionais e undimensional, sendo aqui denominadas como intervalos 2D e 1D, respectivamente. A partir da definição desses intervalos, são gerados automaticamente os arquivos de entrada para o simulador, contendo todos os dados do modelo.

Após a finalização da simulação, os arquivos de saída são combinados em um arquivo único, contendo o histórico de fechamento de toda a parede do poço. Por fim, a partir da definição de um modelo de referência e de modelos candidatos, uma rotina de pós-processamento se encarrega de exibir informações acerca do custo computacional das análises e tabelas com os maiores erros associados aos modelos candidatos. Além disso, gráficos comparativos do perfil de fechamento dos modelos também são exibidos utilizando a biblioteca Matplotlib [8].

2.2 Cenário de estudo

Para verificação da estratégia proposta é utilizado o cenário descrito em Santos et al. [9]. Nele, a camada de rocha salina possui 2 mil metros de espessura e está compreendida entre as cotas -2600 m e -4600 m, sendo composta pelas litologias: halita, carnalita e taquidrita (ver Fig. 3).

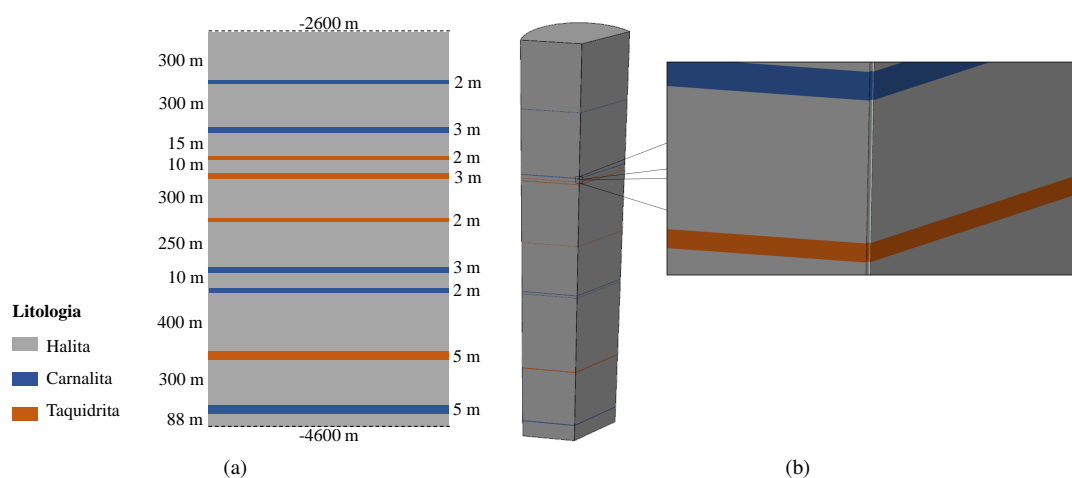


Figura 3. Definição do cenário de estudo:

(a) corte ao longo da profundidade; (b) detalhe destacando a axissimetria do problema

Os valores relacionados às propriedades das rochas salinas presentes foram propostos por Poiate Jr et al. [10] e são apresentados na Tab. 1.

Tabela 1. Parâmetros elásticos e viscosos das rochas salinas presentes no cenário

Parâmetros	Halita	Carnalita	Taquidrita
Módulo de elasticidade [GPa]	20,40	4,020	4,920
Coefficiente de Poisson	0,36	0,36	0,33
Densidade [kg/m ³]	2133	2133	2133
Tensão efetiva de referência [MPa]	9,762	5,743	7,865
Taxa de deformação viscosa [10 ⁻³ h ⁻¹]	0,001671	0,1581	0,1844
Temperatura de referência [°C]	86	130	86
Primeiro expoente (mec. duplo)	3,223	2,868	2,608
Segundo expoente (mec. duplo)	7,562	7,090	7,786

Os demais parâmetros do modelo são obtidos de Costa et al. [11], no qual a temperatura no topo do maciço é 40°C e o gradiente térmico é 10°C/km. A tensão geostática hidrostática no topo do sal é de 39,4 MPa. O maciço salino é perfurado com uma broca de 17,5" de diâmetro, usando um fluido de perfuração com densidade de 12 lb/gal. O tempo de simulação é de 480 h, considerando-se toda a parede do poço já escavada no instante inicial.

Vale ressaltar que a escavação instantânea é uma prática comum, visto que conduz a deslocamentos maiores da parede do poço ao longo de tempo, estando a favor da segurança.

2.3 Subdivisão espacial do domínio

Com o objetivo de otimizar o tempo de simulação do cenário de estudo, são adotadas três estratégias para o particionamento do domínio da rocha salina: (i) manual; (ii) com regiões de influência constantes; (iii) com regiões de influência escaladas. A primeira delas, subdivide o domínio nos pontos centrais das maiores espessuras de halita, resultando em 6 subdomínios que são analisados exclusivamente com a análise axissimétrica convencional (ver Fig. 4 (a)). Nas demais, é considerado que cada camada de sal móvel (taquidrita, carnalita) possui uma região de influência definida por espessuras superior e inferior de valor d . Para regiões de influência constantes, d assume um valor constante para todas as camadas móveis do cenário, $d = k$ (ver Figura 4 (b)). Para regiões de influência escaladas, d de cada camada móvel é definida por sua espessura x multiplicada por um fator constante, $d = kx$ (ver Figura 4 (c)). Caso as regiões de influência se interceptem, há a aglutinação das sub-regiões. Nesses trechos, a estimativa de fechamento do poço é realizada mediante a análise axissimétrica convencional. Já na parte do domínio não contemplada pelas regiões de influência, utiliza-se a análise axissimétrica unidimensional.

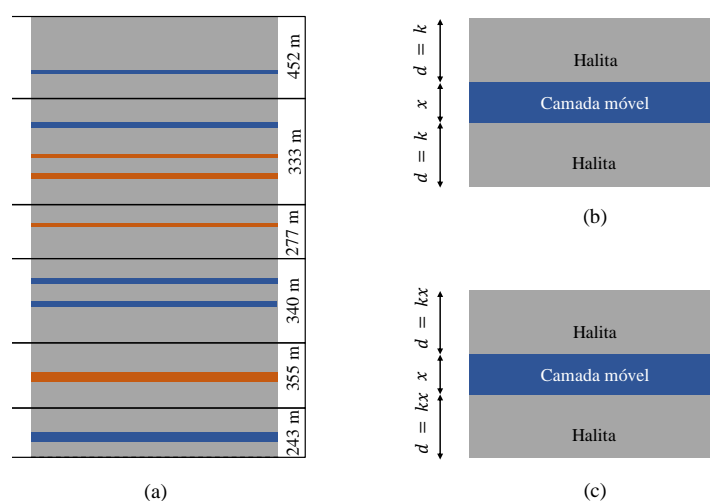


Figura 4. Regras para subdivisão do domínio do maciço:
(a) manual; (b) regiões de influência constantes; (c) regiões de influência escaladas

2.4 Análise numérica

Mediante a definição dos intervalos, é gerado um arquivo de entrada correspondente a cada intervalo 2D definido e mais um para os intervalos 1D. Eles são simulados de forma independente, sendo possível definir o número máximo de análises que podem ser realizadas simultaneamente com base no número de arquivos de entrada gerados. Esses arquivos são analisados numericamente por um simulador *in-house* desenvolvido no Laboratório de Computação Científica e Visualização, segundo a formulação apresentada em Araújo [3], Araújo [12] e Gonçalves [13]. O comportamento mecânico do maciço salino é descrito a partir do método dos elementos finitos e a fluência da rocha salina é caracterizada pela lei constitutiva do mecanismo duplo de deformação [10],[11].

2.5 Acoplamento dos resultados

Cada arquivo de dados de entrada fornecido retorna um arquivo de resultados com o histórico de fechamento dos nós da parede do poço, correspondente ao trecho delimitado por seu intervalo. Eles são combinados em um arquivo único, apresentando o histórico de fechamento de toda a parede do poço.

2.6 Análise comparativa

Para avaliar a eficiência e precisão das estratégias propostas, é tomado como referência o modelo em que todo o domínio é analisado por meio de uma única análise axissimétrica convencional. Sendo assim, para cada um dos

modelos candidatos, é analisado o tempo computacional e os máximos erros relativos e absolutos obtidos. Esses erros são calculados com relação ao deslocamento obtido no final do período de simulação (480 h).

3 Resultados e discussões

Considerando as regras de subdivisão de domínio apresentadas na Seção 2.3, são realizadas 15 simulações, conforme apresentado na Tab. 2. O modelo de referência com a análise completa do maciço considerando axissimetria convencional é denominado *reference*. O modelo que utiliza a regra manual de subdivisão é chamado *manual*. As simulações com regiões de influência constantes e escaladas, recebem as nomenclaturas *constant* e *scale*, respectivamente, acompanhadas do valor k associado a cada regra. Utiliza-se o número de processos em paralelo igual à quantidade de sub-regiões definidas para cada modelo, visando aumentar a eficiência computacional da estratégia proposta.

Tabela 2. Modelos numéricos do cenário de estudo considerando diferentes regras de subdivisão de domínio por meio de regiões de influência

#	Nome do modelo	Regiões de influência	Tipo de axissimetria	Qtd. de sub-regiões
1	<i>reference</i>	-	convencional	1
2	<i>manual</i>	manual	convencional	6
3	<i>constant_3</i>	constante (3)	convencional/1D	10
4	<i>constant_5</i>	constante (5)	convencional/1D	8
5	<i>constant_90</i>	constante (90)	convencional/1D	7
6	<i>constant_125</i>	constante (125)	convencional/1D	6
7	<i>constant_150</i>	constante (150)	convencional/1D	3
8	<i>constant_200</i>	constante (200)	convencional/1D	2
9	<i>scale_1</i>	escalada (1)	convencional/1D	10
10	<i>scale_2</i>	escalada (2)	convencional/1D	8
11	<i>scale_3</i>	escalada (3)	convencional/1D	7
12	<i>scale_30</i>	escalada (30)	convencional/1D	6
13	<i>scale_50</i>	escalada (50)	convencional/1D	5
14	<i>scale_55</i>	escalada (55)	convencional/1D	4
15	<i>scale_60</i>	escalada (60)	convencional/1D	2

A Figura 5 apresenta o tempo de processamento do cenário para cada estratégia utilizada.

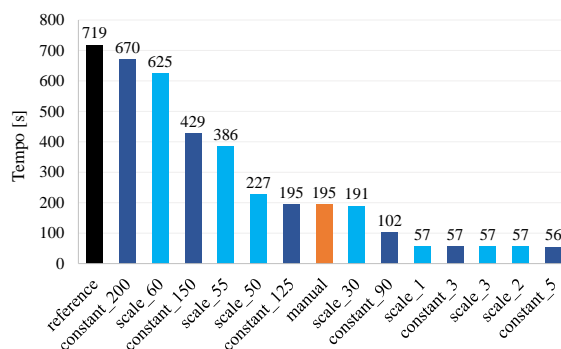


Figura 5. Tempo total de processamento

Nota-se a forte redução do custo computacional por meio da utilização de intervalos 2D com espessuras

menores, principalmente quando incluído trechos de análise axissimétrica 1D, mais eficiente que a análise axis-simétrica convencional. As análises numéricas foram realizadas em um computador com o processador Intel Core i7-9750H, de 2,60 GHz e 16 GB de memória RAM, utilizando o sistema operacional Windows 10 64 bits.

Com relação à precisão dos resultados, observa-se o excelente desempenho do modelo manual, que alcançou um erro de 0,061%. Os modelos `constant_3` e `scale_1` apresentaram os erros relativos mais altos entre os candidatos, possivelmente devido à pequena região de influência considerada. Ademais, as simulações com regiões de influência constantes e escaladas não apresentam redução significativa com o aumento dos trechos de influência (ver Fig. 6 (a)). Já nos erros absolutos, é notado uma variação mais gradual entre os resultados dos modelos, que acompanham a mudança na quantidade de sub-regiões. Vale destacar que mesmo para o `scale_1`, que apresenta o maior erro absoluto entre os modelos, ainda é obtido um erro relativamente pequeno, não demonstrando perdas significativas para o resultado final (ver Fig. 6 (b)).

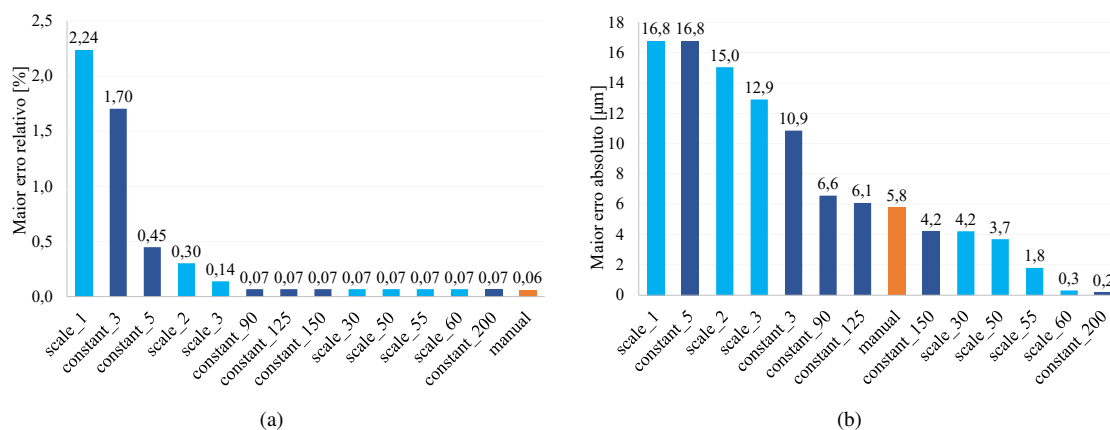


Figura 6. Erros máximos encontrados no final do período de análise: a) erro relativo; b) erro absoluto

Para a avaliar os locais em que ocorrem esses erros relativos máximos, a Tab. 3 mostra a profundidade com o maior erro relativo de cada modelo gerado, sendo apresentado também o erro absoluto correspondente. É possível observar que os maiores erros relativos não ocorrem nas regiões mais móveis, mas sim nas interfaces entre a análise convencional e unidimensional, para as sub-regiões com pequenas intercalações de halita. Já para os demais modelos, eles ocorrem próximo ao topo do maciços.

Tabela 3. Cotas com o maiores erros relativos no final da simulação

Nome do modelo	Cota [m]	Erro relativo [%]	Erro absoluto [µm]
manual	-2600,0	0,061	0,025
constant_3	-4504,0	1,704	9,493
constant_5	-4502,0	0,449	2,468
constant_90	-2603,0	0,068	0,028
constant_125	-2603,0	0,068	0,028
constant_150	-2603,0	0,068	0,028
constant_200	-2603,0	0,068	0,028
scale_1	-3533,0	2,239	3,882
scale_2	-3531,0	0,303	0,515
scale_3	-3529,0	0,139	0,235
scale_30	-2603,0	0,068	0,028
scale_50	-2603,0	0,068	0,028
scale_55	-2603,0	0,068	0,028
scale_60	-2603,0	0,068	0,028

4 Conclusões

O presente trabalho propôs uma abordagem numérica alternativa para uma rápida estimativa do fechamento de poços verticais em zonas de sal. Os resultados obtidos mostraram que o particionamento do domínio original em subintervalos de análise, aliado à simulação independente e simultânea, resulta em um ganho significativo no custo computacional envolvido. Os modelos com formulações convencional e unidimensional combinadas apresentaram resultados mais promissores ao utilizar, para as regiões de influência, espessuras de halita entre 5 e 90 m e fatores multiplicativos entre 2 e 30. Acima desses valores, ocorreu o aumento do tempo de simulação, sem a redução visível dos erros máximos relativos, que se estagnaram em 0,068%. Abaixo desses valores, os modelos produziram erros relativos acima de 1,7%, sem melhoria no tempo de simulação. Nesses intervalos foi possível alcançar uma redução no custo computacional de 60 a 92%. Ademais, com a estratégia de particionamento manual dos subdomínios, foi possível obter uma redução de 72% no custo computacional. Seu modelo apresentou erro relativo máximo de 0,061%, o menor alcançado. Em termos de erros absolutos, todos os modelos ocasionaram erros inferiores a 0,017 mm no deslocamento final da parede do poço. Trabalhos futuros poderiam realizar o mesmo estudo, avaliando os erros máximos ocorridos nas regiões de maiores deslocamentos, bem como apresentar novas metodologias de particionamento que aumentem ainda mais a eficiência computacional.

Agradecimentos. O último autor agradece ao CNPq pela concessão da bolsa PQ.

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

Referências

- [1] Zhang, G., Qu, H., Chen, G., Zhao, C., Zhang, F., Yang, H., Zhao, Z., & Ma, M., 2019. Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40 years and the prospect of exploration. *Journal of Natural Gas Geoscience*, vol. 4, n. 1, pp. 1–28.
- [2] ANP, 2020. Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural. <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2020-06-boletim.pdf>.
- [3] Araújo, C. N., 2009. Um modelo simplificado para a simulação do comportamento viscoso de rochas salinas para a previsão do fechamento de poços. Trabalho de Conclusão de Curso (TCC), Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Brasil.
- [4] Merrow, E. W., 2012. Oil and gas industry megaprojects: Our recent track record. *Oil and Gas Facilities*, vol. 1, n. 02, pp. 38–42.
- [5] Petrobras, 2014. Reduzimos em 55% o tempo de perfuração de poços no pré-sal. <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/reduzimos-em-55-o-tempo-de-perfuracao-de-pocos-no-pre-sal.htm>.
- [6] Mohriak, W., Szatmari, P., & Anjos, S. M. C., 1998. *Sal: Geologia e Tectônica*. Oxford classic texts in the physical sciences. Beca Edições, 1 edition.
- [7] Van Rossum, G. & Drake, F. L., 2009. *Python 3 Reference Manual*. CreateSpace, Scotts Valley, CA.
- [8] Hunter, J. D., 2007. Matplotlib: A 2d graphics environment. *Computing in Science & Engineering*, vol. 9, n. 3, pp. 90–95.
- [9] Santos, B. L. B. S., Araújo, C. N., Lages, E. N., Almeida, L. F. M., Anjos, J. L. R., & Silva, E. C. C. M., 2019. Equivalent models of vertical wells closure in saline rocks. In *XL Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering - CILAMCE*, Natal, Brazil. ABMEC.
- [10] Poiate Jr, E., Costa, A. M., & Falcao, J. L., 2006. Well design for drilling through thick evaporite layers in Santos basin – Brazil. In *IADC/SPE Drilling Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- [11] Costa, A. M., Poiate, E., Amaral, C. S., Pereira, A., Martha, L., Gattass, M., & Roehl, D., 2011. Geomechanics applied to the well design through salt layers in Brazil: A history of success. In *Multiscale and Multiphysics Processes in Geomechanics*, pp. 165–168. Springer.
- [12] Araújo, C. N., 2012. Desenvolvimento de um elemento finito para modelagem do comportamento de poços verticais em rochas salinas. 127 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Brasil.
- [13] Gonçalves, G. G., 2011. Estudo paramétrico da influência da temperatura na análise termomecânica durante a escavação em rochas salinas. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Brasil.