

# REVISÃO ACERCA DE MÉTODOS APLICADOS NA ANÁLISE DE MODOS DE FALHA EM PROJETOS MECÂNICOS E ESTRUTURAIS DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS

João Victor Carvalho de Mattos<sup>1</sup>; Márcio de Mélo Araújo<sup>2</sup>;

<sup>1</sup> Graduando em Engenharia Mecânica; PRH-ANP 27.1; joao.mattos@aln.senaicimatec.edu.br

<sup>2</sup> Centro Universitário SENAI CIMATEC; Salvador - BA; marcio.araujo@fieb.org.br

## RESUMO

A exploração e produção de petróleo e gás está cada vez mais presente no mercado global. Contudo, o número de falhas estruturais em poços de petróleo também aumenta, causando acidentes que levam a perdas financeiras, de tempo e, principalmente, humanas. Por conta disso faz-se necessário o desenvolvimento de cada vez mais estudos e métodos de análise para projetos de poços, que sejam capazes de identificar e solucionar os modos e causas de falhas verificados nestas estruturas. Este estudo se trata de uma revisão que visa verificar as falhas mais comuns em poços e identificar as metodologias mais aplicadas atualmente para resolução destes problemas. Foi determinado que, dentre os métodos verificados para análise de falhas em *casings* de poços, a utilização de métodos numéricos, sobretudo o Método dos Elementos Finitos, é uma metodologia acurada e habitual na análise estrutural de poços, cuja precisão dos resultados pode ser verificada ao compará-los aos obtidos utilizando outras técnicas, aumentando assim a segurança do projeto.

**PALAVRAS-CHAVE:** Óleo e Gás; Poços; Falhas Estruturais; Tensões Térmicas.

## 1. INTRODUÇÃO

Apesar do advento de fontes alternativas de energia, a indústria da exploração e produção de petróleo e gás ainda se faz dominante no mercado energético mundial.<sup>19,24,45</sup> Logo, a demanda atual sobre óleo, gás e produtos ou serviços derivados é crescente e, por conta disso, faz-se cada vez mais necessário a otimização de projetos relacionados a esta indústria, não só melhorando a eficiência de processos e produtos relacionados, mas também aumentando a segurança e confiabilidade destes.<sup>4,5,29,35,46</sup>

Neste cenário, os poços de petróleo são estruturas basilares para a produção deste setor, e as falhas ou acidentes nestes podem gerar perdas financeiras, ambientais e humanas de grande proporção.<sup>4,21,42</sup>

Contudo, o número de acidentes em poços da indústria de óleo e gás vem aumentando. O índice de falhas estruturais em tubos de óleo e gás nos EUA e Canadá, por exemplo, aumentaram em 27% entre 2012 e 2018, restringindo parte do desenvolvimento e exploração destes produtos nestas regiões.<sup>6,34</sup>

Logo, este artigo visa analisar o cenário atual da indústria de óleo e gás, identificando as principais causas e modos de falhas em poços e possíveis métodos de reduzir suas ocorrências e efeitos.

## 2. METODOLOGIA

Este estudo se trata de uma revisão bibliográfica na qual foram analisadas diversas pesquisas e trabalhos científicos realizados e publicados na última década, relacionados ao tema de falhas estruturais em poços. A pesquisa foi realizada a partir da inspeção da base de dados de publicações do portal Scopus/Elsevier, filtrando as palavras-chave relacionadas à poços de petróleo e gás e modos de falha.

Deste modo, foram analisados estudos sobre dados reais de projetos e acidentes reportados em poços, para identificar os modos de falhas mais comuns nestas estruturas, bem como suas principais causas. A partir disso, foram estudados os princípios físicos que regem o comportamento destas causas de falha, suas consequências na estrutura de poços e possíveis parâmetros associados.

Após realizar esta análise, foram discutidos, baseando-se nos dados dos trabalhos estudados, os métodos atualmente utilizados na indústria para mitigação dos riscos e consequências destas falhas, bem como a viabilidade para implantação destes em diferentes cenários e seus fatores correlacionados.

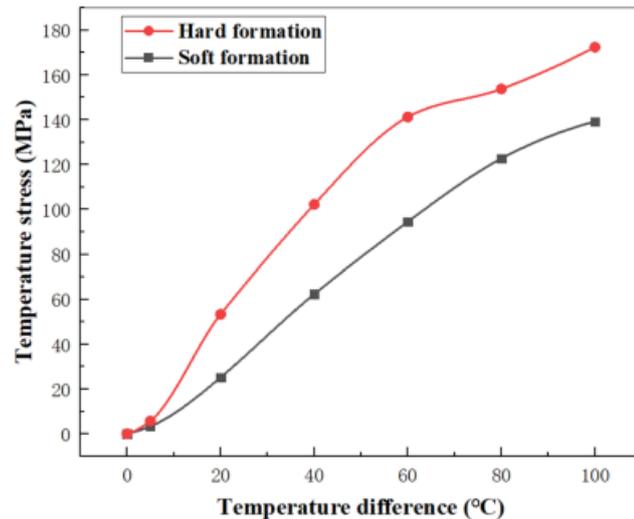
## 3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Através das análises realizadas, verificou-se que, apesar de serem fundamentais para a operação em poços, isolando os fluidos presentes, fornecendo uma passagem segura de fluxo de fluido para a superfície e evitando o colapso do poço por permitir o controle das pressões existentes, os tubos de revestimentos (*casings*) são os componentes que mais apresentam casos de falha em poços.<sup>9,27,31,33,36,40,50</sup>

Estas falhas são usualmente causadas por efeitos das tensões atuantes na estrutura, uma vez que, quando estas superam o limite de escoamento do material, o tubo e as suas regiões adjacentes tendem a deformar-se, gerando por exemplo falhas de vazamento, fratura ou colapso nos elementos do poço.<sup>1,3,7,11,18</sup>

Um dos fatores que influenciam nas falhas e tensões no tubo é a temperatura.<sup>37</sup> Esta grandeza atua nas chamadas tensões térmicas, sendo uma parcela da tensão total atuante diretamente proporcional à variação de temperatura entre as superfícies de um componente tubular, como mostra a Figura 1.<sup>14,31,39</sup>

Figura 1 - Tensão Térmica X Variação de Temperatura em *Casings* para Diferentes Formações.



Fonte: YANG et al., 2022.

Poços de petróleo e gás habitualmente operam sob condições extremas de temperatura, possuindo fluidos internos à sua estrutura sob altas temperaturas (Podendo chegar acima de 300°C, em alguns casos) e em determinadas ocasiões localizando-se em ambientes de baixas temperaturas (Como em locais do hemisfério norte e regiões oceânicas profundas) ou vice-versa.<sup>2,12,24,25</sup>

Logo, por muitas vezes os gradientes de temperatura na superfície de tubos em poços de petróleo e gás são bastante elevados, podendo decair ou se elevar de forma súbita em ocasiões acidentais ou por meio de fatores ambientais adversos, como em casos de despressurização do fluido, ação de agentes químicos ou terremotos, por exemplo.<sup>17,24,25,47</sup> Por conta disso, as tensões térmicas geradas por estes e outros fatores frequentemente representam uma parte significativa dos estresses no poço, influenciando fortemente na ocorrência de falhas e acidentes.<sup>15,17,49</sup>

Neste sentido, diminuir as taxas de variação de temperatura e o gradiente térmico em tubulações tornou-se um fator requisitado em projetos de poços, a fim de reduzir o risco de falhas na estrutura.<sup>10,16</sup>

A fim de minimizar a ocorrência e efeitos destas falhas, atualmente são aplicados diversos métodos de análise em projetos mecânicos de poços, bem como feitos estudos de falha e confiabilidade nestes.<sup>8,20</sup>

A presença de placas trocadoras de calor com extensômetros em poços é um dos métodos utilizado na análise de tensões térmicas na estrutura, pois torna possível verificar os locais críticos de deformações na mesma e as tensões que as geram, a fim de agrupar estes dados para auxiliar em cálculos de projeto.<sup>22</sup>

Técnicas de ondas ultrassônicas guiadas também são amplamente aplicadas no monitoramento da integridade estrutural poços, devido à sua eficiência, custo-benefício e por ser um método não destrutivo, uma vez que todos os dados da análise são adquiridos através da reação da estrutura à propagação da onda.<sup>41</sup>

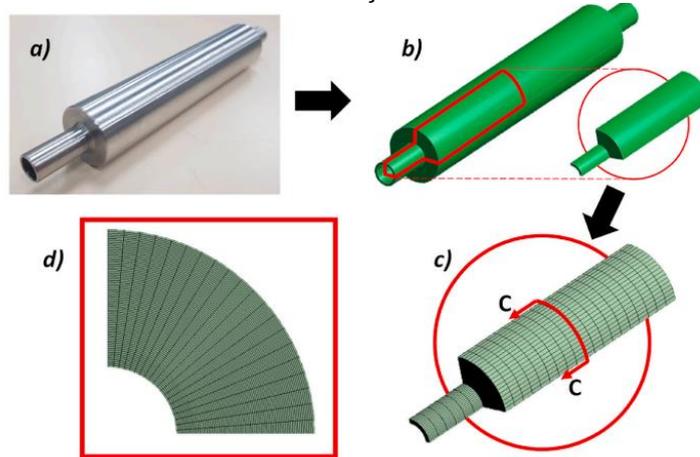
Além disso, atualmente estão sendo implementados sistemas baseados na aplicação de inteligência artificial na análise de poços, sobretudo relacionados à análise de riscos e monitoramento da estrutura, a fim de otimizar processos de manutenção preditiva, para mitigar falhas e maximizar a produtividade do poço.<sup>51</sup>

Contudo, um dos métodos mais utilizados na análise de tensões em poços se trata do Método dos Elementos Finitos, sendo um método numérico usualmente utilizado na resolução de problemas envolvendo transferência de calor e massa, por meio de simulações computacionais. Neste método, a estrutura analisada é subdividida em seções menores, que são analisadas separadamente, a fim de verificar o comportamento do componente e determinar uma solução aproximada para o problema em questão.<sup>23,26,28,30</sup>

No caso de projetos de tubulações para poços, como mostra a Figura 2, os estudos desenvolvidos com este método tendem a dividir a estrutura do tubo ou demais componentes analisados em parcelas divididas entre si por pontos que, quando juntos, formam uma malha que representa o corpo sólido analisado.

Nestas análises, torna-se possível analisar o comportamento que a estrutura do poço tende a apresentar em cada ponto e, assim, verificar se estes estão abaixo ou acima dos limites admissíveis estabelecidos. <sup>26,28,30</sup>

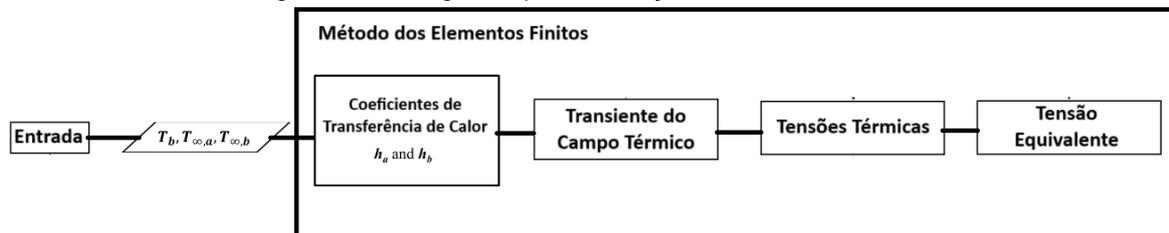
Figura 2 - a) Amostra, b) modelo 3D, c) malha utilizada para avaliar tensões térmicas no cilindro e d) vista frontal da seção CC.



Fonte: TEIXEIRA et al., 2023.

A partir da inserção de dados de entrada, sendo estes as propriedades do ambiente e dos materiais presentes (Sejam corpos sólidos ou fluídos), e da definição da forma em que estas interagem entre si, torna-se possível fazer as verificações necessárias e determinar a viabilidade operacional do sistema, seguindo o processo de operação ilustrado no fluxograma da Figura 3. <sup>29,30,32</sup>

Figura 3 - Fluxograma para obtenção de tensões atuantes em um tubo



Fonte: Adaptado de TEIXEIRA et al., 2023.

Deste modo, pode-se identificar, as propriedades cujas ações influenciam mais nas tensões atuantes, facilitando o controle e otimização do projeto. Assim, de acordo com as análises estudadas, pode-se verificar que, além da temperatura, propriedades como a pressão ao qual o corpo está sendo submetido, a densidade e o calor específico dos materiais são parâmetros que afetam severamente os processos de troca de calor e, conseqüentemente, as tensões térmicas atuantes. <sup>2,13,38,43</sup>

Por conta disso, é de suma importância a realização de testes variados em um projeto de poços, a fim de comparar os resultados alcançados a partir da utilização de diferentes métodos, sejam estes numéricos, analíticos ou experimentais, e da consideração de parâmetros variados nos testes, obtendo assim uma maior segurança para com os cálculos desenvolvidos e fatores considerados no projeto. <sup>44,45,48</sup>

#### 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos através das metodologias usualmente aplicadas em análises e projetos de tubos para poços de petróleo e gás, sobretudo o Método dos Elementos Finitos, apesar de possuírem um nível admissível de confiabilidade, ainda são soluções aproximadas. Este fato se deve ao número limitado de variáveis consideradas pelos autores ou *softwares* usados em cada projeto, fazendo com que parâmetros importantes não sejam incluídos e diminuindo a precisão dos cálculos e simulações feitas.

Neste sentido, faz-se importante o desenvolvimento de novos métodos e a realização de testes utilizando metodologias distintas para um mesmo projeto, comparando os resultados obtidos em cada uma e, assim, obtendo um resultado final com maiores níveis de confiabilidade, evitando falhas críticas e acidentes.

## Agradecimentos

Agradecimentos à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH 27.1), à FINEP, gestora do programa, e ao SENAI CIMATEC .

## 5. REFERÊNCIAS

1. AHMED, N. S.; ELDIN, T. A. G.; OSMAN, H. A. Casing Failure Analysis for API N-80 Grade in Sudanese Thermal Oil Recovery Production Wells: Case Study. *SUST Journal of Engineering and Computer Science*, v. 20, n. 1, p. 46–53, 8 set. 2019.
2. DA VEIGA, A. P. et al. Predicting thermal expansion pressure buildup in a deepwater oil well with an annulus partially filled with nitrogen. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 208, p. 109275, 1 jan. 2022.
3. DARMAWAN, G. R. Wellhead Growth Evaluation and Analysis with Stiffness Method; an Onshore Gas Well Case Study. *Petro: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, v. 9, n. 3, p. 125–132, 16 out. 2020.
4. FENG, Root cause analysis of cracking in buried X80 natural gas pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 208, 5 fev. 2024.
5. FLORES-QUIRINO, R. et al. Thermal impact induced by the environment in the transport of heavy oils in offshore insulated pipelines: Evaluation of heat transfer. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 217, p. 110819, 1 out. 2022.
6. GENG, L. et al. Numerical analysis of casing damage in heavy oil thermal recovery wells. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, v. 726, n. 1, p. 012011, 1 abr. 2021.
7. HAN, K. et al. A short review of ratcheting effect in pressurized piping. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 205, p. 105009, 1 out. 2023.
8. HASTIE, J. C.; KASHTALYAN, M.; GUZ, I. A. Analysis of filament-wound sandwich pipe under combined internal pressure and thermal load considering restrained and closed ends. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 191, p. 104350, 1 jun. 2021.
9. HIDAYAT, M. I. P.; IRAWAN, S.; ABDULLAH, M. Z. Casing strength degradation in thermal environment of steam injection wells. *Journal of Physics: Conference Series*, v. 710, p. 012017, 1 abr. 2016.
10. HONG, C. et al. Enhance liquid nitrogen fracturing performance on hot dry rock by cyclic injection. *Petroleum Science*, v. 20, n. 2, p. 951–972, 1 abr. 2023.
11. HUSSAIN, M. N. et al. Energy Pipeline degradation Condition Assessment using predictive analytics – challenges, issues, and future directions. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, p. 100178, 1 fev. 2024.
12. Thorbjornsson, G.S. Kaldal, B.S. Gunnarsson, Á. Ragnarsson. A New Approach to Mitigate Casing failures in High-Temperature Geothermal Wells. *ISOR, Iceland, GRC Transactions*, Vol. 41, 2017.
13. J YANG, B. et al. Stress relief simulation for post-weld heat treatment process of pressure equipment: Creep constitutive equation considering temperature and stress variations. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, p. 105156, 1 fev. 2024.
14. JACA, R. C. et al. Thermal post-buckling behavior of oil storage tanks under a nearby fire. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 189, p. 104289, 1 fev. 2021.
15. JIANG, H. et al. Analysis of dynamic thermal behaviors for multi-stage hydraulic fracturing treatments in horizontal shale oil and shale gas wells. *Applied Thermal Engineering*, v. 240, p. 122213, 1 mar. 2024a.
16. JIANG, W. et al. Residual stress and microstructure control in welding of SA508 low alloy steel. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 207, p. 105090, 1 fev. 2024.
17. KOPEĆ, M. et al. Effect of high temperature exposure on the fatigue damage development of X10CrMoVNb9-1 steel for power plant pipes. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 189, p. 104282, 1 fev. 2021.
18. LI, X. et al. THM coupled analysis of cement sheath integrity considering well loading history. *Petroleum Science*, v. 20, n. 1, p. 447–459, 1 fev. 2023.
19. LI, Y.; SAKONDER, C.; PAREDES, M. Plastic collapse analysis in multiaxially loaded defective pipe specimens at different temperatures. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, v. 3, n. 1, p. 100092, 1 mar. 2023.
20. Lillo, M., Suárez, F., Hausner, M.B., Yáñez, G. and Veloso, E.A.. Extension of duplexed single-ended distributed temperature sensing calibration algorithms and their application in geothermal systems. *Sensors*, 22(9), p.3319., 2022
21. LIU, W. et al. Multi-conditional dynamic response of parallel multi-pipelines in the same tunnel based on leakage and explosion conditions - A case study of China-Myanmar tunnel pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 208, 3 fev. 2024.
22. MARTINS, G. S. M. et al. Mechanical stress analysis of various GPHE corrugated plates during the assembly and in working conditions. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 206, p. 105013, 1 dez. 2023.

23. OBEID, O.; LESLIE, A. J.; OLABI, A. G. Influence of girth welding material on thermal and residual stress fields in welded lined pipes. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 200, p. 104777, 1 dez. 2022.
24. OHAERI, E.; SZPUNAR, J. A. An overview on pipeline steel development for cold climate applications. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, v. 2, n. 1, p. 1–17, 1 mar. 2022.
25. PARK, D.-Y.; LIANG, J. Effects of temperature on fatigue crack growth rates of a low-carbon pipe steel in the ductile and ductile-to-brittle transition regions. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, v. 3, n. 4, p. 100139, 1 dez. 2023.
26. PENG, W. et al. Reduction of welding residual stress in the head-cylinder joint of a large rectifying tower by finite element method and experimental study. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 191, p. 104311, 1 jun. 2021.
27. SCHELL, C. A.; LEVER, E.; GROTH, K. M. Strain-based design and assessment for pipeline integrity management: A review of applications and gaps. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 204, p. 104973, 1 ago. 2023.
28. SHAHBAZI, M. et al. A Thermo-Mechanical simulation for the stability analysis of a horizontal wellbore in underground coal gasification. *Petroleum*, 1 nov. 2023.
29. SHARMA, B. R.; KHARE, S. K. Liquid pipeline network modeling with performance parameters sensitivity analysis due to its techno-commercial variables. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, v. 3, n. 3, p. 100126, 1 set. 2023.
30. TEIXEIRA, M. J. et al. Experimental and numerical analysis of transient thermal stresses on thick-walled cylinder. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 202, p. 104884, 1 abr. 2023.
31. Thorbjörnsson, I. O., Kaldal, G. S. & Ragnarsson, A., 2019. Testing Flexible Couplings for Geothermal Wells. Palm Springs, GRC.
32. WANG, H.-H. Modeling of multiple thermal fluid circulation in horizontal section of wellbores. *Energy*, v. 282, p. 128959, 1 nov. 2023.
33. WANG, J.; GAO, D.; GAO, D. Prediction models of burst strength degradation for casing with considerations of both wear and corrosion. *Petroleum Science*, 1 ago. 2023.
34. WANG, W. et al. Failure prediction of buried pipe network with multiple failure modes and spatial randomness of corrosion. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 191, p. 104367, 1 jun. 2021.
35. WANG, W. et al. Mechanical synergistic interaction between adjacent corrosion defects and its effect on pipeline failure. *Petroleum Science*, v. 20, n. 4, p. 2452–2467, 1 ago. 2023.
36. WARDANA, R. S.; AKHWAN, M. Geothermal Well Casing Design with High Temperature and Corrosive in Q Field. *Journal of Earth Energy Engineering*, v. 12, n. 2s, p. 74–85, 9 ago. 2023.
37. WOLTERBEEK, T. K. T.; HANGX, S. The thermal properties of set Portland cements – a literature review in the context of CO<sub>2</sub> injection well integrity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 126, p. 103909, 1 jun. 2023.
38. YANG, Y. et al. Buckling behavior of sandwich pipe under external pressure and lateral load. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 207, p. 105114, 1 fev. 2024b.
39. YANG, Z.; SUN, R.; LIU, Z. Casing tensile stress distribution in the bending section of a well during hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 13, n. 5, p. 1361–1378, 31 jan. 2023.
40. YU, Y. et al. Selective corrosion behavior of X80 steel heat affected zone by SRB in coastal saline soil. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 203, p. 104924, 1 jun. 2023.
41. ZANG, X. et al. Ultrasonic guided wave techniques and applications in pipeline defect detection: A review. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 206, p. 105033, 1 dez. 2023.
42. ZHANG, F. et al. Analysis on the fitness of heat-resistant steel as casing material in corrosive environment at high temperature. *Engineering Failure Analysis*, v. 143, p. 106878, 1 jan. 2023.
43. ZHANG, K.; CHEN, M. Stress distribution of cased elliptical hole with high fluid pressure: Analytical expression. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 208, p. 109437, 1 jan. 2022.
44. ZHANG, K.; LIU, J.; DUAN, M. Analytical calculation method for predicting compression deformations and sealing performance of subsea connector under operating condition. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 202, p. 104902, 1 abr. 2023.
45. ZHU, X.; LIU, B. Three-level assessment for casing in marine gas reservoir. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 182, p. 104040, 1 maio 2020.
46. SHOKRY, A.; ELGIBALY, A. A. Well design optimization through the elimination of intermediate casing string. *Journal of King Saud University: Engineering Sciences*, v. 34, n. 8, p. 571–581, 1 dez. 2022.
47. KUMAR, S. et al. Static and dynamic characterization of fibre reinforced sand: A numerical investigation. *Journal of King Saud University: Engineering Sciences*, 1 dez. 2021.
48. SHAYGAN, K. et al. Geomechanical investigation of casing collapse using finite element modeling: The role of cement sheath integrity. *Geoenergy Science and Engineering*, v. 233, p. 212579, 1 fev. 2024.

49. DENG, K. et al. Study on the effect of interface failure between casing and cement sheath on casing stress under non-uniform in-situ stress. *Applied Mathematical Modelling*, v. 91, p. 632–652, 1 mar. 2021.
50. YANG, S. et al. Laboratory study on casing deformation during multistage horizontal well fracturing in shale gas development and strain based casing design. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 89, p. 103893, 1 maio 2021.
51. HUSSAIN, M.; ALAMRI A.; ZHANG T.; JAMIL I. Application of Artificial Intelligence in the Oil and Gas Industry. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, p. 341-373, 2024.