

# Análise matemática de modelos para o problema de um poço inclinado

Renan Pereira Souza,<sup>1</sup> Patrícia Nunes da Silva,<sup>2</sup>

PPG Ciências Computacionais, Instituto de Matemática e Estatística, UERJ, Rio de Janeiro, RJ

Os poços de petróleo e gás representam a infraestrutura fundamental na exploração de hidrocarbonetos. A perfuração do poço é a primeira e uma das mais caras etapas na extração de petróleo e atividades de produção de gás. Como consequência, projetar um poço estável e seguro tornou-se uma questão crítica na indústria, especialmente devido à complexidade recente e crescente de configurações geológicas que exigem melhoria contínua em tecnologia de perfuração. A estabilidade do furo de poço, é um dos problemas mais difíceis encontrados durante a perfuração. As referências Biot [1], Chen [2], Cui, Cheng e Abousleiman [3], Ekbote [4], Gao *et al.* [5], Perez [6] e Sherwood [7] apresentam aspectos teóricos e práticos relacionados a poços inclinados, avanços e questões ainda em aberto e dão suporte ao presente trabalho. O comportamento mecânico da crosta sólida da terra é por vezes modelado como o de um meio poroso. As rochas crustais, bem como outros sólidos, são porosas e possuem fluidos saturados em seu interior. Quando um meio poroso é perfurado uma porção sólida é extraída e o espaço gerado no poço é substituído por um fluido de perfuração, consequentemente exerce uma pressão sobre a superfície, gerando alteração no estado original de tensões da formação. Ekbote [4] apresenta as relações constitutivas da teoria de Biot para poroelasticidade na forma:

$$\sigma_{ij} = M_{ijkl}\varepsilon_{kl} - \alpha_{ij}p \quad (1)$$

$$p = M(\zeta - \alpha_{ij}\varepsilon_{ij}), \quad (2)$$

onde  $\sigma_{ij}$  é o tensor tensão total,  $p$  é a pressão do fluido nos poros,  $\varepsilon_{ij}$  é o tensor deformação total,  $\zeta$ ,  $M_{ijkl}$  é o tensor dos módulos elásticos drenados,  $\alpha_{ij}$  é o tensor coeficiente de Biot das tensões efetivas e  $M$  é o módulo de Biot. Estamos interessados em um poço inclinado perfurado no subsolo esquematicamente representado na imagem da esquerda na Figura 1.

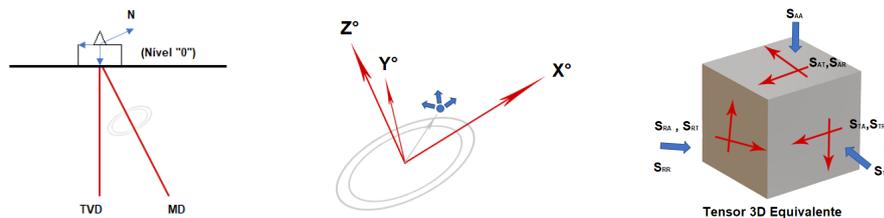


Figura 1: Corte transversal.

Nela temos um sistema global de referência:  $N$ , norte ortogonal ao nível zero; TVD indica a profundidade real e MD, a profundidade medida. Consideramos um corte transversal do poço e introduzimos um sistema que consideramos dois sistemas locais coordenadas: um cartesiano  $X_0Y_0Z_0$

<sup>1</sup>renan.prrs@gmail.com

<sup>2</sup>nunes@ime.uerj.br

e um cilíndrico que considera as componentes radial, tangencial e axial ( $R, T, A$ ). Neste sistema, representamos o tensor de tensões através das componentes indicadas no tensor 3D equivalente. Na Figura 1, no cubo infinitesimal,  $S_{ij}$  representa a tensão na face  $i$  na direção  $j$ . O tensor de tensões é um tensor simétrico de ordem 2:

$$S = \begin{bmatrix} S_{RR} & S_{TR} & S_{AR} \\ S_{RT} & S_{TT} & S_{AT} \\ S_{RA} & S_{TA} & S_{AA} \end{bmatrix}$$

Levando-se em conta leis de conservação e condução, restrições sobre o comportamento das deformações e isotropia, as equações (1) e (2) podem ser reescritas somente para  $\sigma_{ij}$  e  $p$ . Soluções generalizadas para o problema de perfuração de poços são obtidas através da subdivisão do problema em problemas mais simples. A hipótese de linearidade das relações tensão-deformação permite superposição das soluções dos subproblemas. O principal objetivo do trabalho é realizar um estudo analítico das soluções encontradas para distribuição de tensão e pressão nos meios porosos. Tais soluções são expressas em termos de funções de Bessel. Vamos avaliar os estados de tensão atuante durante a perfuração, através de modelos constitutivos para representar o comportamento da formação, os limites em que os poços podem colapsar e a disposição adequada dos fluidos de perfuração em cada etapa de perfuração do poço. A perfuração perturba esses equilíbrios naturais, resultando na modificação das tensões locais acompanhadas pela deformação do poço, bem como na imposição de gradientes de potencial hidráulico, de temperatura e químico.

**Palavras-chave:** Perfuração de poços, formações isotrópicas, tensores

## Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da Faperj.

## Referências

- [1] M.A. Biot. “General theory of three-dimensional consolidation”. Em: **J. Appl. Phys.** 12 (1941), pp. 155–164. DOI: 10.1063/1.1712886.
- [2] S.L. Chen. “Three-dimensional analytical poromechanical solutions for an arbitrarily inclined borehole subjected to fluid injection”. Em: **Proc. R. Soc. A** 475 (2019), pp. 1–22. DOI: 10.1098/rspa.2018.0658.
- [3] L. Cui, A. H-D. Cheng e Y. Abousleiman. “Poroelastic solution of an inclined borehole”. Em: **Journal of Applied Mechanics** 64 (1997), pp. 32–38. DOI: 10.1115/1.2787292.
- [4] S.M. Ekbote. “Anisotropic poromechanics of the wellbore coupled with thermal and chemical gradients”. Tese de doutorado. University of Oklahoma, 2002.
- [5] J. Gao, J. Deng, K. Lan, Z. Song, Y. Feng e L. Chang. “A porothermoelastic solution for the inclined borehole in a transversely isotropic medium subjected to thermal osmosis and thermal filtration effects”. Em: **Geothermics** 67 (2017), pp. 114–134. DOI: 10.1016/j.geothermics.2017.01.003.
- [6] A.D. Perez. “Chemoporoelastic Solution of Transversely Isotropic Saturated Porous Media”. Tese de doutorado. University of Oklahoma, 2004.
- [7] J.D. Sherwood. “Biot poroelasticity of a chemically active shale”. Em: **Proc. R. Soc. Lond. A** 440 (1993), pp. 365–377. DOI: 10.1098/rspa.1993.0021.