

Proceeding Series of the Brazilian Society of Computational and Applied Mathematics

Um método para simulação de propriedades petrofísicas em reservatórios turbidíticos¹

Tamires P. P. Silva²

Pontifícia Universidade Católica - RJ

Abelardo Barreto³

Pontifícia Universidade Católica - RJ

Sinésio Pesco⁴

Pontifícia Universidade Católica - RJ

Resumo. Correntes de turbidez são fluxos sedimentares induzidos pela gravidade, cujos depósitos são comumente chamados turbiditos. Neste trabalho é simulado um ambiente deposicional formado pela composição de lobos turbidíticos, limitados por uma superfície de base. Em seguida, a partir do processamento de imagens de treinamento são gerados esqueletos para uma simulação de canais baseada em correntes de turbidez. Este cenário é utilizado para introduzir propriedades petrofísicas no preenchimento das células contidas no interior dos canais. A principal contribuição desta modelagem é a construção de um modelo preditivo baseado no fluxo fluvial em canais turbidíticos, considerando aspectos geológicos da formação do reservatório na distribuição dessas propriedades, a fim de facilitar o gerenciamento de reservatórios de petróleo.

Palavras-chave. Modelo geológico, Geoestatística, Simulação de fluxo, Simulação de Reservatório.

1 Introdução

Correntes de turbidez são fluxos sedimentares induzidos pela gravidade [7]. Estas correntes são um mecanismo de transporte de partículas (arenitos), caracterizado pela densidade global do fluido ser maior do que a da água circundante ao fluxo e por se moverem em alta velocidade, realizando um processo de transferência de sedimentos [8]. Os depósitos destas correntes são comumente chamados *Turbiditos* [1]. Devido a essas correntes constituírem depósitos de hidrocarbonetos relacionados a reservatórios de petróleo e uma parcela importante desses reservatórios no mundo ser formada por turbiditos, o estudo e a criação de um ambiente para a simulação baseada em objetos pode ser uma ótima ferramenta para o desenvolvimento de pesquisas petrolíferas.

¹Este trabalho foi parcialmente financiado pela Petrobras e pela CAPES.

²tamirespps@mat.puc-rio.br

³abelardo.puc@gmail.com

⁴sinesio@puc-rio.br

Deste modo, a geometria utilizada para construir os corpos geológicos visa aproximar o modelo simulado a um conceitual. Este artigo baseia-se nos seguintes trabalhos: no lobo turbidítico criado por Cardona [2], na superfície de base desenvolvida por Silva [10] e no sistema de canais obtido pela imersão de um objeto unidimensional, gerado a partir no processamento de imagens de treinamento, chamado *Skeleton* desenvolvido por Grajales [4]. O objetivo deste trabalho é inserir propriedades petrofísicas nesse sistema de canais. Algumas abordagens de modelagens similares podem ser encontradas em [3], que apresenta uma proposta de modelagem de lobos turbidíticos, e no trabalho desenvolvido em [5], que aplica métodos geoestatísticos para preenchimento das propriedades em canais turbidíticos.

O processo de simulação é dividido em duas partes: primeiro o complexo morfológico é simulado e em seguida, a propriedade dentro dos canais é inserida. Para avaliar a propriedade petrofísica, o modelo morfológico do reservatório é convertido em um *grid* tridimensional, priorizando o canal mais recente, isto é, aquele que foi gerado por último. Cada canal do sistema está associado a uma lei de distribuição, respeitando as hipóteses consideradas para a modelagem. Por fim, as imagens da propriedade petrofísica são geradas. A principal contribuição deste trabalho é a construção de um modelo preditivo para facilitar o gerenciamento de reservatórios. Além disso, o modelo pode ser usado para simular outras propriedades importantes para a indústria petrolífera, bem como para encontrar uma permeabilidade precisa em cada camada a partir dos dados de pressão do poço obtidos em um teste de formação [11].

2 Modelagem do Sistema Depositional

O ambiente usado para gerar a simulação do sistema deposicional é um *grid* regular tridimensional, que é uma partição de um domínio do \mathbb{R}^3 em paralelepípedos. As imagens que serão apresentadas neste artigo foram geradas num *grid* com dimensão 100 x 100 x 100. A composição dos objetos geológicos decorre do seguinte modo: primeiro, a superfície de base é implementada [10]. Depois, a superfície que delimita o lobo turbidítico é gerada [2] e as células do *grid* contidas no lobo que estão abaixo da superfície de base são desconsideradas, como pode ser visto na Figura 1(a). Em seguida, a partir das informações extraídas de uma imagem de treinamento binária 2D, o *skeleton* é simulado no plano xy e condicionado aos limites impostos por curvas B-splines que estão neste mesmo plano (Figura 1(b)) [4].

Então, o sistema de canais é obtido através do mergulho de um *skeleton* no interior do lobo ao qual ele está associado, respeitando a superfície de base. Cada aresta do *skeleton* é o eixo central de um canal. A seção transversal ortogonal à direção da aresta correspondente ao canal é uma semi-elipse, definida conforme os valores de largura e espessura de cada canal. Esses valores dependem dos parâmetros do lobo, pois visamos reproduzir um sistema caracterizado da seguinte maneira: à medida que a aresta se afasta do ponto de origem da corrente de turbidez, os valores dos parâmetros que definem a semi-elipse associada a esta aresta vão diminuindo (Figura 1(c)) [11]. Por fim, a composição desses objetos é usada para construir um ambiente geológico deposicional com três camadas, como o mostrado na Figura 1(d).

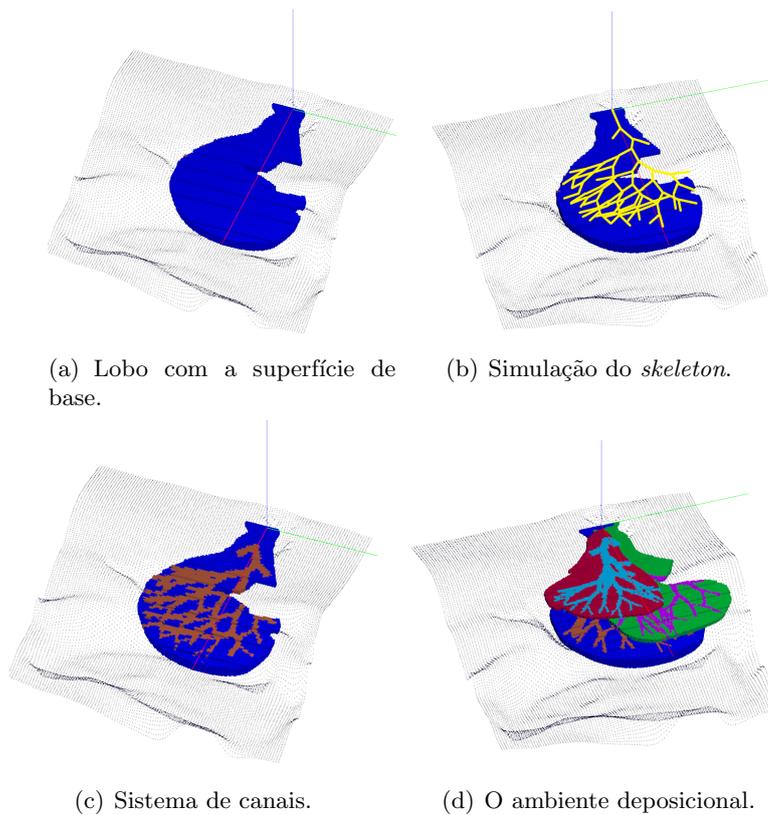


Figura 1: Etapas da modelagem do sistema deposicional.

3 Caracterização Petrofísica

Após o complexo morfológico ter sido simulado, as propriedades petrofísicas podem ser inseridas nas células do *grid* contidas nos canais. Dentre as principais propriedades presentes em um reservatório de petróleo, escolhemos modelar a permeabilidade. A permeabilidade é uma medida quantitativa que descreve a habilidade de um meio poroso conduzir um fluido [9]. Como a permeabilidade pode ser estimada a partir de dados de pressão obtidos durante um teste de formação de um reservatório, os dados simulados neste trabalho poderão ser utilizados para comparar e aproximar a simulação a um caso de referência.

Além da hipótese do reservatório ser baseado em um sistema turbidítico, é necessário introduzir condições de fluxo para uma estimativa da permeabilidade próxima da realidade. Para esta modelagem, as hipóteses consideradas são: fluxo monofásico e meio poroso anisotrópico heterogêneo. Devido a essa propriedade ser um atributo dinâmico, cada aresta do *skeleton* é associada a uma função de distribuição. Sendo assim, para estimar a permeabilidade, no *grid* cartesiano, é considerado nos canais um fluxo bidimensional: areal e vertical. Tais direções de fluxo definem duas permeabilidades independentes que são simuladas separadamente.

3.1 Permeabilidade Areal

Esta é a propriedade correspondente ao fluxo x-y. A modelagem deste atributo considera condições para o fluxo semelhante a um canal fluvial, o que significa que a área dentro do canal que possui alto valor de permeabilidade está na mesma direção do vetor da reta correspondente a aresta associada ao canal. Por isso, a escolha das funções de distribuição precisa respeitar esta característica.

Dado que um canal se bifurca em outros dois, foram escolhidas três funções para o preenchimento desses canais, definidas no domínio $(0, 2)$:

$$f(x) = e^{-\frac{(x-1)^2}{2}}, \quad (1)$$

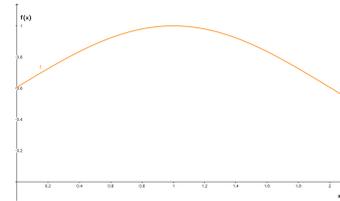


Figura 2: Graph of the function f .

$$g(x) = 1.4 \frac{e^{-\frac{\ln^2(-x+2)}{2}}}{(-x+2)\sqrt{2\pi}}, \quad (2)$$

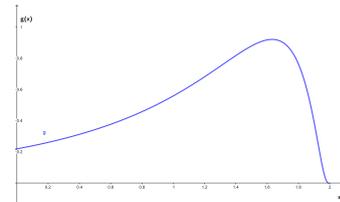


Figura 3: Graph of the function g .

$$h(x) = 1.4 \frac{e^{-\frac{\ln^2(x)}{2}}}{x\sqrt{2\pi}}, \quad (3)$$

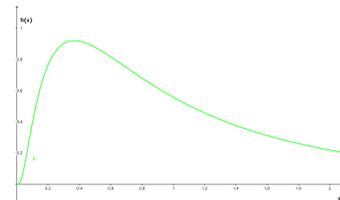


Figura 4: Graph of the function h .

onde x representa a distância entre a projeção no plano xy de um ponto do *grid*, que está em algum um canal, e a aresta do *skeleton* associada a ele. A função f corresponde a uma distribuição gaussiana com média zero e desvio padrão igual a um, a qual é aplicada apenas na primeira aresta do *skeleton*, pois tal aresta não é derivada da bifurcação de nenhuma outra. Ambas as funções g e h estão associadas às arestas de acordo com o ângulo de bifurcação, seguindo o comportamento descrito anteriormente. Um exemplo de preenchimento do *grid* utilizando uma dessas funções é apresentado na Figura 5.

A imagem dessas funções é um subconjunto do intervalo $[0, 1]$, no qual assumimos que o valor mínimo de permeabilidade é atingido quando o valor da função é suficientemente

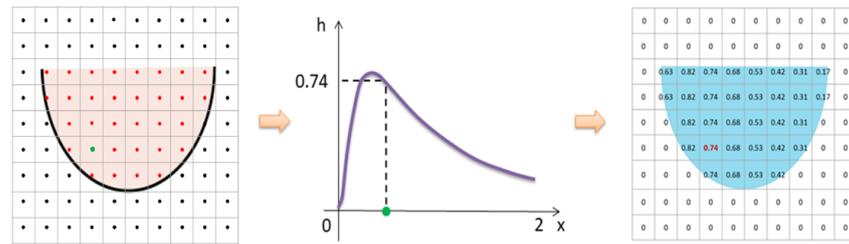


Figura 5: Um exemplo do *grid* de permeabilidade areal preenchido a partir dos valores da função h , apresentada na equação (3) .

próximo de zero e o máximo quando é igual a um. A partir da Figura 6 é possível observar o comportamento da permeabilidade areal num sistema de canais associado às funções dadas pelas equações (1), (2) e (3).

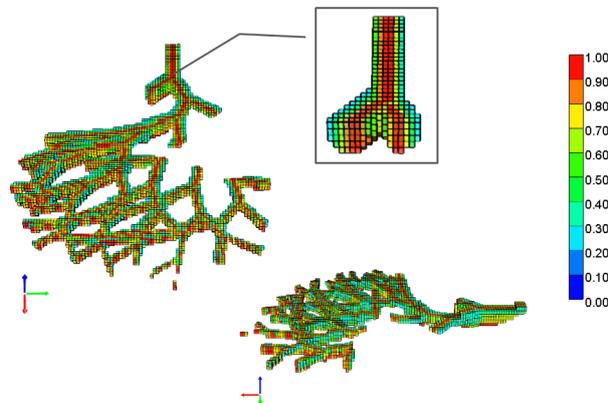


Figura 6: Resultado da distribuição de permeabilidades para o fluxo areal em um sistema de canais.

O conhecimento do nível dos canais está associado à marca adicionada às arestas do *skeleton*. E essa informação é muito importante para a simulação, pois o valor considerado para permeabilidade em cada canal corresponde ao valor de permeabilidade do canal mais recente, como pode ser observado na Figura 7.

3.2 Permeabilidade Vertical

Para essa distribuição é considerada a mesma função g fornecida na equação (2), mas neste caso x representa a distância entre o plano xy para a projeção do ponto do *grid* que está contido num canal. Então, o valor máximo valor desta permeabilidade também é alcançado quando o valor da função é igual a um e o mínimo quando é suficientemente próximo de zero. Além disso, o mesmo processo de erosão é considerado, de modo que o valor de permeabilidade dos canais mais antigos é substituído pelo dos mais recentes, como mostrado na Figura 8.

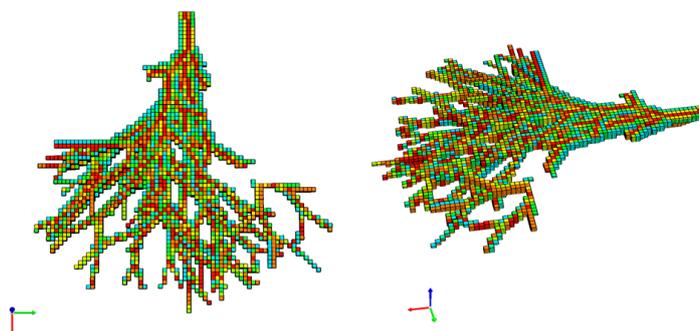


Figura 7: O resultado do preenchimento da permeabilidade areal no ambiente deposicional gerado por três lobos turbidíticos.

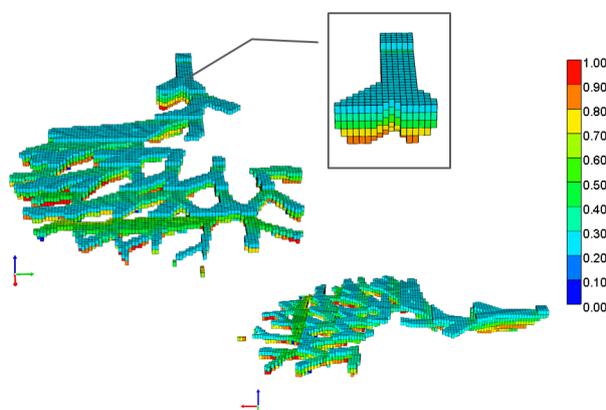


Figura 8: Resultado da distribuição de permeabilidades para o fluxo vertical.

Na Figura 9, é possível compreender o efeito do processo erosional para a distribuição da permeabilidade vertical numa simulação com 3 lobos turbidíticos.

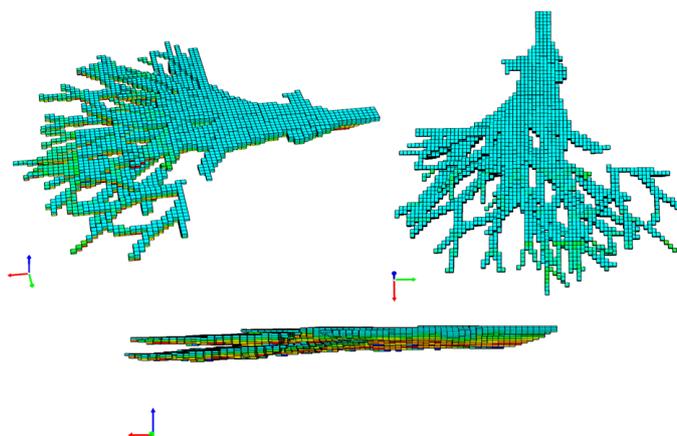


Figura 9: Sistemas de canais preenchido com os valores de permeabilidade vertical.

4 Conclusões

A metodologia proposta neste trabalho traz um modelamento de reservatórios baseado em correntes de turbidez, proporcionando uma predição do comportamento do fluxo em um sistema deposicional composto por canais turbidíticos. Esse modelo também pode ser usado para prever outras propriedades de rocha, como a porosidade. Além disso, o uso de um *grid* cartesiano regular não é necessário para obter uma distribuição efetiva desses dados. No entanto, é preciso escolher o tamanho de malha adequado para replicar as propriedades petrofísicas nos canais ao passo que otimiza o tempo de simulação.

Referências

- [1] S. Boggs. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Pearson, 2011.
- [2] Y. A. Cardona. Object-based Modeling of Turbidite Lobes using Single-valued B-Splines. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016.
- [3] C. V. Deutsch and T. T. Tran. Simulation of deepwater lobe geometries with object based modelling: Lobesim. Technical report, University of Alberta, Edmonton, 2004.
- [4] V. L. V. Grajales. Image Based Simulation Methods for Depositional Systems Modeling. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017.
- [5] R. Hauge and A. R. Syversveen, Norwegian Computing Center, and A. C. MacDonald. Modeling Facies Bodies and Petrophysical Trends in Turbidite Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2003. DOI:10.2118/84053-MS.
- [6] G. Mariethoz and J. Caers. Multiple-point Geostatistics: stochastic modeling with training images. John Wiley & Sons, 2014.
- [7] W. R. Normark. Fan valleys, channels, and depositional lobes on modern submarine fans : Characters for recognition of sandy turbidite environments. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, volume 62, pages 912–931, 1978.
- [8] W. R. Normark , H. Posamentier , E. Mutti. Turbidite systems: State of the art and future directions. Reviews of Geophysics, Wiley Online Library, volume 31, 1993.
- [9] A. J. Rosa, R. S. Carvalho e J. A. D. Xavier. Engenharia de Reservatório de Petróleo. Editora Interciência, chapter 2, pages 104-174, 2006.
- [10] T. M. D. Silva. Modelagem Assistida de Lobos Turbidíticos Baseadas em Dados de Teste de Formação. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017.
- [11] T. P. P. da Silva. Permeability estimation in turbidite channels constrained by well-testing. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2018.