



## **A INFLUÊNCIA DA MÉDIA GENERALIZADA DE HÖLDER NO CÁLCULO DAS CAPACIDADES DE ARMAZENAMENTO E DE FLUXO EM RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS**

**Thiago Ney Evaristo Rodrigues, thiagoney@outlook.com<sup>1</sup>**  
**Lucas Cavalcanti Silva, lucascavalcanti@ct.ufpb.br<sup>1</sup>**  
**Marcos Ramon Bezerra dos Santos, marcosramon.98@gmail.com<sup>1</sup>**  
**Gustavo Charles Peixoto de Oliveira, gustavo.oliveira@ci.ufpb.br<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Universidade Federal da Paraíba, Laboratório de Modelagem em Engenharia de Petróleo, Av. dos Escoteiros, S/N, Mangabeira, CEP 58051-900, João Pessoa, PB.

**Resumo.** *O presente trabalho tem o objetivo de realizar um estudo paramétrico sobre perfis de capacidade de armazenamento e capacidade de fluxo em modelos de reservatório de hidrocarbonetos a partir do conceito de média generalizada (de Hölder). Para tanto, buscou-se analisar o comportamento de diversas médias de porosidade e permeabilidade, comparando as suas influências para diferentes modelos (SPE10 e UNISIM-1) e regiões (dados em coluna, camada e campo) de reservatórios, através de implementações computacionais. Verificou-se que as estimativas das capacidades cumulativas são alteradas em função da regra utilizada para o cálculo da média, a qual exerce influência em processos de transferência de escala e caracterização de reservatórios.*

**Palavras chave:** *Capacidade. Média. Propriedades. Reservatório.*

### **1. INTRODUÇÃO**

Reservatórios de petróleo são típicos exemplos de meios porosos, visto que as rochas são porções de matéria preenchidas por cavidades que podem ser caracterizadas por meio de várias propriedades. Entre as principais existentes, podemos citar a porosidade (capacidade de armazenamento de fluido) e a permeabilidade (capacidade de escoamento de fluido), que se enquadram na classe das chamadas *propriedades petrofísicas* (propriedades físicas das rochas).

Dadas as dimensões de um campo petrolífero, as suas propriedades podem variar distintamente ao longo das diversas regiões, bem como com as variadas escalas utilizadas (micro, macro, mega ou giga), assim caracterizando-o como um meio heterogêneo. Por esta razão, surge a necessidade de estabelecermos um valor efetivo para representar a determinada propriedade por toda a extensão do campo.

Porosidade, permeabilidade e saturações, por exemplo, são propriedades fundamentais para localizar regiões favoráveis ao escoamento de hidrocarbonetos em reservatórios petrolíferos denominadas *unidades de fluxo*. Alguns processos conhecidos na indústria amparam-se na caracterização e determinação de tipos de rocha que formam unidades representativas da formação porosa. Quando dados do meio são escasso, é necessário realizar diversas correlações por métodos petrofísicos, geológicos e gráficos. Entre as ferramentas gráficas utilizadas para determinar as unidades de fluxo, podemos citar a plotagem cruzada de permeabilidade por porosidade de Winland, perfil de fluxo estratigráfico, plotagem de Lorenz estratigráfica modificada (SMLP), plotagem de Lorenz modificada (MLP), capacidade de fluxo e capacidade de armazenamento. Os dois últimos são discutidos em Fanchi (2018) e os anteriores nos artigos de Gunter (1997, 2012).

Em geral, as características relevantes procuradas ao se identificar unidades de fluxo são: *barreiras* (selantes de escoamento), *zonas de velocidade* (conduítes) e *retentores* (zonas que estrangulam o movimento dos fluidos). A fração da permeabilidade pela porosidade, por exemplo, é uma medida relativa da velocidade de processos que ocorrem no reservatório e fornece uma visão simplificada de difusividade que ignora efeitos de viscosidade e compressibilidade.

Vários métodos são sugeridos para o cálculo das propriedades efetivas de um reservatório. Jensen (1991), por exemplo, cita que é comum o uso da média geométrica para se obter a permeabilidade efetiva de um reservatório. Entretanto, se valores positivos muito pequenos e/ou grandes quantidades forem percebidos, a permeabilidade efetiva tenderá a zero. Diante disso, ele propõe o uso de um método alternativo denominado média *j<sup>th</sup> Winsorized*.

Baker, Yarranton e Jensen (2015) propõem que a permeabilidade efetiva para fluxo na direção horizontal ao longo de um reservatório seja calculada a partir de uma média ponderada das permeabilidades de cada camada do reservatório, com os pesos sendo as espessuras das camadas (ocasionando em uma média aritmética no caso de camadas com mesmos valores de espessuras), a partir de uma média harmônica das permeabilidades de cada camada do reservatório para

permeabilidade efetiva do fluxo na direção vertical ou a partir da média geométrica das permeabilidades do reservatório para permeabilidade efetiva de uma região com permeabilidade aleatória.

Com base na problemática apresentada, estudamos o comportamento dos modelos de reservatórios *SPE10* (proposto pela *Society of Petroleum Engineer*) e *UNISIM-1* (proposto pelo grupo de estudos da UNICAMP), realizando um estudo paramétrico da influência de diferentes regras de ponderação para a estimativa de cálculo da capacidade de armazenamento e capacidade de fluxo de cada um dos modelos sintéticos de referência. Para tanto, realizamos prototipagens computacionais usando o software *MATLAB®* e a *toolbox MRST* (desenvolvida pelo grupo Sintef/Noruega) seguindo o conceito de média generalizada de Hölder como passo anterior à identificação de regiões com características petrofísicas similares denominadas unidades de fluxo hidráulico.

## 2. METODOLOGIA

### 2.1. Materiais e Métodos

Através das estruturas de dados e rotinas contidas nos módulos da *MRST (MATLAB® Reservoir Simulation Toolbox)*, as quais possibilitam a representação e manipulação de parâmetros necessários para simular reservatórios, códigos foram elaborados com a finalidade de visualizar e, conseqüentemente, compreender como é o comportamento da porosidade e permeabilidade ao longo dos modelos de reservatórios aqui utilizados. A apresentação dos resultados foi baseada em dois métodos petrofísicos propostos por Fanchi (2018), chamados *Capacidade de Armazenamento Cumulativa Normalizada* e *Capacidade de Fluxo Cumulativa Normalizada*. A *Capacidade de Armazenamento Cumulativa Normalizada* é uma função que descreve o comportamento da porosidade ( $\phi$ ) das camadas do reservatório (uma porosidade efetiva para cada camada deve ser utilizada, desta forma, é realizada uma média de todas as porosidades da respectiva camada em questão) em relação à profundidade do mesmo, através da Eq. (1). Já a *Capacidade de Fluxo Cumulativa Normalizada* é uma função que descreve o comportamento da permeabilidade ( $k$ ) das camadas de reservatório (uma permeabilidade efetiva para cada camada deve ser utilizada, desta forma, é realizada uma média de todas as permeabilidades da respectiva camada em questão) em relação à profundidade, através da Eq. (2).

Tomando por base cada método petrofísico apresentado, buscou-se aplicar a média generalizada, a fim de se estudar a influência de diversas médias no comportamento das capacidades ao longo de cada camada. A média generalizada de Hölder é uma família de funções que, para um conjunto de dados e um expoente determinado, retorna os respectivos valores médios, sendo expressa pela Eq. (3). Para  $p$  igual a zero, a média generalizada assume a forma da Eq. (4). Para alguns valores específicos de  $p$ , a média generalizada assume a forma de expressões clássicas para o cálculo de médias, a saber, média harmônica ( $p = -1$ ), média geométrica ( $p = 0$ ), média aritmética ( $p = 1$ ), média quadrática ( $p = 2$ ) e média cúbica ( $p = 3$ ).

### 2.2. Equações

A *Capacidade de Armazenamento Cumulativa Normalizada* ( $\Phi$ ) e a *Capacidade de Fluxo Cumulativa Normalizada* ( $F$ ) são termos adimensionais, visto que são frações de quantidades de mesmas dimensões, que são expressas por:

$$\Phi_m = \frac{\sum_{i=1}^m \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}; \quad m = 1, \dots, n \quad (1)$$

e

$$F_m = \frac{\sum_{i=1}^m k_i h_i}{\sum_{i=1}^n k_i h_i}; \quad m = 1, \dots, n \quad (2)$$

sendo  $n$  o número total de camadas do reservatório,  $\phi_i$ ,  $k_i$  e  $h_i$  a porosidade, a permeabilidade e a espessura da camada  $i$ , respectivamente.

A Média Generalizada, para  $p$  diferente de zero, é expressa por:

$$M_p(x_1, x_2, \dots, x_n) = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^p \right)^{\frac{1}{p}} \quad (3)$$

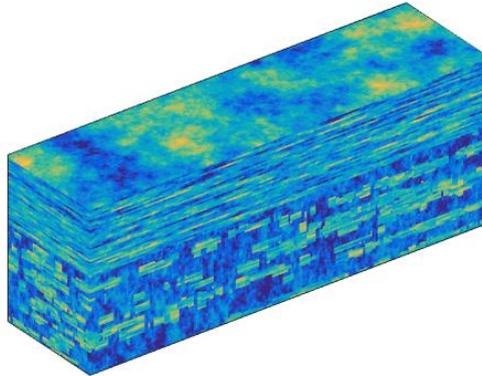
sendo  $p$  um expoente real diferente de zero e  $x_1, x_2, \dots, x_n$  números reais positivos. Em particular, para  $p$  igual a zero, a Média Generalizada é expressa por:

$$M_0(x_1, x_2, \dots, x_n) = \lim_{p \rightarrow 0} M_p(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} \quad (4)$$

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

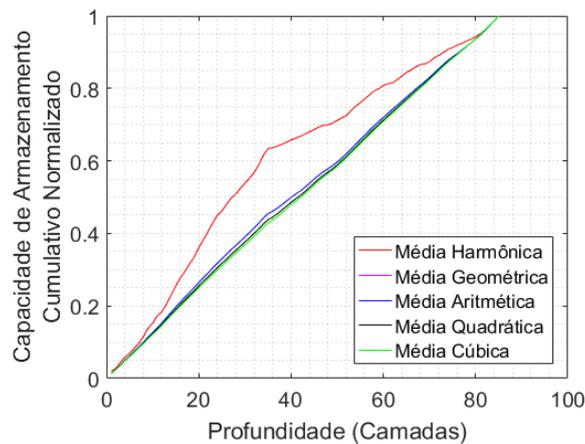
#### 3.1. Modelo SPE10

Figura 1. Distribuição de porosidade do modelo SPE10 (Autor, 2019)



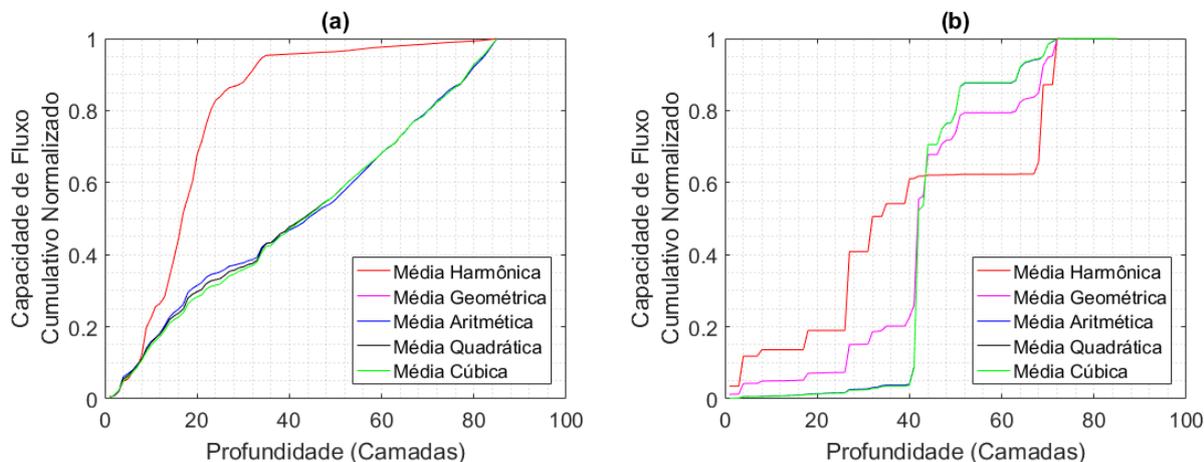
Para o modelo de reservatório SPE10 (que possui uma malha com dimensões 60, 220 e 85, ao longo do espaço cartesiano), foram realizadas simulações para cada método petrofísico apresentado até então, considerando-se as cinco médias clássicas citadas, para duas situações: a primeira foi o caso de analisar o comportamento das propriedades ao longo de todo o reservatório e a segunda foi o caso de analisar o comportamento das propriedades ao longo de uma única coluna do reservatório, que possui as células da malha do reservatório com localização (1,1,1:85), a fim de realizar testes sobre a factibilidade de estimativas de capacidades locais.

Figura 2. Capacidade de armazenamento cumulativa normalizada do modelo SPE10 ao longo de todo o reservatório (Autor, 2019)



Como era de se esperar, a curva referente à média geométrica é omitida porque o produto de valores que forma a média anula-se em virtude de células do modelo computacional cujo valor da propriedade de interesse é nulo. Isto representa, grosso modo, zonas puramente sólidas ou onde há retenção de fluxo. A curva referente à média harmônica foi a que apresentou os valores mais discrepantes comparados com as demais curvas, que apresentaram resultados bem próximos.

Figura 3. Capacidade de fluxo cumulativa normalizada do modelo SPE10 (a) ao longo de todo o reservatório (b) ao longo de uma única coluna determinada (Autor, 2019)

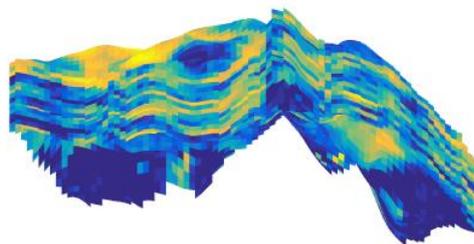


Na análise da permeabilidade de todo o reservatório, novamente a curva referente à média geométrica é omitida porque o produto de valores que forma a média anula-se em virtude de células do modelo computacional cujo valor da propriedade de interesse é nulo. A curva referente à média harmônica apresentou os valores mais discrepantes comparados com as demais curvas, que apresentaram resultados bem próximos. Ao se observar apenas a curva da média harmônica, ela expressa que o reservatório possui dois perfis de escoamento, sendo eles divididos por cerca da camada 35.

Para a análise de permeabilidade de uma única coluna do reservatório, a curva referente à média geométrica pode ser representada. Neste caso, a distinção das curvas ocorreu pois para cada célula a permeabilidade possui um comportamento anisotrópico (ou seja, varia dependendo da direção adotada), logo para cada célula se foi realizada a média em questão, resultando em três comportamentos distintos de permeabilidade, sendo a curva da média harmônica a mais distinta de todas, a curva da média geométrica possuindo um comportamento intermediário e as demais curvas apresentando comportamentos bem próximos. Ao longo de algumas camadas, é possível observar zonas que as curvas se apresentam com tendência horizontal, indicando escoamento nulo, ou com valor muito baixo, visto que não contribuíram, ou contribuíram muito pouco, para a capacidade de fluxo da região.

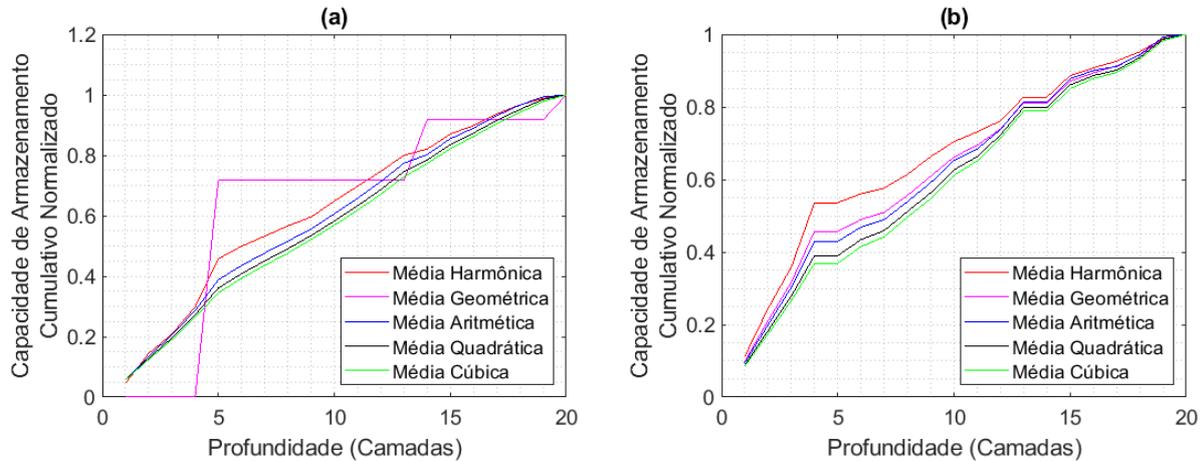
### 3.2. Modelo UNISIM

Figura 4. Distribuição de porosidade no modelo UNISIM (Autor, 2019)



Para o modelo de reservatório UNISIM (que possui uma malha com dimensões 81, 58 e 20, ao longo do espaço cartesiano), foram-se realizadas simulações para cada método petrofísico apresentado até então, considerando-se as cinco médias clássicas citadas, para duas situações: a primeira foi o caso de analisar o comportamento das propriedades ao longo de todo o reservatório e a segunda foi o caso de analisar o comportamento das propriedades ao longo de uma região do reservatório, que possui as células da malha do reservatório com localização (10,1:58,1:20).

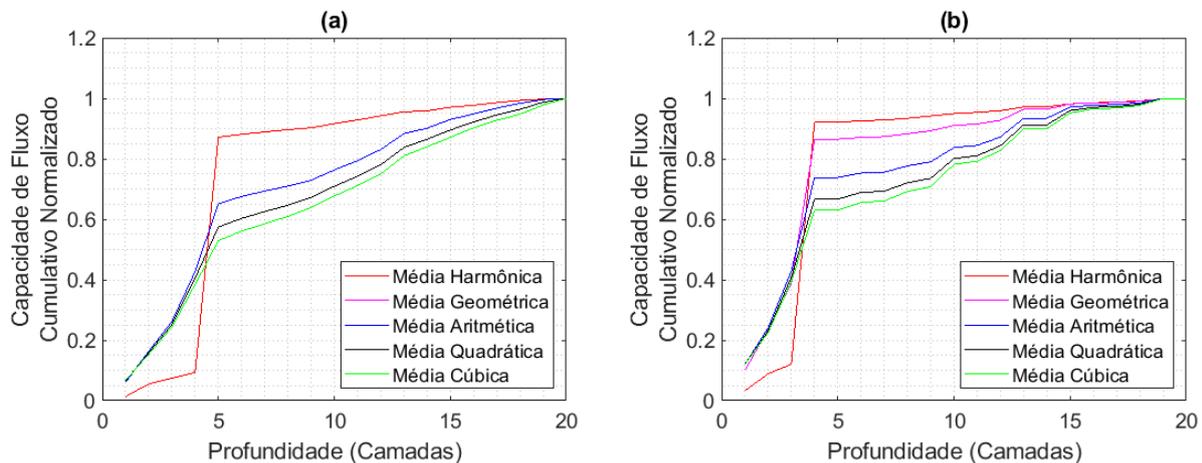
Figura 5. Capacidade de armazenamento cumulativa normalizada do modelo UNISIM (a) ao longo de todo o reservatório (b) ao longo da região determinada (Autor, 2019)



Na análise da porosidade de todo o reservatório, a curva referente à média geométrica pode ser representada, isto pode ter ocorrido devido a ordem de grandeza dos valores de porosidade. Além disso é possível observar zonas em que ela se apresenta com tendência horizontal, indicando a média da porosidade nula, ou com valor muito baixo, visto que não contribuíram, ou contribuíram muito pouco, para a capacidade de armazenamento do reservatório. A curva referente à média geométrica foi a que apresentou os valores mais discrepantes comparados com as demais curvas, a curva referente à média harmônica apresentou os valores com certo grau de distinção e as demais curvas apresentaram resultados bem próximos.

Para a análise de porosidade de uma região do reservatório, a curva referente à média geométrica pode ser representada. Todas as curvas apresentaram comportamento bem próximos, com uma certa discrepância ocorrendo na curva da média harmônica quando comparada às demais.

Figura 6. Capacidade de fluxo cumulativa normalizada do modelo UNISIM (a) ao longo de todo o reservatório (b) ao longo da região determinada (Autor, 2019)



Já na análise da permeabilidade para todo o reservatório, a curva referente à média geométrica é omitida porque o produto de valores que forma a média anula-se em virtude de células do modelo computacional cujo valor da propriedade de interesse é nulo. A curva referente à média harmônica foi a que apresentou os valores mais discrepantes comparados com as demais curvas, que apresentaram resultados levemente distintos.

Para a análise de permeabilidade de uma região do reservatório, a curva referente à média geométrica pode ser representada. A curva referente à média harmônica foi a que apresentou o comportamento mais distinto, a curva referente à média geométrica apresentando um comportamento intermediário e as curvas referentes as demais médias possuindo comportamentos semelhantes. Em ambos os casos de análise, a média harmônica apresentou dois perfis de comportamento de capacidade de fluxo, com a distinção ocorrendo por cerca das camadas 3 e 5.

#### 4. CONCLUSÕES

Os resultados mostraram que, devido quantidade de valores para determinada capacidade, surge-se um grau de discrepância relevante, a depender do caso, ocasionado por a heterogeneidade da região em estudo. Isso pode ser observado comparando os resultados para o reservatório por completo e para uma região do reservatório.

Pode-se observar também uma grande proximidade das curvas decorrentes das médias aritmética, quadrática e cúbica (principalmente destas últimas duas). Na maioria dos casos, a curva referente a média harmônica foi a que apresentou o resultado mais distinto das demais. A depender da região em estudo, a média geométrica se mostrou não ser umas das melhores opções para utilização, visto que seus valores tenderam a zero.

Por fim, as simulações realizadas proporcionaram uma visão sobre o perfil de comportamento de reservatórios petrolíferos quanto a sua capacidade de armazenamento e de fluxo, além de demonstrar a importância do método a ser utilizado para o cálculo de uma propriedade.

#### 5. AGRADECIMENTOS

T.N.E.R agradece o apoio da PROPESQ/UFPB pela bolsa de estudos PIBIC concedida. M.R.B.S agradece à ABCM pelo suporte financeiro no âmbito do Edital IC 2018. L.C.S e G.C.P.O. agradecem o apoio da Petrobras (Projeto P&D 2018-00051-8).

#### 6. REFERÊNCIAS

- Baker, R.O., Yarranton, H.W. e Jensen, J.L. 2015. *Practical reservoir engineering and characterization*. Gulf Professional Publishing. 1ª edição.
- Fanchi, J.R., 2018. *Principles of applied reservoir simulation*. Gulf Professional Publishing. 4ª edição.
- Gunter, G.W., Finneran, J.M., Hartmann, D.J. e Miller, J.D. 1997. *Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*. Society of Petroleum Engineers. San Antonio, Texas, Estados Unidos.
- Gunter, G.W., Viro, E.J. e Wolgemuth, K. 2012. *Identifying Value Added Opportunities by Integrating Well Log Interpretation, Petrophysical Rock Types and Flow Units; Introducing a New Multi-Component Stratigraphic Modified Lorenz Method*. SPWLA. Cartagena, Colombia.
- Jensen, J.L., 1991. *Use of the geometric mean for effective permeability estimation*. *Mathematic Geology*. Vol. 23. No. 6.
- SPE, 2001. "SPE Comparative Solution Project". 04 Jul. 2019 <<https://www.spe.org/web/csp/datasets/set02.htm>>.
- UNISIM, 2015. "Benchmarks". 04 Jul. 2019 <<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/br/>>.

#### 7. RESPONSABILIDADE PELAS INFORMAÇÕES

Os autores são os únicos responsáveis pelas informações incluídas neste trabalho.