

Estimando o índice de qualidade do reservatório através de imagens microtomografadas de testemunhos

Waldir L. Roque* e Felipe L. Valério**

Programa de Pós-Graduação em Matemática Aplicada, UFRGS
91509-900, Porto Alegre, RS
roque@mat.ufrgs.br

e

Departamento de Matemática, IFRS - Bento Gonçalves
95700-000, Bento Gonçalves, RS
felipe.valerio@bento.ifrs.edu.br

Palavras-Chave: Rochas reservatórios, permeabilidade, porosidade, indicador de zona de fluxo, índice de qualidade do reservatório.

Resumo: A porosidade e a permeabilidade são parâmetros muito importantes na quantificação e recuperação de petróleo em rochas reservatórios. Várias técnicas têm sido propostas na tentativa de estimar a permeabilidade, porém a relação comumente aplicada está baseada na equação de Kozeny-Carman. Esta equação possui alguns termos que são difíceis de serem estimados, a exemplo do fator de forma. Amaefule et. al (1993) propuseram uma relação alternativa visando identificar as unidades hidráulicas e, através delas, estimar o índice de qualidade do reservatório (RQI). Neste trabalho apresentamos uma proposta para estimar o RQI utilizando parâmetros que podem ser mensurados diretamente através da análise de imagens obtidas por microtomografia computadorizada de testemunhos.

1 Introdução

Vários parâmetros petrofísicos são importantes na modelagem e simulação de rochas reservatório de hidrocarbonetos. Entre eles, a porosidade e a permeabilidade são as características mais relevantes que controlam a produtividade do reservatório e que podem ser estimados por suas propriedades de fluxo através do chamado *indicador de zona de fluxo* (FZI). O FZI incorpora inúmeros parâmetros petrofísicos críticos para modelar e simular um reservatório de hidrocarbonetos, incluindo a porosidade e a permeabilidade.

A unidade de fluxo hidráulico (HU) é um conceito utilizado para classificar tipos de rochas reservatório de acordo com as propriedades de fluxo associadas, baseando-se em parâmetros geofísicos e de fluxo na escala de poro. Este conceito é importante pois ajuda a unificar as diversas teorias relativas a rochas reservatório e os fluidos contidos nelas. Em geral, a unidade hidráulica (HU) em todo reservatório é determinada com base nos dados extraídos de testemunhos. As unidades de fluxo hidráulico são uma maneira de integrar todos os dados na descrição de um reservatório em termos de suas zonas de fluxo. W. J. Ebanks [3] definiu uma unidade de fluxo hidráulico como uma porção mapeável de um reservatório dentro das proporções geológicas e petrolíferas que afetam o fluxo do fluido e que são intrinsecamente consistentes e previsivelmente dependentes de propriedades de outros volumes do reservatório. Idealmente, a permeabilidade deveria ser estimada diretamente das análises dos testemunhos em laboratório. Contudo, na ausência da medida direta da permeabilidade, alguns métodos de medição indireta devem ser utilizados. Alguns modelos têm sido propostos para estabelecer relações entre

porosidade e permeabilidade, como o índice de qualidade do reservatório (RQI) [1, 5]. Neste trabalho propomos uma alternativa para estimar o RQI com base na análise de imagens obtidas por microtomografia computadorizada de testemunhos de rochas reservatórios.

2 Equação de Kozeny-Carman

É conhecido na literatura que a permeabilidade não depende apenas da porosidade, mas também de fatores como a geometria dos poros, a distribuição dos grãos, da área de superfície específica dos grãos, da conectividade e tortuosidade do espaço de poros, entre outros. A equação mais comum utilizada para estimar a permeabilidade é a equação de Kozeny-Carman [4, 2], dada por

$$k = \frac{1}{2\tau^2 S_{Vgr}^2} \cdot \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2}, \quad (1)$$

onde k é a permeabilidade, ϕ a porosidade específica, τ a tortuosidade e S_{Vgr} a área de superfície específica dos grãos. Porém, a equação (1) possui dois parâmetros que são desconhecidos e difíceis de serem estimados, τ e S_{Vgr} . Outra limitação da equação (1) é o fator 2 no denominador, que decorre do fato de ter sido assumida a hipótese simplificadora de que os poros são cilindros circulares não conectados.

Amaefule et al. [1] propuseram uma generalização da equação (1) introduzindo o *fator de forma* (F_s) em lugar do fator 2, como segue:

$$k = \frac{1}{F_s \tau^2 S_{Vgr}^2} \cdot \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2}. \quad (2)$$

O termo ($F_s \tau^2$) é conhecido como constante de Kozeny. No caso de não ser considerado o termo da tortuosidade na dedução da fórmula de Kozeny-Carman, a equação da permeabilidade torna-se:

$$k = \frac{1}{5S_{Vgr}^2} \cdot \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2}. \quad (3)$$

Carman [2] mostrou que a tortuosidade do caminho em um fluxo microscópico é aproximadamente $\sqrt{2}$. Por esse motivo, pode-se acreditar que o fator de forma seja ($F_s = 2, 5$). Porém, Rose and Bruce [9] mostraram que, em rochas reservatórios reais, podemos ter $0 \leq (F_s \tau^2) \leq 100$, o que indica que o fator de forma não é fixo nem facilmente avaliado. Embora o denominador ($F_s \tau^2 S_{Vgr}^2$) na equação (2) seja de difícil avaliação, a determinação e discriminação de um grupo de regiões que contenha ($F_s \tau^2 S_{Vgr}^2$) semelhante é o ponto crucial na técnica de classificação de uma unidade de fluxo hidráulico.

2.1 Índice de qualidade do reservatório

Em Amaefule et al. [1] esta dificuldade é contornada dividindo a equação (2) pela porosidade em ambos os lados e extraíndo a raiz quadrada dos mesmos, obtendo:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \left(\frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{Vgr}^2}} \right) \left(\frac{\phi}{1-\phi} \right). \quad (4)$$

O valor de k está dado em μm^2 e se a permeabilidade é apresentada em milidarcy então o *índice de qualidade do reservatório* (RQI) é definido como

$$RQI(\mu m^2) = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}, \quad (5)$$

onde temos,

$$FZI(\mu m) = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau} S_{V_{gr}}} = \frac{RQI}{\phi_z}; \quad \phi_z = \frac{\phi}{1 - \phi}; \quad RQI = FZI \cdot \phi_z, \quad (6)$$

que aplicando logaritmo em ambos os lados na última equação em (6), resulta em,

$$\log(RQI) = \log(FZI) + \log(\phi_z). \quad (7)$$

Nas equações acima, FZI é o *indicador de zona de fluxo* e ϕ_z é o *índice de porosidade normalizado*. A representação do gráfico em escala log-log é mais utilizada uma vez que as linhas com coeficientes unitários podem ser distinguidas facilmente. Amostras com dados similares, mas não idênticos, de FZI estarão localizadas ao redor de uma única reta com coeficiente angular 1. Amostras com FZI diferentes ficam sobre outras retas paralelas. Cada reta representa uma unidade hidráulica com um valor de FZI associado. O valor de FZI constante pode ser determinado pelo intercepto da reta de coeficiente angular 1 com a coordenada $\phi_z = 1$. A dispersão dos dados sobre a reta é devido a erros de medida na análise dos dados e a pequenas flutuações ao redor dos principais controles geológicos ou garganta de poros, característicos das amostras de rochas.

A base da classificação de uma HU consiste em identificar grupos de dados que formem uma unidade – linha reta no gráfico de RQI versus ϕ_z . A permeabilidade de um ponto de amostragem de uma certa HU é então calculada usando um FZI médio e a correspondente permeabilidade da amostra através da equação

$$k = 1014(FZI)^2 \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}. \quad (8)$$

Nessa equação, o FZI deve ser relacionado às respostas de análises dos dados de permeabilidade e porosidade de testemunhos conhecidos.

3 Estimativa da permeabilidade a partir de imagens μ CT

Com o objetivo de estimarmos o RQI através de processamento de imagens μ CT de testemunhos de rochas reservatórios, propomos uma modificação na equação (7), permitindo com isso que os termos tortuosidade (τ), porosidade (ϕ) e área da superfície específica de grão ($S_{V_{gr}}$) sejam estimados a partir da análise das imagens. Na equação (6), além dos parâmetros citados, necessitamos estimar o valor do fator de forma (F_s). Este termo, segundo a literatura, é difícil de ser avaliado. Em um trabalho recente, Pisani [6] apresentou uma expressão simples para o cálculo da tortuosidade em função apenas da porosidade e do fator de forma,

$$\tau = [1 - F_s(1 - \phi)]^{-1}. \quad (9)$$

Isolando o fator de forma (F_s) em (9) e substituindo-o em FZI dado por (6), resulta na expressão,

$$2 \log RQI = \log(FZI_m) + \log(\phi_z), \quad FZI_m = \frac{\phi}{\tau(\tau - 1)S_{V_{gr}}^2}, \quad (10)$$

onde o subscrito m denota modificado. Através da equação (10) é possível estimarmos o índice de qualidade do reservatório. De fato, os três parâmetros presentes na equação (10), a saber, porosidade, tortuosidade e área da superfície específica dos grãos, podem ser estimados diretamente por processamento de imagens. A porosidade nada mais é do que a fração volumétrica dos poros presentes na amostra e pode ser estimado a partir da razão entre os voxels que compõem os poros pelo volume total da amostra [10, 8]. A tortuosidade pode ser obtida aplicando o algoritmo da reconstrução geodésica 3D [7] e a área da superfície específica de grão através do cálculo da área das fases de superfície dos voxels que compõem os grãos.

4 Conclusão

A permeabilidade e a porosidade são os principais parâmetros para avaliação da capacidade de reserva de rochas reservatórios, para o potencial de produção e finalmente para extração. O índice de qualidade do reservatório, RQI, relaciona esses dois parâmetros, fornecendo uma forma conveniente para distinguir diferenças entre amostras e entre zonas de fluxo de um reservatório. O RQI e o índice de porosidade normalizado, ϕ_z , são funções utilizadas para quantificar a característica de fluxo de um reservatório, fornecendo uma relação entre propriedades petrofísicas nos níveis micro e macro de amostras. Neste trabalho, apresentamos uma proposta para estimar o RQI de rochas reservatórios baseado na avaliação da porosidade, tortuosidade e área da superfície específica de grãos, a partir da análise de imagens por microtomografia computadorizada de testemunhos de rochas. A equação (10) apresenta uma relação simples entre os parâmetros e pode ser usada para estimar o RQI. Atualmente, estamos trabalhando na implementação de um algoritmo para estimar a área da superfície específica de grãos para obtenção do RQI de algumas rochas reservatório e procederemos uma comparação com dados já existentes, possibilitando a posterior validação da técnica.

Referências

- [1] J. O. Amaefule, M. Altumbay, D. Tiab, D. G. Kersey and D. K. Keelean, Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. SPE Paper 26436, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, 3-6 October, 1993.
- [2] P. C. Carman, Permeability of saturated sands, soils and clays. *J. Agric. Sci.*, 29 (1939) 262-273.
- [3] W. J. Ebanks Jr., M. H. Scheihing, C. D. Atkinson, Flow units for reservoir characterization. In: D. Morton-Thompson, A.M. Woods (Eds.), *Development Geology Reference Manual*, Amer. Assoc. Petrol. Geol., Methods in Exploration Series No. 10 (1992) 282-285.
- [4] J. Kozeny, Über kapillare leitung des wassers im boden. *Royal Academy of Science*, Vienna, Proc. Class I, 136 (1927) 271-306.
- [5] H. A. Nooruddin and M. E. Hossain, Modified Kozeny-Carman correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 80 (2012) 107-115.
- [6] L. Pisani, Simple expression for the tortuosity of porous media. *Transp. Porous Media*, 88 (2011) 193-203
- [7] W. L. Roque, K. Arcaro, I. Freytag, Tortuosidade da rede do osso trabecular a partir da reconstrução geodésica de imagens binárias tridimensionais. In: Anais do 11^o Workshop de Informática Médica, jul. 19-21, Natal, Brasil. *CSBC* (2011) 1708-1717.
- [8] W. L. Roque, K. Arcaro, R. M. Lanfredi, Tortuosidade e conectividade da rede trabecular do rádio distal a partir de imagens microtomográficas. *Rev. Bras. Eng. Biom.*, 28 (2012) 116-123.
- [9] W. Rose and W. A. Bruce, Evaluation of capillary character in petroleum reservoir rock. *Trans. AIME* 186 (1949) 127-142.
- [10] H. Taud, R. Martinez-Angeles, J. F. Parrot and L. Hernandez-Escobedo, Porosity estimation method by X-ray computed tomography. *J. Petroleum Science & Engineering*, 47 (2005) 209-217.