



Estudos de porosidade de arenitos e carbonatos

Suellen Ribeiro, Karl Jan Clinckspoor, Josue Mauricio Plata Chaves, Rosangela Barros Zanoni Lopes
Moreno

Laboratory of Oil Reservoirs (LABORE), Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM) e Centro de Estudos de petróleo (CEPETRO), Universidade de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil

Introdução

O petróleo corresponde à uma fração significativa da fonte mundial de energia. De acordo com a *Energy Information Administration* (EIA) dos Estados Unidos, o líquidos constituem cerca de 32% de todo o consumo energético no mundo (“Annual Energy Outlook” 2019), e essa demanda resulta na exploração de reservatórios mais complexos, e no desenvolvimento de novas tecnologias para aumentar a fração de petróleo extraída de um reservatório (Lake 1989). Como o petróleo está dentro de uma rocha porosa (o reservatório), o estudo desta rocha é uma das primeiras etapas de qualquer análise. Conhecer o tamanho, formato, interconectividade e característica superficial dos poros é essencial para entender o processo de extração e recuperação avançada de petróleo. Por exemplo, uma formação altamente porosa e rica em petróleo, mas com poros pouco interconectados, não irá resultar na produção de muito petróleo (Lake 1989). O conjunto de propriedades de uma rocha de reservatório e o transporte de fluidos através da mesma é chamado de petrofísica (Tiab e Donaldson 2004).

As formações rochosas sedimentares que contém petróleo geralmente são arenitos, formados pela compactação de pequenos grãos de areia, e carbonatos, formados pela deposição de carbonato de cálcio e magnésio de fontes biológicas. Por essas rochas possuem origens muito distintas, as características petrofísicas são bastante diferentes também (Tiab e Donaldson 2004).

Para analisar essas rochas, uma variedade de técnicas pode ser empregada tais como porosimetria a gás e à líquido, ressonância magnética nuclear e tomografia computadorizada. Uma breve descrição dessas técnicas e informações obtidas é fornecida a seguir.

A porosimetria a gás é baseada na expansão de gás e resultante queda de pressão, que segue a lei de Boyle. A norma API RP 40 do Instituto Americano do Petróleo (API) contém procedimentos padrão para a medida dessa propriedade.

A ressonância magnética nuclear (RMN) é uma técnica baseada na relaxação de núcleos atômicos. Há uma grande variedade de técnicas baseadas nesse fenômeno, que permite obter desde informações sobre a estrutura de moléculas, ao imageamento médico. Neste trabalho, utilizou-se uma técnica conhecida como relaxometria, que pode ser medida pela sequência CPMG. Curvas de decaimento multiexponencial são obtidas e, a partir da aplicação de um algoritmo, como o CONTIN, uma distribuição dos tempos de relaxação T_2 pode ser obtida. Essa técnica é amplamente utilizada na área

da petrofísica (Coates 2000) para obter muitos parâmetros relevantes. Neste trabalho, obteve-se a porosidade e a distribuição do tamanho dos poros.

A tomografia computadorizada é baseada na medida de atenuação de Raios-X pela amostra. Obtendo a atenuação em diversos ângulos, algoritmos de reconstrução são capazes de fornecer a distribuição de material na região analisada (Akin e Kovscek 2003). Essa distribuição e material é, também, relacionada à porosidade. Com essa informação, um perfil da rocha pode ser obtido, e pode-se observar a presença de regiões com maior ou menor porosidade e homogeneidade. O **objetivo** deste trabalho é estabelecer um *workflow* de avaliação de petrofísica de rochas, utilizando quatro amostras de formações diferentes, dois arenitos e dois carbonatos, de modo a comparar os resultados das técnicas mencionadas acima.

Materiais e Métodos

Foram utilizados plugues cilíndricos de quatro rochas. Os arenitos escolhidos foram o arenito Botucatu (D=37,20 mm, L=30,53 mm, m=37,20 g), por ser de fácil acesso, com afloramentos no Paraná, e já ter sido utilizado em estudos para reservatórios brasileiros (da Costa et al. 2020), e o arenito Berea (D=38,36 mm, L=30,72 mm, m=73,71 g), por ser conhecido pela indústria como uma rocha abundante e de propriedades constantes (Al-Malki et al. 2016). Os carbonatos escolhidos foram *Indiana Limestone* (D=38,02 mm, L=30,14 mm, m=76,72 g) e *Silurian Dolomite* (D=37,76 mm, L=30,14 mm, m=78,72 g), também por terem sido utilizadas em estudos de reservatórios brasileiros (da Costa et al. 2020; Fiorelli et al. 2015). A Figura 1 mostra a sequência experimental (*workflow*) empregada neste trabalho. Visando evitar a dissolução dos carbonatos ou inchamento das argilas nos arenitos, as rochas permaneceram saturadas pelo menor tempo possível, cerca de 4 dias.

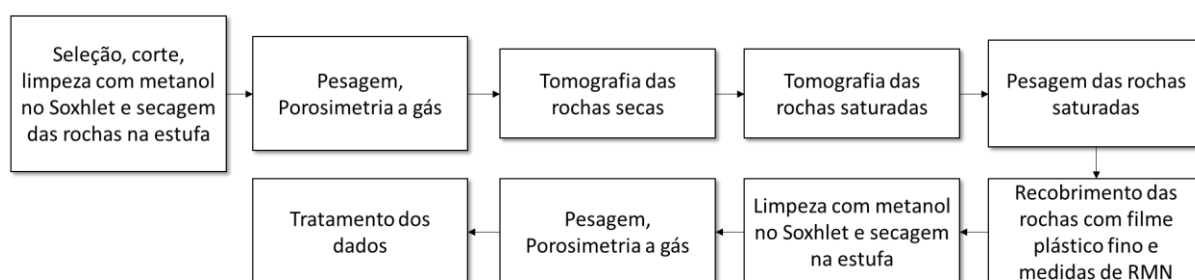


Figura 1: Sequência experimental para a realização dos experimentos

Para calcular a porosidade a gás, primeiro foi medido o volume poroso V_p das rochas. Com as dimensões das mesmas, a porosidade ϕ é calculada por $\phi = V_p / \pi R^2 L$. A porosidade por líquido é calculada pesando-se a rocha antes e depois da saturação. O excesso de massa é convertido em volume com a densidade do líquido. A porosidade é calculada da mesma forma que anteriormente. A porosidade por RMN é calculada pela comparação da intensidade do primeiro eco de uma rocha saturada com um padrão de massa conhecida. Utilizou-se CuSO_4 0,1 g/L em água deionizada como padrão. A porosidade por tomografia de cada *voxel* (pixel volumétrico) é calculada pela equação $\phi_{CT} = CT_{r,sat} - CT_{r,seca} / (CT_{sat} - CT_{seca})$. CT_r se refere ao número CT da rocha seca ou saturada, CT_{sat} e CT_{seca} se referem aos números CT dos fluidos saturantes em si. Aqui, entende-se que o fluido saturante da rocha seca é nitrogênio (N_2). A porosidade de cada slice é obtida pela média das porosidades dos voxels, e a porosidade total é obtida pela média dos slices.

Resultados e discussão

Porosidade

As quatro técnicas empregadas forneceram valores para porosidade e os resultados obtidos são apresentados na Figura 2. A tomografia fornece valores para cada *voxel* (pixel volumétrico). Aqui está representada a média para a rocha como um todo.

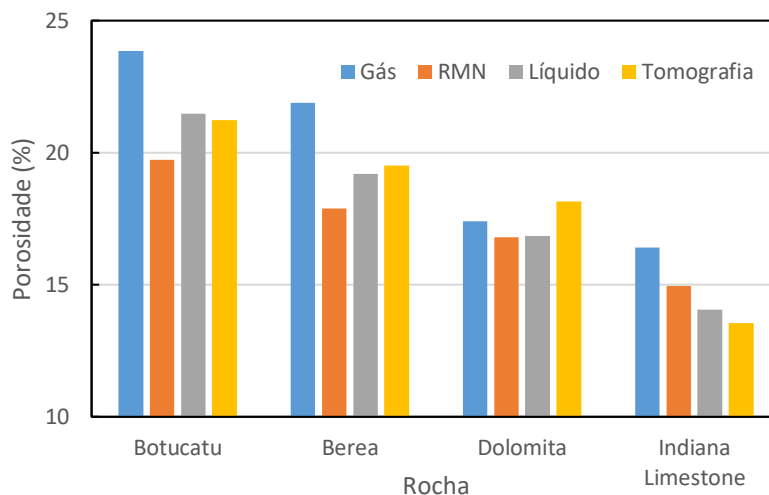


Figura 2: Comparativo das porosidades obtidas por diversas técnicas das rochas estudadas

Pode-se observar uma diferença entre os valores de porosidade obtidos pelas técnicas de até 4 pontos percentuais. De forma geral, a porosidade calculada com a lei de Boyle é maior do que as outras técnicas, e RMN forneceu os menores valores. Na literatura, a porosidade de um conjunto de amostras de arenito Botucatu variou de 22 a 31% (Cardoso 2014), abrangendo os valores obtidos aqui. A berea tem porosidade média de 19% (Cardoso 2014), também próximo ao valor encontrado. Uma amostra de dolomita possuía porosidade de 10-12% (Fiorelli et al. 2015), menores que os valores obtidos aqui. O arenito berea tem porosidade média de 19%, dentro da faixa obtida (Cardoso 2014). Em (Churcher et al. 1991), a porosidade da *Indiana Limestone* variou de 12 a 21%, englobando os valores encontrados aqui.

Tomografia Computadorizada

Com a tomografia computadorizada, foram obtidos perfis de porosidade das rochas. Os resultados estão na Figura 3. Podemos observar que os arenitos são mais homogêneos, com mudanças na seção entre 20-30 mm. Já os carbonatos possuem porosidades menores e com maior variação de ponto a ponto, mas ainda assim mantendo uma tendência geral constante.

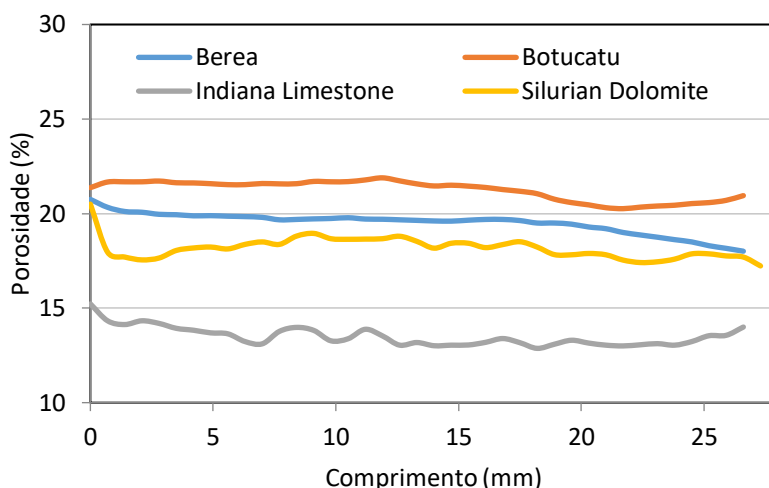


Figura 3: Perfil de porosidade das rochas estudadas, obtido por tomografia

Ressonância Magnética Nuclear

A Figura 4 mostra a distribuição de T_2 calculada para as rochas, após a remoção da região inicial da curva de decaimento, que continha uma contribuição significativa de *Ringing Noise*.

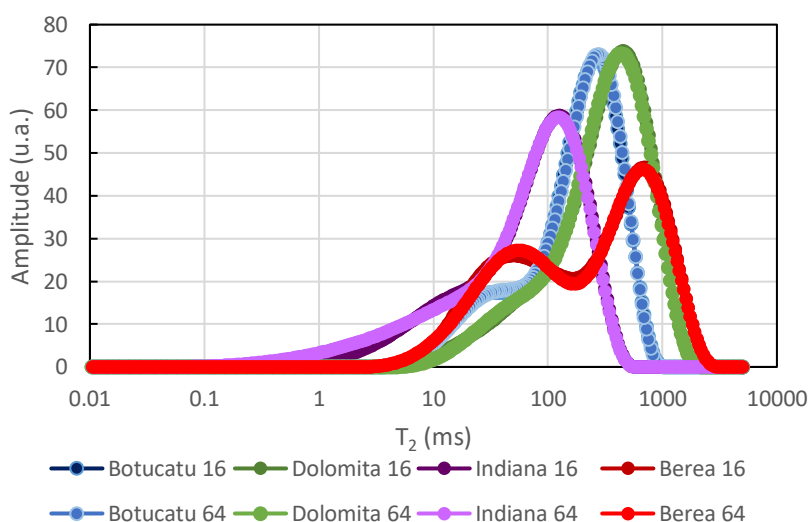


Figura 4: Distribuição de T_2 das rochas estudadas neste trabalho

Podemos observar que não há diferença significativa entre 16 e 64 *scans*, para estas amostras, ou seja, a relação sinal/ruído é suficientemente alta com 16 *scans*. Além disso, observamos que as amostras de arenito são bimodais, com um pico muito intenso em valores mais altos de T_2 (entre 100 e 1000 ms) e um pico menos intenso em valores menores (< 100 ms). Já os carbonatos possuem praticamente um pico único, com uma cauda grande à esquerda.

Utilizando o conceito de volume de fluido preso por forças capilares (BVI) e fluido livre (FFI), com um valor de $T_{2,cutoff}$ de 92 ms para carbonatos e 33 ms para arenitos, calculou-se que o BVI para a *Indiana Limestone* foi de 22%, muito maior que para as outras rochas, que variou de 2 a 0,7%. Caso um reservatório tivesse uma fração tão grande de fluido preso, métodos mais avançados de recuperação seriam necessários. Para melhor comparar essas rochas com o tamanho de seus poros, a relaxatividade superficial deveria ser considerada, porém isso não foi possível de ser calculado no trabalho.

Conclusões e etapas futuras

Neste trabalho, quatro rochas foram analisadas; dois arenitos (Botucatu e Berea) e dois carbonatos (*Indiana Limestone* e *Silurian Dolomite*). Foi possível estabelecer um *workflow* para obter propriedades petrofísicas dessas rochas, a primeira e essencial etapa de qualquer estudo para recuperação avançada de petróleo.

Os valores de porosidade das técnicas, apesar de estatisticamente diferentes, estavam na faixa esperada para as rochas. A tomografia forneceu o perfil de porosidade, mostrando maior variação em torno da média para os carbonatos. A ressonância magnética nuclear foi capaz de mostrar a distribuição de tamanho dos poros, avaliar o volume de fluido livre, e também informar a porosidade.

Como etapas futuras, poderão ser realizados ensaios de molhabilidade, permeabilidade, intrusão de mercúrio, microscopia ótica e microtomografia computadorizada. Assim, um perfil completo da petrofísica das rochas será obtido, o que enriquecerá estudos posteriores que dependam de um entendimento das características das rochas.

Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer à Shell Projeto ANP 20359-6 pelo financiamento e pela bolsa de iniciação científica de S. R.

Referências

- Akin, S., e A. R. Kovscek. 2003. "Computed Tomography in Petroleum Engineering Research". *Geological Society, London, Special Publications* 215 (1): 23–38. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.215.01.03>.
- Al-Malki, Needaa, Peyman Pourafshary, Hamoud Al-Hadrami, e Jamil Abdo. 2016. "Controlling bentonite-based drilling mud properties using sepiolite nanoparticles". *Petroleum Exploration and Development* 43 (4): 717–723. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(16\)30084-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30084-2).
- "Annual Energy Outlook, 2019". Acessado em 07/10/2020. Disponível em <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/>.
- Cardoso, Oldemar Ribeiro. 2014. "Entendendo as propriedades do arenito Botucatu e sua utilização como meio poroso para estudos envolvendo o deslocamento de fluidos poliméricos". Tese de Doutorado, Natal/RN: Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Churcher, P.L., P.R. French, J.C. Shaw, e L.L. Schramm. 1991. "Rock Properties of Berea Sandstone, Baker Dolomite, and Indiana Limestone". In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Anaheim, California: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/21044-MS>.
- Coates, George R. 2000. *NMR Logging: Principles and Applications*. Houston: Halliburton Energy Services.
- Costa, A. Almeida da, G Costa, M. Embiruçu, J. P. B. Soares, J. J. Trivedi, P. S. Rocha, A. Souza, e P. Jaeger. 2020. "The Influence of Rock Composition and pH on Reservoir Wettability for Low-Salinity Water-CO₂ Enhanced Oil Recovery Applications in Brazilian Reservoirs". *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* Preprint (Preprint).
- Fiorelli, G. L., A. Winter, E. T. Koroishi, e O. V. Trevisan. 2015. "Characterization of Coquinas and Dolomites Integrating Electrical Resistivity, Nuclear Magnetic Resonance (NMR) and Porosimetry by Mercury Intrusion (MICP)". In *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/175657-MS>.
- Lake, Larry W. 1989. *Enhanced oil recovery*. Englewood Cliffs, N.J: Prentice Hall.
- Tiab, Djebbar, e Erle C. Donaldson. 2004. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2nd ed. Boston: Gulf Professional Pub.