



Integração entre os Parâmetros Petrofísicos e Petrográficos em Arenitos do Grupo Itararé da Bacia do Paraná

Carlos André Maximiano da Silva – Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Giovanni Chaves Stael – Observatório Nacional - ON

Copyright 2018, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VIII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salinópolis, 18 a 20 de setembro de 2018. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VIII SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Resumo

Este trabalho apresenta um estudo integrado entre os métodos petrofísicos e petrográficos realizados em amostras de arenitos provenientes de dez furos de sondagens do Grupo Itararé, Bacia do Paraná. Foram caracterizadas as propriedades petrofísicas de rotina das amostras, tais como: porosidade efetiva e permeabilidade absoluta. A partir dos resultados obtidos, notou-se uma variabilidade nos valores de porosidade entre 11,1 e 21,4% na petrofísica, e de 9,8 a 20,0% na petrográfica. Os valores de porosidades obtidos pelos métodos petrográficos foram, normalmente, menores do que os obtidos pela petrofísica. Isto ocorreu devido à presença de microporosidade, dificultando a passagem de fluido de preenchimento.

Introdução

Uma das questões de maior interesse para o setor petrolífero é a quantidade de hidrocarboneto contida em uma rocha reservatório. Uma aproximação inicial é a quantificação da fração volumétrica disponível para a acumulação de fluidos (água, óleo e gás) na formação. Essa quantidade é dependente do volume de poros existente em uma rocha reservatório e conseqüentemente irá influenciar na permeabilidade, assim como na maior parte das propriedades físicas da rocha (Lemos, 2004). A porosidade e a permeabilidade de rochas reservatórios podem ser estimadas a partir de testes laboratoriais em testemunhos (método direto) ou através da operação de perfilagem (método indireto). Essas propriedades podem determinar a viabilidade econômica de um determinado reservatório de hidrocarbonetos. Normalmente tais propriedades são obtidas utilizando-se experimentos laboratoriais, consumindo um tempo considerável, com custos muitas vezes elevados.

O termo “petrofísica” foi introduzido por Archie (1950) para descrever “o estudo das propriedades físicas das rochas que dizem respeito à distribuição de fluidos em seus espaços porosos”. Essas propriedades são determinadas realizando-se experimentos em laboratório utilizando-se amostras (plugues) extraídos de furos de sondagens em rochas reservatórios com o objetivo de entender o sistema poroso dessas rochas e viabilizar os

processos de exploração de hidrocarbonetos (Freire *et al.*, 2010).

Segundo Milani *et al.*, (2007) a Bacia do Paraná é uma ampla região sedimentar do continente sul-americano que inclui porções territoriais do Brasil meridional, Paraguai oriental, nordeste da Argentina e norte do Uruguai, totalizando uma área que se aproxima dos 1,5 milhão de quilômetros quadrados. O Grupo Itararé, depositado na Bacia do Paraná é uma unidade litoestratigráfica permo-carbonífera com aproximadamente 1,5 km de espessura de sedimentos registrando uma influência de condições glaciais na bacia.

Do ponto de vista exploratório, o Grupo Itararé representa um dos intervalos mais importantes da Bacia do Paraná, pois está associado a diversas ocorrências de bens minerais e energéticos como água subterrânea, petróleo e carvão (Artur & Soares, 2002). Apesar de ser uma área largamente estudada e conhecida, ainda carece de dados petrofísicos que estejam publicados e disponíveis, de modo que esta pesquisa possa fornecê-los. A prospecção e exploração desses recursos dependem de um bom entendimento da arquitetura estratigráfica, da paleogeografia regional e do entendimento dos sistemas porosos das rochas reservatórios.

Metodologia

Os métodos empregados compreenderam a integração entre laboratórios com a finalidade de caracterizar as propriedades petrofísicas e petrográficas em amostras de arenitos provenientes de testemunhos de furos sondagens realizados na Bacia do Paraná e que foram cedidas gentilmente pela CPRM (Araraquara). A confecção das amostras, a limpeza química e a caracterização das propriedades petrofísicas do meio poroso a partir de porosímetro e permeâmetro de expansão a gás, foram realizados no laboratório de petrofísica do Observatório Nacional – LabPetrON, e as técnicas petrográficas, as confecções e imageamentos de lâminas foram realizadas no laboratório de Geologia Sedimentar – Lagesed na UFRJ.

Petrofísica de rotina

Para a realização deste trabalho, foram estudadas dez amostras de arenitos bem consolidados do Grupo Itararé – Bacia do Paraná. As mesmas foram cortadas (5,2 cm de comprimento por 3,8 cm de diâmetro), limpas, secas, medidas (dimensões e massa), fotografadas e catalogadas no LabPetrON, conforme a Figura 1.

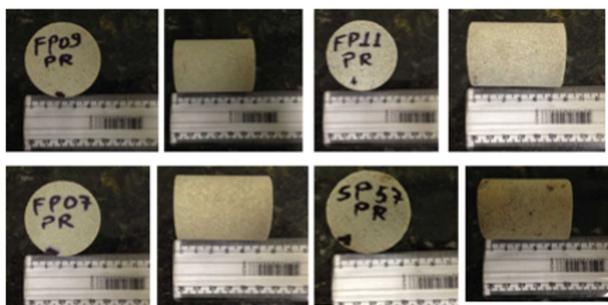


Figura 1. Fotos de alguns plugues utilizados nos ensaios petrofísicos e petrográficos.

Após os procedimentos iniciais, foram feitas as caracterizações petrofísicas de rotina das amostras quanto às suas propriedades permoporosas, as quais mensuraram os valores de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta, a diferentes pressões de confinamento, simulando condições de reservatório.

Análise Petrográfica

A avaliação e a descrição através da microscopia convencional (microscópio óptico) foram realizadas sobre lâminas petrográficas após a impregnação com resina epóxi sob vácuo em todas as amostras, a fim de preencher os poros e evitar a desestruturação da rocha. Foi utilizado azul de metileno para a impregnação nas partes porosas que foram visualizados em lâminas, Figura 2.



Figura 2. Plugue da rocha consolidada SP-03-PR; resina epóxi azul; lâmina delgada após o processo de impregnação da resina em seus poros.

A análise petrográfica objetivou a determinação das várias proporções dos minerais presentes nas rochas e a estimativa da porosidade a partir de imagens digitais (*software IMAGEJ*).

Resultados

A Tabela 1 mostra os dados de profundidade, porosidade e permeabilidade obtidos nos laboratórios de petrografia e Petrofísica para cada amostra estudada.

Tabela 1. Dados experimentais petrofísicos e petrográficos, em que: “Porosidade Lab” referece a petrofísica e “Porosidade Lam” obtida por lâminas petrográficas.

Amostras	Profundidade	Porosidade Lab (%) (porosímetro)	Porosidade Lam (%) (lâmina)	Permeabilidade (mD)
SP57PR	445	14,847	13,092	1,02
SP43PR	495	17,347	17,162	1,07
SP55PR	694	15,573	15,007	48,7
FP09PR	448	19,702	19,153	269
FP11PR	603	17,008	16,154	99,5
FP07PR	379	21,16	19,998	433
FP01PR	368	11,084	9,789	0,241
FP04PR	420	16,908	13,567	152
SP03PR	470	21,437	18,398	572
FP05PR	320	20,92	16,451	236

A estimativa da porosidade a partir das imagens digitais petrográficas corroboraram com os valores de referência de porosidade determinados pelo método a gás, Figura 3.

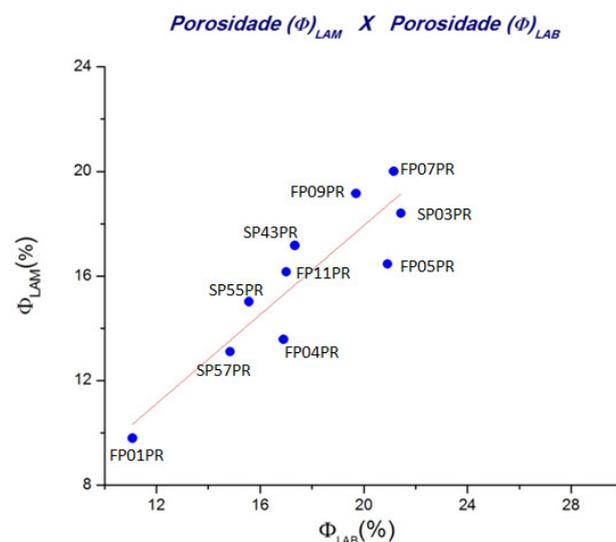


Figura 3. Correlação da porosidade (porosímetro) com a porosidade (lâmina).

Em relação à permeabilidade a gás observou-se que as amostras SP57PR e SP43PR apresentaram valores bastante baixos, o que foi testificado pelas imagens das análises petrográficas por apresentarem poros muito pequenos, possuindo pouquíssima conectividade.

Os resultados das propriedades de permeabilidade relativa e porosidade absoluta (porosímetro) foram

comparados entre si, com objetivo de estabelecerem uma relação entre elas, Figura 4.

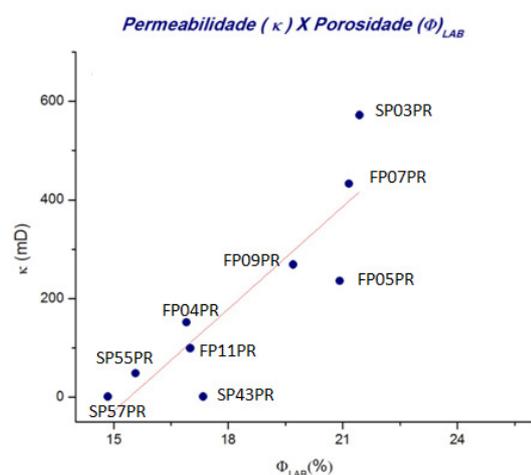


Figura 4. Correlação da permeabilidade com a porosidade (porosímetro).

Os arenitos de baixa permeabilidade apresentaram valores compatíveis com aqueles formados predominantemente por arenitos finos e muito finos argilosos. Assim, amostras com valores superiores a 100mD foram consideradas como bons reservatórios. Desprezando os arenitos com permeabilidades inferiores, pôde-se definir uma tendência linear entre a porosidade e a permeabilidade.

Apesar do baixo fator de correlação no gráfico porosidade-profundidade, observa-se uma tendência na diminuição dos valores de porosidade em relação à profundidade em função do grau de compactação oferecido pela carga litoestática (Figura 5).

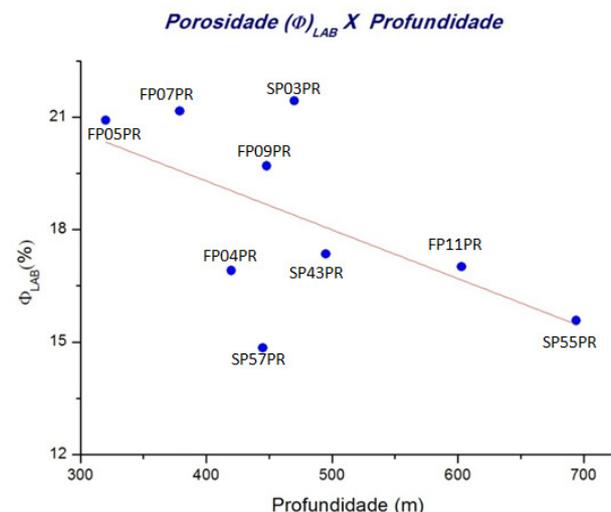


Figura 5. Correlação da porosidade (porosímetro) com a profundidade.

Considerando que no presente projeto a profundidade das amostras é relativamente rasa, ou seja, com uma profundidade máxima em torno de 694 metros de profundidade, as amostras apresentaram uma tendência linear.

Conclusões

Com base nos dados obtidos pelos métodos petrofísicos e petrográficos realizados nas amostras de arenitos do grupo Itararé da Bacia do Paraná concluiu-se que a variação dos valores de porosidade pelos métodos (porosímetro a gás) 11,1% e 21,4% e (lâmina) 9,8% e 20,0%, está presente nos arenitos com granulometria média a muito fina.

Para a propriedade de permeabilidade observou-se uma oscilação de valores na faixa de 0,241mD a 572 mD, em que os resultados mais baixos referem-se aos arenitos de granulometria muito fina a fina comportando-se como barreiras naturais a passagem de fluidos, em função das gargantas de poros mais estreitas, não ocorrendo o mesmo com os arenitos de granulometria média, como observados nas lâminas.

Recomenda-se testar este conjunto de técnicas em outros potenciais reservatórios, principalmente com a finalidade de detectar uma possível dependência entre os poços estudados, aprimorando o entendimento do sistema poroso de determinadas formações, auxiliando na tomada de decisão.

Agradecimentos

Os autores agradecem pelo apoio a este trabalho à CPRM (Araraquara) pela cessão dos plugues de furos de sondagens na Bacia do Paraná, ao Observatório Nacional (ON) pela infra-estrutura laboratorial para a aquisição petrofísica e também à UFRJ pela confecção e análise das lâminas petrográficas.

Referências

- Archie, G.E. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. Bull. Amer. Assoc. Petrol.Geolog.; 34(5): 943-961, 1950.
- Artur, P. C.; Soares, P. C. Paleoestruturas e petróleo na Bacia do Paraná, Brasil. Revista Brasileira de Geociências. 32(4):433-448, dezembro de 2002.
- Freire, R.; Nascimento, A.C.; Denicol, P.S.; Beneduzi, C. "Fluxo de trabalho na avaliação petrofísica de poços", In: Simpósio Brasileiro de Geofísica, SBGF_2459, Brasília, DF, Brasil, Nov. 2010.
- Lemos, R. S. Estudo Sobre a Viabilidade do Cálculo da Porosidade com Base em um Conjunto Reduzido de perfis e sua Aplicação na Bacia de Almada/BA. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) - Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, (123p), 2004.

Milani, E. J.; França, A. B.; Fernandes, L. A.; Souza, A. P.; Melo, J. H. G. Bacia do Paraná. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, v 15, n. 2, p. 265-288, maio/Nov. 2007.

Surmas, R.; Compan, A. L. M.; Cruz, D. A.; Camargo, H. V. R.; Skinner, R.; Machado, V. F. "Petrofísica de Laboratório – Estado da Arte e Perspectivas", In: Simpósio Brasileiro de Geofísica, SBGF-2487, Brasília, DF, Brasil, Nov. 2010.