

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DE ROCHAS PADRÃO PARA APLICAÇÃO DE ESTUDOS DE RESERVATÓRIOS

AUTORES:

Débora Raíssa Freitas de Souza¹, Gabriel Souza do Lago², Kallianne Maria das V. E. da Silva³, Maria Clara de Meneses Lourenço¹, Luana Rabelo Hollanda¹, Marcos Allyson Felipe Rodrigues¹

INSTITUIÇÃO:

¹Departamento de Engenharia de Petróleo, CT, UFRN, ²Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, CT, UFRN, ³Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, CT, UFRN.

AVALIAÇÃO DE ROCHAS PADRÃO PARA APLICAÇÃO DE ESTUDOS DE RESERVATÓRIOS

Resumo

Os reservatórios de petróleo em todo o mundo, em sua maioria, são constituídos por rochas sedimentares carbonáticas e areníticas. Essas rochas possuem propriedades essenciais, como porosidade e permeabilidade, que determinam sua capacidade de armazenar e permitir o fluxo de hidrocarbonetos. Além de servirem como reservatórios de óleo e gás, as rochas tipo reservatório também têm ganhado destaque para o armazenamento geológico de CO₂, em especial quanto a reservatórios que estão depletados. No Brasil, exemplos de reservatórios carbonáticos ocorrem em prospectos offshore na região do Pré-sal, e exemplos de reservatórios areníticos ocorrem em bacias onshore no Nordeste do país. Diante deste cenário, este trabalho se propõe a avaliar e validar amostras de rochas padrão para estudos de reservatório, considerando diferentes configurações composicionais e petrofísicas. Foram utilizados plugues de afloramento de pedreiras, englobando os arenitos do tipo Bandera Gray, Gray Berea e Boise, e os carbonatos do tipo Austin Chalk, Silurian Dolomite e Edwards Brown. A porosidade e a permeabilidade dessas rochas foram medidas por meio de um porosímetro e um permeabilímetro. Os resultados mostraram que os arenitos apresentam porosidade entre 19% e 35%, enquanto que os carbonatos variam de 15% a 48%. Quanto à permeabilidade, os valores para os arenitos foram: Bandera Gray (15 a 26 mD), Gray Berea (120 a 405 mD) e Boise (maiores que 1000 mD). Para os carbonatos, os valores de permeabilidade foram: Austin Chalk (8 a 28 mD), Edwards Brown (32 a 320 mD) e Silurian Dolomite (13 a 65 mD). Em termos composicionais, a análise de Fluorescência de Raios-X (FRX), com os elementos químicos na forma de óxidos, indicou que o Austin Chalk se trata de um calcário, com 97,6% de óxido de cálcio, enquanto o Edwards Brown e o Silurian Dolomite são dolomitos, com respectivamente 73% e 76,8% de óxido de cálcio, contando com a presença de óxido de magnésio. Nos arenitos, o Gray Berea possui maior concentração de óxido de silício, 72,4%, refletindo uma maior quantidade de quartzo em comparação com o Bandera Gray (54,4%) e o Boise (53,8%). Os seis tipos diferentes de rochas selecionadas para este estudo, foram validadas como representativas para estudos de diferentes cenários de reservatórios em escala de laboratório, assim contribuindo para uma melhor compreensão do comportamento de reservatórios areníticos e carbonáticos.

Palavras-chave: Arenitos, Carbonatos, Propriedades petrofísicas, Estudos de reservatório.

Abstract

Most oil reservoirs around the world are composed of carbonate and sandstone sedimentary rocks. These rocks have essential properties, such as porosity and permeability, that determine their capacity to store and allow the flow of hydrocarbons. In addition to serving as oil and gas reservoirs, reservoir rocks has been gaining prominence for the geological storage of CO₂, especially as reservoirs that are depleted. In Brazil, examples of carbonate reservoirs occur in offshore prospects in the pre-salt region, and examples of sandstone reservoirs occur in onshore basins in the Northeast of the country. In this context, this work proposes to evaluate and validate samples of standard rocks for reservoir studies, considering different compositional and petrophysical configurations. Quarry outcrop plugs were used, including the Bandera Gray, Gray Berea and Boise sandstones, and the Austin Chalk,

Silurian Dolomite and Edwards Brown carbonates. The porosity and permeability of these rocks were measured using a porosimeter and a permeameter. The results showed that the sandstones had porosities between 19% and 35%, while the carbonates ranged from 15% to 48%. As for permeability, the values for the sandstones were: Bandera Gray (15 to 26 mD), Gray Berea (120 to 405 mD) and Boise (greater than 1000 mD). For the carbonates, the permeability values were: Austin Chalk (8 to 28 mD), Edwards Brown (32 to 320 mD) and Silurian Dolomite (13 to 65 mD). In compositional terms, X-ray Fluorescence (XRF) analysis, with chemical elements in the form of oxides, indicated that Austin Chalk is a limestone, with 97.6% calcium oxide, while Edwards Brown and Silurian Dolomite are dolomites, with 73% and 76.8% calcium oxide, respectively, with the presence of magnesium oxide. In the sandstones, Gray Berea has a higher concentration of silicon oxide, 72.4%, reflecting a greater amount of quartz compared to Bandera Gray (54.4%) and Boise (53.8%). The six different types of rocks selected for this study were validated as representative for studies of different reservoir scenarios on a laboratory scale, thus contributing to a better understanding of the behavior of sandstone and carbonate reservoirs.

Keywords: Sandstones, Carbonates, Petrophysical properties, Reservoir studies.

Introdução

O sistema petrolífero é composto por rochas reservatórios, geradoras, selantes e armadilhas, que são formados em virtude de diversos eventos geológicos (Thomas, 2012). A exploração global de petróleo concentra-se predominantemente em reservatórios formados por rochas sedimentares, com destaque para as carbonáticas e areníticas e são caracterizados por sua capacidade de armazenar e permitir o fluxo de hidrocarbonetos (Rosa *et. al*, 2006). A exploração de jazidas de petróleo e a caracterização de reservatórios têm se tornado cada vez mais relevantes, aumentando a necessidade e a importância da obtenção de dados detalhados sobre as rochas presentes nos possíveis reservatórios.

Rochas com propriedades reservatório têm a cada dia ganhando destaque para cenários de armazenamento geológico de diversas naturezas, a exemplo do armazenamento geológico de CO₂, uma solução para mitigar as emissões de gases de efeito estufa, e alcance das metas de Emissões Zero de Carbono (IPCC, 2023). No Brasil, exemplos de destaque de reservatórios carbonáticos ocorrem na região do Pré-sal, enquanto reservatórios areníticos importantes são encontrados em bacias onshore no Nordeste do país. Tanto as rochas carbonáticas, como as areníticas, são fundamentais para estudos de reservatórios, tornando seu estudo essencial para a indústria de energia.

Compreender as propriedades dessas rochas é fundamental para otimizar a exploração e extração dos fluidos (produção) (Porto, 2015). Análises básicas, porém fundamentais, são feitas para avaliar a capacidade de armazenamento e de transmissão de fluidos na rocha, a fim de prover o desempenho de um reservatório (Soares, 2011) como porosidade e permeabilidade (análise petrofísica) e análises composicionais. Em relação a avaliação petrofísica, em especial, permite avaliar qualitativa e quantitativamente as propriedades de armazenamento e fluxo de um reservatório, com a finalidade de administrar e prever sua performance em subsuperfície, configurando uma importante etapa na caracterização do reservatório.

Devido às dificuldades de obtenção e altos custos em realizar a análise petrofísica direta a partir de rochas reservatórios de subsuperfície (testemunhos) e, ou mesmo nem sempre ser de fácil

disponibilidade amostras de afloramento de análogos geológicos, vários estudos de laboratório são realizados utilizando rochas padrão comerciais, comparáveis a reservatórios, para fins de seus estudos. É possível extrair informações cruciais para o desenvolvimento dos modelos aplicados à caracterização de reservatórios (Sancevero, 2007).

Partindo desse princípio e dada a importância de estudos de reservatórios para o setor de energia, o presente trabalho visa a avaliação e validação de amostras de rochas padrão para aplicação de estudos de reservatório considerando diversas configurações composicionais e petrofísicas, que podem ser aplicadas não só ao cenário brasileiro, mas como também cenários globais.

Metodologia

A metodologia deste trabalho envolve: revisões bibliográficas sobre rochas reservatórios areníticas e carbonáticas; aquisição de diferentes plugues de rocha; caracterização composicional por meio da análise de Fluorescência de Raios-X (FRX) e caracterização análise petrofísica dessas rochas. Foram usados neste trabalho 90 plugues de rocha padrão (rochas comerciais retiradas de pedreiras; Figura 1), para representar diferentes tipos de rochas reservatório. As amostras foram adquiridas pelo Programa de Recursos Humanos da ANP para o setor de óleo e gás (PRH-26). A listagem e exemplo das amostras se encontram, respectivamente, na Tabela 1 e Figura 1.

Tabela 1 - Relação de amostras

Amostra	Sigla	Quantidade de Amostras	Tipo de Rocha
Gray Berea	GB	15	Arenito
Bandera Gray	BG	15	Arenito
Boise	BG	15	Arenito
Austin Chalk	AC	15	Carbonato
Edwards Brown	EB	15	Carbonato
Silurian Dolomite	SD	15	Carbonato

Fonte: Autores.

As amostras foram inicialmente catalogadas, obtendo-se para cada amostra sua massa (pesadas em uma balança analítica) e as medidas de diâmetro e comprimento (medição com paquímetro). Para serem levadas ao porosímetro e permeâmetro as amostras estavam totalmente secas.

Figura 1 - Fotos das amostras de plugue de reservatórios padrão



Fonte: Autores.

Os plugues foram submetidos a ensaios para a caracterização petrofísica de bancada realizadas no Laboratório de Engenharia de Reservatórios de Petróleo (LABRES) da UFRN. O primeiro ensaio

realizado foi de porosidade. O equipamento utilizado foi o Porosímetro Educacional à Gás Hélio (Helium Porosimeter for Educational Purpose – HEP-E) da Vinci Technologies (Figura 2), o qual permite determinar o volume de grão e de poro de um determinado plugue através da expansão isotérmica do gás hélio, aplicando a Lei de Boyle.

Os ensaios de permeabilidade foram realizados utilizando o Permeabilímetro Educacional a Gás (Gas Permeameter) da Vinci Technologies (Figura 2), que permite determinar a permeabilidade da rocha ao gás no estado estacionário. Este permeâmetro a gás nitrogênio trabalha obedecendo a Lei de Darcy e necessita a correção do efeito Klinkenberg. Uma vez obtidos os dados de porosidade e permeabilidade, para uma melhor análise, foi construído um gráfico de permeabilidade *versus* porosidade.

Figura 2 – Porosímetro Educacional a gás Hélio (lado esquerdo); Permeabilímetro a gás – GPE – 100 (lado direito)



Fonte: Autores.

A composição das rochas adquiridas foi determinada por meio da análise de Fluorescência de Raios-X (FRX), equipamento Shimadzu EDX-720 no Laboratório Institucional de Microscopia Eletrônica e Caracterização de Materiais (LIME/UFRN). Por fim, após a aquisição e análise dos resultados experimentais, trabalhos da literatura foram consultados para levantar estimativas para avaliação das amostras de rochas padrão para aplicações de estudos de reservatórios.

Resultados e Discussão

Para a caracterização composicional, análises de FRX foram realizadas em uma amostra de cada tipo de rocha. O resultado dos elementos das amostras representadas em óxidos é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - FRX de rocha total representativo para amostras de plugues padrões comerciais

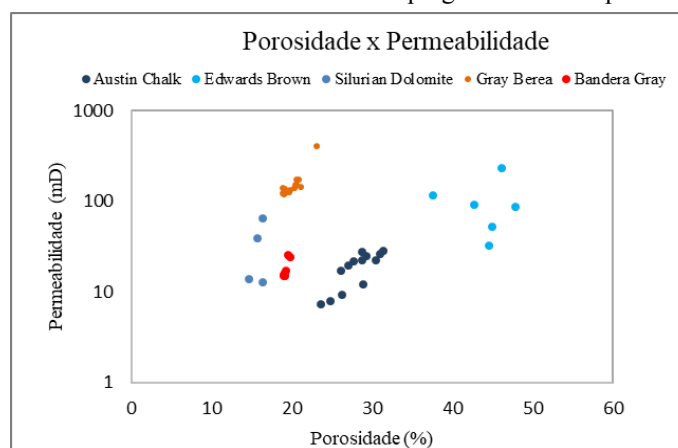
Óxidos	Arenitos (%)			Óxidos	Carbonatos (%)		
	Gray Berea	Bandera Gray	Boise		Austin Chalk	Silurian Dolomite	Edwards Brown
SiO ₂	72,477	54,431	53,809	CaO	97,602	76,825	73,055
Al ₂ O ₃	11,471	17,873	16,412	MgO	-	21,070	16,325
Fe ₂ O ₃	8,278	17,220	13,720	SiO ₂	0,695	0,386	4,267
K ₂ O	2,335	2,237	7,180	Al ₂ O ₃	0,445	-	2,093
CaO	1,149	3,046	2,734	Fe ₂ O ₃	0,435	1,335	2,543
SrO	0,103	0,269	2,955	SrO	0,432	0,187	0,546
MnO	0,164	0,313	-	CuO	0,045	0,089	-
TiO ₂	1,149	1,480	0,814	MnO	-	0,066	-
BaO	-	-	0,745	SO ₃	-	0,043	0,237
MgO	0,442	1,778	0,575	K ₂ O	0,325	-	0,545
SO ₃	0,239	0,168	0,446	ZrO ₂	0,022	-	-
Rb ₂ O	0,221	-	0,325				
ZrO ₂	1,707	0,957	0,223				
ZnO	-	0,074	0,064				

Fonte: Autores.

Verifica-se que o Austin Chalk possui 97,6% de óxido de cálcio, o que o caracteriza como calcário. O Edwards Brown e o Silurian Dolomite, por sua vez, possuem 73% e 76,8% de óxido de cálcio, com a presença de óxido de magnésio de 16% e 21% respectivamente, os caracterizando como dolomitos. Nos arenitos, o Gray Berea apresenta maior concentração de óxido de silício (72,4%), o que pode se refletir numa maior quantidade de quartzo em relação ao Bandera Gray (54,4%) e ao Boise (53,8%). Estes, por sua vez, podem ter maior conteúdo de feldspatos e/ou argilominerais devido à presença de óxido de alumínio (17% para o Bandera Gray e 16% no Boise). Em relação ao de óxido de ferro, o Bandera e o Boise apresentam, respectivamente, 17% e 13,7%.

A Figura 3 apresenta os resultados dos ensaios de Petrofísica Básica realizados em três tipos de amostras de carbonatos - Austin Chalk, Edwards Brown e Silurian Dolomite - e dois tipos de arenitos - Gray Berea e Bandera Gray.

Figura 3 - Porosidade versus Permeabilidade de plugues de rochas padrões comerciais



Fonte: Autores.

Os resultados de permeabilidade para as amostras de arenito Boise não aparecem na Figura 3, pois ultrapassaram o limite do equipamento, ou seja, maior que 1000 mD. Foi observado que os arenitos Bandera Gray possuem uma maior homogeneidade petrofísica, com valores parecidos de porosidade e menor dispersão de permeabilidade em cada tipo.

Os carbonatos, por sua vez, apresentam comparativamente uma dispersão significativa dos valores de porosidade e permeabilidade, tanto dentro de um mesmo tipo de rocha, como comparando os tipos de carbonatos. Cabe mencionar que a homogeneidade do comportamento petrofísico de rochas facilita a modelagem e previsão do comportamento em reservatórios. Verifica-se também que a heterogeneidade dos carbonatos pode oferecer previsões de reservatório mais complexas.

Tabela 3 - Classificação da Porosidade para Rochas Reservatórios

Porosidade (%)	Classificação
0 - 5	Insignificante
5 - 10	Pobre
10 - 15	Regular
15 - 20	Boa
> 20	Muito Boa

Fonte: Adaptado de Petroleum Geoscience (2012)

Com relação à porosidade, os arenitos variam de 19-35%, e os carbonatos de 15-48% (Figura 3). Esses valores de porosidades são considerados “Boa” a “Muito Boa” no que se refere às amostras de arenitos e para os carbonatos “Regular” a “Muito Boa” (Tabela 3).

Tabela 4 - Classificação de reservatórios para as amostras

	Reservatório	Símbolo	K (mD)	Classificação de Reservatórios
Arenitos	Gray Berea		120 - 405	Bom - Muito bom
	Bandera Gray		15 - 26	Moderado
	Boise		> 1000	Muito bom
Carbonatos	Austin Chalk		8 - 28	Moderado
	Edwards Brown		32 - 230	Moderado - Bom
	Silurian Dolomite		13 - 65	Moderado - Bom

Fonte: Adaptado de Tial & Donaldson (2004)

Na Tabela 4, os resultados de permeabilidade obtidos são comparados com as classificações de reservatórios segundo Tial & Donaldson (2004). A partir desta comparação, verifica-se que o conjunto de amostras analisadas possuem classificações de reservatórios, de acordo com a permeabilidade, variando de “Moderado” a “Muito Bom”.

Conclusões

Levando em consideração os aspectos mencionados, foi observado que estas amostras de rocha padrão possuem características representativas para estudos de reservatórios (especialmente em escala de laboratório), para as mais diversas possibilidades de aplicação no setor de energia e a análise

composicional por FRX é essencial para assegurar que essas rochas apresentem semelhanças tanto em termos de composição química quanto em propriedades petrofísicas com as rochas reservatório. Em relação à sua petrofísica, existe uma conformidade nos dados de porosidade e permeabilidade, em que os plugues apresentam valores que estão na faixa bem satisfatória nas classificações de reservatórios. A comparação desses dados com a literatura confirma que as amostras selecionadas são representativas para estudos de reservatórios. Assim, este trabalho valida a utilização dessas amostras padrão para diferentes cenários petrofísicos e composicionais de reservatórios areníticos e carbonáticos.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015. Agradecem também ao Laboratório de Reservatórios (LABRES) da UFRN pelo suporte estrutural e ao Laboratório de Institucional de Microscopia Eletrônica e Caracterização de Materiais (LIME) da UFRN pelas análises de FRX.

Referências Bibliográficas

- IPCC, 2023. **Summary for Policymakers**. In: **Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. Geneva: IPCC, 2023. p. 1-34. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.001.
- PGT. PETROLEUM GEOSCIENCE TECHNOLOGY. **Geologia do petróleo**. 2010. Disponível em: http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf. Acesso em: 20 jul. 2024.
- PORTO, A. L. **Estimação de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares a partir de imagens micro tomográficas de raios-x**. 2015. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006. 808 p.
- SANCEVERO, S. S. **Estudo de Aplicação de Métodos Quantitativos em Dados Sísmicos no Processo de Caracterização Integrada de Reservatórios**. 2007. Tese (Doutorado) – Instituto de Geociências, Unicamp, Campinas, 220 p.
- SOARES, J. A. **Propriedades Físicas das Rochas**. Boletim SBGF. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, n. 1, 2011.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.
- TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Publishing, 2004. ISBN 0-7506-7711-2.