



Propriedades petrofísicas de padrões internacionais de rochas sedimentares

Leyllanne Renalle Batista de Almeida¹, José Agnelo Soares¹, Louis Dostoievsky Gomes Tabosa¹

¹ Universidade Federal de Campina Grande

Copyright 2016, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Ouro Preto, 25 a 27 de outubro de 2016. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VII 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

O Laboratório de Petrofísica (LabPetro) da Universidade Federal de Campina Grande estuda as propriedades físicas de rochas, especialmente rochas siliciclásticas e carbonáticas oriundas das bacias sedimentares do nordeste brasileiro. As propriedades físicas investigadas são a densidade (total e de grãos), a porosidade, a permeabilidade e as propriedades elastodinâmicas (velocidades, atenuação e módulos elásticos). A fim de testar a acurácia na medição dessas propriedades, foi realizada uma bateria de ensaios com trinta amostras de padrões internacionais de rochas (arenitos e carbonatos) cujas propriedades já são amplamente conhecidas. As propriedades petrofísicas medidas no LabPetro são muito próximas àquelas já conhecidas (densidades e porosidade). As propriedades elastodinâmicas são coerentes com as apresentadas na literatura para litologias semelhantes, embora não haja relatos dessas propriedades para o caso específico das amostras analisadas neste trabalho.

Introdução

A caracterização petrofísica consiste em investigar as propriedades físicas de rochas, como a porosidade, a permeabilidade, a densidade, as velocidades elásticas e a saturação de fluidos em rochas-reservatório, dentre outras. Essas propriedades são importantes para avaliar a capacidade de armazenamento e de transmissão de fluidos na rocha, a fim de gerenciar e prover o desempenho de um reservatório (SOARES, 2011).

Devido à dificuldade de realizar a análise petrofísica em reservatórios que estão em produção ou mesmo por dificuldade na obtenção de amostras de rocha de campos de difícil acesso, dada a importância do conhecimento destas propriedades na previsão do comportamento de reservatórios, vários estudos são realizados em rochas aflorantes que apresentam características semelhantes aos reservatórios de interesse. A partir do estudo destes ambientes análogos é possível extrair informações cruciais para o desenvolvimento dos modelos aplicados à caracterização de reservatórios (SANCEVERO, 2007).

Neste trabalho, foi realizada a caracterização petrofísica em 30 amostras extraídas de afloramentos cujas rochas são consideradas padrões internacionais de rochas sedimentares. Os ensaios realizados foram densidade de

grãos e porosidade, permeabilidade e velocidade de propagação de ondas elásticas.

Metodologia

As amostras de rocha utilizadas neste trabalho foram disponibilizadas pelo Centro de Pesquisa da Petrobras. A listagem das amostras se encontra na Tabela 1. Estes plugues foram submetidos a ensaios para a caracterização petrofísica. O primeiro ensaio realizado foi o de densidade de grãos e de porosidade. O equipamento utilizado foi o UltraPoroPerm 500[®], disponível no Laboratório de Petrofísica da UFCG, o qual utiliza o método da porosimetria por expansão gasosa. Este equipamento dispõe de um copo matriz que mede o volume de grãos do plugue. Calcula-se a densidade dos grãos através da relação entre a massa do plugue seco e o volume medido de grãos. Por fim, sabendo-se o volume dos grãos e o volume total da amostra, obtém-se o volume de vazios, daí tem-se a porosidade.

Tabela 1: Identificação das amostras ensaiadas com suas respectivas formações geológicas e litotipos.

FORMAÇÃO	AMOSTRA	LITOLOGIA
BOISE (IDAHO)	BOS-020	ARENITO
MESAVERDE	CGS-015	ARENITO
OHIO	BHS-001	ARENITO
GERMANY	BES-001	ARENITO
KANSAS	BBS-001	ARENITO
KIPTON	BFS-001	ARENITO
EDWARDS PLATEAU	LPS-020	ARENITO
KIPTON	SGS-010	ARENITO
EDWARDS PLATEAU	KBS-002	ARENITO
KANSAS	BGS-003	ARENITO
KIPTON	BRS-023	ARENITO
EDWARDS PLATEAU	PSS-002	ARENITO
UTAH	CTS-002	ARENITO
KENTUCKY	KKS-003	ARENITO
UTAH	TBS-001	ARENITO
UTAH	NGS-002	ARENITO
TENNESSEE	COS-001	ARENITO
OHIO	SCS-001	ARENITO
IDAHO	IGS-002	ARENITO
BEDFORD	IL1-005	CALCÁRIO
BEDFORD	IL2-004	CALCÁRIO
BEDFORD	IL3-020	CALCÁRIO
EDWARDS PLATEAU	AC-012	CALCÁRIO
EDWARDS PLATEAU	LD-004	CALCÁRIO
EDWARDS PLATEAU	DP-09	CALCÁRIO
EDWARDS PLATEAU	EY-08	CALCÁRIO
EDWARDS PLATEAU	EW-005	CALCÁRIO
	CML-001	CALCÁRIO
NIAGARA	GD-07	DOLOMITO
THORTON	SD-12	DOLOMITO

O ensaio de permeabilidade é realizado utilizando o mesmo equipamento, porém ao invés do copo matriz, é utilizado o *coreholder*. Na parte interna do *coreholder* existe um tubo de borracha, no qual a amostra é colocada, limitando-se por dois êmbolos de aço móveis e adaptáveis ao comprimento da amostra. Há uma bomba hidráulica a óleo conectada a um vaso de pressão, onde o tubo de borracha está inserido. Este permeâmetro a gás nitrogênio trabalha obedecendo a lei de Darcy de modo que, para fazer o cálculo da permeabilidade, utiliza-se da expressão (1).

$$K = \frac{2000P_1\mu Q_1L}{(P_1^2 - P_2^2)A} \quad (1)$$

onde,

- K = Permeabilidade absoluta (mD)
- μ = Viscosidade do nitrogênio (cP)
- Q_1 = Taxa de fluxo (cm³/s) na pressão de injeção
- A = Área da seção transversal da amostra
- P_1 = Pressão de injeção (atm)
- P_2 = Pressão de saída (atm)
- L = comprimento da amostra (cm)

A pressão confinante utilizada para a realização dos ensaios de permeabilidade foi de 500 psi.

Para a medição das propriedades elásticas foi utilizado o sistema AutoLab 500[®] que permite registrar simultaneamente três formas de onda: onda P, que se propaga e possui polarização na direção axial do plugue, e duas ondas S com direções de polarização mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo do plugue: S₁ e S₂. As propriedades obtidas neste ensaio são as velocidades de propagação das ondas compressoriais e cisalhantes, o módulo de Young e a razão de Poisson.

Resultados

A Figura 1 exibe a relação entre porosidade e densidade de grãos para as 30 amostras de rocha sedimentares estudadas neste trabalho. Os valores de densidade de grãos variam de acordo com a composição mineralógica das rochas. Observa-se no gráfico que os calcários apresentam densidade de grãos variando entre 2,67 e 2,71 g/cm³. É esperado que as rochas de matriz calcária apresentem densidade de grãos na faixa de 2,70 g/cm³, o que ocorre para a maioria das amostras, com exceção das amostras da formação Bedford, as quais apresentam densidade de grãos inferior ao esperado. Isto possivelmente ocorre devido à presença de porosidade não conectada, que não é medida pelo permoporosímetro, pois poros isolados preenchidos com ar são considerados pelo sistema como sendo parte da matriz mineral. As amostras de matriz dolomítica possuem valores de densidade de grãos de aproximadamente 2,82 g/cm³, conforme o esperado. Já os arenitos apresentam densidade de grãos entre 2,59 e 2,70 g/cm³, o que indica que alguns deles possuem outros minerais em sua composição, já que o esperado é que a densidade de grãos dos arenitos varie entre 2,60 e

2,65 g/cm³. Os valores mais elevados de densidade de grãos possivelmente são decorrentes da presença de material carbonático na composição da rocha. Pode-se observar também que a porosidade destas amostras varia entre 2 e 34%.

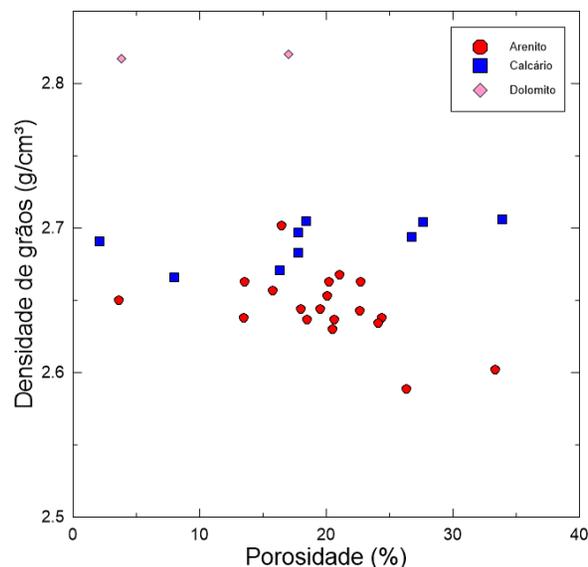


Figura 1: Relação entre a densidade de grãos e a porosidade para as amostras de rocha estudadas.

Na Figura 2 a relação entre a densidade total e a porosidade mostra uma correlação inversa entre essas duas propriedades, como esperado. Neste gráfico há três linhas de tendência, uma para cada litotipo. Vê-se que existe sobreposição de algumas amostras entre as linhas de arenito (linha com traços maiores) e de calcário (linha com traços menores). Isto é indica a ocorrência de impurezas na composição dessas amostras.

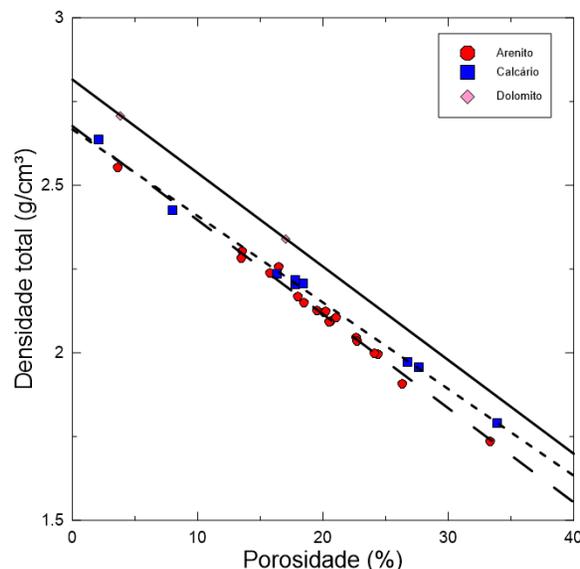


Figura 2: Relação entre a densidade total e a porosidade para as amostras de rocha estudadas.

Observa-se na Figura 3 a relação entre a permeabilidade e a porosidade. Os valores de permeabilidade variam de 0 a 16158 mD e os de porosidade variam entre 2,1 e 33,9%. Nota-se em geral que, à medida que os valores de porosidade crescem, há também o aumento da permeabilidade, com uma considerável dispersão. Esta dispersão está relacionada com o tipo predominante de porosidade e com a conectividade dos poros, para os carbonatos, e com a distribuição de tamanho de poros e com o grau de seleção dos grãos, para os arenitos. As amostras de arenito, em sua maioria, possuem os maiores valores de permeabilidade para um dado valor de porosidade, o que sugere que essas rochas possuem um maior número de poros conectados em relação aos carbonatos. A permeabilidade, neste gráfico, está em escala logarítmica. Três amostras que apresentaram permeabilidade nula não estão presentes no gráfico da Figura 3 por causa da escala logarítmica do eixo das permeabilidades.

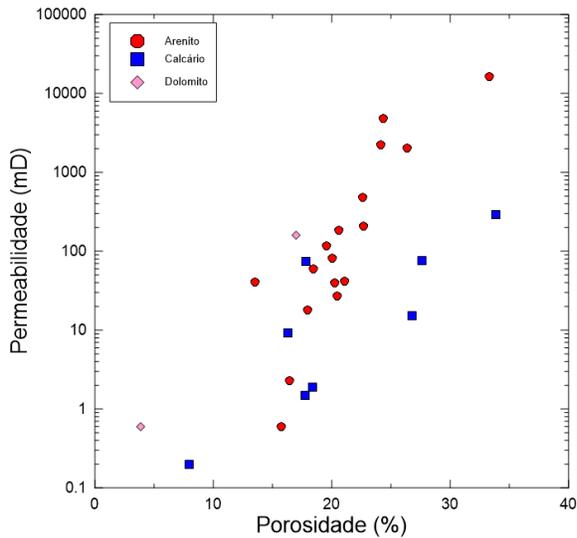


Figura 3: Relação entre a permeabilidade e a porosidade para as amostras de rocha estudadas.

As Figuras 4, 5 e 6 apresentam as relações entre as velocidades das ondas P, S_1 e S_2 e a porosidade para os plugues sobre pressão de confinamento de 20 MPa. Estas propriedades apresentam em geral, correlação inversa, apesar de haver uma dispersão considerável que pode estar relacionada com o tipo de porosidade e a geometria dos poros, resultantes de processos diagenéticos, para as rochas carbonáticas. Já para os arenitos pode ser resultante do efeito do arranjo, contato dos grãos e de níveis variados de cimentação e compactação. Nota-se, principalmente na Figura 6, que os três tipos de rocha apresentam comportamentos distintos. Para mesmos níveis de porosidade as rochas de matriz dolomítica apresentam os mais altos valores de velocidade, seguidas dos calcários e dos arenitos.

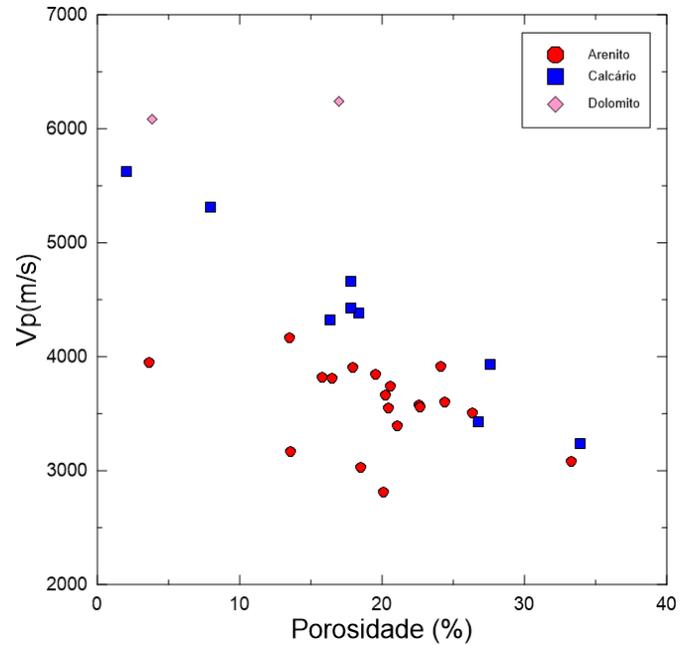


Figura 4: Relação entre a velocidade da onda compressional e a porosidade para as amostras de rocha estudadas sob pressão confinante de 20 MPa.

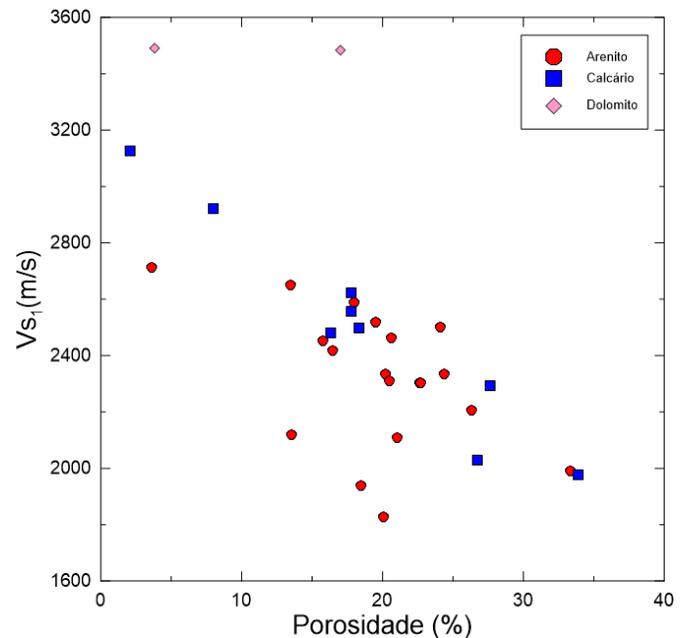


Figura 5: Relação entre a velocidade da onda cisalhante (V_{s1}) e a porosidade para as amostras de rocha estudadas sob pressão confinante de 20 MPa.

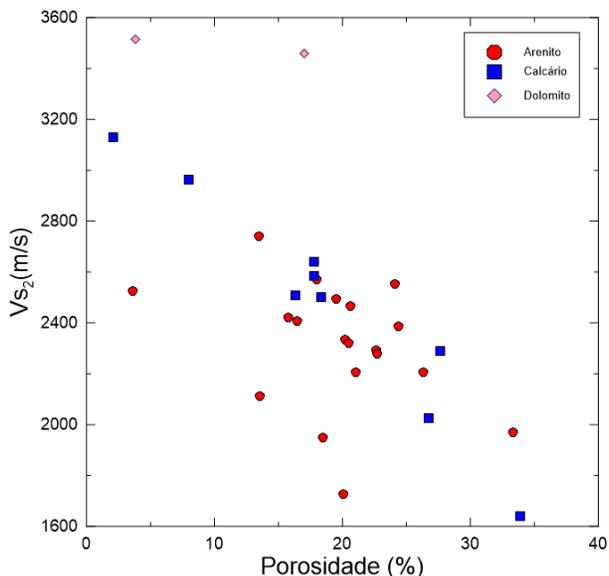


Figura 6: Relação entre a velocidade da onda cisalhante (V_{s2}) e a porosidade para as amostras de rocha estudadas sob pressão confinante de 20 MPa.

O gráfico da Figura 7 relaciona a razão entre V_p/V_s e a velocidade da onda compressional. É possível perceber que esta relação é forte indicadora de litologia. Os valores médio de V_p/V_s são de 1,76 para os calcários, 1,78 para os dolomitos e 1,56 para os arenitos. Foram utilizados os valores de velocidade de ondas obtidos à pressão confinante de 20 MPa. Devido a uma amostra do conjunto apresentar baixa resistência (amostra EY-08), o ensaio para a mesma não excedeu 20 MPa.

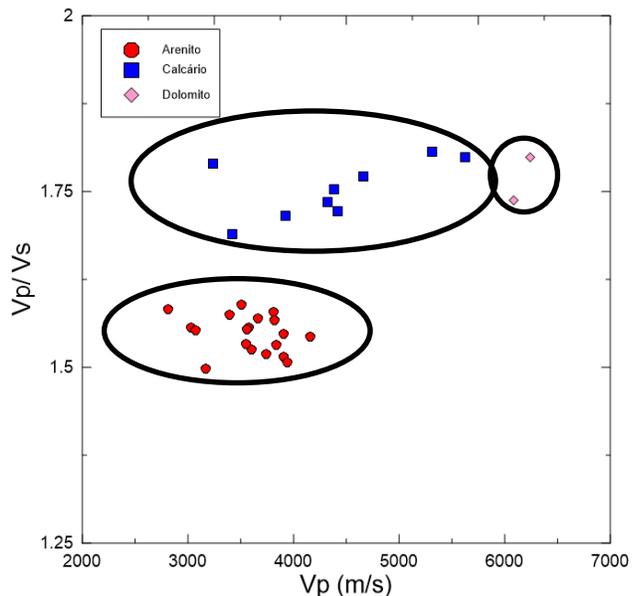


Figura 7: Relação entre a razão V_p/V_s e a velocidade da onda compressional para as amostras de rocha estudadas sob pressão confinante de 20 MPa.

A Figura 8 relaciona a razão entre as velocidades das ondas cisalhantes (V_{s1} e V_{s2}) e a porosidade. Quando a razão V_{s1}/V_{s2} é igual à unidade diz-se que as amostras são isotrópicas. Quando esta razão difere da unidade em mais de 5% (para mais ou para menos), como ocorre nas amostras EY-08, COS-001 e CGS-015, elas são consideradas anisotrópicas. Como visto na Figura 8, a grande maioria das amostras pode ser considerada isotrópica.

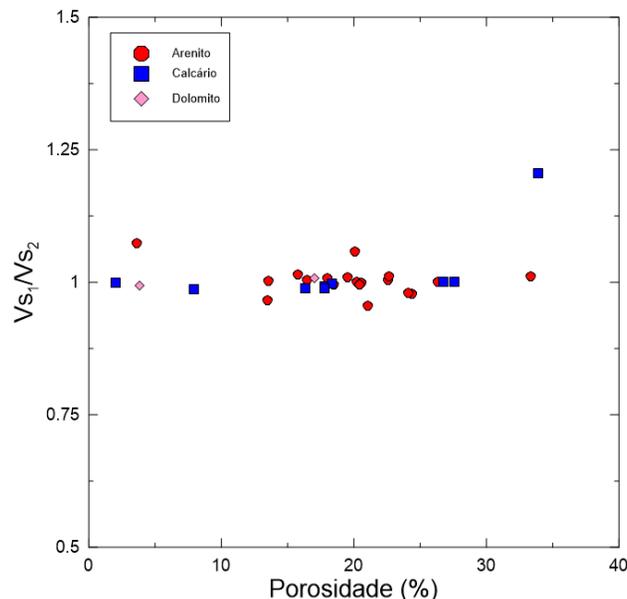


Figura 8: Relação entre a razão das velocidades das ondas cisalhantes e a porosidade para as amostras de rocha estudadas sob pressão confinante de 20 MPa.

As Figuras 10, 11 e 12, exibem a relação entre os módulos elásticos (módulo de Young, incompressibilidade e de cisalhamento) e a porosidade. Conclui-se, a partir destes gráficos, que existe uma correlação inversa entre os módulos elásticos e a porosidade. Observam-se claramente 3 linhas de tendência, em que, para porosidades menores que 30%, as rochas de matriz arenítica tendem a apresentar módulos elásticos menores que as rochas carbonáticas. As amostras de matriz dolomítica tendem a apresentar os maiores valores dos módulos elásticos para um dado valor de porosidade.

A razão de Poisson para as amostras da Figura 12, apesar de não apresentar dependência com a porosidade e ser influenciada por diversos fatores, pode ser usado como um indicador de litologia. Observam-se no gráfico dois grupos, um deles composto pelos carbonatos (calcários e dolomitos) com valores 0,23 a 0,28 e o outro variando de 0,1 a 0,18, relativo aos arenitos. Estes valores são condizentes com os estabelecidos por Bourbié *et al* (1987) que relaciona a razão de Poisson com os diferentes tipos litológicos.

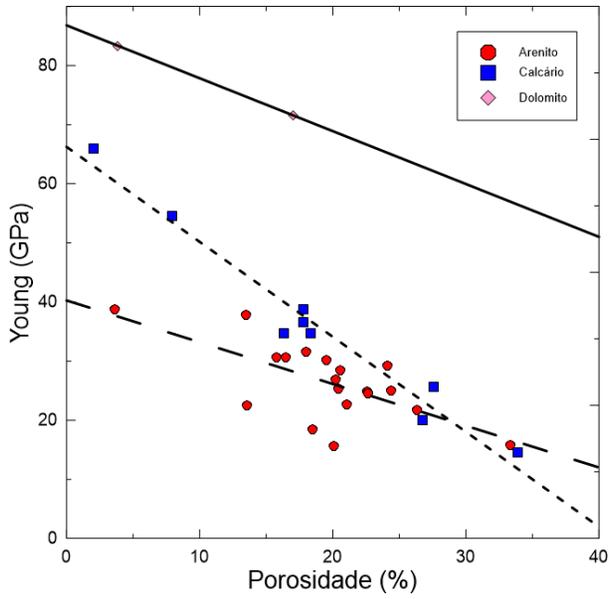


Figura 9: Relação entre o módulo de Young e a porosidade para as amostras de rocha estudadas sob pressão confinante de 20 MPa.

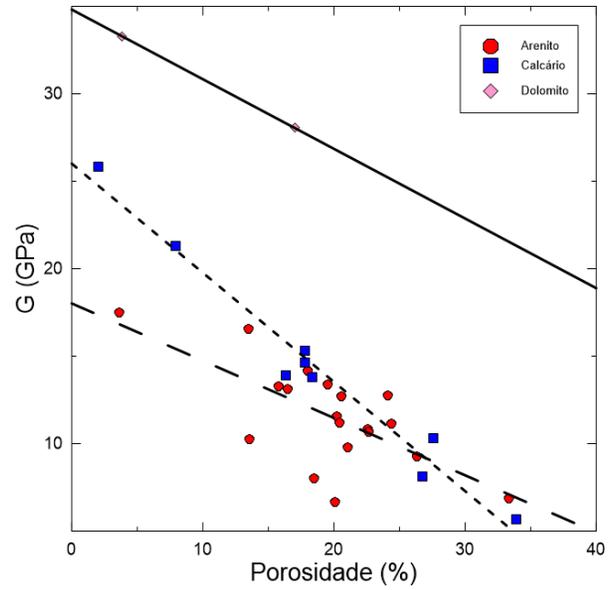


Figura 11: Relação entre o módulo de cisalhamento e a porosidade para as amostras de rocha estudadas sob pressão confinante de 20 MPa.

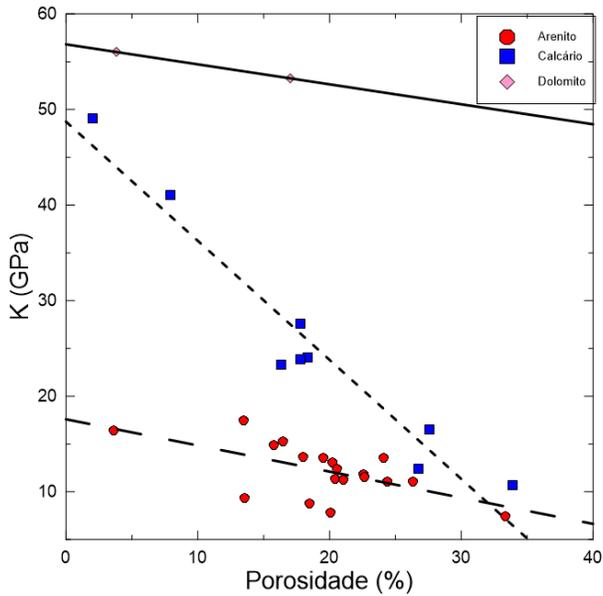


Figura 10: Relação entre a incompressibilidade e a porosidade para as amostras de rocha estudadas sob pressão confinante de 20 MPa.

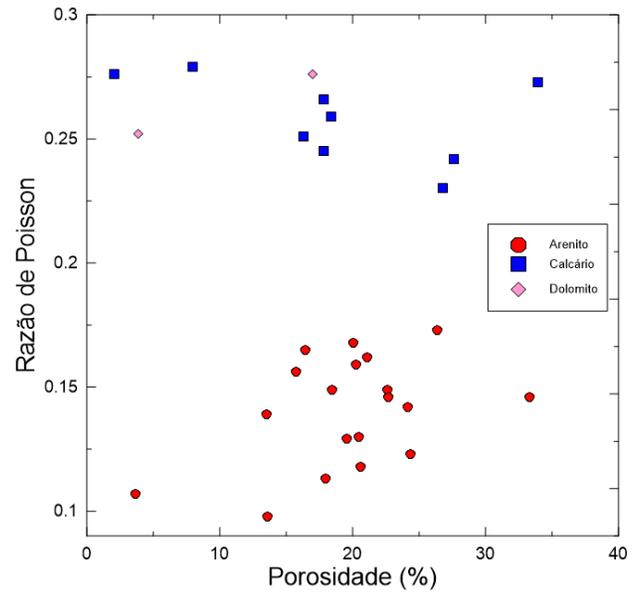


Figura 12: Relação entre a razão de Poisson e a porosidade para as amostras de rocha estudadas.

Conclusões

Os valores de porosidade das amostras variam de 2,1 a 33,9 %, sendo que a maioria das amostras apresenta porosidade acima de 15%, o que indica que elas foram extraídas de formações com potencial para reservatório. A permeabilidade varia entre 0 e 16438 mD. Com isso, pode-se concluir que, além de apresentar potencial para reservatório, a maioria das amostras apresenta alta capacidade de fluxo de fluidos através dos seus poros.

As densidades de grãos medidas nos plugues estudados variaram de 2,59 a 2,70 g/cm³ para os arenitos. Os valores mais elevados ocorrem devido à presença de minerais de densidade superior à do quartzo. Para os calcários estes valores estão entre 2,67 e 2,71 g/cm³, o que confirma a matriz predominantemente calcária. Já para os dolomitos a densidade de grãos foi 2,82 g/cm³, confirmando a ocorrência de uma matriz puramente dolomítica nestas amostras.

Conforme esperado, os valores de densidade total apresentam correlação inversa com a porosidade, apresentando linhas de tendências diferentes para cada tipo litológico.

As velocidades das ondas compressoriais e cisalhantes (S₁ e S₂) apresentam correlação inversa com a porosidade, apesar de haver uma dispersão que pode ser justificada por diversos fatores, como grau de cimentação, empacotamento e tamanho dos grãos (para os arenitos); tipo de porosidade, geometria dos poros e conectividade dos mesmos (para os carbonatos). Apesar dos carbonatos serem mais complexos e heterogêneos, devido à susceptibilidade aos processos diagenéticos, para as formações estudadas neste trabalho os arenitos se comportam de forma mais dispersa.

A relação entre V_P/V_S e V_P estabelece uma separação entre as litologias, assim como a relação entre a razão de Poisson e a porosidade.

A anisotropia das ondas cisalhantes é baixa para a maioria das amostras. O valor máximo de anisotropia é de 20%.

Por fim, as propriedades petrofísicas medidas no LabPetro apresentam valores muito próximos daquelas que já haviam sido medidas no CENPES (ver Tabela 2). As propriedades elastodinâmicas medidas (velocidades e módulos elásticos) são coerentes com as propriedades apresentadas na literatura para rochas similares.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao convênio firmado entre a PETROBRAS e a Universidade Federal de Campina Grande, através da Rede Carmod, que permitiu a realização deste trabalho, e ao CENPES pelas amostras de rochas disponibilizadas.

Referências

BOURBIÉ, T.; COUSSY, O.; ZINSZNER, B. Acoustics of porous media, Institut Français du Pétrole Publications, Houston,TX: Gulf Publishing Company, 1987.

SANCEVERO, S.S. 2007. Estudo de Aplicação de Métodos Quantitativos em Dados Sísmicos no Processo de Caracterização Integrada de Reservatórios. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Unicamp. 220p.

SOARES, J. A. Propriedades Físicas das Rochas. Boletim SBGF. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, n.1, 2011.

Tabela 2 – Propriedades medidas no LabPetro e no CENPES.

Amostra	ρ _{B1} (g/cm ³)	ρ _{B2} (g/cm ³)	ρ _{G1} (g/cm ³)	ρ _{G2} (g/cm ³)	φ ₁ (%)	φ ₂ (%)
BOS-020	1.907	1.907	2.600	2.589	26.8	26.4
CGS-015	2.106	2.121	2.660	2.653	20.9	20.1
BHS-001	1.996	1.995	2.640	2.638	24.4	24.4
BES-001	1.998	1.999	2.650	2.634	24.8	24.1
BBS-001	2.121	2.124	2.680	2.663	21.0	20.2
BFS-001	2.047	2.045	2.650	2.643	22.8	22.6
LPS-020	2.034	2.036	2.650	2.663	23.2	22.7
SGS-010	2.094	2.094	2.660	2.637	21.1	20.6
KBS-002	2.088	2.092	2.650	2.630	21.2	20.5
BGS-003	2.103	2.106	2.690	2.668	21.8	21.1
BRS-023	2.126	2.127	2.660	2.644	20.3	19.5
PSS-002	2.133	2.169	2.650	2.644	19.6	18.0
CTS-002	2.125	2.150	2.660	2.637	20.0	18.5
KKS-003	2.299	2.302	2.670	2.663	14.5	13.6
TBS-001	2.258	2.257	2.710	2.702	16.7	16.5
NGS-002	2.281	2.282	2.640	2.638	15.1	13.5
COS-001	2.552	2.554	2.660	2.650	3.8	3.6
SCS-001	2.235	2.239	2.670	2.657	16.2	15.8
IGS-002	1.746	1.735	2.610	2.602	33.0	33.3
IL1-005	2.235	2.235	2.670	2.671	16.5	16.3
IL2-004	2.460	2.454	2.670	2.666	7.9	8.0
IL3-020	2.210	2.205	2.690	2.683	17.8	17.8
AC-012	1.980	1.973	2.700	2.694	26.7	26.8
LD-004	2.210	2.208	2.710	2.705	18.6	18.4
DP-09	1.962	1.957	2.710	2.704	27.5	27.6
EY-08	1.745	1.789	2.710	2.706	35.6	33.9
EW-005	2.220	2.217	2.700	2.697	17.9	17.8
CML-001	2.643	2.636	2.690	2.691	2.0	2.1
GD-07	2.713	2.708	2.820	2.817	3.6	3.9
SD-12	2.328	2.341	2.820	2.820	17.5	17.0

* O índice 1 se refere às medições realizadas no CENPES, e o índice 2 ao LabPetro.