

APLICAÇÃO DA GEOESTATÍSTICA EM DADOS DE UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO: ANÁLISE UNIVARIADA E BIVARIADA

Dagmar Lima Cardozo Júnior ¹

Luana Nicoly Martins Tomaz ²

Michael dos Santos da Silva ³

Isis Feltrin Steiner ⁴

Larissa Pinheiro da Costa ⁵

RESUMO

Este artigo tem como objetivo a análise de dados de um reservatório de petróleo a partir de tratamentos de dados por métodos geoestatísticos. Especificamente, as análises univariadas das propriedades (impedância acústica, densidade, porosidade e permeabilidade) foram realizadas no programa *Microsoft Office Excel*. Já as análises bivariadas destas propriedades foram desenvolvidas no *software SGeMS*. A geoestatística se demonstrou uma excelente ferramenta de estimativa espacial e funcionou como ligação entre a geologia e a engenharia de reservatório o que proporcionou uma análise comparativa dos dados e a compreensão do comportamento real dos mesmos. A propriedade permeabilidade foi a que demonstrou maior desvio padrão e coeficiente de variação dentre os dados analisados. Os histogramas de porosidade e impedância acústica foram do tipo bimodal, indicando que dois processos distintos ocorrem nesse reservatório. O atributo porosidade apresentou uma correlação negativa com a impedância acústica e densidade, enquanto a permeabilidade foi positivamente correlacionada com esta propriedade. A partir desse estudo foi possível concluir que a geoestatística é uma ferramenta de grande importância e possui um alto nível de confiabilidade, mas que para melhores resultados deve ser utilizada juntamente com outras ferramentas.

Palavras-chave: Geoestatística, Reservatórios de Petróleo, Análise Univariada, Análise Bivariada.

INTRODUÇÃO

¹ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas - RS, dagmarjunior1997@gmail.com;

² Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas - RS, luanamartinstomaz@hotmail.com;

³ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas - RS, isissteiner@hotmail.com;

⁴ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas - RS, michaelssantos10@gmail.com;

⁵ Professor orientador: Doutora em Oceanografia Física, Química e Geológica, Universidade Federal do Rio Grande - RS, larissap.costa@hotmail.com.

Para a realização deste trabalho foi utilizado o software Microsoft Office Excel, para as análises univariada, juntamente com um banco de dados de um reservatório 3D com 4320 linhas em formato .txt com informações de cada propriedade. O reservatório 3D em questão é um reservatório arbitrário, fictício e construído a partir de dados da Bacia de Santos e extraídos do banco de dados disponibilizados pela PETROBRAS e pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), por meio do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP). Inicialmente os valores do arquivo .txt foram importados para o programa Excel, para realização da análise geoestatística das propriedades (impedância acústica; densidade; permeabilidade; porosidade). A metodologia desenvolvida foi realizada em duas etapas.

Com os altos investimentos necessários no desenvolvimento de campos heterogêneos e no fator de recuperação estimulou-se novas buscas por técnicas de caracterização de reservatórios (VIEGAS & ARANTES, 2019). Nesta busca por métodos, podemos exemplificar a geoestatística, que além de fornecer dados detalhados, oportuniza que haja uma maior troca de informações entre os profissionais que trabalham em conjunto, como engenheiros de petróleo e geólogos, a fim de se chegar a uma interpretação dos dados mais segura para a caracterização do reservatório (ROCHA, 2005).

Dessa forma, a caracterização de reservatórios surge como uma ferramenta fundamental para a indústria, a partir dela é possível entender melhor a geologia do local a ser perfurado, realizar simulações e modelar o reservatório visando obter um modelo o mais próximo possível da realidade (BARROSO NETO, 2019). Uma boa caracterização pode minimizar ou até mesmo eliminar as incertezas e conseqüentemente irá impactar no risco econômico. A geoestatística é uma excelente ferramenta de estimativa espacial, que funciona como ligação entre a geologia e a engenharia de reservatório (TIMM, 2014).

Dentre estes dados, as propriedades petrofísicas de reservatórios de petróleo são destacadas como importantes parâmetros a serem analisados durante a etapa de caracterização de dados de impedância acústica, densidade, porosidade e permeabilidade são descritos e interpretados com o objetivo de obter o comportamento real de reservas de petróleo. As principais características de um reservatório surgem com os dados da porosidade e permeabilidade, os quais indicam principalmente seu potencial produtor (NASCIMENTO & VICENTELI, 2015). A porosidade está relacionada com a capacidade da rocha em armazenar fluidos e pode ser definida como razão entre volume de poros vazios e volume total da rocha (ROSA *et al.*, 2005). Já a permeabilidade é tida como uma medida de condutividade de fluidos e está relacionada com a capacidade de percolar fluidos da rocha (ROSA *et al.*, 2005).

Além disso, outras propriedades da rocha também são necessárias para a caracterização de reservatórios. A impedância acústica é definida como o produto entre a velocidade compressional e a densidade da rocha (VIDAL *et al.*, 2007). Isso significa que a impedância acústica é uma propriedade de camada e não uma propriedade de interface como a amplitude do dado sísmico, fazendo com que a impedância acústica seja uma poderosa ferramenta a ser utilizada no processo de caracterização (SANCEVERO *et al.*, 2006). Por fim, a densidade das rochas pode ser definida como a razão entre a massa e o volume sob as mesmas condições de pressão e temperatura (ROSA *et al.*, 2005) e também é usada na caracterização de reservatórios, pois valores conhecidos de densidade ajudam a definir o tipo de rocha que está sendo investigada.

Sendo assim, este trabalho tem por objetivo a aplicação e combinação de técnicas geoestatísticas com conhecimentos de caracterização de reservatórios através de uma comparação das análises univariada e bivariada na determinação da qualidade de um reservatório. Para tal, serão investigadas as propriedades de impedância acústica, densidade, porosidade e permeabilidade afim de descrever o reservatório em questão.

METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho foi utilizado o *software* Microsoft Office Excel, para as análises univariada, juntamente com um banco de dados de um reservatório 3D com 4320 linhas concedido em formato .txt com informações das coordenadas x, y e z para cada propriedade. Inicialmente os valores do arquivo .txt foram importados para o programa Excel para realização da análise geoestatística. A fim de caracterizar e descrever esse reservatório foram utilizados dados das quatro propriedades (impedância acústica; densidade; permeabilidade; porosidade). A metodologia desenvolvida foi realizada em duas etapas.

Na primeira etapa foi realizada uma análise univariada de tendência central e medidas de dispersão das cinco propriedades, no qual foram calculados os valores de média, mediana, moda, mínimo, máximo, quartis, amplitude, variância, desvio padrão e coeficiente de assimetria *skewness* utilizando as fórmulas disponíveis no *software* Excel, onde também foram gerados histogramas para cada uma das propriedades mencionadas. Em seguida os valores de coeficiente de variação foram calculados (Equação 1).

$$C_v = \frac{\sigma}{\bar{X}} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde: C_v = Coeficiente de Variação; σ = Desvio padrão; \bar{X} = Média Aritmética.

Na segunda etapa foi realizada uma análise bivariada das propriedades contendo *Q-Q Plots*, *Scatter Plots*, coeficientes de correlação de Pearson e covariâncias, todos realizados no *software SGeMS (Stanford Geostatistical Modeling Software)*. Inicialmente, foi realizado o cálculo dos percentis de cada propriedade e logo após se procedeu com a análise da covariância utilizando a fórmula disponível no *software* para os atributos, sendo eles: porosidade *versus* impedância, porosidade *versus* densidade e porosidade *versus* permeabilidade. O cálculo dos coeficientes de correlação de Pearson: foram gerados a partir da equação 2.

$$\rho = \frac{\text{Covariância}(X,Y)}{\sigma(X)*\sigma(Y)} \quad (\text{Equação 2})$$

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise univariada explica variável por variável sem levar em conta as demais e pode ser feita através de diversos métodos, como a análise de histograma e o gráfico de dispersão (SILVESTRE, 2007). A tabela 1 mostra todos os cálculos de medidas de dispersão realizados para as quatro propriedades. Para impedância acústica nota-se que os valores variam de 4,37 até 8,53 $\text{m.s}^{-1} \cdot \text{g.m}^{-3}$; a densidade tem os dados entre 2,08 e 2,44 g.cm^{-3} ; para permeabilidade os valores estão entre 1,05 e 5737,07 mD e a porosidade tem os valores entre 2,30 e 33,50 %. É possível observar que dentre estas propriedades, a permeabilidade destaca-se por apresentar o maior desvio padrão (2017,27) e maiores coeficientes de variação (1,16) e assimetria (0,56) (Tab. 1).

Já os histogramas fornecem dados importantes para o entendimento do comportamento das amostras. Além disso, a partir deles é possível observar os valores de frequência dentro de um intervalo para cada uma das propriedades estudada. Através dos histogramas representados na figura 1 é possível perceber que para a impedância acústica, a classe 2 apresentou maior frequência, sendo superior a 1000, enquanto as classes 4 e 5 obtiveram menores valores de frequências (Fig. 1A), na classe 11 é possível observar um novo pico. O coeficiente de variação nesta propriedade foi de 21,3%. No histograma B, observou-se que apesar da classe 1 apresentar um menor valor de frequência, a distribuição não apresenta nenhum pico expressivo e a distribuição é do tipo achatada, com coeficiente de variação aparente de 3,54% (Fig. 1B). O histograma C, relacionado a permeabilidade mostrou que o resultado apresentado na classe 1 foi o que teve maior frequência, sendo considerado superior a 2000 (Fig. 1C), e o coeficiente

de variação nesta propriedade apresentou um percentual de 116%. Por fim, os valores de porosidade nas classes 2 e 11 foram os que apresentaram maiores valores de frequência (Fig. 1D), sendo estes os dois picos do gráfico e o coeficiente de variação desta propriedade foi de 60,38%.

Tabela 1 – Medidas de dispersão das propriedades impedância acústica ($m.s^{-1} \cdot g.m^{-3}$), densidade ($g.cm^{-3}$), permeabilidade (mD) e porosidade (%).

Medidas de Dispersão	Impedância Acústica	Densidade	Permeabilidade	Porosidade
Média	6,21	2,30	1737,47	15,80
Mediana	6,57	2,32	72,57	11,10
Moda	7,08	2,35	2728,73	5,90
Mínimo	4,37	2,08	1,05	2,30
Máximo	8,53	2,44	5737,07	33,50
Quartil 1	4,84	2,23	12,65	6,80
Quartil 2	6,57	2,32	73,43	11,10
Quartil 3	7,48	2,37	3590,05	25,50
Amplitude	4,16	0,36	5736,02	31,20
Variância	1,75	0,01	4069364,03	0,01
Desvio Padrão	1,32	0,08	2017,27	0,10
Coef. de Variação	0,21	0,04	1,16	0,60
Coef. de Assimetria Skewness	0,02	-0,43	0,56	0,20

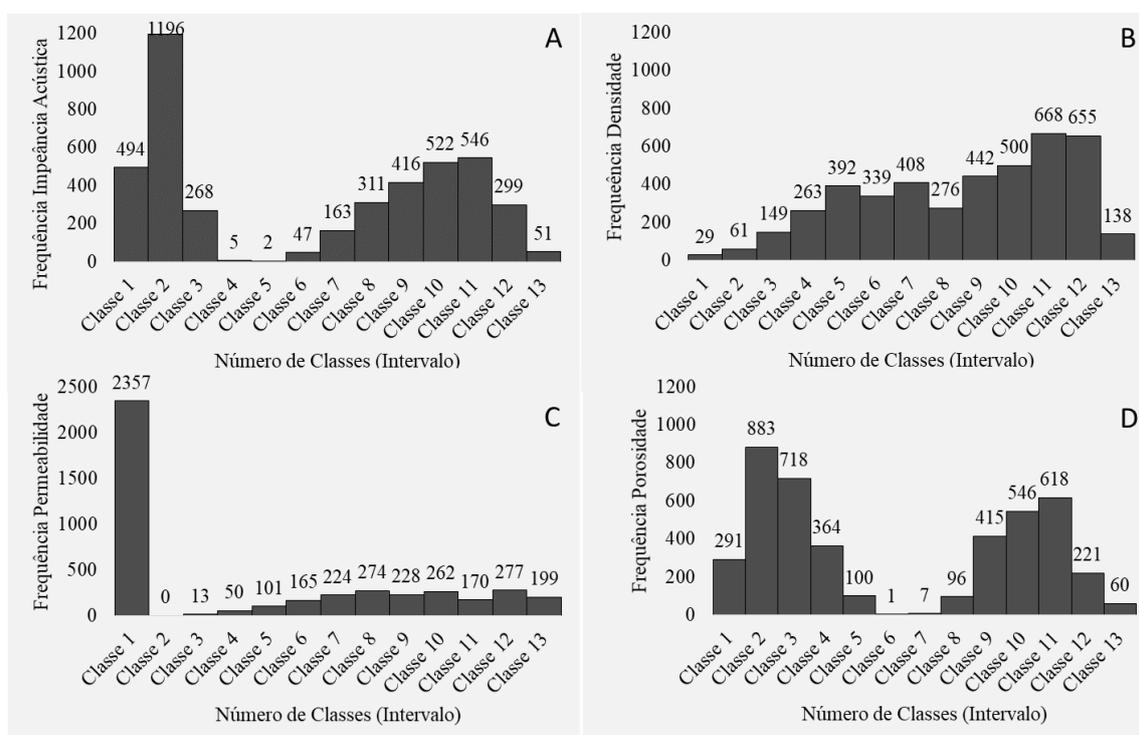


Figura 1 – Histograma das quatro propriedades analisadas. A: impedância acústica; B: densidade; C: permeabilidade; D: porosidade.

Já a análise bivariada permite que uma relação entre duas variáveis seja feita, o que ocorre através de gráficos e coeficientes de correlação (HAIR *et al.*, 2009). Os gráficos *Q-Q Plots*, por exemplo, são utilizados para a verificação da adequação de distribuição de frequência dos dados à uma distribuição de probabilidade (FIGUEIREDO FILHO & DA SILVA JÚNIOR, 2009). Outra possibilidade surge através dos gráficos *Scatter Plot* que investigam relações e associações visando chegar o mais próximo possível da realidade encontrada no reservatório (MINGOTI, 2005). Além disso, os coeficientes de correlação de Pearson e covariância são de grande importância durante a caracterização de reservatórios, sendo essas duas ferramentas associadas, uma vez que o Coeficiente de Pearson é uma função da covariância (HAIR *et al.*, 2009). Na tabela 2 pode-se observar os valores do coeficiente de correlação de Pearson, que apresentou valores de 0,97 tanto para porosidade *versus* permeabilidade quanto para porosidade *versus* impedância acústica, e um valor de 0,93 para porosidade *versus* densidade. A covariância se mostrou extremamente alta quando comparados dados de porosidade e permeabilidade (Tab. 2). Em contrapartida, valores extremamente baixos, 0,12 e 0,01. foram encontrados para porosidade *versus* impedância acústica e porosidade *versus* densidade, respectivamente.

Tabela 2 – Coeficiente de correlação de Pearson e covariância entre porosidade e demais propriedades.

	Porosidade x Impedância Acústica	Porosidade x Densidade	Porosidade x Permeabilidade
Coef. Correlação Pearson	0,97	0,93	0,97
Covariância	0,12	0,01	186,22

Os gráficos *Q-Q Plot* são apresentados na figura 2, e observa-se que para todos os gráficos não houve *outliers* em evidência. Através desses gráficos (Fig. 2) é possível dizer que a distribuição dos dados se comporta de maneira bimodal (Fig. 2 A,B,C). Já os gráficos *Scatter Plot* (Fig. 3) possibilitam correlacionar duas propriedades, através do coeficiente de correlação (r^2). De acordo com Marques (2011), caso duas propriedades variem no mesmo sentido, afirma-se que há uma correlação positiva; se variam em sentido contrário, diz-se que a correlação é negativa; se as variáveis forem independentes diz-se que a correlação é nula. Neste estudo, as propriedades impedância acústica (Fig. 3A) e densidade (Fig. 3B) apresentaram uma correlação negativa com a porosidade, com uma correlação de -0,9894 e -0,9556 para impedância acústica

e densidade, respectivamente. Entretanto, a permeabilidade apresentou uma correlação positiva com a porosidade (Fig. 3C), com um valor de 0,9537 de correlação entre estes dois atributos.

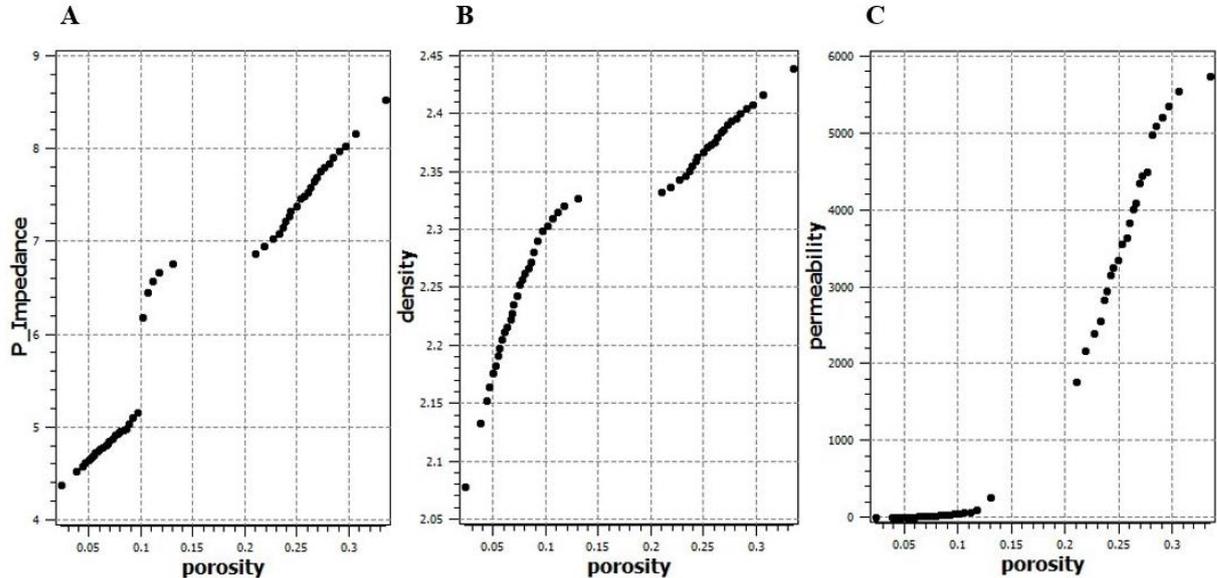


Figura 2 – Gráficos *Q-Q Plot* de porosidade versus impedância acústica ($m \cdot s^{-1} \cdot g \cdot m^{-3}$; A), densidade ($g \cdot cm^{-3}$; B) e permeabilidade (mD, C).

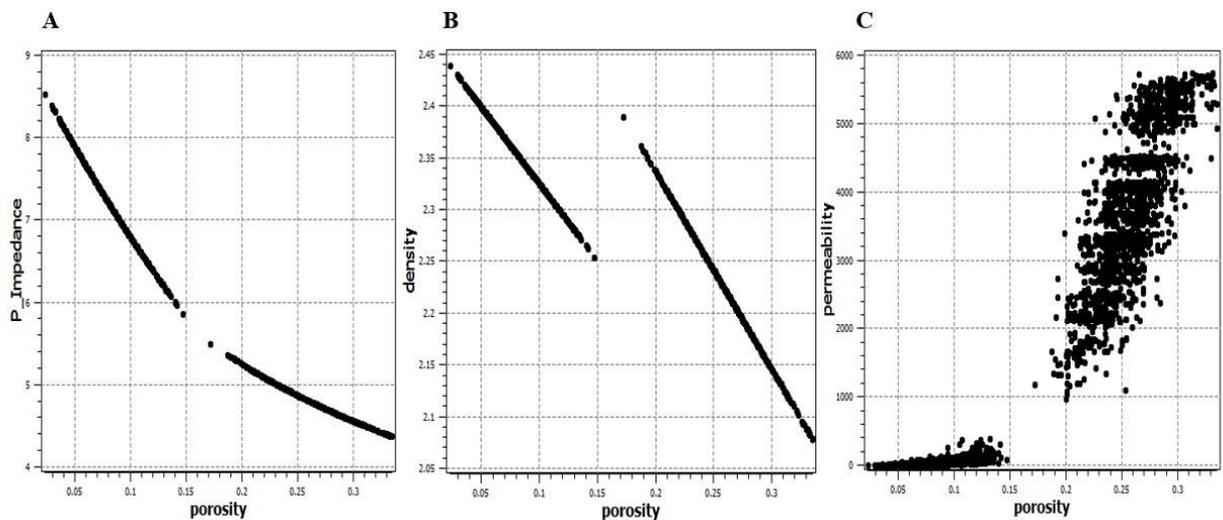


Figura 3 – Gráficos *Scatter Plot* de porosidade versus impedância acústica ($m \cdot s^{-1} \cdot g \cdot m^{-3}$; A), densidade ($g \cdot cm^{-3}$; B) e permeabilidade (mD, C).

Diversas vantagens justificam a utilização da impedância acústica para caracterizar reservatórios, sendo assim, um modelo baseado na impedância acústica tem maior valor na interpretação por agregar informações provenientes dos poços, e a variação da geologia em profundidade. Vidal *et. al.* (2007), em seu estudo com o Campo de Namorado – Bacia de Campos, obteve um histograma de impedância acústica com comportamento bimodal

caracterizando uma variação de litologia. Este estudo encontrou um comportamento similar para tal propriedade (Fig. 1A), onde valores nas classes 4 e 5, podem estar indicando essa mudança litológica. Ademais, é comum encontrar relações empíricas entre a impedância acústica e as propriedades de rocha. Segundo Sancevero *et al.* (2006), a impedância acústica apresenta correlação negativa com a porosidade. De fato, este comportamento foi constatado na Figura 3A, e surge do fato de a impedância acústica propagar-se mais rápido em meios com baixa porosidade. É possível destacar também que os histogramas de impedância acústica e porosidade apresentaram um comportamento similar, com dois picos de frequência (Fig. 3A, D), e reforça a ideia de que ambos os atributos são empiricamente relacionados. Quantitativamente, esta correlação é confirmada pelo alto coeficiente de correlação de Pearson (0,97; Tab. 2) entre ambas propriedades.

Dentre todas as propriedades analisadas, a densidade foi o atributo que apresentou o menor desvio padrão (0,08; Tab. 1), esse comportamento homogêneo refletiu em um histograma achatado observado na Figura 2B. Além disso, esta propriedade fornece informações importantes quanto a matriz da rocha (SOARES, 2011). Os valores entre 2,08 e 2,44 g.cm⁻³ são relativamente menores do que os valores de 2,60 a 2,65 g.cm⁻³ esperados para arenitos limpos (de ALMEIDA *et al.*, 2016). Ressalva-se que valores abaixo de 2,60 g.cm⁻³ refletem a existência de espaços porosos, que diminuem significativamente a densidade da rocha (SANCEVERO, 2007). Essa correlação negativa entre porosidade e densidade é observada na Figura 3B, e também foi encontrado em amostras analisadas por de Almeida *et al.* (2016). Segundo Cavalcante (1951), a rocha será tanto mais compacta, quanto maior for o número de poros preenchidos em relação ao volume total e tanto mais porosa, quanto maior for o volume de poros vazios em relação ao volume total. A porosidade está assim na razão inversa da densidade ($r^2 = -0,9556$, Fig. 3B).

Outro importante atributo a ser analisado é a permeabilidade. De acordo com Marques (2011), a permeabilidade é um dos mais importantes parâmetros na definição do desempenho do reservatório. Este atributo apresentou valores com alto desvio padrão (2017,27, Tab. 1), com permeabilidade (k) entre 1,05 e 5.737,07 mD (Tab. 1), indicando ser um reservatório fortemente heterogêneo. Ademais, esta heterogeneidade reflete nas variações da qualidade do reservatório, uma vez que foram encontrados valores de $k > 1\text{mD}$ (indicador de um reservatório pobre), passando por valores de $50 < k < 250\text{mD}$ (considerado um bom reservatório), até $k > 250\text{mD}$ (classificado como um reservatório de ótima qualidade; MARQUES, 2011; de ALMEIDA *et al.*, 2016). O Campo de Namorado, por exemplo, localizado na porção central da Bacia de

Campos, a maior produtora de hidrocarbonetos do Brasil, é formado por arenitos que possuem registros de permeabilidade de 400 mD (BARBOZA, 2005).

Entretanto, valores estatísticos não são a única forma de se avaliar um reservatório, e quando analisado o histograma (Fig. 1C) para a variável em questão, observa-se que boa parte dos resultados encontram-se na primeira classe (classe 1, maior frequência) e consequentemente, ressalva-se que apesar da heterogeneidade, os valores de permeabilidade encontram-se fortemente agrupados em valores que variam de 1 a 450 mD (classe 1). Esta distribuição de uma frequência mais alta nos valores mais baixos, com uma população menor em seguida já foi encontrada na literatura (MARQUES, 2011). Segundo o autor, a pequena população a direita do histograma de permeabilidade, pode indicar falhas ou fraturas, uma vez que a permeabilidade é também um indicador de transmissividade de um fluido ou de gás (MARQUES, 2011).

Além disso, é importante destacar que a permeabilidade estabelece características de transmissão de um determinado fluido em um meio poroso e a porosidade se caracteriza como a capacidade de poder armazenar esse fluido em seus poros, transformando essa relação de propriedades importante na caracterização de reservatórios (FREEZE & CHERRY, 1979; TIAB & DONALDSON, 2004). Através da análise bivariada entre permeabilidade e porosidade (Fig. 3C), observou-se que à medida que os valores de porosidade crescem, há também o aumento da permeabilidade, com uma considerável dispersão. Esta correlação positiva entre porosidade e permeabilidade é aceitável e amplamente reconhecida (ROSA *et al.*, 2005; SANCEVERO, 2007; MARQUES, 2011; de ALMEIDA *et al.*, 2016);

Outra variável imprescindível para boa qualidade de reservatórios é a porosidade. Esta é uma das características que necessitam estar presentes na rocha que contenha hidrocarbonetos, juntamente com a permeabilidade, de tal forma que quanto mais porosa e mais permeável for esta rocha, melhor será seu reservatório (ROSA *et al.*, 2005). A porosidade média do reservatório em questão, 15,80%, é considerada como uma porosidade boa para reservatórios de óleo (ROSA *et al.*, 2005; SANCEVERO, 2007). Na Bacia do Potiguar, onde são encontrados arenitos aluviais, deltaicos e turbidíticos, temos porosidade variando entre 12 e 27%, e permeabilidade variando entre 1 mD e 700 mD (MEIGUINS, 2019). Em geral, a porosidade em reservatórios de petróleo varia de 5 a 40%, entretanto encontram-se de maneira mais frequente valores entre 10 e 20% (PURIFICAÇÃO, 2016).

Por fim, o histograma da propriedade porosidade (Fig. 1D), demonstra que existem dois processos ocorrendo simultaneamente no reservatório, que contribuem para dois grupos distintos de valores desta propriedade, um primeiro pico de frequência onde baixos valores de porosidade são encontrados ($< 1\%$); e um segundo pico com altos valores de porosidade ($> 20\%$). Esta dispersão está relacionada com a distribuição de tamanho de poros, com o grau de seleção dos grãos e os processos diagenéticos (de ALMEIDA *et al.*, 2016). A exemplo, a Bacia de Campos, formação Quissamã, a diagênese atuou no fechamento da porosidade original, gerando porosidade secundária por dissolução e refletindo em variações significativas desta propriedade (FAVORETO *et al.*, 2016).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

As análises aplicadas no estudo do reservatório em questão forneceram dados importantes na relação do comportamento destas propriedades. Os valores de porosidade variam de 2,3 a 33,5 %, e média de 15,80% o que indica que a formação apresenta potencial para reservatório. A permeabilidade variou entre 1,05 e 5.737,07 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. Os dados disponíveis nas literaturas, associados aos encontrados neste trabalho, enfatizam os bons valores de porosidade e permeabilidade encontrados, possuindo características semelhantes as bacias produtoras brasileiras. Ademais, a utilização do *software Excel* associado ao *SGeMS* se mostra muito útil nas análises do comportamento dos dados do reservatório, sendo o *software SGeMS* a melhor opção para a análise bivariada de dados. Por fim, nas análises bivariadas foi possível perceber uma dependência estatística entre a porosidade e as demais variáveis, essa dependência foi traduzida em coeficientes de correlação de Pearson próximos de 1.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, L.R.B.; SOARES, J.A.; TABOSA, L.D.G. Propriedades petrofísicas de padrões internacionais de rochas sedimentares. **VII Simpósio Brasileiro de Geofísica**. SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica, 2016.

BARBOSA, E. G. **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional**. 2005. 235 f. (Tese de Doutorado em Geociências), Programa de Pós-Graduação em Geociências, Área de Estratigrafia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre – Brasil, 2005.

BARROSO NETO, E. P. **Smart Reservoir: Uma Proposta para Otimização de Tempo de Exploração em Reservatórios de Petróleo.** 2019. 100 f. (Dissertação de Mestrado Acadêmico em Sistemas Mecatrônicos), Programa de Pós-Graduação em Sistemas Mecatrônicos, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília – Brasília – Brasil, 2019.

BRAGA, L. **Introdução A Geoestatística Com Programação R.** 1º edição. Rio de Janeiro. E-PAPERS, 2008.

CAVALCANTI, A.M.S. **Tecnologia da Pedra.** Editora Pongueti, 309p. 1951.

FAVORETO, J.; ROHN, R.; LYKAWKA, R.; OKUBO, J. Caracterização sedimentológica dos carbonatos Albianos do reservatório Quissamã na porção meridional da Bacia de Campos. **Revista Geociências**, v. 35, n. 1, p. 1-15, 2016.

FIGUEIREDO FILHO, D. B.; SILVA JÚNIOR, J. A. Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson (r). **Revista Política Hoje**, v. 18, n. 1, p. 115-146, 2009.

FREEZE, R. A. *et al.* **Groundwater.** Editora Prentice Hall, inc. U.S, 604p, 1979.

HAIR, J.F. *et al.* **Análise multivariada de dados.** Editora Bookman, 688p, 2009.

MARQUES, E. A. R. **Análise Comparativa de Dois Métodos para a Caracterização de Propriedades de um Reservatório Petrolífero.** 2011. 99 f. (Dissertação de Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas), Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica De Lisboa – Lisboa – Portugal, 2011.

MEIGUINS, H. A. C. **Características Sedimentológicas de Reservatórios Siliclásticos e Carbonáticos.** 2019. 66 f. (Trabalho de Conclusão de Curso, Graduação em Geologia), Faculdade de Geologia, Instituto de Geociências – Universidade Federal do Pará – Pará – Brasil, 2019.

MINGOTI, S.A. **Caracterização de Reservatórios Petrolíferos: Análise de dados através de métodos de estatística multivariada: uma abordagem aplicada.** Editora UFMG, ISBN 857041451X, 788570414519, 259p, 2005.

NASCIMENTO, L. F.; VINCENELLI, M.G.C. Caracterização Geofísica dos Reservatórios do Grupo Macaé no Campo de Garoupa – Bacia de Campos. **Revista Geociências**, v. 34, n. 2, p. 185-198, 2015.

PURIFICAÇÃO, C. A. C. **Caracterização petrofísica do Campo petrolífero de Namorado com ênfase na modelagem da permeabilidade a partir de perfis geofísicos de poço.** 2016. 80 f. (Trabalho de Conclusão de Curso Graduação em Geofísica), Departamento de Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia – Bahia – Brasil, 2016.

ROCHA, A. **A Geoestatística Aplicada à Avaliação e Caracterização de Reservatórios Petrolíferos.** 2005. 84 f. (Dissertação de Mestrado Acadêmico em Matemática), Programa de Pós-graduação em Matemática, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande – Paraíba – Brasil, 2005.

ROSA, A. *et al.* **Engenharia de Reservatórios**, Interciência, Rio de Janeiro, 2005.

SANCEVERO, S. S.; REMACRE, A. Z.; PORTUGAL, R. DE S. O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 24, n. 4, p. 495–512, 2006.

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

SILVESTRE, A.L. **Análise de dados e estatística descritiva**. Escolar Editora, 2007.

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

TIAB, D. *et al.* **Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. 2^o edição. New York, USA: Elsevier, 2004.

TIMM, P. P. **Modelagem Geológica e Petrofísica 3D de um Reservatório de Óleo**. 2014. Dissertação de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas , 2014.

VIDAL, A. C. *et al.* Modelagem Geoestatística 3D da Impedância Acústica Para a Caracterização do Campo de Namorado. **Revista Brasileira de Geofísica** , v. 25, p. 295-305, 2007.

VIEGAS, T. O. C.; ARANTES, L. S. **Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Águas Profundas: Aspectos Econômicos, Regulatórios e Tecnológicos**. Editora Poisson, ISBN 978-85-7042-182-1, 72p, 2019.