

## ALINE MARIA POÇAS BELILA

# CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DOS CARBONATOS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

CAMPINAS 2014

i



NÚMERO: 478/2014 UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

## ALINE MARIA POÇAS BELILA

## "CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DOS CARBONATOS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS"

## **ORIENTADOR: PROF. DR. ALEXANDRE CAMPANE VIDAL**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA AO INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS DA UNICAMP PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM GEOCIÊNCIAS NA ÁREA DE CONCENTRAÇÃO GEOCIÊNCIAS E RECURSOS NATURAIS

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELA ALUNA ALINE MARIA POÇAS BELILA E ORIENTADA PELO PROF. DR. ALEXANDRE CAMPANE VIDAL.

CAMPINAS

2014

Ficha catalográfica Universidade Estadual de Campinas Biblioteca do Instituto de Geociências Cássia Raquel da Silva - CRB 8/5752

Belila, Aline Maria Poças, 1988-Caracterização petrofísica dos carbonatos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas / Aline Maria Poças Belila. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.
Orientador: Alexandre Campane Vidal. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.
1. Petrofísica. 2. Carbonatos. 3. Tomografia computadorizada de raios-x. I. Vidal, Alexandre Campane,1969-. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Geociências.

## Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Petrophysical characterization of Morro do Chaves Formation carbonates, Sergipe-Alagoas Basin Palavras-chave em inglês: Petrophysics Carbonates X-ray computed tomography Área de concentração: Geologia e Recursos Naturais Titulação: Mestra em Geociências Banca examinadora: Alexandre Campane Vidal [Orientador] Chang Hung Kiang Giorgio Basilici Data de defesa: 26-02-2014 Programa de Pós-Graduação: Geociências



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS NA ÀREA DE GEOLOGIA E RECURSOS NATURAIS

AUTOR: Aline Maria Poças Belila

Caracterização petrofísica dos carbonatos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas

**ORIENTADOR:** Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal

Aprovado em: 26 / 02 / 2014

## EXAMINADORES:

Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal

Prof. Dr. Giorgio Basilici

Prof. Dr. Chang Hung Kiang

AGG	Presidente
/onu pr	1
- CW MI	

Campinas, 26 de fevereiro de 2014

## DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Nelson e Irene e ao meu irmão, Reginaldo.

#### AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família pelo apoio, incentivo e confiança a mim depositados por toda minha vida, sem os quais eu nada seria.

Ao Guilherme, por dividir comigo os bons e maus momentos dessa trajetória, tornando os pesos menores e as alegrias maiores.

Aos meus amigos e companheiros de profissão da turma de Geologia de 2007 e aos queridos agregados da turma de 2008, sempre presentes no meu coração.

A Daniele, Luana, Carolina e Cibele por construirmos juntas um lar em Campinas.

As amigas: Daniella, Danielle, Taine, Nathalia, Débora, Mariana, Pâmela, Rafaela, Maine, Andréia, Lariça, Franciele, Tamissa e Luana, pelos preciosos momentos, apoio, respeito e amor compartilhados.

Aos colegas de trabalho do CEPETRO: Michelle, Paola, Juliana, Marília, Patrick, Ivan, Bruno, Guilherme e Mateus, por estarem sempre dispostos a ajudar.

Aos funcionários da Pedreira Cimpor, em especial Aline Goes, pela disponibilidade e suporte nos trabalhos de campo realizados.

As secretárias Valdirene e Gorete, pela paciência e eficiência diariamente despendidas.

A todos os meus professores, verdadeiros mestres, que participaram dessa jornada ensinando, orientando e inspirando.

Por fim, agradeço em especial ao Prof. Alexandre Vidal, meu orientador, pela paciência e incentivo nesses anos de trabalho. Mais que isso, pela amizade e ensinamentos, contribuindo para meu crescimento profissional e pessoal.



## UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

## CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DOS CARBONATOS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

## **RESUMO**

## Dissertação de Mestrado

## Aline Maria Poças Belila

A caracterização de reservatórios carbonáticos é um trabalho complexo devido a alta heterogeneidade dessas rochas. Com as recentes descobertas dos reservatórios barremianos/aptianos pertencentes a fase rifte da Bacia de Santos, observa-se a importância de novos estudos que auxiliem a interpretação e caracterização destes reservatórios. Com este propósito, foram estudadas sucessões carbonáticas aflorantes da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, análogas aos reservatórios da Bacia de Santos. A caracterização destas rochas foi realizada através do estudo de afloramentos para avaliar aspectos de escala mais ampla e descrição petrográfica para identificação de características em micro-escala, visando a identificação das potenciais fácies reservatório com base nos dados petrofísicos. O espaço poroso foi caracterizado utilizando imagens de tomografia computadorizada de raios-x, determinando a heterogeneidade, anisotropia e volume elementar representativo das amostras. Para a utilização dos dados de tomografia, é proposto um novo método de segmentação de imagens tridimensionais baseado na rede neural de *Self-Organizing Maps*. A partir dos resultados, foram determinados o valor da porosidade absoluta e conectividade do espaço poroso, validando o método como uma ferramenta consistente para a análise quantitativa e qualitativa do espaço poroso em rochas heterogêneas.

Palavras chaves: Petrofísica, Carbonatos, Tomografia Computadorizada de Raios-X.



## UNIVERSITY OF CAMPINAS INSTITUTE OF GEOSCIENCES

## PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF MORRO DO CHAVES FORMATION CARBONATES, SERGIPE-ALAGOAS BASIN

## ABSTRACT

#### **Masters Degree**

#### Aline Maria Poças Belila

The carbonate reservoir characterization is a complex activity due to the high heterogeneity of these rocks. The recent Barremian/Aptian reservoirs discoveries belonging to the rift phase of the Santos Basin, shows the importance of further studies to assist the reservoirs interpretation and characterization. For this purpose, outcropping carbonate successions of Morro do Chaves Formation in Sergipe-Alagoas Basin were studied, analogous to Santos Basin reservoirs. The rock characterization was developed through the study of outcrops to evaluate aspects of larger scale and petrographic description to assess micro-scale characterized using x-ray computed tomography images, determining the heterogeneity, anisotropy and representative elementary volume of the samples. For the tomography data, a new method is proposed for three-dimensional image segmentation based on neural network Self-Organizing Maps. From the results, we determined the absolute value of porosity and pore space connectivity, validating the method as a consistent tool for quantitative and qualitative analysis of the pore space in heterogeneous rocks.

Keyword: Petrophysics, Carbonates, X-Ray Computed Tomography.

# SUMÁRIO

ÍNDICE DE FIGURAS	.x
ÍNDICE DE TABELAS	xiii
INTRODUÇÃO	1
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	2

GAMA	ESPECTRO	OMETRIA	DE AF	LORAME	NTO I	E ASPEC	TOS DI	AGENÉ	TICOS
DAS C	COQUINAS	DA FOR	RMAÇÃO	MORRO	DO C	CHAVES,	BACIA	DE SE	RGIPE
ALAG	OAS		•••••				•••••	•••••	3

A TOMOGRAFIA COMPUTADORIZA	DA DE RAIOS-X NA	A CARACTERIZAÇÃO DO
ESPAÇO POROSO EM CARBONATOS	HETEROGÊNEOS	

### ÍNDICE DE FIGURAS

## ANEXO 1. "Gamaespectrometria de afloramento e aspectos diagenéticos das coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe Alagoas."

- Figura 2: Estratificação cruzada acanalada com aumento da granulometria e porosidade no topo da camada (seta amarela). Fina camada com conchas orientadas (seta vermelha)......17

# ANEXO 2. "A tomografia computadorizada de raios-x na caracterização do espaço poroso em carbonatos heterogêneos."

Figura 1: a) Histograma da distribuição dos valores de intensidade para a amostra R13 e b) os
limiares de valores encontrados pelo SOM para cada distribuição. 1: Poros; 2: Cimentação
com microporosidade; e 3: Grãos aloquímicos43
Figura 2: a) Calcarenito com efeito de volume parcial e b) Calcirrudito com grãos aloquímicos e
poros visíveis (linhas pontilhadas) e cimentação com microporosidade (setas)43
Figura 3: Segmentação de máximo volume de interesse (MVI). a) Imagem original em escala de cinza. b) Imagem segmentada em três fases
Figura 4: Visualização tridimensional da fase porosa nos volumes máximos de interesse
Figura 5: Frequência relativa dos volumes de poros nas amostras R12, R13, R14, R16 e R1745
Figura 6: Seção transversal da imagem de TC em escala de cinza e variogramas experimentais em
três direções para os volumes máximos de interesse de cada amostra
Figura 7: a) Localização dos cinco subvolumes iniciais para o cálculo do VER. b) Aumento
progressivo do cubo em três dimensões50
Figura 8: a) Valores de porosidade para cubos de diferentes tamanhos das amostras R12, R13,
R14, R16 e R17. A: Canto inferior esquerdo; B: Canto inferior direito; C: Canto superior
direito; D: Canto superior esquerdo; E: Centro. Dimensões dos cubos (mm): 1: 20x20x20;
2: 40x40x40; 3: 60x60x60; 4: 80x80x80; 5: 100x100x100; 6: 120x120x120; 7:
140x140x140; 8: 160x160x160; 9: 180x180x180; 10: 200x200x200; 11: 220x220x220;
12: 240x240x240. b) Variogramas associados a cubos de diferentes volumes53

## ÍNDICE DE TABELAS

## ANEXO 1. "Gamaespectrometria de afloramento e aspectos diagenéticos das coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe Alagoas."

Tabela 1: Média dos valores de	e Raios Gama e permeabilidade	e coeficientes de variação (Cv)
para cada fácies		
Tabela 2: Sequência diagenética	sugerida para as coquinas estuda	das26

# ANEXO 2. "A tomografia computadorizada de raios-x na caracterização do espaço poroso em carbonatos heterogêneos."

Tabela	1:	Valores	de	porosi	lade,	peri	meabilidade	e	classificação	para	as	amostras
S	seleci	onadas	•••••	•••••		•••••		•••••		•••••		40
Tabela	2: Qu	antificaçã	io do	volume	e total	e coi	nectado de po	oros			•••••	46
Tabela	3: 1	Parâmetro	os (	obtidos	para	os	variograma	s e	experimentais	em	três	diferentes
Tabela	4: Di	mensões	do v	olume	elemer	ntar 1	representativ	o e	sua razão con	nom	aior	alcance de
(	cada a	amostra	•••••		•••••			•••••		•••••		54

## INTRODUÇÃO

Embora grande parte dos reservatórios mundiais de petróleo sejam formados por rochas carbonáticas, a recuperação do óleo ainda é pequena nestas rochas, comparadas aos reservatórios siliciclásticos, devido a sua alta heterogeneidade geológica. Na caracterização de reservatórios, a heterogeneidade afeta diretamente o fluxo de fluidos no meio poroso (Jensen *et al.*, 1997).

Em rochas siliciclásticas, a permeabilidade e porosidade são controladas principalmente pela textura primária deposicional, enquanto nos carbonatos a textura diagenética é determinante para a distribuição das propriedades petrofísicas, resultando em um sistema poroso com alta variação, devido aos intensos processos de dissolução, recristalização e cimentação que afetam os carbonatos desde a diagênese inicial (Lucia, 2007). Sendo, assim, essencial o conhecimento destes processos na caracterização de reservatórios carbonáticos.

Na caracterização petrofísica é muito importante a representatividade das medidas realizadas, uma vez que as propriedades da rocha tendem a variar com pequenas mudanças de volume quando as amostras encontram-se abaixo da escala de heterogeneidade (Corbett, 2009). Neste contexto, é necessária a determinação de uma escala apropriada de amostragem e a confiabilidade da extrapolação das medidas, sobretudo em carbonatos heterogêneos.

A Formação Morro do Chaves é composta por espessas camadas de coquinas, rochas essencialmente formadas pelas estruturas reliquiares de organismos bivalves (Grabau, 1904). Reservatórios conhecidos destas rochas, ocorrem na margem leste brasileira e na margem oeste da África, com deposição relacionada a fase rifte das bacias durante a abertura do Oceano Atlântico, no Cretáceo Inferior. Com as recentes descobertas de reservatórios barremianos/aptianos pertencentes a fase rifte da Bacia de Santos, observa-se a necessidade de estudos que contribuam para a interpretação e caracterização destes reservatórios.

Com isso, a presente pesquisa tem como objetivo a caracterização petrofísica dos carbonatos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, com base em estudos de afloramento, caracterização detalhada do espaço poroso, identificação dos processos diagenéticos, e determinação do volume ideal de amostragem para representar a heterogeneidade destas rochas.

1

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

CORBETT, P.W.M, 2009. Integration of static and dynamic models. Petroleum geoengineering.SEG/EAGE Distinguished Instructor Series, vol.12, pp.100–190.

FIGUEIREDO, A. M. F., 1981. Depositional Systems in the Lower Cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their Relationship to Petroleum Accumulations, Middle Rift Sequence, Sergipe–Alagoas Basin, Brazil. 275 p. Austin. Tese de Doutorado – The university of Texas in Austin.

JENSEN, J.L., LAKE, L.L., CORBETT, P.W.M., GOGGIN, D.J., 1997. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists. Prentice Hall, New Jersey.

LUCIA, F.J. 2007. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd ed. Springer-Verlag, New York, 226 pp.

## **ANEXO 1**

# GAMAESPECTROMETRIA DE AFLORAMENTO E ASPECTOS DIAGENÉTICOS DAS COQUINAS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

BELILA, Aline Maria Poças; VIDAL, Alexandre Campane;

Departamento de Geologia e Recursos Naturais, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). R. Pandiá Calógeras, 51. CEP: 13083-970. Campinas, SP. Caixa Postal: 6152. Endereços eletrônicos: aline.belila@ige.unicamp.br; vidal@ige.unicamp.br; **RESUMO:** O estudo de afloramentos análogos auxilia na caracterização de reservatórios através da correlação litológica e petrofísica com poços profundos. Neste trabalho foram analisadas seções aflorantes das coquinas da Formação Morro do Chaves relacionadas a fase rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas. As seções foram descritas com o objetivo de avaliar as potenciais fácies reservatório, utilizando dados gamaespectrométricos, de permeabilidade e descrição petrográfica. Os processos diagenéticos foram responsáveis pela atual configuração do espaço poroso: micritização e cimentação na eodiagênese, neomorfismo, cimentação tardia e compactação na mesodiagênese e significativo processo de dissolução na telodiagênese. O espaço poroso é constituído principalmente por porosidade interpartícula e, secundariamente, vugular isolada e vugular conectada. As potenciais fácies reservatório são calcarenitos e calcirruditos bioespáticos associados a estruturas com estratificação plano-paralela e base de camadas com granodecrescência ascendente, devido a baixa heterogeneidade e valores de Raios Gama e alta permeabilidade.

**ABSTRACT:** The study of analogous outcrops assists in reservoir characterization by lithological and petrophysical correlation with deep wells. In this paper, outcrop sections of Morro do Chaves Formation related to the rift phase of the Sergipe-Alagoas Basin were analyzed. The sections were described in order to assess the potential reservoir facies, using gamma-ray spectrometric data, permeability and petrographic description. Results show that diagenetic processes were responsible for the actual pore space configuration: micritization and cementation in eodiagenesis, neomorphism, late cementation and compaction in mesodiagenesis and important dissolution in telodiagenesis. The porosity types consists mainly of interparticle and secondarily separate vugs and touching vugs. Biospatic calcarenites and calcirudites associated with planar stratification and thinning upward base strata are the potential reservoir facies due to its low heterogeneity and gamma-ray values and high permeability.

#### Introdução

Reservatórios formados por coquinas não são frequentes no registro geológico. As coquinas são rochas essencialmente formadas pelas estruturas reliquiares, fragmentadas ou preservadas, de organismos invertebrados secretores de carbonato, como moluscos, corais e artrópodes (Schaffer, 1972). Reservatórios formados por estas rochas ocorrem na margem leste brasileira e na margem oeste da África, com deposição relacionada à fase de abertura do Oceano Atlântico. Exemplos de reservatórios formados por coquinas na Bacia de Campos são os campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha (Guardado et al., 1989). Depósitos análogos à Bacia de Campos, ocorrem na Bacia de Santos e na Bacia de Sergipe-Alagoas, representados pela Formação Morro do Chaves.

Reservatórios carbonáticos são caracterizados pela alta heterogeneidade e complexidade estrutural, sendo o seu espaço poroso controlado, principalmente, por modificações diagenéticas, responsáveis por obliterar a porosidade primária e gerar a porosidade secundária. Dessa forma, é essencial entender os processos diagenéticos que controlam a distribuição de porosidade e permeabilidade, uma vez que o conhecimento da distribuição das propriedades petrofisicas permite a compreensão do cálculo do volume e comportamento de fluxo dos reservatórios.

Para a simulação de fluxo em reservatórios, os fatores determinantes são as propriedades petrofísicas e a geometria das unidades. Estes dados geralmente são obtidos pela interpretação sísmica e perfis geofísicos de poços. Neste sentido, a utilização de perfilagem gamaespectrométrica em afloramentos análogos pode auxiliar na interpretação de poços profundos.

Os perfis de Raios Gama são amplamente utilizados, em conjunto com outros perfis geofísicos, para caracterização litológica e petrofísica de reservatórios. A perfilagem gamaespectrométrica em afloramentos permite o registro das variações litológicas a partir de medições das concentrações dos elementos K, Th e U, constituindo uma ferramenta simples de correlação com a geologia de superfície (Aigner *et al.*, 1995; Ferreira *et al.*, 2008). Um dos principais usos do perfil de Raios Gama é a estimativa de argilosidade dos pacotes sedimentares (Ellis & Singer, 2008). No Brasil, são escassos os estudos sobre a utilização de gamaespectrometria em carbonatos, vê-se, portanto, a necessidade da aplicação da

gamaespectrometria de afloramento para melhor entendimento dos litotipos e estabelecimento de correlações qualitativas com dados de poços profundos.

Aliado ao perfil de Raios Gama, o perfil de permeabilidade em afloramentos fornece uma estimativa da conectividade do espaço poroso nas diferentes litologias. Além disso, permite caracterizar as variabilidades em escala métrica e centimétrica.

Para avaliar dados quantitativos georreferenciados, utiliza-se métodos geoestatísticos para definir a variabilidade espacial, neste caso alguns trabalhos aplicam esse método para avaliar medidas obtidas pelo permeâmetro portátil (Tidwell & Wilson, 1997; Corbett *et al.*, 1999; McKinley *et al.*, 2004). Ao utilizar a estatística convencional, Corbett & Jensen (1992) definiram três classes de heterogeneidade baseadas no coeficiente de variação (Cv) das medidas do permeâmetro portátil: homogênea para  $0 < C_v < 0.5$ ; heterogênea para  $0.5 < C_v < 1$ ; e muito heterogênea para  $C_v > 1$ . O coeficiente de variação é utilizado como parâmetro estatístico para caracterização de reservatório, sendo calculado pela normalização do desvio padrão. Uma vez que o desvio padrão geralmente aumenta com o aumento da média, o  $C_v$  representa um melhor estimador para a variabilidade.

Com isso, o objetivo deste trabalho foi identificar as principais litofácies da Formação Morro do Chaves, avaliar a variabilidade espacial com o auxílio do permeâmetro portátil e o comportamento do perfil de Raios Gama nestas rochas, além de identificar e interpretar os principais processos diagenéticos e os diferentes tipos de poros gerados.

#### Contexto geológico da área de estudo

A área de estudo localiza-se na cidade de São Miguel dos Campos, Estado de Alagoas, na pedreira CIMPOR, onde afloram sucessões carbonáticas da Formação Morro do Chaves, com idades entre o NeoBarremiano e o EoAptiano, na Bacia de Sergipe-Alagoas (Figura 1).

A Bacia de Sergipe-Alagoas está localizada na região nordeste do Brasil e ocupa uma área de aproximadamente 35.000 Km<sup>2</sup>, sendo dois terços desta área submersa. É limitada ao norte pelo Alto de Maragogi, com a Bacia de Pernambuco-Paraíba, e ao sul pelo sistema de falhas Vaza Barris, com a Bacia de Jacuípe (Feijó, 1994).

Sergipe-Alagoas é uma bacia de margem passiva, relacionada à separação do supercontinente *Gondwana*, no Cretáceo. Apresenta alta complexidade estrutural devido à existência de diversas fraturas ao longo de toda a bacia, subdividida em blocos ou compartimentos tectônicos limitados por grandes falhas, identificadas pela variação da profundidade da superfície do embasamento, diferenças no tipo de sedimentação, intensidade do falhamento e padrão de anomalias gravimétricas (Falkenhein *et al.*, 1986).



Figura 1: Mapa geológico e localização da Pedreira Cimpor.

A evolução tectônica da bacia pode ser caracterizada por quatro fases distintas: pré-rifte, rifte, quiescência tectônica (transicional) e pós-rifte (drifte) (Lana, 1991). A Formação Morro do Chaves pertence à fase rifte da bacia, que corresponde ao estágio de subsidência mecânica. As rochas deste estágio foram depositadas em ambiente continental e marinho restrito e abrangem os períodos doNeoBerriasiano ao EoAptiano (Campos Neto *et al.*, 2007). A primeira sequência deposicional compreende o estiramento inicial do rifte, é registrada entre o NeoBerriasiano e EoHauteriviano associada a um sistema lacustre-deltaico. A segunda sequência está relacionada aos primeiros pulsos tectônicos do rifte, com deposição de sedimentos alúvio-fluviais concomitantemente a deposição deltaica-lacustre em porções distais, iniciada durante o período NeoHeuteriviano ao NeoBarremiano. A terceira sequência pertence ao início do Aptiano, referente ao segundo pulso tectônico do rifte, com deposição de sedimentos aluviais na parte proximal da bacia e depósitos alúvio-deltaicos e lacustres na porção distal. A última sequência foi

depositada no EoAptiano, no final do segundo pulso tectônico, com sedimentos alúvio-deltaicos relacionados a períodos de clima úmido, e evaporitos nos períodos de máxima aridez (Campos Neto *et al.*, 2007).

A Formação Morro do Chaves foi rebaixada para Membro da Formação Coqueiro Seco por Feijó (1994), caracterizada como contendo ostracodes não-marinhos e palinomorfos que indicam idade Eoaptiana. Campos Neto *et al.* (2007), no entanto, retomam a denominação de Formação atribuída por Schaller (1970) por constatar que a unidade ocorre tanto na segunda como na terceira sequência deposicional da fase rifte, indicando um período entre o NeoBarremiano e EoAptiano. Com efeito, Antonioli *et al.* (2009) identificaram uma palinozona na porção inferior da unidade que sugere idade NeoBarremiana.

Os depósitos da Formação Morro do Chaves foram formados em águas rasas de um grande lago de rifte salino a hipersalino em um sistema semi-fechado afetado por tempestades (Figueiredo, 1981). A acumulação das coquinas de bivalves ocorre em áreas marginais em condições de águas rasas e alta energia, em contexto fisiográfico de rampa de baixa ângulo com alta influência das ondas (Platt and Wright, 1991).

Variações do nível do lago foram responsáveis pela intercalação de coquinas e folhelhos. Os folhelhos foram depositados nos períodos de nível máximo, em ambientes anóxicos profundos que permitiram a preservação da matéria orgânica. Ao passo que os organismos bivalves teriam vivido em águas rasas e oxigenadas, e suas carapaças retrabalhadas por ondas de tempestades responsáveis pela acumulação desses organismos em bancos e praias (Azambuja Filho *et al.*, 1998).

A sedimentação da Formação Morro do Chaves ocorreu concomitantente a Formação Coqueiro Seco, constituída por depósitos flúvio-deltaico-lacustre (Figueiredo,1981; Azambuja *et al.*, 1998). Azumbuja *et al.* (1998) estudaram seções sísmicas próximas a pedreira Cimpor, indicando um modelo de lago de rifte apresentando uma margem ativa de borda de falha e uma margem flexural. As plataformas carbonáticas da Formação Morro do Chaves estiveram associadas a margem flexural do lago, com o acúmulo de coquinas em barras e praias bioclásticas. Enquanto os depósitos de leques deltaicos da Formação Coqueiro Seco foram depositados na margem ativa do lago. As camadas de coquinas estão, em algumas regiões da bacia, intercaladas por sedimentos siliciclásticos, indicando a deposição dos sedimentos de leque deltaico sobre a plataforma carbonática (Figueiredo, 1981). As variações do nível do lago e o

aporte de terrígenos sugerem um forte controle climático e tectônico na deposição das coquinas, sendo que períodos de quiescência tectônica e clima árido favoreceram o estabelecimento das plataformas carbonáticas da Formação Morro do Chaves.

#### Classificação das rochas

Carozzi *et al.* (1972) utilizaram o termo bioacumulado para se referir a rochas carbonáticas constituídas por um tipo dominante de organismo, na fração areia ou maior, e sem retrabalhamento *in situ*. Os bioacumulados podem ser formados por qualquer organismo invertebrado que secrete carbonato, como bivalves, ostracodes, gastrópodes, macroforaminíferos, crinoides, etc. Segundo Terra (2010), a denominação *coquina* tem sido utilizada para as rochas da margem leste brasileira compostas principalmente por bivalves, utilizando o termo bioacumulado quando as duas valvas estão preservadas e os termos *packstone, grainstone ou rudstone,* caso tenha ocorrido retrabalhamento das valvas, segundo classificação de Embry & Klovan (1971).

A classificação de Embry & Klovan (1971) é uma ampliação da classificação de Dunham (1962). As classificações de Folk e Dunham, ambas publicadas em 1962, no primeiro *Memoir* da AAPG (*Classification of Carbonate Rocks*), são clássicas na sedimentologia de carbonatos e tornaram-se a base para outras classificações. No entanto, tais classificações indicam rochas geneticamente carbonáticas, formadas por três componentes principais: grãos aloquímicos, cimento e micrita (matriz microcristalina). Os critérios utilizados para as classificações de Folk e Dunham, sendo eles principalmente composicionais e deposicionais, respectivamente, contrastam com as características das coquinas estudadas, uma vez que estas são originalmente acumulações detríticas de sedimentos carbonática e apresentam significativa porcentagem de matriz e grãos siliciclásticos, como quartzo e feldspato. Ainda que os principais componentes das coquinas sejam de origem biológica (bioclastos de bivalves), seu caráter mecânico está evidente na sua fragmentação, transporte e deposição.

Grabau (1904) foi um dos primeiros autores a interpretar rochas carbonáticas de forma semelhante a rochas terrígenas. Grabau (1926) também faz referência ao termo bioacumulado, porém para rochas formadas pela cimentação de restos esqueléticos acumulados, sendo chamadas coquinas quando compostas por esqueletos de organismos bivalves. Grabau (1904) utiliza para as rochas carbonáticas os mesmos termos utilizados para classificação de rochas terrígenas (lutito, arenito e rudito) com adição do prefixo calc(i). Os calcilutitos compreendem sedimentos finos, com granulometria menor que 0,063 mm; os calcarenitos apresentam sedimentos de fração areia

(entre 0,063 e 2 mm); e os calcirruditos compreendem as brechas e conglomerados e apresentam grãos com diâmetro maiores que 2mm.

Neste trabalho, será utilizada uma classificação baseada na classificação de Grabau (1904) e Folk (1959; 1962), utilizando as nomenclaturas de calcilutito, calcarenito e calcirrudito, de acordo com a granulometria e como referência à origem detrítica dos grãos, e adição do termo de ordem composicional: *biomicrítico* para rochas com matriz de calcita microcristalina e *bioespático* para rochas com cimentação de calcita espática, sendo o prefixo *bio* referente aos grãos aloquímicos compostos por bioclastos de bivalves, que são os principais formadores das coquinas.

#### Relações entre porosidade e permeabilidade

A porosidade efetiva é o espaço poroso conectado e é utilizada para cálculos de fluxo de fluidos. Em determinada escala, todo espaço poroso é conectado, a questão principal, no entanto, é de que forma os poros estão conectados (Lucia, 2007). Dessa forma, o espaço poroso deve ser classificado com base na textura da rocha e suas propriedades petrofísicas, de modo a integrar informações geológicas e de engenharia (Lucia, 2007).

A primeira classificação de carbonatos com ênfase na estrutura porosa foi criada por Archie (1952) para estudo petrofísico, levando em consideração a textura da matriz e a estrutura porosa visível. A textura da matriz, formada por porosidade intergranular e intercristalina, pode ser classificada, segundo Archie (1952), como cristalina compacta, c*halky* e granular ou sacaroidal. A porosidade visível é dividida em quatro classes, com base na porcentagem de poros visíveis na seção delgada: (a) excelente (20%); (b) boa (15%); (c) regular (10%); e (d) pobre (5%).

Choquette & Pray (1970) classificaram o espaço poroso de rochas carbonáticas dividindoo em três tipos principais: de textura seletiva (controlada por grãos, cristais ou outras estruturas primárias), textura não-seletiva e textura seletiva ou não-seletiva (toda porosidade que pode cortar grãos ou texturas deposicionais primárias). No entanto, embora a classificação de Choquette & Pray (1970) seja amplamente utilizada para a classificação de porosidade em carbonatos, Lucia (1983) mostrou que os agrupamentos utilizados nesta classificação, não possuem comportamentos petrofísicos semelhantes, uma vez que enfatizam os processos de geração de porosidade (deposicionais e diagenéticos).

Lucia (1983) comparou a textura das rochas com medidas de laboratório de propriedades petrofísicas e propôs uma classificação do espaço poroso em grupos com comportamento petrofísico similar, reconhecendo a importância de diferentes tipos de poros, além da porosidade intergranular utilizada por Archie (1952). Assim, dividiu o espaço poroso em (1) poros localizados entre grãos e cristais, chamada porosidade interpartícula, e (2) poros dentro de cristais ou grãos, ou poros que são significantemente maiores (geralmente 2x) que as partículas, chamada porosidade vugular. A porosidade vugular é dividida em vugular não-conectada, na qual os poros estão conectados apenas pela porosidade interpartícula, e vugular conectada, na qual os poros formam uma rede interconectada.

Em rochas com porosidade interpartícula, a geometria do espaço poroso e, consequentemente, a permeabilidade são controladas pela forma e tamanho das partículas, distribuição da cimentação, compactação e dissolução (Lucia, 1983). Em rochas com porosidade vugular isolada, a permeabilidade é controlada pela porosidade interpartícula, possuindo os poros vugulares pouca ou nenhuma influência. Para rochas com porosidade vugular conectada, os poros vugulares aumentam drasticamente a permeabilidade em relação a rochas com porosidade interpartícula. Gráficos de porosidade *versus* permeabilidade para rochas com porosidade vugular conectada mostram que estas rochas não podem ser caracterizadas por classes petrofísicas ou textura da rocha (Lucia, 2007). A rede de conexão dos *vugs* é formada principalmente por fraturas, canais e cavidades, e seu efeito sob a permeabilidade é complexo para ser estimado (Lucia, 1983).

#### Materiais e métodos

Em uma primeira etapa, foi realizado o trabalho de campo na Pedreira Cimpor, em São Miguel dos Campos – Alagoas, para o estudo dos afloramentos, realização de perfis de raios gama, perfis de permeabilidade e coleta de amostras, buscando representar as diferentes fácies encontradas. As seções aflorantes foram descritas considerando cor, granulometria, seleção, forma e organização dos grãos, cimentação, porosidade, texturas e estruturas encontradas, espessura das lâminas ou camadas, presença de ciclos e variação vertical de fácies. Foram coletadas 23 amostras, orientadas em relação ao topo das camadas, para confecção de lâminas delgadas impregnadas com *epoxy* azul para visualização da porosidade. Todas as lâminas foram analisadas em microscópio óptico convencional e algumas amostras selecionadas para análise em microscópio eletrônico de varredura (MEV) visando a determinação da composição mineralógica de conchas de bivalves e cimentos. As medidas dos perfis de raios gama foram obtidos em contagens por minuto (cpm) utilizando o gamaespectrômetro portátil *RS-230*, e as medidas de permeabilidade foram obtidas pelo permeabilímetro portátil *TinyPerm II*.

#### Resultados e discussão

#### Descrição de afloramento

As camadas de coquinas apresentam espessuras de decímetros a poucos metros, constituindo pacotes espessos de 1-15m intercalados por camadas de folhelhos e, menos frequentes, arenitos. A disposição dos corpos não segue um padrão de distribuição, o que se observa é o truncamento de camadas por superfícies erosivas ou mudanças abruptas. As camadas de coquinas são geralmente tabulares com estratificação plano-paralela e estratificação cruzada acanalada e de baixo ângulo.

A influência do aporte de sedimentos terrígenos na plataforma carbonática foi responsável pela deposição de camadas de arenito e coquinas com grãos e seixos siliciclásticos, principalmente quartzo e fragmentos líticos.

Os folhelhos apresentam espessuras entre 2-100cm e, em geral, contêm fragmentos de peixes e troncos, com pirita variando de milímetros a poucos centímetros e nódulos de calcita. Os folhelhos foram depositados em condições de baixa oxigenação com preservação da matéria orgânica, contudo algumas camadas próximas a porção superior da seção apresentam maior conteúdo em silte e baixa preservação da matéria orgânica, o que sugerem a variação nas condições de sedimentação.

As camadas mais frequentes são calcarenito/calcirrudito com estratificação planoparalela, calcirrudito com estratificação cruzada, calcarenito/ calcirrudito com granocrescência e granodecrescência ascendente e calcirrudito arenoso.

Níveis com estruturas relacionadas à orientação de conchas com concavidade para baixo são resultado de fluxos de água oscilantes que transbordam em regiões de crista depositando finas camadas de conchas organizadas devido à tração da água (Jahnert *et al.*, 2012). As conchas apresentam organização aleatória na maioria das amostras descritas, porém estruturas com orientação das conchas com concavidade para baixo foram observadas em alguns níveis do afloramento. Um destes níveis ocorre na base de camada de calcirrudito bioespático com estratificação cruzada acanalada (Figura 2). Betzler e Ring (1994) descrevem também estratificações cruzadas acanaladas no lago Malawi. Essas estruturas estariam associadas a inundações do lago sobre áreas com declive pouco acentuado, formando barras e praias

bioclásticas em condições de alta energia. No topo das camadas com estratificação cruzada acanalada ocorre significativo aumento de granulação, permeabilidade e porosidade aparente, constituindo uma estrutura de granocrescência ascendente (Figuras 2 e 3). Acima destas camadas, observa-se calcirruditos e calcarenitos homogêneos com estratificação plano-paralela. Algumas destas camadas apresentam conteúdo argiloso bem marcado pelo pico do perfil de Raios Gama e diminuição do valor de permeabilidade (Figura 3). Betzler & Ring (1994) associam as estratificações plano-paralelas a condições de baixa energia, abaixo do nível base das ondas.

São observados também camadas com granocrescência ascendente, estando estas estruturas associadas a períodos de inundação da plataforma carbonática (Tucker & Wright, 1990; Azambuja Filho *et al.*, 1998; Kinoshita, 2010). Estes ciclos estão evidenciados pelo aumento de granulação e permeabilidade e diminuição de argilosidade para o topo. Observa-se calcarenitos gradando para calcirruditos ou, mais frequentemente, calcirrudito fino gradando para calcirrudito grosso, apresentando faixas com conteúdo argiloso, que diminuem progressivamente para o topo. A presença de material argiloso é responsável pela alta variação do espaço poroso, evidenciada pelo perfil de permeabilidade (Figura 4a).

As estruturas de granodecrescência ascendente ocorrem em calcarenitos e calcirruditos finos a grossos com diminuição da granulação e permeabilidade e aumento de argilosidade para o topo, indicando a diminuição da energia de sedimentação. Assim como nos ciclos de granocrescência ascendente, observa-se a presença de material argiloso, aumentando gradualmente seu conteúdo até formarem uma faixa espessa no topo da camada. As camadas com granodecrescência ascendente descritas são limitadas no topo por camada de folhelho ou argila com conchas (Figura 4b).

Na figura 5 a base da seção é formada por camada de arenito bioclástico apresentando um nível com concentração de seixos de até 4cm de diâmetro de litologias variadas, representado por um pico no perfil de permeabilidade. Na parte superior da seção ocorre camada de calcirrudito com matriz arenosa e calcirrudito sem matriz no topo. Utilizando o perfil de Raios Gama não é possível distinguir entre o arenito bioclástico e o calcirrudito com matriz arenosa, no entanto, na transição do calcirrudito com matriz arenosa para o calcirrudito limpo, ocorre uma queda nos valores de Raios Gama e os valores de permeabilidade aumentam.

Para cada fácies, foram calculados a média dos valores de Raios Gama e o coeficiente de variação (Cv) a partir dos valores de permeabilidade, resultando em uma classificação de heterogeneidade, de acordo com Corbett & Jensen (1992) (Tabela 1).

**Tabela 1:** Média dos valores de Raios Gama e permeabilidade e coeficientes de variação (Cv) para cada fácies.

	Raios Gama	Perm.		
Fácies	(cpm)	(mD)	Cv	Heterogeneidade
Calcirrudito com estratificação				
cruzada	452,41	561,77	1,71	Muito heterogênea
Calcarenito/calcirrudito com				
estratificação plano-paralela	639,68	50,20	0,61	Heterogênea
Calcarenito/Calcirrudito com				
granocrescência ascendente	693.82	30,26	1,57	Muito heterogênea
Calcarenito/Calcirrudito com				
granodecrescência ascendente	542,69	215,23	0,88	Heterogênea
Calcirrudito arenoso	833.9	1018,92	1,20	Muito heterogênea



**Figura 2:** Estratificação cruzada acanalada com aumento da granulometria e porosidade no topo da camada (seta amarela). Fina camada com conchas orientadas (seta vermelha).



**Figura 3**: Estratificação cruzada acanalada na parte inferior e camadas com estratificação plano-paralela na parte superior. Perfil de raios gama (verde) e perfil de permeabilidade (azul). Pico de Raios Gama indica camada argilosa (seta vermelha), e pico de permeabilidade indica o topo da camada estratificada (seta amarela).



**Figura 4: a)** Calcirrudito com granocrescência ascendente, com aumento de granulometria e permeabilidade e diminuição do conteúdo argiloso para o topo. **b**) Calcirrudito com granodecrescência ascendente, com diminuição de granulometria e permeabilidade e aumento do conteúdo argiloso para o topo. Perfil de Raios Gama (verde) e perfil de permeabilidade (azul).



**Figura 5:** Seção geológica apresentando camada de arenito bioclástico na base, camada de calcirrudito com matriz arenosa e calcirrudito limpo no topo. Perfil de raios gama (verde) e perfil de permeabilidade (azul). Pico de permeabilidade referente a nível com seixos (detalhe).

De forma geral, a partir do perfil de Raios Gama é possível inferir a gradação de granulação das estruturas. A granocrescência ascendente está relacionada à diminuição dos valores de Raios Gama para o topo, e a granodecrescência ascendente ao aumento dos valores para o topo. As camadas com estratificação cruzada, estratitificação plano-paralela e granodecrescência ascendente apresentam as menores médias de valores de Raios Gama, ao passo que a granocrescência ascendente e o calcirrudito arenoso apresentam as maiores médias de valores.

As condições de alta energia para a formação das estratificações cruzadas e de baixa energia para a formação das estratificações plano-paralelas explicam a diminuição de permeabilidade e aumento dos valores de Raios Gama ao passar da primeira para a segunda fácies. Nas estruturas de granocrescência e granodecrescência ascendente, o perfil de Raios Gama é condicionado pela ocorrência de faixas com conteúdo argiloso. Com o aumento do conteúdo argiloso geralmente ocorre a diminuição da granulação.

A fácies com matriz terrígena apresenta os maiores valores de Raios Gama, ocorrendo um aumento proporcional das concentrações de K, Th e U. A concentração de K é decorrência dos silicatos presentes no arenito contendo potássio, como feldspatos e micas. Na forma detrítica, o U se deposita junto com o Tório, por possuírem a mesma granulação na fração de argila. O Tório é um elemento radioativo da série dos Actinídeos, ocorrendo sua precipitação apenas em ambientes oxidados. Em rochas sedimentares a principal ocorrência de Th ocorre na fração correspondente a arenitos em locais onde há ocorrência de minerais pesados, como Monazita, Torita, Zircão, Titanita e Allanita. O ambiente de sedimentação das coquinas é propício ao acúmulo de minerais pesados devido ao retrabalhamento dos sedimentos, lavando os minerais leves e concentrando os pesados.

Os perfis de Raios Gama e permeabilidade mostraram boa correlação, uma vez que fácies com maior argilosidade apresentam menores permeabilidades. Os calcirruditos arenosos são exceção nesta correlação, isso porque as anomalias de K, Th e U estão relacionadas aos minerais presentes no arenito e são responsáveis pelos picos de Raios Gama, e não indicam a argilosidade da fácies.

A partir dos perfis de permeabilidade, estimou-se o grau de heterogeneidade das camadas. Uma análise conjunta dos valores de Raios Gama, permeabilidade e heterogeneidade de cada fácies indica os calcarenitos e calcirruditos com estratificações plano-paralelas e a base das estruturas de granodecrescência ascendente como as principais fácies reservatórios, por sua baixa heterogeneidade e argilosidade e maiores valores de permeabilidade.

#### Descrição das amostras

A descrição, iniciada em campo e posteriormente em laboratório, com auxílio de microscópio, evidenciou que todas as amostras são constituídas predominantemente por bioclastos de organismos bivalves. Estes organismos podem ser tanto escavadores do fundo oceânico, vivendo em meio aos sedimentos do substrato oceânico, quanto anexados a epifauna bentônica. A grande maioria habita águas rasas marinhas, mas são encontrados representantes em quase todos os ambientes aquosos, desde águas doces, salobras e hipersalinas, até águas profundas (Scholle & Scholle, 2003). Segundo Borges (1937), os bivalves mais abundantes da Formação Morro do Chaves são do gênero *Anodontophora sp.*, que são organismos

suspensívoros, vivendo anexados aos sedimentos e típicos de ambientes de água agitada e sedimentos grossos.

O esqueleto dos pelecípodes possui mineralogia originalmente aragonítica. No entanto, a composição original foi alterada pela diagênese para uma fase mineral mais estável, substituindo a aragonita por calcita com baixo teor de magnésio.

Além dos bioclastos, algumas amostras apresentam quantidades significativas de quartzo e outros grãos siliciclásticos, como feldspato, muscovita e titanita, e fragmentos líticos. A pirita é frequente e ocorre disseminada nas amostras.

Todas as amostras apresentam conchas fragmentadas, desarticuladas, mal selecionadas e sem ocorrência de bivalves em posição de vida, indicando que essas rochas possuem origem alóctone. As amostras foram classificadas em calcarenitos e calcirruditos bioespáticos e apenas uma amostra foi classificada como calcirrudito biomicrítico. Além das litofácies carbonáticas, também foram descritos arenitos e folhelhos, rochas que não são alvo deste trabalho.

#### Porosidade

A porosidade interpartícula compreende a porosidade intergranular e intercristalina, sendo o principal grupo dentre as amostras. É controlada pelo tamanho dos bioclastos (variam de menos de 1mm a 25mm), cimentação e dissolução, gerando tanto a porosidade intergranular como intercristalina (Figuras 6a e 6b).

A porosidade vugular isolada constitui um grupo secundário, apresentando mais comumente porosidade do tipo móldica e intrapartícula, e subordinadamente poros significantemente (2x) maiores que as partículas, estes últimos gerados principalmente pela dissolução de cimentos (Figura 6c). A porosidade vugular isolada geralmente encontra-se conectada no arcabouço da rocha pela porosidade interpartícula, sendo este fator determinante para a permeabilidade, uma vez que os poros vugulares contribuem apenas para a porosidade e não influenciam significativamente a permeabilidade (Lucia, 1983).

A porosidade vugular conectada é o grupo menos frequente dentre as amostras, formado por brechas com fraturas irregulares em diferentes direções, e porosidade cavernosa, interconectada por pequenos canais ou fraturas (Figura 6d).

#### Diagênese

Os processos diagenéticos observados nas amostras da Formação Morro do Chaves são: micritização, cimentação, neomorfismo, compactação e dissolução. As bordas escuras em conchas representam o estágio inicial de diagênese e são geradas por perfurações de microorganismos, como fungos e algas endolíticas, gerando envelopes micríticos (Moore, 1973; Flügel, 1982). A micritização está associada ao ambiente meteórico e sua textura se apresenta como uma massa escura homogênea, em alguns casos micritizando o grão por completo (Figura 7a).

A análise por microscópia eletrônica de varredura e EDS (*energy dispersive x-ray*) revelou que a cimentação é formada por calcita com baixo teor de magnésio (LMC). Os cristais apresentam morfologias diferenciadas, estando associados a diferentes ambientes diagenéticos. As principais formas encontradas são: cimento prismático, cimento isópaco blocoso, calcita drusiforme espática e calcita espática.

O cimento prismático ocorre como franjas de gravidade, apenas na parte inferior dos bioclastos, associado ao ambiente vadoso meteórico (Figura 7b). É composto por prismas alongados perpendiculares a superfície do grão, ocupando a porosidade interpartícula.

O cimento isópaco blocoso é formado por cristais anédricos a subédricos de calcita (Figura 7c). As franjas isópacas de cimento blocoso ocorrem associadas ao ambiente meteórico freático (Figura 7d e 7e). O cimento drusiforme preenche o espaço poroso interpartícula já ocupado pelas franjas isópacas e de gravidade (Figura 7f).

A cimentação por grandes cristais de calcita espática encontra-se como cimento tardio, preenchendo poros gerados por dissolução no interior das conchas ou no espaço poroso, associada à mesodiagênese (Figuras 7g e 7h).

Cristais de calcita associados às estruturas originais da concha aragonítica indicam que a aragonita não dissolveu completamente, mas recristalizou *in situ* para calcita, processo chamado neomorfismo (Adams & Mackenzie, 1998) (Figura 8a). A borda micritizada da concha permite a preservação da forma externa original devido a sua resistência à dissolução (Tucker e Wright, 1990). Em alguns casos, no entanto, observa-se cristais prismáticos de calcita de uma margem a outra da concha, provavelmente indicando completa remoção diagenética da aragonita e posterior precipitação de calcita (Scholle & Scholle, 2003) (Figura 8b).
Outro processo de neomorfismo observado em algumas amostras é a conversão diagenética, na qual ocorre a transição de micrita  $(1-4 \ \mu m)$  e formação de microespato  $(5-20 \ \mu m)$  e pseudoespato  $(30-50 \ \mu m)$  (Folk, 1965) (Figura 8c).

Os processos de compactação podem ser divididos em físicos ou químicos, sendo que a compactação física ocorre desde o início do soterramento, logo após a deposição dos sedimentos, e a compactação química ocorre em soterramento profundo. Dentre os processos físicos, observase nas amostras a deformação de grãos, envelopes micríticos fragmentados e contato suturado entre grãos (Figura 8e). Evidências de compactação química podem ser observadas pela presença de estilólitos nas amostras (Figura 8d).



**Figura 6:** Fotomicrografia representando tipos de porosidade. **a**) Intergranular. **b**) Intercristalina. **c**) Vugular isolada (intrapartícula). **d**) Vugular conectada por brechação.



**Figura 7:** Fotomicrografias representando processos diagenéticos. **a**) Envelope micrítico ao redor da concha (LPN). **b**) Franja de gravidade (LPA). **c**) Cimento blocoso (MEV). **d**) e **e**) Franja isópaca ao redor de todo o grão (LPN). **f**) Cimento de calcita drusiforme (LPN). **g**) Calcita espática preenchendo interior do grão (seta vermelha) (LPN). **h**) Calcita espática preenchendo espaço poroso (seta vermelha) (LPA).



**Figura 8:** Fotomicrografias representando processos diagenéticos. **a**) Estruturas reliquiares de aragonita em bioclasto (LPN). **b**) Cristais de calcita de uma margem a outra de bioclasto (LPA). **c**) Conversão diagenética de micrita a micro e pseudoespato (LPN). **d**) Estilólito em calcita por compactação química (LPN). **e**) Contato suturado entre bioclastos, e posterior dissolução (LPN).

## Sequência diagenética

Várias gerações de cimento ocorrem nas amostras devido aos processos contínuos de dissolução e precipitação desde a eodiagênese (Tabela 2). A cimentação ocorreu da superfície do grão em direção ao espaço poroso. O primeiro estágio ocorreu com a micritização das bordas dos bioclastos em ambiente meteórico, seguida pela precipitação das franjas de gravidade e isópacas. Após a precipitação das franjas, ocorreu o preenchimento do espaço poroso por cimento drusiforme. A micritização das bordas permitiu a recristalização da aragonita em calcita preservando a forma do grão. Nas amostras com micritização, ocorreu o neomorfismo de micrita em microespato e pseudoespato. A última fase de cimentação observada é o preenchimento dos poros de dissolução tardia por calcita espática, tanto no interior dos grãos como no espaço poroso, provavelmente associada a mesodiagênese. A compactação ocorre desde o estácio inicial, sendo mais efetiva na mesodiagênese em soterramento profundo, gerando contatos suturados e estilólitos. O fraturamento e brechação de algumas amostras cortam a cimentação, indicando sua ocorrência associada ao estágio mesodiagenético. A dissolução ocorre em todos os estágios diagenéticos, contudo, sua atuação mais evidente está associada ao ambiente meteórico, sendo o estágio telodiagenético o principal responsável pela porosidade secundária atual, cortando as feições de compactação e fraturamento.

Processos diagenéticos	Eodiagênese/ Meteórico	Mesodiagênese/ Profundo	Telodiagênese/ Meteórico
Micritização			
Cimento prismático			
Cimento isópaco blocoso			
Cimento drusiforme			
Neomorfismo			
Cimento de calcita espática			
Compactação		_	
Dissolução			

**Tabela 2:** Sequência diagenética sugerida para as coquinas estudadas.

## Fácies e porosidade

Nas amostras estudadas, a porosidade vugular está associada a calcirruditos bioespáticos homogêneos, sem conteúdo argiloso ou matriz terrígena, que correspondem às camadas de calcirruditos com estratificações plano-paralelas e cruzadas. O empacotamento dos grãos nestas amostras é frouxo e a dissolução de cimentos é responsável pela geração dos poros vugulares.

A porosidade interpartícula é predominante e ocorre em todas as fácies, no entanto, a porosidade aparente (visual) é maior nos calcarenitos e calcirruditos bioespáticos homogêneos, sendo que a presença de laminações plano-paralelas resulta em menor porosidade relativa. As camadas variação vertical de conteúdo argiloso correspondem as estruturas de granocrescência ascendente e granodecrescência ascendente, sendo que na base e no topo das camadas, respectivamente, as amostras são compostas por calcarenitos e calcirruditos bioespáticos limpos, porém com empacotamento denso dos grãos, resultando em porosidade interpartícula pela dissolução de cimentos.

As fácies de calcirruditos arenosos, arenitos bioclásticos e calcirruditos bioespáticos com matriz terrígena, apresentam empacotamento frouxo dos grãos associado a dissolução de cimento carbonático, sendo responsável pela alta porosidade, predominatemente interpartícula.

## Conclusões

As principais fácies encontradas na sucessão carbonática aflorante da Formação Morro do Chaves na Pedreira Cimpor são calcarenitos e calcirruditos bioespáticos organizados em camadas tabulares com estratificação plano-paralela, estratificação cruzada de baixo ângulo e estruturas de granocrescência ascendente e granodecrescência ascendente.

Os calcarenitos e calcirruditos apresentam conteúdo variável de argila e grãos terrígenos. A cimentação dos poros ocorreu predominantemente na Eodiagênese, com redução do espaço poroso na Mesodiagênese, em ambiente profundo. A dissolução dos cimentos e grãos, gerando a porosidade secundária atual, ocorreu principalmente na Telodiagênese, em ambiente meteórico. De fato, a dissolução dos cimentos é o processo diagenético atual, responsável pela criação de poros vugulares e interpartícula, dependendo do tamanho e empacotamento das partículas que compõem a rocha.

Ao avaliar a porosidade relativa entre as fácies, a estimativa de permeabilidade e o conteúdo argiloso, as potenciais fácies reservatório encontradas foram as associações de fácies com estratificação plano-paralela e a base de ciclos de granodecrescência ascendente.

De forma geral, os perfis de Raios Gama foram capazes de representar a gradação da granulação e conteúdo argiloso das camadas, mostrando boa correlação com os perfis de permeabilidade, de modo que altos valores de permeabilidade correspondam a baixos valores de Raios Gama. Os perfis de permeabilidade caracterizaram a variação vertical de fácies, atribuindo um grau de heterogeneidade útil para a delimitação de fácies reservatórios.

Dessa forma, os dados da gamaespectrometria e permeabilidade de afloramento podem ser úteis para a correlação com litologias análogas em poços profundos, não em valores absolutos de informação mas pela associação entre as diferentes associações de fácies no reservatório.

## Referências

ADAMS, A.E. & MACKENZIE, W.S. 1988. A Colour Atlas of Carbonate Sediments Under the Microscope. London: Manson Publishin, 180 pp.

AIGNER T, SCHAUER M, JUNGHANS W-D & REINHARDT L. 1995. Outcrop gamma-ray logging and its applications: examples from the German Triassic. Sedimentary Geology, 100: 47–61.

ANTONIOLI, L., DINO, R., GALLO, V. 2004. Barremian palynomorphs and associated fish remains of the Sergipe-Alagoas Basin, northeastern Brazil. Pólen 14, 447-448.

- ARCHIE, G.E. 1952. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations, Bull AAPG 36. No.6, 278-98.
- AZAMBUJA FILHO, N.C., ARIENTI, L.M., CRUZ, F.E.G. 1998. Guidebook to the Rift-Drift Sergipe-Alagoas Passive Margin Basin, Brazil. AAPG International Conference & Exibition, Rio de Janeiro, pp. 1-113.
- BORGES, J. 1937. Pesquisas de Fósseis em Jaboatão e Morro do Chaves, Brasil. Serviço Geológico e Mineralógico, notas preliminares e estudos, 15, p. 7–11.
- CAMPOS NETO O.P., SOUZA LIMA W., CRUZ F.E.G. 2007. Bacia de Sergipe Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobras 15(2), 405-415.
- CAROZZI, A. V.; BOUROULLEC, J.; DELOFFRE, R.; RUMEAU, L. 1972. Microfacies du Jurassique d'Aquitaine. Bulletin Centre de Recherches Pau, volume special, n. 1, Pau France. 594p.
- CHOQUETTE, P.W., PRAY, L.C., 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG Buletiin 54, 207-250.
- EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E., 1971. A Late Devonian reeftract on northeastern Banks Islands, northwest Territories. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v.19, p. 730-781.
- FALKENHEIN, F. U. H.; FERNANDES, G.; CAINELLI, J. A. 1986. Análise da Bacia de Sergipe-Alagoas. Rio de Janeiro, Depex/Sedoc/ Petrobrás. Relatório Interno, 220p.
- FEIJÓ, F.J. 1994. Bacias de Sergipe e Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobras, v.8, n.1, p.149-161.
- FIGUEIREDO, A. M. F., 1981. Depositional Systems in the Lower Cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their Relationship to Petroleum Accumulations, Middle Rift Sequence, Sergipe–Alagoas Basin, Brazil. 275 p. Austin. Tese de Doutorado – The university of Texas in Austin.
- FLÜGEL, E., 2004. Microfacies of carbonate rocks. Analysis, interpretation and application. Berlim: Springer Verlag, p. 976.
- FOLK, R. L., 1962. Spectral subdivision of limestones types. In Ham, W.E. (Ed.) Classification of carbonate rocks: Tulsa. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 62-85.
- FOLK, R. L. 1965. Petrology of Sedimentary Rocks, Hemphill Publishing Company, Austin, TX.

- DUNHAM, R. J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.). Classification of carbonate rocks. Tulsa. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 108-122.
- GRABAU, A. W., 1904. On The Classification of Sedimentary Rocks. American Geologist, v. 33, p. 228– 247.
- GUARDADO, L.R., GAMBOA, L.A.P., LUCCHESI, C.F., 1989. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing atlantic type basin. In: Edwards, J.D., Santogrossi, P.A. (Eds.), Divergent/Passive Margin Basins. Tulsa, AAPG Memoir 48, p. 3-79.
- JAHNERT, R.; DE PAULA, O.; COLLINS, L.; STROBACH, E.; PEVZNER, R. 2012. Evolution of a coquina barrier in Shark Bay, Australia by GPR imaging: Architecture of a Holocene reservoir analog, Sedimentary Geology, Volume 281, p. 59-74.
- LANA, M.C. 1991. Bacia de Sergipe Alagoas: Uma Hipótese de Evolução Tectono-Sedimentar. In: Origem e Evolução das Bacias Sedimentares, Ed. Gávea, PETROBRÁS. Rio de Janeiro, p. 311-332.
- LUCIA, F.J., 1983. Petrophysical parameters estimatd from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. Jour. Petr. Technol. 35, 629–637.
- LUCIA, F.J., 2007. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd ed. Springer-Verlag, New York, 226 pp.
- MOORE, C.H. 1989. Carbonate diagenesis and porosity.- Developments in Sedimentology, 46. Elsevier, 338 pp.
- NOGUEIRA M. S.; LEMOS V. B.; TERRA G. J. S. 2003. As "Coquinas" do membro Morro do Chaves, cretáceo inferior da Bacia de Alagoas, e seu potencial para reservatório de petróleo. In: ABPG, Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2, Rio de Janeiro. Anais, v.1.
- PLATT, N.H., WRIGHT, V.P., 1991. Lacustrine carbonates: facies models, facies distributions and hydrocarbon aspects. In: Anadon, P., Cabrera, L., Kelts, K. (Eds.), Lacustrine Facies AnalysisInternational Association of Sedimentologists. Special Publication 13, 57–74.
- SCHÄFER, W., 1952. Ecology and Paleoecology of Marine Environments. Chicago: The University of Chicago Press, 568p.
- SCHOLLE, P. A.; ULMER-SCHOLLE, D.A., 2003. A color guide to petrography of carbonate rocks: grains, textures, porosity, diagenesis. Tulsa. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 77, 474p.
- TERRA, G.J.S.; SPADINI, A.R.; FRANÇA, A.B.; SOMBRA, C.L.; ZAMBONATO, E.E.; JUSCHAKS, L.C.S.; ARIENTI, L.M.; ERTHAL, M.M; BLAUTH, M.; FRANCO, M.P.; MATSUDA, N.S.; SILVA, N.G.C.; JUNIOR, P.A.M.; D' AVILA, R.S.F.; SOUZA, R.S.; TONIETTO, S.N.; ANJOS, S.M.C.; CAMPINHO, V.S.; WINTER, W.R., 2010. Classificação de rochas carbonáticas aplicável ás bacias sedimentares brasileiras. Boletim de Geociências Petrobras, Rio de Janeiro, v. 18, n. 1, p.9-29, nov.2009/maio 2010.

TUCKER, M. E. & WRIGHT, V.P. 1990. Carbonate sedimentology. Oxford: Blackwell Scientific, 482p.

TUCKER, M.E. 1991. Sedimentary petrology, an introduction to the origin of sedimentary rocks, 2nd ed. Blackwell Scientific Publications, London, 260 p.

## ANEXO 2

# A TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS-X NA CARACTERIZAÇÃO DO ESPAÇO POROSO EM CARBONATOS HETEROGÊNEOS

BELILA, Aline Maria Poças; KURODA, Michelle Chaves; VIDAL, Alexandre Campane; SOUZA, João Paulo da Ponte.

Departamento de Geologia e Recursos Naturais, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). R. Pandiá Calógeras, 51. CEP: 13083-970. Campinas, SP. Caixa Postal: 6152. Endereços eletrônicos: aline.belila@ige.unicamp.br; mckuroda@ige.unicamp.br; vidal@ige.unicamp.br; **RESUMO:** A caracterização de rochas heterogêneas é um desafio devido a sua elevada variabilidade faciológica e de configuração do espaço poroso. Técnicas experimentais para determinação de porosidade por injeção de mercúrio e gás são muito utilizadas na indústria do petróleo para análise quantitativa, contudo não permitem a visualização do espaço poroso. Neste âmbito, a utilização da tomografia permite a caracterização tridimensional da estrutura da rocha e avaliação da distribuição de porosidades. Para a caracterização das imagens de TC foi utilizada a rede neural de *Self-Organizing Maps (SOM)*, que dividiu em três fases os volumes amostrais das rochas carbonáticas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, localizada no nordeste do Brasil. A segmentação dos volumes baseouse nos coeficientes de atenuação de cada material, resultando nas seguintes fases: grãos aloquímicos, cimentação com microporosidade e poros. Com a análise variográfica dos volumes, foi determinada a anisotropia e volume elementar representativo das amostras. De acordo com nossos testes, a tomografia computadorizada de raios-x mostrou-se como uma ferramenta consistente para a análise quantitativa e qualitativa do espaço poroso de rochas heterogêneas, a partir da avaliação da porosidade, conectividade, cálculo do volume elementar representativo e visualização da forma, tamanho e distribuição dos poros. O método apresentado pode ser utilizado como uma ferramenta alternativa para melhor entendimento do fluxo de fluidos em reservatórios heterogêneos, reduzindo os riscos e incertezas associadas com a exploração destes campos.

**ABSTRACT:** The characterization of heterogeneous rocks is a challenge due to their high number of facies and pore space variability. Experimental techniques to determine rock porosity by mercury and gas injection are widely used in petroleum industry for quantitative analysis, but these methods do not allow the porous media visualization. In this case, computed tomography (CT) has been an important tool for three-dimensional characterization of rock structure and evaluation of porosity distribution. For characterizing of CT images we use the neural network Self-Organizing Maps, which divided into three subsets the volume samples of carbonate rocks from Morro do Chaves, Sergipe-Alagoas basin, located in Northeast Brazil. The volume segmentation was based on the materials attenuation coefficients, resulting in the following classes: skeletal grains, cement with microporosity and pores. Then, variogram analysis determined the anisotropy and representative elementary volume of samples. According to our tests, CT demonstrated to be a consistent tool for quantitative and qualitative analysis of heterogeneous pore space, by evaluation of porosity and pore space connectivity, calculus of representative elementary volume, and determination of pore shape, size, and distribution. The presented method can be used as an alternative tool for a better understanding of heterogeneous reservoirs fluid flow, reducing risks and uncertainty associated with oil fields exploration.

#### Introdução

Embora grande parte das reservas mundiais de petróleo sejam formadas por rochas carbonáticas, a recuperação do óleo ainda é pequena nestas rochas comparada aos reservatórios siliciclásticos. As dificuldades de exploração em campos carbonáticos estão associadas com sua alta heterogeneidade geológica e os conceitos clássicos de fluxo de fluidos não se aplicam a essas rochas (Jensen *et al.*, 1997; Zhang *et al.*, 2005).

Em rochas siliciclásticas, a permeabilidade e porosidade são controladas principalmente pela textura primária deposicional, enquanto nos carbonatos os processos diagenéticos são determinantes, resultando em um sistema poroso com alta variação, devido aos intensos processos de dissolução, recristalização e cimentação que afetam os carbonatos desde a diagênese inicial (Lucia, 2007). Assim, a caracterização petrofísica é essencial para determinar um suporte que englobe a heterogeneidade da rocha, especialmente em carbonatos.

Quando um volume amostrado encontra-se abaixo da escala de heterogeneidade da rocha, as medidas possuem alta variação com pequenas mudanças de volume (Haldorsen, 1986; Corbett *et al.*, 1999; Lucia, 1999). Bear (1972) definiu o Volume Elementar Representativo (VER) como um volume suficiente para representar a heterogeneidade total de uma propriedade, de forma que as medidas possuam pouca ou nenhuma flutuação, de modo que os valores da média e variância permaneçam constantes ou se alterem gradualmente com a localização (Corbett & Jensen, 1992; Tidwell & Wilson, 2000; Vogel & Brown, 2003; Ravazi *et al.*, 2007; Nordahl & Ringrose, 2008)

Imagens de Tomografia Computadorizada (TC) permitem caracterizar o espaço poroso em uma escala menor do que é possível com a maioria dos métodos. Estes dados permitem o uso da geoestatística, especialmente variogramas, para determinar a estrutura espacial e a anisotropia do espaço poroso e investigar o efeito da escala nos parâmetros petrofísicos. A vantagem desta técnica não é somente avaliar a porosidade da rocha, mas também considerar a variação da porosidade em volumes adjacentes, determinando o volume de amostragem necessário para estacionaridade dos dados (Vogel & Brown, 2003; Fernandes *et al.*, 2010).

A partir das imagens de tomografia é possível ainda inferir a separação dos componentes da amostra. Para isso são utilizados métodos de segmentação, que permitem estimar parâmetros petrofísicos a partir dos dados de tomografia. A maior parte das técnicas de segmentação descritas na literatura, no entanto, é aplicada a imagens bidimensionais de seções transversais

tomográficas ou lâminas petrográficas, não sendo possível avaliar a conectividade do espaço poroso (Oh & Lindquist, 1999; Kameda & Dvorkin, 2004; Gurholt, 2010, Lie *et al.*, 2006, Fernandes *et al.*, 2010; ). Neste trabalho, é proposto um método de segmentação para imagens tridimensionais baseado na técnica de *Self-Organizing Maps* visando caracterizar o espaço poroso das coquinas da Formação Morro do Chaves a partir de imagens de tomografia computadorizada de raios-x, avaliar a heterogeneidade e anisotropia da estrutura da rocha para o cálculo do volume ideal de amostragem e determinar a forma, tamanho, distribuição e conectividade dos poros.

#### Análise variográfica

No contexto geoestatístico, a textura das rochas pode ser descrita com base em dois elementos: a variabilidade e a correlação espacial de seus componentes. Os variogramas podem ser utilizados como uma ferramenta quantitativa para descrever a textura da rocha, analisando conjuntamente esses dois fatores.

Os variogramas são comumente utilizados na modelagem estocástica de propriedades petrofísicas em reservatórios, admitindo-se a correlação espacial das variáveis, controladas por fatores geológicos relacionados aos parâmetros dos variogramas (Lucia & Fogg, 1990; Lucia & Wang, 1994; Sahin *et al.*, 1998). A geoestatística baseia-se na premissa de que a semelhança entre dois pontos de dados aumenta com a diminuição da distância entre eles. Com isso, para a análise de dados espaciais, é necessário considerar a hipótese da estacionaridade de segunda ordem sobre o processo estocástico, definindo que a correlação entre duas variáveis depende da distância espacial h que as separa, independente de sua localização (Cressie, 1993). Em outras palavras, o variograma é uma representação gráfica da distribuição do conteúdo amostral, visando analisar a estrutura de variabilidade espacial de variáveis aleatórias. Realçando a similaridade entre um valor conhecido e um valor não amostrado próximo, segundo a equação:

$$2y \ h = \frac{1}{n} \left[ \frac{n}{i=1} Z \ x + h - Z \ x \right]^2 \tag{1}$$

onde *n* é o número de pares de pontos separados por uma distância *h*; Z(x) é o valor da variável regionalizada no ponto *x*; Z(x + h) é o valor da variável regionalizada no ponto *x*+*h*.

O variograma tem a vantagem do cálculo em diferentes direções que permite definir a anisotropia da amostra. A anisotropia geométrica é definida pela variação do alcance e patamar constante, indicando influência de corpos geométricos na distribuição das variáveis. A anisotropia zonal apresenta variação do patamar e do alcance, na maioria dos casos. O patamar é menor na direção horizontal de uma rocha estratificada, enquanto o patamar menor na direção vertical indica uma tendência regional dos dados (Vogel & Brown, 2003).

## Segmentação das imagens de TC

A tomografia computadorizada de raios-x ganhou espaço na caracterização de rochas nas últimas décadas devido ao avanço tecnológico que permitiu o imageamento tridimensional em escalas cada vez menores, aliado ao fato da TC ser uma ferramenta não destrutiva permitindo sua utilização em conjunto com outras técnicas.

A TC tem como base a equação de atenuação dos raios-x, que expressa a redução da intensidade de radiação ao atravessar um material antes de chegar ao detector, descrita na seguinte equação:

$$I = I^0 e^{-\mu x},\tag{2}$$

onde *I* é a intensidade medida sem o elemento atenuador;  $I^0$  é a intensidade medida após o elemento atenuador;  $\mu$  é o coeficiente de atenuação linear; e *x* é a espessura do objeto atenuador.

Na indústria do petróleo, a TC tem sido utilizada para análise de amostras, caracterização mineralógica, mecânica das rochas e de fluxo de fluidos no meio poroso, sendo um dos principais usos da TC na caracterização de reservatórios o estudo das propriedades petrofísicas (Van Geet *et al.*, 2003; Karacan *et al.*, 2003; Arns *et al.*, 2005; Sakellariou *et al.*, 2010; Neto *et al.*, 2011). Diversos trabalhos utilizaram a TC para a caracterização do espaço poroso em carbonatos (Okabe & Blunt, 2007; Vik *et al.*, 2007; Gurholt, 2010). Um dos pioneiros no estudo da heterogeneidade de rochas a partir da TC, Hicks (1990) estudou carbonatos heterogêneos a partir de análise variográfica. A partir do estudo da heterogeneidade das rochas, é possível determinar o volume elementar representativo (Vogel & Brown, 2003; Al-Raoush & Papadopoulos, 2010; Fernandes, *et al.*, 2012; Vik *et al.*, 2013). Para estimar os parâmetros petrofísicos, é necessário segmentar as imagens em regiões homogêneas de acordo com os valores de intensidade dos *pixels*. Um grande número de métodos de segmentação de imagens está disponível na literatura, contudo, para um resultado preciso, é fundamental a escolha de um método apropriado ao meio amostrado.

Para a segmentação das imagens tridimensionais foi utilizado um algoritmo baseado no método de *Self-Organizing Maps* (SOM). O SOM é uma técnica de redes neurais que não utiliza informações prévias do conjunto de dados para classificação. Esta característica o torna adaptável a diferentes tipos de dados e um auxiliar na caracterização de dados com ausência ou escassez de identificação geológica (Bhatt & Helle, 2002, Kohonen, 2001).

O algoritmo é constituído por duas camadas: a camada de entrada composta pelas intensidades de absorção de raios-x de cada *pixel* e a camada de saída representada por uma malha elástica formada por unidades computacionais interligadas, chamadas de nós ou neurônios. Na camada de entrada, cada amostra analisada representa um vetor linha:  $x = [x_1, x_2, ..., x_n] \in \mathbb{R}^n$  conectada aos neurônios da camada de saída. Os neurônios, por sua vez, estão associados a vetores de pesos sinápticos individuais  $mi = [m_{i1}, m_{i2}, ..., m_{in}]^T$  para i = 1, 2, ..., nu, em que nu é o número de neurônios da segunda camada. Tais pesos são responsáveis pelo ajuste dos neurônios da camada de saída, que se aproximam estatisticamente das amostras com maior similaridade, preservando a estrutura topológica da rede. A medida de similaridade entre os neurônios e cada uma das amostras é calculada a partir da distância Euclidiana, segundo a equação:

$$\mathbf{m}_{i} = \mathbf{m}_{i} t + \alpha t h_{bi} t \mathbf{x} - \mathbf{m}_{i} t , \text{ se } \mathbf{m}_{i} \in \text{vizinhança de c}$$

$$\mathbf{m}_{i} = \mathbf{m}_{i}, \qquad \qquad \text{caso contrário}$$

$$(3)$$

.

na qual t denota tempo,  $\alpha(t)$  é a taxa de aprendizado, responsável pela intensidade da atração do vetor de entrada. Esta taxa varia de 0 a 1 (e decresce ao longo das iterações até que ocorra convergência) segundo a equação:

$$\alpha t = \alpha_0 / 1 + 100 \frac{1}{T}$$
, (4)

em que T é o número total de iterações e  $\alpha_0$  é a razão de aprendizado inicial.

Na prática, esta segmentação transforma os dados de entrada N-dimensional em um mapa bidimensional. Esta nova representação do conjunto de dados pode ser visualizada pela matriz-U. Esta imagem representa o valor médio dos pesos dos neurônios adjacentes e a distância entre eles.

Em geral o número de neurônios é muito alto e necessita de um segundo reagrupamento. Com este propósito, foi escolhido o método k-Means para o qual o número de grupos (k) é definido pelo índice Davies-Bouldin (Davies e Bouldin 1997). Kohonen (2001) descreve em detalhe a técnica SOM e as configurações de parâmetros do algoritmo.

#### Materiais e métodos

As amostras analisadas são provenientes da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, formadas por acumulações detríticas de organismos bivalves associadas a plataformas carbonáticas em ambiente lacustre (Figueiredo, 1981). As estruturas sedimentares indicam o transporte e deposição dos organismos por eventos de tempestade (Castro, 1988; Azambuja, 1989). Estas rochas são também denominadas coquinas (Grabau, 1926), e ocorrem tanto na margem leste brasileira como na margem oeste da África, associadas à fase rifte das bacias durante a abertura do Oceano Atlântico, no Cretáceo Inferior.

Foram selecionadas cinco amostras de coquinas, buscando representar as diferentes configurações do espaço poroso, para imageamento por tomografia computadorizada de raios-x. A técnica consiste em um tubo de raios-x com ânodo de tungstênio que obtêm imagens de sombra do objeto transmitidas por múltiplos raios-x de diferentes ângulos, a partir das quais as seções transversais do objeto são reconstruídas. Para a aquisição das imagens foi utilizado o tomógrafo industrial *Siemens* modelo *SWFVD30C*, instalado no Centro de Estudos do Petróleo (Cepetro/Unicamp). As espessuras das seções transversais tomográficas foram de 1mm, definindo a espessura do *voxel* e precisão da técnica, e para a reconstrução das imagens foram utilizadas matrizes quadradas de 512 *pixels*.

A partir das amostras foram confeccionadas lâminas delgadas para descrição petrográfica em microscópio óptico convencional e plugues de uma polegada de diâmetro (2,54cm) para o cálculo da porosidade e permeabilidade por injeção de gás utilizando o porosímetro *UltraPore<sup>TM</sup> 300 Helium Pycnometer System* e o permeabilímetro *UltraPerm<sup>TM</sup> 500*, ambos disponíveis no Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação (LMMR) – CEPETRO.

As análises estatísticas foram realizadas nos *software SGeMS*® (*Stanford Geoestatistical Modeling Software*) para o cálculo dos variogramas, e a segmentação em fases pelo algoritmo SOM foi realizada no *software MatLab*® (*Matrix Laboratory*).

A rotina para o cálculo do volume de poros conectados foi desenvolvida em linguagem C++ e aplicada à fase porosa das imagens segmentadas. O volume conectado foi determinado com base no agrupamento de vetores utilizando o algoritmo *flood fill* e a técnica de *multi-threading*, que consiste no processo de comparar o valor de um ponto central com os pontos vizinhos, determinando, assim a conexão dos poros adjacentes.

#### Resultados e discussão

#### Descrição das amostras

As amostras são formadas por três componentes principais: grãos aloquímicos, cimento e porosidade. Os grãos aloquímicos são predominantemente bioclastos de bivalves, com tamanhos variando de menos de 1mm a 15mm, de composição calcítica, com baixo teor de magnésio, devido a recristalização dos grãos durante a diagênese, originalmente de composição aragonítica. Os cimentos variam de mosaicos finos de calcita drusiforme a grandes cristais de calcita espática. Todas as amostras apresentam feições de dissolução e porosidade secundária, gerando poros de tamanhos, formas e conectividades variadas, desde microporos a poros vugulares.

As amostras foram classificadas como calcarenitos, aquelas com granulometria entre 0,063 e 2mm, e calcirruditos, com granulometria maior que 2mm, segundo classificação de Grabau (1904). O espaço poroso foi dividido, de acordo com Lucia (1983), em porosidade interpartícula, para poros localizados entre grãos ou cristais, e porosidade vugular, para poros localizados dentro de cristais e grãos ou poros que são significantemente maiores (geralmente 2x) que as partículas. A porosidade vugular é dividida em vugular não-conectada (*separate vugs*), na qual os poros estão conectados apenas pela porosidade interpartícula, e vugular conectada (*touching vugs*), na qual os poros formam uma rede interconectada.

A porosidade e permeabilidade foram medidas em laboratório por injeção de gás para as cinco amostras (Tabela 1).

Amostra	Porosidade	Permeabilidade	Classificação	Classificação do
_	(%)	( <b>mD</b> )	da rocha	espaço poroso
<i>R12</i>	19,75	37,87	Calcarenito	Interpartícula
<i>R13</i>	10,32	0,86	Calcirrudito	Vugular isolada
<i>R14</i>	16,9	52,13	Calcirrudito	Vugular conectada
R16	11,81	2,87	Calcirrudito	Interpartícula
<i>R17</i>	14,36	37,77	Calcirrudito	Interpartícula

Tabela 1: Valores de porosidade, permeabilidade e classificação para as amostras selecionadas.

Segmentação das imagens de TC pelo método SOM

A distribuição das imagens de TC assemelha-se a uma distribuição gaussiana, resultando em maior dificuldade para distinguir as populações de valores correspondentes a cada fase da rocha. Isso acontece porque grande parte das estruturas do espaço poroso encontra-se abaixo da escala de resolução espacial das imagens de TC, de forma que um único *pixel* pode conter mais de um componente (poro, grão ou cimento), resultando em uma média do coeficiente de atenuação dos materiais. Este fenômeno é chamado de *efeito de volume parcial* e é responsável por gerar a distribuição quase simétrica observada nos dados (Ketcham & Carlson, 2001) (Figura 1a).

A segmentação pelo método SOM foi aplicada aos volumes máximos de interesse (VMI) de cada amostra, separando os componentes da rocha em três fases com base nos valores de intensidade de absorção de raios-x de cada material. A cimentação que preenche o espaço intergranular apresenta o efeito de volume parcial, constituindo uma fase com valores médios de intensidade entre poro e calcita presente nas conchas. O efeito do valor intermediário para o cimento é resultado da existência de microporos entre cristais de calcita que não podem ser individualizados na fase porosa, uma vez que são menores que a resolução das imagens. Além dos microporos, todos os poros menores que 1mm não podem ser individualizados na fase poros agregados à fase de cimentação pelo efeito de volume parcial. Os grãos aloquímicos possuem tamanhos variados nos calcarenitos e calcirruditos, estando visíveis apenas nos calcirruditos (grãos > 2mm) e abaixo da resolução nos calcarenitos (grãos <2mm) (Figura 2a e 2b).

Deste modo, a segmentação dividiu a distribuição em três populações de dados correspondentes aos poros (menores coeficientes de atenuação), à cimentação com microporosidade (coeficientes de atenuação intermediários) e aos grãos aloquímicos (maiores coeficientes de atenuação) (Figura 1b). A pirita ocorre disseminada e apresenta os maiores coeficientes de atenuação observados, sendo agrupada aos grãos aloquímicos na terceira fase de segmentação.

A partir da segmentação dos volumes, a fase porosa foi isolada para investigação (Figuras 3 e 4). O tamanho dos poros de cada amostra pode ser observado nos histogramas de volumes de poros (Figura 5).

O calcarenito (R12) contém pequenos poros interpartícula, distribuídos regularmente pelo arcabouço da rocha, contendo níveis mais porosos devido ao acamamento horizontal da rocha. As amostras R13 e R14 apresentam poros vugulares, estando isolados na primeira amostra e conectados por uma rede irregular na segunda. As amostras R16 e R17 apresentam porosidade interpartícula, sendo que a segunda possui alta variação no tamanho e distribuição dos poros. Os calcirruditos apresentam, em média, poros maiores que o calcarenito, com formas irregulares e tamanhos variados.

Os valores de porosidade obtidos pela segmentação dos volumes foram muito próximos dos valores obtidos para os plugues das amostras por injeção de gás em laboratório. A porcentagem de poros conectados obtida para cada amostra está diretamente ligada aos valores de permeabilidade: as amostras R13 e R16 apresentam as menores permeabilidades e as menores porcentagens de poros conectados, ao passo que as amostras R12, R14 e R17 apresentam as maiores permeabilidades e as maiores porcentagens de poros conectados porcentagens de poros conectados.



Figura 1: a) Histograma da distribuição dos valores de intensidade para a amostra R13 e b) os limiares de valores encontrados pelo SOM para cada distribuição. 1: Poros; 2: Cimentação com microporosidade; e 3: Grãos aloquímicos.



**Figura 2:** a) Calcarenito com efeito de volume parcial e b) Calcirrudito com grãos aloquímicos e poros visíveis (linhas pontilhadas) e cimentação com microporosidade (setas).



**Figura 3:** Segmentação de máximo volume de interesse (MVI). a) Imagem original em escala de cinza. b) Imagem segmentada em três fases.



Figura 4: Visualização tridimensional da fase porosa nos volumes máximos de interesse.



Figura 5: Frequência relativa dos volumes de poros nas amostras R12, R13, R14, R16 e R17.

Amostra	Componentes	Poros	Poros	Porosidade	Poros conectados
	totais		conectados	total (%)	(%)
R12	26542696	5708201	5253771	21,51	19,79
R13	10761408	1169757	624098	10,87	5,79
R14	15549226	2503378	2090505	16,10	13,44
R16	25613064	2942453	2044142	11,50	7,98
R17	22564900	2933437	2052729	12,49	9,09

Tabela 2: Quantificação do volume total e conectado de poros.

#### Anisotropia do espaço poroso e volume elementar representativo

Para a avaliação da variabilidade espacial e heterogeneidade do espaço poroso, foram calculados variogramas para os VMI. Os resultados da análise variográfica são apresentados em três variogramas experimentais nas direções x,  $y \in z$  de cada amostra (Figura 6). Cada variograma foi ajustado ao melhor modelo teórico para a determinação do alcance e patamar. Nenhum dos variogramas foi modelado com efeito pepita, indicando que nesta resolução a variabilidade espacial das amostras foi totalmente representada (Armstrong, 1998; Vogel & Brown, 2003). A anisotropia foi caracterizada para três planos de cada amostra, em uma combinação dos eixos x, y e z. Os valores de alcance e a anisotropia para cada amostra são apresentados na Tabela 3.

Os alcances são maiores nas duas direções horizontais, como esperado. Contudo, o plano horizontal é anisotrópico em todas as amostras. Esse comportamento pode estar associado à direção do fluxo de deposição dos sedimentos. No entanto, mais estudos são necessários para determinar os condicionantes da anisotropia horizontal.

O calcarenito com porosidade interpartícula (R12) e o calcirrudito com porosidade vugular isolada (R13) apresentam os menores alcances, variando de 1,8 a 23mm. Os calcirruditos com porosidade interpartícula (R16 e R17) apresentam alcances entre 3,5 e 30mm e a amostra com porosidade vugular conectada (R14) exibe os maiores alcances de 12 a 38mm.





**Figura 6:** Seção transversal da imagem de TC em escala de cinza e variogramas experimentais em três direções para os volumes máximos de interesse de cada amostra.

				Espaçamento		
Amostra	Direção	Alcance	Patamar	(mm)	Anisotropia	
					<i>x-y:</i> zonal devido	а
R12	<i>x</i> *	1,8	403000	3,44	estratificação	
	у	1,8	393000	1,31	<i>y-z:</i> zonal <sup>1</sup>	
	Z.	10	478000	5,88	<i>z-x</i> : zonal devido a tendênci	ia
R13	<i>x</i> *	6	76000	2,88	<i>x-y:</i> zonal devido estratificação	а
	у	10	72000	1,19	y-z: $zonal^1$	
	z.	23	70000	3,14	<i>z-x:</i> zonal devido estratificação	a
R14	<i>x</i> *	12	185000	2,74	<i>x-y:</i> zonal devido estratificação	а
	у	18	170000	1,21	y-z: $zonal^1$	
	z.	38	180000	4,69	<i>z-x:</i> zonal devido estratificação	a
R16	<i>x</i> *	6,5	175000	2,37	<i>x-y:</i> zonal devido estratificação	a
	у	15	163000	1,52	y-z: $zonal^1$	
	z.	30	155000	7,11	<i>z-x:</i> zonal devido estratificação	a
R17	<i>x</i> *	9	150000	1,16	x-y: isotrópico	
	у	9	150000	2,51	y-z: geométrica	
	Z.	30	150000	7,75	<i>z-x</i> : geométrica	

Tabela 3: Parâmetros obtidos para os variogramas experimentais em três diferentes direções.

\* Direção vertical.

(1) Não é possível caracterizar o tipo de anisotropia zonal, pois nenhuma das direções é vertical.

Para o cálculo do Volume Elementar Representativo, cinco subvolumes foram selecionados em diferentes áreas do VMI: canto inferior esquerdo, canto inferior direito, canto superior direito, canto superior esquerdo e centro, aumentando-se progressivamente as dimensões dos cubos para avaliar o efeito sobre a porosidade (Figura 7).

Com o aumento do volume, os valores de porosidade se aproximam do valor obtido para o VMI, e diminuem sua dispersão, alcançando a estacionaridade dos dados. Assim é possível determinar o VER como o volume a partir do qual as medidas de porosidade para diferentes áreas da amostra possuem pouca ou nenhuma variação e aproximam-se do valor calculado para o volume máximo (Figura 8a).

Para cada subvolume foram calculados variogramas nos três eixos principais (x, y e z). Os variogramas calculados para os menores volumes apresentam pouca continuidade e patamar crescente ou descrescente, isso porque o volume amostrado encontra-se abaixo da escala de heterogeneidade da rocha.

Com o aumento do volume, o patamar se estabiliza, indicando a estacionaridade de segunda ordem dos dados, ou seja, que a correlação dos dados depende apenas da distância entre os pontos e não da sua localização. Assim, o VER pode ser inferido pelos parâmetros do variograma como o volume no qual os dados atingem a estacionaridade, ou ainda quando os parâmetros do variograma adquirem comportamento semelhante ao VMI, ou seja, a heterogeneidade naquela escala é representativa da heterogeneidade global da amostra (Figura 8b).



**Figura 7:** a) Localização dos cinco subvolumes iniciais para o cálculo do VER. b) Aumento progressivo do cubo em três dimensões.







Figura 8: a) Valores de porosidade para cubos de diferentes tamanhos das amostras R12, R13, R14, R16 e R17. A: Canto inferior esquerdo; B: Canto inferior direito; C: Canto superior direito; D: Canto superior esquerdo; E: Centro. Dimensões dos cubos (mm): 1: 20x20x20; 2: 40x40x40; 3: 60x60x60; 4: 80x80x80; 5: 100x100x100; 6: 120x120x120; 7: 140x140x140; 8: 160x160x160; 9: 180x180x180; 10: 200x200x200; 11: 220x220x220; 12: 240x240x240. b) Variogramas associados a cubos de diferentes volumes.

O volume elementar representativo e sua relação com os alcances obtidos pelos variogramas estão apresentados na Tabela 4. O maior volume requerido para a estacionaridade dos valores de porosidade está relacionado ao maior alcance. Isso porque altos valores de alcance indicam estruturas de larga escala e, portanto, requerem maiores volumes para representá-las.

Pela observação das imagens tridimensionais e dos histogramas de volume de poros (Figuras 4 e 5), é possível inferir as características do espaço poroso que influenciam no VER e nos parâmetros variográficos (Figuras 6 e 8).

No calcarenito, o acamamento horizontal é responsável pela alta variabilidade observada no variograma experimental na direção vertical. Os parâmetros variográficos estão diretamente relacionados a distribuição e tamanho dos poros, de modo que as amostras com distribuições regulares e menores poros (R12 e R13) apresentam os menores alcances, e as amostras com distribuições irregulares e maiores poros apresentam os maiores alcances (R16, R17 e R14). O tipo de porosidade presente em cada amostra, interpartícula, vugular conectada e vugular isolada, não está necessariamente relacionado a heterogeneidade da rocha. Apenas a porosidade vugular conectada é um indicador de alta heterogeneidade, uma vez que os poros são, necessariamente, maiores que o restante das partículas e a trama de conexão gera uma distribuição irregular, ao passo que a porosidadade vugular isolada e interpartícula podem apresentar diferentes distribuições e tamanho de poros em cada rocha, não sendo possível prever a heterogeneidade baseando-se apenas nesta classificação.

Assim como no cálculo dos variogramas, os fatores determinantes para os volumes representativos foram o tamanho e distribuição dos poros no arcabouço da rocha. Os variogramas foram capazes de caracterizar a heterogeneidade e textura do espaço poroso, uma vez que os alcances calculados estão diretamente relacionados ao VER, de modo que as dimensões dos cubos dos volumes elementares representativos são 5 a 8x maiores que os alcances na direção horizontal de maior correlação.

Amostras	Dimensões do VER	<b>VER/Alcance</b>
<i>R12</i>	80x80x80	8
<i>R13</i>	180x180x180	7,8
R14	200x200x200	5
R16	160x160x160	5
R17	180x180x180	6

Tabela 4: Dimensões do VER e razão entre o VER e o maior alcance de cada amostra.

#### Conclusões

Nos últimos anos, o avanço nas técnicas de tomografia computadorizada de raios-x tornou-a uma técnica muito útil no estudo de porosidade. As limitações ainda encontradas na análise são as resoluções que não englobam os menores tamanhos de poros, e o processamento dos dados que requerem alta capacidade computacional. No entanto, a tomografia computadorizada de raios-x é uma ferramenta eficaz na caracterização tridimensional do espaço poroso e o cálculo do volume elementar representativo contribui para a redução do gasto computacional de processamento destes dados, bem como para a realização de análises confiáveis em escala amostral.

A segmentação dos dados de TC pelo algoritmo baseado na técnica de *Self-Organizing Maps* para volumes tridimensionais mostrou-se um metódo consistente e representativo para o cálculo de porosidade absoluta e conectividade em carbonatos heterogêneos com porosidade interpartícula, vugular e vugular conectada. Além disso, a rotina para a determinação da conectividade do espaço poroso pode ser utilizada como uma estimativa da permeabilidade em diferentes fácies.

A heterogeneidade do espaço poroso é determinada principalmente pelo tamanho e distribuição dos poros no arcabouço da rocha. O VER pode ser determinado pela análise variográfica, sendo os alcances 5 a 8x menores que as dimensões dos volumes elementares representativos. A determinação da anisotropia da amostra e da direção com maior continuidade das estruturas espaciais pode ser usada para a escolha do melhor caminho para o fluxo na recuperação do óleo. Além disso, o imageamento 3D é muito importante para a simulação do fluxo de fluidos, uma vez que sem tal informação, são utilizados métodos baseados em imagens 2D que frequentemente não representam adequadamente a estrutura do espaço poroso.

## Referências

- AL-RAOUSH, R. & PAPADOPOULOS, A., 2010. Representative elementary volume analysis of porous media using x-ray computed tomography. Elsevier.
- ARMSTRONG, M., 1998. Basic linear geostatistics. Berlin: Springer. 153p.
- BAHAR, A, ATES, H. KELKAR, M., AL-DEEB, M., 2001. Methodology to Incorporate Geological Knowledge in Variogram Modeling. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 17-19 April 2001, Jakarta, Indonesia. Society of Petroleum Engineers.
- BEAR, J., 1972. Dynamics of fluids in porous media. Elsevier.
- BHATT & HELLE B., 2002. Determination of facies from well logs using modular neural networks.Petroleum Geoscience, 8:217-228.
- CAMPOS NETO O.P., SOUZA LIMA W., CRUZ F.E.G., 2007. Bacia de Sergipe Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobras 15(2), 405-415.
- CORBETT, P.W.M., JENSEN, J.L., 1992. Variation of reservoir statistics according to sample spacing and measurement type for some intervals in the Lower Brent Group. LogAnal.33,22–41.
- CORBETT, P.W.M., ANGGRAENI, S., BOWDEN, D., 1999. The use of the probe permeameter in carbonates-addressing the problems of permeability support and stationarity. Log Anal. 40(5),316–326.
- CRESSIE, N., 1993. Statistics for spatial data. Revised Edition. New York: John Wiley & Sons. 900p.
- DAVIES, D. L. & BOULDIN, D. W., 1997. A Cluster Separation Measure. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence, PAMI, vol. 1(2), pp. 224-227.
- DIGGLE, P. J.; RIBEIRO JÚNIOR, P. J., 2007. Model-based geostatistics. New York: Springer. 228p.
- FERNANDES, J.S., APPOLONI, C.R., FERNANDES, C.P., 2010. Determination of the representative elementary volume for the study of sandstones and siltstones by x-ray microtomography. Materials Research, 2012; 15(4): 662-670.
- FIGUEIREDO, A. M. F. Depositional Systems in the Lower Cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their Relationship to Petroleum Accumulations, Middle Rift Sequence, Sergipe– Alagoas Basin, Brazil. 275 p. Austin, 1981. Tese de Doutorado – The university of Texas in Austin.
- GRABAU, A. W., On The Classification of Sedimentary Rocks. American Geologist, v. 33, p. 228–247, 1904.
- GURHOLT, T., VIK, B., AAVATSMARK, I, AANONSEN, S., 2010. Determination of connectivity in vuggy carbonate rock using image segmentation techniques. In: Presented at the 12th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery (ECMOR XII), Oxford, UK.

- HICKS, P.J.; DEANS, H.A.; NARAYANAN, K., 1990. Experimental measurement of the distribution of residual oil saturations in heterogeneous carbonate cores using X-ray computed tomography. International Technical Meeting of CIM and SPE, Calgary, Alberta, Canadá.
- JENSEN, J.L., LAKE, L.L., CORBETT, P.W.M., GOGGIN, D.J., 1997. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists. Prentice Hall, New Jersey.
- KAMEDA, A., AND DVORKIN, J., 2004. To See a Rock in a Grain of Sand. The Leading Edge, 2004. 23, 790-794.
- KARACAN, C. O., GRADER, A. S. & HALLECK, P. M., 2003. Evaluation of local porosity changes in limestone samples under triaxial stress field by using X-ray computed tomography. In: Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences. Geological Society Special Publication 215. London, 250pp.
- KETCHAM, R.A. AND CARLSON, W.D., 2001. Acquisition, optimization and interpretation of x-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences. Computers & Geosciences, 27(4), 381–400.
- KHEDAIRIA S. & KHADIR M.T., 2008. Self-Organizing Map and K-Means for Meteorological Day Type Identification for the Region of Annaba-Algeria. 7th Computer Information Systems and Industrial Management Applications, p. 91-96.
- KOHONEN, T., 2001. Self-Organizing Maps. Springer-Verlag, New York, 501pp.
- LICHT, O.A.B., 1998. Prospecção Goquímica Princípios, Técnicas e Métodos. CPRM, Rio de Janeiro, 236 pp.
- LUCIA, F.J. & FOGG, G.E., 1990. Geological/Stochastic Mapping of Heterogeneity in a Carbonate Reservoir. Journal of Petroleum Technology v.42 n.10. Society of Petroleum Engineers.
- LUCIA, F.J., 2007. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd ed. Springer-Verlag, New York, 226 pp.
- NETO, J.M.R.; FIORI, A.P.; LOPES, A.P.; MARCHESE, C.; COELHO, C.V.P; VASCONCELLOS, E.M.G; SILVA, G.F.; SECCHI, R. 2011. A microtomografia computadorizada de raios x Integrada à petrografi a no estudo tridimensional de porosidade em rochas. Revista Brasileira de Geociências. 41(3): 498-508.
- NORDAHL, K., RINGROSE, P.S., 2008. Identifying the representative elementary volume for permeability in heterolithic deposits using numerical rock models. Mathematical geosciences. 40(7),753–771.
- OH, W. & LINDQUIST, W.B., 1999. Image thresholding by indicator Kriging, IEEE. Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence 21 (1999) 590–601.
- OKABE, H.; BLUNT, M. J., 2007. Pore space reconstruction of vuggy carbonates using microtomography and multiplepoint statistics, Water Resour. Res., 43, W12S02, doi:10.1029/2006WR005680.

- RAZAVI, M.R., MUHUNTHAN, B., AL HATTAMLEH, O., 2006. representative elementary volume analysis of sands using X-ray computed tomography. ASTM Geotech. Test. J. 30, 3.
- SAKELLARIOU, A., SAWKINS, T.J., SENDEN, T.J., LIMAYE, A., 2004. X-ray tomography for mesoscale physics applications, Physica A (2004) 339, 152.
- TIDWELL, V.C., WILSON, J.L., 1997. Laboratory method for investigating permeability upscaling. Water Resour. Res. 33(7), 1607–1616.
- VAN GEET, M., LAGROU, D. & SWENNEN, R., 2003. Porosity measurements of sedimentary rocks by means of microfocus X-ray computed tomography. In: Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences. Geological Society Special Publication 215. London, 250pp.
- VIK, B.; DJURHUUS, SPILDO, K; SKAUGE, A., 2007. Characterization of Vuggy Carbonates. SPE 111434 presented at the SPE/EAGE Reservoir Characterization Conference held in Abu Dabi, UAE, 23-31 Oct. 2007.
- VIK, B., BASTESEN, E., SKAUGE, A., 2013. Evaluation of representative elementary volume for a vuggy carbonate rock – Part: porosity, permeability, and dispersivity. Journal of Petroleum Science and Engineering.
- VOGEL, J. R. & BROWN, G. O., 2003. Geostatistics and the representative elementary volume of gamma ray tomography attenuation in rock cores. In: Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences. Geological Society Special Publication 215. London, 250pp.
- ZHANG, L., NAIR, N., JENNINGS, J.W., BRYANT, S.L., 2005. Models and methods for determining transport properties of touching vug carbonates. In: Paper SPE 96027-MS, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, USA.
- WANG, F.P. & LUCIA, F.J., 1994. Critical Scales, Upscaling, and Modeling. Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 16-18 March 1994, Midland, Texas. Society of Petroleum Engineers.
- WANG, S.Y.; AYRAL, S.; CRYTE, C.C. 1984. Computer-Assisted Tomography for the observation of Oil Displacement in Porous Media. SPEJ, volume 24, 53pg.