

**ESTUDOS PETROFÍSICOS DE ROCHAS CARBONÁTICAS DA AMÉRICA DO  
NORTE E AVALIAÇÃO DE MODELOS DE COMPRESSIBILIDADE DE VOLUME  
DE POROS**

Gilberto Peixoto da Silva Júnior

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Geofísica, do Observatório Nacional/MCTI, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Grau de Mestre em Geofísica.

Orientador: Dr. Daniel Ribeiro Franco (COGE-ON/MCTI)  
Co-orientador: Dr. Giovanni Chaves Stael (COGE-ON/MCTI)

Rio de Janeiro

Agosto de 2014

“ESTUDOS PETROFÍSICOS DE ROCHAS CARBONÁTICAS DA AMÉRICA DO NORTE E AVALIAÇÃO DE MODELOS DE COMPRESSIBILIDADE DE VOLUME DE POROS”

GILBERTO PEIXOTO DA SILVA JUNIOR

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA DO OBSERVATÓRIO NACIONAL COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM GEOFÍSICA.

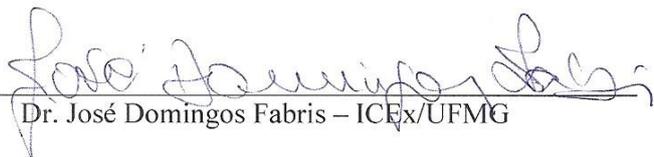
Aprovada por:



Dr. Daniel Ribeiro Franco – ON/MCTI (orientador)



Dr. Emanuele Francesco La Terra – ON/MCTI



Dr. José Domingos Fabris – ICEx/UFMG



Dr. Elder Yokoyama – ON/MCTI

RIO DE JANEIRO – BRASIL

25 DE AGOSTO DE 2014

Peixoto da Silva Júnior, Gilberto

Título da Dissertação/Gilberto Peixoto da Silva Júnior.  
– Rio de Janeiro: ON/MCTI, 2014.

XII, XX p.: xx.; xxx cm.

Orientador: Dr. Daniel Ribeiro Franco

Co-orientador: Dr. Giovanni Chaves Stael

Dissertação (Mestrado) – ON/MCTI/Programa de  
Pós-graduação em Geofísica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. XX – XX.

1. Primeira palavra-chave. 2. Segunda palavra-chave

3. Terceira palavra-chave. I. Ribeiro Franco, Dr. Daniel  
*et al.* II. Observatório Nacional/MCTI, Programa de Pós-  
graduação em Geofísica. III. Estudos Petrofísicos de Rochas  
Carbonáticas da América do Norte e Avaliação de Modelos de  
Compressibilidade de Volume de Poros.

*Aos meus pais, meus filhos e minha esposa.*

# Agradecimentos

Agradeço a Deus, acima de tudo, por ter me dado a oportunidade da vida e por ter permitido que as pessoas certas estivessem sempre em meu caminho;

Aos meus Pais, pelo amor e carinho e por terem lutado muito pela minha educação;

À minha Família, Esposa e Filhos, Irmãos, Cunhados e Sobrinhos, pelo apoio e compreensão nos momentos mais difíceis;

Ao meu orientador, Dr. Daniel Ribeiro Franco, por sua dedicação, ensinamentos, conselhos, paciência e incentivos;

Ao meu co-orientador, Dr. Giovanni C. Stael, pelo grande apoio na fase experimental de meu trabalho e pelos seus ensinamentos;

Ao Dr. Rodrigo Bagueira, Dr. Assif e Sr. Afrânio, bem como toda a equipe do Laboratório de Química/RMN da UFF, pela colaboração no uso do equipamento de RMN;

Ao CNPq, o meu agradecimento pelo apoio financeiro.

Ao amigo, Dr. Nilton de Souza Medeiros (*in memoriam*), pela ajuda e incentivo;

A todos os colaboradores do laboratório de Petrofísica – em especial, à srt<sup>a</sup> Olívia de Moraes França, pelo auxílio nos ensaios petrofísicos;

Ao aluno de Iniciação científica Ricardo Sant’Anna Martins, pelo auxílio na elaboração dos gráficos deste trabalho;

À minha colega, Pillar Rodrigues, pelo auxílio “geológico” em diversas ocasiões, ao longo de minha redação;

Aos membros da Banca Examinadora, pela revisão minuciosa deste trabalho;

Aos meus amigos que conheci na instituição – Alexandre, Daiana, Liliane, Rodrigo, Jorge, Patrícia – e tantos outros que sempre me apoiaram em todos os momentos;

Aos professores, pelos ensinamentos em cada curso que participei nesta instituição;

Aos Colaboradores do ON/MCTI, que sempre estiveram prontos para ajudar;

Ao Observatório Nacional, que ofereceu todas as condições possíveis para a realização deste trabalho;

E, por fim, a todos os meus amigos, que acompanharam esta minha caminhada de luta, sempre acreditando e incentivando.

Resumo da Dissertação apresentada ao Observatório Nacional/MCTI como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Geofísica (M.Sc.)

## **ESTUDOS PETROFÍSICOS DE ROCHAS CARBONÁTICAS DA AMÉRICA DO NORTE E AVALIAÇÃO DE MODELOS DE COMPRESSIBILIDADE DE VOLUME DE POROS**

Gilberto Peixoto da Silva Júnior

Agosto/2014

Orientador: Dr. Daniel Ribeiro Franco

Co-orientador: Dr. Giovanni Chaves Stael

Programa: Geofísica

Neste trabalho, tivemos por objetivo a realização de estudos petrofísicos sobre cinco grupos de amostras de rochas carbonáticas, provenientes de três contextos geológicos norte-americanos conhecidos por sua associação com depósitos de hidrocarbonetos – (i) Formação Guelph, Bacia Michigan (Siluriano Médio) – amostras GD; (ii) Formação Edwards, Plataforma Texas Central (Cretáceo Médio-Inferior) – amostras DP, EW e EY; e (iii) Formação Burlington-Keokuk, Sistema Mississipiano (Mississipiano Inferior) – amostras BL, bem como, a partir dos resultados obtidos, a avaliação de dois modelos de compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ), atualmente debatidos pela literatura (Horne (1990) e Jalalh (2006b)).

Os ensaios petrofísicos de porosidade efetiva/permeabilidade absoluta em função da variação de pressão confinante indicaram comportamentos distintos de reorganização estrutural das amostras, pela ocorrência de diferentes populações de tamanhos de poro – para três das litologias investigadas (EW, BL e GD), o comportamento sob pressão confinante foi característico da predominância de volume poroso em microescala (diâmetro  $< 1 \mu\text{m}$ ), enquanto que, para as demais (EY e DP), foi observado padrão rúptil com possível predominância de volume poroso entre mesoporos ( $\sim 1 - 3 \mu\text{m}$ ) e macroporos (diâmetro  $> 3 \mu\text{m}$ ). Adicionalmente, uma das litologias (amostras BL) indicou comportamento típico de rochas selantes. Tais padrões foram corroborados pelos ensaios de RMN e MICP.

A ampla faixa de porosidades efetivas ( $\sim 2 - 34\%$ ) obtida por este trabalho possibilitou uma avaliação razoável dos modelos de compressibilidade de volume de poros. Foi possível concluir que os dados de  $C_{VP}$  estimados apresentaram compatibilidade ligeiramente maior com o modelo proposto por Jalalh (2006b), para intervalos de confiança de 95% e de predição de 68%. Novas avaliações, baseadas em um maior espaço amostral, representativo da grande variabilidade litológica associada às rochas carbonáticas são sugeridos para a verificação destes resultados.

Abstract of the Master Dissertation presented to Observatório Nacional/MCTI as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## **Petrophysical Studies of North American Carbonate Rocks and Evaluation of Pore Volume Compressibility Models**

Gilberto Peixoto da Silva Júnior

August/2014

Advisor: Dr. Daniel Ribeiro Franco

Co-advisor: Dr. Giovanni Chaves Stael

Department: Geophysics

In this work, we aimed to perform petrophysical studies on five groups of samples of carbonate rocks from three North American geological contexts, known for its association with hydrocarbon deposits - (i) Guelph Formation, Michigan Basin (Middle Silurian) – samples GD; (ii) Edwards Formation, Central Texas Platform (Middle Cretaceous) – samples DP, EW and EY; and (iii) Burlington-Keokuk Formation, Mississippian System (Lower Mississippian) – samples BL. From these results, we evaluate two models of pore volume compressibility ( $C_{PV}$ ), currently discussed in the literature (Horne (1990) and Jalalh (2006b)).

Petrophysical studies of effective porosity/permeability vs. absolute variation of confining pressure revealed different structural reorganization behaviors due to the occurrence of different pore size populations. For three of the investigated lithologies (EW, BL and GD), the observed behavior under confining pressure was typically characteristic for the occurrence of a predominant microscale (diameter  $< 1 \mu\text{m}$ ) range of pore volume, whereas for the remaining ones (EY and DP), a ruptile pattern was verified due to a possible predominance of pore volumes at mesopore ( $\sim 1 - 3 \mu\text{m}$ ) and macropores (diameter  $> 3 \mu\text{m}$ ). Additionally, one of the lithologies (BL samples) showed typical behavior of sealants rocks. These patterns were confirmed by NMR and MICP combined tests.

A wide range of effective porosities ( $\sim 2 - 34\%$ ) obtained in this study indicated a reasonable evaluation of the selected pore volume compressibility models. It was concluded that the  $C_{PV}$  data estimated from our findings showed slightly higher compatibility to the model proposed by Jalalh (2006b), under the 95% confidence and 68% prediction intervals. New studies, based on larger sample space which also be representative of the larger lithological variability associated with carbonate rocks, are required to confirm such inferences.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>x</b>
<b>Abreviaturas e Simbologia</b>	<b>xi</b>
<b>1. Introdução</b>	<b>1</b>
<b>2. Contexto Geológico</b>	<b>4</b>
2.1 Formação Guelph, Bacia Michigan	4
2.2 Formação Edwards, Plataforma Texas Central	5
2.3 Formação Burlington-Keokuk (Sistema Mississipiano)	6
<b>3. Procedimentos Experimentais</b>	<b>8</b>
3.1 Preparação dos espécimes e estimativas de densidade	8
3.2 Medidas de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta	9
3.3 Ressonância Magnética Nuclear (RMN)	9
3.4 Porosimetria por injeção de mercúrio (MICP)	11
<b>4. Avaliação de modelos de compressibilidade de volume de poros – procedimentos</b>	<b>14</b>
<b>5. Resultados e Discussões</b>	<b>17</b>
5.1 Medidas de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta	17
5.2 Ressonância Magnética Nuclear e Porosimetria por injeção de mercúrio	21
5.3 Avaliação de modelos de compressibilidade de volume de poros	26
<b>6. Conclusões</b>	<b>31</b>
6.1 Estudos petrofísicos	31
6.2 Avaliação dos modelos de compressibilidade de volume de poros	34
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>35</b>
<b>Apêndice – Reservatórios Carbonáticos: aspectos gerais</b>	<b>45</b>
A.1 Rochas carbonáticas: gênese, propriedades e classificação	46
A.2 Carbonatos e arenitos: comparações relacionadas às rochas reservatório	48
A.3 Alguns aspectos petrofísicos das rochas carbonáticas	49

# Lista de Figuras

<b>2.1</b>	Contextos geológicos referentes às litologias investigadas por este estudo.	5
<b>5.1</b>	Gráficos de permeabilidade absoluta ( $K$ ; (círculos em branco), porosidade efetiva ( $\phi$ ; quadrados escuros) e compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ; triângulos em branco) em função da variação de pressão confinante.	18
<b>5.2</b>	Macrografia das amostras selecionadas para os estudos de petrofísica, após a realização dos ensaios de compressibilidade.	20
<b>5.3</b>	Espectros de tempo de relaxação transversal ( $T_2$ ) provenientes dos ensaios de RMN (esquerda) e gráficos de resultados para porosimetria por injeção de mercúrio (direita) para as litologias investigadas por este estudo.	23
<b>5.4</b>	Dados de compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ) provenientes de compilação de resultados publicados na literatura (Hall, 1953; Fatt, 1958; Van der Knaap, 1959; Dobrynin, 1962; Kohlhaas & Miller, 1969; Von Gonten & Choudhay, 1969; Laurent, 1993; Jalalh, 2006c; círculos em azul), e ajuste de curva correspondente, de acordo com o modelo proposto por Horne (1990) em comparação com os resultados provenientes deste estudo (losangos em amarelo), calculados pelo método de Hall (1953).	28
<b>5.5</b>	Dados de compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ) provenientes de compilação de resultados publicados na literatura (Hall, 1953; Fatt, 1958; Van der Knaap, 1959; Dobrynin, 1962; Kohlhaas & Miller, 1969; Von Gonten & Choudhay, 1969; Laurent, 1993; Jalalh, 2006c; círculos em azul), e ajuste de curva correspondente, de acordo com o modelo proposto por Jalalh (2006b) em comparação com os resultados provenientes deste estudo (losangos em amarelo), calculados pelo método de Hall (1953).	29
<b>A.1</b>	Exemplo de sistema petrolífero, associado a uma armadilha estrutural. Modificado de <a href="http://www.mpgpetroleum.com/fundamentals.html">http://www.mpgpetroleum.com/fundamentals.html</a>	45
<b>A.2</b>	Classificação de rochas carbonáticas de acordo seus aspectos texturais segundo Dunhan (1961) e posteriormente modificadas por Embry & Klován (1971). Adaptado de <a href="http://petrowiki.org/Carbonate_reservoir_geology#cite_ref-r3_2-0">http://petrowiki.org/Carbonate_reservoir_geology#cite_ref-r3_2-0</a> .	48

# Lista de Tabelas

<b>5.1</b>	Resultados de petrofísica de rotina (permeabilidade absoluta (K), porosidade efetiva ( $\phi$ ) e compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ).	19
<b>5.2</b>	Parâmetros referentes aos ensaios de RMN e petrofísica básica.	22
<b>5.3</b>	Dados de tamanho médio de garganta de poro e percentual de ocorrência dos tipos de tamanho de poro referentes ao ensaio de porosimetria por injeção de mercúrio (MICP).	24
<b>5.4</b>	Dados referentes aos ajustes polinomiais de ordem quatro para os dados de porosidade efetiva vs. pressão confinante ( $\phi(P) = B_0 + B_1 \cdot P + B_2 \cdot P^2 + B_3 \cdot P^3 + B_4 \cdot P^4$ ), e estimativas de porosidade efetiva à pressão ambiente ( $P_{amb} \sim 14,7$ psi) e compressibilidade de volume de poros estimada pela relação de Hall (1953).	26

# Abreviaturas e Simbologia

<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BL</b>	Burlington Limestone (Formação Burlington-Keokuk, Sistema Mississipiano)
<b><math>C_{PV}</math></b>	Pore volume compressibility
<b><math>C_{VP}</math></b>	Compressibilidade de volume de poros
<b><math>C_{VP}^{Hall}</math></b>	Compressibilidade de volume de poros (estimativa pelo método de Hall (1953))
<b><math>C_{VP}^{Horne}</math></b>	Compressibilidade de volume de poros (estimativa pelo modelo de Horne (1990))
<b><math>C_{VP}^{Jalalh}</math></b>	Compressibilidade de volume de poros (estimativa pelo modelo de Jalalh (2006b))
<b>DP</b>	Desert Pink (Formação Edwards, Plataforma Texas Central)
<b>EW</b>	Edwards White (Formação Edwards, Plataforma Texas Central)
<b>EY</b>	Edwards Yellow (Formação Edwards, Plataforma Texas Central)
<b>GD</b>	Guelph Dolomite (Formação Guelph, Bacia Michigan)
<b>K</b>	Permeabilidade
<b><math>K_{gas}</math></b>	Permeabilidade à gás
<b>mD</b>	mili-Darcy ( $1 \text{ mD} \cong 9,87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ )
<b>ms</b>	milissegundo ( $= 10^{-3} \text{ s}$ )
<b>MICP</b>	Mercury Injection Capillary Pressure
<b><math>P_{amb}</math></b>	pressão ambiente
<b>psi</b>	unidade de pressão ( $1 \text{ psi} \cong 703,07 \text{ kg.m}^{-2}$ )
<b>RF</b>	radiofrequência
<b>RMN</b>	Ressonância Magnética Nuclear
<b><math>T_2</math></b>	Tempo de relaxação transversal
<b><math>\varnothing</math></b>	Diâmetro de poro
<b><math>\phi</math></b>	Porosidade
<b><math>\phi_{eff}</math></b>	Porosidade efetiva
<b><math>\mu\text{s}</math></b>	microsegundo ( $= 10^{-6} \text{ s}$ )

# Capítulo 1

## Introdução

A crescente demanda do consumo de hidrocarbonetos vem despertando grande interesse científico para o aperfeiçoamento das técnicas de estudo do comportamento de reservatórios de petróleo – compreendidos como sistemas complexos de interação rocha/óleo/água/gás, e que permitem o armazenamento das fases fluidas (Sok et al., 2009). De maneira geral, os esforços de caracterização de tais reservatórios baseiam-se na descrição da distribuição espacial de parâmetros petrofísicos, como porosidade, permeabilidade e saturação (Stout, 1964; Harari et al., 1995; Lucia, 2007) – o que é fundamental para avaliações de propriedades das rochas para transporte de fluidos, bem como o conhecimento das interações rocha-fluído que possam influenciar o fluxo de hidrocarbonetos (Tiab & Donaldson, 2004).

O fluxo de fluidos em rochas reservatório é tido como consequência da pressão externa criada pela pressão litostática agindo sobre o reservatório (Lucia, 2007; Oliveira et al., 2013). Sabe-se que tal pressão é transmitida através do contato inter-grãos, e que a pressão interna é exercida pelo fluído confinado sobre os grãos. Esse sistema apresenta equilíbrio, até o início da produção, com o aumento da pressão efetiva – o que acarreta em maior compressão do sistema de poros pelo peso das rochas sobrejacentes, dada a menor resistência oferecida pela pressão interna (Holbrook et al., 1995; Tiab & Donaldson, 2004).

Durante a produção, é de grande importância o controle sobre o fluxo de extração, uma vez que a variabilidade de pressão ocasionada teria por potencial a alteração da estrutura porosa, com diminuição da seção transversal das gargantas de poro e fraturamentos da rocha reservatório – acarretando desde o aumento de resistência à

passagem de fluido (Walsh, 1981), até os casos mais críticos, em que os problemas de compensação entre carga litostática e pressão interna implicam em risco de colapso estrutural do poço de exploração (Soares & Siqueira, 1999).

Desta forma, são essenciais os estudos petrofísicos que possibilitem avaliações precisas do comportamento da porosidade e da permeabilidade de rochas reservatório em função da pressão confinante, para uma melhor compreensão da alteração do sistema de poros associada à simulação de variação de carga litostática. Também são altamente relevantes os trabalhos baseados em Ressonância Magnética Nuclear (RMN) – técnica não-destrutiva, baseada na resposta de núcleos atômicos a campos magnéticos, através da resposta da relaxação de spins nucleares. Dados obtidos por RMN permitem melhor quantificação das propriedades de rochas reservatórios, conduzindo à uma otimização do aproveitamento de poços por seu potencial para a obtenção de informações sobre interações de superfície e volume de rochas com os fluidos presentes, permeabilidade do meio e viscosidade dos fluidos envolvidos, bem como sobre estruturas de poros e distribuições de fases fluídas em sistemas porosos (Liaw et al., 1996; Nurmi & Standen, 1997; Coates et al., 2001; Chen et al., 2002; Tiab & Donaldson, 2004; Arns et al, 2005; Blümich, 2005) .

Um dos temas centrais para a indústria do petróleo refere-se à caracterização da estrutura e dinâmica dos reservatórios carbonáticos – correspondentes a mais da metade das reservas comprovadas de petróleo do globo, e com grande potencial para a prospecção de gás (Dürrast & Siegesmund, 1999; Sok et al., 2009; Abdideh, 2012). Entretanto, a relação entre dados geofísicos e propriedades de rochas é bastante complexa para tais litologias, refletindo-se em suas propriedades elásticas e condições dos sistemas de poros (Masalmeh et al., 2004; Grechka, 2009; Weger et al., 2009). Isso se explica devido à grande variedade de texturas apresentadas pelas rochas carbonáticas, provenientes de processos deposicionais e diagênese pós-deposicional, assim como por diferentes processos químicos relacionados à formação de seus minerais constituintes (Murray, 1960; Sprunt & Nur, 1976; Lucia, 2007; Vanorio et al. 2008). Tais fatos resultam em que os sistemas de poros

presentes em rochas carbonáticas são muito mais complexos que os comumente observados para rochas siliclásticas (Moore, 2001; Croizé et al., 2010), e os reservatórios relacionados a este tipo de litologia, além de exibirem grande variedade estrutural, são frequentemente heterogêneos e fraturados (Hu & McMechan, 2010; Castro et al., 2013).

Assim, estudos visando às estimativas de compressibilidade de volume de poros em rochas carbonáticas são de relevância especial para a indústria de prospecção de óleo e gás – o que se ilustra pelos esforços empreendidos, ao longo das últimas décadas, na proposição de diferentes métodos analíticos para a predição deste parâmetro em função da carga litostática (e.g., Hall, 1953; Van der Knaap, 1959; Horne, 1990; Jahahl, 2006b). Isto se explica pelo fato de tais abordagens permitirem, potencialmente, avaliações indiretas acerca do volume recuperável de hidrocarbonetos, as melhores formas para sua extração (Harville & Hawkins, 1969; Laurent, 1993; Jahalh, 2006b), bem como a predição do comportamento estrutural e prevenção de colapso por subsidência do reservatório (Han & Dusseault, 2002; Tiab & Donaldson, 2004; Oliveira et al., 2013). Entretanto, um dos pontos de debate na literatura reside na extensão da aplicabilidade de tais métodos, devido às diferentes considerações petrofísicas inerentes a cada uma das formulações propostas e, portanto, quais seriam as mais confiáveis com relação a um determinado tipo de litologia.

O trabalho aqui descrito teve por intuito, a partir de dados petrofísicos de amostras carbonáticas provenientes de três contextos geológicos distintos da América do Norte, bem conhecidos pela sua associação com depósitos de hidrocarbonetos, o estabelecimento de comparação entre a metodologia de estimativa de  $C_{VP}$  proposta por Horne (1990) – uma das formulações de maior aceitação atualmente – e o método recentemente proposto por Jahahl (2006b). Serão apresentados os resultados petrofísicos para este conjunto de amostras (medidas de permeabilidade absoluta e porosidade efetiva em função da pressão confinante) em comparação com estimativas de distribuição de tamanho de poros por RMN e porosimetria por injeção de mercúrio.

# Capítulo 2

## Contexto Geológico

Conforme discutido anteriormente, a análise petrofísica descrita neste trabalho baseou-se no estudo de rochas carbonáticas provenientes de três arcabouços geológicos norte-americanos (Figura 2.1), de grande interesse econômico devido ao potencial comprovado para extração de hidrocarbonetos (Lona, 2006): Formação Guelph, Bacia Michigan (amostras GD), Formação Edwards, Plataforma Texas Central (amostras EW, EY e DP) e Formação Burlington-Keokuk, Sistema Mississipiano (amostras BL). A seguir, discutiremos alguns aspectos mais gerais sobre os contextos geológicos escolhidos.

### *2.1 Formação Guelph, Bacia Michigan*

A Bacia Michigan – bacia intracratônica que ocupa cerca de 207.000 km<sup>2</sup> da porção centro-norte dos Estados Unidos e parte da província de Ontário, Canadá – compreende cerca de 4800 m de registro sedimentar predominantemente marinho (carbonatos, evaporitos e depósitos siliclásticos), com idades abrangendo desde o Cambriano até o Pensilvaniano (Wylie & Wood, 2005; Dekeyser, 2006). Segundo Coniglio et al. (2003), há particular interesse nos depósitos carbonáticos presentes nessa bacia, o que se explica por sua relação com reservatórios de hidrocarbonetos, e que vêm sendo explorados há mais de um século (Zheng, 1999; Wylie & Wood, 2005). Mais recentemente, essa região tem sido relacionada à presença de grandes aquíferos, como os encontrados a sudoeste da província de Ontário (Dekeyser, 2006). Estudos em escala local a regional vêm sendo conduzidos desde os anos 1960 (e.g., Sharma, 1966; Gill, 1977) visando uma melhor compreensão das fácies e processos diagenéticos de recifes silurianos na Bacia Michigan, bem como investigações sobre fatores de controle na formação de reservatórios.

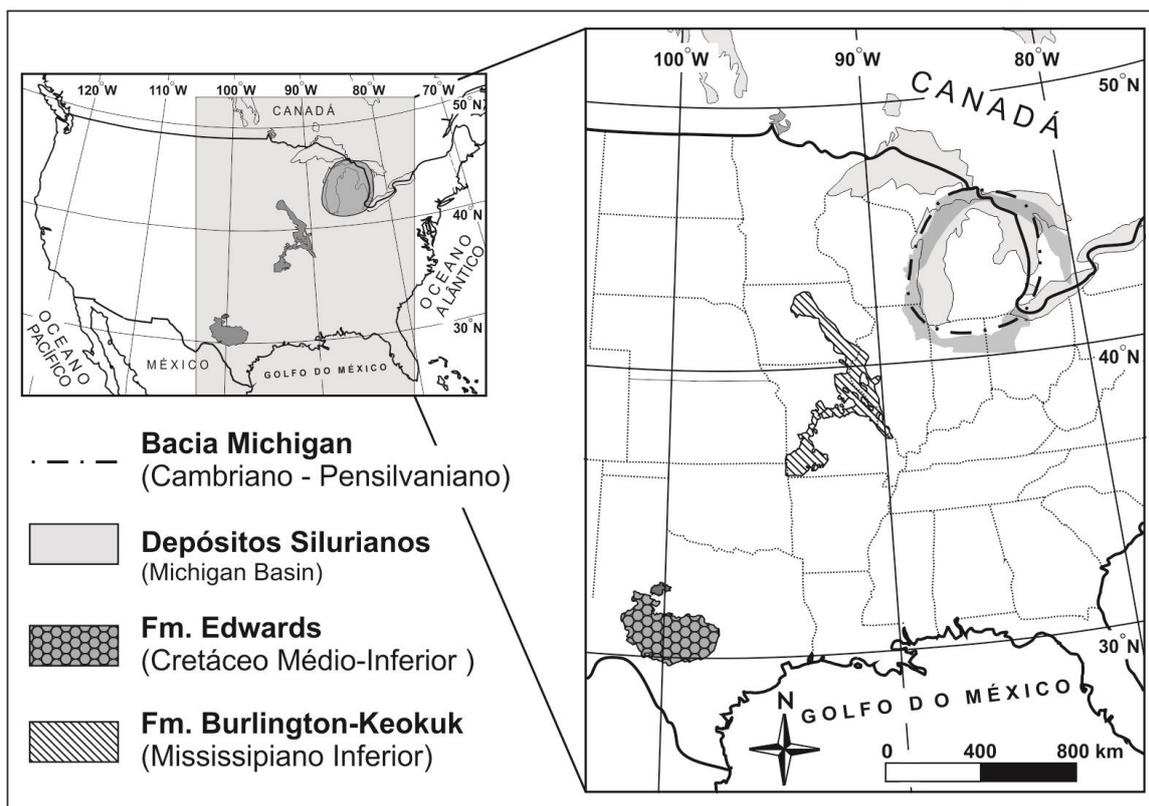


Figura 2.1: Contextos geológicos referentes às litologias investigadas por este estudo.

Neste trabalho, foram empregadas amostras de carbonatos (designadas pela sigla GD) provenientes da Formação Guelph (Grupo Niagara, Siluriano Médio; Wylie & Wood, 2005) – dominada por plataformas de carbonatos plataformais e recifais, aflorantes ao longo de uma faixa de 15 a 30 km de largura a partir do extremo da península de Bruce até o rio Niagara no sudoeste de Ontário (Coniglio et al., 2003). Conforme discutido por Coniglio et al. (2004), a Formação Guelph corresponderia à porção superior do Grupo Albermarlo (Siluriano Médio), sendo sobreposta por carbonatos do Grupo Salina, do Siluriano Superior, e, segundo alguns autores (e.g., Brett et al., 1990; Zheng, 1999; Coniglio et al., 2003), foi influenciada por controle climático e tectônico, tendo sofrido uma história diagenética bastante complexa.

## 2.2 Formação Edwards (Plataforma Texas Central)

O segundo grupo de amostras investigadas neste trabalho corresponde a tipos distintos de rochas carbonáticas, relacionadas à Formação Edwards, situada na porção centro-oeste do estado do Texas (EUA). Essa formação compreende idades, segundo

alguns autores (e.g., Rose, 1970), possivelmente relativas ao Albiano (Cretáceo Médio-Inferior), sendo resultado de processos deposicionais transgressivos-regressivos em ambiente marinho raso, ocorridos às margens da Plataforma Texas Central. É, ainda, associada à presença de aquíferos e jazidas de hidrocarbonetos em depósitos carbonáticos (Rose, 1970; Land & Prezbindowski, 1981; Maclay & Small, 1983, Moore & Bebout, 1989; Ferrill & Morris, 2008).

Neste estudo, foram empregadas amostras carbonáticas referentes a três afloramentos distintos: Edwards White (EW), Edwards Yellow (EY) e Desert Pink (DP), com características texturais possivelmente distintas. Recentemente, estudos de caracterização mineralógica destas rochas (Castro et al., 2013) apontam para a presença de calcita como fase mineral predominante para as amostras carbonáticas EW e EY, com ocorrência de dolomita para a amostra DP.

### *2.3 Formação Burlington-Keokuk (Sistema Mississipiano)*

O grupo de amostras BL investigadas por este trabalho corresponde a rochas carbonáticas da Formação Burlington-Keokuk, de idades relativas ao Mississipiano Inferior e descritas como relacionadas a um paleoambiente plataformar marinho raso, que se estendeu aproximadamente na direção E-W, através da porção central do continente norte-americano, ao sul do Arco Transcontinental (Thompson, 1986; Kaufman et al., 1988; Choquette et al., 1992; Watney et al., 2001; Ethington & Weaver, 2002). Esta formação é associada ao Sistema Mississipiano, e se encontra exposta em um cinturão de afloramentos da região central dos EUA, cobrindo cerca de 120.000 km<sup>2</sup> dos estados americanos de Iowa, Illinois e Missouri (Choquette et al., 1992), cuja estratigrafia ainda não é totalmente descrita (Kammer & Gahn, 2003). Embora tenha sido definida originalmente como duas formações distintas (Formações Burlington e Keokuk), o contato entre ambas é comumente transicional e difícil de se reconhecer, sendo então tratada como uma unidade simples (Kaufman et al., 1988). De maneira geral, segundo Choquette et al. (1992), a Formação Burlington-Keokuk consiste de leitos espessos a massivos de *packstones* e *grainstones*

ricos em crinóides, intercalados com acamamentos mais finos de *mudstones* e *wackestones* dolomíticos.

# Capítulo 3

## Procedimentos Experimentais

A aquisição de resultados petrofísicos de qualidade requer o emprego de amostras cuja preparação garanta um bom nível de integridade do material a ser analisado – evitando, assim, danos estruturais na manipulação experimental que incorreriam em desvios dos parâmetros petrofísicos obtidos.

Dessa forma, foram adquiridos da empresa Kocurek Industries, Inc.(Caldwell, EUA), especializada na comercialização de amostras-piloto para estudos de reservatórios de óleo e gás, um conjunto de cilindros (~ 3,80 cm x 5,0 cm) correspondentes às rochas carbonáticas provenientes das Formações Guelph (amostras GD), Edwards (amostras EW, EY e DP) e Burlington-Keokuk (amostras BL), a partir do qual foram preparados espécimes na forma de ‘plugs’ (~ 1,5”(diâmetro) e ~ 2” (comprimento)), para a realização dos procedimentos experimentais deste trabalho, a saber: (i) preparação dos espécimes e estimativas de densidade; (ii) medidas de porosidade e permeabilidade; (iii) medidas de Ressonância Magnética Nuclear (RMN); (iv) medidas das propriedades porosas através de porosimetria por injeção de mercúrio (MICP).

### *3.1 Preparação dos espécimes e estimativas de densidade*

De acordo com a norma recomendada pela American Petroleum Institute (API, 1998), as amostras selecionadas foram submetidas a um processo de limpeza para a retirada de quaisquer resíduos retidos em seus sistemas porosos. Foi utilizado o método de extração por solvente Soxhlet, pelo qual as amostras são submetidas por 40 horas em dois tipos distintos de solventes (tolueno e metanol, respectivamente para a remoção de hidrocarbonetos e dos sais presentes).

Logo após secagem em estufa ( $T = 115^{\circ}\text{C}$ , por 8 horas), foram realizadas medidas de massa e dimensão das amostras, sob condições de laboratório (temperatura ambiente:  $\sim 22^{\circ}\text{C}$ ; umidade relativa:  $\sim 50\%$ ), o que possibilitou a obtenção de estimativas de densidade volumétrica das amostras.

### 3.2 *Medidas de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta*

Para a aquisição dos dados de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta empregados neste estudo, cada uma das amostras foi disposta em uma câmara selada ('core holder'), e as medidas tendo sido efetuadas, respectivamente, por intermédio do porosímetro Ultrapore 300 e permeâmetro Ultraperm 500 (Corelab, USA) do Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional (LabPetrON). Para a simulação de diferentes condições de carga litostática, tais medidas foram realizadas entre 500 e 5000 psi, em intervalos de 500 psi. Adicionalmente, os valores de massa e volume obtidos foram introduzidos como dados de entrada para os programas de controle dos equipamentos, para a estimativa da porcentagem de volume de poros e cálculo da densidade dos grãos constituintes da matriz rochosa das amostras. Para maiores detalhes acerca do princípio de funcionamento do arranjo experimental aqui descrito, ver Tiab e Donaldson (2004).

### 3.3 *Ressonância Magnética Nuclear (RMN)*

A Ressonância Magnética Nuclear (RMN) vem sendo empregada em estudos de caracterização petrofísica desde a década de 1960 (Ellis & Singer, 2007), e tem desempenhado papel central em trabalhos orientados à prospecção de óleo e gás. Medidas RMN são proporcionais à densidade de núcleos atômicos que possuem número ímpar de prótons ou nêutrons (como o hidrogênio), e são realizadas através da aplicação de campo estático, que provoca polarização e precessão dos eixos de spin dos prótons em uma determinada direção. Pela posterior aplicação de campos alternados na faixa de radiofrequências (campo RF), os eixos são desviados com relação à sua posição anterior para uma nova posição de equilíbrio. Com a subsequente suspensão do campo RF, ocorre

relaxação dos momentos de spin na direção estabelecida pelo campo estático, provocando um sinal eletromagnético que é captado pela ferramenta RMN.

Sequências específicas de pulso RF são empregadas para a geração dos chamados “trens de eco de spin”, cujas amplitudes são proporcionais ao número de núcleos de hidrogênio associados aos fluídos presentes em um determinado volume (Coates et al., 1999; Levitt, 2001; Glorioso et al., 2003; Ellis & Singer, 2007). A amplitude do decaimento de um determinado trem de eco de spin pode ser ajustada de maneira satisfatória por uma somatória de decaimentos exponenciais, que exibem constantes de decaimento distintas (Tiab & Donaldson, 2004). A configuração de todas estas constantes compõe o espectro de decaimento, ou distribuição de tempos de relaxação transversos (*distribuição de tempos de relaxação  $T_2$* ). Para um determinado volume poroso, a curva de decaimento associada será uma exponencial simples, com constante de decaimento proporcional ao tamanho de poro. Assim, a distribuição de  $T_2$  proveniente de ensaios baseados na RMN corresponde à distribuição de tamanhos de poros presentes em um determinado volume. Assim, se para um determinado volume, saturado com um fluído molhante, há a ocorrência de poros de diferentes tamanhos, espera-se que isso se expresse em distribuições de  $T_2$  bimodais ou mesmo mais complexas (Coates et al., 1999).

A partir das amostras selecionadas, foram realizadas medidas de permeabilidade efetiva a 500 psi, com o intuito de se determinar o método adequado para saturação por fluído de maneira que fosse garantido um posterior índice de saturação maior ou igual a 98%: para amostras que exibissem valores de permeabilidade efetiva maiores que 100 mD, a saturação foi realizada via confinamento em câmara de vácuo até a completa remoção do ar da estrutura de poros, enquanto que, para espécimes cujo valor de permeabilidade efetiva fosse menor que 100 mD, o confinamento foi mantido por 12h, seguido de injeção de solução salina e pressurização da amostra a até 2000 psi durante 12h. A solução salina escolhida (KCl) para saturação teve sua salinidade medida em ~ 30.000 ppm, por intermédio de um condutivímetro portátil CD 830 (Instrutherm Ltda., Brasil).

As medidas RMN foram realizadas por intermédio de um espectrômetro Maran Ultra (Oxford Instruments, UK), do Laboratório para Aplicações da RMN e Petrofísica da Universidade Federal Fluminense (UFF-LAR), com faixa de operação de 460 G para aplicação de campos estáticos, e sonda solenoidal de 52 mm de diâmetro. Tanto o tempo de relaxação transversal ( $T_2$ ) quanto a difusão (D) foram medidos empregando-se as técnicas de Pulsed Field Gradient Stimulated-Echo (PFG-STE) e Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG), respectivamente. (Meiboom & Gill, 1958; Cotts et al., 1989). Todas as amostras foram embaladas em filme plástico, de maneira a prevenir ressecamento e, antes e depois de cada medida RMN, a massa de cada um dos espécimes foi medida de maneira a avaliar possíveis perdas do fluido saturante.

#### 3.4 Porosimetria por injeção de mercúrio (MICP)

Medidas de porosidade de espécimes de rocha demandam informações sobre o volume de amostra, bem como o volume de poros associado ou o volume da matriz (Tiab & Donaldson, 2004). Segundo Lucia (2007), o volume de um espécime pode ser medido diretamente pelo seu formato, ou pelo deslocamento volumétrico de um fluido fortemente não-molhante e de baixa adesividade.

Neste ínterim, a porosimetria por injeção de mercúrio (ou, pela abreviação em inglês, MICP – *Mercury Injection Capillary Pressure*), técnica destrutiva que possibilita a determinação da distribuição de tamanho de garganta de poros – o que é relevante, uma vez que os tamanhos de garganta de poros controlam o acesso ao sistema poroso da rocha – vem sendo extensivamente empregada na determinação de distribuição e estrutura de sistemas porosos (Dorsch & Katsube, 1996; Lowden & Porter, 1998; Mascarenha et al., 2008). Baseia-se no fato de que um fluido não-molhante não penetra espontaneamente em poros e fissuras, a menos que ocorra aplicação de pressão; ou seja, quanto maior a pressão aplicada, menor será a abertura de garganta de poro acessível a este fluido (Mascarenha et al., 2008; Silva, 2011). Esta técnica consiste em aplicação de pressão em passos sucessivos sobre o líquido não-molhante (mercúrio), sendo que, a cada incremento de pressão, tamanhos de gargantas de poros sucessivamente menores poderão ser acessados

pelo mercúrio. Assim, este procedimento permite a preparação de curvas de pressão capilar a partir dos dados obtidos de mercúrio injetado em função da pressão aplicada (Lucia, 2007).

Segundo discutido na literatura (e.g., Dorsch & Katsube, 1996; Glorioso et al., 2003), a quantidade de mercúrio inserido e a pressão de injeção pode ser convertidos, respectivamente, em volume de mercúrio e diâmetros de garganta de poros através da relação proposta por Washburn (1921), assumindo-se uma estrutura de poros cilíndrica:

$$r = \frac{2\sigma \cdot \cos \theta}{P_c} ; D = 2 \cdot r \rightarrow \therefore D = \frac{4\sigma \cdot \cos \theta}{P_c} \quad (3.1)$$

onde:

$\emptyset$  = diâmetro de abertura de garganta de poro

$r$  = raio de abertura de garganta de poro

$P_c$  = pressão capilar

$\sigma$  = tensão superficial para o mercúrio ( $\sim 485 \text{ dyne cm}^{-1}$ )

$\theta$  = ângulo de contato para o sistema mercúrio/ar/sólido ( $\sim 130^\circ$ )

Vale aqui ressaltar que uma das mais importantes aplicações da MICP se dá por correlação dos resultados obtidos com dados provenientes da RMN. A distribuição dos tempos de relaxação transversais ( $T_2$ ), adquirida através da técnica de RMN, apresenta-se diretamente proporcional à relação entre superfície por volume de poros e também ao raio de poros presentes. Desta forma, é possível afirmar que o espectro de  $T_2$  está associado à distribuição de tamanhos de poros da estrutura de poros de uma rocha porosa (Glorioso et al, 2003). Por sua vez, é possível estimar-se pela técnica MICP o tamanho das gargantas de poros e a distribuição, ou a classificação dos tamanhos dos poros presentes na estrutura de uma rocha, o que auxilia na interpretação de dados de fluidez, localização e capacidade de produção de um reservatório (Pittmann, 2001; Fleury et al, 2007). Assim, uma vez que a RMN responde ao tamanho de poros, e a MICP responde ao tamanho de garganta de poros

de um determinado sistema poroso, a correlação entre essas duas técnicas teria por potencial um melhor entendimento sobre a capacidade de escoamento de uma fase fluida neste sistema, assim como a influência do sistema de poros sobre a integridade estrutural das amostras, quando submetidas experimentalmente a pressões confinantes (Akbar et al., 1995; Tiab & Donaldson, 2004).

Neste trabalho, os ensaios baseados em MICP, conduzidos no Centro de Pesquisas em Geoengenharia da Schlumberger – BRGC, foram realizados por intermédio de um porosímetro de mercúrio Micromeritics AutoPore IV 9520, tendo as amostras sido quebradas em pequenos pedaços, de tamanho suficiente para que coubessem no penetrômetro com bulbo de 3 cm<sup>3</sup> do equipamento. As amostras foram então submetidas a vácuo, e o mercúrio foi injetado sob pressão aplicada em passos sucessivamente crescentes. A cada incremento de pressão, o volume de mercúrio injetado era registrado, até o valor máximo de pressão (~ 60.000 psi).

## Capítulo 4

# Avaliação de modelos de compressibilidade de volume de poros – procedimentos

Com base nas diferentes formas de avaliação de reservatórios de hidrocarbonetos, tanto em termos econômicos quanto em relação à segurança operacional durante a etapa de exploração, merece destaque a obtenção de informações sobre a compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ) associada às rochas reservatório. É definida pela relação entre a variação no volume de poros ocasionada por uma alteração da pressão interna, que ocorre entre os poros, ou externa pela variação na área confinante, em que essa rocha está submetida (Tiab & Donaldson, 2004). Conforme discutido anteriormente, sua importância como informação estratégica para a indústria de petróleo reflete-se no debate promovido ao longo das últimas décadas sobre o estabelecimento de métodos analíticos na predição da compressibilidade de poros em função da pressão confinante (e.g., Hall, 1953; Van der Knaap, 1959; Horne, 1990; Jalahl, 2006b).

Dentre as primeiras abordagens, Hall (1953) propôs uma relação empírica entre  $C_{VP}$  e porosidade inicial ( $\phi$ ) com base em resultados de ensaios de laboratório para rochas reservatório (arenitos e carbonatos), dada pela relação:

$$C_{VP}^{Hall(1953)} = \frac{1,78 \times 10^{-5}}{\phi^{0,4358}} \text{ psi}^{-1} \quad (4.1)$$

e que, ao longo das últimas décadas, tem sido empregada em simulações numéricas de reservatórios como o principal método para estimativas comerciais e laboratoriais (Li et al., 2004).

Mais recentemente, Horne (1990) observou padrões de comportamento de dados de  $C_{VP}$  em função da porosidade ( $\phi$ ) para arenitos e carbonatos consolidados e arenitos não-

consolidados, propondo relações empíricas alternativas para os diferentes tipos de litologias, tendo se tornado uma das metodologias de maior aceitação (Jahahl, 2006a). Para carbonatos consolidados, a relação proposta é da seguinte forma:

$$C_{VP_{CARB}}^{Horne (1990)} = 10^{-6} \cdot [e^{4,026-23,07\phi+44,28\phi^2}] \text{ psi}^{-1} \quad (4.2)$$

Entretanto, conforme discutido por Jahahl (2006b), faz-se necessária a aplicação de ambos os métodos com cuidado. Como exemplo, é possível obter-se, segundo a fórmula empírica de Hall (1953), valores de  $C_{VP}$  similares para amostras provenientes de diferentes litologias contanto que os valores de porosidade inicial sejam equivalentes – a despeito de diferenças entre o grau de rigidez das amostras. Além disto, ainda que Horne (1990) tenha fornecido relações empíricas para litologias distintas, seu trabalho baseou-se em estimativas de  $C_{VP} \times \phi$  realizadas por Newman (1973), cujos dados foram processados assumindo-se pressões litostáticas em torno de 75%, de acordo com a posição estratigráfica das amostras investigadas.

Desta forma, Jalalh (2006b) propôs duas novas formulações para a estimativa de  $C_{VP} \times \phi$  como alternativas ao método proposto por Horne (1990), através de uma compilação de dados publicados ao longo das últimas décadas para diferentes litologias (Hall, 1953; Fatt, 1958; Van der Knaap, 1959; Dobrynin, 1962; Kohlhaas & Miller, 1969; Von Gonten & Choudhay, 1969; Laurent, 1993; Jalalh, 2006c), a saber: (i) “método modificado de Horne” (correlação similar à de Horne (1990), proposta a partir de regressão não-linear sobre os dados mencionados acima); e (ii) modelo proposto pelo próprio autor (“modelo de Jalalh”), através de ajuste não-linear pelo método de Farazdaghi-Harris do padrão de dados de  $C_{VP} \times \phi$ , provenientes da compilação discutida acima, e dado pela relação (rochas carbonáticas):

$$C_{VP_{CARB}}^{Jalalh (2006)} = 10^{-6} \cdot \left[ \frac{1}{\frac{1}{(1,022)^2} + \frac{\phi^{1,05}}{(1,681)^2}} \right] \text{ psi}^{-1} \quad (4.3)$$

Conforme discutido anteriormente, um dos objetivos deste trabalho é o de se verificar a adequação das formulações propostas por Horne (1990) e Jalahl (2006b) para os padrões de compressibilidade de volume de poros em função da porosidade de carbonatos, a partir dos dados obtidos por este estudo. Tal verificação seguiu as seguintes etapas:

- (1) os valores de porosidade inicial, relativos a amostras representativas dos cinco grupos investigados por este trabalho, foram obtidos por extrapolação à pressão ambiente (~ 14,7 psi) de curvas obtidas por ajustes polinomiais de ordem quatro. Tais ajustes foram efetuados sobre os dados de porosidade efetiva em função da pressão confinante (obtidos conforme discutido na seção III.2);
- (2) foram estimados valores de  $C_{VP}$  para estas cinco litologias pelo método de Hall (1953; eq. 3.2) e dos resultados para porosidade inicial obtidos de acordo com o descrito acima;
- (3) a modelagem de dados de  $C_{VP} \times \phi$  correspondentes à compilação utilizada por Jalahl (2006b) foi realizada com o software *CurveExpert 2.0.4*.

# Capítulo 5

## Resultados e Discussões

### *5.1 Medidas de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta*

De acordo com o descrito na seção 3.2, foram realizados procedimentos para a aquisição dos dados de porosidade efetiva, permeabilidade absoluta, bem como estimativas da compressibilidade de volume de poros, em função da variação da pressão confinante, entre 500 e 5000 psi (para a simulação de diferentes condições de carga litostática), cujos dados se encontram dispostos na Tabela 5.1.

Conforme ilustrado na figura 5.1-A, a amostra BL5 (correspondente à litologia BL investigada neste trabalho) apresentou uma redução praticamente linear de seu volume poroso (~ 30%) com relação ao aumento da pressão confinante; ainda é possível verificar através da macrografia obtida (figura 5.2-A), que esta amostra conservou sua integridade após o experimento. Em particular, os valores observados para permeabilidade absoluta foram praticamente nulos ao longo do experimento – comportamento este similar ao verificado para rochas selantes.

Para a amostra GD5 (figura 5.1-B), é possível inferir, após redução praticamente linear da porosidade entre 500 e 1500 psi, uma reestruturação textural da amostra entre 1500 e 3500 psi, com possível manutenção do volume poroso. Após este intervalo, entre 3500 e 5000 psi, observa-se novamente redução aproximadamente linear da porosidade, possivelmente pelo colapso de uma segunda população, de menor tamanho de poros. Observa-se um padrão de redução da porosidade em dois intervalos distintos (500 – 1500 psi e 1500 – 4500 psi) para a amostra EW5 (figura 5.1-C), com possível colapso estrutural a 4500 psi (o que seria evidenciado pela redução abrupta dos valores de porosidade).

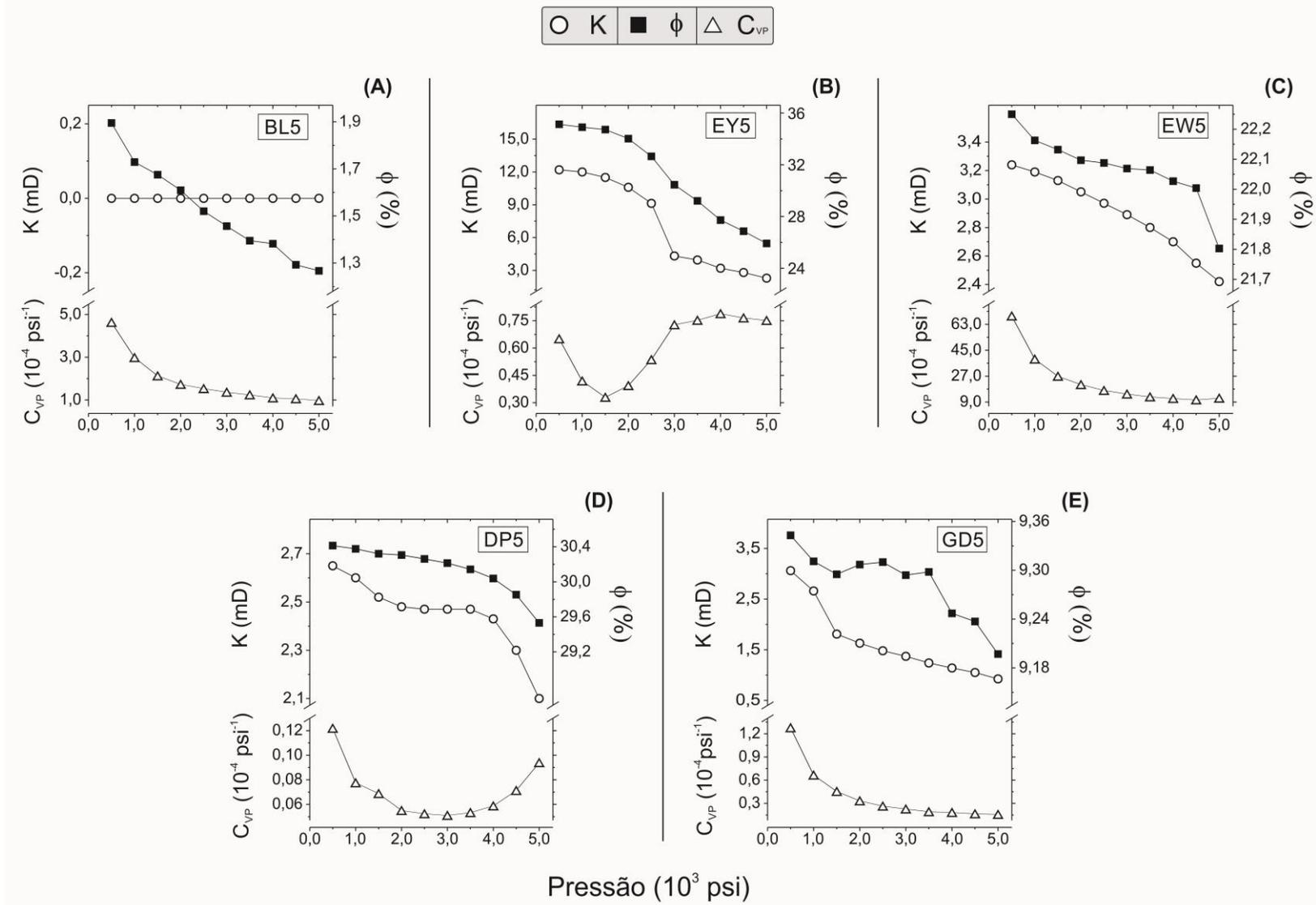


Figura 5.1: Gráficos de permeabilidade absoluta (K; círculos em branco), porosidade efetiva ( $\phi$ ; quadrados escuros) e compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ; triângulos em branco) em função da variação de pressão confinante.

Tabela 5.1: Resultados de petrofísica de rotina (permeabilidade absoluta (K), porosidade efetiva ( $\phi$ ) e compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ).

Amostra	P (psi)	K (mD)	$\phi$ (%)	$C_{VP}$ ( $10^{-4}$ psi $^{-1}$ )
BL5	500	0,000	1,895	4,628
	1000	0,000	1,729	2,980
	1500	0,000	1,675	2,128
	2000	0,000	1,609	2,316
	2500	0,000	1,52	2,050
	3000	0,000	1,457	1,824
	3500	0,000	1,395	1,660
	4000	0,000	1,382	1,470
	4500	0,000	1,293	1,416
	5000	0,000	1,267	1,302
EY5	500	12,200	35,139	0,651
	1000	12,000	34,909	0,419
	1500	11,500	34,727	0,330
	2000	10,600	34,024	0,394
	2500	9,130	32,656	0,536
	3000	4,320	30,454	0,728
	3500	3,950	29,217	0,752
	4000	3,200	27,727	0,788
	4500	2,810	26,869	0,765
	5000	2,290	25,922	0,751
EW5	500	3,240	22,250	0,687
	1000	3,190	22,163	0,388
	1500	3,130	22,132	0,269
	2000	3,050	22,097	0,211
	2500	2,970	22,088	0,171
	3000	2,890	22,069	0,146
	3500	2,800	22,064	0,126
	4000	2,700	22,027	0,115
	4500	2,550	22,004	0,105
	5000	2,420	21,803	0,117
DP5	500	2,650	30,413	0,122
	1000	2,600	30,376	0,078
	1500	2,520	30,321	0,069
	2000	2,480	30,306	0,055
	2500	2,470	30,261	0,052
	3000	2,470	30,214	0,051
	3500	2,470	30,142	0,053
	4000	2,430	30,038	0,059
	4500	2,300	29,853	0,071
	5000	2,100	29,531	0,094
GD5	500	3,060	9,343	1,278
	1000	2,660	9,311	0,665
	1500	1,810	9,295	0,454
	2000	1,630	9,307	0,332
	2500	1,480	9,310	0,264
	3000	1,370	9,294	0,226
	3500	1,240	9,298	0,192

Tabela 5.1 (continuação):

Amostra	P (psi)	K (mD)	$\phi$ (%)	$C_{VP}$ ( $10^{-4}$ psi $^{-1}$ )
GD5	4000	1,140	9,247	0,182
	4500	1,050	9,237	0,164
	5000	0,925	9,197	0,157

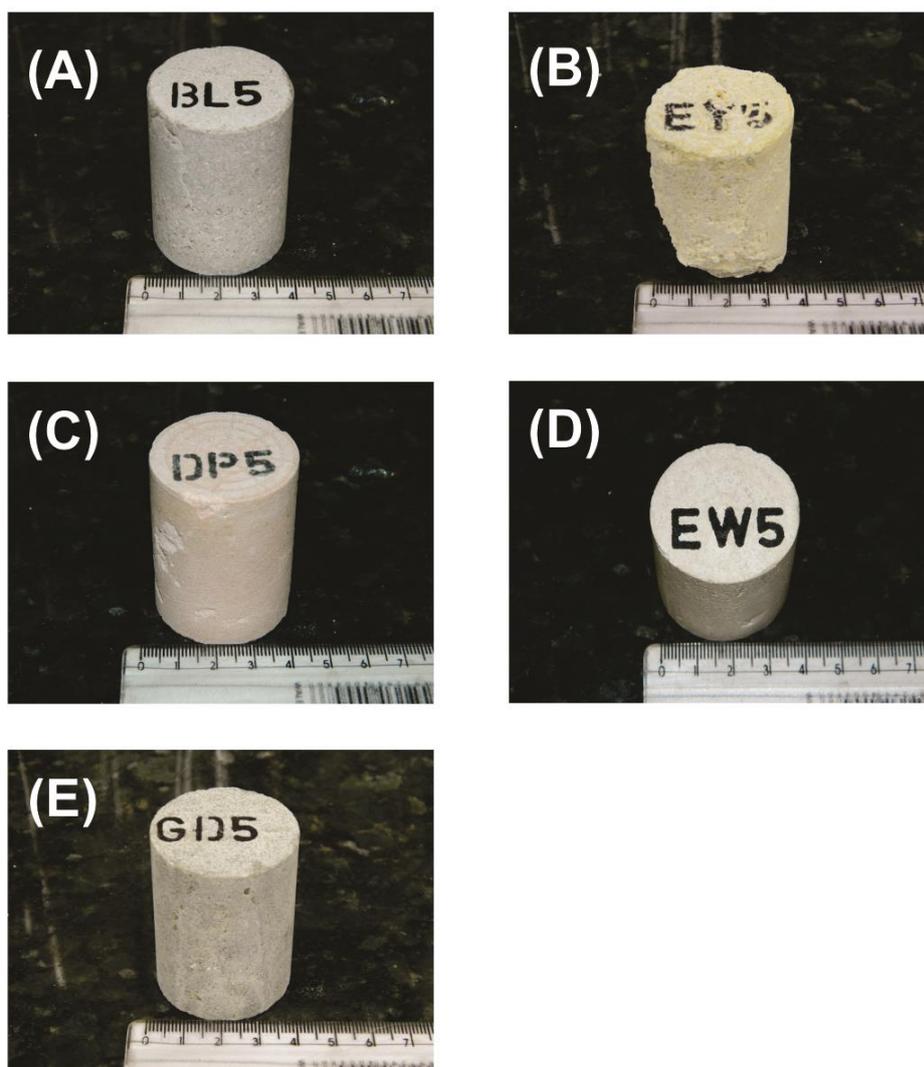


Figura 5.2: Macrografia das amostras selecionadas para os estudos de petrofísica, após a realização dos ensaios de compressibilidade

Também é possível verificar que a curva de permeabilidade absoluta para esta amostra não acompanha tal tendência – o que indicaria a manutenção do padrão de redução na vazão do fluido, mesmo diante do rearranjo estrutural que se evidencia pela curva de porosidade.

Os padrões observados para a amostra EY5 (Figura 5.1-B) se mostraram distintos das amostras discutidas anteriormente. Além desse espécime ter exibido, dentre todas as

amostras investigadas, o maior percentual em volume poroso inicial, a maior variabilidade da porosidade em função da pressão confinante (cerca de 27,8%) e colapso estrutural consequente do ensaio (figura 5.2-B), a redução da porosidade se deu em três intervalos distintos (500 – 1500 psi, 1500 – 3000 psi e 3000 – 5000 psi). Esse comportamento encontra relativa correspondência na curva de permeabilidade absoluta correspondente – sendo que, entre 2500 e 3000 psi, verifica-se uma queda abrupta (cerca de 44,5%) nos valores de permeabilidade, o que poderia indicar a obstrução de quase 50% das gargantas de poro por fragmentação da cimentação e/ou do arcabouço. Para a amostra DP5 (Figura 5.1-D), nota-se redução praticamente linear dos valores de permeabilidade entre 500 e 2000 psi, quando a amostra exibe estabilização da vazão. Também é possível salientar que, a partir de 3000 psi, há aumento nas taxas de redução de porosidade e permeabilidade.

Adicionalmente, é possível notar, para as amostras BL5, GD5 e EW5, um comportamento exponencial de redução das curvas de compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ) em função da pressão, ao passo que, para as demais amostras, esse comportamento também se associa a um padrão de inflexão das curvas. No caso da amostra EY5, observou-se inflexão a 1500 psi, estendendo-se até 3000 psi e com posterior tendência de estabilização até o final do ensaio (Figura 5.1-B). Para a amostra DP5, o padrão de inflexão observado ocorre em torno de 3000 psi. É possível notar pela análise macrográfica destas duas amostras um claro padrão de degradação estrutural (Figura 5.2-B e 5.2-C).

## *5.2. Ressonância Magnética Nuclear e Porosimetria por injeção de mercúrio*

Pela análise dos espectros de tempos de relaxação  $T_2$  adquiridos por RMN, observa-se que a amostra BL3 (Figura 5.3-A) apresentou o menor valor médio de  $T_2$  (= 27,544 ms; vide Tabela 5.2), indicativo de uma textura de rocha com granulometria mais fina, e, por consequência, uma distribuição de tamanho de poros menor proporcionalmente às outras amostras. Observa-se também para esta amostra a existência uma distribuição bimodal de tempos de relaxação variando entre 0,1 e 1000 ms, estando concentrado a maior porcentagem de área espectral em tempos mais curtos de relaxação, indicando uma

presença maior de micro e mesoporos, entre 1 e 100 ms. A área da moda menor representa a transição de meso para macroporos, presentes em menor quantidade na amostra, em acordo com os tempos de relaxação. A largura verificada no espectro de RMN remete a uma distribuição não tão bem selecionada de grãos na rocha. Pela sua baixa porosidade de ~ 1,18 ml e menores tamanhos de poros sua permeabilidade encontra-se bem próxima de zero. De acordo com tais observações, aliadas aos resultados do ensaio de permeabilidade absoluta a gás (seção 5.1), que indicaram um comportamento típico de rochas selantes, não foi realizado o ensaio de porosimetria por injeção de mercúrio para essa amostra.

Tabela 5.2: Parâmetros referentes aos ensaios de RMN e petrofísica básica.

Amostra	$\bar{T}_2$ (ms)	Volume amostra (ml)	Volume NMR (ml)	$\phi_{\text{eff}}$ (%)	$K_{\text{gás}}$ (mD)
BL3	27,544	54,709	1,177	2,15	0,001
EW3	93,269	55,113	16,075	29,17	3,280
EY3	206,871	55,466	16,933	30,53	10,600
GD3	131,632	54,527	4,165	7,64	3,980
DP3	103,286	54,343	20,133	33,45	2,650

$\bar{T}_2$ : tempo de relaxação transversal médio;  $\phi_{\text{eff}}$ : porosidade efetiva a gás;  $K_{\text{gás}}$ : permeabilidade absoluta a gás.

A amostra EW3 (Figura 5.3-B) apresenta uma distribuição unimodal com valor de  $T_2$  médio de 93,27 ms e distribuição de tempos de relaxação na faixa entre 1 e 500 ms com cerca de 90% de sua área entre meso e macroporos (10 – 500 ms). Os dados de MICP (Figura 5.3-C) não confirmam tais observações, uma vez que os resultados MICP para esta amostra são indicativos de um volume poroso em que 92,2% corresponderiam à fração de microporosidade. A divergência de resultados deve-se provavelmente à presença de alguma diferença estrutural no espécime empregado para a análise MICP, o que é de ocorrência normal em rochas carbonáticas (Westphal et al., 2005; Lucia, 2007) – além da pouca representatividade dessa amostra (~ 1 cm<sup>3</sup>) em relação ao volume da amostra utilizada nos ensaios de RMN, em torno de 50 cm<sup>3</sup>. De acordo com o ensaio de permeabilidade absoluta a gás (seção 5.1) para esta amostra, verificou-se um valor de permeabilidade de 3,27 mD a 500 psi; a partir dos dados RMN, verificou-se um volume total de poros de 16,075 ml que representa 29,2% de porosidade efetiva. Apesar do valor relativamente alto de porosidade e faixas de tamanhos de poro de meso a macroporos

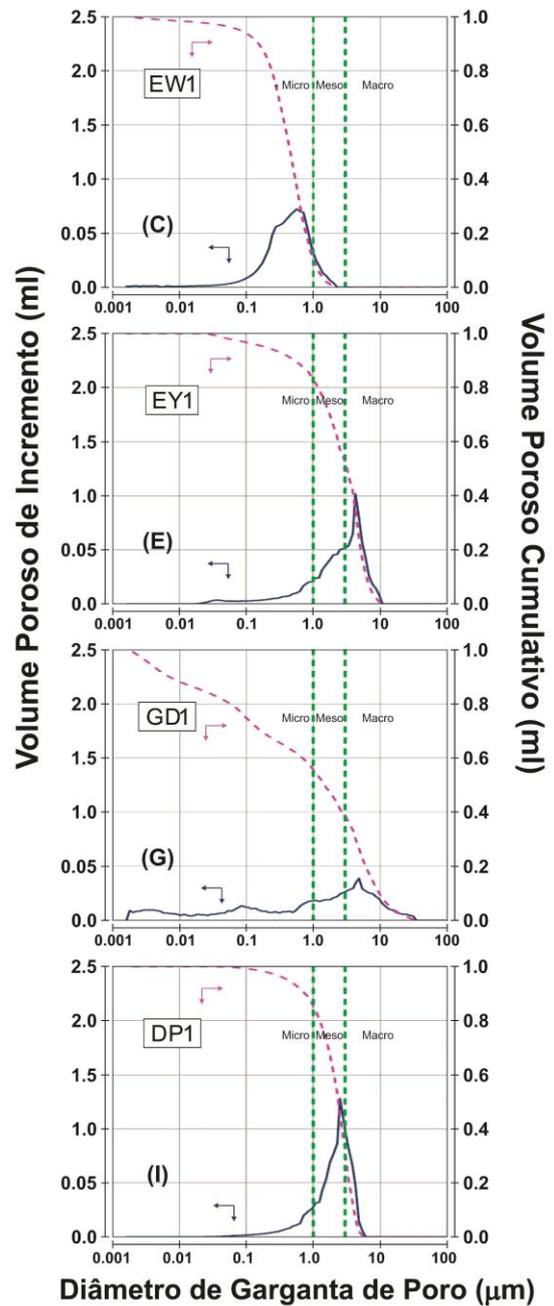
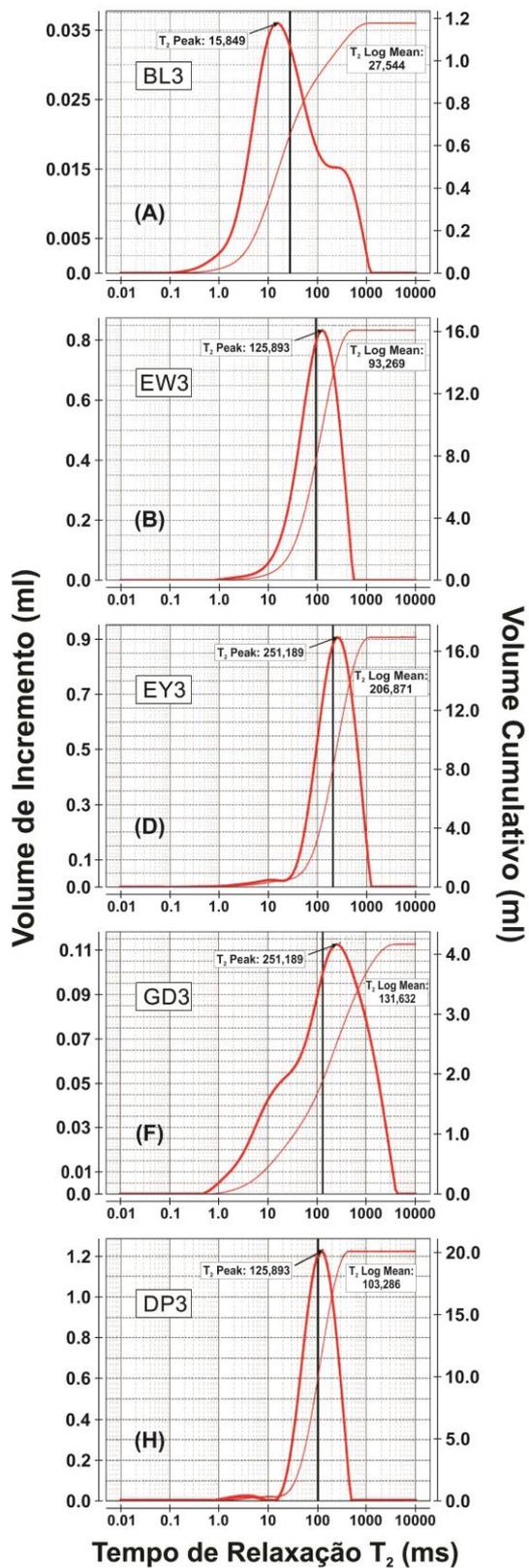


Figura 5.3: Espectros de tempo de relaxação transversal ( $T_2$ ) provenientes dos ensaios de RMN (esquerda) e gráficos de resultados para porosimetria por injeção de mercúrio (direita) para as litologias investigadas por este estudo.

Tabela 5.3: Dados de tamanho médio de garganta de poro e percentual de ocorrência dos tipos de tamanho de poro referentes ao ensaio de porosimetria por injeção de mercúrio (MICP).

Amostra	Tamanho médio de garganta de poro ( $\mu\text{m}$ )	Tipos de gargantas de poro		
		Microporos - diâmetro $< 1 \mu\text{m}$ - (% VP)	Mesoporos - $1 - 3 \mu\text{m}$ - (% VP)	Macroporos - diâmetro $> 3 \mu\text{m}$ - (% VP)
BL1	--	--	--	--
EW1	0,453	92,2	7,8	0,0
EY1	3,22	18,2	29,7	52,1
GD1	1,48	45,4	16,0	38,6
DP1	2,37	16,4	52,0	31,6

% VP: Volume poroso (%)

indicados pela RMN, o baixo valor de permeabilidade absoluta deve-se, provavelmente, à presença de uma granulometria não muito fina, associada a um determinado grau de cimentação presente na amostra – o que restringiria a passagem nas gargantas de poros, e dificultando, assim, o escoamento na amostra. Percebe-se um formato unimodal mais afinado do espectro de RMN, o que indica uma boa seleção granulométrica na amostra, portanto, uma textura mais homogênea.

Ao analisarmos o espectro da amostra EY3 (Figura 5.3-D) constata-se uma distribuição unimodal, embora seja possível inferir um comportamento praticamente bimodal pela presença de uma pequena moda localizada a esquerda do espectro, representativa de um pequeno volume de micro e mesoporosidade (com contribuição de cerca de 18,2% nesta faixa). O valor encontrado para  $T_2$  médio (= 206,87 ms) indicaria uma amostra com distribuição de tamanho de poros maiores, predominantemente entre 20 e 1000 ms, (faixa de meso a macroporos). Este resultado corrobora com o gráfico de distribuição dos diâmetros de garganta de poros obtido pelo método de mercúrio (Figura 5.3-E), que sugere um volume poroso composto de 29,7% de meso e 52,1% de macroporos. A presença de poros maiores, juntamente à porosidade de 30,53% e a uma distribuição mais bem comportada dos tamanhos de poros nesta faixa, devido à granulometria bem selecionada, conduzem a uma permeabilidade de 10,60 mD, a maior entre as amostras aqui observadas.

Verifica-se para a amostra GD3 (Figura 5.3-F) um claro comportamento bimodal, mais amplo em termos de distribuição de tempos de relaxação (entre 0,5 e 3000 ms), de maneira similar ao observado para a amostra BL3. Isto seria sugestivo para a ocorrência de uma faixa mais abrangente de tamanhos de poros – entre micro e megaporos – predominando, à direita, tamanhos de poro equivalentes a mesoporos e macroporos. O valor de  $T_2$  médio observado, de 131,63 ms, evidencia a presença de valores de tamanho de poros maiores em comparação às amostras anteriores. Porém, a amostra apresentou permeabilidade absoluta a gás de 3,94 mD, e um volume total de poros de 4,16 ml – representando apenas 7,15% de porosidade, valor este compatível ao encontrado nos ensaios de petrofísica de rotina (~ 9,34% a 500 psi). Apesar de apresentar um baixo valor de porosidade, os maiores poros sugeridos para esta amostra estariam relacionados a uma maior granulometria. Consequentemente, tal fato acarretaria em maiores diâmetros das gargantas de poro, o que auxiliaria no escoamento do fluido e, portanto, em uma permeabilidade mais acentuada deste sistema poroso. Apesar da análise MICP (Figura 5.3-G) apresentar uma ampla faixa de porosidades, correspondente ao comportamento observado no espectro de RMN, os resultados obtidos mostraram uma maior concentração de volume de poros nas extremidades da curva, com contribuições de cerca de 45,4% de microporosidade e 38,6% em macroporosidade, enquanto o método de RMN nos mostra uma maior concentração em meso e macroporos (em torno de 50% e 40%, respectivamente).

De maneira similar ao verificado para a amostra EY3, o espectro de RMN da amostra DP3 (Figura 5.3-H) indica uma distribuição praticamente unimodal, embora a ocorrência de uma pequena moda localizada a esquerda do espectro seja visível, e representativa de um pequeno volume de microporosidade. O valor encontrado para  $T_2$  médio ( $\cong$  103,29 ms) é sugestivo da presença de uma distribuição de tamanho de poros maiores, predominantemente entre 15 e 500 ms (faixa de meso a macroporos). Isso seria compatível com o verificado pela análise MICP para esta amostra (Figura 5.3-I), que indica um que sugere um volume poroso constituído, aproximadamente, de 52,0% de mesoporos e 31,6% de macroporos.

### 5.3 Avaliação de modelos de compressibilidade de volume de poros

De acordo com o discutido no capítulo 4, foram estimados valores de porosidade inicial ( $\phi_{(P_{amb})}$ ) para as cinco litologias investigadas através de extrapolação à pressão ambiente (~ 14,7 psi) de curvas obtidas por ajustes polinomiais de ordem quatro; e, através do equação proposta por Hall (1953; eq. 4.1), foram estimados os valores de  $C_{VP}^{Hall}$  correspondentes aos valores de  $\phi_{(P_{amb})}$  a serem empregados na avaliação, conforme disposto na Tabela 5.4.

É possível observar que os resultados de  $C_{VP}^{Hall}$  obtidos por este estudo correspondem claramente a uma ampla faixa de valores de porosidade efetiva (~ 2 – 34%), o que permitiria uma boa avaliação dos dois modelos debatidos na literatura – propostos, respectivamente,

Tabela 5.4: Dados referentes aos ajustes polinomiais de ordem quatro para os dados de porosidade efetiva vs. pressão confinante ( $\phi(P) = B_0 + B_1 \cdot P + B_2 \cdot P^2 + B_3 \cdot P^3 + B_4 \cdot P^4$ ), e estimativas de porosidade efetiva à pressão ambiente ( $P_{amb} \sim 14,7$  psi) e compressibilidade de volume de poros estimada pela relação de Hall (1953).

PARÂMETROS	AMOSTRAS				
	BL5	EY5	EW5	DP5	GD5
$B_0$ (%)	2,07 ± 0,08	34,07 ± 1,00	22,39 ± 0,03	30,43 ± 0,03	9,37 ± 0,04
$B_1$ ( $\times 10^{-4}$ % $psi^{-1}$ )	-4,32 ± 1,73	27,2 ± 22,5	-3,41 ± 0,70	-400 ± 68	-53 ± 97
$B_2$ ( $\times 10^{-7}$ % $psi^{-2}$ )	1,49 ± 1,20	-17 ± 16	1,54 ± 0,53	-0,83 ± 0,47	-0,09 ± 0,79
$B_3$ ( $\times 10^{-11}$ % $psi^{-3}$ )	-3,13 ± 3,20	12,5 ± 41,6	-3,2 ± 1,6	3,6 ± 1,3	0,8 ± 2,2
$B_4$ ( $\times 10^{-15}$ % $psi^{-4}$ )	2,47 ± 2,89	9,0 ± 37,6	2,3 ± 1,6	-5,3 ± 1,2	-1,1 ± 2,0
$\phi$ ( $P_{amb}$ ) (%)	<b>2,06 ± 0,08</b>	<b>34,11 ± 1,00</b>	<b>22,37 ± 0,03</b>	<b>30,43 ± 0,03</b>	<b>9,37 ± 0,04</b>
$C_{VP}^{Hall}$ ( $10^{-6}$ $psi^{-1}$ )	<b>12,986 ± 0,210</b>	<b>3,823 ± 0,049</b>	<b>4,594 ± 0,002</b>	<b>4,018 ± 0,002</b>	<b>6,714 ± 0,011</b>

$\phi(P_{amb})$ : porosidade efetiva à pressão ambiente ( $P_{amb} \sim 14,7$  psi);  $C_{VP}^{Hall}$ : compressibilidade de volume de poros estimada pela relação de Hall (1953), para valor de porosidade inicial igual a  $\phi(P_{amb})$ .

por Horne (1990) e Jalahl (2006b) – para a avaliação da compressibilidade de volume de poros em função da pressão confinante para rochas reservatório.

Os dados empregados para a simulação destes modelos correspondem à compilação de resultados para  $C_{VP} \times \phi$  utilizada por Jalahl (2006b). Tais dados foram ajustados por um modelo não linear através do software *CurveExpert* 2.0.4, de acordo com a formulação proposta por Horne (eq. 3.3), de forma:

$$C_{VP}^{Horne}(\phi) = 10^d \cdot \left\{ e^{\left[ a - b \cdot \frac{\phi}{100} + c \cdot \left( \frac{\phi}{100} \right)^2 \right]} \right\} \quad (5.1)$$

e, para o modelo proposto por Jalahl (2006b), os dados foram ajustados por regressão não linear pela função de Farazdaghi-Harris:

$$C_{VP}^{Jalahl}(\phi) = (a + b\phi^c)^{-1} \quad (5.2)$$

É importante aqui salientar que, para ambos os casos, as curvas ajustadas foram associadas às suas respectivas bandas de confiança de 95% e banda de predição de 68%, e comparadas aos dados de  $C_{VP}^{Hall} \times \phi(P_{amb})$  obtidos para as litologias investigadas por este estudo. A banda de confiança de 95% delimita a área de maior certeza de se encontrar um dado verdadeiro, enquanto que a banda de predição representa de 68% a faixa de expectativa para dados possíveis futuros.

De acordo com os ajustes realizados respectivamente para o modelo de Horne (1990; Figura 5.4) e de Jalalh (2006b; Figura 5.5), uma clara diferença entre os resultados obtidos é a maior incerteza estatística que se reflete pela menor área da banda de confiança de 95% para o modelo de Horne em relação ao de Jalalh. De maneira oposta, é possível verificar que a área da banda de predição de 68% calculada para o modelo de Horne é maior que a referente ao modelo de Jalalh. De maneira oposta, é possível verificar que a área da banda de confiança de 68% calculada para este último modelo é maior do que a referente ao modelo de Horne. Tais feições indicariam um ajuste de qualidade ligeiramente melhor correspondente ao modelo de Jalalh, o que encontraria suporte pela comparação entre os resultados obtidos para os coeficientes de correlação ( $r$ ) e determinação ( $r^2$ ) – respectivamente, para os modelos de Jalalh e de Horne,  $r \cong 0,94$  e  $r^2 \cong 0,88$ ; e  $r \cong 0,84$  e  $r^2 \cong 0,71$ .

Um aspecto interessante é o de que a distribuição dos dados de  $C_{VP}^{Hall}$  obtidos por este trabalho seria adequadamente descrita em um intervalo de confiança de 95% para ambos os modelos – sendo que, para ambos os casos, o dado referente à amostra BL5 (dado 1) se

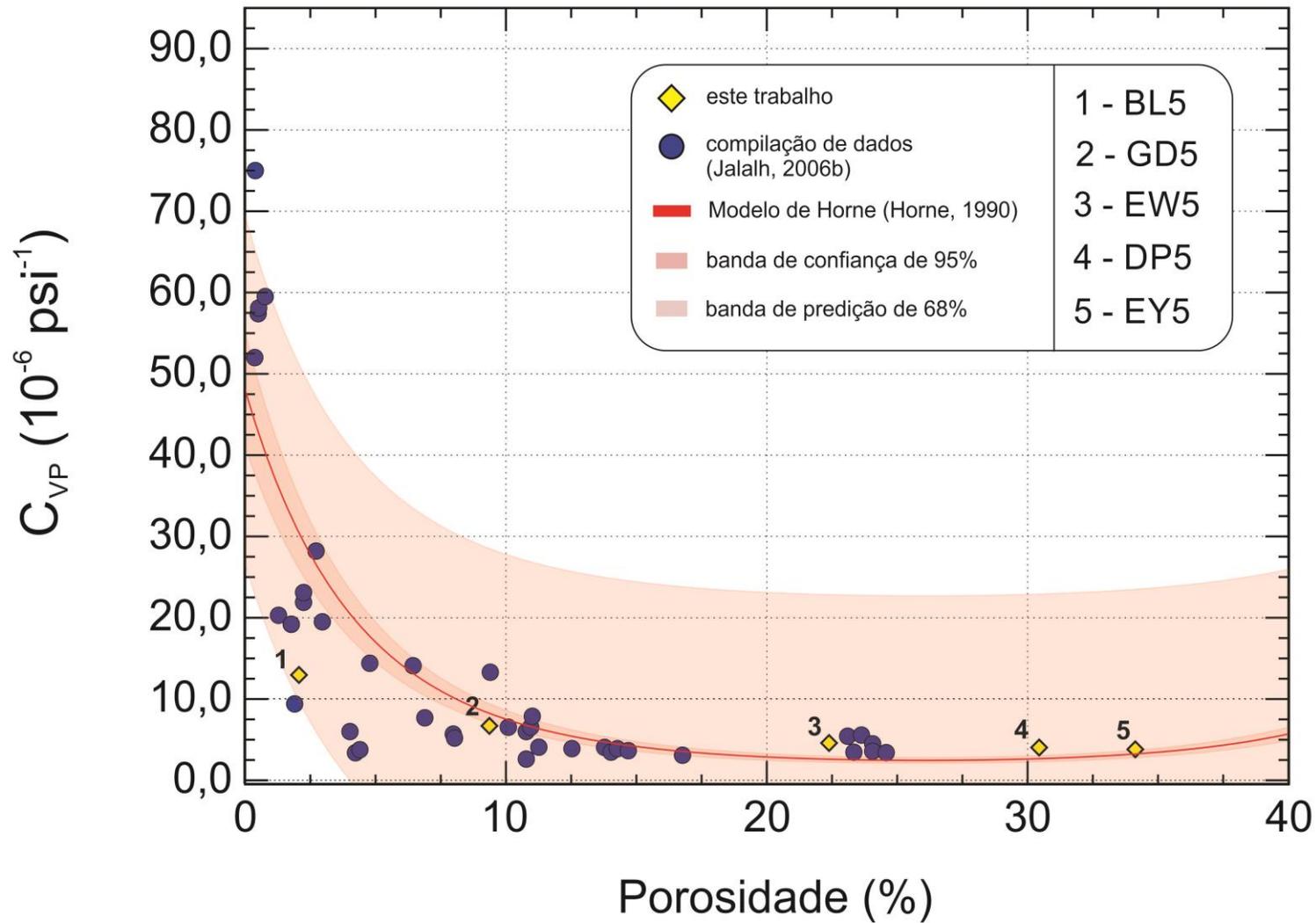


Figura 5.4: Dados de compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ) provenientes de compilação de resultados publicados na literatura (Hall, 1953; Fatt, 1958; Van der Knaap, 1959; Dobrynin, 1962; Kohlhaas & Miller, 1969; Von Gonten & Choudhay, 1969; Laurent, 1993; Jalalh, 2006c; círculos em azul), e ajuste de curva correspondente, de acordo com o modelo proposto por Horne (1990) em comparação com os resultados provenientes deste estudo (losangos em amarelo), calculados pelo método de Hall (1953).

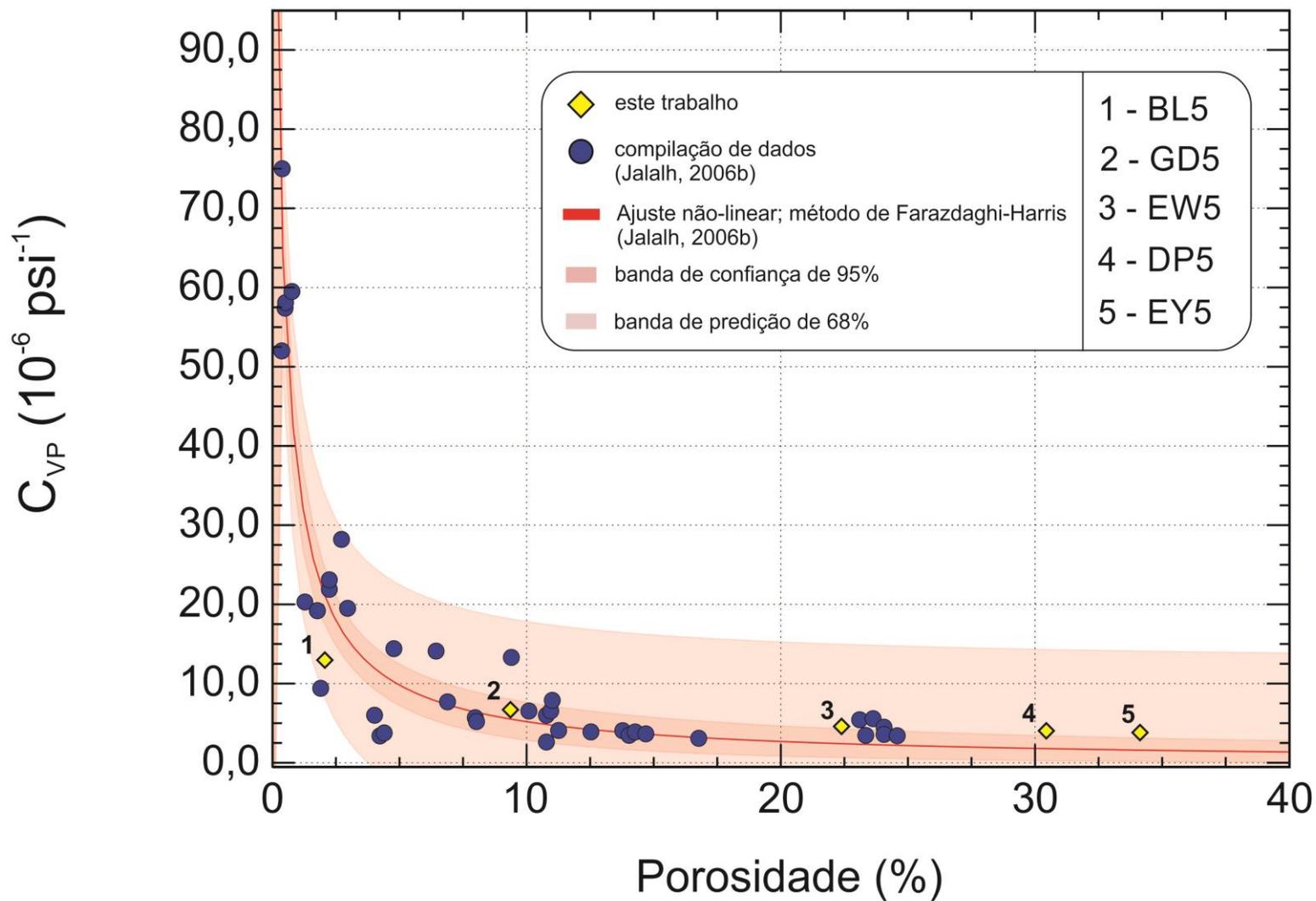


Figura 5.5: Dados de compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ) provenientes de compilação de resultados publicados na literatura (Hall, 1953; Fatt, 1958; Van der Knaap, 1959; Dobrynin, 1962; Kohlhaas & Miller, 1969; Von Gonten & Choudhay, 1969; Laurent, 1993; Jalalh, 2006c; círculos em azul), e ajuste de curva correspondente, de acordo com o modelo proposto por Jalalh (2006b) em comparação com os resultados provenientes deste estudo (losangos em amarelo), calculados pelo método de Hall (1953).

posiciona praticamente no limite inferior da banda de 95%. Dentre as amostras analisadas, quatro dos valores obtidos de  $C_{VP}^{Hall}$  para a coleção compreendida por este estudo interceptam a banda de confiança de 68% referente ao modelo de Jalalh, enquanto que apenas dois interceptam a mesma banda de confiança para o modelo de Horne.

# Capítulo 6

## Conclusões

Neste capítulo, apresentam-se as discussões finais e conclusões acerca desta dissertação de mestrado, que compreendeu o estudo de propriedades petrofísicas de rochas carbonáticas de diferentes contextos geológicos da América do Norte, bem como a avaliação de modelos de compressibilidade de volume de poros a partir dos dados encontrados.

### 6.1 Estudos Petrofísicos

- *Amostras BL (Formação Burlington-Keokuk, Sistema Mississipiano)*

De maneira geral, as amostras carbonáticas BL, referentes à Formação Burlington-Keokuk (Sistema Mississipiano), exibiram, pelo estudo de petrofísica básica (ensaios de permeabilidade absoluta e porosidade efetiva), baixos valores de porosidade (com redução praticamente linear do volume poroso) e valores de permeabilidade praticamente nulos em relação à variação de pressão confinante. O espectro de RMN obtido para esta amostra exibe o mais baixo valor de  $T_2$  médio obtido por este trabalho, o que indica uma litologia de granulometria mais fina (e, por consequência, menores gargantas de poro) que as demais amostras. Tais resultados, aliados à análise macrográfica (que indicou a integridade da amostra após o ensaio de compressibilidade), pode-se inferir, para esta litologia, um comportamento típico de rochas selantes, provavelmente por um alto grau de cimentação da estrutura porosa, e que exibe, em sua maioria, tamanho de poro em escala micrométrica. Estas características poderiam explicar o comportamento singular desta amostra com respeito aos modelos de Horne (1990) e Jalahl (2006b).

- *Amostras GD (Formação Guelph, Bacia Michigan)*

De acordo com os ensaios de petrofísica básica, a amostra referente à litologia GD indica reorganização estrutural de duas populações de tamanhos de poro distintas, o que se observa pelo comportamento da curva de porosidade efetiva em função da variação da pressão confinante. Esta inferência encontra apoio no padrão de distribuição bimodal do espectro de RMN observado para esta litologia (com contribuições principais de populações de tamanhos de poro nas faixas de microporosidade (45,4%) e macroporosidade (38,6% do volume poroso da amostra). Entretanto, verifica-se para esta litologia uma ampla distribuição de tamanhos de poros, abrangendo também o intervalo de microporosidades. Coniglio et al. (2003), em trabalho sobre o papel da recristalização durante diagênese na produção de dolomitos da Formação Guelph, discutem sobre uma possível origem dos variados graus de recristalização observados como função das diferenças de permeabilidade e porosidade de micro a mesoescala na litologia precursora. O resultado encontrados para porosidade efetiva (~ 7,64%) por este estudo se encontra na faixa de valores típica sugerida por Wylie e Wood (2005) para esta formação (média de 6%, com faixa entre 3 a 37%).

- *Amostras DP, EW e EY (Formação Edwards, Plataforma Texas Centras)*

Os resultados petrofísicos observados para a litologia DP indicaram um comportamento de redução praticamente linear nos valores de permeabilidade absoluta, apresentando estabilização da vazão entre 500 e 2000 psi, e posterior aumento nas taxas de redução de porosidade e permeabilidade. Pela análise comparativa dos dados de RMN e MICP, sugere-se a ocorrência de uma ampla população de tamanhos de poro (~ 83,6% do volume poroso), abrangendo desde mesoporos a macroporos. Um possível rearranjo estrutural e/ou colapso parcial na população de macroporos poderia explicar a pequena degradação observada via macrografia após o ensaio de compressibilidade.

Com respeito às amostras EW, observou-se comportamento de redução praticamente linear nos valores de porosidade efetiva, com rearranjo estrutural próximo ao final do ensaio - o que não encontrou contrapartida na tendência exibida pela curva de permeabilidade

absoluta, indicando a manutenção da vazão de fluido ao longo do experimento. Tal comportamento poderia ser explicado pela grande população de microporos (92,2% do volume poroso da amostra), que teria acarretado em uma maior resistência na estrutura porosa do espécime.

Dentre todas as litologias, as amostras EY apresentaram as principais alterações físicas no decorrer dos ensaios petrofísicos. A ruptura estrutural foi claramente evidenciada pelos padrões de compressibilidade, porosidade efetiva e permeabilidade absoluta, e posteriormente confirmada pela análise macrográfica. A presença de tamanhos de poro na faixa entre meso e macroporos, totalizando 81,8% do volume poroso – e, especialmente, pela grande população na faixa de macroporos (52,1% - a maior observada por este estudo) – poderia explicar a deformação rúptil observada.

Dois aspectos bastante interessantes a respeito das litologias relacionadas à Formação Edwards são: (i) a ocorrência de ampla população de tamanhos de poro, abrangendo desde mesoporos a macroporos, em porcentagem de volume poroso bastante similar entre as litologias EY (81,8%) e DP (83,6%); e (ii) por análise dos dados de  $\phi_{\text{eff}}$  disponíveis na Tabela 5.2, é possível verificar um valor médio de aproximadamente  $(31,1 \pm 1,3)\%$ , indicando uma variação bem pequena destes valores para os três resultados. É importante salientar a relação das rochas carbonáticas associadas a esta formação geológica com o Aquífero Edwards – um dos mais prolíficos aquíferos artesianos do mundo (Maclay & Small, 1983; 1986; Adkins, 2013). Segundo Hovorka et al. (1996), os dados porosidade observados para as rochas carbonáticas associadas a este aquífero variam verticalmente entre valores mais baixos (entre 4 – 12%) até uma faixa superior, entre 20 – 42%.

- *Ensaio de compressibilidade de volume de poros em função da pressão confinante*

Conforme discutido na seção 5.1, o comportamento exponencial de redução das curvas de compressibilidade de volume de poros ( $C_{VP}$ ) em função da pressão confinante para as amostras BL5, GD5 e EW5 é sugestivo de uma maior influência estrutural de um

volume poroso na faixa de microporos. Para as amostras EY5 e DP5, este comportamento também se associa a um padrão de inflexão das curvas, cuja interpretação é distinta para as amostras EY5 e DP5. A inflexão observada a 1500 psi para o caso da amostra EY5, seria indicativa de padrão rúptil, e que se estenderia até 3000 psi. A partir daí, verifica-se tendência de estabilização até o final do ensaio, o que poderia ser explicado por um alto grau de compactação após o regime rúptil (Figura 5.2-B). Para a amostra DP5, o padrão de inflexão na curva de  $C_{VP}$  em função da pressão ocorre em torno de 3000 psi, sugestivo de colapso estrutural da amostra. Tal degradação poderia, ao menos em parte, ser verificada por análise macrográfica do espécime (Figura 5.2-C), pelas pequenas fraturas exibidas no topo e laterais da amostra.

## 6.2 Avaliação dos modelos de compressibilidade de volume de poros

A partir da comparação efetuada a partir dos ajustes de curva para os modelos de Horne (1990) e de Jalalh (2006b), notou-se claramente a maior incerteza estatística para o modelo de Horne, por exibir a menor área de banda de confiança de 95%. De maneira oposta, é possível verificar que a área da banda de predição de 68% para este último modelo é menor que a referente ao modelo de Horne – o que indicaria uma melhor adequação do modelo de Jalalh (2006b) como descritivo para o comportamento de  $C_{VP}^{Hall}$  em função da porosidade.

Considerando-se que o modelo proposto por Jalalh (2006b): (i) apresenta os maiores coeficientes de correlação e determinação obtidos por ajuste; e (ii) um maior número de dados de  $C_{VP}^{Hall}$ , estimados a partir dos resultados deste estudo, interceptam a banda de confiança de 95% que o verificado para o outro caso, nossos resultados indicam a adequação ligeiramente superior deste modelo com respeito à descrição da compressibilidade de volume de poros de rochas carbonáticas. Entretanto, tendo em vista o reduzido número de dados provenientes deste estudo, sugere-se para a verificação destes resultados a realização de novas avaliações, baseadas em um maior espaço amostral, e que seja representativo da grande variabilidade litológica associada às rochas carbonáticas.

# Referências Bibliográficas

- ABDIDEH, M., BARGAHI, D., 2012, Designing a 3D model for the Prediction of The Top of Formation in Oil Field Using Geostatistical Methods, *Geocarto International Journal*, v. 27, n. 7, pp. 569-579, Mar.
- ADKINS, J., 2013, Conceptualization of Groundwater Flow in the Edwards Aquifer Through the Knippa Gap Hydrogeologic Constriction, Uvalde County, Texas, In: 13<sup>th</sup> Sinkhole Conference National Cave and Karst Research Institute - Symposium 2, pp. 343-352, New Mexico, May.
- AKBAR, M., VISSAPRAGADA, B., ALGHAMDI, A.H., et al., 1995, Classic Interpretation Problems: Evaluation Carbonates, *Oilfield Review*, v. 7, n. 1, pp. 38-57, Jan.
- AL-JAWAD, S.N., SALEH, A.H., et al., 2013, Reservoir flow unit identification of the Mishrif Formation in North Rumaila Field, *Arabian Journal Geosciences*, pp. 1-18, Apr.
- ALVES, J.L.D., COELHO, L.C., et al., 2007, Estabilidade de poços em rochas carbonáticas, *In: 4º PDPETRO*, pp. 2.2.234-1 – 2.2.234-10, Campinas, Oct.
- ARNS, C.H., SHEPPARD, A.P., et al., 2005, NMR Petrophysical predictions on digitized core images. *In: 46<sup>th</sup> Annual Logging Symposium (Acta)*, pp. 1-16, New Orleans, Jun.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE API RP 40, 1998, API Recommended Practice for Core Analysis, RP 40, 2<sup>a</sup> ed., Washington, USA.
- APPOLD, M.S., GARVEN, G., 1999, The Hidrology of ore Formation In The Southeast Missouri District: Numerical Models of Topography-Driven Fluid Flow During the Ouachita Orogeny, *Economic Geology* 94, n. 6, pp. 913-936, Sep.
- BAKHTIARI, A.H., MOOSAVI, S.A., et al., 2011, The effect of rock types on pore volume compressibility of limestone and dolomite samples, *Geopersia*, v. 1, n.1, pp. 37-46.
- BENAVENTE, D., DEL CURA, G., et al., 2001, Quantification of Salt Weathering in Porous Stones Using an Experimental Continuous Partial Immersion Method, *Engineering Geology*, v. 59, pp. 313-325, Jan.
- BRETT, C.E., GOODMAN, W.M., et al., 1990, Sequences, Cycles, and Basin Dynamics in The Silurian of the Appalachian Foreland Basin, *Sedimentary Geology*, v. 69, pp. 191-244, Aug.

- BLÜMICH, B., 2005, *Essential NMR for Scientists and Engineers*, 1<sup>a</sup> ed., New York, Springer-Verlag.
- CASTRO, L.T., ARCHILHA, N.L., et al., 2013, *Medidas de Propriedades Petrofísicas e Identificação Mineralógica de Afloramentos Carbonáticos*. *In: 13<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society Abstracts*, pp. 1129-1133. Rio de Janeiro, Aug.
- CHEN, Q., KINZELBACH, W., et al., 2002, *Nuclear Magnetic Resonance Imaging for Studies of Flow and Transport in Porous Media*, *J Environ Qual*, v. 31, n. 2, pp. 477–486, Apr.
- CHOQUETTE, P.W., COX, A., et al., 1992, *Characteristics, Distribution and Origin of Porosity in Shelf Dolostones: Burlington-Keokuk Formation (Mississippian), U.S. Mid-Continent*, *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 62, n. 2, pp. 167-189, Mar.
- COATES, G.R., XIAO, L., et al., 1999, *NMR Logging - Principles & Applications*, 1<sup>a</sup> ed., Houston Gulf Professional Publishing.
- CONIGLIO, M., FRIZZELL, R., PRATT, B.R., 2004, *Reef-capping laminites in the Upper Silurian carbonate-to-evaporite transition, Michigan Basin, Southwestern Ontario*, *Sedimentology*, v. 51, n. 3, pp. 653-678, Jun.
- CONIGLIO, M., ZHENG, Q., et al., 2003, *Dolomitization and Recrystallization of Middle Silurian Reefs and Platformal Carbonates of the Guelph Formation, Michigan Basin, Southwestern Ontario*, *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 51, n. 2, pp. 177-199, Jun.
- COTTS, R.M., HOCH, M.J.R., et al., 1989, *Pulsed Field Gradient Stimulated Echo Methods For Improved NMR Diffusion Measurements In Heterogeneous Systems*, *Journal of Magnetic Resonance*, v. 83, n. 2, pp. 252-266, Jun.
- COWELL, D.W., 1976, *Karst Geomorphology of the Bruce Peninsula*, M.Sc. Dissertation, University of Hamilton, Hamilton, Ontario, Canada.
- CRANGANU, C., VILLA, M.A., et al., 2009, *Petrophysical Characteristics of Source and Reservoir Rocks in the Histrian Basin, Western Black Sea*, *Journal of Petroleum Geology*, v. 32, n. 4, pp. 357-372, Oct.
- CROIZÉ, D., EHRENBERG, S.N., et al., 2010, *Petrophysical Properties of Bioclastic Platform Carbonates: Implications for Porosity Controls During Burial, Marine and Petroleum Geology*, v. 27, pp. 1765-1774, Jul.

- DEKEYSER, L.K., 2006, The Silurian Amabel and Guelph Formations of the Bruce Peninsula: Insights into Stratigraphy and Diagenesis from Petrography and Ground-Penetrating Radar, Ph.D. Dissertation, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada.
- DOBRYNIN, V.M., 1962, Effect Of Overburden Pressure On Some Properties Of Sandstones, Society of Petroleum Engineers, v. 2, n. 04, pp. 360-366, Oct .
- DORSCH, J., KATSUBE, T.J., 1996, Effective Porosity and Pore-Throat Sizes of Mudrock Saprolite from the Nolichucky Shale within Bear Creek Valley on the Oak Ridge Reservation: Implications For Contaminant Transport And Retardation Through Matrix Diffusion, 1ed, Technical Report ORNL/GWPO-025, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, USA.
- DUNHAM, R.J., 1961, Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures, Classification of Carbonate Rocks - A Symposium, 1st ed., AAPG memoir one, Colorado, USA.
- DURRAST, H., SIEGSMUND, S., 1999, Correlation Between Rock Fabrics and Physical Properties of Carbonate Reservoir Rocks, International Journal of Earth Science, v. 88, pp. 392-408, Jun.
- EHRENBERG, S.N., NADEAU, P.H., 2005, Sandstones vs Carbonate Petroleum Reservoir: A Global Perspective on Porosity-Depth and Porosity-Permeability Relationships, AAPG Bulletin, v.89, n.4, pp. 435-445, Apr.
- ELLIS, D.V., SINGER, J.M., 2007, Well Logging For Earth Scientists, 1<sup>a</sup> ed., Springer science.
- EMBRY, A.F., KLOVAN, J.E., 1971, A Late Devoretion Reef Tract of Northeastern Banks Island, N.W.T., Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v.19, n.4, pp.730-781, Mar.
- ENOS, P., SAWATSKY, L.H., 1981, Pore Networks in Holocene Carbonate Sediments, Journal of Sedimentar Petrology, v.51, n.3, pp. 961-985, Sept.
- ETHINGTON, R., WEAVER, J., 2002, Using Fossils to Estimate the Age and Past Ecology of a Geologic Formation at Stadium & Ashland, Journal of Honors Lab Investigations, v. 2, n. 2, pp. 10-14, Jul.
- FATT, I., 1958, Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks, Society of Petroleum Engineers, v. 10, n. 03, pp. 64 – 66, Jan.

- FEAZEL, C.T., SCHATZINGER, R.A., 1985, Prevention of Carbonate Cementation in Petroleum Reservoirs, The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, n. 36, pp. 97-106, Jun.
- FERRILL, D.A., MORRIS, A.P., 2008, Fault Zone Deformation Controlled By Carbonate Mechanical Stratigraphy, Balcones Fault System, Texas, AAPG Bulletin, v. 92, n. 3, pp. 359-380, Mar.
- FLEURY, M., SANTERRE, Y., et al., 2007, Carbonate Rock Typing from Nmr Relaxation Measurements, *In*: SPWLA 48<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Austin, Texas, pp. 1-14, Jun.
- GERDEMANN, P.E., MYERS, H.E., 1972, Relationships of Carbonate Facies Patterns to Ore Distribution and to ore Genesis in the Southeast Missouri Lead District, Economic Geology, v. 67, n. 4, pp. 426-433, Jan .
- GILL, D., 1977, The Belle River Mills Gas Field: Productive Niagaran Reefs Encased by Sabkha Deposits, Michigan Basin. Michigan Basin, 1<sup>st</sup>ed., Michigan Basin Geological Society Papers n.2, Michigan, USA.
- GIL, V.M.S., GERALDES, C.F.G.C., 1987, Ressonância Magnética Nuclear: Fundamentos, Métodos e Aplicações, 1<sup>a</sup> ed., Fundação Calouste, Lisboa, Portugal.
- GLORIOSO, J.C., AGUIRRE, O., et al., 2003, Deriving Capillary Pressure and Water Saturation from NMR Transversal Relaxations Times, *In*: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Held in Port-of-Spain, pp. 1-13, Trinidad, Apr.
- GRECHKA, V., 2009, Fluid-Solid Substitution in Rocks with Disconnected and Partially Connected Porosity, Geophysics, v. 74, n. 5, pp. 89-95, Oct.
- HALL, H.N., 1953, Compressibility of Reservoir Rocks, Journal of Petroleum technology, v. 5, n. 01, pp. 17-19, Jan.
- HALLEY, R.B., SCHMOKER, J.W., 1983, High Porosity Cenozoic Carbonate Rocks of South Florida: Progressive Loss of Porosity with Depth, American Association Petroleum Geology Bulletin, n.67, pp. 191-200, Oct.
- HARARI, Z., SHUTEH, W., et al., 1995, Pore-Compressibility Study of Arabian Carbonate Reservoir Rocks, Society of Petroleum Engineers, v. 10, n. 04, pp. 207-214, Dec.

- HAYNIE, J.M., 2009, Characterization and Modeling of Petrofacies and Pore Volume Distribution Within a Gas Storage Reservoir, Ray Reef Field, Southern Michigan Basin, M.Sc. Dissertation, Dartmouth College, Ann Arbor, MI, USA.
- HOLBROOK, P.W., MAGGIORI, D.A., et al., 1995, Real-Time Pore Pressure and Fracture Gradient Evaluation in all Sedimentary Lithologies, Society of Petroleum Engineers, v. 10, n. 04, pp. 215-222, Dec.
- HOVORKA, S.D., DUTTON, A.R., et al., 1996, Edwards aquifer ground-water resources—Geologic controls on porosity development in platform carbonates, South Texas: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology Report of Investigations 238, pp. 60-62.
- HORNE, R.N., 1990, Modern Well-Test Analysis: A Computer-Aided Approach, 1<sup>st</sup> ed., Petroway Inc, Palo Alto, USA.
- HU, Y., MCMECHAN, G., 2010, Sensitivity of Three-Component 3D Finite-Difference Elastic Seismic Modeling to Inclusion Parameters in HTI and TTI Media with High Inclusion Density, Geophysics, v. 75, n.02, T49-T61, Apr.
- JALALH, A.A., 2006a, Compressibility of Porous Rocks: Part I. Measurements of Hungarian Reservoir Rock Samples, ActaGeophysica, v. 54, n. 3, pp. 319-332, Sep.
- JALALH, A.A., 2006b, Compressibility of Porous Rocks: Part II. New Relationships, Acta Geophysica, v. 54, n. 4, pp. 399-412, Dec.
- JALALH, A.A., 2006, Determination and Analysis of Porous Rock Compressibility of Hungarian Rock Samples, Ph.D. Dissertation, University of Miskolc, Miskolc, Hungria.
- JARDINE, D., WILSHART, W., 1982, Carbonate Reservoir Description, Society of Petroleum Engineers, v.2, n.10010, pp. 1-35, Mar.
- KASTNING, E.H., 1983, Relict Caves as Evidence of Landscape and Aquifer Evolution in a Deeply Dissected Carbonate Terrain: Southwest Edwards Plateau, Texas, U.S.A., Journal of Hydrology, v. 61, n.3, pp. 89-112, May.
- KOHLHAAS, C.A., MILLER, F.G., 1969, Rock-Compaction and Pressure -Transient, Analysis With Pressure-Dependent Rock Properties, *In*: SPE 44<sup>th</sup> Annual Fall Meeting, Denver, pp. 1-12, Colorado, Sep.
- LAND, L.S., PREZBINDOWSKI, D.R., 1981, The Origin and Evolution of Saline Formation Water, Lower Cretaceous Carbonates, South-Central Texas, U.S.A., Journal of hydrology, v. 54, n. 3, pp.51-74, Dec.

- LAURENT, J., BOUTECA, M.J., et al., 1993, Pore-Pressure Influence in the Poroelastic Behavior of Rocks: Experimental Studies and Results, Society of Petroleum Engineers, v. 8m n. 02, pp. 117-122, Jun.
- LEVITT, M.H., 2001, Spin Dynamics: Basic Principles of NMR Spectroscopy, 1<sup>st</sup> ed., John Wiley & sons, west Sussex, England.
- LIAW, H.K., KULKARNI, R., et al., 1996, Characterization of Fluid Distributions in Porous Media by NMR Techniques, AIChE Journal, v. 42, n. 2, pp. 538-546, Feb.
- LI, C., CHEN, X., et al., 2004, A New Relationship of Rock Compressibility with Porosity, *In: Proceedings of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (APOGCE '04)*, pp. 163–167, Perth, Australia, Oct.
- LIMA, R.L.A., MISSAGIA, R.M., 2012, Análise do Efeito da Geometria dos Poros nas Propriedades Físicas da Rocha, *Vértices*, v. 14, n. 2, pp. 71-92, Aug.
- LINDSAY, R.F., 2010, Carbonate Porosity Families and Their Reservoir Potential, *In: AAPG Annual Convention and Exhibition*, pp. 1-29, Louisiana, Apr.
- LONA, K.D., 2006, The Silurian Amabel and Guelph Formations of The Bruce Peninsula: Insights into Stratigraphy and Diagenesis from Petrography and Ground-Penetrating Radar, M.Sc. Dissertation, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada.
- LOWDEN, B.D., PORTER, M.J., 1998, T<sub>2</sub> Relaxation Time Versus Mercury Injection Capillary Pressure: Implications for NMR Logging and Reservoir Characterization, SPE European Petroleum Conference Held in the Hague, The Netherlands, pp. 323-334, Oct.
- LUCIA, F.J., 2007, Carbonate Reservoir Characterization - An Integrated Approach, 2<sup>nd</sup> ed., Elsevier, New York, USA.
- LYLE, J.R., 1977, Petrography And Carbonate Diagenesis Of The Bonneterre Formation In The Viburnum Trend Area, Southeast Missouri, *Economic Geology*, v. 72, pp. 420-434, May.
- MACLAY, R.W., SMALL, T.A., 1983, Hydrostratigraphic Subdivisions and Fault Barriers of the Edwards Aquifer, South-Central Texas, U.S.A., *Journal of Hydrology*, v. 61, pp. 127-146, May.
- MACLAY, R.W., SMALL, T.A., 1986, Carbonate Geology and Hydrology of the Edwards Aquifer in the San Antonio Area, Texas, Texas Water Development Board - Report v.296, pp. 1-90, Nov.

- MASALMEH, S.K., JING, X.D., 2004, Carbonate Scal: Characterisation of Carbonate Rock Types for Determination of Saturation Functions and Residual Oil Saturations, *In: International Symposium of the Society of Core Analysts Held in Abu Dhabi*, pp. 1-12, Emirados Árabes Unidos, Oct.
- MASCARENHA, M., CORDAO NETO, M.P., et al., 2008, Utilização Da Porosimetria por Injeção de Mercúrio (MIP) na Determinação de Curvas Características em Solos Deformáveis. *In: "XIV Congresso Brasileiro de Mecânica dos Solos e Engenharia Geotécnica"*. Rio de Janeiro, pp. 1839-1845, Sep.
- MAZZULLO, S.J., CHILINGARIAN, G.V. , 1992, Mesogenetic Dissolution: Its Role in Porosity Development in Carbonate Reservoirs: *AAPG Bulletin*, v. 76, pp. 607-620, MAY
- MAZZULLO, S.J., 2004, Overview of Porosity Evolution in Carbonate Reservoir, *Kansas Geological Society Bulletin*, v.79, n.1, pp.1-19, Feb.
- MEIBOOM, S., GILL, D., 1958, Compensation for Pulse Imperfections in Carr–Purcell NMR Experiments, *The Review of Scientific Instruments*, v. 29, pp. 688–691, Aug.
- MOORE, C.H., 2001, Carbonate Reservoirs - Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework, 1<sup>st</sup>ed, Elsevier, New York, USA.
- MURRAY, R.C., 1960, Origin of Porosity in Carbonate Rocks, *Journal of Sedimentary Research*, v. 30, n.1, pp. 59-84, Mar.
- NAURIYAL, A.K., KARTHIKEYAN, J., et al, 2012, Efficacy of Real-Time Data-Streaming for Accurate and Precise Landing of the Wells under - A Case Study in Mumbai High Field, *In: 9<sup>o</sup> Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*, pp. 1-5, Hyderabad, Feb.
- NEALE, B.M., FERREIRA, M.A.R., et al. (eds.), 2008, *Statistical Genetics Gene Mapping Linkage and Association*, 1st ed., Taylor & Francis Group.
- NEWMAN, G.H., 1973, Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading, *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 25, n. 2, pp. 129-134, Apr.
- NURMI, R., STANDEN, E., 1997, Carbonates: The Inside Story, *Middle East Well Evaluation Review*, v. 18, pp. 27-41, Jun.

- OLIVEIRA, G.L.P., CEIA, M.A.R., et al., 2013, Experimental Measurements of Pore Volume Compressibility of Sandstones and Carbonates. *In:13<sup>th</sup> International Congress of Brazilian Geophysical Society abstracts*, pp. 1-6, Rio de Janeiro, Aug.
- RIOS, E.H., RAMOS, P.F.O., et al., 2011, Modeling Rock Permeability from NMR Relaxation Data by PLS Regression, *Journal of Applied Geophysics*, v. 75, n. 4, pp. 631-637, Sep.
- ROSE, P.R., 1970, Stratigraphic Interpretation of Submarine Versus Subaerial Discontinuity Surfaces: An Example from the Cretaceous of Texas, *Geological Society of America Bulletin*, v. 81, 2787-2798, Sep.
- SHARMA, G.D., 1966, Geology of Peters Reef, St. Clair County, Michigan. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 50, pp. 327-350.
- SILVA, L.A.P., 2011, Caracterização do Comportamento Mecânico do Carvão da Formação Rio Bonito, Camada Barro Branco - SC, M.Sc. Dissertation, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- SOARES, A.C., SIQUEIRA, C. A. M., 1999, Estudo de Colapso de Poros Através da Análise do Fechamento da Envoltória de Ruptura. *In: XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (Acta)*, pp. 1-10, Águas de Lindóia, São Paulo, Nov.
- SPRUNT, E.S., NUR, A., 1976, Reduction of Porosity by Pressure Solution: Experimental Verification, *Geology*, v. 4, pp. 463-466, May.
- SOK, R.M., VARSLOT, T., et al., 2009, Pore Scale Characterization of Carbonates at Multiple Scales: Integration of Micro-CT, BSEM and FIBSEM. *In: International Symposium of the Society of Core Analysts in Noordwijk*, pp. 1-12, Noordwijk, Netherlands, Sep
- STOUT, J.L., 1964, Pore Geometry as Related to Carbonate Stratigraphic Traps. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 48, n. 3, pp. 329-337, Mar.
- SUGUIO, K., 1937, Rochas Sedimentares, 1<sup>o</sup>ed., Editora Edgar Blucher, São Paulo, Brasil.
- TEXEIRA, W., TOLEDO, M.C., et al, 2000, Decifrando a Terra, 2<sup>nd</sup> ed., Oficina de Textos.
- THACKER, J.L., ANDERSON, K.H., 1977, The Geologic Setting of the Southeast Missouri Lead District Regional Geologic History, Structure and Stratigraphy, *Economic Geology*, v. 72, n. 3, pp. 339-348, May.
- THOMPSON, T.L., 1986, Paleozoic Succession in Missouri: Part 4 Mississippian System, Missouri Department of Natural Resources, Division of Geology and Land Survey, Report of Investigations, v. 70, n. 4.

- TIAB, D., DONALDSON, E.C., 2004, Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, 2<sup>a</sup> ed, Elsevier, New York, USA.
- VAN DER KNAAP, W., 1959, Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media, Society of Petroleum Engineers office, v. 216, pp.179-18, May.
- VANORIO, T., SCOTELLARO, C., et al., 2008 The Effect of Chemical and Physical Processes on the Acoustic Properties of Carbonate Rocks, The Leading Edge, v. 27, n.8, pp. 1040-1048, Aug.
- VON GONTEN, W.D., CHOUDHAY, B.K., 1969, The Effect of Pressure and Temperature on Pore Volume Compressibility, *In: SPE 44<sup>th</sup> Annual Fall Meeting*, Denver, pp. 1-9, Colorado, Sep.
- VOSS, L.R., HAGNI, R.D., et al., 1989, Sequential Deposition of Zoned Dolomite and its Relationship to Sulfide Mineral Paragenetic Sequence in the Viburnum Trend, Southeast Missouri, Carbonates and Evaporites 4, pp. 195-209, Jun.
- WALSH, J.B., 1981, Effect of Pore Pressure and Confining Pressure on Fracture Permeability, *Int.J.Rock Mech. Min. Sci. & Geomech*, v. 18, n. 5, pp. 429-435, Oct.
- WASHBURN, E.W., 1921, Note on a Method of Determining the Distribution of Pore sizes in a Porous Material, *Proceedings of the National of Sciences of the United States of America*, v. 7, n. 4, pp. 115-116, Apr.
- WATNEY, W.L., GUY, W.J., et al , 2001, Characterization of the Mississippian Chat in South-Central Kansas, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 85, n.1, pp. 85-113, Jan.
- WEGER, R.J., EBERLI, G.P., et al., 2009, Quantification of Pore Struture and Effect on Sonic Velocity and Permeability in Carbonates, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 93, n. 10, pp. 1297-1317, Oct.
- WESTPHAL, H., SURHOLT, I., et al., 2005, NMR Measurements in Carbonate Rocks: Problems and an Approach to a Solution, *Pure and Applied Geophysics* 162, n. 03, pp. 549-570, Mar.
- WYLIE, A.S., WOOD, J.R., 2005, Well-Log Tomography and 3-D Imaging of Core and Log-Curve Amplitudes in A Niagaran Reef, Belle River Mills Field, St. Clair County, Michigan, United States, *AAPG Bulletin*, v. 89, n. 4, pp. 409–433, Apr.

ZHENG, Q., 1999, Carbonate Diagenesis and Porosity Evolution in the Guelph Formation,  
Ph.D. Dissertation, University of Waterloo, ON, Canada.

# Apêndice

## Reservatórios carbonáticos: aspectos gerais

O modelo de um sistema petrolífero ideal engloba todos os componentes e processos necessários para a acumulação de hidrocarbonetos em uma bacia sedimentar. As componentes básicas deste modelo são correspondentes às *rochas geradoras*, *reservatórios* e *selantes* (Figura A.1), enquanto que os processos estão relacionados ao surgimento de trapas, que são definidas como armadilhas geológicas, e também à migração do óleo e do gás (Tiab & Donaldson, 2004, Lucia, 2007).

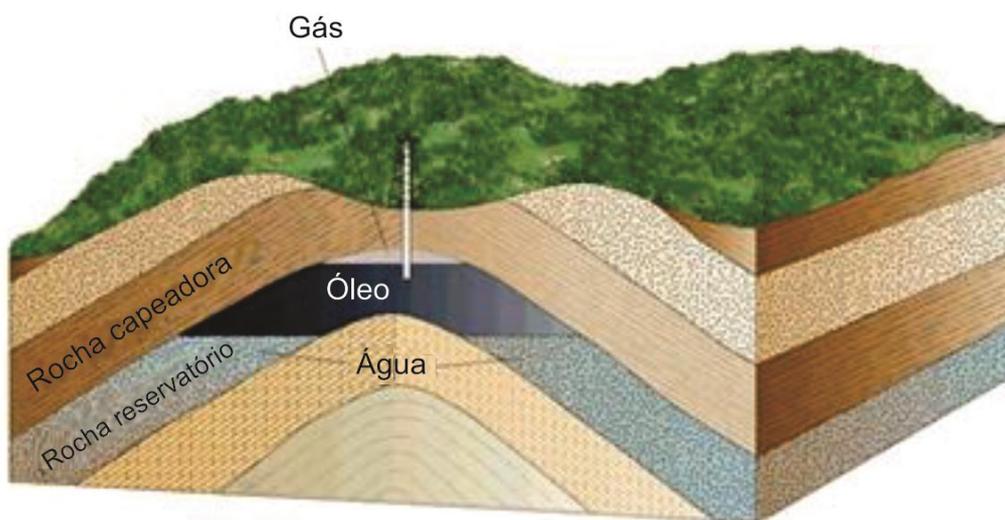


Figura A.1: Exemplo de sistema petrolífero, associado a uma armadilha estrutural.

Modificado de <http://www.mpgpetroleum.com/fundamentals.html>.

Em particular, as rochas carbonáticas – de interesse central neste trabalho – desempenham um importante papel nos sistemas petrolíferos, uma vez que, conforme discutido anteriormente, estão relacionadas a mais da metade das reservas comprovadas de hidrocarbonetos conhecidas no mundo (Lucia, 2007). Essas rochas podem atuar tanto como rochas reservatórios, geradoras ou selantes (Dürrast & Siegesmund, 1999; Sok et al., 2009; Abdideh, 2012); em particular, faz-se necessário que as rochas carbonáticas possuam

condições petrofísicas adequadas à acumulação de hidrocarbonetos ou água, cuja avaliação se daria por parâmetros como a porosidade e a permeabilidade do meio sob as condições locais (Lucia, 2007). Os reservatórios carbonáticos são representados, principalmente por calcários e dolomitos, sendo que a produção mundial tem sido ligeiramente maior em dolomitos uma vez que estas rochas costumam, geralmente, apresentar maiores níveis de porosidade e permeabilidade em comparação aos calcários (Halley & Schmoker, 1983).

#### *A.1 Rochas carbonáticas: gênese, propriedades e classificação*

O processo de gênese dos depósitos carbonáticos toma início durante o processo de sedimentação. Sedimentos carbonáticos costumam ser depositados em ambientes marinhos rasos e quentes. Podem ser originados a partir de precipitação química direta da água do mar ou ainda através de fragmentos de organismos marinhos predominantemente, constituídos por carbonato de cálcio, como, por exemplo, esqueletos, exoesqueletos, corais e algas (Moore, 2001; Lucia, 2007).

A partir de tais processos, os sedimentos carbonáticos originados podem ser posteriormente reunidos nas bacias segundo diversas texturas deposicionais e através tanto da atuação direta de organismos incrustantes quanto, mais comumente, através do transporte de correntes oceânicas (Lucia, 2007). Como resultado de suas múltiplas origens e formas de transporte, os depósitos carbonáticos são compostos por partículas com uma grande variedade de tamanhos e formas. Dunhan (1961) criou um modelo de classificação de rochas carbonáticas que considera suas diferentes características texturais, no qual os carbonatos são divididos em organicamente formados ou sedimentos transportados. Tal modelo foi posteriormente revisto por Embry e Klovan (1971) subdividiram a classe dos *boundstones* definida por Dunhan (1961). Estas classificações se encontram dispostas de maneira ilustrativa na Figura A.2, a seguir.

De forma geral, o primeiro critério considerado para classificar as rochas carbonáticas, é a possibilidade ou não de se observar a sua textura deposicional, ou seja, a possibilidade

de individualizar matriz, arcabouço, poros, etc. No caso desta distinção não ser possível, a rocha é considerada um carbonato cristalino. No caso dos componentes da rocha poder ser observados, passa-se para a classificação que leva-se em consideração a origem do sedimento carbonático (Dunham, 1961; Clyde, 2001; Tiab & Donaldson, 2004).

No caso da gênese dos sedimentos ter tido alguma relação com organismos vivos, têm-se os *boundstones*. Embry e Klovan (1971) propuseram uma subdivisão em relação à classificação de Dunham (1961), que considera o fato de que a construção de rochas carbonáticas a partir de sedimentos autóctones biogênicos pode envolver a participação de diversos organismos, como, por exemplo, corais, esponjas e algas vermelhas. Assim, os *boundstones* representam os materiais carbonáticos secretados pelos citados organismos, ainda em vida, e que são depositados quando estes organismos morrem (Teixeira et al., 2008). A partir de tais considerações, Embry e Klovan (1971) dividiram os *boundstones* em *bafflestones*, *bindstones* e *framestones* (Fig. A.2), que apresentam proporções variadas de carapaças, compostas por material autóctone biogênico. Também apresentam frações de sedimentos de granulometrias distintas, cuja precipitação se deu pela indução do metabolismo de outros organismos – portanto, não correspondendo, de fato, às suas carapaças originais (material carbonático alóctone bioinduzido). Neste sentido, foram introduzidos ainda os termos *floatstones* para os argilo-suportado e *rudstone* para os grano-suportado (Embry & Klovan, 1971).

Para os casos em que a rocha carbonática tenha sido originada a partir de sedimentos puramente transportados de forma mecânica, o critério a ser utilizado é o de serem suportados por lama de cal. É de grande importância o esclarecimento do termo “argilo”, que se refere a partículas carbonáticas de granulometria argila, e não necessariamente aos argilominerais. Segundo este critério, as texturas suportadas por grãos e que não possuem argilas carbonáticas são denominadas *grainstones* ou quando possuem argilas, de *packstones* (Dunham, 1961; Embry & Klovan, 1971; Lucia, 2007). Para outras definições, as texturas argilo suportadas recebem o nome de *wackestones*, quando possuem mais de 10%

de grãos na sua formação ou mudstones, quando possuem menos de 10% de grãos (Dunhan, 1961; Embry & Klovan, 1971).

Assim sendo, particularidades genéticas e diagenéticas associadas às rochas sedimentares carbonáticas, além da presença de sedimentos com diferentes tamanhos e com minerais distintos, somados a ocorrência de atividades biológicas e ações químicas pós-deposicionais, contribuem decisivamente para o panorama das grandes diferenças texturais observadas nos carbonatos (Lucia, 2007).

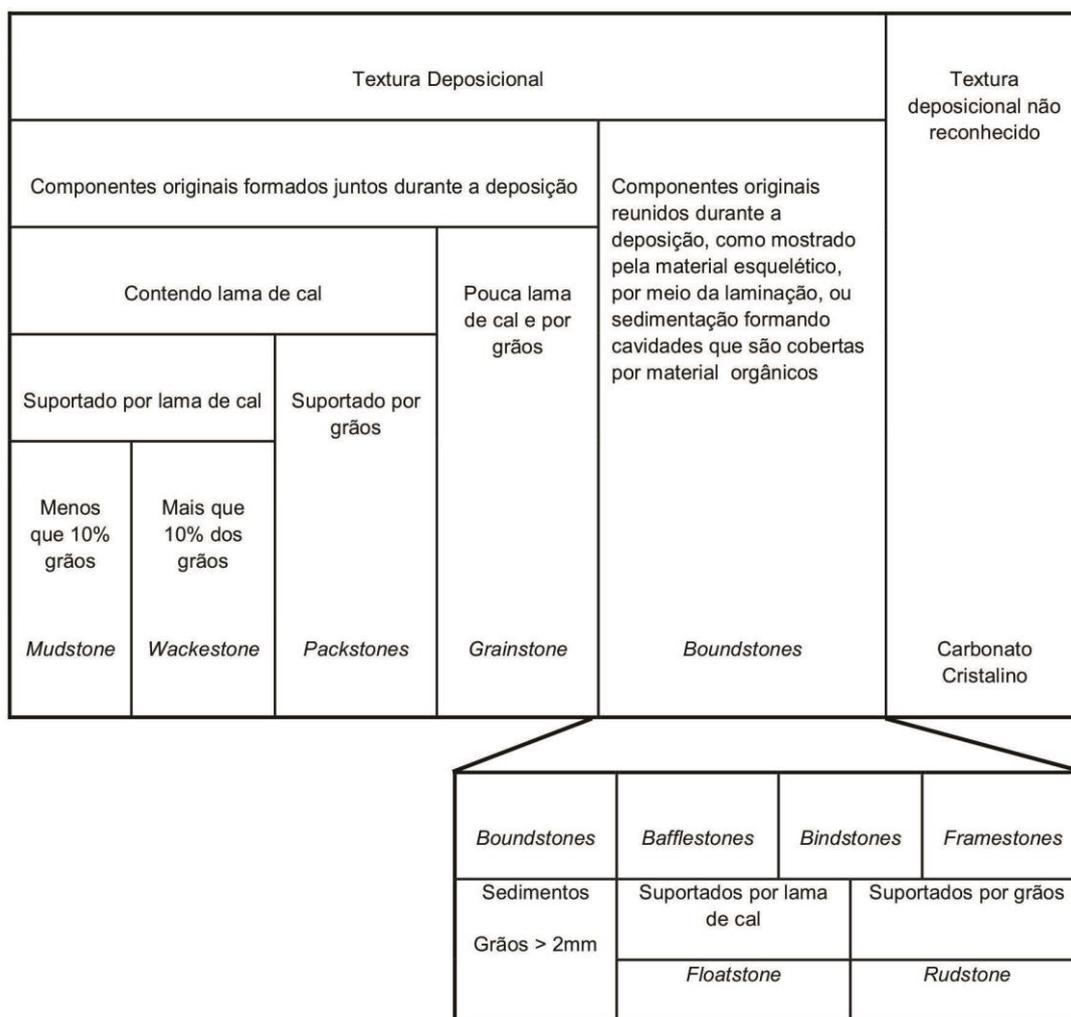


Figura A.2: Classificação de rochas carbonáticas de acordo seus aspectos texturais segundo Dunhan (1961) e posteriormente modificadas por Embry & Klovan (1971). Adaptado de [http://petrowiki.org/Carbonate\\_reservoir\\_geology#cite\\_ref-r3\\_2-0](http://petrowiki.org/Carbonate_reservoir_geology#cite_ref-r3_2-0).

## A.2 Carbonatos e arenitos: comparações relacionadas às rochas reservatório

Quando comparamos as duas principais litologias que se destacam em termos de ocorrência para rochas reservatórios – os carbonatos e os arenitos – as principais

diferenças dizem respeito ao ambiente de formação dos sedimentos. Frequentemente, os arenitos são de origem alóctone, enquanto que carbonatos são comumente autóctones. Neste sentido, enquanto os grãos que originam os depósitos terrígenos são selecionados e trabalhados ao longo de sua trajetória até a bacia sedimentar, os grãos que constituem as rochas carbonáticas, de forma geral, são originadas em regiões próximas ao ambiente de deposição – ou até mesmo já dentro da bacia. Desta forma, a trajetória mais curta dos grãos carbonáticos e a consequente deposição local são motivos chave para a origem da heterogeneidade dos reservatórios carbonáticos (Ehrenberg & Nadeau, 2005).

É também digna de nota a grande reatividade dos minerais carbonáticos que é muito maior nos carbonatos em comparação aos arenitos (Ehrenberg & Nadeau, 2005). Esta propriedade exerce forte influência sobre a diagênese e, conseqüentemente, também sobre a qualidade da rocha como reservatório (Ehrenberg & Nadeau, 2005). Esta relação baseia-se no fato de que, uma vez que a rocha carbonática é formada, esta passa a ter sua estrutura e textura primárias severamente alteradas por uma série de processos físicos e químicos, que caracterizam a diagênese, tais como, variações de pressão, temperatura e pH e ainda processos como a compactação, dissolução, cimentação e recristalização. A diagênese estende sua atuação sobre os sedimentos e conseqüentemente sobre as rochas ao longo de toda a permanência destes na bacia sedimentar. Esse fato faz com que os carbonatos, bem mais alteráveis e reativos que os arenitos, exibam amplas e abruptas variações na distribuição das características das rochas apenas em pequenas seções do reservatório (Ehrenberg & Nadeau, 2005). De forma contrastante, nos reservatórios terrígenos, a alta estabilidade mineralógica faz com que as características primárias sofram menos influência dos processos diagenéticos.

### *A.3 Alguns aspectos petrofísicos das rochas carbonáticas*

As características petrofísicas das rochas são avaliadas a partir da determinação de fatores como a porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos, capilaridade, distribuição dos tamanhos de poros e sistemas naturais de fraturamento em diferentes escalas, sendo fundamentais para caracterizar o armazenamento e a transmissão de fluidos na rocha, com

a finalidade de gerenciar e prever sua performance como reservatório (Stout, 1964; Harari et al., 1995; Lucia, 2007).

A heterogeneidade petrofísica dos reservatórios carbonáticos é influenciada diretamente pelo sistema de múltiplos tipos de porosidade e pela heterogeneidade das rochas que o compõem. Conseqüentemente, os tipos específicos e os relativos percentuais de poros presentes, bem como sua distribuição nas rochas, exercem forte controle na produção e nas características de reservatórios carbonáticos (Mazzullo & Chilingarian, 1992). Como consequência das diferenças ocorridas nos carbonatos, os parâmetros petrofísicos associados a eles são extremamente complexos e distintos (Jardine & Wilshart, 1982) e, conseqüentemente, seu estudo deve ser cauteloso. Assim sendo, diferentes medidas são necessárias para que se possa construir uma imagem das propriedades petrofísicas de um reservatório carbonático (Stout, 1964; Harari et al., 1995; Lucia, 2007).

Uma análise espacial da distribuição tridimensional dos citados parâmetros petrofísicos e o conhecimento da litologia associada permitem o entendimento das propriedades de um reservatório carbonático. Uma alternativa para minimizar as interpretações tão complexas que envolvem os estudos de tipo de reservatório é obter dados petrofísicos de qualidade para que estes possam ser associados a uma interpretação segura de seu comportamento tanto quanto a permeabilidade como a porosidade (Lucia, 2007; Nauriyal et al., 2012).

A partir da classificação proposta por Dunhan (1961), Enos e Sawatsky (1981) realizaram medidas de porosidade e permeabilidade de sedimentos carbonáticos modernos, encontrando, para *grainstones*, valores em torno de 45% e 10 mD, respectivamente e para *wackstones*, valores em torno de 65% e 200 mD, respectivamente. A porosidade mais alta nos agregados e rochas sedimentares argilo-suportados está associada ao hábito acicular assumido pelos pequenos grãos de cristais aragoníticos, que predominam na constituição das argilas carbonáticas. A redução da permeabilidade, por sua vez, é causada pelo pequeno espaço dos poros encontrados entre as partículas de granulometria na faixa argila.

Uma das formas de classificar a porosidade das rochas carbonáticas é em relação ao momento de formação da rocha em que os poros são formados; assim, a porosidade pode ser considerada como primária ou secundária.

A porosidade primária ou deposicional corresponde aos poros que surgem entre os grãos de sedimentos recém-depositados e no interior das partículas que os compreendem. Essa porosidade está presente nos espaços inter-partículas, nos espaços intrapartículas (que ocorrem entre as carapaças de foraminíferos ou gastrópodes), poros fenestrais (originados a partir de bolhas de gás ou pelo retrabalhamento de sedimentos de plataformas carbonáticas, ou ainda feições de porosidade que são comuns em recifes de corais) (Feazel & Schatzinger, 1985).

Por sua vez, a porosidade secundária ou diagenética relaciona-se aos poros que surgem tardiamente nas rochas carbonáticas, geralmente como resultado de dissolução pós-deposicional causada por água doce, e ocorrendo em áreas onde os carbonatos estão expostos à ação intempérica ou por dissolução química de fluidos sub-superficiais. Tais fluidos são gerados durante a maturação de matéria orgânica em rochas geradoras de hidrocarbonetos, em ambientes de soterramento profundo (Mazzullo, 2004). A porosidade secundária só pode ser diferenciada da porosidade primária, nos casos em que é possível demonstrar que os poros foram posteriormente preenchidos por cimento, sendo parcial ou totalmente dissolvido pela ação da cimentação que faz parte dos processos diagenéticos. Como resultado, podemos citar os *vugs*, que são originados a partir da atuação de uma dissolução não seletiva, e as fraturas expandidas por dissolução (Mazzullo & Chilingarian, 1992).

Com a evolução da atuação dos processos diagenéticos sobre os carbonatos, há uma forte tendência de redução da porosidade primária pela ação da dissolução e cimentação após o soterramento pós-deposicional das rochas e, por isso, discute-se que seja a porosidade secundária a que predomina em reservatórios carbonáticos tanto calcários quanto dolomíticos (Mazzullo & Chilingarian, 1992). A porosidade primária só tem condições

de ser preservada em carbonatos em que houve influxo de hidrocarbonetos para os espaços vazios, logo após a formação dos poros (Feazel & Schatzinger, 1985).

Genericamente, reservatórios carbonáticos apresentam menores valores de porosidade média e máxima para uma dada profundidade de soterramento quando comparadas a reservatórios siliciclásticos – possivelmente devido à maior reatividade química dos minerais presentes em relação ao quartzo, o que resulta em uma menor resistência à compactação química e cimentação associada.

Em particular, a porosidade intergranular de rochas carbonáticas não é uma simples função do tamanho dos grãos, mas também da seleção e forma destes grãos. Entretanto, a relação entre a porosidade e a seleção observada em carbonatos é oposta àquela encontrada para reservatórios siliciclásticos (Lucia, 2007), uma vez que nos carbonatos, a porosidade aumenta conforme a seleção diminui (Enos & Sawatski 1981). Tal fato estaria associado à forma acicular de grãos aragoníticos de granulometria argila (Lucia, 2007), e ao fato de que, quando os espaços porosos dos reservatórios carbonáticos contêm conchas e pelóides, a porosidade tende a ser maior devido à contribuição de porosidade intragranular inerente a estes componentes (Dunham, 1961).

Tratando-se da relação entre o empacotamento dos grãos e a porosidade, também não é possível reconhecer uma relação simples. Entretanto, é aparente que o tamanho dos poros intergranulares diminui com menores granulometrias e com empacotamento mais fechado entre os grãos (Lucia, 2007). De forma geral, estudos mostram que há uma tendência de redução dos valores médios e máximos da porosidade, tanto em arenitos quanto em carbonatos, conforme a profundidade em que essas rochas se encontram aumenta. Esta tendência sugere que a criação de porosidade por dissolução é menos importante que a recristalização diagenética que sobressai na porosidade durante a digênese que acompanha o soterramento (Ehrenberg & Nadeau, 2005).

Outra propriedade petrofísica que deve ser considerada para uma precisa avaliação de um reservatório é a *permeabilidade*. Compreender a permeabilidade de um reservatório é

de fundamental importância pela sua relação com a taxa de recuperação de hidrocarbonetos, uma vez que representa a capacidade que uma rocha porosa possui de transmitir os fluidos contidos nela através de seus espaços porosos (Lucia, 2007). Na prática, uma rocha muito porosa não é necessariamente permeável, já que isto depende, de forma geral, do quão interconectados estão os espaços porosos individuais.

Entretanto, contrariando a tendência do comportamento observado em reservatórios terrígenos, nos quais porosidade e permeabilidade apresentam uma relação diretamente proporcional, carbonatos não têm valores de permeabilidade menores para uma dada porosidade (Lucia, 2007). Esta relação inversa está associada ao fato de que carbonatos são naturalmente fraturados – exibindo, portanto, variações de permeabilidade substanciais. Neste sentido, fraturas podem criar caminhos alternativos para migração de fluidos, aumentando, portanto, a permeabilidade dos reservatórios (Ehrenberg & Nadeau, 2005) mesmo quando suas porosidades são baixas ou quando os poros são isolados. É importante ressaltar mais uma vez que o tipo de porosidade mais abundante em reservatórios carbonáticos, assim como citam Ehrenberg e Nadeau (2005), corresponde à presença de *vugs*, que conforme o definido anteriormente são poros desconectados, o que reforça a importância da atuação das fraturas sobre a permeabilidade.