



Universidade Federal do Rio de Janeiro
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Instituto de Geociências

Caracterização de Folhelhos como Rochas Selantes

André Gustavo Beer de Andrade Figueira

Monografia submetida ao curso de graduação em geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito obrigatório da disciplina estágio de campo IV

Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ

Orientador:
Prof. MSc Carlos Jorge de Abreu

Rio de Janeiro

2004

Caracterização de Folhelhos como Rochas Selantes

Autor: André Gustavo Beer de Andrade Figueira

Monografia submetida ao corpo docente do Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como parte dos requisitos necessários a obtenção do título de bacharel em geologia.

Aprovada por:

_____ - orientador
Prof. MSc Carlos Jorge de Abreu - UFRJ

_____ -
Prof. Dr Emílio Velloso Barroso - UFRJ

_____ -
Prof. Dr Gerson Cardoso da Silva Jr - UFRJ

Rio de Janeiro

2004

Ficha Catalográfica

Figueira, André Gustavo Beer de Andrade.

Caracterização de Folhelhos como Rochas Selantes. Rio de Janeiro: CCMN/UFRJ, 2004.

VI, 56p. 31cm

Monografia – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Geologia, 2004.

1. Rocha selante. 2. Folhelho. 3. Injeção de mercúrio. I. Figueira, André Gustavo Beer de Andrade. II. Departamento de Geologia - Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Caracterização de Folhelhos como Rochas Selantes.

FIGUEIRA, André Gustavo Beer de Andrade. Caracterização de Folhelhos como Rochas Selantes. Orientador Carlos Jorge de Abreu. Rio de Janeiro: UFRJ/IGEO, 2004. Monografia.

Nota

Esta monografia é um dos produtos vinculados ao projeto CT-Petro, denominado “Análise Petrofísica Integrada de Folhelhos” assinado entre FUJB – Fundação Universitária José Bonifácio e FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos (convênio número 2.1.01.0343-00) e interveniência da PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S/A (Termo de Cooperação número 650.4.059.01-1). A execução do projeto é do Departamento de Geologia da UFRJ sob coordenação do Prof. Carlos Jorge Abreu.

Sumário

RESUMO	2
ABSTRACT	3
1 INTRODUÇÃO	4
2 OBJETIVOS	7
3 MÉTODOS E DADOS	8
3.1 DESCRIÇÃO DE LÂMINAS DELGADAS	8
3.2 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA	8
3.3 DIFRATOMETRIA DE RAIO-X (ROCHA TOTAL).....	8
3.4 DIFRATOMETRIA DE RAIO-X (FRAÇÃO < 2 MICRA)	9
3.5 CARBONO ORGÂNICO TOTAL.....	9
3.6 INJEÇÃO DE MERCÚRIO.....	9
3.7 ENSAIOS DE COMPRESSÃO	10
4 INJEÇÃO DE MERCÚRIO	11
4.1 PRESSÃO CAPILAR	11
4.2 TENSÃO INTERFACIAL.....	12
4.3 MOLHABILIDADE	13
4.4 PC EM TESTES DE INJEÇÃO DE MERCÚRIO.....	14
4.5 POROSIMETRIA ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE MERCÚRIO.....	14
4.6 CORRELAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS HG/AR E HIDROCARBONETO/ÁGUA.....	16
4.7 ESTIMATIVA DA CAPACIDADE DE RETENÇÃO DE UMA COLUNA DE HIDROCARBONETO. 16	
5 ENSAIOS DE COMPRESSÃO	20
5.1 TENSÃO CONFINANTE EFETIVA E SOBREPRESSÕES	21
5.2 LIMITAÇÃO DA CAPACIDADE DA ROCHA SELANTE POR FRATURAMENTO.....	22
5.3 DUCTIBILIDADE	22
5.4 MÓDULO DE DEFORMABILIDADE	24
5.5 MÓDULO DE ELASTICIDADE.....	24
5.6 GRÁFICOS TENSÃO POR DEFORMAÇÃO	25
5.7 ENSAIOS DE COMPRESSÃO UNIAXIAL	26
6 CONTEXTO GEOLÓGICO DAS AMOSTRAS ANALISADAS	27
6.1 BACIA DO PARANÁ	27
6.2 FORMAÇÃO PONTA GROSSA	30
6.3 FORMAÇÃO IRATI.....	30
7 RESULTADOS	32
7.1 FORMAÇÃO PONTA GROSSA	32
7.1.1 Caracterização petrográfica.....	32
7.1.2 Injeção de Mercúrio.....	34
7.1.3 Ensaios de Compressão Uniaxial.....	37
7.2 FORMAÇÃO IRATI.....	39
7.2.1 Caracterização petrográfica.....	39

7.2.2	<i>Injeção de Mercúrio</i>	41
7.2.3	<i>Ensaio de Compressão Uniaxial</i>	44
8	ANÁLISE DOS RESULTADOS	46
8.1	INJEÇÃO DE MERCÚRIO	46
8.1.1	<i>Formação Irati</i>	47
8.1.2	<i>Formação Ponta Grossa</i>	47
8.2	ENSAIOS DE COMPRESSÃO	47
8.2.1	<i>Formação Irati</i>	47
8.2.2	<i>Formação Ponta Grossa</i>	48
9	CONCLUSÕES	50
10	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51

Índice de Figuras

Figura 1: representação da ascensão capilar	11
Figura 2: ângulo de contato nos sistemas óleo-água e ar-mercúrio	12
Figura 3: padrões de curvas de injeção de mercúrio	15
Figura 4: gradientes de pressão	17
Figura 5: efeito da poropressão	21
Figura 6: curvas de tensão por deformação	25
Figura 7: carta cronoestratigráfica da Bacia do Paraná (modificado da carta da ANP)	28
Figura 8: mapa de localização das amostras IT e PG	29
Figura 9: fotomicrografias de lâminas delgadas do folhelho da Formação Ponta Grossa	32
Figura 10: imagens de MEV, da amostra PG vista superior ao plano de fissilidade	33
Figura 11: imagens de MEV, da amostra PG vista perpendicular ao plano de fissilidade	34
Figura 12: curva de injeção de mercúrio da amostra PG vertical	35
Figura 13: histograma da distribuição do tamanho das gargantas dos poros da amostra PG vertical	35
Figura 14: curva de injeção de mercúrio da amostra PG horizontal	36
Figura 15: histograma da distribuição do tamanho das gargantas dos poros da amostra PG horizontal	36
Figura 16: gráfico de tensão por deformação da amostra PG	38
Figura 17: gráficos dos descarregamentos e módulos elásticos das amostras PG	38
Figura 18: fotomicrografias de lâminas delgadas do folhelho da Formação Irati	40
Figura 19: imagens de MEV, da amostra IT vista superior ao plano de fissilidade	41
Figura 20: imagens de MEV, da amostra IT vista perpendicular ao plano de fissilidade	41
Figura 21: curva de injeção de mercúrio da amostra IT vertical	42
Figura 22: histograma da distribuição do tamanho das gargantas dos poros da amostra IT vertical	42
Figura 23: curva de injeção de mercúrio da amostra IT horizontal	43
Figura 24: histograma da distribuição do tamanho das gargantas dos poros da amostra IT horizontal	43
Figura 25: gráfico de tensão por deformação da amostra IT	45
Figura 26: gráfico do descarregamento das amostras PG da amostra IT	45
Figura 27: comparação das curvas de injeção vertical e horizontal das amostras PG e IT	46
Figura 28: gráficos tensão por deformação axial dos seis plugues testados	48
Figura 29: campos de ocorrência de resistência e ductibilidade comuns de algumas rochas sedimentares	49

Índice de tabelas

Tabela 1: ductibilidade de rochas selantes	23
Tabela 2: condicionantes da ductibilidade	23
Tabela 3: contagem de pontos em lâmina delgada da Formação Ponta Grossa	33
Tabela 4: proporção de argilominerais determinada por DR-X da Formação Ponta Grossa	33
Tabela 5: pressões capilares e correlação com espessuras de hidrocarbonetos	37
Tabela 6: porosidades e tamanho dos poros	37
Tabela 7: resultados do ensaio de compressão da amostra PG	39
Tabela 8: contagem de pontos em lâmina delgada da Formação Iratí	39
Tabela 9: proporção de argilominerais determinada por DR-X da Formação Iratí	40
Tabela 10: pressões capilares e correlação com espessuras de hidrocarbonetos	44
Tabela 11: porosidades e tamanho dos poros	44
Tabela 12: resultados do ensaio de compressão da amostra IT	44
Tabela 13: pressão capilar, espessuras de hidrocarbonetos e porosidades	46

Resumo

A capacidade de uma rocha agir como barreira à migração dos hidrocarbonetos é fundamental na configuração de uma trapa.

São discutidos os mecanismos que controlam a eficiência da rocha selante em servir como barreira à migração e reter hidrocarbonetos. A pressão capilar medida através de ensaios de injeção de mercúrio em laboratório permite uma correlação com a pressão capilar em que ocorre a invasão do hidrocarboneto através dos poros da rocha selante. Essa pressão capilar pode agir como limitadora da quantidade de hidrocarboneto que pode ser retida abaixo da rocha selante. A partir de determinada espessura da coluna de hidrocarbonetos abaixo do selante a pressão de boiabilidade dos hidrocarbonetos excederia a pressão capilar, passando o selante a constituir então um meio de migração, perdendo sua capacidade de rocha capeadora.

Outras formas de limitação de selantes podem ser avaliadas, como a presença de falhas, fraturas e outras heterogeneidades. As rochas com características mais dúcteis tem menor propensão à formação de fraturas, o que lhes confere boas características como selante, pois as fraturas tendem a aumentar a permeabilidade, ocasionando o vazamento de hidrocarbonetos através da rocha selante. A correlação de ensaios de compressão e condições de tensão em subsuperfície, permite prever situações em que a integridade da rocha selante estaria comprometida.

Neste trabalho foram analisadas duas amostras de folhelhos ricos em matéria orgânica das formações Irati e Ponta Grossa na Bacia do Paraná. Os resultados de testes de pressão capilar de injeção de mercúrio e os ensaios de compressão, foram analisados e comparados aos dados texturais e composicionais obtidos a partir da análise de lâminas delgadas, difratometria de raios-X e microscopia eletrônica de varredura.

A amostra da Formação Ponta Grossa apresentou boa qualidade tanto em ensaios de pressão capilar quanto de compressão, demonstrando ser um bom selante. A amostra da Formação Irati embora tenha apresentado boas características quanto à pressão capilar, a sua propensão ao fraturamento constitui um fator de risco.

Abstract

The capacity of a rock to act as barrier to the migration of hydrocarbons is extremely important in the trap configuration.

The mechanisms that control the efficiency of the seal rock to behave as a barrier to the migration and leaking of hydrocarbons are discussed. The capillary pressure, measured through the mercury injection, allows a correlation with the capillary pressure where the invasion of the hydrocarbon through the pores of the seal rock occurs. This capillary pressure can act as limiter of the amount of hydrocarbon that can be retained below the seal rock. From determined thickness of hydrocarbon column below of the seal rock, the pressure of ascending buoyancy of the hydrocarbons would exceed the capillary pressure, therefore, the seal would constitute a pathway for migration.

Other forms of seal capacity can be evaluated, as the presence of faults and fractures. The rocks with ductile characteristics have minor tendency to form fractures, what confer them a positive aspect as seal. However, the ruptile characteristics can favor the formation of fractures leading to an enhanced permeability, causing the failure of the seal. The correlation of compression tests and conditions of stress in subsurface, allows prediction of situations where the integrity of the sealing rock would be compromised.

In this investigation two samples of kerogen rich shales of the Paraná Basin were analyzed. The results of tests of capillary pressure and permeability from mercury injection and the tests of compression, were compared with the texture and mineralogical data, obtained from analyses of thin section, x-ray diffractometry and scanning electronic microscope.

The Ponta Grossa sample presented in both, capillary pressure and stress/strain tests, results that indicate a good quality sealing. The Irati sample, although presented a sealing with good characteristics with respect capillary pressure, its tendency to fracture consists a risk factor.

1 Introdução

A capacidade de uma rocha se comportar como uma barreira à migração de hidrocarbonetos pode ser estimada a partir de experimentos de pressão capilar por injeção de mercúrio. A estimativa da capacidade de retenção a migração de uma coluna de hidrocarbonetos através dos poros de uma rocha pode ser relacionada à pressão capilar em que ocorre a substituição da água pelo hidrocarboneto. Esta pressão pode ser estimada a partir da correlação das pressões em experimentos de injeção de mercúrio e das pressões dos hidrocarbonetos e água em um reservatório e rocha selante (Schowalter 1979). A pressão capilar em que ocorre o deslocamento da água por hidrocarbonetos nos poros de uma rocha é chamada de pressão capilar de deslocamento (*displacement pressure*), a partir da qual a rocha perde sua capacidade de retenção de hidrocarbonetos e passa a constituir um meio para a migração.

A pressão capilar de deslocamento estimada através da injeção de mercúrio constitui uma simples indicação do comportamento de uma rocha atuar ou não como barreira à migração de hidrocarbonetos. Entretanto, a estimativa da pressão capilar possui, na realidade, bastante imprecisão, pois há grande variação nas propriedades dos fluidos em função de variações de composição e condições de pressão e temperatura (Schowalter 1979).

A perda da eficiência de uma rocha para atuar como selante pode ser explicada por diferentes meios dentre os quais a pressão capilar, a partir da qual ocorre a substituição da água pelo hidrocarboneto nos poros. Este caso pode ser chamado de limitação do selante por pressão capilar. Outro meio que explicaria a perda da eficiência de uma rocha como selante é o incremento na porosidade através da abertura de fraturas (Watts 1987 e Ingram *et al.* 1999), caso que é denominado de limitação do selante por fraturamento. A maioria das espessuras de hidrocarbonetos capaz de ser retida por pressões capilares de deslocamento, por injeção de mercúrio, ultrapassa em muito a espessura da coluna de hidrocarbonetos observada. Outros mecanismos devem influenciar a perda da eficiência da rocha selante, tais como o percolação através de fraturas.

A caracterização de uma rocha selante envolve diversos fatores de maior importância para a avaliação de uma trapa, como: a sua disposição espacial e continuidade lateral e possíveis pontos limitadores da trapa; a ductibilidade que condiciona o número de fraturas; a espessura condicionando a interconectividade das mesmas. A pressão capilar constitui um outro parâmetro na avaliação de uma rocha selante. Os selantes por pressão capilar podem ser de maior importância na configuração de trapas estratigráficas sutis, com a possível determinação da variação lateral entre fácies reservatório e rochas selantes e variações na posição do contato óleo-água.

A estimativa da eficiência de uma rocha como selante através da pressão capilar ou sua resistência ao fraturamento podem vir no futuro a constituir ferramentas adicionais em uma avaliação de um prospecto, porém não constituindo fator preponderante, podendo vir a ser utilizada de forma integrada com os outros métodos de investigação na prospecção de hidrocarbonetos. Sua aplicação é limitada devido a impossibilidade de se extrapolar dados de pressão capilar ou resistência mecânica da amostra testada para regiões não testadas, o amplo campo de valores de correlações de pressões, os modelos dos campos de tensões, e as diferentes propriedades físicas dos hidrocarbonetos, além dos diferentes aspectos preponderantes à limitação de uma trapa, como *spill points* ou falhas.

A pressão capilar de substituição está relacionada a características da rocha envolvendo propriedades petrofísicas como porosidade e permeabilidade, estas dependentes da geometria do espaço poroso. A textura, compactação e variações composicionais e cimentação são alguns dos condicionantes da geometria dos poros e abertura das suas gargantas. A caracterização textural e composicional e sua correlação com dados de pressão capilar por injeção de mercúrio fornecem uma base de dados a partir do qual pode-se fazer uma correlação das características texturais e mineralógicas e as propriedades petrofísicas, mesmo levando-se em conta o amplo campo de variação de permeabilidades em amostras com parâmetros similares. A forma dos poros e gargantas dos poros são fatores determinantes das permeabilidades e pressões capilares. É observada uma clara relação entre o incremento da permeabilidade e o aumento do tamanho dos grãos, os grãos maiores com características texturais do tamanho silte ocasionando maiores gargantas de poros conferindo a estas rochas maior permeabilidade (Dewrust *et al.* 1999). Também há relação entre a diminuição da permeabilidade e garganta dos poros com o incremento da compactação decorrente do aumento do soterramento, visto que a porosidade geralmente é diretamente proporcional à permeabilidade. As rochas com predominância de argilominerais mostram uma drástica redução da porosidade e permeabilidade com o incremento do soterramento e compactação, enquanto as rochas com predominância de fração silte possuem redução menos pronunciada.

Os diferentes tipos de argilominerais também conferem diferentes comportamentos mecânicos às rochas a uma dada condição de tensão, resultando em diferentes tipos de deformação e ruptura. Argilominerais expansivos podem conferir uma maior ductibilidade a rocha (Olgaard *et al.* 1997). Outro efeito que poderia ser relacionado às variações mineralógicas são as transformações de argilominerais, como esmectita-ilita, ocasionando uma redução das gargantas dos poros ou diminuição dos grãos com variações na porosidade e permeabilidade. A recristalização e formação de argilominerais diagenéticos também podem ocasionar uma maior fragilidade. Outros minerais diagenéticos como quartzo e carbonatos, que podem reduzir substancialmente o espaço

intergranular, aumentando a pressão capilar, podem por outro lado ocasionar uma desqualificação de um determinado selante à medida que a cimentação intensa torna as rochas mais rupteis e propensas à formação de fraturas. A intensa cimentação e a compactação, enquanto por um lado são benéficas à capacidade do selante através do aumento da pressão capilar, diminuem a acomodação da deformação por contração dos poros, na ausência de porosidade a deformação sendo diretamente submetida a matriz e cimento, o que tende a diminuir a resistência ao fraturamento.

A resistência mecânica da rocha ao fraturamento pode influenciar a capacidade de uma rocha de agir como selante, pois a formação de fraturas na rocha levaria a um incremento em sua permeabilidade, independente da trama intergranular e pressão capilar, e dependentes da conjunção do arranjo de fraturas que serviriam de conduto à migração dos hidrocarbonetos.

A avaliação das rochas selantes levando-se em conta a sua capacidade de resistir ao fraturamento sob uma condição de tensões pode fornecer mais um parâmetro em uma avaliação de risco de uma trapa. Para tanto se faz necessário a modelagem de condições de tensões em subsuperfície, a serem reproduzidos com os ensaios de compressão em laboratório. Com isso, é observado que para a maioria das modelagens de campo de tensão em subsuperfície, é necessário que a tensão confinante efetiva seja baixa o suficiente para que a tensão diferencial seja suficiente para induzir o fraturamento a rocha selante. Os modelos de condições de tensão propostos assumem o papel de sobrepressões nos poros da rocha selante como de importância fundamental na redução da tensão confinante efetiva, a ponto de possibilitar a formação de fraturas. Para esta modelagem de condições de tensões, assume-se a tensão confinante efetiva como sendo resultado das sobrepressões nos poros da rocha selante, contrabalanceando a pressão litostática e reduzindo a pressão de confinamento, possibilitando que pequenos valores da pressão diferencial sejam suficientes para vencer a resistência do selante. Outros tipos de modelagens de condições de tensões podem levar em conta o soterramento como um dos determinantes dos tensores que somado às tensões induzidas tectonicamente, configuram um campo de tensões capaz de induzir o fraturamento à rocha selante.

As amostras estudadas são folhelhos, coletados em afloramentos das formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná. O folhelho da Formação Irati consiste de intercalações de argila e silte, muito rico em matéria orgânica e porosidade praticamente nula, que constitui o gerador e selante do principal *play* da bacia. O outro folhelho, da Formação Ponta Grossa, é rico em matéria orgânica, intensamente bioturbado, sendo parte de um outro *play* da bacia, atuando tanto como selante quanto como gerador.

2 Objetivos

O principal objetivo desta monografia final do curso de geologia, foi capacitar e qualificar o pesquisador em analisar as condições das rochas de granulometria fina (folhelhos) a atuarem como barreiras de permeabilidade (selante) aos fluidos hidrocarbonetos.

Para se atingir tal objetivo, foi realizada uma bateria de testes em duas amostras de folhelhos, sendo uma da Formação Irati e outra da Formação Ponta Grossa, na Bacia do Paraná.

Foi realizada a descrição das propriedades texturais e composicionais das rochas selantes, através de métodos que serão apresentados no próximo item.

Paralelamente foram realizados testes de injeção de mercúrio a altas pressões e ensaios de compressão para a análise da capacidade e qualificação das rochas como selantes.

A caracterização petrográfica de detalhe das amostras foi correlacionada com os dados/informações obtidos nos testes de qualificação do selante, buscando-se identificar quais parâmetros da amostra são determinantes no comportamento da rocha selante.

Cabe ressaltar que este tipo de investigação deve ser integrado às outras características de grande relevância na avaliação de um prospecto, como a presença de uma ampla rocha capeadora e sua disposição espacial, sua espessura e altura da coluna de óleo do reservatório associado, por exemplo. Um dos objetivos finais de uma análise de selante é verificar a espessura da coluna de hidrocarbonetos que pode ser retida, contribuindo para o entendimento de uma trapa.

3 Métodos e Dados

Foram usados fundamentalmente dois métodos de trabalho para a investigação da capacidade de selo das formações analisadas. O primeiro, foi a caracterização petrográfica dos folhelhos e a segunda a obtenção de valores de petrofísica, que incluiu medidas de pressão capilar e tensão/deformação nas mesmas amostras.

3.1 Descrição de Lâminas Delgadas

Foram confeccionadas duas lâminas delgadas para cada amostra, cortadas perpendicularmente entre si, portanto entre a laminação e fissilidade. As lâminas foram analisadas ao microscópio petrográfico, sendo efetuada uma contagem de pontos visando quantificar os teores de silte, concreções e argilominerais. A contagem de 150 a 200 pontos por lâmina foi feita em visadas distando 1mm perpendicularmente e 2mm paralelamente à laminação, fazendo-se um perfil vertical da lâmina quantas vezes fossem necessárias até alcançar o número de pontos estabelecidos. A contagem do material opaco foi feita buscando-se distinguir entre minerais e matéria orgânica, o que nem sempre é uma distinção precisa. O teor de silte foi computado estando expressos nas planilhas descritivas das amostras.

3.2 Microscopia Eletrônica de Varredura

As imagens de microscópio eletrônico de varredura (MEV) das amostras analisadas foram obtidas no laboratório do CENPES/Petrobrás. Foram analisadas quatro imagens de MEV em cada amostra, duas com vista perpendicular a fissilidade, sendo uma com aumento de 500X e outra com aumento de 3000X em detalhe da parte central da imagem de 500X, e outras duas com vista paralela a fissilidade adotando-se a mesma metodologia.

3.3 Difractometria de Raio-X (Rocha Total)

A difratometria de rocha total foi feita no laboratório de fluorescência e raio-x do Departamento de Geologia da UFRJ. As lâminas foram feitas moendo-se manualmente a amostra até atingir o tamanho de silte, sendo espalhadas com cola em uma lâmina. Os difratogramas foram analisados buscando-se a identificação dos principais minerais das concreções e do silte, de forma unicamente qualitativa. A identificação se restringe a minerais de concentrações significativas, em

geral superiores a 5% da rocha, não podendo ser identificados minerais de concentrações menores em virtude do elevado *background* do difratograma. Para uma melhor caracterização mineralógica das argilas foi realizada a difratometria em material menor que duas micra..

3.4 Difratometria de Raio-X (Fração < 2 micra)

As amostras foram pulverizadas, a fração argilosa fracionada por sedimentação. Posteriormente, as amostras foram concentradas por centrifugação e foi preparada uma lamina por esfregaço. Neste material foi realizada difração de raio-x. Em lâminas naturais, glicoladas e aquecidas a 550 °c para identificação dos argilominerais presentes. Foi realizada uma análise semiquantitativa dos argilominerais, por medida da altura das reflexões características dos argilominerais.

3.5 Carbono Orgânico Total

As amostras foram submetidas a análises químicas para determinação dos seus teores de carbono orgânico total. As análises foram feitas no laboratório de geoquímica orgânica e inorgânica da UERJ.

3.6 Injeção de Mercúrio

Foram obtidos valores de pressão capilar por injeção de mercúrio em dois plugues de cada amostra analisada. Um plugue paralelo à fissilidade do folhelho e o outro plugue ortogonal.

A análise de pressão capilar por injeção de mercúrio foi efetuada pela empresa Corelab, sendo adotada a sua metodologia de correlação entre a pressão de laboratório com a pressão de hidrocarbonetos. Os dados da injeção de mercúrio são apresentados em um gráfico monolog, com pressões de injeção chegando a até 6000psi na escala logarítmica e a saturação variando de zero a um (100%) no eixo normal. Também são apresentadas planilhas mostrando em histogramas a distribuição dos tamanhos das gargantas dos poros, elaboradas a partir da correlação da saturação progressiva com o incremento da pressão de invasão de mercúrio e a relação de pressão capilar, raios dos poros e tensão interfacial-molhabilidade do sistema ar-mercúrio.

Os procedimentos de preparação da amostra constituem inicialmente da preparação dos plugues, paralelo e ortogonal. A porosidade destes é medida com gás hélio e as laterais dos plugues são fechadas de forma a invasão do mercúrio se proceder na direção desejada. A injeção de

mercúrio é realizada em um aparato onde controla-se a pressão na cápsula de injeção aumentada gradualmente a intervalos em que a saturação é controlada por um dispositivo de microresistividade, determinando o incremento na saturação.

3.7 Ensaios de Compressão

Os ensaios de compressão foram realizados no laboratório de mecânica das rochas do Departamento de Geologia da UFRJ. Foram feitos ensaios de compressão uniaxial em três plugues por amostra. Os plugues são cilíndricos de diâmetro de 1,5 polegada, e razão comprimento/diâmetro entre 2 e 2,5.

O tipo de ensaio de compressão uniaxial é o não confinado, com controle de do deslocamento. A taxa de deslocamento aplicada foi de 0,1mm/min. Foram feitas algumas descompressões durante o teste para a determinação do módulo de elasticidade.

4 Injeção de Mercúrio

4.1 Pressão Capilar

A pressão capilar (P_c) é por definição a diferença de pressão através de um tubo capilar em que ocorre a elevação de uma fase molhante substituindo uma não molhante (fig. 1). Ela é resultante da interação entre dois fluidos de composição diferentes e o corpo sólido ao qual os fluidos fazem contato, a maior atração (adesividade) entre o sólido e o fluido molhante em relação ao não molhante ocasiona uma ascensão do molhante até que o desequilíbrio de forças provocado pela adesividade seja equilibrado pela gravidade e respectivas densidades dos dois fluidos (Sneider *et al.* 1994).

$$P_c = (\rho_{nm} - \rho_m) g h \quad \text{equação (1)}$$

ρ_{nm} densidade do não molhante
 ρ_m densidade do molhante
 g constante gravitacional
 h altura de ascensão

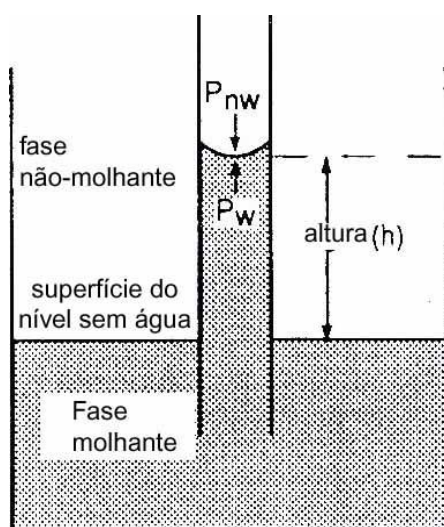


Figura 1: Representação da ascensão capilar em um sistema onde estão presentes duas fases fluidas e um tubo de reduzido diâmetro ocasionando a maior pressão capilar. (Sneider *et al.* 1994)

Desta forma vê-se que as pressões capilares controlam a distribuição dos fluidos no espaço poroso (Hildelbrand *et al.* 2003). O valor da P_c pode ser estimado através de uma fórmula (equação 2) que relaciona as diferentes atrações moleculares do sistema e as dimensões do espaço poroso, sendo diretamente proporcional a tensão interfacial e inversamente proporcional à molhabilidade e ao diâmetro do poro. A P_c também pode ser definida como a pressão necessária para substituir uma fase molhante por uma não molhante em um tubo capilar, definição que torna-se de extrema importância para o entendimento dos mecanismos de migração e acumulação de hidrocarbonetos.

$$P_c = \frac{2T \cos \theta}{R} \quad \text{equação(2)}$$

Onde: ρ_{nm} é a massa específica do fluido não molhante, ρ_m é a massa específica do fluido molhante, g é a atração gravitacional, h é a ascensão capilar, θ é a molhabilidade, T é a tensão superficial e R é o raio do poro ou capilar.

4.2 Tensão Interfacial

É definida como a força necessária por unidade de área para aumentar a superfície entre dois fluidos imiscíveis. Está relacionada à diferença da atração molecular entre moléculas de um fluido e do outro. Sendo portanto influenciada pela composição dos dois fluidos e de outros componentes em solução.

Os valores da tensão superficial para um mesmo sistema variam com as condições de pressão e temperatura, podendo ser feitas correlações entre os valores obtidos em laboratório e condições de reservatório. No sistema óleo-água é observado uma diminuição da tensão com o incremento da temperatura, sendo insignificante o efeito da pressão. Entretanto, no sistema gás-água a pressão também é relevante, influenciada pelo fator de compressibilidade do gás, de modo que o incremento da pressão acarreta um aumento da tensão interfacial, e o aumento da temperatura acarreta uma diminuição na tensão interfacial. Scholwalter (1979) construiu um método gráfico de ábacos para a determinação da tensão interfacial com a variação da pressão e da temperatura.

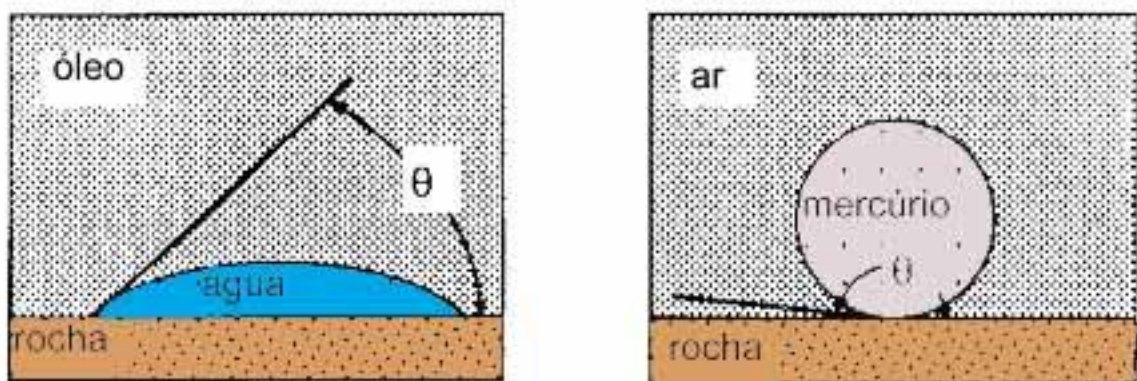


Figura 2: desenho esquemático mostrando o ângulo de contato nos sistemas óleo-água e ar-mercúrio. Os ângulos de contatos podem ser determinados através de medições em laboratórios. (Sneider 1994)

É observado um aumento da tensão interfacial com a diminuição do grau API do hidrocarboneto. Diversos valores de tensão interfacial tem sido sugeridos, abrangendo um amplo

campo de valores. Os valores da tensão interfacial em condições de reservatório podem ser determinados em um tanque de °API, quando não há disponibilidade deste, devem ser determinados por aproximações levando-se em conta as condições de P e T do reservatório.

Tensão interfacial óleo-água varia de 5 a 35 dinas/cm²

Tensão interfacial gás-água varia entre 70 e 30 dinas/cm²

4.3 Molhabilidade

É resultado da relação entre as forças de atração dos componentes fluidos (ex. água e óleo) e do sólido (ex. quartzo de uma rocha reservatório). Levando-se em consideração a existência de mais de um componente fluido a relação entre as atrações entre os dois componentes (força coesiva), e entre cada um dos fluidos com o sólido (força adesiva) define-se a molhabilidade do sistema. Isto é, qual fluido é molhante e qual é não molhante. Quando a adesividade é superior a coesividade o fluido é molhante (Sneider e Vavra, 1992). A molhabilidade também é expressa como $\cos\theta$, sendo θ o ângulo entre a superfície do sólido e a superfície de contato entre os fluidos, contando-se a partir do mais denso (fig. 2). O fluido é molhante quando o ângulo entre a superfície de contato das duas fases e a superfície de contato do fluido com o sólido for inferior a 90° e não molhante quando for superior.

Sabendo-se que a grande maioria das rochas sedimentares estiveram expostas a algum tipo de contato com a água e baseado na premissa de que a água constitui efetivamente um fluido molhante, com elevada propriedade de se adsorver à superfície dos minerais formando uma película de água adsorvida, assume-se para um sistema óleo-água um ângulo θ é igual a zero. Isto é, a água é o fluido molhante, com o índice de molhabilidade $\cos\theta$ atingindo seu valor máximo ($\cos\theta = 1$). Sabe-se que em circunstâncias em que o óleo é o principal fluido, como em uma rocha reservatório, não se tratando de uma circunstância de migração, o óleo pode eventualmente ser fluido molhante ou o ângulo de molhabilidade ser diferente de zero, o que acarreta em uma diminuição do índice de molhabilidade, conseqüentemente também da pressão capilar, que atinge seu valor máximo na circunstância da água como um molhante ideal ($\theta = 0$). Como a capacidade de retenção de fluidos está relacionada a um processo de migração recomenda-se a utilização para fins de correlação de capacidade de rochas selantes $\cos\theta = 1$.

4.4 Pc em Testes de Injeção de Mercúrio

Os testes de injeção de mercúrio consistem na determinação da variação da saturação de mercúrio com o incremento da pressão. O procedimento experimental consiste inicialmente na determinação do volume poroso da amostra seca através de um porosímetro com gás hélio e do volume total da amostra através de imersão em mercúrio, determinando assim a porosidade da amostra. Posteriormente a amostra é envolta em sua superfície lateral com uma resina epóxi, para que a injeção se proceda na direção desejada. Para a injeção de mercúrio a amostra é colocada em uma cápsula com o controle do volume de mercúrio, anexada a um medidor de pressão responsável pelo incremento das mesmas. A pressão é aumentada de aproximadamente zero até pouco mais que a pressão atmosférica, na fase de baixa pressão, e de pouco mais que a pressão atmosférica até cerca de 55.000 psi. A cada incremento da pressão, é esperado um tempo para o restabelecimento das saturações e então é medida a saturação de Hg através de métodos de condutividade. Com isso constrói-se um gráfico de pressão por incremento na saturação. Posteriormente a pressão é reduzida à pressão ambiente e o mercúrio é drenado, sendo determinada sua saturação residual.

4.5 Porosimetria Através da Injeção de Mercúrio

O princípio básico da porosimetria por injeção de mercúrio baseia-se na determinação do tamanho dos poros a uma dada pressão a partir da relação da equação (2). De modo que um aumento na saturação relacionado a um aumento da pressão de injeção, está relacionado ao preenchimento de poros comunicáveis por determinado tamanho de gargantas, à medida que se aumenta a pressão, menores diâmetros de gargantas de poros são acessíveis, incrementando a saturação. Deve-se ressaltar que a saturação é condicionada aos raios dos poros e a interconectividade dos diversos tamanhos de poros a partir de determinadas gargantas, de modo que grandes poros podem estar fora do alcance da injeção de mercúrio devido a elevada pressão capilar em suas intercomunicações (Wardlaw *et al.* 1981).

O comportamento da curva de um gráfico das pressões capilares pela saturação fornece uma indicação da distribuição dos diversos tamanhos de poros. Para isto é aconselhável que as pressões sejam plotadas em uma escala semi-log, para que as distinções entre os diversos padrões dos gráficos sejam mais perceptíveis. É esperado que uma rocha de boa seleção apresente uma região do gráfico em que para um pequeno incremento de pressão haja um grande incremento da saturação, formando um platô, correspondente à pressão capilar em que ocorre a invasão do

tamanho preferencial dos poros (figura 3). Contrariamente, uma rocha mal selecionada deve apresentar um gráfico em que não há a formação nítida do platô, com uma maior distribuição do tamanho dos poros com diferentes pressões capilares, acarretando um acréscimo da saturação mais gradual e um outro padrão de curva. Curvas sinuosas podem representar uma bimodalidade na distribuição dos poros, curvas muito inclinadas a altas pressões indicam um grande volume de microporosidade, enquanto curvas muito inclinadas desde o início da injeção de mercúrio podem representar alguma porosidade induzida, como fraturas.

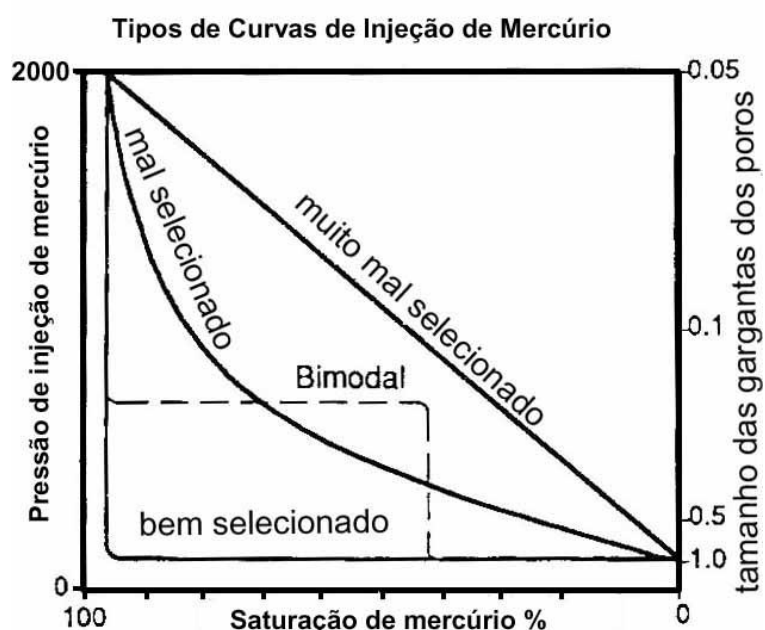


Figura 3: representação esquemática dos padrões de curvas de injeção de mercúrio características das diferentes distribuições dos tamanhos dos poros (Sneider 1994).

É notável que a proporção e distribuição do volume poroso interconectável por determinado tamanho de gargantas é previsível graficamente como a inclinação da curva do gráfico $P_c \times S$, sendo as menores inclinações correspondentes a pressão capilar em que são alcançados os tamanhos de gargantas de poros conectáveis a grandes parcelas do espaço poroso. É possível dizer que a derivada da curva de injeção fornece um esboço de um histograma da distribuição dos poros (Scholomer *et al.* 1997).

A saturação residual, quantidade de mercúrio que fica retido na amostra após o restabelecimento das pressões ambientes e drenagem do mercúrio, fornece um parâmetro indicativo da porosidade não efetiva, sem relação com a permeabilidade.

4.6 Correlação entre os Sistemas Hg/Ar e Hidrocarboneto/Água

Através dos dados obtidos em laboratório da P_c do sistema Hg/ar, pode-se determinar a P_c de um outro sistema através da correlação de suas tensões interfaciais e molhabilidades para cada pressão do laboratório. Os valores freqüentemente utilizados da tensão interfacial e da molhabilidade do mercúrio são conhecidos e determinados em laboratório, de $T = 540$ e $\theta = 140^\circ$. O ângulo de molhabilidade do sistema gás/água é aceito como $\theta = 0^\circ$, enquanto para o sistema óleo/água $\theta = 0^\circ$ para a rocha selante, onde ainda não houve a substituição da água por óleo, enquanto para rochas reservatório saturadas em óleo, e com uma saturação residual de água, deve ocorrer um ângulo de contato entre as duas fases de magnitudes variadas visto o amplo campo de densidades, substâncias em solução e condições de pressão e temperatura a que estão sujeitas os hidrocarboneto e a água da formação. Nas amostras analisadas pela CoreLab foi adotado um ângulo de $\theta = 30^\circ$. Quanto aos valores da tensão interfacial em condições de reservatório do sistema óleo/água, também sujeitos a amplo campo de variação, um valor freqüentemente sugerido é o de $T = 25$, e para o sistema gás/água $T = 50$. Os valores de tensões superficiais e molhabilidade, apresentados em diversas referências bibliográficas, diferem entre si, cada autor e laboratório levando em conta seus critérios, como no caso em que não há a amostragem do óleo e da água da rocha a ser testada, ou o equipamento que reproduz as condições de reservatório, alguns valores sugeridos podem ser médias de diversos tipos de óleo de uma região.

$$P_c(\text{Hg/ar}) = \frac{2T(\text{Hg/ar}) \cos \theta (\text{Hg/ar})}{R} \quad P_c(\text{hc/w}) = \frac{2T(\text{hc/w}) \cos \theta (\text{hc/w})}{R}$$

$$P_c(\text{hc/w}) = \frac{T(\text{hc/w}) \cos \theta (\text{hc/w})}{T(\text{Hg/ar}) \cos \theta (\text{Hg/ar})} P_c(\text{Hg/ar}) \quad \text{equação (3)}$$

4.7 Estimativa da Capacidade de Retenção de uma Coluna de Hidrocarboneto

É possível ser feita uma estimativa da capacidade de uma rocha de reter uma determinada coluna de hidrocarbonetos, para o caso em que o mecanismo controlador do vazamento (*seepage*), através de uma rocha selante, seja o de pressão capilar de substituição (*displacement pressure*). A estimativa da coluna de hidrocarboneto possível de ser retida por uma rocha parte do pressuposto de que a limitação da rocha selante, seja a pressão capilar a partir da qual o fluido molhante (água)

da rocha selante seria substituído por um fluido não molhante (hidrocarboneto) ascendente devido à pressão de boiabilidade, pressão a partir do qual se formaria um filete contínuo de hidrocarboneto capaz de migrar pela rocha descaracterizando-a assim como uma rocha selante. Para a estimativa da coluna de hidrocarboneto capaz de ser retida faz-se necessário uma correlação e o entendimento dos mecanismos controladores da migração, os impulsionadores e os limitadores, boiabilidade e pressão capilar de substituição respectivamente.

A pressão de boiabilidade (figura 4) é a principal força responsável pela migração ascendente dos hidrocarbonetos, é de caráter gravitacional e está relacionada à diferença de densidades entre a água da formação e os hidrocarbonetos, sendo diretamente proporcional à diferença da densidade dos dois fluidos e a altura da coluna de hidrocarboneto em ascensão. Portanto a pressão de boiabilidade de uma coluna de óleo é maior que a boiabilidade de uma coluna de igual altura de gás, devido à maior densidade do óleo. As variações dos valores de densidades do óleo, gás e água com a profundidade são determinantes na quantificação da boiabilidade e portanto da altura de uma coluna de hidrocarboneto capaz de ser retida, sendo notável as grandes variações de densidades dos hidrocarbonetos com a profundidade, sobretudo o gás, com sua propriedade de compressibilidade.

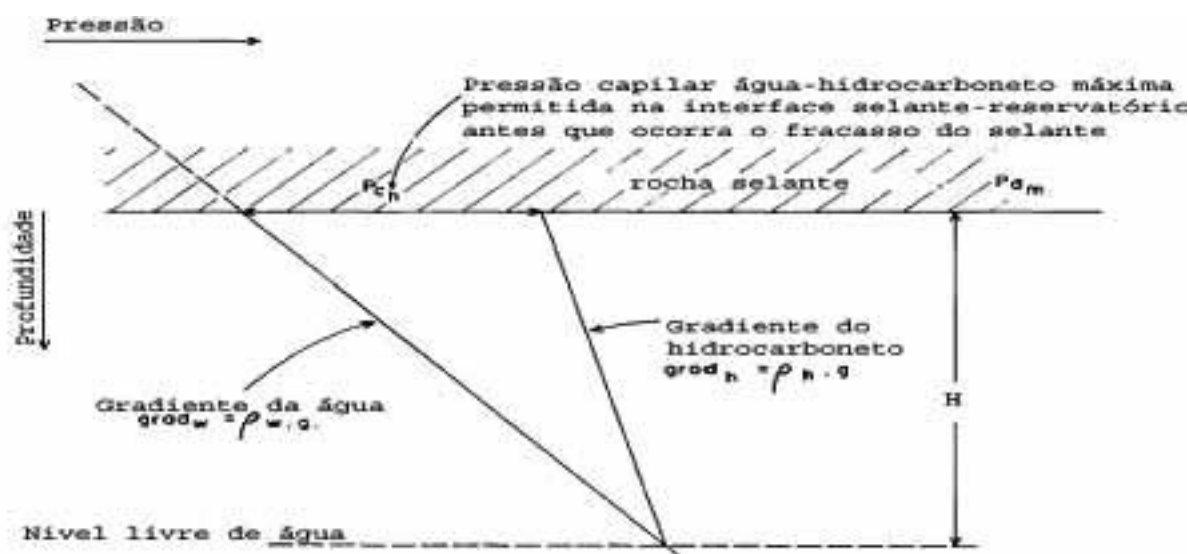


Figura 4: esquema que mostra os gradientes de pressão da água e do hidrocarboneto com a profundidade, dando origem a uma pressão de boiabilidade, crescente com a maior espessura (H) de hidrocarbonetos (Watts 1987).

A pressão capilar de deslocamento pode ser estimada através da correlação com a pressão a partir da qual se inicia a entrada efetiva do fluido não molhante nas experiências de injeção de mercúrio. A determinação desta pressão pode ser feita graficamente nos gráficos de pressão por saturação, com a pressão indicada pela tangente do ponto em que a curva faz a inflexão após a

entrada efetiva de mercúrio. Em virtude da dificuldade, e freqüentemente impossibilidade da determinação da pressão de substituição graficamente, diferentes formas de determinação desta pressão tem sido utilizadas. Pode ser adotada como pressão capilar de deslocamento a primeira pressão em que há entrada de mercúrio na amostra, outros autores sugerem uma saturação inicial como a partir da qual é atingida a pressão capilar de substituição.

Assume-se que o vazamento (*seepage*) através da rocha selante ocorre a partir do momento em que a pressão de boiabilidade se igualaria ou superaria a pressão capilar de deslocamento. Igualando-se a boiabilidade à pressão capilar chega-se a uma fórmula (equação 4) que indica a altura de óleo capaz de ser retida por uma rocha selante.

$$P_{cs} = \frac{2T \cos \theta}{R} \quad e \quad P_b = (\rho_{hc} - \rho_a) gh$$

$$H = \frac{2T \cos \theta}{R(W\rho_{hc} - \rho_a)gh} \quad \text{equação(4)}$$

Onde: P_{cs} é a pressão capilar de substituição da rocha em questão, P_b é a pressão de boiabilidade do hidrocarboneto, W_{hc} é o gradiente de densidade do hidrocarboneto, W_a é o gradiente de densidade da água, g é a constante gravitacional e H é a altura da coluna de hidrocarboneto.

Outra relação (equação 5) freqüentemente usada leva em conta as diferenças de pressões capilares do reservatório e da rocha selante, e é calculada levando-se em conta os gradientes de densidade da água ($\rho_a = 0.433$) e as densidades médias do hidrocarboneto e da água.

$$H = \frac{P_{cs_s} - P_{cs_r}}{0,433(\rho_{hc} - \rho_a)} \quad \text{equação (5)}$$

Onde: P_{cs_s} é a pressão capilar da rocha selante, P_{cs_r} é a pressão capilar da rocha reservatório, ρ_{hc} é a densidade média estipulada para os hidrocarbonetos, e ρ_a é a densidade da água da formação.

Como foi visto a tensão interfacial e pressão capilar do sistema gás/água é superior ao do sistema óleo/água, de modo que uma rocha selante tenderia a manter uma coluna de gás de altura superior à uma de óleo, enquanto por outro lado a maior boiabilidade, devido a maior diferença dos gradientes de densidade do gás e da água em relação ao do óleo e da água, contrabalancearia esta diferença, fazendo com que uma rocha selante tenha capacidade de reter uma coluna de óleo superior a uma coluna de gás. O que se observado é que para condições de altas pressões, os efeitos da compressibilidade do gás reduzem sua boiabilidade de modo que sua maior tensão interfacial com a água determinaria para estas circunstâncias a maior potenciabilidade para a preservação de uma coluna de gás de que a de óleo, isto é, colunas de gás superiores a de óleo. Enquanto para a situação oposta, em reservatórios de baixa pressão, seria maior o potencial para armazenar uma coluna de óleo do que de gás, a rocha selante sustentaria uma coluna de óleo de altura superior a da coluna de gás.

5 Ensaios de Compressão

As rochas selantes podem ser avaliadas de acordo com suas propriedades que determinam a capacidade de manter sua integridade sem a abertura de fraturas e descaracterização do selante. Esse tipo de limitação da rocha selante é chamado de limitação por fraturamento. Essa limitação está relacionada tanto a características próprias da rocha como às condições de tensão a que ela está submetida.

A abertura de fraturas torna o fluxo através da rocha independente da trama intergranular, o que confere uma maior permeabilidade à rocha, inviabilizando-a como selante. A presença de fraturas nas rochas capeadoras pode ser o motivo determinante da quantidade de hidrocarboneto armazenado em diversas trapas. A resistência à formação de fraturas é fundamental para que uma rocha tenha efetivas potencialidades como selante.

Os mecanismos que controlam a formação de fraturas, tanto as condições de tensões a que a rocha está submetida, como as características da rocha que determinam seu tipo de deformação, podem ser utilizados na predição de situações em que a integridade da rocha selante pode estar comprometida, servindo assim como uma ferramenta adicional na avaliação de risco de prospectos de hidrocarbonetos.

A análise da deformação em rochas selantes pode ser útil pois auxilia na predição de situações em que a integridade do selante poderia estar comprometida (Kaldi *et al.* 2000). A avaliação da integridade física das rochas selantes através da correlação entre ensaios de compressão em laboratório e os modelos de condições de tensão a que a rocha está submetida em subsuperfície, pode permitir prever condições em que as tensões a que o selante está submetido induziriam a formação de fraturas permeáveis, descaracterizando o selante. A quantificação de tensões em subsuperfície pode prever situações de risco a integridade da trapa.

Os ensaios de compressão permitem a avaliação das potencialidades da rocha como selante de duas maneiras distintas, a determinação da tensão de resistência a formação de fraturas e a partir da determinação do quanto a rocha selante se comporta ductilmente, acomodando a deformação sem a formação de fraturas. A resistência à formação de fraturas e ductibilidade da rocha selante podem ser determinados a partir de ensaios de compressão uniaxial. A ductibilidade é avaliada através da determinação dos módulos de Young e Elástico e a construção de um gráfico de tensão por deformação.

A formação de fraturas no selante insere uma outra variável na avaliação de um selante, a sua espessura, determinante na capacidade das fraturas servirem como um caminho efetivo do fluxo

através do selante. A medida que um selante é mais espesso, menor a possibilidade da interconectividade do arranjo de fraturas o atravessar inteiramente. Rochas selantes de características rúpteis e pouco espessas constituem um fator de risco a ser ponderado na avaliação de uma armadilha.

5.1 Tensão Confinante Efetiva e Sobrepressões

O conceito de tensão confinante efetiva baseia-se na relação entre a tensão confinante e as pressões de poro. O aumento das pressões de poro acarreta a transferência das tensões intergranulares, da matriz da rocha para o fluido existente no espaço poroso, o que pode ocasionar uma redução na tensão confinante ao que se chama de tensão confinante efetiva, de onde se estabelece a relação:

$$\sigma' = \sigma^3 - P$$

onde: σ^3 é a tensão confinante
 σ' é a tensão confinante efetiva
 P é o componente da poropressão



Figura 5 – Efeito da pressão de poro reduzindo a resistência da rocha selante (Streit 2002).

A tensão confinante efetiva, ocasionada pela presença de elevadas pressões de poro na rocha selante leva à perda da resistência mecânica, aumentando a susceptibilidade ao fraturamento e perda da capacidade do selante (Grauls *et al.* 1994 e Finkbeiner *et al.* 2001). Em algumas rochas potencialmente selantes a tensão confinante efetiva pode ser reduzida a valores suficientemente baixos podendo mesmo chegar a ser tensões nulas. Esses casos são relacionados à existência de pressões de poro anormalmente altas, o que é chamado de sobrepressões.

A existência de sobrepressões nos folhelhos pode estar relacionada a diversos fatores, como a geração e aprisionamento de hidrocarbonetos, a qual é relacionada a significativa expansão da matéria orgânica, ou mesmo a efeitos da compactação dos folhelhos associadas a uma drenagem e expulsão ineficiente dos fluidos dos poros, ocasionando um aumento da pressão com a redução da porosidade.

5.2 Limitação da Capacidade da Rocha Selante por Fraturamento

A avaliação do potencial de uma rocha atuar como selante a partir da sua resistência mecânica, é relacionada à possibilidade da perda da capacidade do selante devido a formação de fraturas. Esse tipo de limitação da capacidade da rocha selante de reter hidrocarbonetos é chamado de limitação do selante por fraturamento.

As rochas selantes podem ter sua capacidade de reter hidrocarbonetos restringida por algum mecanismo de migração não convencional. A deformação do selante e formação de fraturas de uma forma recorrente de perda do selante e restituição de sua capacidade, conforme a variação nos estados da tensão diferencial e da tensão confinante controlado pela presença de sobrepressões, é proposto como uma das teorias que explica a migração através de rochas com propriedades de reter a migração.

Sob circunstâncias de elevadas sobrepressões existe a possibilidade da tensão confinante efetiva ser drasticamente reduzida, de tal forma que pequenas tensões diferenciais possam exercer algum controle na abertura de fraturas no selante.

Reconhecidamente a tensão decorrente da sobrecarga sedimentar é um dos tensores fundamentais de qualquer modelagem de campos de tensões em subsuperfície. A tensão decorrente do soterramento tem a sua composição principal vertical. Assumindo-se a rocha selante como um meio anisotrópico pode-se estimar as tensões horizontais como sendo inferior à tensão principal vertical relacionada diretamente com a sobrecarga decorrente do soterramento. Outros tipos de tensores podem estar relacionados a, atividades tectônicas em limites de placas, ou tectônica gravitacional e halocinese, ou processos deposicionais secundários como grandes escorregamentos. A estimativa e quantificação destes tensores podem contribuir para a determinação de circunstâncias que causaram a falhas de determinados selantes e predizer situações em que é maior a potenciabilidade da integridade do selante estar comprometida.

5.3 Ductibilidade

As rochas selantes podem ser avaliadas quanto à sua propensão à abertura de fraturas. Uma rocha de comportamento dúctil se deforma sem o fraturamento, o que lhe confere boas propriedades como selantes. A ductibilidade pode ser avaliada a partir de ensaios de compressão, e observação do comportamento da rocha com o aumento da tensão diferencial aplicada. Os resultados dos ensaios de compressão podem ser expressos através de gráficos de tensão por deformação (*stress X strain*). Outro parâmetro que é indicativo da ductibilidade de uma rocha é o módulo de Young.

Evaporitos
Folhelhos ricos em matéria orgânica
Folhelhos argilosos
Folhelhos siltosos
Lamitos carbonáticos
Cherts

Tabela 1 - Ordem decrescente de qualidade dos principais tipos litológicos, selantes de hidrocarbonetos, avaliados quanto a ductibilidade e propensão à formação de fraturas. (Downey 1984)

A ductibilidade constitui uma grandeza relativa, onde diversos tipos litológicos podem ser comparados entre si. Pode-se apresentar uma hierarquização entre alguns tipos rochosos quanto a sua ductibilidade, e que freqüentemente constituem selantes de hidrocarbonetos. Os folhelhos e os evaporitos constituem as rochas de melhores qualidades como selantes devido a sua elevada ductibilidade, acomodando a deformação sem a formação de fraturas, sendo as rochas capeadoras da maioria dos campos de hidrocarbonetos. Por outro lado rochas carbonáticas são menos dúcteis, sendo mais susceptíveis à deformação rúptil e abertura de fraturas, o que diminui seu potencial como rocha selante.

Os folhelhos ricos em matéria orgânica possuem excelentes capacidades como selantes, sua elevada ductibilidade confere maior resistência ao fraturamento. Algumas de suas características podem ser reconhecidas como relevantes ao seu comportamento dúctil (tabela 2).

Tabela 2 - Características de folhelhos avaliadas quanto a sua influencia na qualidade de rocha selante por fraturamento

Atributo	Positivo	Negativo
Argilominerais expansivos	X	
Conteúdo de matéria orgânica	X	
Cimento carbonático		X
Silicificação		X
Recristalização de argilominerais		X
Altos teores de silte		X
Alta porosidade	X	
Compactação		X
Dissolução	X	
Fissilidade		X

5.4 Módulo de Deformação

O módulo de Young é uma característica da rocha que expressa a relação entre a deformação e a tensão (equação 6). É um parâmetro que indica a ductibilidade da rocha. As rochas mais dúcteis geralmente tem um valor do módulo de Young menor que o das rochas rúpteis.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad \text{equação (6)}$$

$$\epsilon = \frac{l_0 - l_1}{l_0}$$

Onde:

E = módulo de deformação

σ = tensão (*stress*)

ϵ = deformação axial (*strain*)

l_0 = comprimento inicial

l_1 = comprimento final

Existem vários métodos de se determinar o módulo de Deformação. O método recomendado é que seja calculado a partir da relação entre a tensão e a deformação a uma tensão correspondente a determinada porcentagem da tensão de ruptura da rocha, geralmente sendo utilizado 50% desta, porcentagem esta devendo ser utilizada para todas as amostras analisadas. O módulo de deformação também pode ser determinado através do coeficiente angular das curvas em gráficos de tensão por deformação. Como as curvas de tensão por deformação têm um comportamento não linear, o módulo pode ser calculado através da média do coeficiente angular na porção mais linear da curva, ou o método do coeficiente angular da reta secante a curva e passando pela origem.

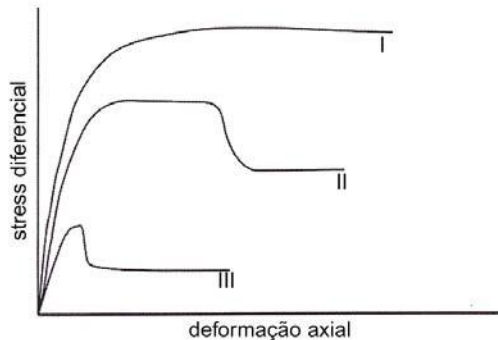
5.5 Módulo de Elasticidade

O módulo de elasticidade é calculado a partir da relação entre a tensão e a deformação obtida durante os ensaios de compressão. O módulo de elasticidade é coeficiente angular da curva de tensão por deformação. Ele é obtido durante os trechos retilíneos da curva, registrados durante os descarregamentos feitos durante o estágio de deformação em estado elástico.

A deformação em estado elástico é caracterizada no gráfico de tensão por deformação como a porção inicial retilínea do gráfico, a qual passa a deformação plástica a partir do trecho onde há uma significativa diminuição do coeficiente angular da curva, isto é da razão tensão deformação. O módulo de elasticidade deve ser calculado no trecho de deformação elástica, o qual é caracterizado por uma curva de recarregamento similar ao descarregamento, quando não há esta similaridade a deformação já esta em estado plástico.

5.6 Gráficos Tensão por Deformação

Os ensaios de compressão fornecem o registro das tensões aplicadas ao corpo de prova a medida que avança a deformação. Esses resultados são representados em gráficos de tensão em função da deformação (fig. 6).



I – padrão de curvas de rochas de comportamento mais dúctil sem formação de fraturas.

II – padrão de curvas de rochas de comportamento mais dúctil e com fraturamento.

III – padrão de curvas de comportamento frágil.

Figura 6 – Padrões de comportamentos frágil e dúctil em curvas de tensão por deformação (Petley, 1999).

As rochas dúcteis tem um padrão de gráficos com curva caracterizada por um grande aumento da deformação sem atingir o pico de tensão (*stress peak*), o qual é alcançado mais facilmente nas rochas mais frágeis. Essas características permitem diferenciar dois padrões distintos nos gráficos de tensão por deformação, o de rochas de comportamento mais dúcteis e as mais frágeis. O pico de tensão é o ponto de tensão máxima do gráfico, ao qual está associado a formação de fraturas e subsequente alívio das tensões.

Os gráficos das rochas dúcteis mostram um padrão em que geralmente inicialmente há um grande avanço da tensão associado a pequena deformação (deformação em estado elástico), ao qual se segue um substancial aumento da deformação com pequenas variações de tensão (deformação em estado plástico). Os gráficos do padrão mais frágil tem um padrão em que é facilmente reconhecido o pico de tensão. Inicialmente o aumento da tensão ocorre a uma taxa de deformação, ao qual é seguida pelo pico de tensão e subsequente alívio das tensões após o fraturamento.

É observado imediatamente após o pico de tensão uma diminuição da tensão, este alívio de tensão está relacionado a perda da resistência da rocha após a formação de fraturas, fazendo com que a tensão aplicada se reduza a fim de manter constante a taxa de avanço da prensa. A resistência da rocha, após o pico de tensão, é chamado de resistência residual (*residual strength*).

5.7 Ensaios de Compressão Uniaxial

Os ensaios são do tipo em que há o controle da deformação axial, com uma taxa de avanço de 0,1mm/min.

Os ensaios de compressão consistem em submeter o corpo de provas a uma deformação e controlar a variação das tensões aplicadas com o avanço da deformação. Os ensaios permitem a determinação da resistência ao fraturamento da rocha, e sua ductibilidade.

A aparato em que é feito o teste consiste de uma prensa que submete o corpo de prova, um plugue cilíndrico, a uma tensão paralela ao eixo do cilindro. O avanço da prensa é pré-determinado a uma velocidade constante, e durante o teste a célula de carga registra as variações de tensões oriundas da resistência do corpo de prova ao avanço da prensa.

6 Contexto Geológico das Amostras Analisadas

Foram analisadas duas amostras de folhelhos ricos em matéria orgânica da Bacia do Paraná, uma da Formação Ponta Grossa e uma da Formação Irati.. As amostras foram coletadas em superfície, em um contexto de desenvolvimento de pesquisa, estando desvinculadas de qualquer atividade exploratória. As unidades estratigráficas em questão podem eventualmente atuar como rocha selante e geradora em sistemas petrolíferos.

6.1 Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná é uma vasta sinéclise intracratônica localizada na porção meridional do Brasil estendendo-se por 1.400.000 km² e abrange também porções do Paraguai, Argentina e Uruguai. Sua história compreendendo desde o Siluriano até o Mesozóico, seu preenchimento sendo formado por quatro seqüências principais (fig. 8), a Siluro-devoniana, representando o preenchimento inicial da bacia, a Devoniana, representada pelo Grupo Paraná e os folhelhos da Formação Ponta Grossa, a Permo-carbonífera, representada pelos grupos Guatá e Passa Dois, este na qual estão inseridos os folhelhos da Formação Irai, e a Mesozóica, representada pelos depósitos continentais do Grupo São Bento (Milani *et al.*, 1994).

A maior parte da área aflorante da bacia (734.000 km²) encontra-se encoberta pelos derrames de basalto mesozóicos, sendo bordejada por faixas sedimentares em que afloram as seqüências sedimentares mais antigas. A espessura máxima no depocentro da bacia supera os 8000 m, localizado no centro da bacia e alongado paralelamente ao seu eixo maior. As principais áreas de afloramento da Formação Ponta Grossa são a borda leste da bacia, nos estados do Paraná e Santa Catarina, na região do Arco de Ponta Grossa, e uma faixa alongada na borda noroeste da bacia, nos estados de Mato Grosso, Goiás e Mato Grosso do Sul. A Formação Irati mostra expressivos afloramentos nos estados de São Paulo e Paraná, ambas sendo também de ampla distribuição por toda a bacia. Na porção mais ao norte as associações faciológicas da Fm Irati mostram um caráter mais carbonático, sendo aproveitada em diversas pedreiras de material de construção no estado de São Paulo, enquanto na porção mais ao sul, como no estado do Paraná o Irati mostra-se mais rico em matéria orgânica.

As características estruturais da bacia refletem sua condição de sinéclise, com variados padrões estruturais, relacionados a diversos eventos durante toda a história da bacia. São identificados três direções principais de lineamentos, NO-SE, NE-SO e E-O. Os rejeitos verticais

das falhas não ultrapassam centenas de metros, e os horizontais podem chegar a alguns quilômetros. As falhas de padrão NO podem ser intrudidas pelos diques de basaltos, o que não ocorre nas falhas de padrão NE. Esses dois padrões parecem ter estado ativos durante toda a história da bacia, controlando a distribuição de ambientes deposicionais e fácies, discordâncias e rotas de migração de hidrocarbonetos (Zalán *et al.* 1994)

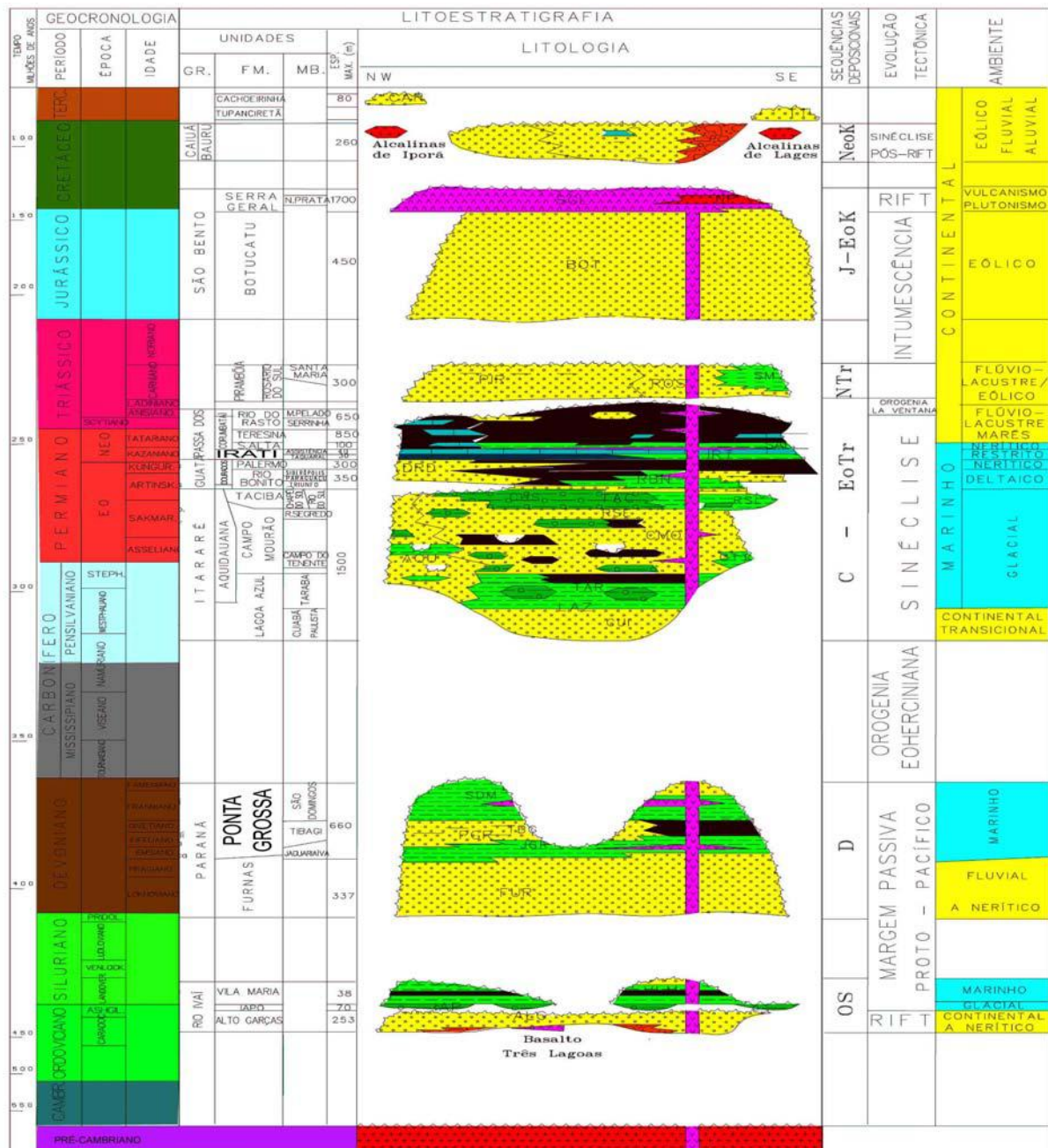


Figura 7: Carta cronoestratigráfica da Bacia do Paraná mostrando a Formação Irati e a Formação Ponta Grossa (ANP)

Os folhelhos das formações Irati e Ponta Grossa formam os dois principais *plays* para hidrocarbonetos da Bacia do Paraná, o *play* Irati-Rio Bonito-Pirambóia, e o *play* Ponta Grossa-

Itararé. A geoquímica aponta o Irati como um *play* para óleo em extensas áreas da bacia, e o Ponta Grossa como um *play* para gás e condensado. A seqüência siluriana é um outro possível *play* para gás, com gerador nos folhelhos da Formação Vila Maria. Várias ocorrências de hidrocarbonetos têm sido reportadas, sobretudo no play Irati. Os rumos para a exploração apontam para o levantamento de linhas sísmicas nas áreas favoráveis pela geoquímica, e a avaliação de prospectos relacionados a falhas. A maior dificuldade exploratória na bacia está relacionada à diversidade dos padrões de deformação e suas recorrências no tempo, influenciando a configuração das trapas e o *timing* da geração e acumulação. A maturação da Formação Irati parece estar relacionada a intrusão dos basaltos. A principal *oil kitchen* dos geradores mais antigos corresponde a região de seu depocentro, no oeste de Santa Catarina, Paraná e São Paulo e Paraguai.

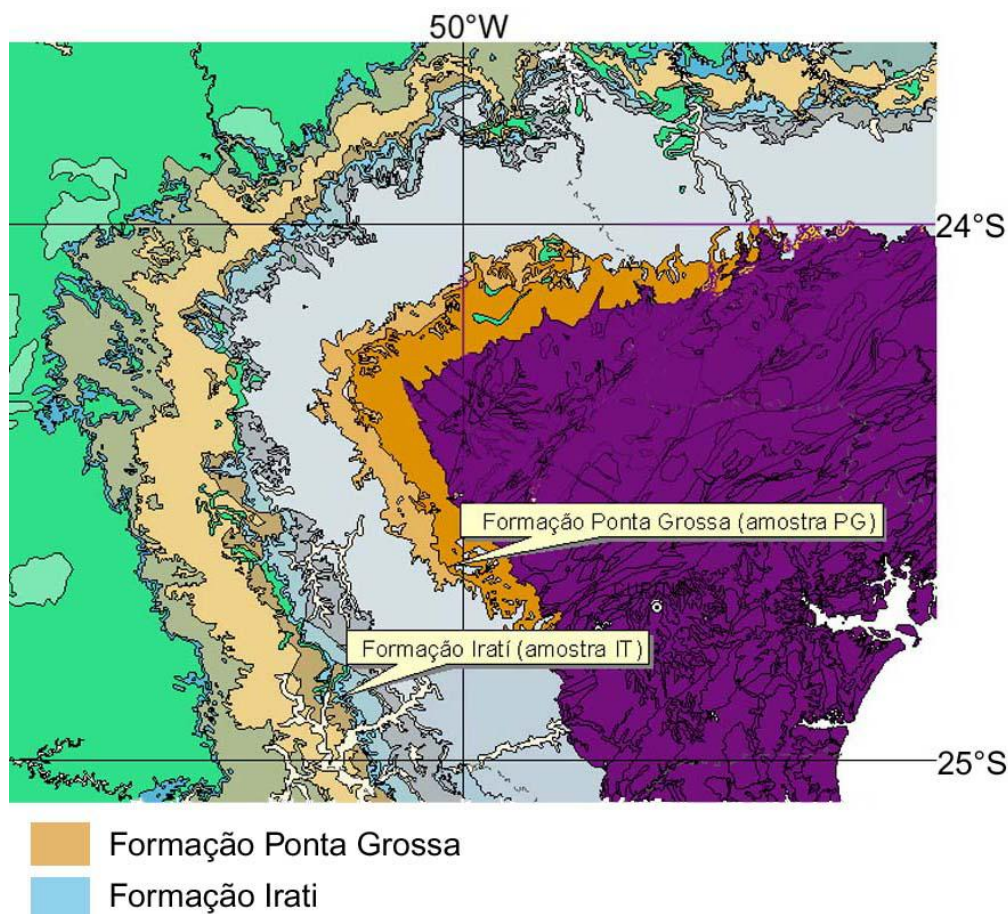


Figura 8: Mapa de localização das amostras IT e PG na Bacia do Paraná mostrando os expressivos afloramentos da seção paleozóica na região do Arco de Ponta Grossa, borda leste da bacia.

Na Bacia do Paraná foram analisadas duas amostras de folhelhos. A amostra IT da Formação Irati, é um folhelho rico em silte com elevados teores de matéria orgânica, proveniente da mineração de folhelho betuminoso da PetroSIX em São Mateus do Sul no Paraná. A amostra PG

da Formação Ponta Grossa é um folhelho rico em matéria orgânica intensamente bioturbado, coletada próximo a Vila Velha em Ponta Grossa no Paraná (fig. 7).

6.2 Formação Ponta Grossa

A Formação Ponta Grossa é constituída por folhelhos cinzas e siltitos e arenitos com marcas de ondas, localmente os folhelhos são ricos em matéria orgânica. Os pelitos são intensamente bioturbados, para o topo da formação são encontrados pequenos pacotes arenosos intercalando-se aos folhelhos de idade frasniana e fameniana (Milani *et al.* 1994). Está inserida na Seqüência Devoniana do Grupo Paraná. Seu contato basal pode ser gradacional com a Formação Furnas, estando situado entre o Praguiano e o Ensiano, e seu contato superior constitui uma expressiva discordância erosiva, abrangendo o mississipiano, entre os grupos Paraná e Itararé. A formação apresenta um caráter geral transgressivo, as camadas de arenitos com marcas de onda na base, e os fósseis sendo indicativos de um ambiente marinho de plataforma rasa com influência de ondas. Para o topo deixam de ocorrer as intercalações arenosas.

A Formação Ponta Grossa é constituída por três membros, da base para o topo, Jaguaíba, Tibagi e São Domingos. Seu vasto conteúdo fossilífero representa a fauna malvinokafrica, de idade devoniana. Seu conteúdo de matéria orgânica varia entre 0,4% e 2,9%, porém apresentando baixo potencial para geração de óleo devido ao avançado estágio de maturação em que se encontra. Apresenta-se sobre-matura em extensas áreas da bacia, sobretudo na porção oeste, decrescendo o estágio de maturação em direção ao norte e leste, onde atinge a janela de geração de óleo. À Formação Ponta Grossa são associadas algumas ocorrências de gás.

6.3 Formação Irati

A Formação Irati é constituída por variada associação faciológica, folhelhos, folhelho betuminoso, arenito, marga, carbonato e anidrita. Foi depositada em ambiente de mar restrito, progressivamente mais salino da base para o topo. Seu vasto conteúdo fossilífero a posiciona estratigraficamente no Kazaniano, Permiano superior, merecendo destaque a fauna de mesossaurídeos. A Formação Irati representa a fase de inundação máxima da seqüência marinha que se estabeleceu na Bacia do Paraná no Permo-carbonífero, passando para o topo para os folhelhos da Formação Serra Alta, esta sotoposta pela seqüência regressiva das formações Teresina e Rio do Rasto e Corumbataí. É sotoposta concordantemente a Formação Palermo. As

interpretações paleoambientais apontam para um mar epicontinental com abertura para o sul. É dividida em dois membros. O Membro Assistência designa as rochas com maior presença de carbonatos, juntamente aos folhelhos ricos em matéria orgânica em alternâncias rítmicas, situa-se nas porções mais periféricas e topo da unidade, mostrando espessuras médias de 30m. O Membro Taquaral designa a porção mais basal da formação, constituído de argilitos e folhelhos cinzas com laminação plano paralela, suas espessuras variam entre 10 e 20m.

Os folhelhos apresentam elevados teores de matéria orgânica, podendo chegar até a 18%, esta caracterizada por querogênios do tipo I e do tipo II com elevado potencial para geração de óleo (Zalán *et al.*, 1994). Esta matéria orgânica mostra-se matura em grande parte da bacia, dando origem a um folhelho betuminoso que constitui uma extensa reserva de hidrocarboneto possível de ser aproveitada, tanto como eventual gerador como a partir do beneficiamento do *xisto pirobetuminoso*.

7 Resultados

São apresentados os resultados da análise de lâminas delgadas, difratometria de raio-x, teores de carbono orgânico total e microscopia eletrônica de varredura das duas amostras analisadas. Também são apresentados os resultados dos testes de qualificação como selantes, os ensaios de compressão uniaxial e os testes de injeção de mercúrio.

7.1 Formação Ponta Grossa

As amostras da Formação Ponta Grossa (PG) são folhelhos ricos em matéria orgânica, composto predominantemente por caulinita e pequena fração de silte. O teste de injeção de mercúrio caracteriza as amostras como selantes eficazes, o mesmo ocorrendo com a ductibilidade avaliada com os ensaios de compressão.

7.1.1 Caracterização petrográfica

Os folhelhos analisados da Formação Ponta Grossa são laminados, com marcada orientação dos argilominerais definindo a fissilidade. Variações nas concentrações de matéria orgânica não possui relação com a laminação (fig. 9). A fração síltica está dispersa na matriz, com teor 7,7%, obtido a partir da contagem de lâminas delgadas. A classe granulometria do silte é da parte inferior, sendo anguloso e composto de quartzo. Palhetas de muscovitas diagenéticas são comuns. São comuns também, lâminas com elevadas concentrações de opacos (fig. 9). Os resultados da contagem de pontos em lâminas delgadas são apresentados na tabela 3.

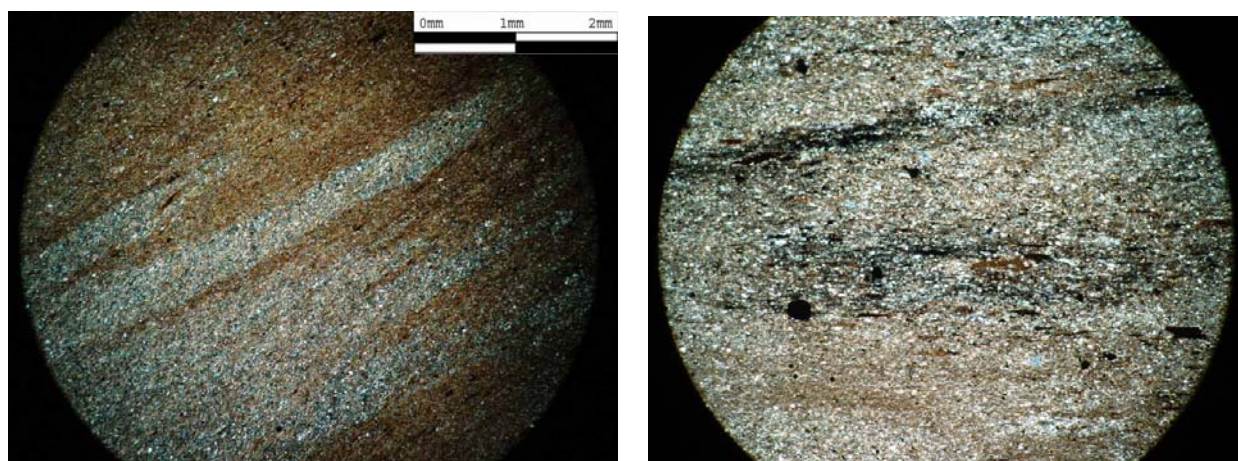


Figura 9 - Fotomicrografias de lâminas delgadas do folhelho da Fm. Ponta Grossa mostrando, à esquerda, a distribuição irregular da matéria orgânica (porção marrom) devido à bioturbação. A foto à direita, mostra uma lâmina rica em material opaco, possivelmente pirita e matéria orgânica

Atributos	PG1%	PG2%	Total %
Quartzo (silte)	8	7,3	7,7
Argilominerais	82	82	82
Opacos (minerais e mat. org.)	7,3	8	7,7
Sericita/muscovita	2,7	2,7	2,7
Total	100	100	100

Tabela 3 – contagem de pontos em lâminas delgadas, 150 pontos por lâmina. Contagem em lâminas ortogonais entre si e a laminação.

A fração argilosa é constituída predominantemente por caulinita, ocorrendo secundariamente clorita e ilita (Tabela 4). Na fração de rocha total foi identificado quartzo, correspondendo a fração de silte, e muscovita correspondente as palhetas de mica identificadas nas lâminas delgadas. O teor de carbono orgânico da amostra é de 0,866%.

Tabela 4 – Percentagem dos argilo-minerais da amostra PG

Caulinita	Ilita	clorita
80%	11%	9%

As análises de microscopia eletrônica de varredura permitiram identificar um forte paralelismo dos argilominerais, e a forma das paletas de muscovita (fig. 11), o que pode ter implicações em uma diferenciação do tamanho do raio das gargantas dos poros.

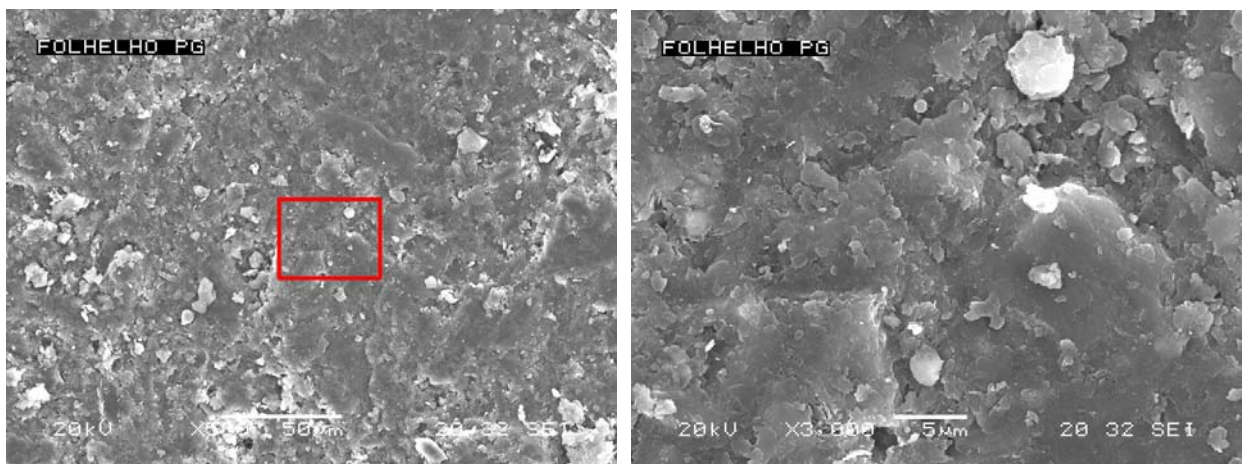


Figura 10 –Imagens em MEV de uma vista superior do folhelho da Fm. Ponta Grossa. Visão geral à esquerda e detalhe da área marcada em vermelho, à direita. A imagem mostra uma aparência homogênea, porém, minerais argilosos, predominantemente caulinita, silte e microporos podem ser observados.



Figura 11 –Imagens em MEV da mesma amostra da figura 10, porém tomada paralelamente à laminação, onde se observa o alinhamento dos argilominerais e das palhetas de muscovitas, maiores que 50µm. Foto à direita mostra detalhe da área marcada em vermelho.

7.1.2 Injeção de Mercúrio

A injeção de mercúrio foi realizada em amostra horizontal e vertical, cujos gráficos, histogramas e tabelas são mostrados e comentados abaixo.

São apresentados os gráficos de pressão de injeção por saturação de mercúrio e histogramas da distribuição do tamanho das gargantas dos poros obtidos por correlação com a pressão capilar, tanto em plugue vertical (figs 12 e 13) como horizontal (figs. 14 e 15).

As curvas de injeção de mercúrio são mostradas em gráficos de injeção de mercúrio por incremento na saturação. As curvas começam com uma saturação inicial de zero. A partir da primeiras entradas de mercúrio a saturação aumenta gradativamente, em função do aumento da pressão e da quantidade de poros de diâmetro relacionado a essa pressão capilar. Isso permite a correlação entre o raio das gargantas dos poros determinado por pressão capilar e a pressão em que é invadida uma quantidade de poros expressa pelo aumento da saturação. Grande aumento de saturação a uma determinada pressão corresponde a grande quantidade de poros do tamanho correspondente a essa pressão capilar. Isso permitiu a confecção de histogramas da distribuição do tamanho das gargantas dos poros.

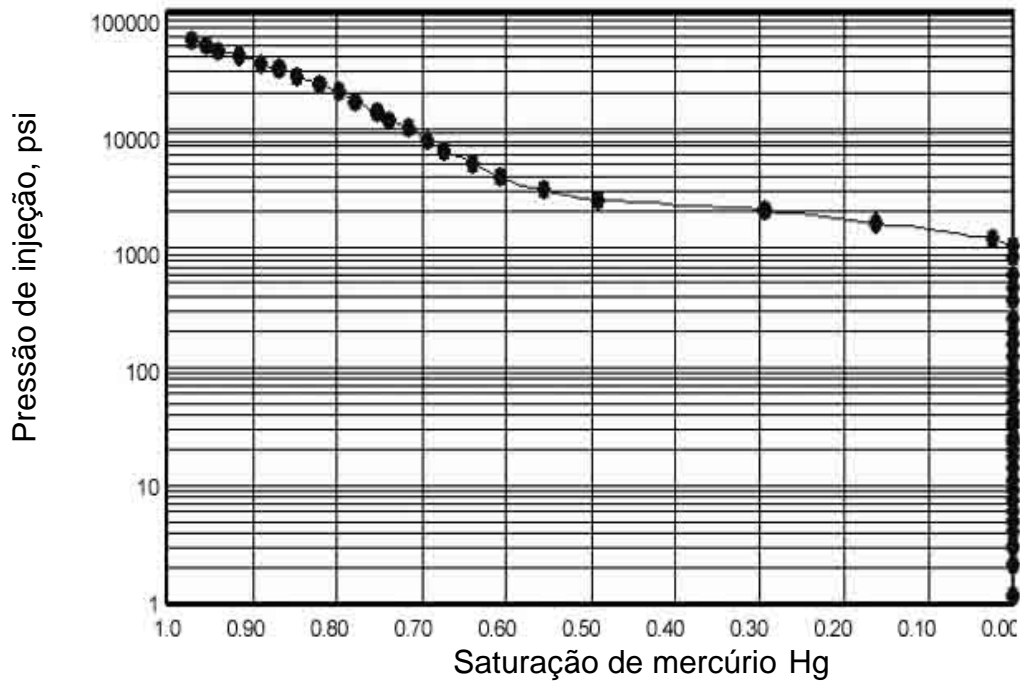


Figura 12 - Injeção de mercúrio no sentido vertical da amostra PG, mostrando o formato sigmoide. A pressão de invasão do mercúrio é maior que a da amostra horizontal (fig. 14).

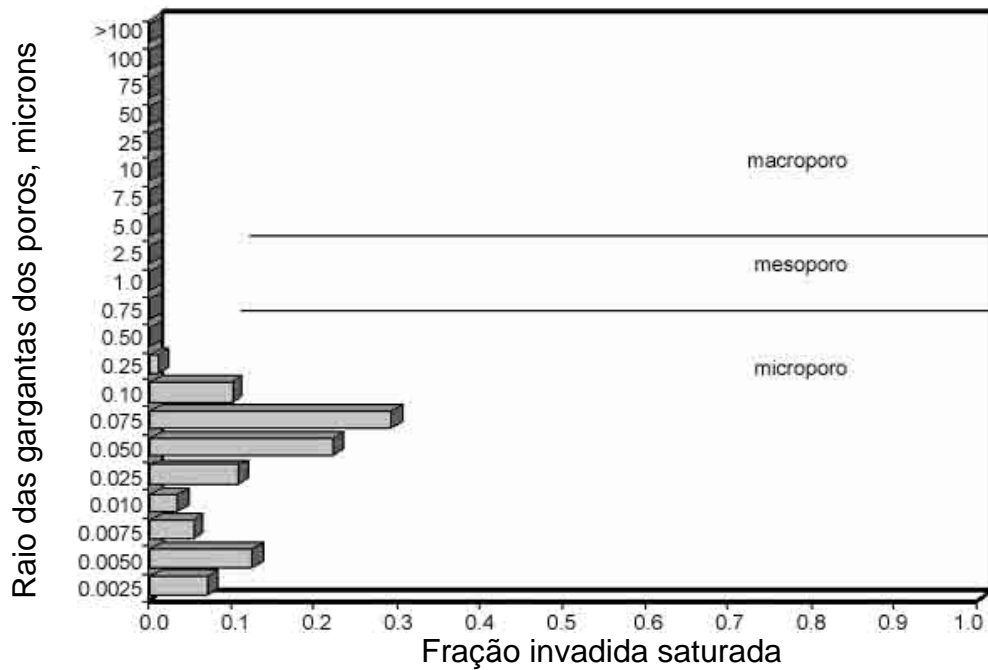


Figura 13 - Histograma da distribuição dos tamanhos dos poros da amostra vertical PG, com bimodalidade no tamanho preferencial dos microporos coerente com o aspecto sigmoide da curva de injeção (fig. 12)

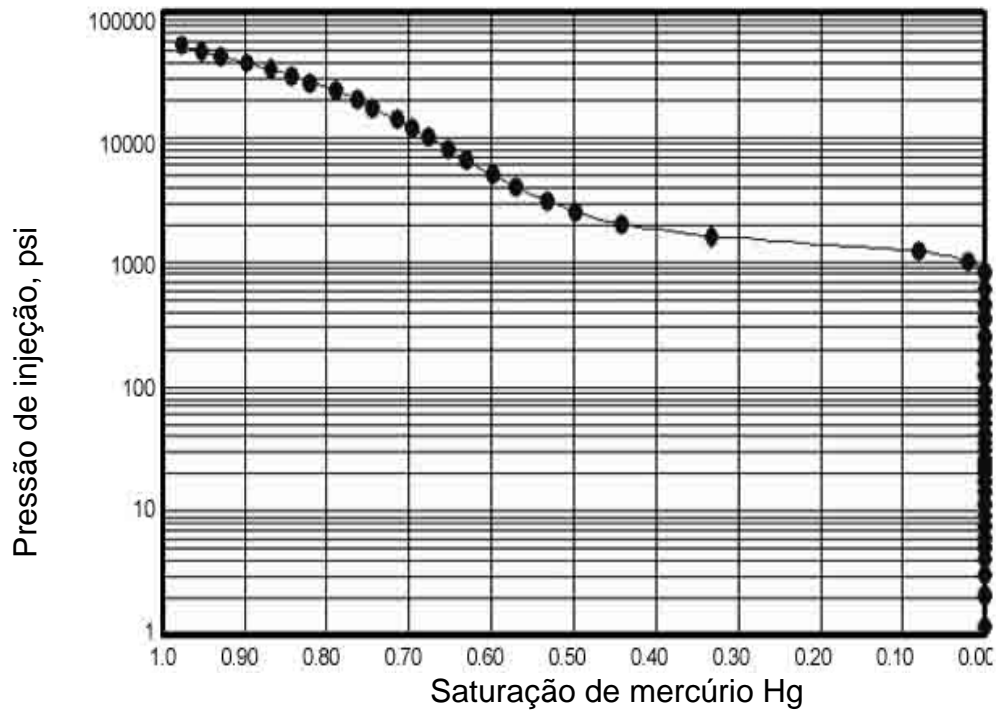


Figura 14 - Injeção de mercúrio no sentido horizontal da amostra PG. A curva de injeção mostrou um formato sigmoide, correspondendo a dois grandes incrementos na saturação. A pressão de invasão deste plugue foi a menor dentre todos os plugues analisados, indicando que a pressão capilar pode limitar a espessura de hidrocarbonetos.

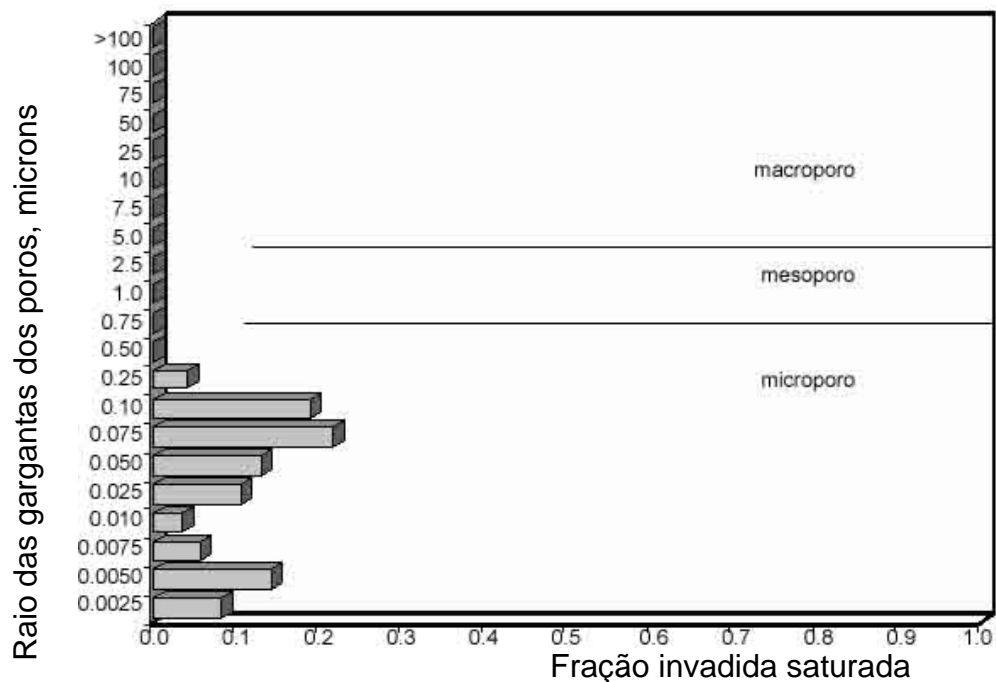


Figura 15 - Histograma da distribuição dos tamanhos dos poros da amostra horizontal PG. É constatada a bimodalidade dos microporos, correspondente aos dois aumentos de saturação. A distribuição dos tamanhos dos poros, também mostra e boa distribuição de microporosidade, sendo observado grande frequência de poros de décimos de micron.

As amostras apresentaram pressões capilares adequadas a rochas selantes. Os dados de pressões de injeção e correlações de pressões capilares e espessura de hidrocarbonetos são sumarizados na tabela 5. As análises de pressão capilar são precedidas de determinação da porosidade em câmara de gás mostrados na tabela 6, que também mostra os resultados da correlação do tamanho das gargantas dos poros com a pressão capilar.

Tabela 5 – Pressões de injeção de mercúrio e correlação com limitação de espessura de hc.

Plugue	Pressão, (psi)	Sistema	Espessura, (m)
Vertical	1016.5	ar-mercúrio	
	136.8	gás-água	125.3
	59.2	óleo-água	207.6
Horizontal	848.4	ar-mercúrio	
	114.2	gás-água	104.6
	43.4	óleo-água	173.2

Tabela 6 – Porosidade determinada com hélio e tamanho dos poros a partir de correlação com o tamanho das gargantas dos poros.

Parâmetros	Qt.
Porosidade vertical	10,5%
Porosidade horizontal	10,0%
Tamanho médio dos poros verticais	0.0420µm
Tamanho médio dos poros horizontal	0,0422µm
Raio dos 1º poros invadidos no teste vertical	0.106µm
Raio dos 1º poros invadidos no teste horizontal	0.127µm

7.1.3 Ensaios de Compressão Uniaxial

São apresentados os resultados dos testes de compressão uniaxial de três plugues da amostra PG. Juntamente com os gráficos de tensão deformação dos respectivos plugues (fig. 16) são mostrados os parâmetros da amostra obtidos com o teste (tab. 7), a resistência à ruptura, a deformação axial máxima, o módulo de deformação e a relação entre a tensão de ruptura e o módulo de deformação. As amostras da Formação Ponta Grossa tiveram um comportamento extremamente dúctil, como pode ser atestado pelos seus módulos elásticos baixos (fig. 17), o que lhes confere boas características como rochas selantes.

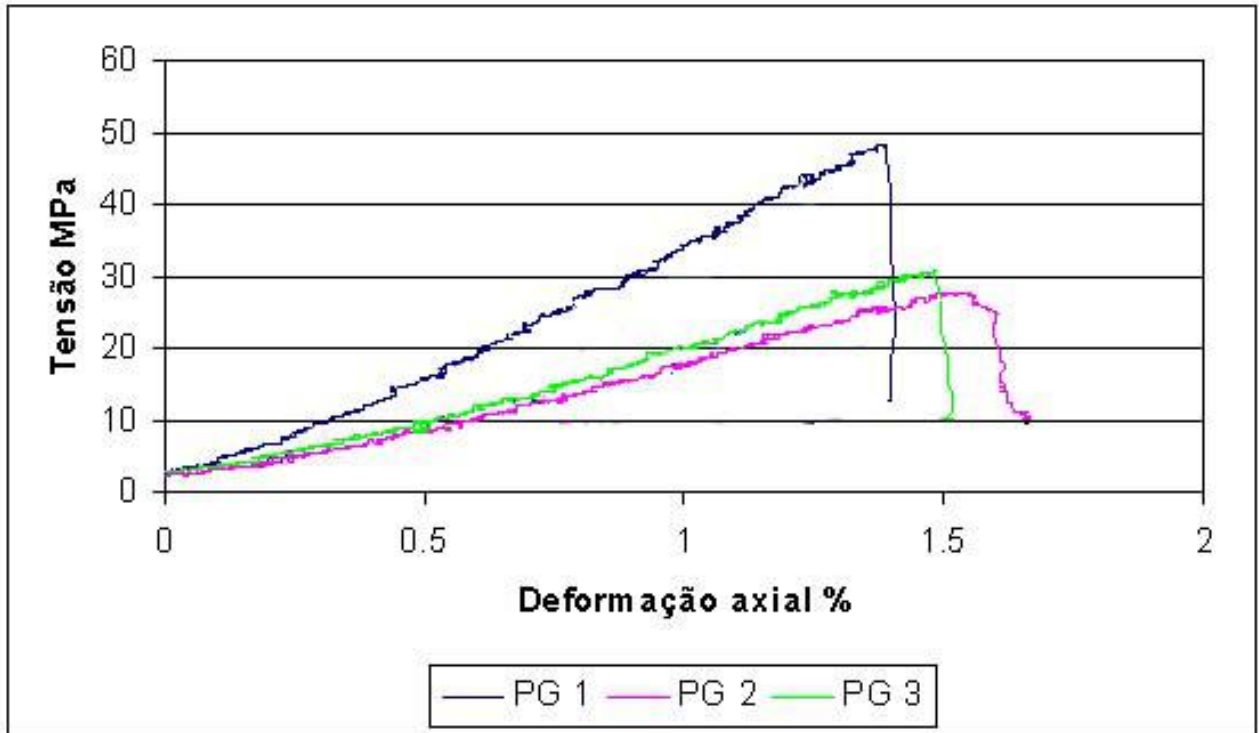


Figura 16 – O gráfico de tensão por deformação em ensaio de compressão uniaxial dos três plugues da amostra da Formação Ponta Grossa que mostram o comportamento ductil da amostra, caracterizado pelo baixo módulo de young e inclinação do coeficiente angular da curva. É notada uma substancial redução na resistência à ruptura e módulos dos plugues dois e três, provavelmente relacionados a alteração e oxidação da amostra.

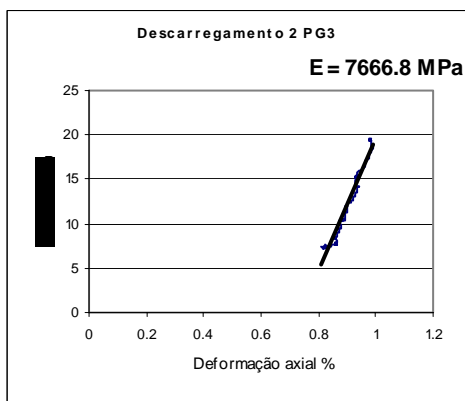
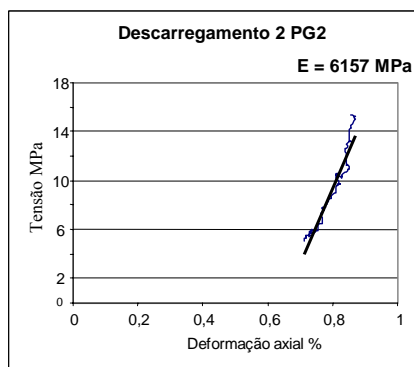
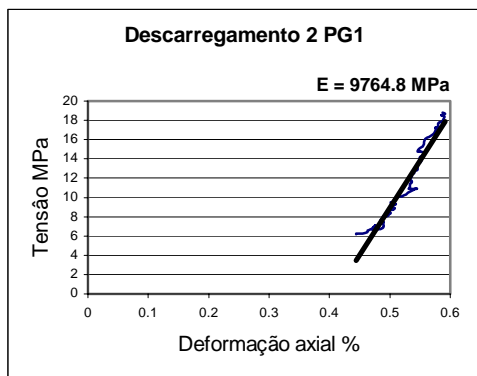


Figura 17 – Módulos elásticos dos três plugues, determinados a partir do segundo descarregamento feito durante os ensaios de compressão nos plugues da amostra PG.

Tabela 7 – Resultados do ensaio de compressão

	Plugue 1	Plugue 2	Plugue 3
Resistência ao Fraturamento	$Q_u = 47.891 \text{ Mpa}$	$Q_u = 27,816 \text{ Mpa}$	$Q_u = 30,843 \text{ Mpa}$
Deformação Máxima	$\epsilon = 1.3684 \%$	$\epsilon = 1,536 \%$	$\epsilon = 1,48 \%$
Modulo de deformação (a 50% de $T_{\text{máx}}$)	$E = 33 \text{ GPa}$	$E = 17.34 \text{ GPa}$	$E = 19,32 \text{ GPa}$
Razão E / Q_u	68.9063	62,3382	62,6398

7.2 Formação Irati

O folhelho da Formação Irati consiste de uma intercalação de silte e argila com teores de matéria orgânica muito altos. É típico deste folhelho a quase ausência de porosidade, o que lhe confere excelentes características como selante, comprovado pelas altas pressões capilares relacionadas às suas gargantas de poros. Por outro lado, apresenta características rúpteis quando comparado ao padrão comumente observado em folhelhos, diminuindo seu potencial como selante devido a maior propensão à formação de fraturas. A seguir são apresentados os resultados através de imagens, gráficos e tabelas comentados, referentes aos aspectos petrofísicos do selante Irati.

7.2.1 Caracterização petrográfica

O folhelho da Formação Irati apresenta uma estrutura laminar bem marcada pela intercalação rítmica de lâminas ricas em silte e lâminas ricas em argila, sendo estas com grande conteúdo de matéria orgânica, conferindo-lhes um aspecto extremamente escuro característico. Uma mesma lâmina pode mostrar variações de espessura, espessando-se ou adelgaçando-se, podendo desaparecer. Estas variações laterais das espessuras das lâminas são *ripples* e/ou causadas por bioturbações. As lâminas de silte tem espessuras geralmente inferiores a 1mm, enquanto as com predominância de argilominerais podem ter espessuras maiores. O folhelho apresenta porosidade muito baixa (tab. 11) e silicificação (fig. 20).

Os teores de matéria orgânica são extremamente altos, comprovados pelos teores de carbono orgânico total de 22.7%.

Constituintes\ Amostra	IT1	IT2	Total %
Quartzo (silte)	20,7%	23,3%	21,3%
Feldspato (silte)		1,3%	0,7%
Argilominerais e mat. orgânica	74%	70%	72%
Opacos	3,3%	3,3%	3,3%
Mica fina	2%	2%	2%

Tabela 8 – Contagem de 150 pontos em duas lâminas delgadas ortogonais entre si e a laminação.

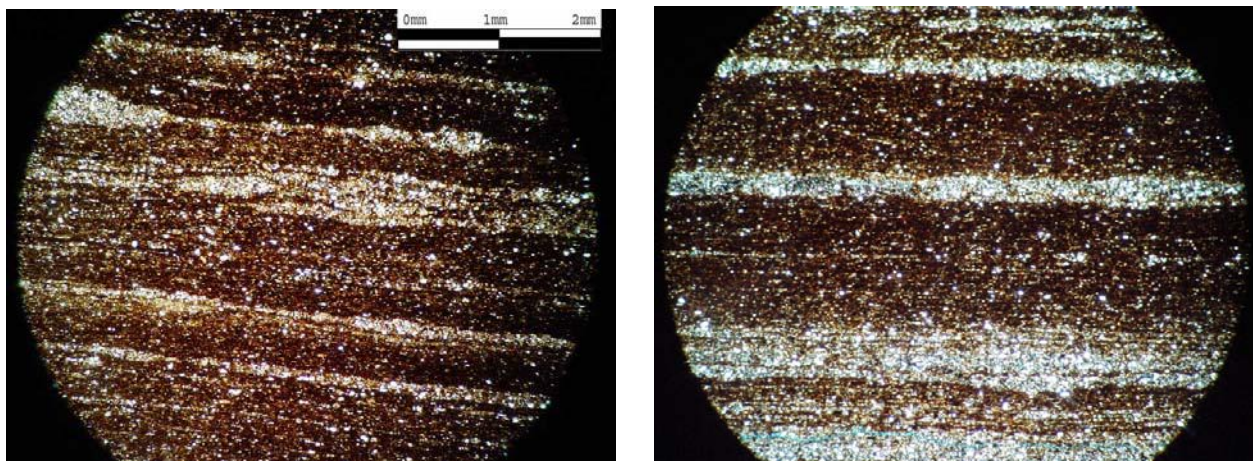


Figura 18 - Fotomicrografia em luz polarizada e nicóis cruzados mostrando a intercalação de lâminas com predominância de silte (claras), e lâminas com predominância de argilominerais ricos em matéria orgânica (escuras). Embora a continuidade das lâminas silte/argila seja grande, às vezes podem ser perturbadas por bioturbação (parte superior da foto à esquerda).

O teor de silte contado em lâmina delgada (tab.7) é de 22%, o silte é muito fino e anguloso e composto predominantemente por quartzo, também tendo sido encontrado feldspato. O restante da rocha corresponde a argilominerais, predominantemente interestratificados ilíta-esmectita, identificados por difratometria de raio-X da fração fina (tab. 8), e matéria orgânica com pirita associada, identificada no difratograma de rocha total, onde também foi identificado o quartzo correspondente ao silte.

Tabela 9 – Percentagens de argilominerais determinados por DR-X da amostra IT

Caulinita	Ilita	Interestratificado I-S
9%	45%	46%

As análises de microscopia eletrônica de varredura permitiram a confirmação da ausência da porosidade e mostraram evidências da silicificação a partir da identificação de faces cristalinas em grãos de quartzo. Essas características são determinantes do potencial da rocha como selante, tanto por pressões capilares, como por ductibilidade.

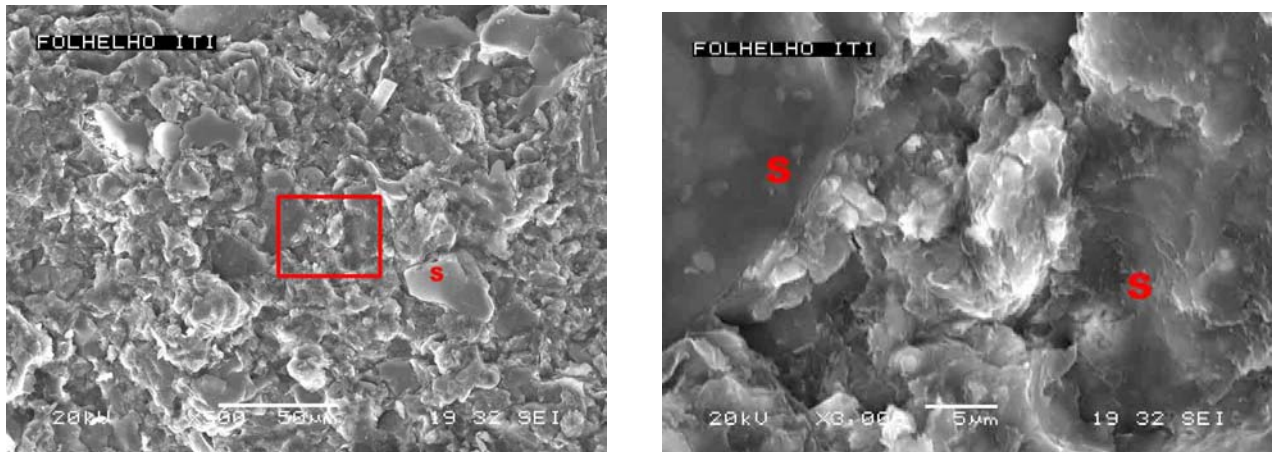


Figura 19 – Imagens de microscópio eletrônico de varredura do plano de fissilidade das amostras da Formação Irati. A região marcada no centro da figura a esquerda corresponde a imagem da figura a direita. Os grãos marcados com a letra S assemelham-se a grãos de silte.

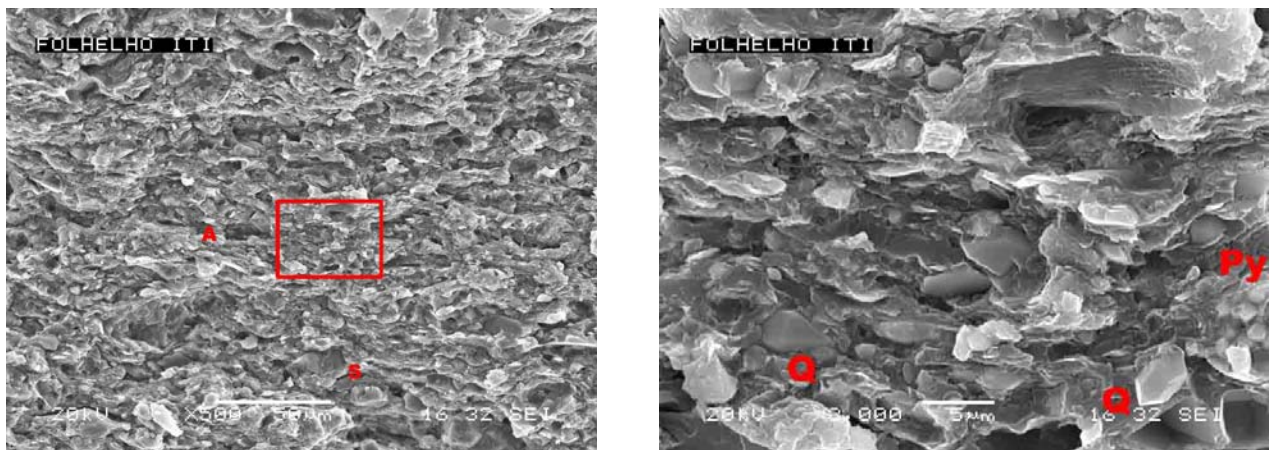


Figura 20 – Imagens perpendiculares a fissilidade dos argilominerais. A imagem da esquerda mostra o nítido paralelismo dos argilominerais, podendo ser identificadas regiões com predominância de silte muito fino (S), e regiões com predominância de argilominerais (A). A imagem da direita é o detalhe da parte indicada da imagem a esquerda. Podem ser identificados quartzo com faces cristalinas bem definidas (Q) dando indício de silicificação, e piritas framboidais (Py).

7.2.2 Injeção de Mercúrio

São apresentados os gráficos de pressão de injeção por saturação de mercúrio e histogramas da distribuição do tamanho das gargantas dos poros obtidos por correlação com a pressão capilar de invasão, em plugues de injeção vertical (figs. 21 e 22) e de injeção horizontal (figs 23 e 24) da Formação Irati. Os dois plugues tiveram altas pressões de invasão (tab. 11).

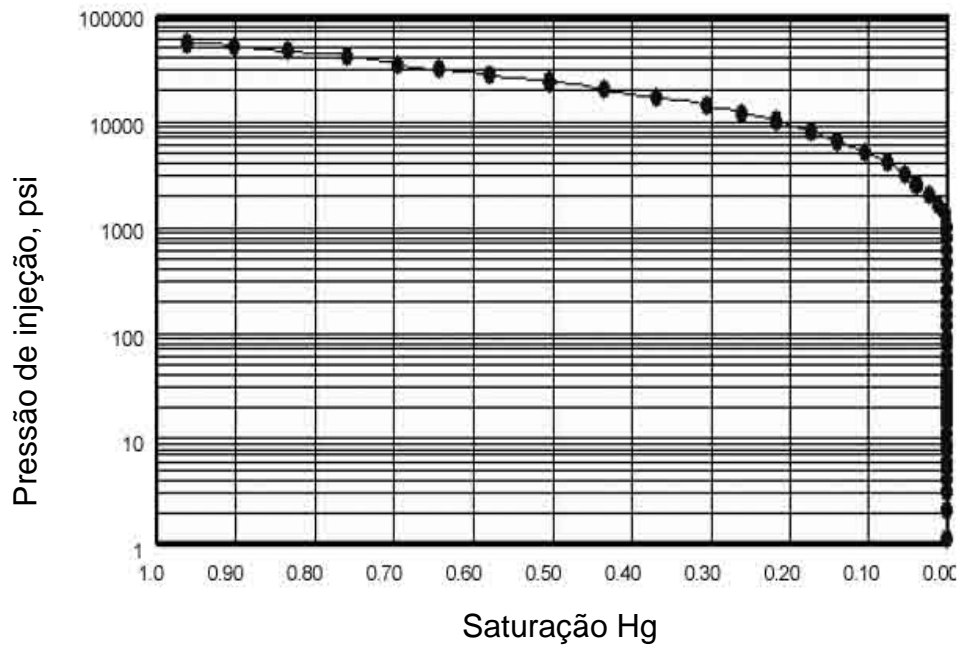


Figura 21 - Injeção de mercúrio no sentido vertical da amostra IT, mostrando altas pressões capilares. A invasão de mercúrio a altas pressões corresponde à capacidade de reter grandes espessuras de colunas de hidrocarboneto.

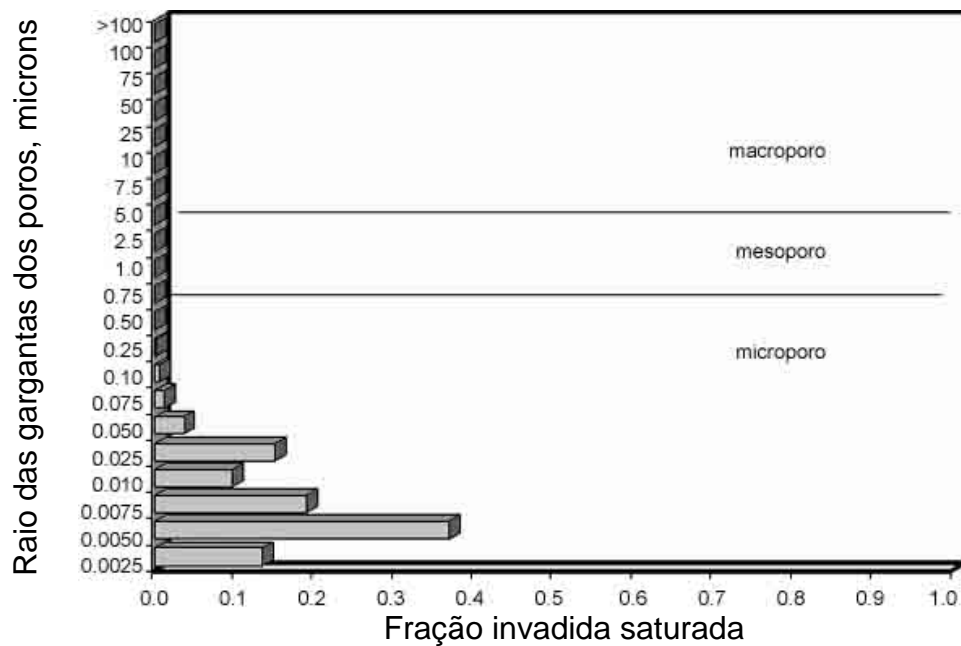


Figura 22 - Histograma da distribuição dos tamanhos dos poros da amostra vertical IT. O tamanho reduzido da microporosidade é relacionado às altas pressões de invasão do mercúrio (fig. 21).

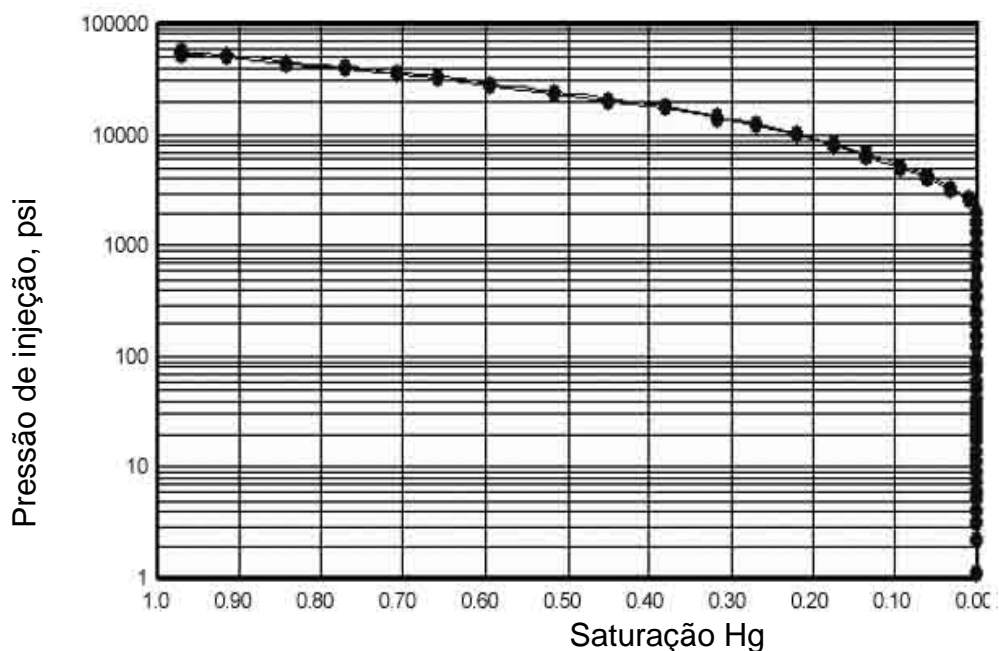


Figura 23 - Injeção de mercúrio no sentido horizontal da amostra IT, mostrando as altíssimas pressões capilares, maiores que a injeção no plugue vertical e em muito superior a pressões de hidrocarbonetos em reservatórios.

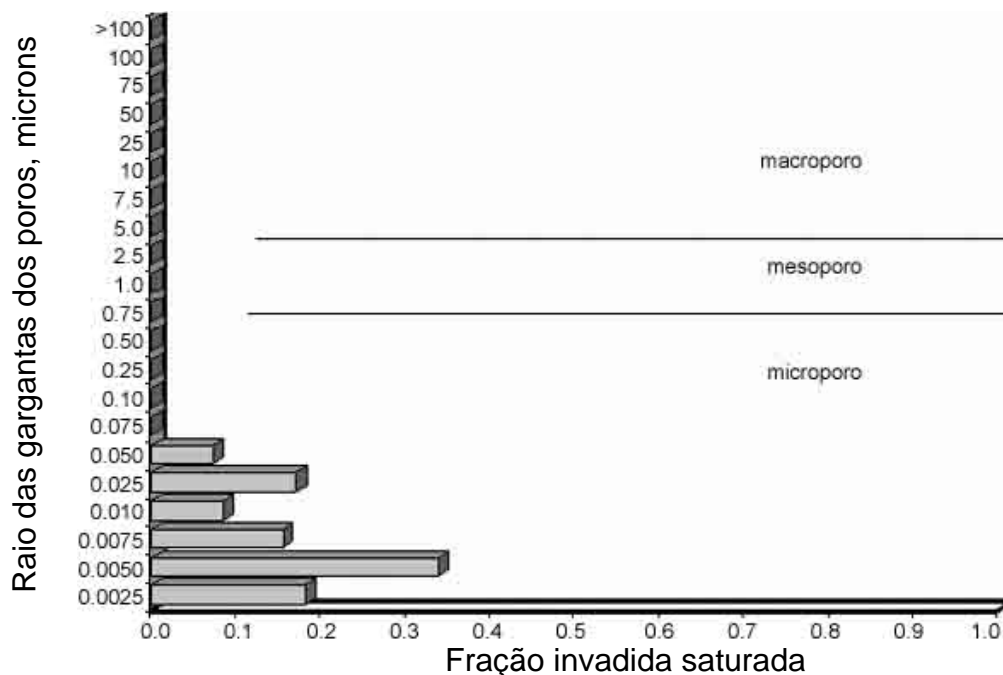


Figura 24 - Histograma da distribuição dos tamanhos dos poros da amostra horizontal IT, mostrando o tamanho dos microporos de milésimos de microns. A distribuição dos tamanhos dos poros é muito semelhante a do plugue vertical.

As amostras apresentaram pressões capilares em muito superiores a reservatórios de petróleo, conferindo-lhes excelentes características como selantes. Os dados de pressões de injeção e correlações de pressões capilares e espessura de hidrocarbonetos são resumidos na tabela 10. As porosidades em câmara de gás e os resultados da correlação do tamanho das gargantas dos poros com a pressão capilar são mostrados na tabela 10.

Tabela 10 – Pressões de injeção de mercúrio e correlação com limitação de espessura de HC.

	Pressão, psi	Sistema	Espessura (m)
Vertical	1134.1	A-Hg	
	152.6	G-W	139.7
	66.1	O-W	231.5
Horizontal	2244.7	A-Hg	
	302.1	G-W	276,0
	130.8	O-W	458.2

Tabela 11 – Porosidade determinada e tamanho dos poros a partir de correlação com o tamanho das gargantas dos poros.

Parâmetros de Poros	Valor
Porosidade vertical	0,9%
Porosidade horizontal	0,6%
Tamanho médio dos poros vertical	0.0046μm
Tamanho médio dos poros horizontal	0,0046μm
Raio dos 1º poros invadidos no teste vertical	0.095μm
Raio dos 1º poros invadidos no teste horizontal	0.048μm

7.2.3 *Ensaio de Compressão Uniaxial*

São apresentados os resultados dos ensaios de compressão de três plugues da amostra IT. Juntamente com os gráficos de tensão por deformação (fig. 25) de cada plugue, são mostrados os parâmetros da amostra obtidos com o teste (tabela 12), a resistência a ruptura, a deformação axial máxima, o módulo de deformação e a relação entre a resistência a ruptura e o módulo de deformação. São obtidos os módulos elásticos das cada amostra (fig. 26) a partir da linha de tendência dos segundos descarregamentos de cada ensaio.

Tabela 12 – Resultados dos testes de compressão da amostra IT

	Plugue 1	Plugue 3
Resistência ao Fraturamento	57,705 Mpa	$Q_u = 54,953$ Mpa
Deformação Máxima	$\epsilon = 1,563\%$	$\epsilon = 1,325\%$
Módulo de deformação (a 50% de $T_{máx}$)	$E = 40,26$ GPa	$E = 44,82$ GPa
Razão E / Q_u	69,77	81,56060

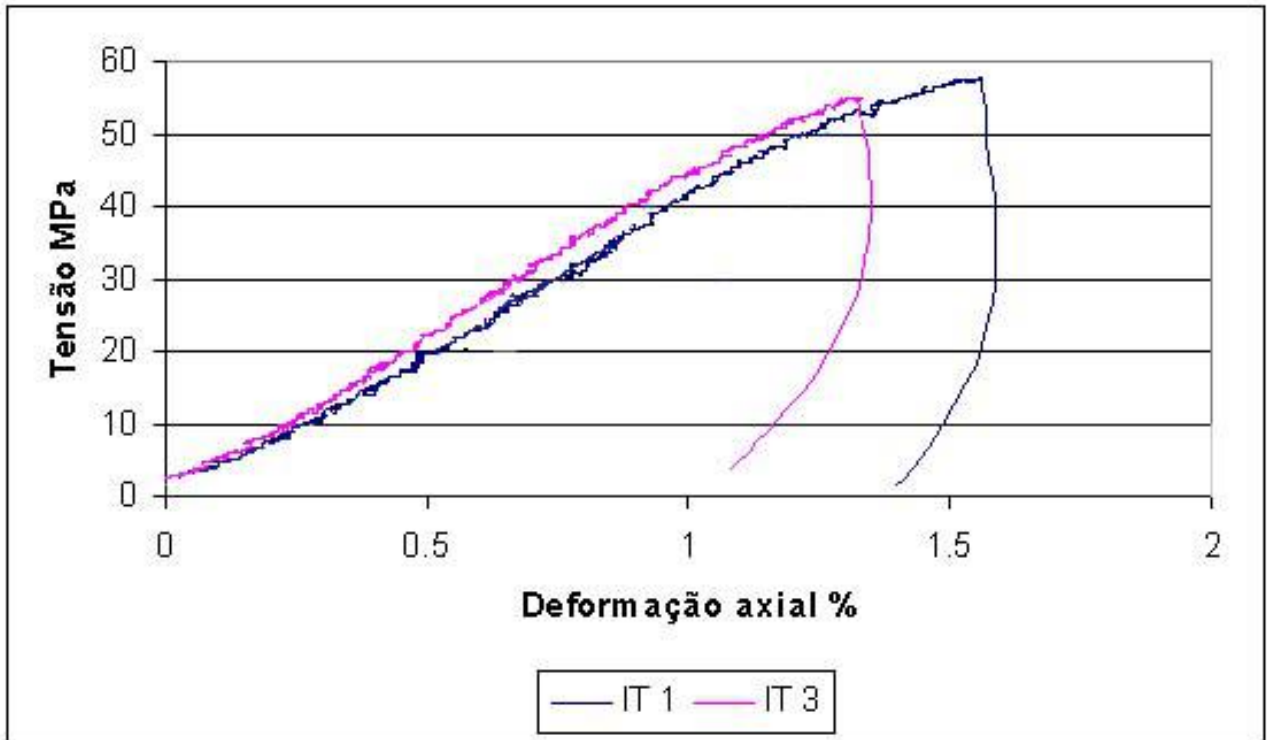


Figura 25 – Curvas de tensão por deformação em ensaio de compressão uniaxial da amostra IT, que apresentaram grande resistência à ruptura.

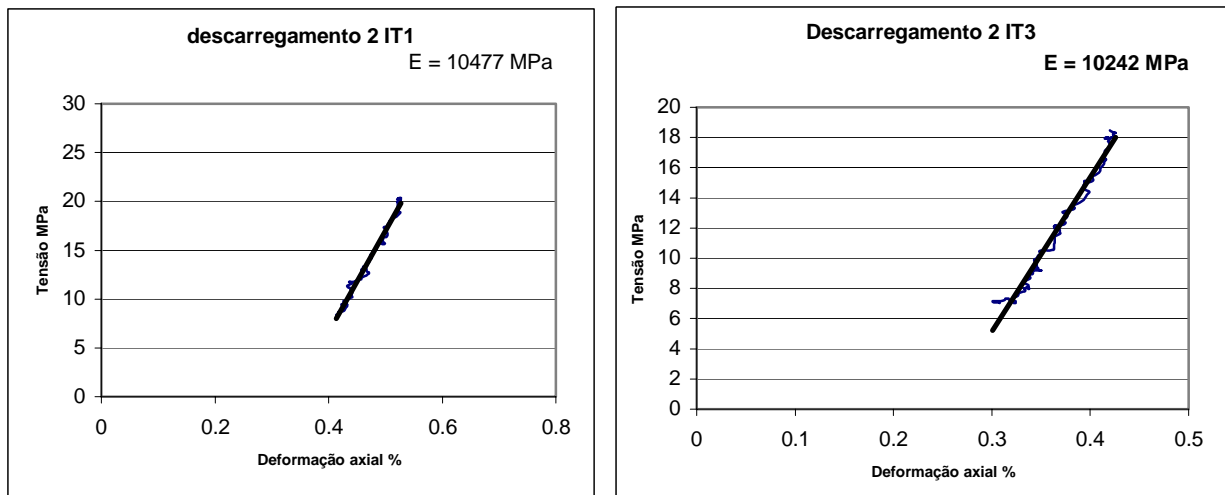


Figura 26 – Módulos elásticos dos três plugues, determinados a partir dos segundos descarregamentos feitos durante os ensaios de compressão nos plugues testados (fig. 25).

8 Análise dos Resultados

8.1 Injeção de Mercúrio

Todas as amostras analisadas mostraram elevadas pressões capilares, o que lhes confere excelentes características como selantes. As pressões capilares observadas são em muito superior às pressões de reservatórios de hidrocarbonetos, confirmando que os folhelhos apresentam as características necessárias a uma rocha selante.

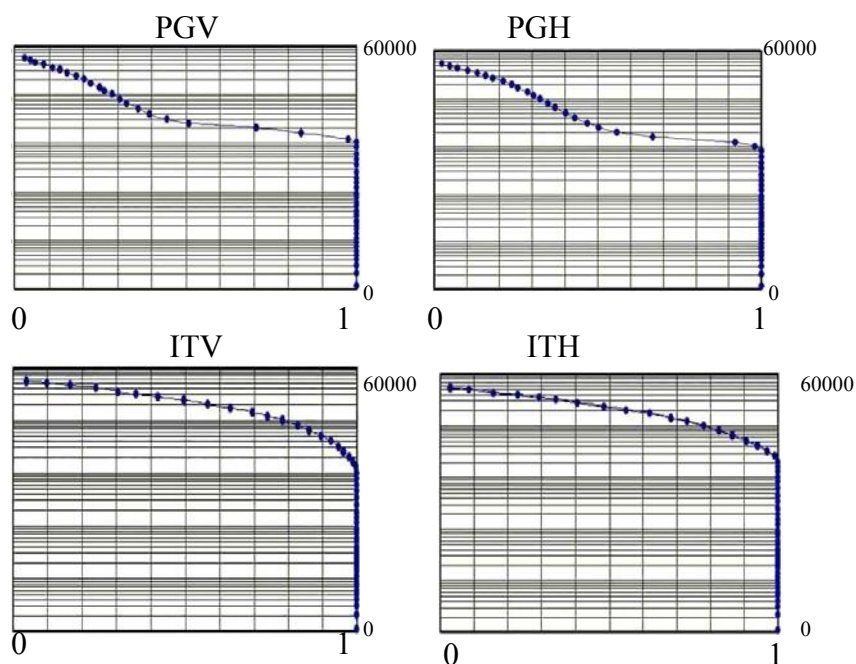


Figura 27 - Gráficos monolog de pressão em psi (logarítmico) por saturação da injeção de mercúrio (normal) nas amostras analisadas

Dentre as amostras analisadas a que apresentou melhores características como selante em termos de pressão capilar é a da Formação Irati. A correlação da pressão de invasão de mercúrio com a espessura de hidrocarbonetos capaz de ser retida indicou para espessuras das colunas de hidrocarbonetos, tanto petróleo como gás, em muito superior a maior espessura do reservatório na maioria das trapas conhecidas no mundo (tab. 12). As amostras da Formação Ponta Grossa podem eventualmente ter sua capacidade como selante limitada em caso de reservatórios altamente pressurizados.

Tabela 13- valores de pressões capilares e espessuras de coluna de hidrocarboneto

Amostra	Pressão capilar óleo-água (psi)	Espessura de óleo (m)	Pressão capilar gás-água (psi)	Espessura de gás (m)	Porosidade
PGV	59.2	207.52	136.8	125.21	0.105
PGH	49.4	173.21	114.2	104.50	0.100
ITV	66.1	231.55	152.6	139.71	0.009
ITH	130.8	458.27	302.1	276.50	0.006

8.1.1 Formação Irati

As elevadas pressões capilares das amostras da Formação Irati estão relacionadas a suas baixíssimas porosidades, menores que 1%. Mesmo contando com características que tendem a engrandecer a permeabilidade e diminuir as pressões capilares de invasão, como a presença de elevados teores de silte (tab. 8), as pressões capilares constatadas foram extremamente altas, o que pode estar relacionado a intensa recristalização de sílica e obliteração da porosidade. A recristalização de sílica e a baixa porosidade, puderam ser confirmados nas análises de MEV, onde as faces cristalinas da sílica indicam a recristalização (fig 20), e a não constatação dos tons escuros característicos da porosidade confirmam os resultados de porosidade em câmara de gás.

8.1.2 Formação Ponta Grossa

As amostras da Formação Ponta Grossa, mostraram uma bimodalidade na distribuição do tamanho das gargantas dos poros, caracterizada por uma sinuosidade da curva de injeção, tanto no plugue horizontal como no vertical (fig. 27). A compactação e recristalização obliterando a porosidade, foram muito menos efetivos do que na Formação Irati o que parece relacionar-se diretamente com a pressão capilar. As contagens em lamina delgadas forneceram um teor de silte de aproximadamente 7% (tab. 3), uma quantidade considerável, o que pode estar relacionado a um determinado grupo de gargantas dos poros, enquanto as gargantas de poros associadas a contatos exclusivamente entre argilominerais, corresponderia ao outro tamanho preferencial de invasão dos poros.

As espessuras de gás no plugue vertical (tab. 5) fornecem um indicativo de restrição da capacidade como selante, porém ressalta-se que a correlação de espessura utilizada é feita com a boiabilidade do gás superestimada, correspondendo a reservatórios altamente pressurizados.

8.2 Ensaios de Compressão

8.2.1 Formação Irati

Mostra boas características como rocha selante, apresentando relativamente alta ductibilidade, porém baixa para o padrão de folhelhos. Seus módulos elásticos lhe conferem boas características como selantes, apesar de serem os maiores das amostras analisadas (fig. 26). Suas relativamente baixas deformabilidades, comparada as outras amostras analisadas (fig. 28) estão relacionadas a intensa cimentação e recristalização de sílica e os altos teores de silte, o que

aproxima seu comportamento a de outros tipos de rochas sedimentares mais rúpteis. Para efeito de comparação, isto pode ser observado no gráfico em que são mostrados os campos onde se inserem diferentes tipos de rochas (fig 29). Também apresenta relativamente alta resistência ao fraturamento para o padrão dos folhelhos.

A composição da fração argilosa, formada predominantemente por interestratificados de illita-esmectita (tab. 9), e o alto conteúdo em matéria orgânica tendem a conferir uma maior deformabilidade ao folhelho Irati, porém a intensa cimentação, o conteúdo em silte e as baixas porosidades é que são determinantes de seu comportamento relativamente rúptil para o padrão de deformação de folhelhos.

8.2.2 Formação Ponta Grossa

As amostras da formação Ponta Grossa possuem altos teores de argilominerais, determinante de sua ductibilidade. Sua porosidade também parece ser determinante na sua capacidade de se deformar. O conteúdo de argilominerais, predominantemente caulinita (tab. 4), diminui sua deformabilidade, o que pode torná-la mais rúptil em relação a outros folhelhos.

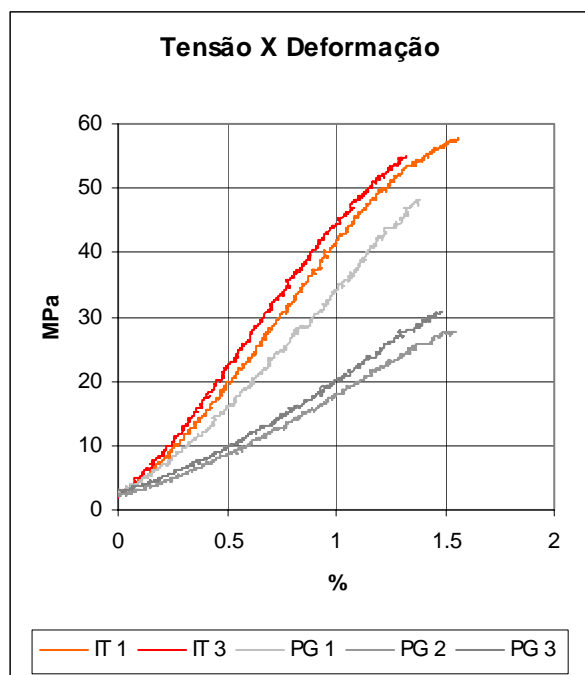


Figura 28 – Gráficos tensão por deformação axial da Formação Irati (IT1 e IT3) e Formação Ponta Grossa (PG1, PG2 e PG3). É observado a inclinação mais acentuada das amostras da Formação Irati, indicando um comportamento mais rúptil.

A variação nos resultados das análises nos três plugues (fig. 28) é relacionado a heterogeneidade nos estados de alteração dos diferentes plugues e a impossibilidade de se obter todos os plugues da mesma amostra não intemperizada. O plugue com menor grau de intemperismo, sem frentes de oxidação apresentou relativamente alta resistência à ruptura, e boa

ductibilidade, com módulos de elasticidades adequados a rochas selantes. Os dois outros plugues mostravam percolação de frentes de oxidação em fissuras. Esses plugues tiveram baixa resistência à ruptura (figs 16), e altas ductibilidades, constatadas pelos menores módulos elásticos observados (fig 17). A perda da resistência está relacionada à oxidação em algumas direções preferenciais, relacionado à preexistência de alguma abertura de fissura. As altíssimas ductibilidades podem estar relacionadas à presença de dissoluções e aumento de porosidades, acomodando uma maior deformação.

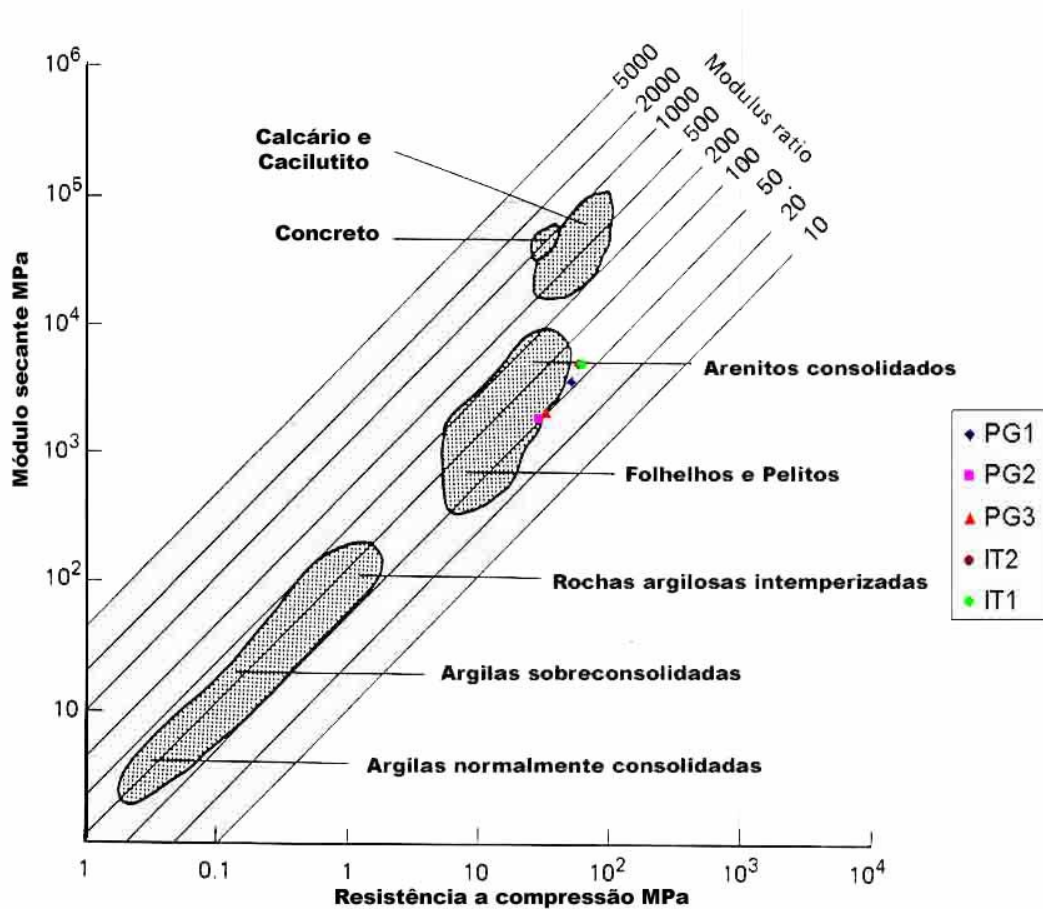


Figura 29 – Gráfico da relação entre o módulo de Young e a resistência à ruptura em ensaio uniaxial, com campos de ocorrência comuns de algumas rochas sedimentares e concretos (Franklin e Dusseault, 1989)

9 Conclusões

1 – O aumento da pressão capilar devido ao fechamento dos poros por compactação e cimentação enquanto por um lado conferem boas características ao selante, por outro lado podem diminuir este potencial, uma vez que a torna mais propensa ao fraturamento.

2 – As amostras da Formação Ponta Grossa mostraram excelentes características para atuar como rocha selante quanto a sua boa ductibilidade. Os resultados de pressão capilar demonstram que os folhelhos atuariam como um selante eficaz, podendo reter colunas de 173,2 metros de óleo e 104,6 metros de gás. Haveria restrições em casos que as pressões de gás dos reservatórios fossem extremamente altas.

3 – A silicificação da amostra da Formação Irati foi determinante na definição de sua qualidade como selante, conferindo-lhe excelentes características de pressões capilares. Porém, confere-lhe também, uma maior ruptibilidade em relação ao padrão de folhelhos, o que pode constituir um fator de risco à integridade da rocha selante. As espessuras das colunas de óleo e gás que podem ser retidas por este selante são respectivamente 231,5 e 139,7 metros.

4 – As análises de rochas selantes em escala microscópica deveriam ser mais uma ferramenta obrigatória na avaliação do risco de prospectos exploratórios, ressaltando-se o perigo de se extrapolar os dados de uma região para outra.

10 Referências Bibliográficas

- Bieniawski, Z. T. e Bernede, M. J. (1978) Suggested methods for determining the uniaxial compressive strength and deformability of rock materials *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts* vol.16 nº2 pág. 135-149.
- Dewurst, D. N., Yang, Y and Aplin, A. C. Permeability and fluid flow in natural mudstones *Muds and Mudstones; Physical and Fluid-Flow Properties* Geological Society Special Publication N° 158 pág. 23-44.
- Downey, M. W. (1984) Evaluating seals for hydrocarbon accumulations. *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 68, 1752-1763.
- Finkbeiner, T., Zoback, M., Flemings, P. e Stump, B. (2001) Stress, pore pressure, and dynamically constrained hydrocarbon columns in the South Eugene Island 330 field, northern Gulf of Mexico *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* v. 85, no. 6, pág. 1007–1031.
- Grauls, D. J. and Baleix, J. M. Role of overpressures and *in situ* stresses in fault-controlled hydrocarbon migration: a case study *Marine and Petroleum Geology* 1994 Volume 11 Number 6.
- Hildelbrand, A. and Urai, J. L. (2003) Investigation of the morphology of pore space in mudstones – firsts results *Marine and Petroleum Geology*.
- Ingram, G.M. and Urai, J. L., Top-seal leakage through faults and fractures: the role of mudrocks properties *Muds and Mudstones; Physical and Fluid-Flow Properties* Geological Society Special Publication N° 158 125-136.
- Kaldi, J., O'Brien, G., Dewurst, D., Lisk, M. and Gartrell, A. (2000) Hydrocarbon Sealing Potential of Faults and Cap Rocks *Annual Review AACP*.
- Milani, E. J., França, A. B. e Scheneider, R. L. (1994) Bacia do Paraná *Boletim de Geociências da Petrobrás* nº 1 , vol. 8 pág. 69-82.
- Olgaard, D. L., Urai, J., Hildelbrand, A. Dell'Angelo, L. N., Nuesch, R. and Ingran, G. (1997) The influence of swelling clays on the deformation of mudrocks *Journal of rock Mechanical* 34, 364.

- Petley, D. N. Failure envelopes of mudrocks at high confining pressures *Muds and Mudstones; Physical and Fluid-Flow Properties* (1999) Geological Society Special Publication N° 158 61-72.
- Scholmer, S. and Krooss, B. M. (1997) Experimental characterization of the hydrocarbon sealing efficiency of cap rocks *Marine and Petroleum Geology* 14, 565-580.
- Schwalter, T. T. (1979) Mechanism of secondary hydrocarbon migration trapping *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 63, 723-760.
- Vavra, C. L., Kaldi, J. G. and Sneider, R. M. (1992) Geological applications of capillary pressures: a review *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 76, 840-850.
- Wardlaw, N. C. and McKellar, M. (1981) Mercury porosimetry and the interpretation of pore geometry in sedimentary rocks and artificial models *Powder Technology* 29, 127-143.
- Watts, N. L. (1987) Theoretical aspects of cap-rocks and fault seals for single and two phases hydrocarbons columns. *Marine and Petroleum Geology* 4, 274-307.
- Zalán, P. V., Astolfi, M. A. M., e Wolf, S. (1994) The Paraná Basin, Brazil *AAPG Memoir 51 Interior Cratonic Basins* pág. 681-708.