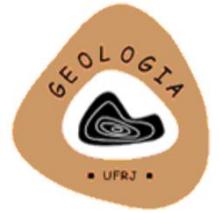




UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
IGEO - DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



**PERMOPOROSIDADE EM CARBONATOS SOB
DIFERENTES ESCALAS DE AMOSTRAGEM E PRESSÕES
CONFINANTES**

Plinio Cancio Rocha da Silva Junior

Rio de Janeiro
Agosto de 2011

**PERMOPOROSIDADE EM CARBONATOS SOB DIFERENTES ESCALAS DE
AMOSTRAGEM E PRESSÕES CONFINANTES**

Plinio Cancio Rocha da Silva Junior

**Trabalho de conclusão do curso de Graduação
em Geologia apresentado ao Departamento de
Geologia da Universidade Federal do Rio de
Janeiro, como parte dos requisitos necessários à
obtenção do título de Geólogo.**

Orientador: Emílio Velloso Barroso

Co-orientador: Marcelo Fagundes de Rezende

**Rio de Janeiro
Agosto de 2011**

SILVA JR., P. C. R.

Permoporosidade em carbonatos sob diferentes escalas de amostragem e pressões confinantes. Plinio Cancio Rocha da Silva - Rio de Janeiro: UFRJ/ IGeo – Departamento de Geologia, 2011.

XI, 39 p.

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2011.

Orientadores: Emílio Velloso Barroso e Marcelo Fagundes de Rezende.

1. Petrofísica 2. Carbonato. 3. *Whole core* 4. Permeâmetro 5. Porosímetro 6. Pressão de confinamento. I. BARROSO, E. V. II. IGeo/UFRJ. III. Título.

PERMOPOROSIDADE EM CARBONATOS SOB DIFERENTES ESCALAS DE AMOSTRAGEM E PRESSÕES CONFINANTES

Trabalho de conclusão do curso de Graduação em Geologia apresentado ao Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Geólogo.

Orientador: Emílio Velloso Barroso

Co-orientador: Marcelo Fagundes de Rezende

Examinado por:

Professor Doutor Emílio Velloso Barroso – UFRJ (orientador)

Geólogo Marcelo Fagundes de Rezende – PETROBRAS (orientador)

Professor Doutor Fábio André Perosi – UFRJ

Professora Doutora Helena Polivanov – UFRJ

Data: 1º de agosto de 2011.

AGRADECIMENTOS

Ao Curso de Graduação em Geologia da UFRJ, que entrou na minha vida e me fez encontrar o caminho que eu buscava. Essa é uma graduação completamente distinta, que oferece grandes experiências de vida com os inúmeros trabalhos de campo e apresenta o mundo fantástico da Geologia.

A todos os meus mestres, desde professora primária aos da faculdade, por tudo que me ensinaram e por me fazerem respeitar e admirar a profissão de professor.

Aos amigos do Laboratório de Petrofísica Básica do Cenpes, que me aturaram durante esses últimos meses, no meu período de Estágio, e que me ajudaram na confecção do presente trabalho.

Aos amigos da graduação, que tornaram esses anos inesquecíveis, com as “resenhas cruciais” antes das provas, com as tradicionais e cada vez mais escassas “Zecas - Feiras” e, principalmente, com as cômicas histórias do dia-a-dia e dos trabalhos de campo, incansavelmente lembradas e discutidas. Um grande abraço para todos vocês.

Aos meus familiares e amigos mais próximos, que sempre acreditaram em meu potencial, principalmente no momento mais difícil da minha vida.

As duas mulheres da minha vida, que são a minha mãe, Geísa, e minha irmã, Suelen. Obrigado pelo amor, carinho, paciência e apoio incondicional em todos os momentos. Saibam que essa é uma vitória nossa e que ainda conquistaremos muitas coisas juntos.

Enfim, dedico esse trabalho ao meu pai, Plínio, que infelizmente já não está entre nós, mas viveu sua breve vida em função da nossa família, lutando muito pra oferecer a melhor educação para mim e minha irmã. Essa minha primeira conquista é para você.

RESUMO

SILVA JR., P. C. R. **Permoporosidade em carbonatos sob diferentes escalas de amostragem e pressões confinantes**. Rio de Janeiro, 2011. XI, 39 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto de Geociências – Departamento de Geologia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O presente trabalho apresenta a ferramenta da petrofísica básica para a caracterização de reservatórios carbonáticos, destacando as etapas de laboratório. Para isso, foram estudados plugues e testemunhos inteiros (*whole cores*) de um carbonato com bioconstruções.

As amostras provêm de dois intervalos, separados verticalmente por volta de 20 m. O primeiro apresenta-se com intensa cimentação dolomítica e visíveis poros isolados, resultando em baixos valores permoporosos. Já o segundo é bastante afetado por dissolução e apresenta valores permoporosos mais altos.

Foi avaliada a heterogeneidade textural e sua relação com os resultados de petrofísica básica, apontando a dissolução diagenética como principal controle sobre esses parâmetros.

A comparação dos valores permoporosos obtidos em plugues e *whole cores* mostra que a questão da representatividade amostral é relevante, tendo em vista que as rochas carbonáticas apresentam alta heterogeneidade textural. Dessa forma, possíveis sistemas de fraturas por dissolução são observáveis em escala de amostragem maior.

As análises foram feitas em diferentes pressões de confinamento a fim de avaliar os impactos das simulações de condições em subsuperfície. Nota-se que valores permoporosos e sua anisotropia tendem a diminuir com a pressão confinante.

ABSTRACT

SILVA JR., P. C. R. **Permo-porosity in carbonates under different scales of sampling and confining pressures.** Rio de Janeiro, 2011. XI, 39 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto de Geociências – Departamento de Geologia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

This paper presents the basic tool for petrophysical characterization of carbonate reservoirs, highlighting the steps in the laboratory. For this purpose, were studied plugs and whole cores with a carbonate rock (boundstone).

The samples come from two intervals, separated vertically by about 20 m. The first presents with intense dolomite cementation and isolated visible pores, resulting in low values of permo-porosity. The second is greatly affected by dissolution and presents higher values of permo-porosity.

The textural heterogeneity and its relation to the results of basic petrophysical was evaluated, pointing to diagenetic dissolution as the main control on these parameters.

As carbonate rocks exhibit high texture heterogeneity, the comparison of permo-porosity plugs and whole cores data shows that the issue of sample representativeness is relevant.

Analyses were made at different confining pressures in order to assess the impacts of simulations of subsurface conditions. Permo-porosity data and anisotropy of rock tends to decrease with the confining pressure.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1.1 - <i>Porosidade absoluta</i> : em azul, todos os poros (conectados e não-conectados); em amarelo os grãos da rocha.	15
Figura 3.1.2 - <i>Porosidade efetiva</i> : azul, os poros conectados; em amarelo os grãos da rocha. Os poros não conectados são representados em vermelho.	15
Figura 3.1.3 - Classificação de porosidade em carbonatos. Adaptado de Choquette e Pray (1970).	16
Figura 3.2.1 - Representação de uma rocha reservatório contendo 3 fluidos: água, óleo e gás.	17
Figura 3.2.2 - Esquema simplificado que mostra um fluido passando por um meio poroso cilíndrico horizontal.	17
Figura 3.2.3 - Curvas de <i>permeabilidade efetiva</i> de água e óleo <i>versus</i> saturação de água (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).	19
Figura 3.2.4 - Curvas de <i>permeabilidade relativa versus</i> saturação de água (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).....	19
Figura 3.4.1 - Desenho esquemático mostrando o perfil de um poço onshore.	21
Figura 3.4.2 - Desenho esquemático relacionando as pressões das rochas em subsuperfície.	22
Figura 3.4.3 - Relação entre profundidade e pressões de subsuperfície em um reservatório.....	23
Figura 4.1.1 - Distribuição espacial relativa entre os plugues e o <i>whole core</i> nos dois intervalos. A amostra mais próxima a superfície foi definida com profundidade zero.....	25
Figura 4.1.2 – A) Projeção longitudinal dos crescimentos digitiformes verticalizados. As formas são representadas em amarelo. Em azul, a cimentação dolomítica e poros; B) Projeção transversal dos crescimentos digitiformes verticalizados. Em geral, há uma tendência a esfericidade nas formas.....	25
Figura 4.1.3 - Desenho esquemático de um amostra do intervalo I2. Dois <i>vuggys</i> centimétricos são representados em azul.....	26
Figura 4.2.1 - Porosímetro e permeômetro <i>Corelab</i> , modelos <i>UltraPore 400</i> e <i>UltraPerm 400</i> , respectivamente.	27
Figura 4.2.2 - Porosímetro/Permeômetro <i>Weatherford</i> , modelo <i>DV-4000</i>	28
Figura 4.2.3 - Conjunto de extratores <i>Soxhlet</i>	28
Figura 4.2.4 - Esquema de câmaras na condição inicial, antes da abertura da válvula (expansão do gás).	29
Figura 4.2.5 - Esquema de câmaras após a abertura da válvula, com o gás expandido.	30
Figura 4.2.6 - Câmara externa conectada com o porosímetro.	30
Figura 4.2.7 - Esquema da câmara interna e da câmara externa com a pressão de confinamento aplicada na amostra.	32
Figura 4.2.8 - Célula <i>Hassler</i> para plugues de 1,5" a direta.	33
Figura 4.2.9 - Célula hidrostática para plugues de 1,5" a direta e bomba pressurizadora a esquerda.	33
Figura 4.2.10 - Exemplo de variação da K_{AP} para diferentes PM devido ao Efeito Klinkenberg em uma amostra aleatória.	35
Figura 4.2.11 - Relação entre K_{AP} e o Fator de <i>Klinkenberg</i> (McMAHON, 1949).	35
Figura 4.2.12 - Variação do fator geométrico com a abertura de telas nas medidas de K_{Radial} (API-RP40, 1998).	36

Figura 4.2.13 – Permeabilidade absoluta radial: desenho esquemático mostrando um corte vertical no aparato montado para a medição de K_{Radial} em <i>whole core</i> ; o fluxo de nitrogênio atravessa a amostra lateralmente através das telas de aço.....	36
Figura 4.2.14 - Permeabilidade absoluta radial: desenho esquemático mostrando um corte horizontal no aparato montado para a medição de K_{Radial} em <i>whole core</i> ; detalhe para a representação das 4 direções radiais medidas.	37
Figura 4.2.15 – Curva de variação da K_{ABS} com a pressão de confinamento nas amostras analisadas.....	40
Figura 4.2.16 – Curva de variação da $\phi_{efetiva}$ com a pressão de confinamento nas amostras analisadas.	40
Figura 4.2.17 - Valores de K_{normal} variando com a pressão de confinamento.	41
Figura 4.2.18 - Valores de ϕ_{normal} variando com a pressão de confinamento.....	41
Figura 4.2.19 - Correlação $K_{ABS} / \phi_{efetiva}$ com diferentes pressões de confinamento.....	42
Figura 4.2.20 - Gráfico em coordenadas polares mostrando os valores de K_{Radial} no WC01/I1 em 4 direções e em duas pressões de confinamento distintas.....	43
Figura 4.2.21 - Correlação $K_{ABS} / \phi_{efetiva}$ a 5000psi com as amostras estudadas.....	43
Figura 5.1.1- Duas estruturas porosas sintéticas mostrando uma maior porosidade na rocha com grãos mais selecionados.	44
Figura 5.1.2 - Variação da média dos desvios padrões das dimensões dos crescimentos com a porosidade.....	45
Figura 5.1.3 - Correlação $K_{ABS} / \phi_{efetiva}$ com todas as amostras do poço.....	46
Figura 5.1.4 - Correlação $K_{ABS} / \phi_{efetiva}$ com as amostras individualizadas. A seta destacada mostra o controle textural dos valores.....	46
Figura 5.1.5 - Gráfico em coordenadas polares mostrando os valores de K_{radial} no WC01/I1. O valor de $K_{MÁX}$ está na direção 45°–225°, paralela a uma fratura por dissolução na amostra. O desenho esquemático destaca a direção de $K_{MÁX}$ e a fratura, representada em azul.....	48

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.2.1 - Escala de <i>permeabilidade absoluta</i> (PGT, 2005).	19
Tabela 3.3.1 - Valores de massa específica de minerais. Adaptada de Dana & Hurlbut (1976).	20
Tabela 4.2.1 - Parâmetros petrofísicos medidos no <i>whole core</i> em duas pressões de confinamento distintas.	38
Tabela 4.2.2 - Parâmetros petrofísicos medidos nos plugues em diferentes pressões de confinamento.	39
Tabela 5.1.1 - Medidas estatísticas das dimensões das formas de crescimento.	44

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	OBJETIVOS	14
3	DEFINIÇÕES.....	14
3.1	Porosidade.....	14
3.1.1	Definições físicas.....	14
3.1.1	Definições sedimentológicas	16
3.2	Permeabilidade.....	16
3.3	Massa específica dos sólidos	20
3.4	Pressão de confinamento.....	21
4	MATERIAIS E MÉTODOS	24
4.1	Petrografia.....	24
4.2	Análises de Petrofísica Básica.....	27
4.2.1	Extração de fluidos e secagem	28
4.2.2	Porosímetro.....	16
4.2.3	Permeâmetro	34
4.2.4	Resultados	16
5	DISCUSSÃO.....	44
6	CONCLUSÃO.....	50
7	BIBLIOGRAFIA.....	51

1 INTRODUÇÃO

Os resultados de petrofísica são de suma importância na indústria do petróleo. Consistem na caracterização de parâmetros físicos, que são função do sistema poroso e de interações de fluidos com a rocha. As aplicações finais envolvem a estimativa de reservas, as curvas de produção, o dimensionamento das unidades de produção e a viabilidade econômica para exploração de reservatórios, além de controlarem atributos sísmicos e influenciarem no comportamento geomecânico de rochas.

Reservatórios de hidrocarbonetos são usualmente rochas sedimentares, formadas por depósitos terrígenos ou carbonáticos. A caracterização de reservatórios passa pela integração de informações de diversas fontes e escalas como amostras laterais, testemunhos, perfilagem, testes de formação e dados sísmicos.

As rochas carbonáticas constituem os reservatórios dos maiores campos petrolíferos do mundo, abrangendo uma variada gama de fácies deposicionais, algumas com complexos sistemas porosos. Como exemplo, os reservatórios jurássicos Arab D na Arábia Saudita, constituído por *grainstones* oolíticos e fácies associadas, com altas porosidades e permeabilidades (SPADINI *Apud* EXPLORER, 2005) e o campo gigante de Cantável, no México, constituído por brechas calcárias e dolomitas do Cretáceo Superior (SPADINI *Apud* EXPLORER, 2005).

A crescente demanda de pesquisas relacionadas às rochas carbonáticas no Brasil – em especial as de petrofísica – deve-se às recentes descobertas de campos gigantes de hidrocarbonetos em carbonatos na seção pré-sal de bacias da margem leste brasileira. Essas pesquisas são necessárias devido à alta heterogeneidade textural das rochas carbonáticas, que provoca um grande contraste de permeabilidades em uma mesma zona produtora.

O entendimento da distribuição de poros e suas interligações passa por análises petrofísicas e petrográficas integradas. Já a questão da representatividade e qualidade da amostragem, diante da heterogeneidade das rochas, é um aspecto relevante na caracterização de reservatórios, tanto na abrangência das fácies existentes, como na avaliação em diferentes escalas de amostragem.

Um fator a ser considerado para a determinação da permoporosidade é a tensão litostática. Esta representa a carga do pacote rochoso e da coluna d'água sobre as rochas. A tensão efetiva, que corresponde à diferença entre essa pressão litostática e a pressão de poros, reduz os valores permoporosos, comparados aos observados em condições de superfície,

devido à compressibilidade do material rochoso. Dessa forma, os parâmetros petrofísicos são obtidos em laboratório a partir da simulação de condições reais de pressão e temperatura de reservatório.

2 OBJETIVOS

O presente trabalho, baseando-se nas análises de Petrofísica Básica através de plugues e testemunhos integrais (*whole core*), tem os seguintes objetivos centrais:

- Entender os principais controles sobre a permoporosidade pela ferramenta da petrofísica básica.
- Relacionar o efeito das condições de medição para plugues e *whole cores* variando a pressão de confinamento de 500 psi, condição mínima necessária para medição, até 5000 psi, que corresponde a um valor próximo a tensão efetiva em subsuperfície.
- Avaliar a anisotropia de permeabilidade em rochas carbonáticas com presença de fraturas.
- Avaliar a influência e o impacto da heterogeneidade textural em rochas carbonáticas e de eventuais poros apenas observados em escala de amostragem maior, através da comparação entre resultados de plugues e *whole cores*.

3 DEFINIÇÕES

3.1 Porosidade

3.1.1 Definições físicas

A porosidade de uma rocha mede a capacidade de armazenamento de fluidos. É chamada de *porosidade absoluta* a relação entre o volume total de poros e o volume total de uma rocha (Figura 3.1.1), ou seja:

$$\phi_{ABS} \equiv \frac{V_{PT}}{V_T} \quad (3.1.1)$$

Onde:

- ϕ_{ABS} é porosidade absoluta;
- V_{PT} é o volume total de poros da amostra;
- V_T é o volume total da amostra.

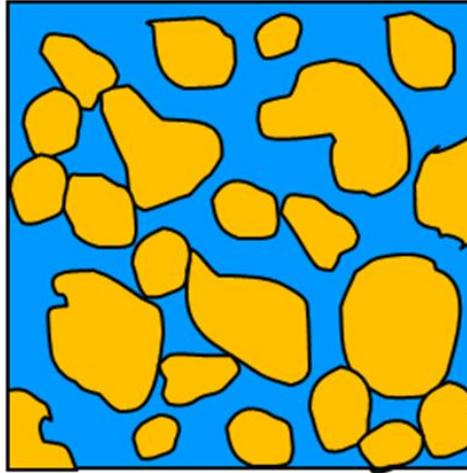


Figura 3.1.1 - Porosidade absoluta: em azul, todos os poros (conectados e não-conectados); em amarelo os grãos da rocha.

A *porosidade efetiva* consiste na relação entre poros interconectados de uma rocha e o volume total da mesma (Figura 3.1.2). Representa o valor que se deseja quantificar na caracterização de reservatórios, pois corresponde ao espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados no meio poroso.

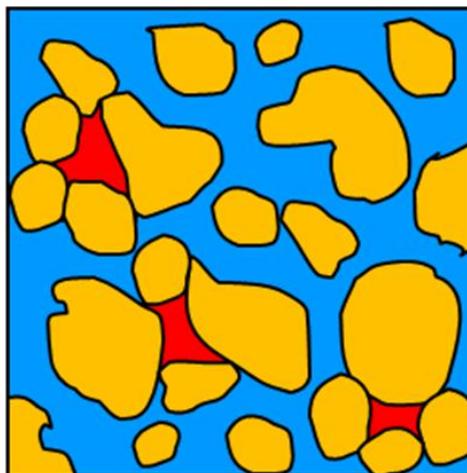


Figura 3.1.2 - Porosidade efetiva: azul, os poros conectados; em amarelo os grãos da rocha. Os poros não conectados são representados em vermelho.

3.1.1 Definições sedimentológicas

A *porosidade primária* se desenvolve durante a deposição do material sedimentar. Como exemplo, podemos citar as porosidades intergranulares e de arcabouço encontradas em alguns calcários. Já a *porosidade secundária* é resultante de processos de fraturamento mecânico e por processos diagenéticos, que originam cavidades comumente encontradas em carbonatos (*vuggys*) devido ao processo de dissolução. A Figura 3.1.3 mostra uma classificação de porosidade em carbonatos (CHOQUETTE & PRAY, 1970).

Tipo de Porosidade (Fábricas)		Termos Modificadores	
SELETIVA	 Interpartícula Intrapartícula Intercristalina	Genéticos Processos <ul style="list-style-type: none"> Cimentação Dissolução 	Diâmetro Classes
	 Moldica Fenestral Growth Framework Shelter		Megaporo <ul style="list-style-type: none"> grande 256 - 32 pequeno 32 - 4
NÃO SELETIVA	 Fratura Vug	Estágios <ul style="list-style-type: none"> Alargamento Redução Preenchimento 	Mesoporo <ul style="list-style-type: none"> grande 4 - 0,5 pequeno 0,5 - 0,0625
	 Canal Caverna		Microporo < 0,0625
SELETIVA OU NÃO SELETIVA	 Brechas Boring	Tempo de Formação <ul style="list-style-type: none"> Primário <ul style="list-style-type: none"> Pré - deposicional Deposicional Secundário <ul style="list-style-type: none"> Eogenético Mesogenético Telogenético 	Abundância Percentagem de porosidade (20%) ou Proporção dos tipos de porosidade (1:2)
	 Burrow Shrinkage		Percentagem e proporção (20%) (1:2)

Figura 3.1.3 - Classificação de porosidade em carbonatos. Adaptado de Choquette e Pray (1970).

3.2 Permeabilidade

O conceito de permeabilidade foi introduzido a partir de experiências de Darcy (1856), que nomeia a unidade. Caracteriza-se como uma medida da capacidade do meio poroso de se deixar atravessar por fluidos. Pode ser medida diretamente em amostras de testemunho.

A permeabilidade é controlada principalmente pela conectividade, quantidade e geometria do espaço poroso e representa o inverso da resistência que o material oferece ao fluxo de fluidos. É uma medida direcional, ou seja, depende da direção do fluxo no material.

Os espaços vazios do material poroso podem estar parcialmente preenchidos por hidrocarbonetos e o espaço remanescente por água ou ar atmosférico. A Figura 3.2.1 (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006) ilustra a situação em que os poros da rocha reservatório estão saturados com água, óleo e gás.

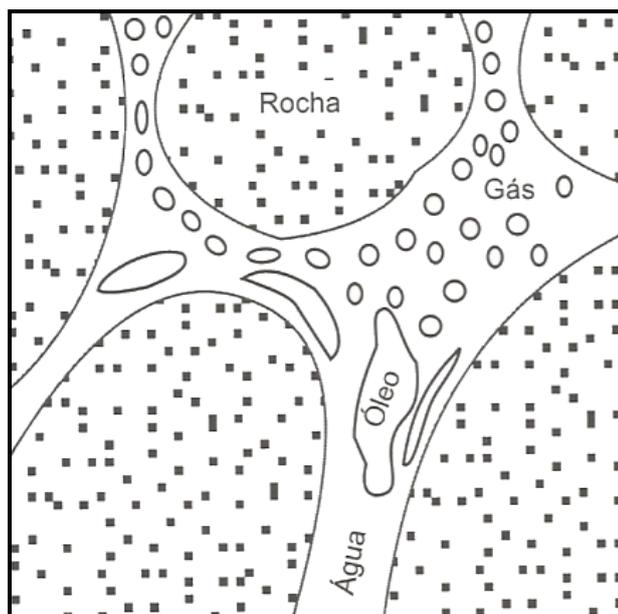


Figura 3.2.1 - Representação de uma rocha reservatório contendo 3 fluidos: água, óleo e gás.

A Figura 3.2.1 mostra um esquema simplificado de um fluido passando por um meio cilíndrico horizontal com área da base A e comprimento L (como as amostras estudadas), com pressão P_1 a montante, pressão P_2 a jusante e vazão Q .

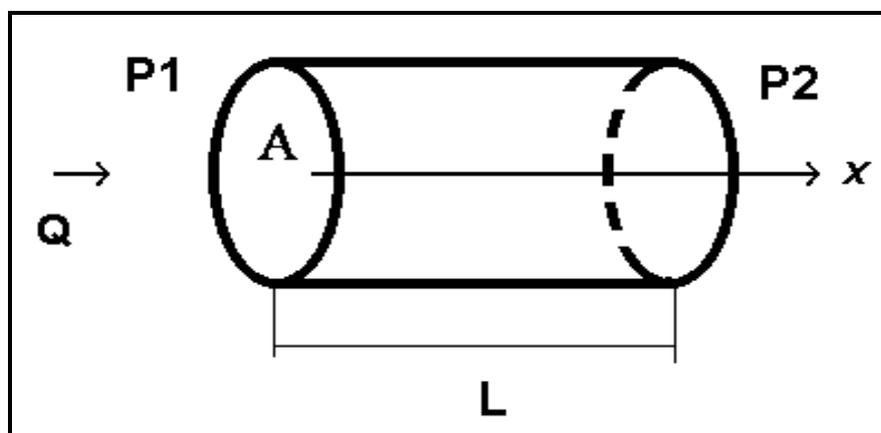


Figura 3.2.2 – Esquema simplificado que mostra um fluido passando por um meio poroso cilíndrico horizontal

Em laboratório, foram medidos os valores de *permeabilidade absoluta* com 100% do meio poroso saturado por nitrogênio. Nesse caso, a capacidade de transmissão do fluido depende apenas do meio poroso e não do próprio fluido.

O nitrogênio é um gás compressível e, nessas condições, a vazão volumétrica em um meio poroso cilíndrico horizontal é descrita na Equação (3.2.1):

$$Q = \frac{K_{AP} \cdot A \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{2 \cdot \mu \cdot L \cdot P_Q} \quad (3.2.1)$$

Onde:

- Q é a vazão volumétrica [cm^3/s];
- K_{AP} é a permeabilidade aparente (sem a correção do fator de Klinkenberg) [D];
- A é a área aberta ao fluxo [cm^2];
- L é o comprimento da amostra [cm];
- P_1 é a pressão absoluta na face de entrada [atm];
- P_2 é a pressão absoluta na face de saída [atm];
- P_Q a pressão absoluta onde é medida a vazão [atm];
- μ é a viscosidade do fluido [cP].

A vazão de uma fase em um meio poroso saturado com dois ou mais fluidos é sempre menor que a vazão de uma fase quando somente ela satura esse meio. No primeiro caso, a capacidade de transmissão de um desses fluidos chama-se *permeabilidade efetiva* do meio poroso ao fluido considerado. Na Figura 3.2.3, observa-se a variação da *permeabilidade efetiva* em um meio com água e óleo – sendo K_O e K_W a *permeabilidade efetiva* do óleo e da água, respectivamente – de acordo com a saturação em água, definida como S_W . Nota-se que nos pontos de 0% e 100% de S_W tem-se o valor de *permeabilidade absoluta* do meio poroso. Além disso, existe um valor mínimo de saturação em um fluido para que ele possa fluir (linha pontilhada).

Nos estudos de reservatório, costumam-se utilizar os valores de permeabilidade após submetê-los a um processo de normalização. A *permeabilidade relativa* é o resultado de uma normalização obtida, por exemplo, ao dividir os valores de cada *permeabilidade efetiva* pelo de *permeabilidade absoluta*. A Figura 3.2.4 mostra a variação dos valores de *permeabilidade relativa* ao óleo e a água – K_{ro} e K_{rw} , respectivamente – com a S_W .

A Tabela 3.2.1 mostra um exemplo de classificação de *permeabilidade absoluta* para petróleo (PGT, 2005).

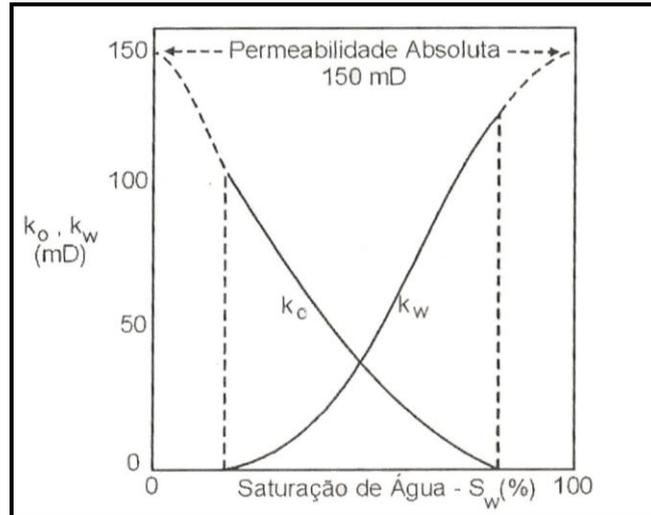


Figura 3.2.3 - Curvas de permeabilidade efetiva de água e óleo versus saturação de água (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

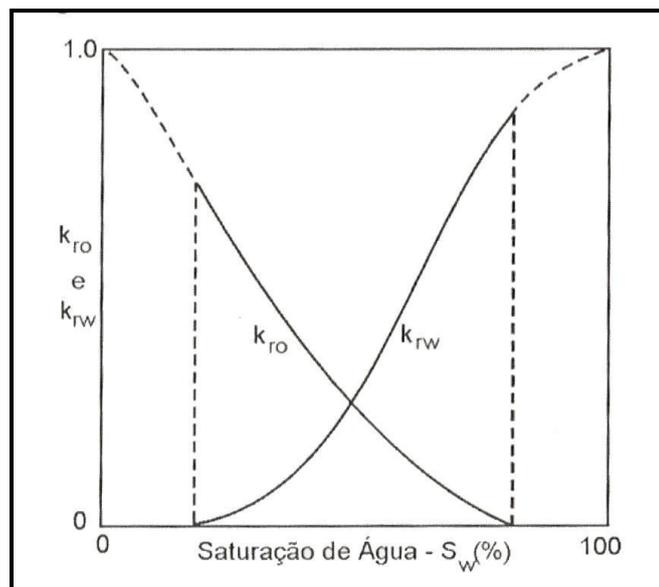


Figura 3.2.4 - Curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

<1 mD	Baixa
1 - 10 mD	Regular
10 - 100 mD	Boa
100 - 1000 mD	Muito Boa
>1000 mD	Excelente

Tabela 3.2.1 - Escala de permeabilidade absoluta (PGT, 2005).

3.3 Massa específica dos sólidos

A massa específica dos sólidos consiste em mais um parâmetro que aponta o conteúdo litológico no testemunho estudado. Em laboratório, é quantificada a partir da medição da massa e do volume de sólidos da amostra. Calcula-se seguindo a Equação (3.3.1) abaixo:

$$\rho = \frac{m_s}{V_s} \quad (3.3.1)$$

Onde:

- ρ é a massa específica dos sólidos;
- m_s é a massa de sólidos;
- V_s é o volume de sólidos.

A Tabela 3.3.1, adaptada de Dana & Hurlbut (1976), mostra os valores de massa específica de alguns minerais.

Mineral	Massa específica (g/cm³)
Ortoclásio	2,57
Caolinita	2,6 – 2,65
Quartzo	2,65
Plagioclásio	2,62 – 2,76
Calcita	2,72
Dolomita	2,85
Biotita	2,8 – 3,2
Aragonita	2,95
Magnesita	3,0–3,2
Olivina	3,27–4,37
Siderita	3,83 – 3,88

Tabela 3.3.1 - Valores de massa específica de minerais. Adaptada de Dana & Hurlbut (1976).

3.4 Pressão de confinamento

Em subsuperfície, as rochas estão sujeitas a uma sobrecarga gerada pelo peso de uma eventual coluna de água do mar e da pilha rochosa subjacentes (Figura 3.4.1). Essa sobrecarga é chamada de pressão de soterramento ou *overburden* (P_{ovb}).

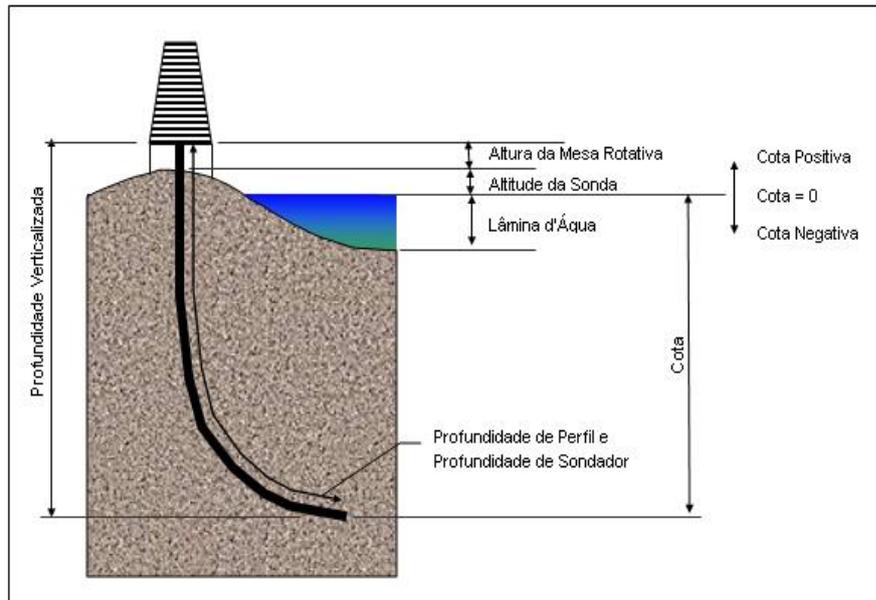


Figura 3.4.1 - Desenho esquemático mostrando o perfil de um poço *onshore*.

Os fluidos que preenchem os espaços vazios da rocha pressionam as paredes dos poros (P_{poros}), no sentido contrário à pressão de soterramento. A diferença entre a P_{ovb} e a P_{poros} corresponde à Tensão Efetiva (T_{ef}). Esta é responsável pela deformação do “esqueleto sólido”, composto pela matriz mineral e os espaços vazios. A Figura 3.4.2 representa os esforços em subsuperfície.

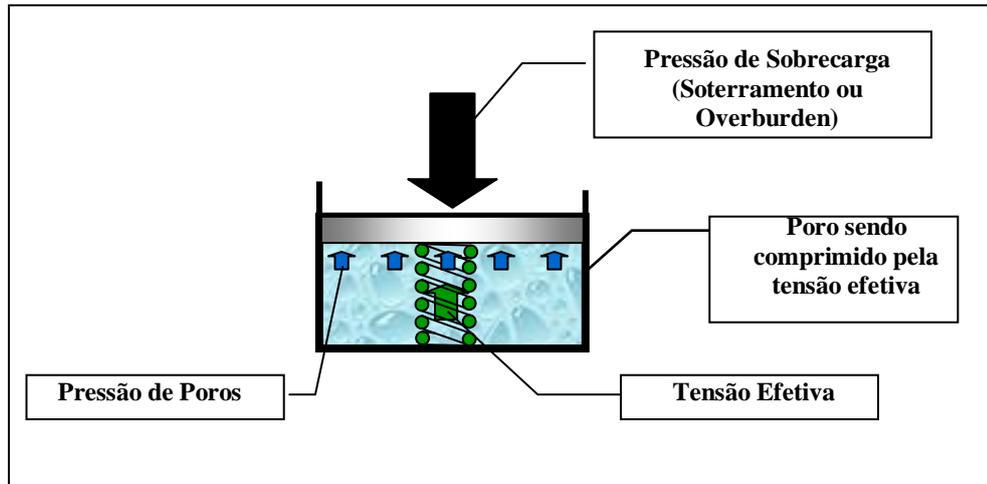


Figura 3.4.2 - Desenho esquemático relacionando as pressões das rochas em subsuperfície.

Nos ensaios de petrofísica básica, a P_{poros} é desprezível. Dessa forma, as tensões na rocha em subsuperfície podem ser simuladas através de uma Pressão de Confinamento (P_{conf}) que corresponde à P_{ovb} , segundo a Equação (3.4.1).

$$P_{ovb} = P_{conf} = T_{ef} + P_{poros} \quad (3.4.1)$$

A P_{conf} é calculada para cada poço, a partir de dados locais, através da Equação (3.4.2)*. A Figura 3.4.3 ilustra a relação entre profundidade e pressões em subsuperfície. O aumento da P_{conf} comprime os poros, reduzindo os valores permoporosos.

$$P_{conf} = P_{ef}(prof) = (G_{ovb} - G_{pe}) \cdot (prof - H_{lam} - H_{mr}) \quad (3.4.2)$$

*considerando a densidade da rocha e o gradiente de pressão estática constantes, o gradiente do fluido do reservatório igual ao do resto da coluna.

Onde:

- G_{ovb} é o gradiente de *overburden*;
- G_{pe} é o gradiente de pressão estática;
- $prof$ é a profundidade até a superfície;
- H_{lam} é altura da lâmina d'água;
- H_{mr} é a altura da mesa rotatória.

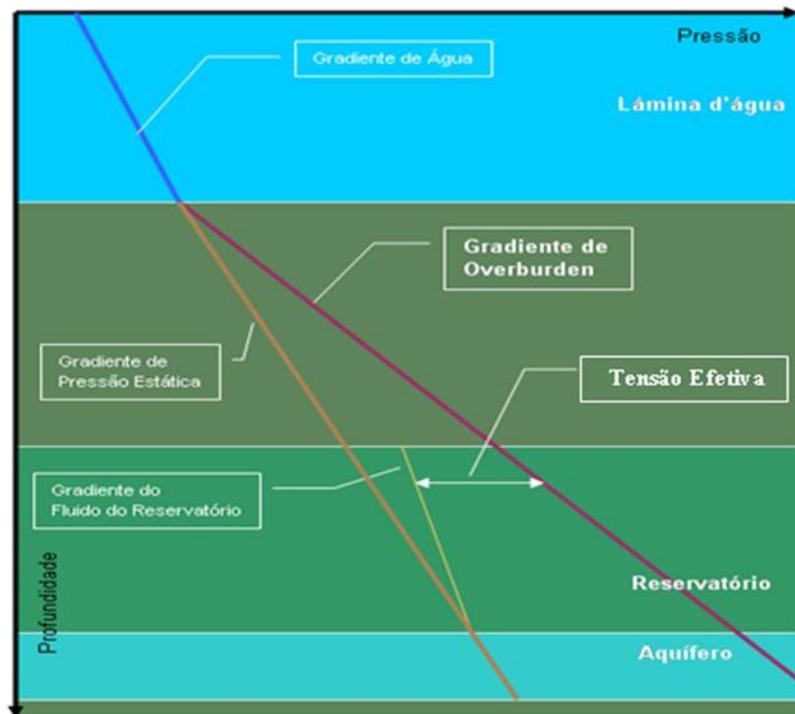


Figura 3.4.3 - Relação entre profundidade e pressões de subsuperfície em um reservatório.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Petrografia

Dois intervalos de um testemunho de sondagem vertical foram analisados. Trata-se de um reservatório de hidrocarbonetos em uma bacia sedimentar brasileira *offshore*. As amostras selecionadas seguem os seguintes padrões:

- Plugues: Amostras cilíndricas, com diâmetro de 1,5", comprimento variável e com orientação horizontal ou vertical em relação ao testemunho inteiro. São considerados amostras pontuais e padrão para a petrofísica.
- Whole cores: Amostras cilíndricas, com diâmetro de 4" e comprimento variável. São partes inteiras do testemunho.

Os intervalos são separados verticalmente de aproximadamente 20 m. O primeiro, definido como I1, tem cerca de 45 cm e é representado por um *whole core* (WC01/I1) e três plugues, sendo dois horizontais (P01H/I1 e P03H/I1) e um vertical (P02V/I1). Já o segundo, definido como I2, com cerca de 60 cm, contém dois plugues horizontais (P04H/I2 e P05H/I2). A distribuição espacial relativa entre as amostras no poço é representada pela Figura 4.1.1.

As rochas são carbonatos bioconstruídos com um padrão de crescimento verticalizado e digitiforme. Essas formas têm diâmetro aproximado variando entre 1 a 7 mm e comprimento entre 3 e 15 mm. Os desenhos esquemáticos da Figura 4.1.2 são uma projeção longitudinal e transversal dos crescimentos verticalizados em uma amostra do intervalo I1.

Poros e fraturas por dissolução são evidentes assim como acamamentos, que mostram sucessivas fases de bioconstrução. O intervalo I1 diferencia-se do I2 por apresentar intensa cimentação dolomítica. Em I2, a boa quantidade de poros por dissolução é marcante. A Figura 4.1.3 representa uma amostra do intervalo I2 com *vuggys* centimétricos. O WC01/I1 apresenta uma fratura por dissolução, evidente no topo da amostra.

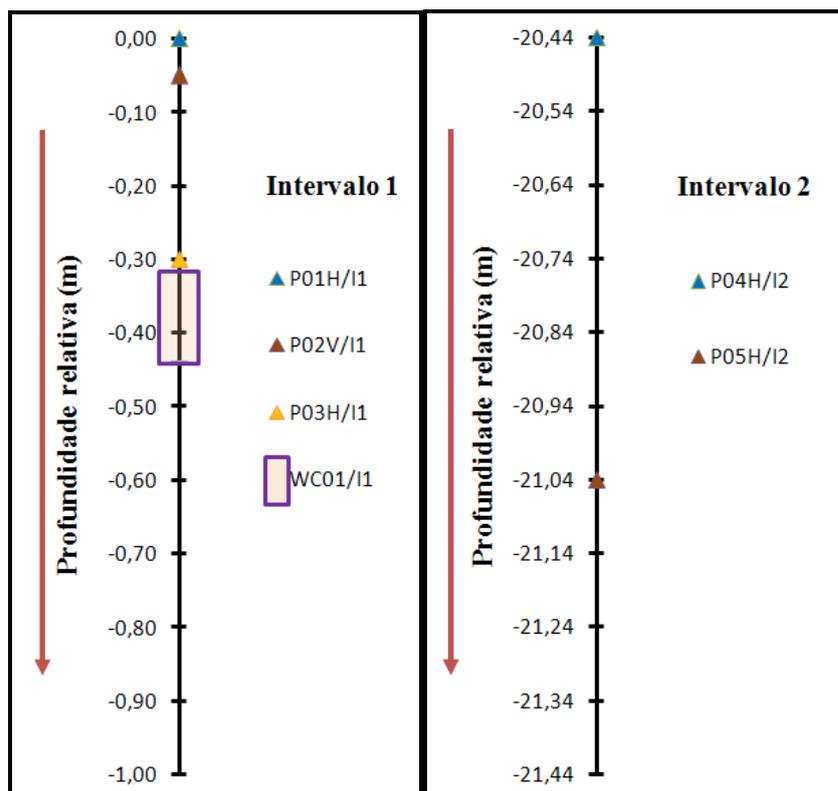


Figura 4.1.1 - Distribuição espacial relativa entre os plugues e o *whole core* nos dois intervalos. A amostra mais próxima a superfície foi definida com profundidade zero.

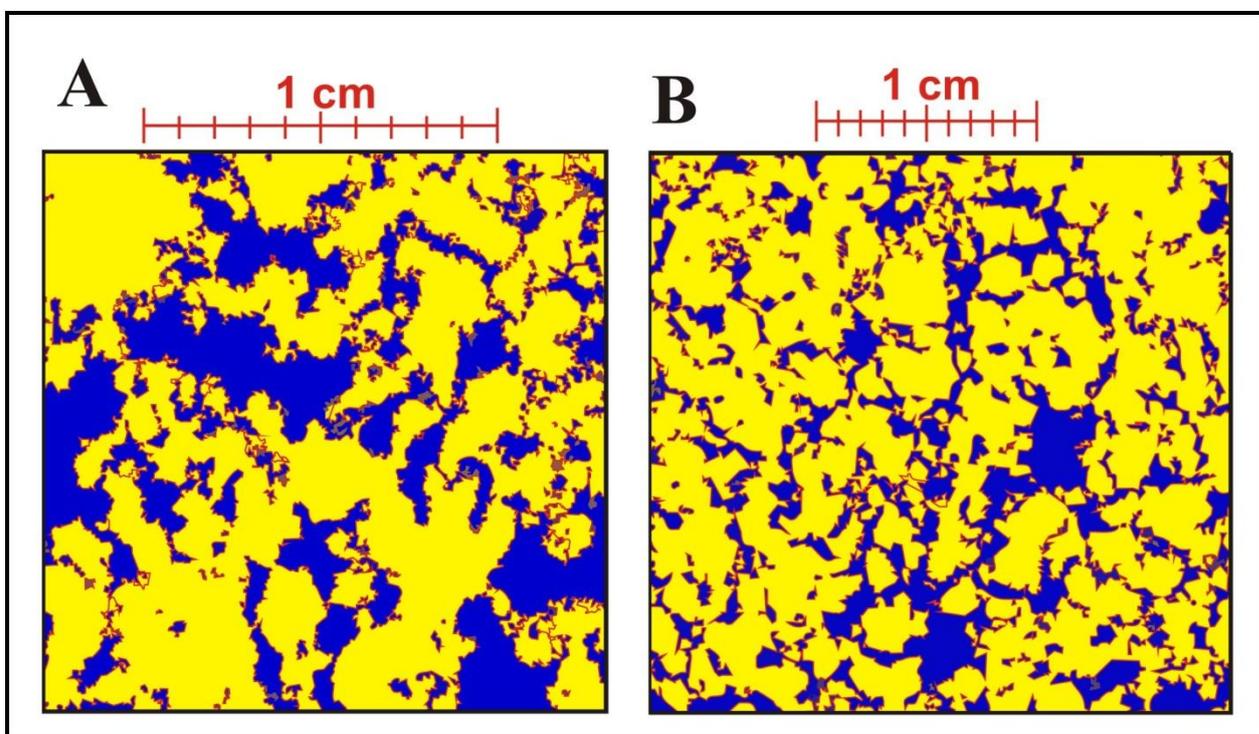


Figura 4.1.2 – A) Projeção longitudinal dos crescimentos digitiformes verticalizados. As formas são representadas em amarelo. Em azul, a cimentação dolomítica e poros; B) Projeção transversal dos crescimentos digitiformes verticalizados. Em geral, há uma tendência a esfericidade nas formas.

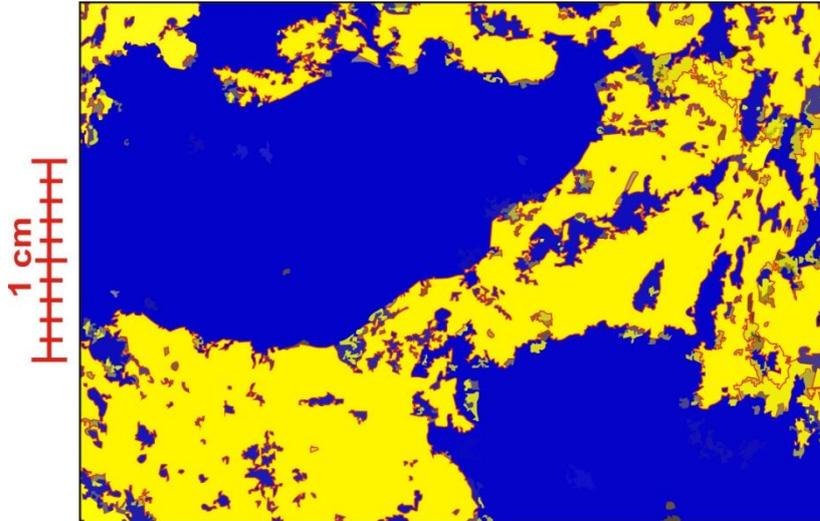


Figura 4.1.3 - Desenho esquemático de um amostra do intervalo I2. Dois *vuggys* centimétricos são representados em azul.

4.2 Análises de Petrofísica Básica

Para as análises de petrofísica básica dos plugues, utilizaram-se o porosímetro e o permeâmetro *Corelab*, modelos *UltraPore 400* e *UltraPerm 400* (Figura 4.2.1), respectivamente, com softwares adaptados em *Labview*. A pressão de confinamento foi aplicada utilizando-se água. As amostras foram colocadas no interior de uma célula tipo *Hassler* em alumínio para a pressão de 500 psi, e em uma célula tipo hidrostática em aço inoxidável para pressões acima de 500 psi. As análises foram feitas no Laboratório de Petrofísica Básica do CENPES – Petrobrás, assim como a limpeza do *whole core* e dos plugues.

O *whole core* foi analisado no Laboratório de Petrofísica Básica da *Weatherford*, em Xerém-RJ, com o Porosímetro/Permeâmetro *Weatherford*, modelo *DV-4000* (Figura 4.2.2) e uma célula hidrostática para *whole core*.

Os procedimentos de Petrofísica Básica estão de acordo com as recomendações práticas do *American Petroleum Institute*, API-RP, 1998.



Figura 4.2.1 - Porosímetro e permeâmetro *Corelab*, modelos *UltraPore 400* e *UltraPerm 400*, respectivamente.



Figura 4.2.2 - Porosímetro/Permeâmetro Weatherford, modelo DV-4000.

4.2.1 Extração de fluidos e secagem

Os testemunhos de reservatório naturalmente chegam ao laboratório contendo óleo. A viabilização das análises petrofísicas passa pela descontaminação de tais fluidos e de sais originais. Este trabalho é feito com a destilação de solventes específicos em extratores do tipo *Soxhlet* (Figura 4.2.3). O tempo de limpeza do *whole core* foi bem grande – 1 mês para o óleo e em torno de 8 meses para o sal.



Figura 4.2.3 - Conjunto de extratores *Soxhlet*.

Para garantir a confiabilidade dos resultados, é necessário que as amostras tenham a umidade presente nos poros removida. Rochas com conteúdo argiloso são secadas em estufas de umidade controlada, para que a água estrutural das argilas não seja removida. No caso das amostras do presente trabalho, o conteúdo argiloso é insignificante. Assim, foi utilizada uma estufa sem controle de umidade.

O procedimento consiste em secagem por um período de 24 horas (ou até não haver variação significativa de peso em duas medições sucessivas com intervalos de 1 hora) seguido de resfriamento à temperatura ambiente em dessecadores.

4.2.2 Porosímetro

O princípio de funcionamento do porosímetro é baseado na Lei Universal dos Gases (Equação (4.2.1)). Através de uma expansão isotérmica do gás nitrogênio de uma câmara interna ao equipamento, com volume conhecido (Figura 4.2.4), para uma câmara externa contendo a amostra (Figura 4.2.5 e Figura 4.2.6), obtemos o volume de sólidos (V_S) e o volume poroso (V_P). A relação entre volume e pressão é ilustrada na Equação (4.2.2).

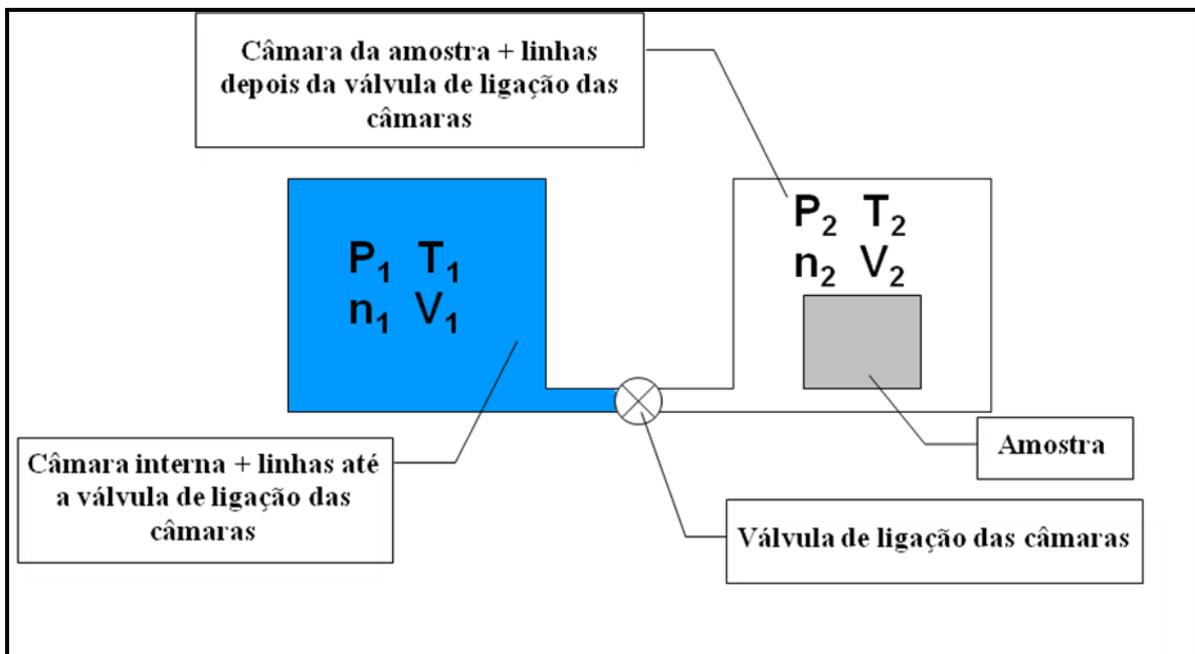


Figura 4.2.4 - Esquema de câmaras na condição inicial, antes da abertura da válvula (expansão do gás).

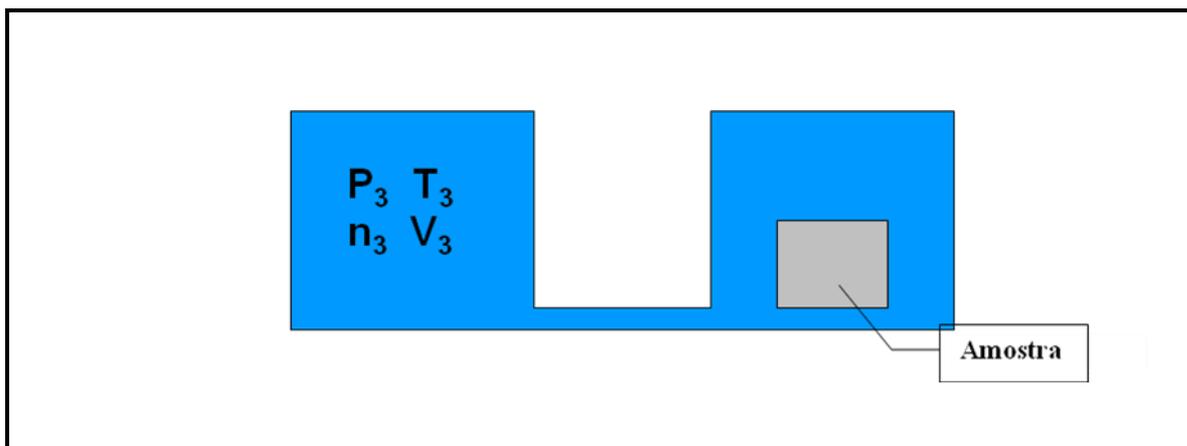


Figura 4.2.5 - Esquema de câmaras após a abertura da válvula, com o gás expandido.



Figura 4.2.6 - Câmara externa conectada com o porosímetro.

$$P \cdot V = n \cdot \bar{R} \cdot T \quad (4.2.1)$$

$$V_2 = \frac{(P_1 - P_3)}{(P_3 - P_2)} \cdot V_1 \quad (4.2.2)$$

Onde:

- P_1 é a pressão na câmara interna antes da expansão [psi];
- P_2 é a pressão atmosférica [psi];
- P_3 é a pressão no sistema após a expansão [psi];
- V_1 é o volume da câmara interna e das linhas até a válvula de ligação das câmaras [cm³];
- V_2 é o volume das linhas e da câmara externa a partir da válvula de ligação das câmaras [cm³].

Com a câmara externa (*matriz cup*) vazia, obtém-se um valor de V_2 , chamado de volume de câmara vazia (V_{CV}). Com a *matriz cup* contendo a amostra, chega-se a outro valor de V_2 , chamado de volume de câmara cheia (V_{CC}). A partir da Equação (4.2.3) chega-se ao volume de sólidos (V_S).

$$V_S = V_{CV} - V_{CC} \quad (4.2.3)$$

Após a medição da massa da amostra seca (m_s), calcula-se a Massa específica de sólidos (ρ) através da Equação (4.2.4). Vale ressaltar que V_S e, conseqüentemente, ρ são valores aparentes já que somente os poros conectados são levados em conta na medida de V_{CC} .

$$\rho = \frac{m_s}{V_s} \quad (4.2.4)$$

Para a medição do volume de poroso (V_P), é necessário confinar a amostra na pressão pretendida (Figura 4.2.7) através de uma célula de confinamento e obter um valor de V_2 . Essa medida corresponde ao V_P e ao volume de linha restante até a válvula de ligação das câmaras,

definido como V_{P+L} . Esse volume de linha já é previamente conhecido. Então, pela Equação (4.2.5) chega-se a V_P :

$$V_P = V_{P+L} - V_L \quad (4.2.5)$$

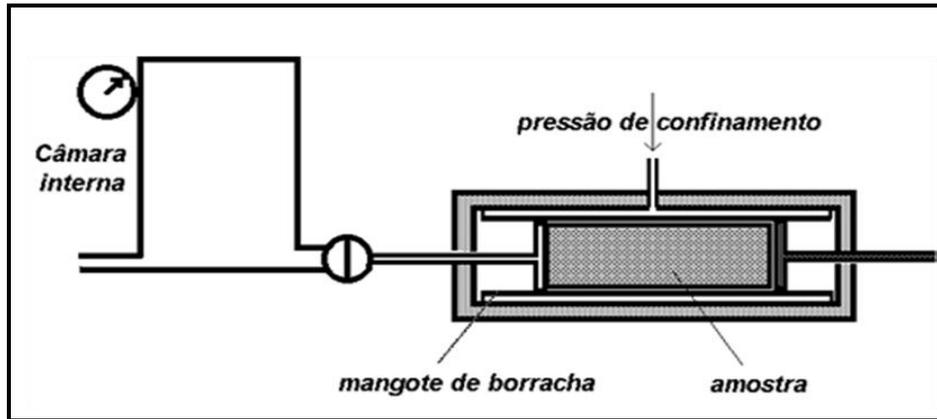


Figura 4.2.7 - Esquema da câmara interna e da câmara externa com a pressão de confinamento aplicada na amostra.

Nos plugues, as análises com pressão confinante de 500 psi foram feitas em uma célula *Hassler* (Figura 4.2.8). Para valores de pressão de confinamento maiores e em todas as medidas do *whole core*, utilizou-se uma célula hidrostática (Figura 4.2.9).

Assim como no presente trabalho, a comparação de dados a partir de diferentes células confinantes é prática comum em algumas empresas petrolíferas. Para uma comparação mais realista, deveria-se usar a tensão média, já que as tensões atuantes nos dois tipos de células são diferentes. Na *Hassler*, é praticamente só radial (ainda há uma tensão axial, porém com módulo bem menor). No hidrostático, ela é radial e axial, com o mesmo módulo.

Como um exemplo, para uma tensão de 500 psi em uma célula *Hassler* a tensão média seria:

$$\bar{\tau}_{Hassler} = \frac{500\text{psi} + 500\text{psi} + 0}{3} = 333\text{psi}$$

Já para uma célula hidrostática, a mesma tensão de 500 psi teria como tensão média o seguinte valor:

$$\bar{\tau}_{Hidrostática} = \frac{500\text{psi} + 500\text{psi} + 500\text{psi}}{3} = 500\text{psi}$$



Figura 4.2.8 - Célula Hassler para plugues de 1,5" a direita.



Figura 4.2.9 - Célula hidrostática para plugues de 1,5" a direita e bomba pressurizadora a esquerda.

Devido às incertezas na medição do volume total (V_T) por geometria, é preferível calcular a Porosidade efetiva ($\phi_{efetiva}$) a partir de V_P e V_S , seguindo a Equação (4.2.6).

$$\phi_{efetiva} = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_P}{(V_S + V_P)} \quad (4.2.6)$$

4.2.3 Permeâmetro

Para medição da permeabilidade absoluta (K_{ABS}) necessita-se de um confinamento da amostra da mesma forma descrita no item anterior. Em seguida, um fluxo de nitrogênio é imposto de forma a atravessar a amostra confinada.

O permeâmetro mede parâmetros do fluxo, como a vazão volumétrica (Q) e pressão absoluta nas faces de entrada (P_1) e de saída (P_2) da amostra. Calcula-se a permeabilidade aparente (K_{AP}) através da Equação (4.2.7), conhecendo-se a área da face de entrada (A), o comprimento do plugue (L) e viscosidade do gás (μ). Para medidas em plugues e na direção axial de um *whole core*, o fator geométrico, definido como G_f , é descrito na Equação (4.2.8).

$$K_{AP} = \frac{2\mu L Q P_M}{G_f (P_1^2 - P_2^2)} \quad (4.2.7)$$

$$G_f = \frac{\pi D^2}{4} \quad (4.2.8)$$

Obtém-se a K_{ABS} depois da correção do fator de *Klinkenberg* (\mathbf{b}) (Equação (4.2.9)). Este é um efeito que causa escorregamento dos gases, principalmente em baixas permeabilidades, superestimando os valores. Dessa forma, a K_{AP} é sempre maior do que a K_{ABS} . Para cada amostra o \mathbf{b} pode ser medido em laboratório variando as pressões de entrada e saída e obtendo-se a pressão média (P_M) (Figura 4.2.10). No Laboratório de Petrofísica Básica do CENPES utiliza-se uma relação entre K_{AP} e \mathbf{b} a partir de dados de literatura (McMAHON, 1949) (Figura 4.2.11), já que o cálculo de \mathbf{b} para cada amostra demandaria um tempo maior, prejudicando a agilidade do processo.

$$K_{AP} = K_{ABS} + K_{ABS} \cdot \mathbf{b} \cdot \frac{1}{P_M} \quad (4.2.9)$$

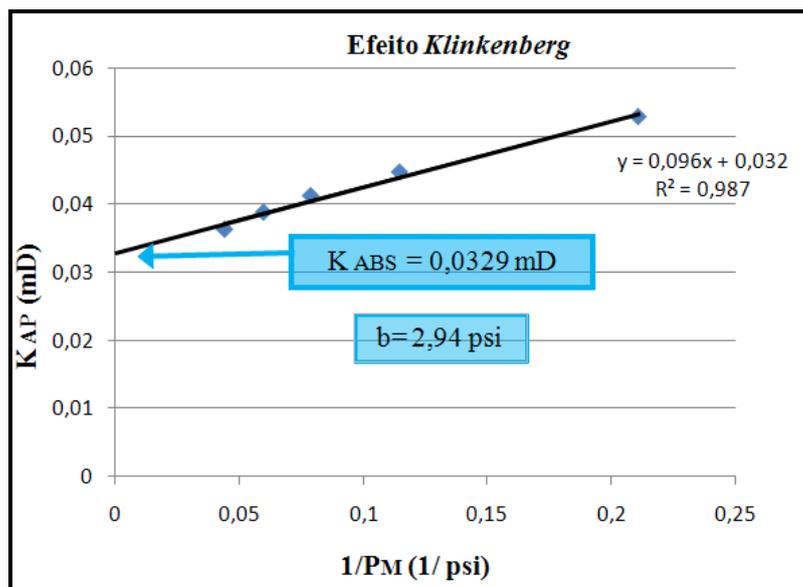


Figura 4.2.10 – Exemplo de variação da K_{AP} para diferentes PM devido ao Efeito Klinkenberg em uma amostra aleatória.

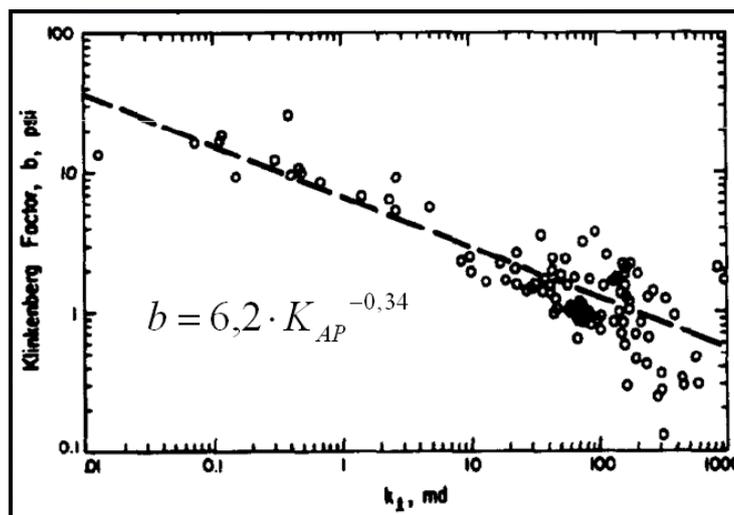


Figura 4.2.11 - Relação entre K_{AP} e o Fator de Klinkenberg (McMAHON, 1949).

No *whole core*, além da permeabilidade absoluta axial (K_{Axial}) mediou-se a permeabilidade absoluta radial (K_{Radial}) em quatro direções diferentes, espaçadas por 45°.

O procedimento para a medição da K_{Radial} consiste na passagem do fluxo de nitrogênio pela lateral da amostra. Para isso, são colocadas duas telas de aço diametralmente opostas, com cada uma cobrindo a área lateral correspondente a 90° do cilindro. Elas contêm aberturas que permitem o fluxo de gás entre a camisa de confinamento e a amostra (Figura 4.2.14 e Figura 4.2.13). Para esse caso, o G_f é definido pela Equação (4.2.10) onde G_θ varia com o

ângulo de abertura das telas (Figura 4.2.12) e L é a altura das telas. Para $\theta=90^\circ$ temos $G_\theta=1$, o que simplifica os cálculos.

$$G_f = \frac{L}{G_\theta} \quad (4.2.10)$$

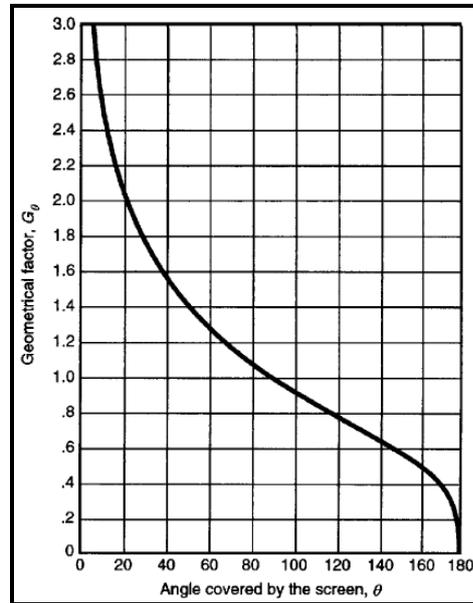


Figura 4.2.12 - Variação do fator geométrico com a abertura de telas nas medidas de K_{Radial} (API-RP40, 1998).

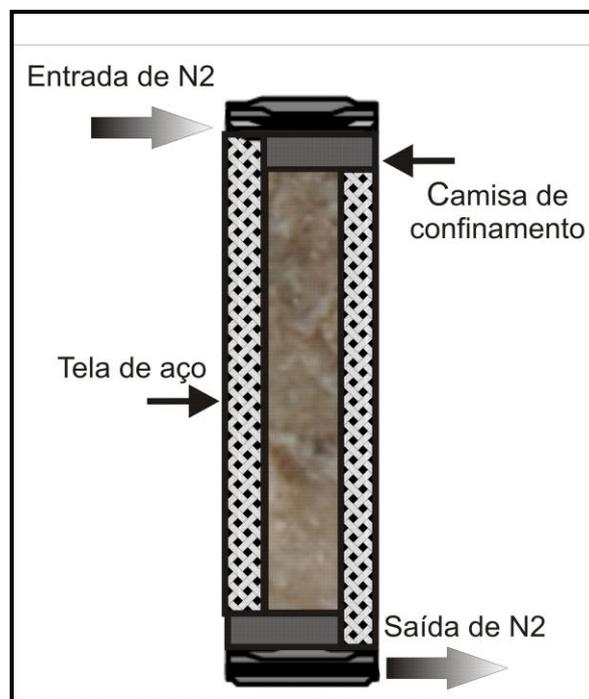


Figura 4.2.13 – Permeabilidade absoluta radial: desenho esquemático mostrando um corte vertical no aparato montado para a medição de K_{Radial} em *whole core*; o fluxo de nitrogênio atravessa a amostra lateralmente através das telas de aço.

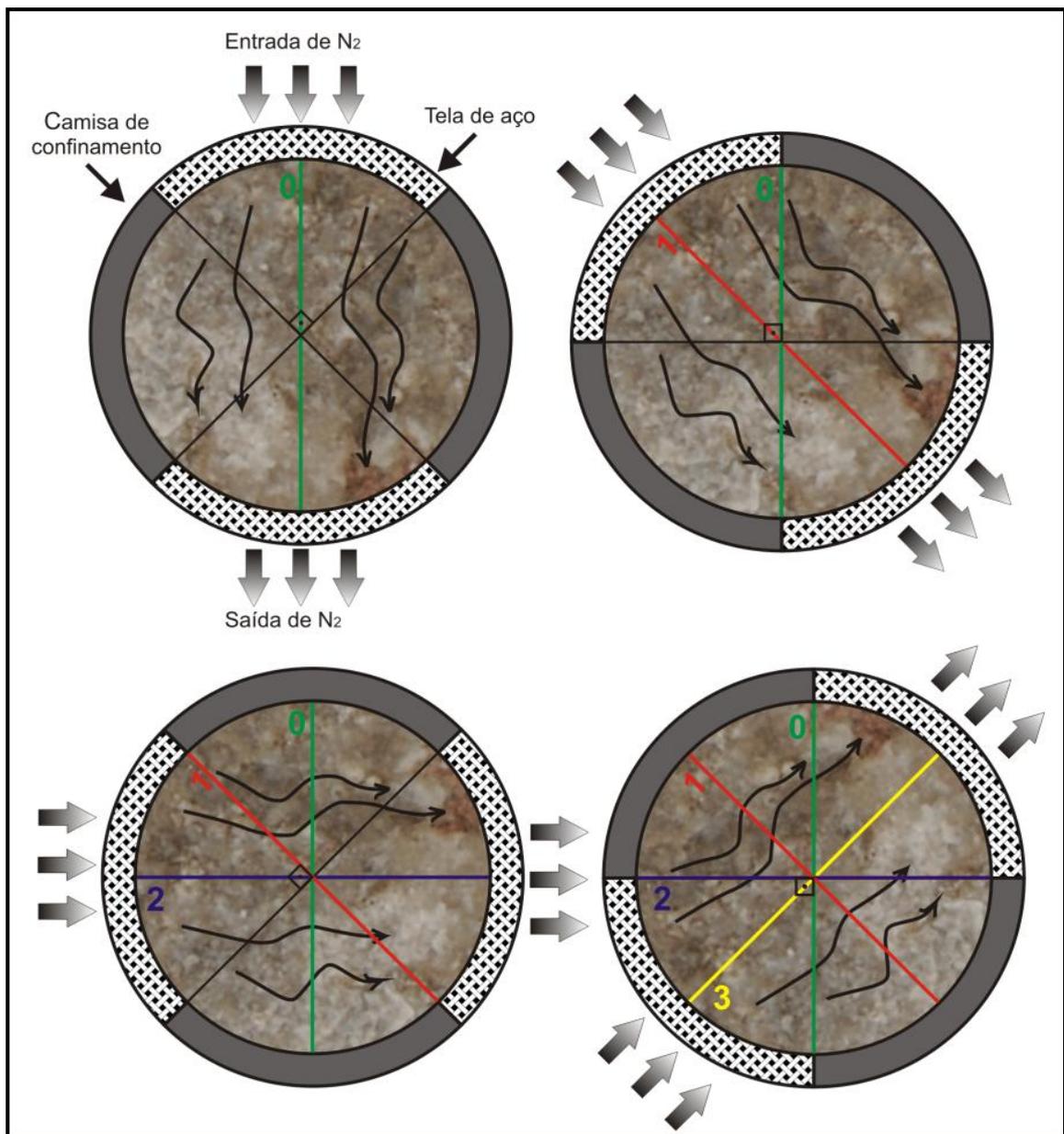


Figura 4.2.14 - Permeabilidade absoluta radial: desenho esquemático mostrando um corte horizontal no aparato montado para a medição de K_{Radial} em *whole core* ; detalhe para a representação das 4 direções radiais medidas.

4.2.3.1 Resultados

As Tabelas 4.2.1 e 4.2.2 mostram os resultados das análises petrofísicas no *whole core* e nos plugues, respectivamente, em diferentes pressões de confinamento. Valores normalizados em relação à menor pressão, definidos como $\phi_{norm.}$ e $K_{norm.}$, também são representados – Equações (4.2.11) e (4.2.12).

$$\phi_{norm.}(P.conf.) \equiv \frac{\phi_{efetiva}(P.conf.)}{\phi_{efetiva}(500\text{psi})} \quad (4.2.11)$$

$$K_{norm.}(P.conf.) \equiv \frac{K_{ABS}(P.conf.)}{\phi_{ABS}(500\text{psi})} \quad (4.2.12)$$

Intervalo	I1	
Amostra	WC01/I1	
P.Conf.(psi)	500	5000
K_{Axial} (mD)	0,0075	<0.0001
K_{Radial} (mD)	0	1,5
	1	1,3
	2	1,4
	3	1,4
$\phi_{efetiva}$ (%)	5,82	4,29
ρ (g/cm ³)	2,68	2,68
$K_{MÁX}$	2,4	1,5
$K_{MÁX\ norm}$	1	0,61
$\phi_{norm.}$	1	0,74

Tabela 4.2.1 - Parâmetros petrofísicos medidos no *whole core* em duas pressões de confinamento distintas.

Intervalo	P.Conf.(psi)	K_{ABS} (mD)	$\phi_{efetiva}$ (%)	ρ (g/cm ³)	$K_{norm.}$	$\phi_{norm.}$
I1	P01H/I1					
	500	0,005	2,1	2,69	1	1
	1000	0,004	2	2,69	0,8	0,96
	3000	0,001	1,7	2,69	0,2	0,79
	5000	0,001	1,5	2,69	0,2	0,71
	P02V/I1					
	500	0,005	4,7	2,69	1	1
	1000	0,004	4,5	2,69	0,8	0,97
	3000	0,001	4,4	2,69	0,2	0,94
	5000	0,001	4,3	2,69	0,2	0,91
	P03H/I1					
	500	0,009	3	2,67	1	1
	1000	0,007	2,9	2,67	0,78	0,99
	3000	0,005	2,7	2,67	0,56	0,92
	5000	0,002	2,5	2,67	0,22	0,83
I2	P04H/I2					
	500	82,2	10,5	2,68	1	1
	1000	73,3	10	2,68	0,89	0,96
	3000	66,4	9,6	2,68	0,81	0,92
	5000	63,6	9,4	2,68	0,77	0,90
	P05V/I2					
	500	1020	14,2	2,68	1	1
	1000	984	12,7	2,68	0,96	0,9
	3000	757	11,8	2,68	0,74	0,83
	5000	707	11,6	2,68	0,69	0,81

Tabela 4.2.2 - Parâmetros petrofísicos medidos nos plugues em diferentes pressões de confinamento.

Os gráficos abaixo – Figura 4.2.16 e Figura 4.2.15 – mostram a variação de K_{ABS} e $\phi_{efetiva}$ com a pressão de confinamento. As amostras do intervalo 1, por terem permeabilidade

baixa, correspondendo a parâmetros próximos ao limite inferior de leitura do equipamento, apresentam maior incerteza. Para o *whole core*, os valores plotados são os permeabilidade absoluta máxima ($K_{MÁX}$).

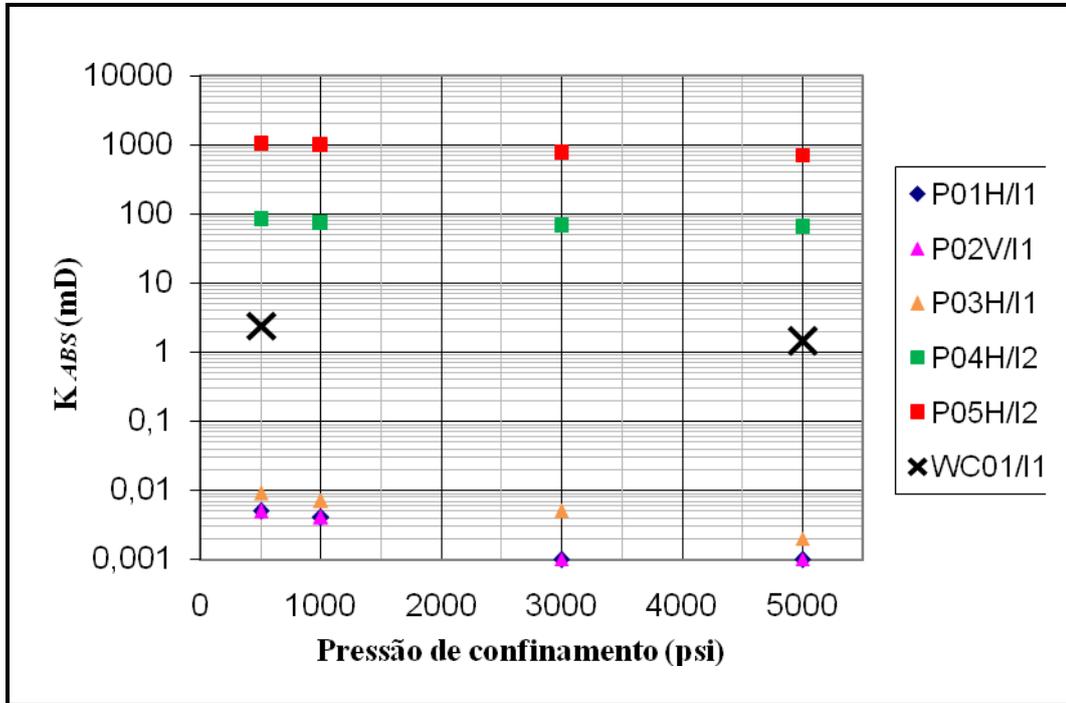


Figura 4.2.15 – Curva de variação da K_{ABS} com a pressão de confinamento nas amostras analisadas.

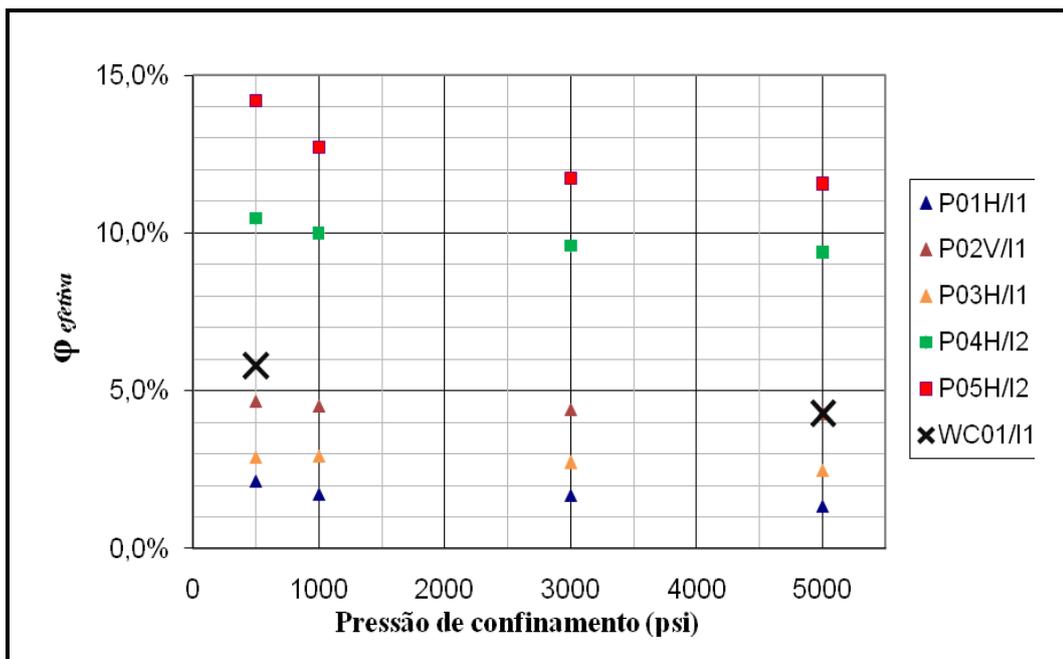


Figura 4.2.16 – Curva de variação da $\phi_{efetiva}$ com a pressão de confinamento nas amostras analisadas.

Os dois próximos gráficos – Figura 4.2.17 e Figura 4.2.18 – relacionam K_{normal} e ϕ_{normal} , respectivamente, com a pressão de confinamento. Linhas de tendência (potência) foram traçadas e observa-se que as taxas de decréscimo de K_{normal} e ϕ_{normal} diminuem para valores mais altos de pressão confinante.

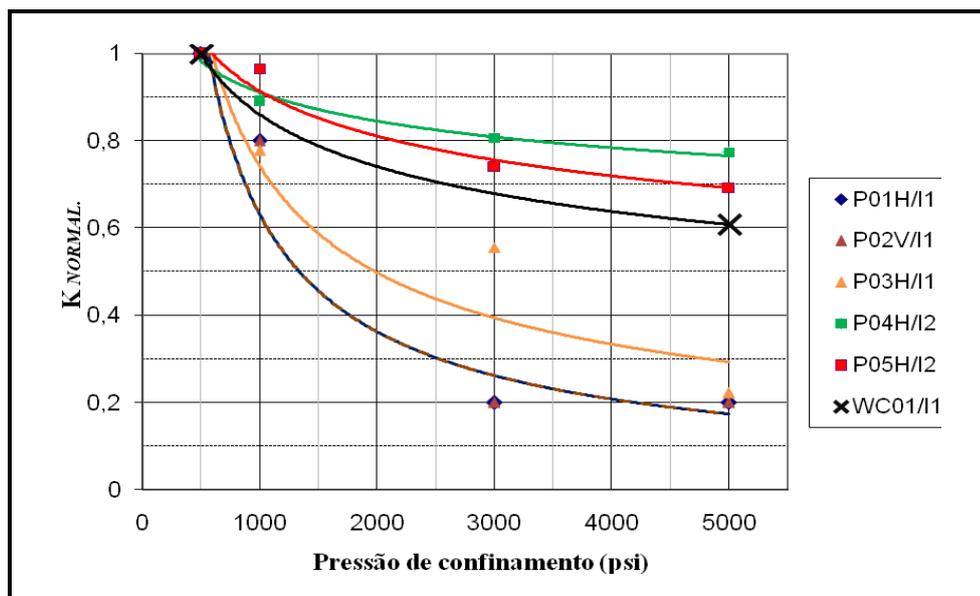


Figura 4.2.17 - Valores de K_{normal} variando com a pressão de confinamento.

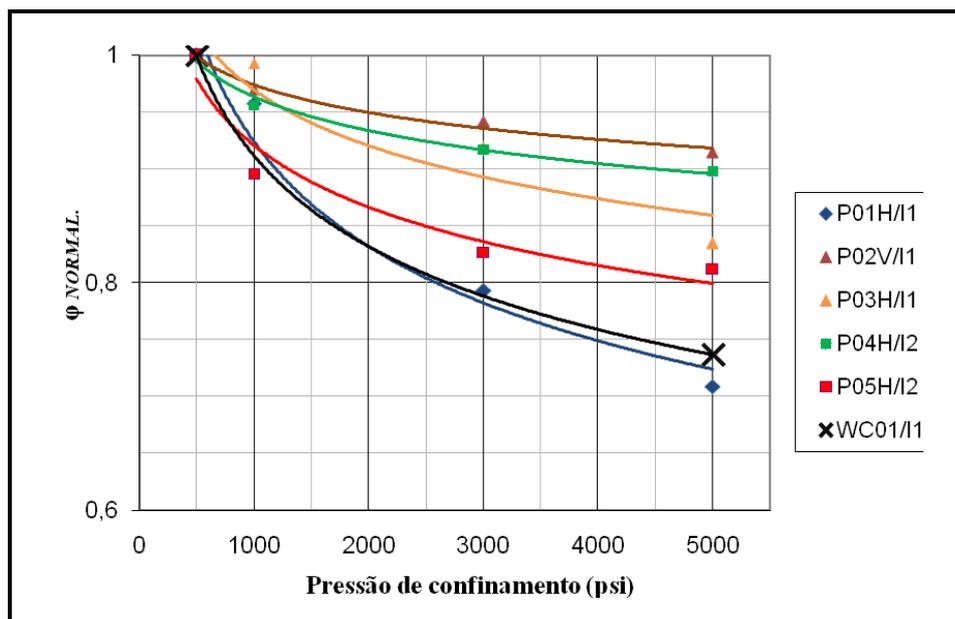


Figura 4.2.18 - Valores de ϕ_{normal} variando com a pressão de confinamento.

A Figura 4.2.19 mostra uma correlação $K_{ABS.} / \phi_{efetiva}$ das amostras analisadas, contendo pontos das diferentes pressões de confinamento. Nota-se um *trend* linear na escala semi-log com valores mais próximos à origem quanto maior a pressão.

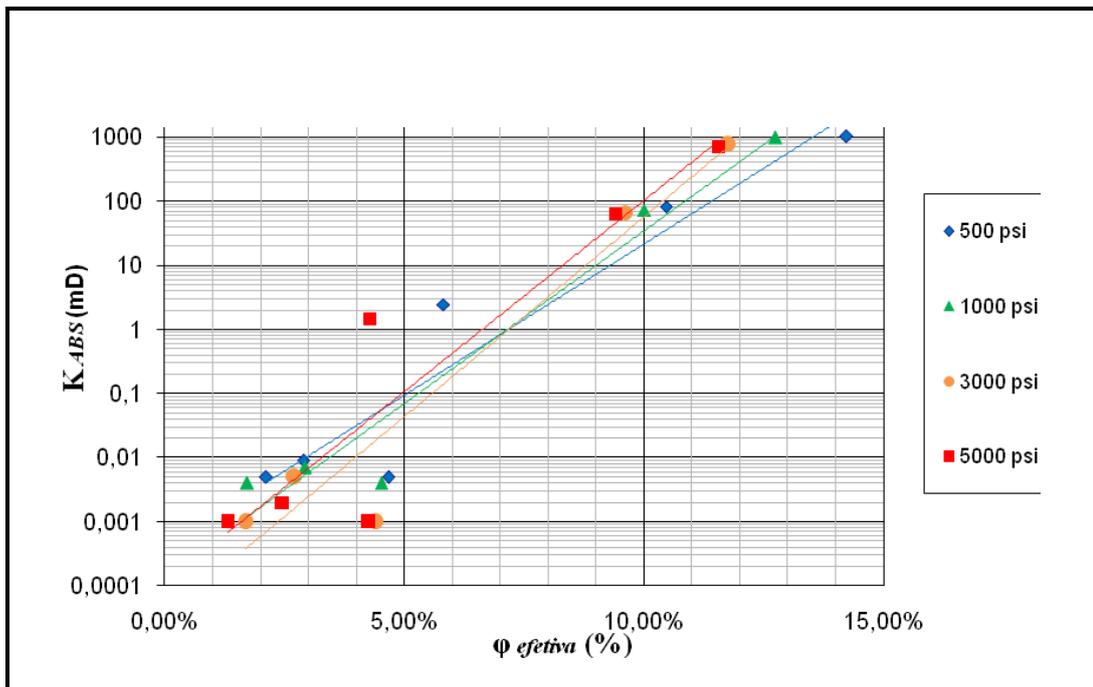


Figura 4.2.19 - Correlação $K_{ABS.} / \phi_{efetiva}$ com diferentes pressões de confinamento.

O gráfico da Figura 4.2.20 está em coordenadas polares e representa a K_{Radial} em 4 direções do *whole core* e em pressões de confinamento de 500 e 5000 psi. Nota-se uma forma elíptica circunscrevendo os vetores de K_{ABS} , com os semi-eixos maior e menor representando as $K_{MÁX}$ e $K_{MÍN}$, respectivamente.

A pressão de confinamento, que simula as condições em subsuperfície, foi calculada em 5000 psi através da Equação (3.4.1). O gráfico da Figura 4.2.21 é uma correlação $K_{ABS.} / \phi_{efetiva}$ a 5000 psi com as amostras estudadas. Observa-se um *trend* linear positivo na escala semi-log e duas “núvens de pontos” correspondentes aos intervalos 1 e 2. O *whole core*, com suas medida de $K_{MÁX}$, e o P02V/I1 destoam um pouco da tendência geral.

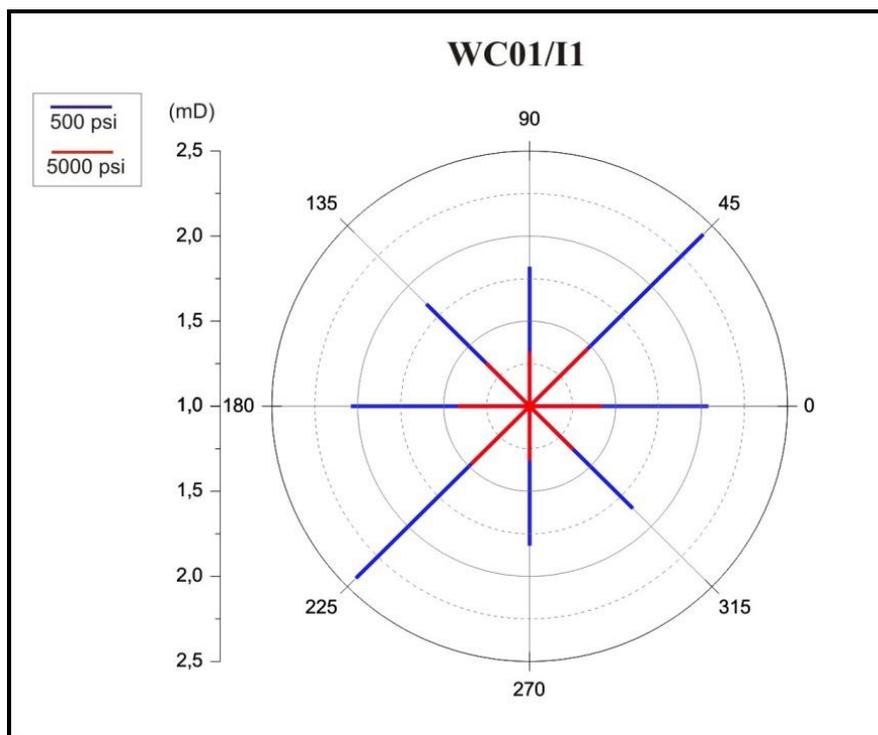


Figura 4.2.20 - Gráfico em coordenadas polares mostrando os valores de K_{Radial} no WC01/I1 em 4 direções e em duas pressões de confinamento distintas.

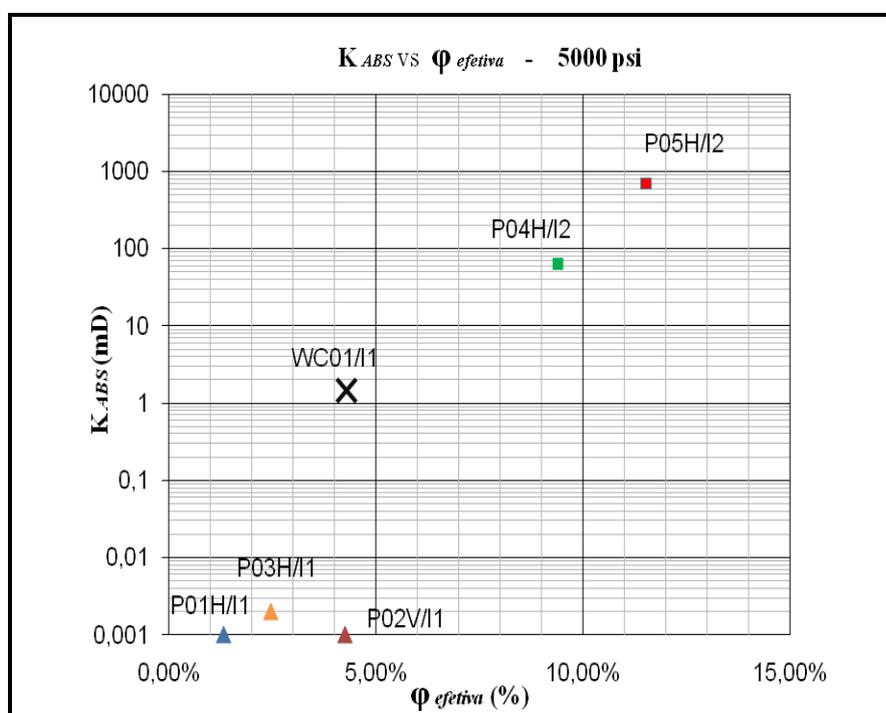


Figura 4.2.21 - Correlação $K_{ABS} / \phi_{efetiva}$ a 5000psi com as amostras estudadas.

5 DISCUSSÃO

O desenho esquemático da Figura 5.1.1 mostra que quanto mais selecionados são os grãos de uma rocha, maior é sua porosidade. Afim de fazer uma analogia desse modelo com os carbonatos estudados, foi quantificada a “homogeneidade textural” dos crescimentos digitiformes. Para isso, mediram-se o comprimento e diâmetro dessas formas e calculou-se a média do desvio padrão dessas duas dimensões. Quanto menor o desvio padrão, maior homogeneidade textural teriam formas e, em consequência, maior a porosidade. Os dados estatísticos da Tabela 5.1.1 mostra que a variação textural dos crescimentos é pequena.

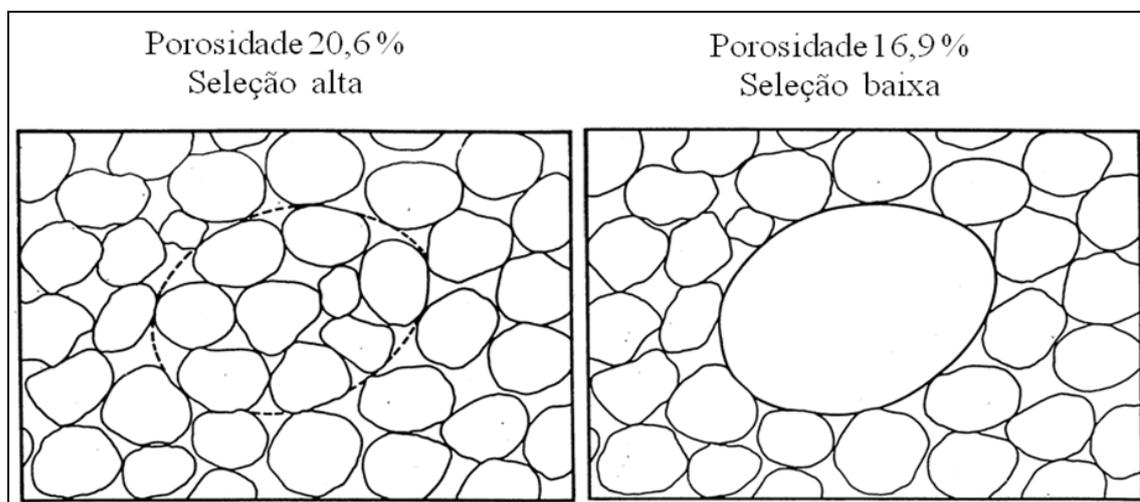


Figura 5.1.1- Duas estruturas porosas sintéticas mostrando uma maior porosidade na rocha com grãos mais selecionados.

		Intervalo 1				Intervalo 2	
		P01H/I1	P02V/I1	P03H/I1	WC01/I1	P04H/I2	P05V/I2
Diâmetro (mm)	Máximo	4,0	4,0	5,0	4,7	4,5	7,0
	Mínimo	1,0	1,0	2,0	1,1	2,0	1,0
	Médio	2,2	2,7	3,3	2,7	3,4	3,7
	DesvPad	1,1	1,1	1,2	0,6	0,8	1,9
Comprimento (mm)	Máximo	14,0	7,5	9,0	8,8	15,0	11,7
	Mínimo	2,0	3,5	3,0	4,4	3,5	6,0
	Médio	6,7	5,4	6,3	6,8	8,6	8,6
	DesvPad	4,1	1,1	2,3	1,3	3,9	2,1
DesvPad MÉDIO		2,6	1,1	1,7	0,9	2,4	2,0

Tabela 5.1.1 - Medidas estatísticas das dimensões das formas de crescimento.

No intervalo 1, a intensa cimentação dificulta a interligação dos poros e rebaixa os valores de porosidade. Já no intervalo 2, a dissolução os abre e conecta, aumentando a porosidade. O gráfico da Figura 5.1.2 mostra a relação entre a “homogeneidade textural” dos crescimentos e a porosidade. As amostras são separadas em dois blocos com porosidades distintas pelo controle diagenético (dissolução). Apesar da pequena variação textural das formas, dentro de cada intervalo individualizado quanto menor o desvio padrão médio das dimensões maior a porosidade, afirmando o modelo da Figura 5.1.1.

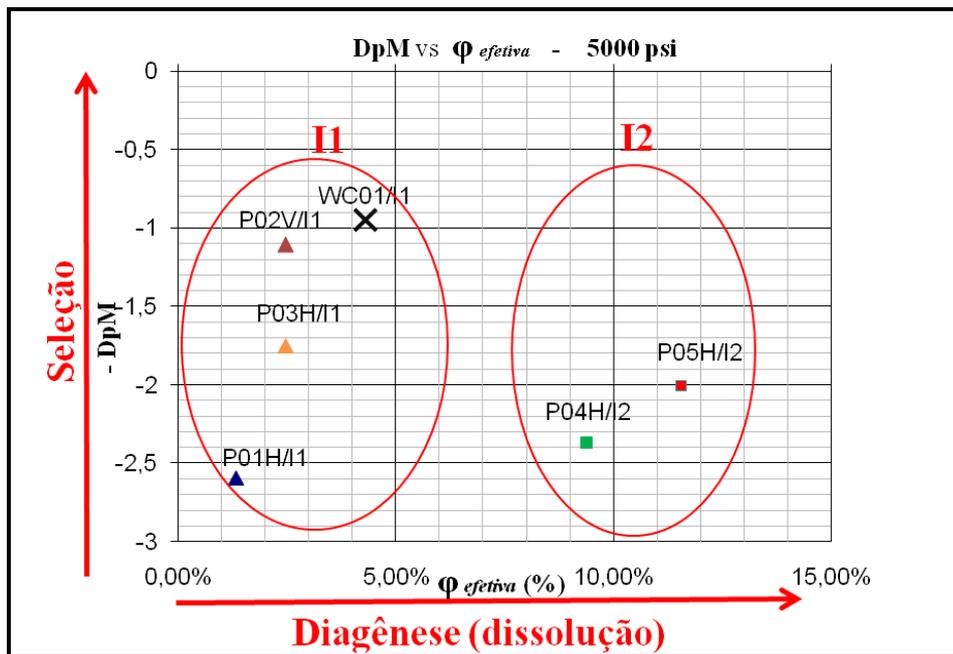


Figura 5.1.2 - Variação da média dos desvios padrões das dimensões dos crescimentos com a porosidade.

O tamanho e a conectividade dos poros, através das gargantas porosas, facilitam a passagem de fluidos pela rocha e, assim como no caso da porosidade, o crescimento dos valores de permeabilidade é correlacionado com o aumento da diagênese (dissolução). Na Figura 5.1.3, há uma correlação $K_{ABS.} / \phi_{efetiva}$ de todos os plugues do poço. Observa-se um *trend* linear positivo em escala semi-log tanto no conjunto geral tanto nas amostras estudadas, que estão destacadas.

A Figura 5.1.4 contém a mesma correlação, porém com as amostras estudadas individualizadas. Observa-se que o P02V/1 destoa um pouco do *trend*. Tal fato pode ser explicado por existirem evidentes poros por dissolução desconectos na amostra, concentrados em uma faixa. Com isso, o gás do porosímetro foi capaz de preencher parte desses *vuggys*,

resultando em um maior valor de porosidade. Já a permeabilidade continua baixa como a dois outros dois plugues do I1, por volta de 0,001 mD.

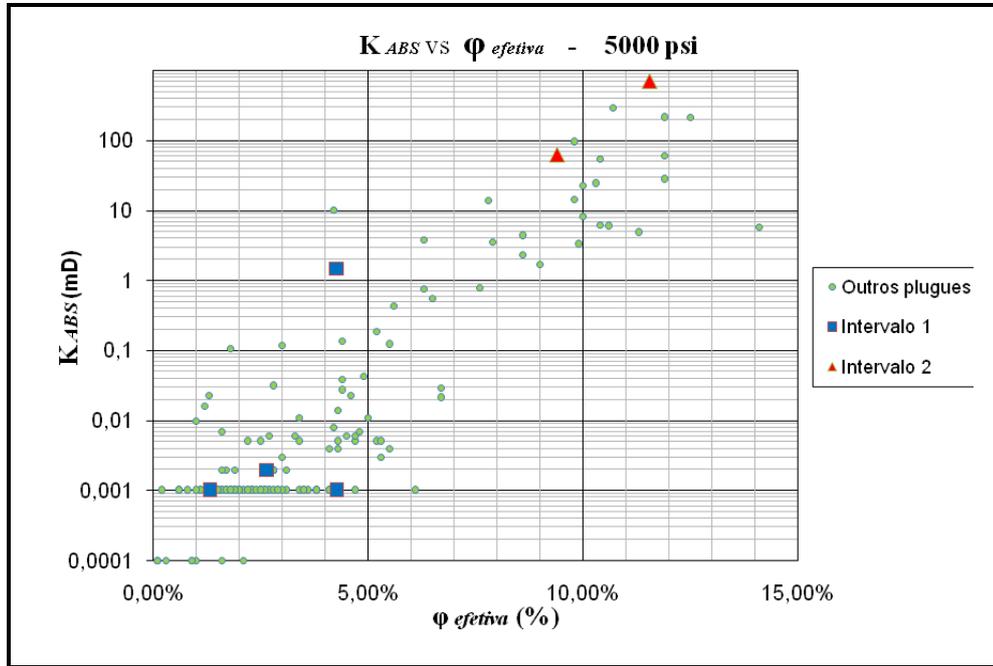


Figura 5.1.3 - Correlação $K_{ABS} / \phi_{efetiva}$ com todas as amostras do poço.

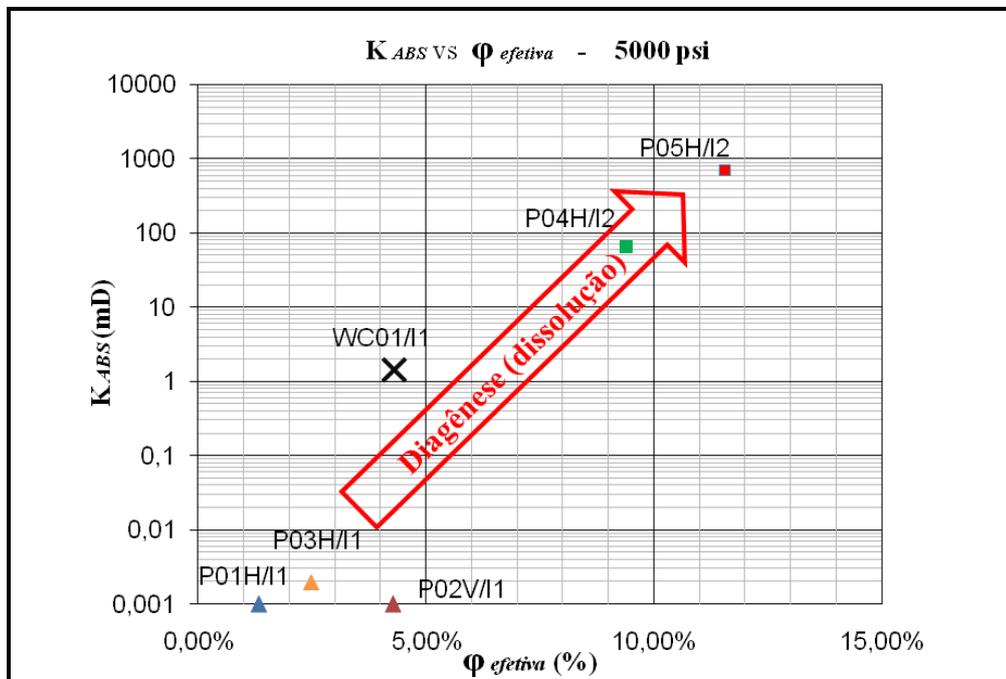


Figura 5.1.4 - Correlação $K_{ABS} / \phi_{efetiva}$ com as amostras individualizadas. A seta destacada mostra o controle geológico dos valores.

Analisando-se somente os resultados dos plugues, observa-se uma isotropia no intervalo 1, pois a K_{ABS} no plugue vertical e nos dois plugues horizontais estão por volta de 0,001 mD. Porém, o valor de $K_{MÁX}$ no *whole core* – 1,5 mD – destoa dos resultados nos plugues do mesmo intervalo em duas ordens de grandeza. A $K_{MÁX}$ corresponde à direção 45°–225°, quase paralela a uma fratura por dissolução na amostra (Figura 5.1.5). A fratura age inteligendo poros e canalizando o fluxo de fluidos. Dessa forma, a análise do *whole core* revela uma anisotropia que somente pôde ser observada nessa escala, já que a K_{Axial} é menor que 0,0001 mD.

No intervalo 2, os plugues têm a mesma orientação, estão separados por uma distância de apenas 60 cm e apresentam valores de permeabilidade defasados de uma ordem de grandeza – 63,6 e 707 mD. Essa é uma região do reservatório bem heterogênea e, em consequência, o fator escala também se mostra relevante.

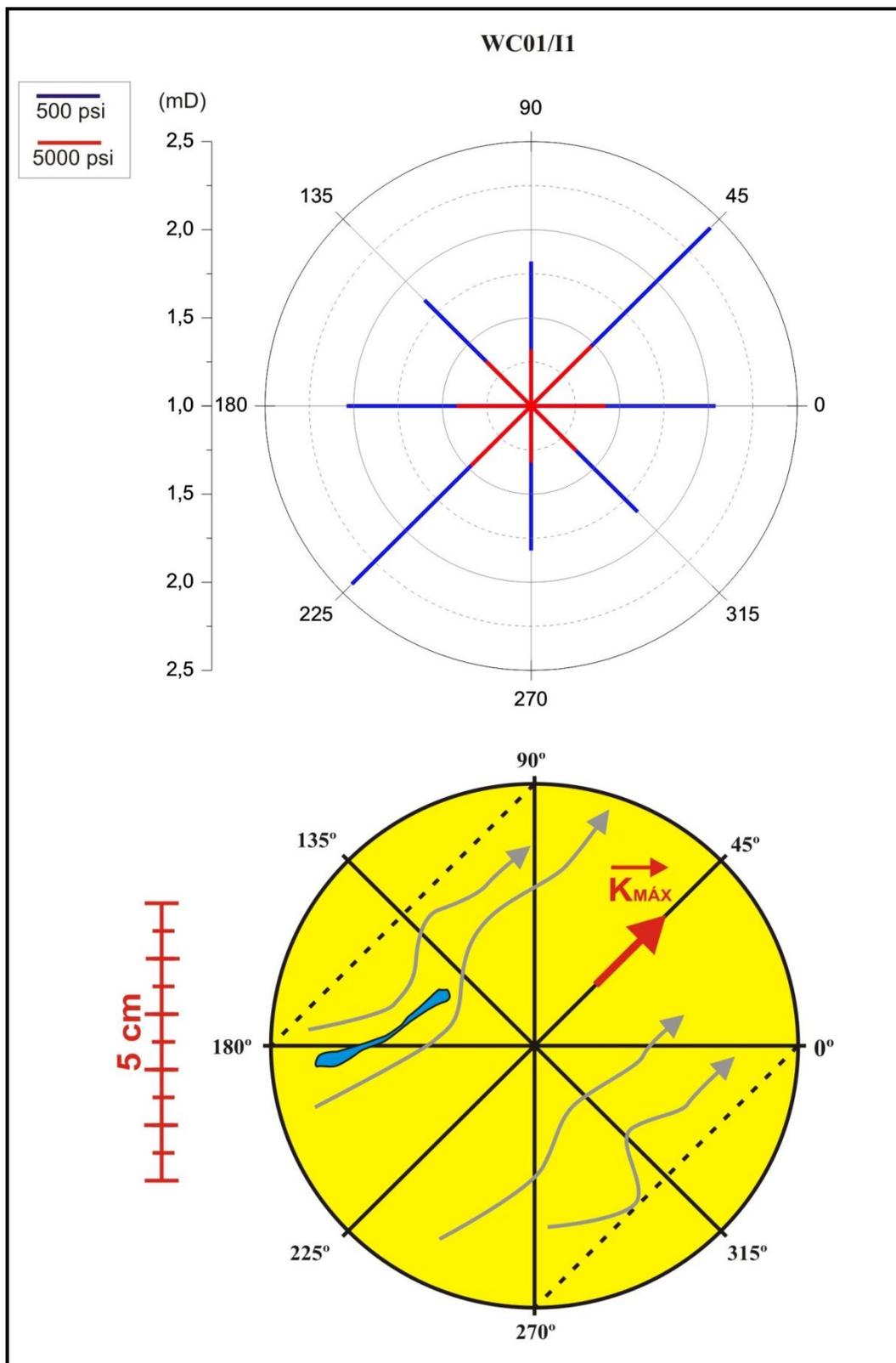


Figura 5.1.5 - Gráfico em coordenadas polares mostrando os valores de K_{radial} no WC01/I1. O valor de $K_{MÁX}$ está na direção 45°–225°, paralela a uma fratura por dissolução na amostra. O desenho esquemático destaca a direção de $K_{MÁX}$ e a fratura, representada em azul.

A permoporosidade tende a decrescer com a pressão de confinamento (Figura 4.2.17 e Figura 4.2.18), que varia desde um valor mínimo necessário para a realização das análises (500 psi) até a P_{ovb} calculada (5000psi). De fato, a pressão tende a compactar os poros das rochas, com a formação de obstruções para a passagem de fluidos.

Os valores de \mathbf{K}_{ABS} variam pouco com a pressão, permanecendo na mesma ordem de grandeza. Observa-se que a taxa de decréscimo para esse parâmetro é maior para pressões menores e diminui para pressões maiores.

Esperava-se que o decréscimo da $\phi_{efetiva}$ no *whole core* para maiores pressões fosse maior, já que, considerando o valor do módulo volumétrico (k) constante por se tratar do mesmo material e a mesma tensão média ($\bar{\tau}$), a deformação volumétrica (\mathcal{E}) é a mesma. Logo, quanto maior o volume (V), maior a variação volumétrica da amostra e, em consequência, maior a variação de porosidade.

$$\bar{\tau} = k\mathcal{E} = k \frac{\Delta V}{V} \quad (5.1.1)$$

Como a amostra de *whole core* tem um volume consideravelmente maior que o dos plugues, esperava-se que sua variação de porosidade também fosse maior. Observa-se que essa diferença não aparece. Tal fato pode estar relacionado a possíveis incertezas de medição.

Já no gráfico polar da Figura 5.1.5 – que mostra os valores de \mathbf{K}_{Radial} do *whole core* – em ambas as pressões confinantes os semi-eixos maiores das elipses que circunscrevem os vetores são praticamente paralelos a fratura. Percebe-se que, nas condições de maior pressão confinante, a elipse tem uma excentricidade maior, mostrando uma redução da anisotropia. Justifica-se tal ocorrência pois há uma compactação dos poros, aumentando a resistência ao fluxo, principalmente na direção de \mathbf{K}_{MAX} , influenciada pela fratura.

6 CONCLUSÃO

O principal controle sobre a permoporosidade nos carbonatos estudados é a diagênese que, através da dissolução, abre e conecta os poros. No intervalo 1, há uma intensa cimentação dolomítica que dificulta a interligação porosa. Já no intervalo 2, as amostras contêm *vuggys* com prováveis conexões que aumentam os valores permoporosos e qualificam o trecho como boa zona para exploração de óleo. Por outro lado, em segundo plano, pode existir um controle textural através das bioconstruções, representado pela correlação entre a homogeneidade textural com o aumento da porosidade.

Amostras de *whole core* são mais representativas do que plugues especialmente em carbonatos, visto suas heterogeneidades texturais. Zonas com baixa permoporosidade e aparente isotropia na escala de plugues podem ser viáveis para a produção de óleo se avaliadas em escala de *whole core*, através de um possível sistema de fraturas. É o caso do intervalo 1, que apresenta um aumento de K_{MAX} em duas ordens de grandeza. Já em zonas com alta heterogeneidade textural, com abundante dissolução, como no intervalo 2, uma escala de amostragem maior tende a suavizar os valores de permoporosidade obtidos por plugues

Os efeitos da pressão litostática simulada em laboratório nas análises petrofísicas são verificáveis, pois tendem a rebaixar os valores permoporosos e aumentar a isotropia das amostras. Dessa forma, apesar de a variação da permoporosidade com tais pressões ser pequena, a simulação das condições de subsuperfície é conveniente para a obtenção de parâmetros petrofísicos mais precisos.

Espera-se que as análises de Petrofísica Básica em *whole cores* sejam difundidas, já que suas vantagens, discutidas no presente trabalho, se aplicam amplamente em rochas carbonáticas, reservatórios dos campos gigantes da seção pré-sal das bacias da margem leste brasileira.

7 BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Recommended practices for core analysis, second edition: Recommended Practice RP40*, New York, 1998. (API-RP40).

CHOQUETTE, P. W.; L. C. PRAY. *Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 54, p. 207 - 250, 1970.

COMPAN, A. L. M. *Curso de análises de Petrofísica Básica para técnicos*. Cenpes/Petrobras, Rio de Janeiro, nov. 2011.

DANA, JD & HURLBUT. CS *Manual de mineralogia*. Rio de Janeiro: Livros técnicos e científicos, 1976.

K. VERWER, G. P. EBERLI, and R. J. WEGER. *Effect of pore structure on electrical resistivity in carbonates. AAPG Bulletin*, February 1, 2011; 95(2): 175 - 190.

McMAHON, JJ. *An investigation of Air Permeabilities of Porous Media*. The Pensilvânia State University, MS Thesis, 1949.

PGT- Petroleum Geoscience Technology. *Introdução à Geologia do Petróleo*. Disponível em: http://www.pgtech.com.br/geologia_do_petroleo.pdf. Acessado em 03 abr. 2011.

ROSA, A., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SPADINI, A. R. *Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações*. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.13, n.1, p. 129-138, nov. 2004/maio 2005, 2005.

THOMAS, E. J. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*; São Paulo: Interciência, 2001.