



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
IGEO - DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE ROCHAS-
RESERVATÓRIO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA
PRESSÃO DE CONFINAMENTO**

Leonardo Gonçalves

Trabalho Final de Curso
(Bacharelado em Geologia)

Rio de Janeiro
Julho de 2012

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE ROCHAS-RESERVATÓRIO EM FUNÇÃO
DA VARIAÇÃO DA PRESSÃO DE CONFINAMENTO**

Leonardo Gonçalves

**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

**Rio de Janeiro
Julho de 2012**

GONÇALVES, L.

Caracterização Petrofísica de Rochas-Reservatório em Função da Variação da Pressão de Confinamento. Leonardo Gonçalves - Rio de Janeiro: UFRJ/ IGeo – Departamento de Geologia, 2012.

XII, 71 p.

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2012.

Orientador: Emílio Velloso Barroso.

1. Petrofísica 2. Geopressões. 3. Permeabilidade 4. Porosidade 5. Rochas-reservatório
I. BARROSO, E. V. II. IGeo/UFRJ.

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE ROCHAS-RESERVATÓRIO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA PRESSÃO DE CONFINAMENTO

**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

Examinado por:

D.Sc. Emílio Velloso Barroso – UFRJ (orientador)

D.Sc. Andrea Ferreira Borges – UFRJ

M.Sc. Fátima Andreia de Freitas Brazil – PETROBRAS

Data: 18 de Julho de 2012.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar à minha mãe Delma, minhas tias Dea e Denira e meus primos Alexandre e Priscila, pelo incentivo e por sempre acreditarem no meu potencial. A educação familiar é base para formação de todos os bons profissionais.

Aos professores da Graduação em Geologia da UFRJ pela paciência e dedicação em nos ensinar e passar suas experiências sobre a “mais inexata das ciências exatas”. Em especial agradeço ao professor Emílio pela orientação neste trabalho.

Ao Centro de Pesquisas da PETROBRAS (CENPES) onde passei os últimos seis anos agregando valores fundamentais na minha formação como profissional. Agradeço aos amigos dos laboratórios de Granulometria (Carlos Jorge, Eduardo Jorge e Joana) e de Petrofísica Básica (Leandro e Nelita) com quem tive o prazer de trabalhar nesse período.

Aos engenheiros do CENPES André Compan, Dario Cruz, Raphael Vieira, Rodrigo Surmas e Vinícius Machado e aos geólogos Fátima Brazil, Leonardo Bonzanini e Marcelo Rezende, pela atenção que me deram e pelos conhecimentos passados sobre a área de Petrofísica, na qual pretendo me especializar.

Aos colegas de graduação pelos momentos incríveis de troca de conhecimento, de convivência nos campos e de lazer. Dedico especialmente aos amigos de turma Plínio, Vitor e Ygor pelo incentivo e ajuda neste trabalho e à amiga veterana Thaís que me serviu de exemplo de dedicação e persistência.

Por fim, agradeço aos amigos da Escola Técnica Federal de Química e do condomínio Gabinal que, mesmo indiretamente, contribuíram no meu período acadêmico, partilhando de momentos inesquecíveis.

RESUMO

GONÇALVES, L. **Caracterização petrofísica de rochas-reservatório em função da variação da pressão de confinamento.** Rio de Janeiro, 2012. XII, 71 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto de Geociências – Departamento de Geologia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Os ensaios de Petrofísica Básica têm uma importância significativa na caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos. A obtenção, na escala de laboratório, das características permo-porosas e a integração com dados provenientes de outras fontes como a petrografia e a perfilagem, permitem a construção de modelos que podem prever a capacidade de armazenamento e o potencial de escoamento dos fluidos.

A simulação das pressões as quais as rochas estão submetidas em subsuperfície tem grande relevância, pois impacta diretamente nos resultados das análises. Nesse estudo foram aplicados dois métodos diferentes de estimar as pressões médias de confinamento: um que iguala as tensões horizontais à vertical (tensões isotrópicas), e outro que admite condição geostática, onde as deformações horizontais são anuladas pelas tensões horizontais.

Ao todo, foram selecionadas doze amostras provenientes de três tipos de reservatórios de hidrocarbonetos: arenitos inconsolidados de reservatório turbidítico; arenitos cimentados de reservatório do tipo *tight gas sand*; carbonatos amostrados na seção pré-sal.

De maneira geral, os principais fatores que controlam a permo-porosidade das rochas são inerentes aos seus sistemas deposicionais (aspectos texturais) e diagenéticos. Os arenitos mostraram significativa influência dos dois aspectos, principalmente quanto ao grau de seleção dos grãos e a intensidade da cimentação. Já os carbonatos apresentaram valores fortemente impactados pelo processo diagenético de dissolução.

As análises de Petrofísica Básica foram realizadas em diferentes pressões visando avaliar a sensibilidade de cada rocha com a mudança das condições de subsuperfície. Nota-se que os valores de porosidade e, principalmente, permeabilidade tendem a diminuir com o aumento das pressões, e essa queda é mais pronunciada nos intervalos de pressão mais baixos.

Dentre as rochas analisadas, as inconsolidadas e a de menor permeabilidade demonstraram ser mais sensíveis à variação de pressão. Reservatórios com esses tipos de rocha devem ser avaliados com cautela, pois os valores de permo-porosidade obtidos em laboratório podem estar sub ou superestimados em função da técnica utilizada para o cálculo das pressões confinantes.

ABSTRACT

GONÇALVES, L. **Petrophysical characterization in reservoir rocks under of variation confining stress.** Rio de Janeiro, 2012. XII, 71 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto de Geociências – Departamento de Geologia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Conventional Core Analyses have huge importance for hydrocarbon reservoirs characterization. The acquisition of permo-porosity features, at the laboratory scale, and integration with data from other sources such as logging and petrography, allow the construction of models that can predict the storage capacity and fluid flow potential.

Simulation of pressures which the rocks are subjected to in sub-surface is very important because it directly impacts on the analyzes results. In this study two different methods were applied to estimate the average confining stress: the first one equals the horizontal stress to vertical stress (isotropic stress) and the other considers the geostatic condition, where the horizontal deformations are canceled by horizontal tensions.

Twelve samples were selected from three types of hydrocarbon reservoirs: unconsolidated sandstones from the turbidity reservoir; cemented sandstones of tight gas sand reservoir and limestones sampled in pre-salt section.

The main factors that control the rock's permo-porosity are associated to their depositional systems (textural features) and diagenetics. The sandstones are influenced by both aspects, especially regarding the selection of grains and the intensity of cementation. On the other hand, carbonates were heavily impacted by diagenetic dissolution process.

Conventional Core Analyses were done at different pressures to evaluate the sensitivity of each rock by the changing conditions of sub-surface. The porosity and especially permeability values tend to decrease with increasing confining stress and these reductions are larger at lower stress ranges.

Among the analyzed rocks, the samples with lower permeability values and the unconsolidated ones demonstrated to be more sensitive to stress variations. Reservoirs with these rock types should be evaluated with caution, because the permo-porosity values obtained in the laboratory may be under or overestimated depending on the method used for the calculation of confining stress.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplos de fontes de informações e suas diferentes escalas de abrangência. O círculo em vermelho engloba a região das análises laboratoriais (Modificada de MACHADO, 2010).....	13
Figura 2 - Diagrama contendo as classificações dos ensaios petrofísicos mais utilizados (Modificada de VIEIRA et al., 2010).....	15
Figura 3 – Massa específica de alguns materiais. Os trechos em verde marcam zonas de variação. Obs.: FLH – Folhelho, ARG – Argilito, ARN – Arenito, sat – Saturado, por – Poroso (Modificada de ELLIS <i>et al.</i> , 1988).	16
Figura 4 – Cubo contendo esferas de raio R num arranjo cúbico (Modificada de ROSA; CARVALHO; XAVIER; 2006).	17
Figura 5 - Exemplos de arranjos em grãos uniformes e suas respectivas porosidades. A mudança de arranjo cúbico para romboédrico pode causar uma redução de mais de 50% no valor inicial de porosidade (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).	18
Figura 6 – Diferença entre poros interconectados e isolados (ROSA; CARVALHO; XAVIER; 2006).....	19
Figura 7 – A lâmina da esquerda apresenta em sua maior parte porosidade do tipo primária (poros em azul). Já na rocha da direita, com maior influência da diagênese, é possível observar porosidade do tipo secundária gerada por dissolução (VIEIRA <i>et al.</i> , 2010).	20
Figura 8 – Esquema do experimento de Darcy sobre fluxo de água através de filtro. A vazão (Q) de água através do cilindro de areia é proporcional à seção transversal do mesmo (A) e a diferença do potencial hidráulico (h_1-h_2), e inversamente proporcional à altura do meio poroso (L); K é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso e do fluido (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).....	21
Figura 9 – Esquema simplificado de um fluido passando por um meio poroso cilíndrico horizontal (Modificada de SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).	22
Figura 10 - Gráfico contendo as regiões dos fluxos laminar e turbulento em função das razões de vazão por área e diferencial de pressão por comprimento (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).	24
Figura 11 - Esquema simulando deslocamentos difusionais nulo (líquidos) e não-nulo (gases). Pode-se observar que, no caso dos líquidos, a distância entre as moléculas é bem menor do que nos gases para a mesma dimensão de poro. Com isso, o choque entre as partículas torna o fluxo difusional desprezível (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).....	24
Figura 12 - Exemplo de obtenção do fator de escorregamento b em laboratório. Mede-se a permeabilidade aparente em diferentes pressões médias e aplica-se a regressão linear num gráfico Inverso de Pm por K aparente. O coeficiente angular da reta obtida trata-se do fator b. (VIEIRA <i>et al.</i> , 2010).....	25
Figura 13 – Obtenção do coeficiente b a partir de dados de literatura (McMAHON, 1949)...	26
Figura 14 - Exemplo esquemático para definição de pressão.	27
Figura 15 - Decomposição da grandeza vetorial tensão nas suas componentes normal e tangencial (cisalhante).	27
Figura 16 – Algumas unidades e fatores de conversão de pressão.....	27

Figura 17 - Experimento de Torricelli que deu origem ao primeiro barômetro. A partir deste experimento foi definida a unidade mmHg, onde Pressão Atmosférica (nível do mar) = 760 mmHg = 1,01x10 ⁵ Pa.	28
Figura 18 – Princípio de Terzaghi: a tensão total é a soma da tensão efetiva e da pressão de poros.	29
Figura 19 - Em subsuperfície, a tensão total pode ser dividida nas componentes vertical (σ_v), horizontal mínima (σ_h) e horizontal máxima (σ_H).	30
Figura 20 - Decomposição em 2D das tensões nas componentes horizontal mínima e vertical. Os grãos estão representados em amarelo e os poros em azul.	30
Figura 21 – Estimativa da pressão litostática por gradiente fixo (esquerda) e por perfil de densidade (direita). No modelo da direita é possível observar que a porção rochosa superficial não é perfilada, logo a densidade desse intervalo deve ser arbitrada (Modificada de ROCHA, 2012).	32
Figura 22 – Geopressões em função da profundidade.	33
Figura 23 - A pressão efetiva numa determinada profundidade é diferença entre a pressão litostática e a pressão estática.	34
Figura 24 - Fotos de lâmina petrográfica demonstrando o efeito da compactação da rocha após a aplicação de pressão. É possível observar a significativa redução da porosidade e, conseqüentemente, da permeabilidade.	37
Figura 25 – Visões externa (esquerda) e interna (direita) de um exemplo de holder hidrostático. Os fluidos de confinamento mais utilizados são água e óleo (Modificada de VIEIRA <i>et al.</i> , 2010).	37
Figura 26 - Arenito fino com estratificação cruzada de baixo ângulo, inconsolidado. Camadas com feições de erosão e carga na base (Foto do trecho do testemunho de onde foi retirado o plugue A4).	40
Figura 27 – Arcabouço frouxo predominante nos arenitos analisados. Observa-se pequena variação granulométrica (Foto de lâmina petrográfica confeccionada em intervalo próximo ao do plugue A1).	40
Figura 28 - Arenito fino moderadamente selecionado (A), com baixa a moderada cimentação de feldspato e quartzo (B e C) e franjas discretas (D). Ab = outgrowth de albita; Qtz = quartzo; Plg = plagioclásio.	41
Figura 29 - Vista geral dos carbonatos com estruturas arborescentes. Observar porosidade em azul (Lâmina retirada do plugue C1).	42
Figura 30 - Lâmina referente ao plugue C3, tingida com alizarina (ferricianeto de potássio) evidenciando composição calcítica (avermelhada). Observam-se cristais de dolomita no espaço intergranular.	42
Figura 31 – Esquema típico de um extrator do tipo <i>Soxhlet</i> (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).	43
Figura 32 - Condição das câmaras do experimento antes da abertura da válvula de ligação (Modificada de AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 40, 1998).	44
Figura 33 - Condição das câmaras do experimento depois da abertura da válvula de ligação (Modificada de AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 40, 1998).	45

Figura 34 - Desenho esquemático de uma célula de confinamento hidrostática durante a medida do volume poroso (Modificada de AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 40, 1998).	47
Figura 35 – Esquema do aparato para medição da permeabilidade absoluta (Modificada de AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 40, 1998).	48
Figura 36 – Viscosidade do gás em função da temperatura (Modificada de TORSÆTER & ABTAHI; 2003).	49
Figura 37 – Exemplo da influência do grau de seleção nos valores de porosidade (Modificada de NUPEG, 2012).	56
Figura 38 – Exemplo de franjas de clorita precipitadas sobre os grãos do arcabouço. É possível notar a redução do espaço poroso (em azul) e o estrangulamento das gargantas de poros.	57
Figura 39 - Gráfico de correlação entre as porosidades e permeabilidades dos três Litotipos.	58
Figura 40 - Controles geológicos sobre o gráfico de correlação porosidade vs. permeabilidade (SOMBRA, 2011).	59
Figura 41 - Linearidade da correlação porosidade vs. log-permeabilidade entre as amostras de cada Litotipo.	60
Figura 42 - Curvas de decaimento da permeabilidade normalizada em função das pressões de confinamento.	62
Figura 43 - Curvas de permeabilidade vs. pressão de confinamento de cada Litotipo separado.	63
Figura 44 - Experimentos de Fatt e Davis que demonstram a queda exponencial da permeabilidade com o aumento das pressões. É possível notar o decréscimo da permeabilidade mais expressivo entre 0 e 3000 psi (FATT & DAVIS, 1952)	64
Figura 45 - Diferenças absolutas e relativas entre as permeabilidades obtidas nas pressões de confinamento conservadora e otimista.	66

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Principais fatores das rochas que afetam a porosidade.....	18
Tabela 2 – Principais fatores das rochas que afetam a permeabilidade.	23
Tabela 3 – Valores mínimos e máximos de coeficientes de Poisson. Valores médios entre parênteses.....	36
Tabela 4 – Dados de lâmina d’água e profundidade média das amostras.	50
Tabela 5 – Valores de pressão confinante aplicados nas amostras dos Litotipos A, B e C.....	51
Tabela 6 – Resultados de Petrofísica Básica dos plugues do Litotipo A.	52
Tabela 7 – Resultados de Petrofísica Básica dos plugues do Litotipo B.....	53
Tabela 8 – Resultados de Petrofísica Básica dos plugues do Litotipo C.....	54
Tabela 9 - Classificação da Porosidade.	55
Tabela 10 - Classificação da Permeabilidade.	55
Tabela 11 - Decréscimo da porosidade efetiva para cada amostra. Calculado pela diferença entre os resultados obtidos na maior e na menor pressão de confinamento aplicada.....	61
Tabela 12 - Decréscimo da permeabilidade absoluta para cada amostra. Calculado pela diferença entre os resultados obtidos na maior e na menor pressão de confinamento aplicada.	61
Tabela 13 - Coeficientes R2 para decaimentos lineares e exponenciais. Em cada amostra, os mais próximos a 1 estão destacados em negrito.	62
Tabela 14 - Comparação entre os resultados de permeabilidade obtidos nas pressões de confinamento calculadas pelos métodos conservador e otimista.	66

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	OBJETIVOS.....	14
3	DEFINIÇÕES.....	15
3.1	Petrofísica Básica	15
3.1.1	Massa Específica dos Grãos	16
3.1.2	Porosidade	17
3.1.3	Permeabilidade	20
3.2	Geopressões.....	26
3.2.1	Conceitos Fundamentais.....	26
3.2.2	Princípio de Terzaghi.....	28
3.2.3	Pressão Litostática	30
3.2.4	Pressão Estática	32
3.2.5	Pressão Efetiva	34
3.2.6	Pressão de Confinamento	37
4	MATERIAIS E MÉTODOS	38
4.1	Seleção das amostras.....	38
4.1.1	Litotipo A – Arenito Turbidítico	39
4.1.2	Litotipo B – Arenito <i>Tight Gas Sand</i>	40
4.1.3	Litotipo C - Carbonato da Seção Pré-Sal	41
4.2	Ensaio de Petrofísica Básica.....	42
4.2.1	Preparo das amostras	42
4.2.2	Porosímetro.....	44
4.2.3	Permeâmetro	48
4.2.4	Cálculo das Pressões de Confinamento	49
4.2.5	Resultados.....	51
5	DISCUSSÃO.....	56
5.1	Controles Sobre a Permo-porosidade.....	56
5.2	Sensibilidade das Análises em Função da Pressão	60
5.3	Comparação Entre os Modelos (Conservador vs. Otimista).....	65
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	68

1 INTRODUÇÃO

A caracterização de reservatórios petrolíferos pode ser entendida como um processo de obtenção e integração de informações geofísicas, geológicas e de engenharia, visando o desenvolvimento de um modelo do potencial de armazenamento e de exploração do campo.

A indústria do petróleo dispõe de diversas fontes de dados em diferentes escalas, como a retirada de amostras laterais e de calha, testemunhagem, perfilagem, testes de formação, levantamentos sísmicos, dentre outros.

A Figura 1 apresenta algumas das fontes de informações e as ordens de grandeza de suas escalas de abrangência horizontais e verticais.

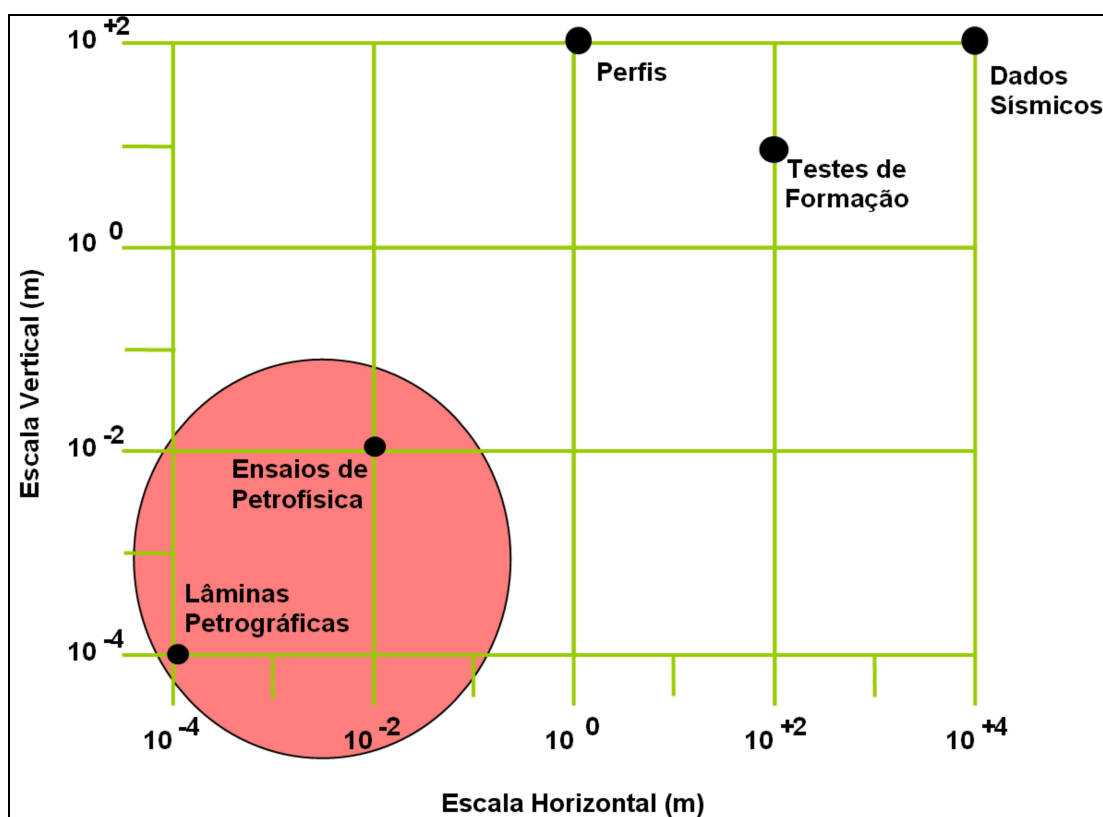


Figura 1 - Exemplos de fontes de informações e suas diferentes escalas de abrangência. O círculo em vermelho engloba a região das análises laboratoriais (Modificada de MACHADO, 2010).

É possível observar que quanto maior a ordem de grandeza, mais representativa será a fonte de dado em relação ao reservatório. Por exemplo, o levantamento sísmico pode fornecer informações de uma extensa área do campo, enquanto a descrição de uma lâmina petrográfica é um dado mais pontual. Em contrapartida, as fontes com menores escalas de abrangência, como a área destacada em vermelho, apresentam incertezas mais reduzidas em relação às de maiores escalas.

As informações obtidas por essas diferentes fontes devem ser corretamente integradas visando à construção de um modelo com alta confiabilidade. É nesse contexto que os ensaios laboratoriais de petrofísica tornam-se uma importante ferramenta, por exemplo, auxiliando na calibração de perfis e dados sísmicos.

No entanto, algumas condições são consideradas essenciais para que os resultados dos ensaios tenham alta qualidade e representatividade. O conhecimento e a simulação, em laboratório, das tensões as quais as rochas estão submetidas em subsuperfície é fundamental, pois têm impacto direto nos parâmetros petrofísicos a serem obtidos. De maneira geral, a porosidade e a permeabilidade das rochas decaem com o aumento das tensões aplicadas.

A estimativa das tensões atuantes em subsuperfície é uma tarefa complexa principalmente em função das incertezas associadas. A heterogeneidade dos tipos de reservatórios dificulta ainda mais a construção de um padrão para o cálculo das tensões tendo em vista que cada tipo de rocha tem um comportamento distinto em relação à aplicação de pressões.

2 OBJETIVOS

Os principais objetivos do presente trabalho são:

- Observar o comportamento dos parâmetros petrofísicos (porosidade e permeabilidade) em função da variação da pressão de confinamento;
- Avaliar o impacto do uso de duas diferentes técnicas de cálculo de pressão de confinamento sobre os resultados de Petrofísica Básica;
- Identificar os fatores geológicos que controlam as características permo-porosas de três tipos distintos de rochas-reservatório;

3 DEFINIÇÕES

3.1 Petrofísica Básica

Petrofísica é definida como a ciência que busca compreender e caracterizar os fenômenos físicos que sejam função da estrutura porosa da rocha e das interações da rocha com os fluidos saturantes. As aplicações finais envolvem a capacidade de armazenamento e de escoamento de fluidos no meio poroso.

Os ensaios laboratoriais de petrofísica são comumente classificados na indústria do petróleo como Petrofísica Básica ou de Rotina (*Conventional or Routine Core Analysis*) e Petrofísica Especial (*Special Core Analysis*).

Essa classificação leva em consideração, principalmente, o tempo das análises, tendo em vista que os ensaios ditos como básicos ou de rotina são os primeiros a serem realizados e têm duração significativamente menor que os ensaios especiais.

A Figura 2 apresenta as categorias dos principais ensaios petrofísicos.

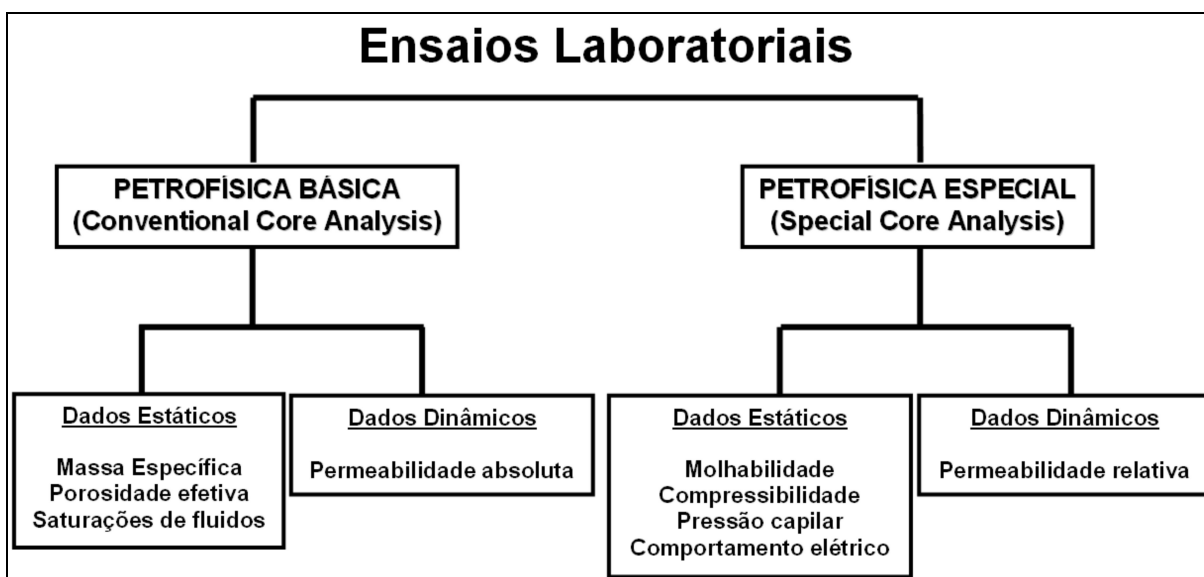


Figura 2 - Diagrama contendo as classificações dos ensaios petrofísicos mais utilizados (Modificada de VIEIRA *et al.*, 2010).

3.1.1 Massa Específica dos Grãos

A massa específica dos grãos (ρ) é definida como a razão entre a massa da amostra seca (m) e o seu volume de sólidos (VS).

$$\rho = \frac{m}{VS} \quad (1)$$

Dentre algumas aplicações da massa específica dos grãos estão as obtenções da porosidade a partir do perfil e da velocidade de propagação de ondas acústicas. Abaixo segue a equação que exemplifica a estimativa da porosidade (ϕ_D) através do valor de massa específica.

$$\phi_D = \frac{(\rho_{SÓLIDO} - \rho_{PERFIL})}{(\rho_{SÓLIDO} - \rho_{FLUIDO})} \quad (2)$$

Em geral, o valor da massa específica dos grãos reflete o conteúdo mineralógico da rocha analisada. A Figura 3 apresenta valores típicos de massa específica de alguns materiais que podem ser encontrados no reservatório.

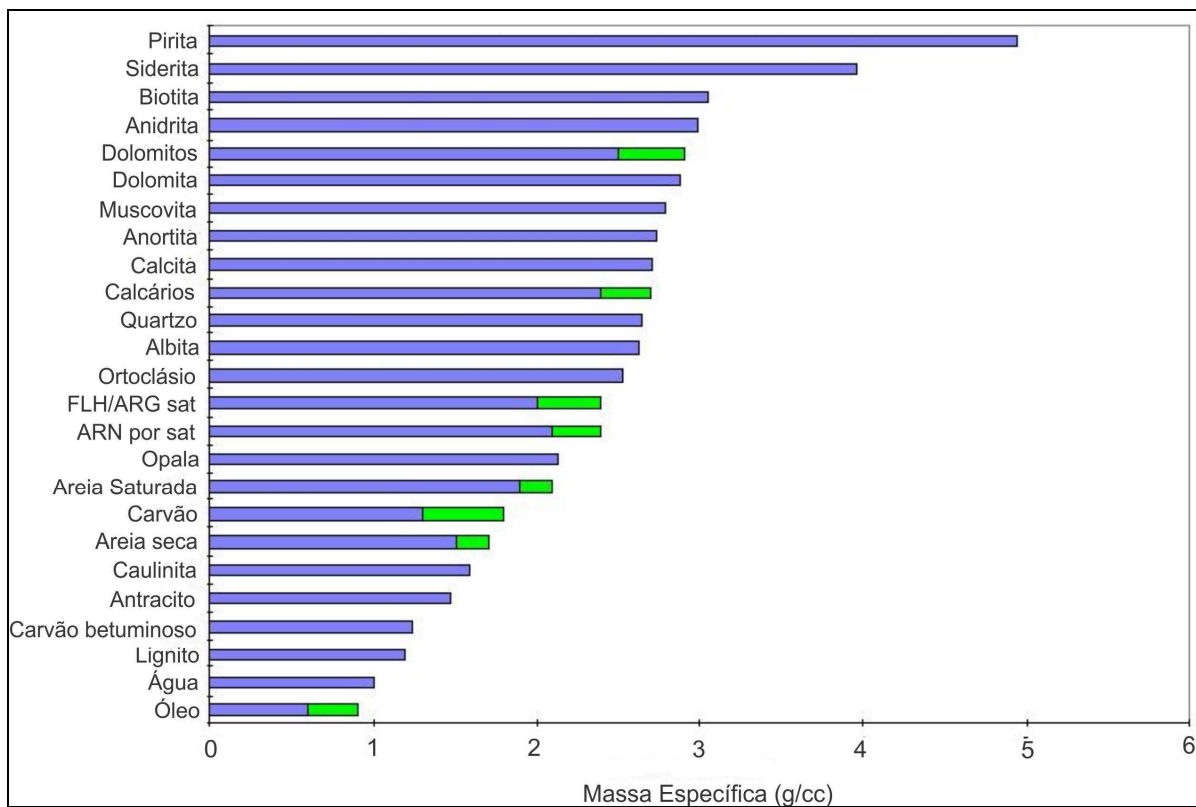


Figura 3 – Massa específica de alguns materiais. Os trechos em verde marcam zonas de variação. Obs.: FLH – Folhelho, ARG – Argilito, ARN – Arenito, sat – Saturado, por – Poroso (Modificada de ELLIS *et al.*, 1988).

3.1.2 Porosidade

A porosidade (ϕ) é definida como a relação entre o volume de vazios representado pelos poros (VP) e o volume total da rocha (VT). Trata-se de uma importante propriedade física, pois estima a capacidade de armazenamento de fluidos e controla a compressibilidade da rocha.

$$\phi = \frac{VP}{VT} \quad (3)$$

Idealmente, um material composto por grãos esféricos, de mesmo diâmetro e arranjados em forma cúbica, como indica a Figura 4, apresenta porosidade máxima de 47,6 %.

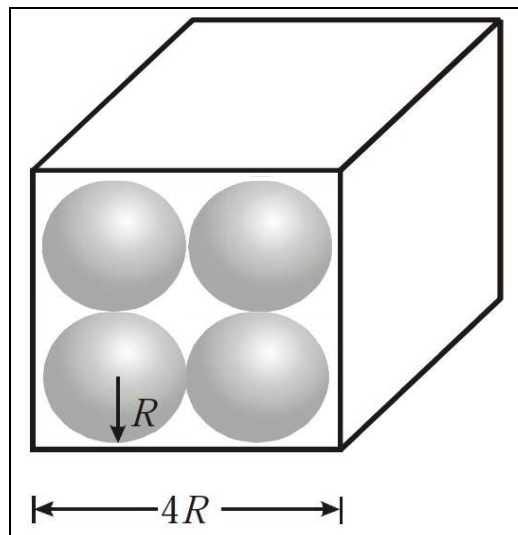


Figura 4 – Cubo contendo esferas de raio R num arranjo cúbico (Modificada de ROSA; CARVALHO; XAVIER; 2006).

Isso porque, se as esferas possuírem raios iguais a R e o cubo possuir aresta 4R, o volume poroso é dado por:

$$VP = V_{cubo} - V_{esferas} = (4R)^3 - 8 \left(\frac{4}{3} \pi R^3 \right) = 30,5R^3$$

E o volume total do material, ou seja, o volume do cubo será:

$$VT = V_{cubo} = (4R)^3 = 64R^3$$

Então, a porosidade é dada por:

$$\phi = VP/VT = 30,5R^3 / 64R^3 = 0,476(47,6\%)$$

O arranjo observado na Figura 4 é o que proporciona o maior valor possível de porosidade para grãos uniformes (mesmo diâmetro). Observa-se também que se os grãos são perfeitamente esféricos e do mesmo diâmetro a porosidade independe do tamanho dos grãos.

Um simples rearranjo na estrutura do material causado, por exemplo, por um acréscimo de carga vertical, pode modificar a porosidade de forma significativa. Na Figura 5 é possível observar alguns exemplos de arranjos e suas respectivas porosidades.

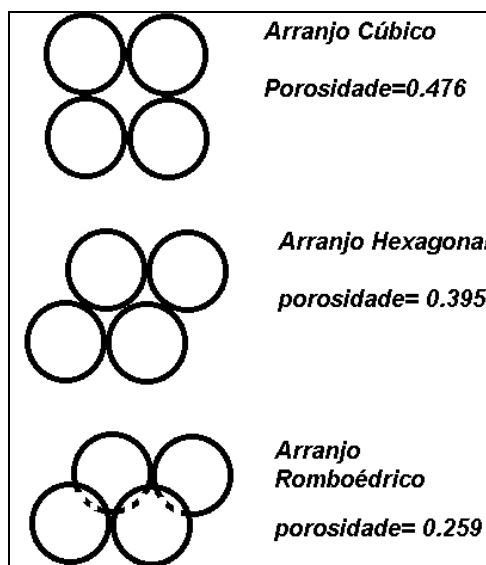


Figura 5 - Exemplos de arranjos em grãos uniformes e suas respectivas porosidades. A mudança de arranjo cúbico para romboédrico pode causar uma redução de mais de 50% no valor inicial de porosidade (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).

Todavia, a heterogeneidade típica dos materiais rochosos aumenta a complexidade de sua trama porosa. A Tabela 1 exemplifica alguns fatores característicos das rochas que podem causar o aumento ou a redução da porosidade.

Tabela 1 – Principais fatores das rochas que afetam a porosidade.

FATOR	EFEITO NA POROSIDADE
Maior grau de empacotamento	Diminui
Má seleção de diâmetros de grãos	Diminui muito
Redução ou aumento do tamanho dos grãos	Inalterada
Maior esfericidade dos grãos	Aumenta
Cimentação	Diminui
Presença de argilas	Diminui pouco (geração de microporosidade)
Presença de fraturas parcialmente ou não cimentadas	Aumenta pouco

(Modificada de SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).

O valor da porosidade pode ser obtido através de diversas técnicas como a perfilagem (perfil sônico, neutrão ou ressonância magnética) e petrografia, contudo os ensaios laboratoriais são os que apresentam menores incertezas.

Em geral, o tipo de porosidade pode ser classificado em função de características físicas (absoluta e efetiva) ou diagenéticas (primária e secundária).

- **Porosidade absoluta:** relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma;
- **Porosidade efetiva:** relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total. Do ponto de vista da caracterização de reservatórios, a porosidade efetiva é o valor que se deseja quantificar, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso;

A Figura 6 mostra um exemplo de seção transversal de uma amostra de rocha, onde podem ser observados dois tipos de poros: interconectados e isolados. A soma dos volumes porosos interconectados com os volumes porosos isolados representa o volume total de poros, utilizado na definição da porosidade absoluta da rocha. O volume poroso interconectado determina a porosidade efetiva.

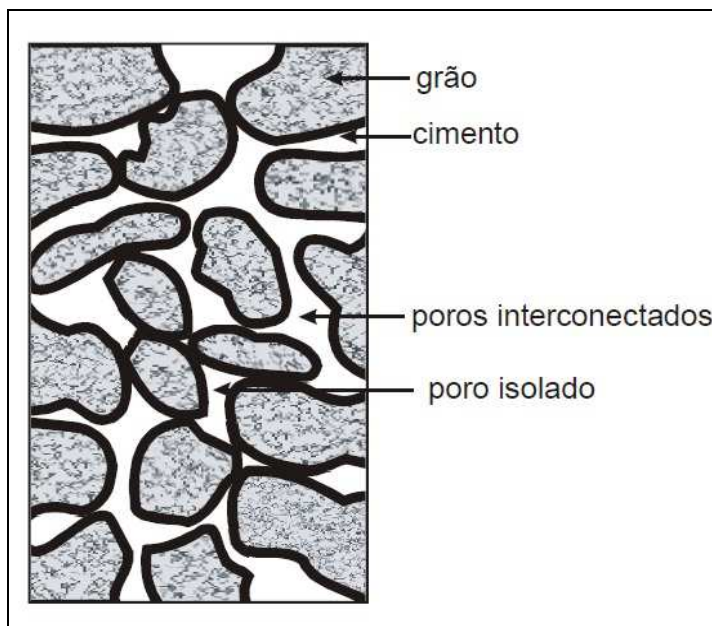


Figura 6 – Diferença entre poros interconectados e isolados (ROSA; CARVALHO; XAVIER; 2006).

- **Porosidade primária:** Trata-se da porosidade original preservada da rocha, diminuída pelos efeitos da diagênese, principalmente da compactação;
- **Porosidade secundária:** Considerada como a porosidade criada na rocha por meio de processos diagenéticos, como a dissolução, e por processos deformacionais, como a geração de fraturas parcialmente ou não cimentadas (Figura 7).

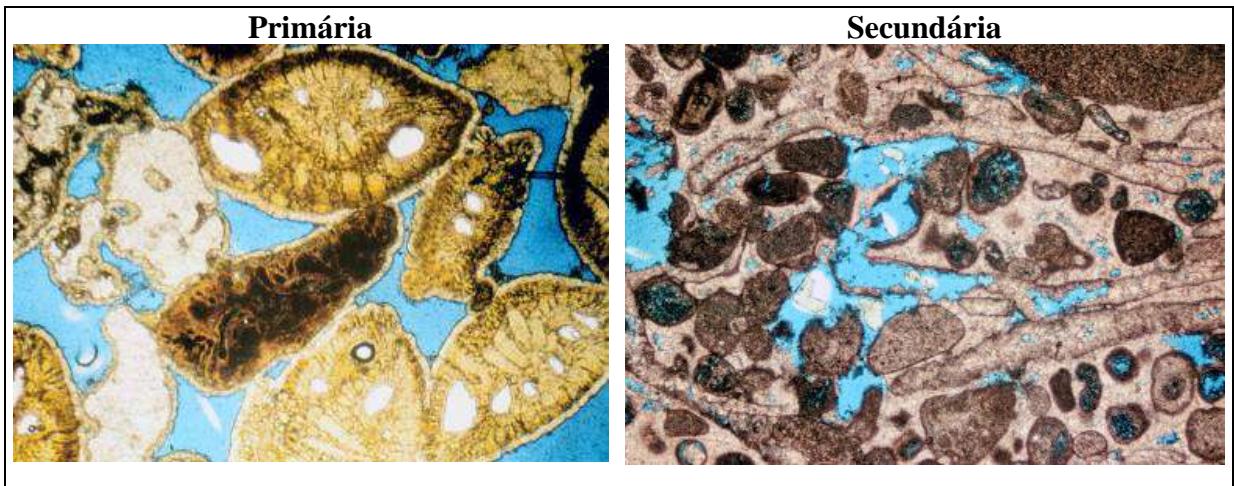


Figura 7 – A lâmina da esquerda apresenta em sua maior parte porosidade do tipo primária (poros em azul). Já na rocha da direita, com maior influência da diagênese, é possível observar porosidade do tipo secundária gerada por dissolução (VIEIRA *et al.*, 2010).

3.1.3 Permeabilidade

Em geral, a permeabilidade de um meio poroso é entendida como a sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material.

O conceito de permeabilidade foi introduzido inicialmente através de experimentos de Darcy (1856), que observou a seguinte relação de proporcionalidade ao estudar problemas de tratamento de água através de filtros de areia (Figura 8):

$$Q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} \quad (4)$$

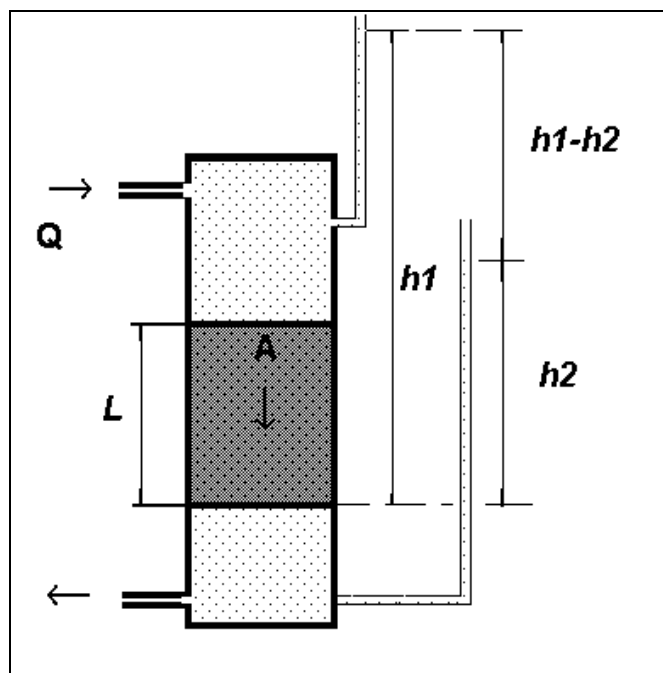


Figura 8 – Esquema do experimento de Darcy sobre fluxo de água através de filtro. A vazão (Q) de água através do cilindro de areia é proporcional à seção transversal do mesmo (A) e a diferença do potencial hidráulico ($h_1 - h_2$), e inversamente proporcional à altura do meio poroso (L); K é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso e do fluido (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).

Posteriormente, o experimento foi estendido a outros fluidos, quando foi estabelecido que a constante K poderia ser reescrita como $k_{abs} \gamma / \mu$, onde μ e γ são respectivamente a viscosidade dinâmica e o peso específico do fluido, e k_{abs} é uma propriedade da rocha somente, denominada **permeabilidade absoluta**.

$$Q = \frac{k_{abs} A \gamma (h_1 - h_2)}{\mu L} \quad (5)$$

A permeabilidade pode ser classificada como:

- **Permeabilidade Absoluta ou Intrínseca (k_{ABS})** é medida quando há um único fluido saturando o meio poroso. É uma característica intrínseca do próprio meio poroso.
- **Permeabilidade Efetiva (k_{EF})** é medida quando há mais de um fluido. É uma característica que depende do meio poroso, da sua interação com os fluidos e da interação entre os fluidos. O resultado é comumente apresentado como a permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado.

Nos ensaios de Petrofísica Especial costumam-se utilizar valores após submetê-los a um processo de normalização. A **permeabilidade relativa** é o resultado de uma normalização obtida após dividir os valores de cada **permeabilidade efetiva** pelo de permeabilidade **absoluta**.

Em função da longa duração dos testes de permeabilidade relativa, os ensaios de Petrofísica Básica englobam somente a medida da permeabilidade absoluta. Para o cálculo da mesma utiliza-se, então, a Lei de Darcy que tem a seguinte forma quando aplicada em um meio poroso cilíndrico horizontal (Figura 9):

$$k_{ABS} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (6)$$

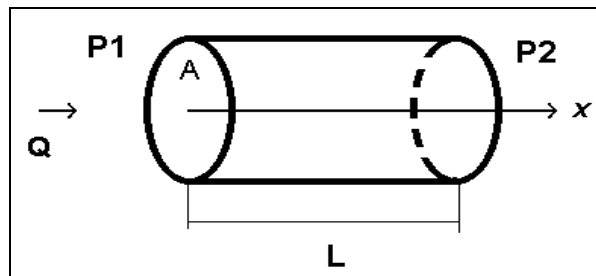


Figura 9 – Esquema simplificado de um fluido passando por um meio poroso cilíndrico horizontal (Modificada de SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).

Entretanto, quando se utilizam fluidos compressíveis (gases, por exemplo) escoando em um meio poroso cilíndrico horizontal, a vazão depende da pressão na qual está sendo medida, e a equação de Darcy toma a seguinte forma:

$$k_{ABS} = \frac{2 \cdot Q \cdot \mu \cdot L \cdot P_Q}{A \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad (7)$$

Onde:

- Q é a vazão volumétrica (cm^3/s);
- k_{ABS} é a permeabilidade absoluta (Darcy);
- A é a área aberta ao fluxo (cm^2);
- L é o comprimento da amostra (cm);
- P_1 é a pressão na face de entrada da amostra (atm);
- P_2 na face de saída da amostra (atm);
- P_Q a pressão onde é medida a vazão (atm);
- μ é a viscosidade do fluido (cp).

A unidade utilizada para medidas de permeabilidade absoluta é o Darcy (aproximadamente $1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$) e seus submúltiplos como o miliDarcy (mD) ou microDarcy (μD). Em geral, a permeabilidade em arenitos não consolidados pode atingir valores muito altos, na faixa de 1 a 10 Darcy. Por outro lado, em arenitos consolidados, geralmente com diagênese avançada, os valores de permeabilidade podem ser tão baixos quanto 1 mD.

Assim como a porosidade, existem alguns fatores típicos das rochas que podem contribuir com o aumento ou a redução dos valores de permeabilidade. A Tabela 2 exemplifica alguns desses fatores.

Tabela 2 – Principais fatores das rochas que afetam a permeabilidade.

FATOR	EFEITO NA PERMEABILIDADE
Maior grau de empacotamento	Diminui
Má seleção de diâmetros de grãos	Diminui muito
Redução do tamanho dos grãos	Diminui
Maior esfericidade dos grãos	Aumenta
Cimentação	Diminui
Presença de argilas	Diminui bastante, principalmente para argilas autigênicas
Presença de fraturas parcialmente ou não cimentadas	Aumenta muito

(Modificada de SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).

Existem, também, algumas condições para a validação da Lei da Darcy que devem ser observadas antes dos ensaios:

- Meio poroso 100 % saturado por um só fluido;
- Ausência de reação rocha-fluido;
- Escoamento laminar de um fluido newtoniano (Figura 10);
- Fluido obedece a condição de não-escorregamento (Klinkenberg);

O termo “laminar” é proveniente da mecânica dos fluidos, onde se admite que, quando submetidos a baixas velocidades, os fluidos escoam como se fossem compostos por lâminas se deslocando umas sobre as outras. Para fluxos turbulentos a equação de Darcy não pode ser aplicada.

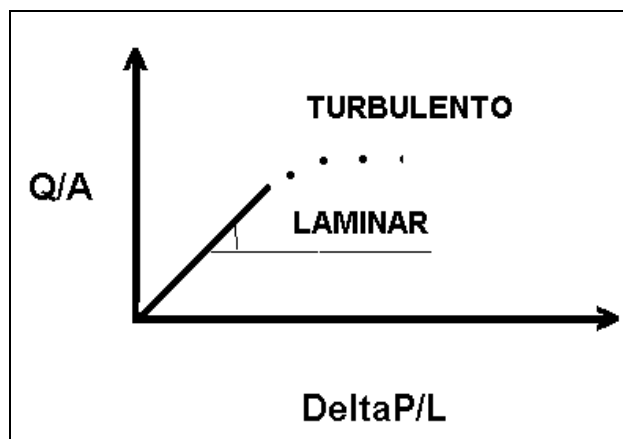


Figura 10 - Gráfico contendo as regiões dos fluxos laminar e turbulento em função das razões de vazão por área e diferencial de pressão por comprimento (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).

O efeito Klinkenberg é observado quando se utilizam fluidos gasosos na medição de permeabilidade. Trata-se da aproximação do livre caminho médio das moléculas de gás da dimensão dos poros do meio poroso. Isto torna o fluxo difusional não desprezível (Figura 11). Este fluxo se soma ao fluxo viscoso aumentando de maneira falsa a vazão e fazendo com que as moléculas se movimentem mais rapidamente do que um líquido o faria.

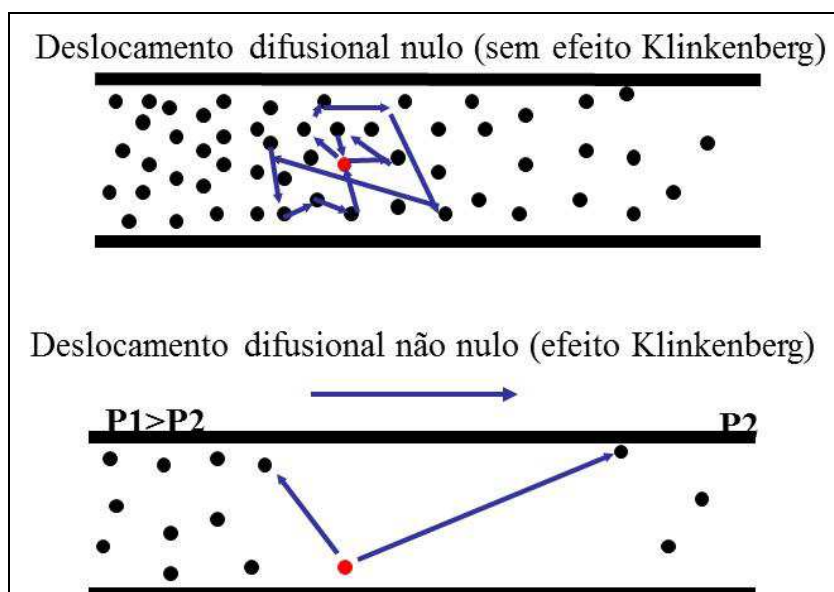


Figura 11 - Esquema simulando deslocamentos difusionais nulo (líquidos) e não-nulo (gases). Pode-se observar que, no caso dos líquidos, a distância entre as moléculas é bem menor do que nos gases para a mesma dimensão de poro. Com isso, o choque entre as partículas torna o fluxo difusional desprezível (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).

Em geral, os equipamentos utilizados em laboratório para a medição da permeabilidade fazem uso de fluidos gasosos como, por exemplo, o gás nitrogênio. Com isso, a permeabilidade obtida experimentalmente é chamada de aparente, e o efeito Klinkenberg deve ser corrigido através da equação abaixo para obtenção da permeabilidade absoluta:

$$k_{AP} = k_{ABS} \cdot \left(1 + \frac{b}{P_M} \right) \quad (8)$$

Onde:

- k_{ABS} é a permeabilidade absoluta corrigida (mD);
- k_{AP} é a permeabilidade aparente obtida no laboratório (mD);
- P_M é a pressão média (atm);
- b é o fator de escorregamento;

O coeficiente b é característico da rocha e pode ser medido em laboratório ou estimado de dados de literatura. A medida de laboratório é feita a partir da obtenção das permeabilidades aparentes em diversas condições de pressão média. A Figura 12 exemplifica um meio de obtenção do fator b em laboratório:

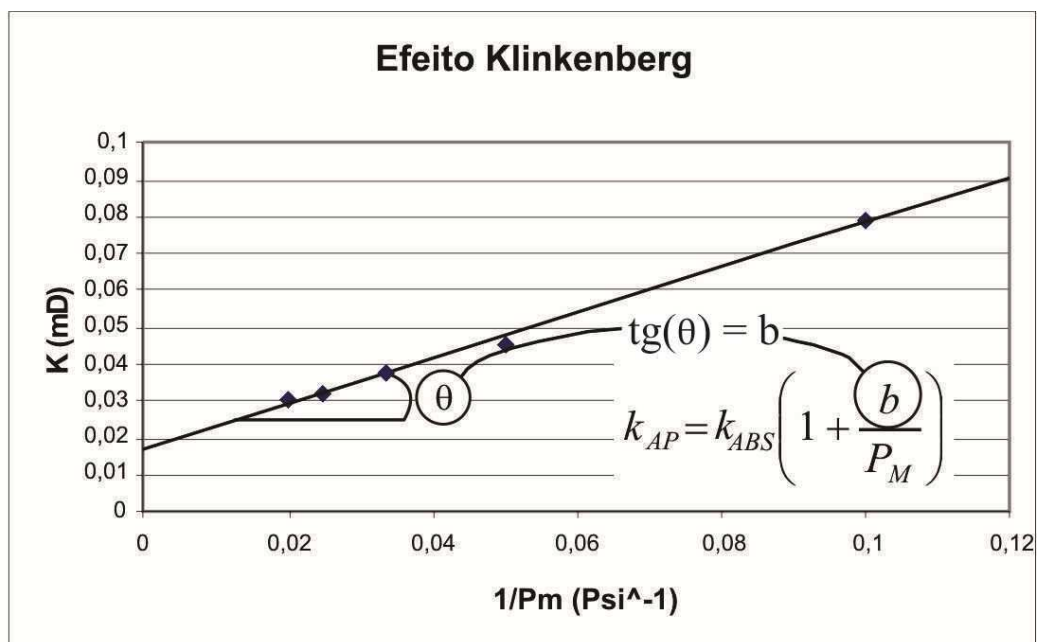


Figura 12 - Exemplo de obtenção do fator de escorregamento b em laboratório. Mede-se a permeabilidade aparente em diferentes pressões médias e aplica-se a regressão linear num gráfico Inverso de P_m por K aparente. O coeficiente angular da reta obtida trata-se do fator b . (VIEIRA *et al.*, 2010).

A medida do coeficiente b em laboratório demanda um tempo maior para os ensaios de permeabilidade absoluta. Por isso, frequentemente utilizam-se dados de literatura para obtenção desse parâmetro. A Figura 13 apresenta a equação proposta por McMahon (1949) para exemplificar a estimativa do fator de escorregamento b .

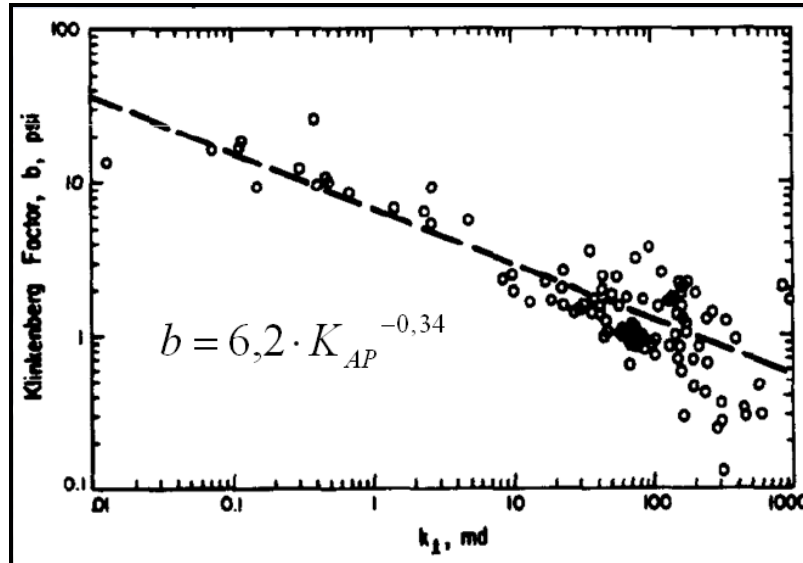


Figura 13 – Obtenção do coeficiente b a partir de dados de literatura (McMAHON, 1949).

3.2 Geopressões

3.2.1 Conceitos Fundamentais

A pressão é uma grandeza escalar, matematicamente definida como:

$$P = \frac{F}{A} \quad (9)$$

Onde:

- P é a pressão;
- F é a força normal;
- A é a área;

A pressão é transmitida na direção normal aos limites dos materiais, em geral fluidos (Figura 14). É expressa no Sistema Internacional (S.I.) pela unidade Pascal: $1 \text{ Pa} = 1 \text{ N/m}^2$.

Matematicamente a tensão é definida de maneira similar, contudo é utilizada com mais frequência para materiais sólidos. Trata-se de uma grandeza vetorial, que pode ser decomposta em normal (σ) e cisalhante (τ), conforme demonstrado na Figura 15:

$$\sigma = \frac{\vec{F}}{A} \quad (10)$$

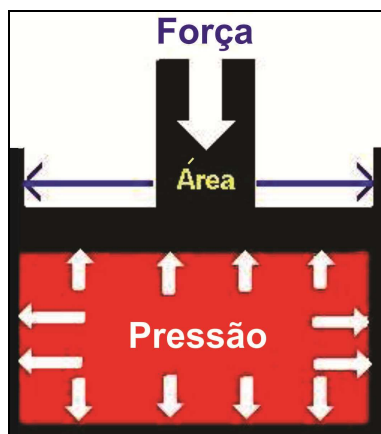


Figura 14 - Exemplo esquemático para definição de pressão.

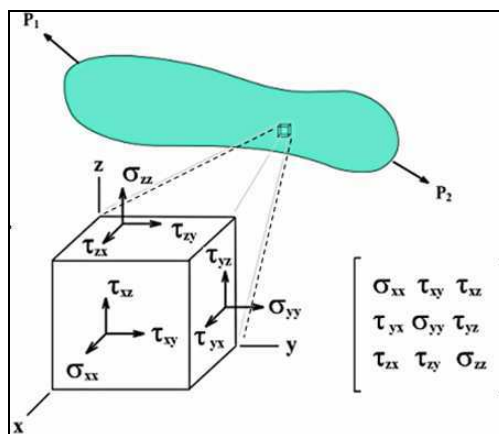


Figura 15 - Decomposição da grandeza vetorial tensão nas suas componentes normal e tangencial (cisalhante).

A partir da definição de pressão, diversas unidades podem ser empregadas conforme demonstrado na Figura 16. Na indústria do petróleo, a unidade mais frequentemente utilizada é o psi (libra força por polegada quadrada).

Conversão de unidades de Pressão:	
1 Pascal (Pa)	= 1N/m ² (MKS)
1 MPa	= 145 psi
1 MPa	= 10,2 kgf/cm ²
1atm	= 1,03 Kgf/cm ² = 10,3 N/cm ²
1atm	= 14,696 psi
1 kgf/cm ²	= 14.223 psi
1 bar	= 14.503 psi = 1,03 atm

Figura 16 – Algumas unidades e fatores de conversão de pressão.

Em 1643, Torricelli demonstrou que a pressão é proporcional ao peso específico e altura de um determinado fluido (Figura 17). Desta forma, a medida de pressão pode ser expressa em termos da altura de um fluido. No S.I., a massa específica é definida em kg/m³, a pressão em Pascal e a altura em metros:

$$P = \rho \cdot g \cdot h \quad (11)$$

Se a densidade for dada em g/cm³ e a pressão em psi, tem-se:

$$1 \text{ g/cm}^3 = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$1 \text{ psi} = 6894 \text{ Pa}$$

$$g \text{ (aceleração da gravidade ao nível do mar)} = 9,8 \text{ m/s}^2$$

$$P \cdot 6894 = \rho \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot h$$

$$P(\text{psi}) = (\rho(\text{g / cm}^3) \cdot 1,42) \cdot h(\text{m}) \quad (12)$$

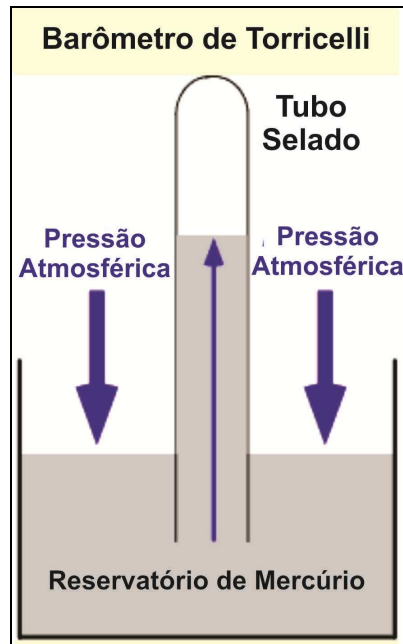


Figura 17 - Experimento de Torricelli que deu origem ao primeiro barômetro. A partir deste experimento foi definida a unidade mmHg, onde Pressão Atmosférica (nível do mar) = 760 mmHg = 1,01x10⁵ Pa.

3.2.2 Princípio de Terzaghi

Quando se trabalha com materiais localizados em subsuperfície como rochas ou solos, torna-se necessário observar o princípio das tensões efetivas, inicialmente estipulado por Terzaghi (1943): a sobrecarga (tensão total) é suportada pela pressão de poros e pela tensão efetiva. Sendo assim, a tensão em um plano qualquer (σ) deve ser considerada como a soma de duas parcelas (Figura 18):

- a) a tensão transmitida pelo contato entre as partículas e aplicada a toda estrutura do meio poroso, chamada de tensão efetiva (σ');
- b) a pressão de poros, ou seja, a pressão atuante nos fluidos presentes nos poros da rocha (P);

$$\sigma = \sigma' + \alpha P \quad (13)$$

O coeficiente α foi incluído por Biot & Willis (1957) no modelo geomecânico de Terzaghi. Trata-se do efeito de compressibilidade da fase sólida na escala do poro. Esse coeficiente é definido como $\alpha = 1 - (K/K_s)$, onde K e K_s são, respectivamente, o módulo volumétrico total da rocha porosa e o módulo da fração sólida/grãos (inverso da compressibilidade).

Frequentemente, a razão K/K_s é considerada nula, logo o coeficiente de Biot-Willis pode ser omitido da equação de Terzaghi, pois tem valor igual a 1. Contudo, para alguns materiais como as rochas carbonáticas, o coeficiente α pode ter valores bem diferentes de 1, como demonstrado por Vasquez (2009).

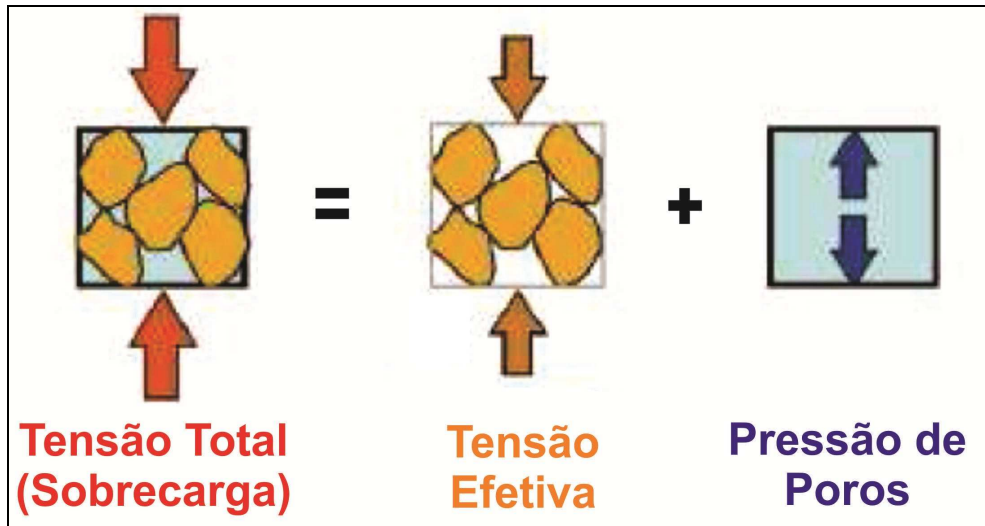


Figura 18 – Princípio de Terzaghi: a tensão total é a soma da tensão efetiva e da pressão de poros.

Em subsuperfície, as tensões totais e efetivas podem ser decompostas tridimensionalmente em suas componentes horizontais e vertical (Figura 19 e Figura 20). Com isso, o modelo de Terzaghi toma as seguintes formas:

$$\sigma'_v = \sigma_v - P \quad (14)$$

$$\therefore \sigma'_h = \sigma_h - P \quad (15)$$

$$\therefore \sigma'_H = \sigma_H - P \quad (16)$$

Onde:

- σ'_v é a tensão efetiva vertical;
- σ'_h é a tensão efetiva horizontal mínima;
- σ'_H é a tensão efetiva horizontal máxima;
- σ_v é a sobrecarga vertical;
- σ_h é a tensão horizontal mínima;
- σ_H é a tensão horizontal máxima;
- P é a pressão de poros;

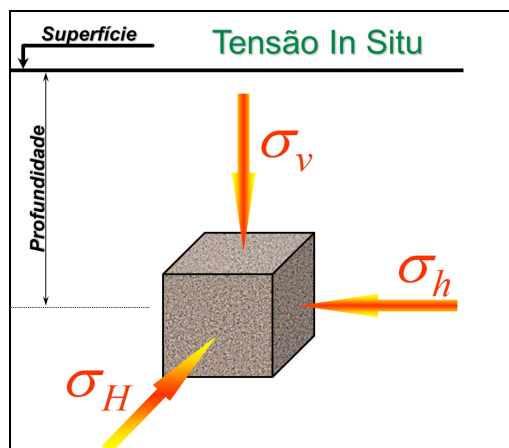


Figura 19 - Em subsuperfície, a tensão total pode ser dividida nas componentes vertical (σ_v), horizontal mínima (σ_h) e horizontal máxima (σ_H).

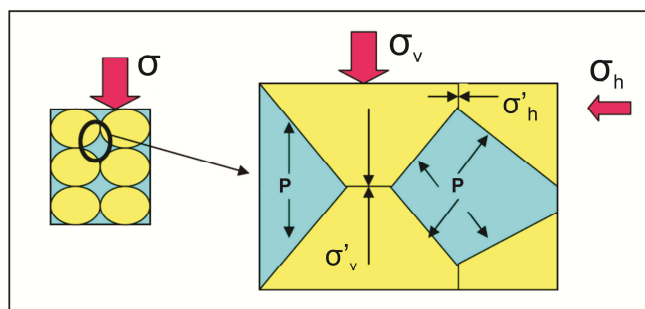


Figura 20 - Decomposição em 2D das tensões nas componentes horizontal mínima e vertical. Os grãos estão representados em amarelo e os poros em azul.

Conforme citado anteriormente, o termo “pressão” deve ser utilizado para fluidos e “tensão” para materiais sólidos. Todavia, na indústria do petróleo e na área de geotecnia é comum a utilização da palavra pressão para todos os tipos de materiais. Com isso, alguns sinônimos podem ser encontrados na literatura:

- Tensão Total (σ) = Pressão litostática (P_{lit}), de *overburden* (P_{ovb}) ou de sobrecarga (S);
- Tensão Efetiva (σ') = Pressão efetiva (P_{ef});
- Pressão de Poros (P) = Pressão estática (P_{est}), neutra (P_n), de fluidos (P_f) ou Poropressão (P_p);

3.2.3 Pressão Litostática

O cálculo da pressão litostática vertical a uma dada profundidade é função das densidades das camadas subjacentes. A sobrecarga é frequentemente expressa na forma de gradiente de pressão (peso específico). A mesa rotativa é utilizada como referência para o cálculo do gradiente.

$$G_{lit} = \frac{P_{lit}}{Z} \quad (17)$$

- G_{lit} = gradiente de sobrecarga;
- P_{lit} = pressão litostática;
- Z = distância entre o ponto analisado até a referência (mesa rotativa);

Em poços *offshore*, deve-se levar em conta a lâmina d'água e sua massa específica no cálculo do gradiente de sobrecarga. A massa específica da água do mar depende da temperatura e da salinidade (32.000 a 39.000 ppm), no entanto, estes fatores não causam variações significativas, com ρ_{H_2O} variando entre 1,02 a 1,03 g/cm³ (8,51 a 8,59 ppg).

A pressão litostática pode, então, ser expressa na seguinte forma (baseado na definição de Torricelli):

$$P_{lit} = g \int_0^{cb} \rho_{H_2O} \cdot dz + g \int_{cb}^z \rho_s \cdot dz \quad (18)$$

- g = aceleração da gravidade;
- ρ_{H_2O} = massa específica da água do mar;
- cb = batimetria;
- z = profundidade;
- ρ_s = massa específica da coluna de sedimentos saturados;

Ou na forma de gradientes de pressão:

$$P_{lit}(z) = G_{H_2O} \cdot cb + G_s \cdot (z - cb) \quad (19)$$

- G_{H_2O} = gradiente da água do mar;
- G_s = gradiente da coluna de sedimentos saturados;

Uma forma usual de estimar a pressão litostática para os reservatórios brasileiros, baseada em valores médios de densidade e porosidade de arenitos, é utilizar um gradiente de sedimentos de 3,28 psi/m (equivalente a um peso específico de 22,61 kN/m³). Vale salientar que a utilização de um valor padrão considera o pacote rochoso como um material homogêneo e igual em todos os campos, o que pode ampliar as incertezas no cálculo.

Uma abordagem mais precisa é a integração das densidades das rochas, obtidas em perfilação, acima do ponto em questão. Em geral, o perfil de densidades não é corrido nas profundidades mais rasas, sendo calculado nessas regiões através de correlações matemáticas como, por exemplo, a correlação de Miller (ROCHA & AZEVEDO, 2007).

A Figura 21 representa, de forma esquemática, dois modelos para estimativa da pressão litostática vertical num reservatório *offshore*.

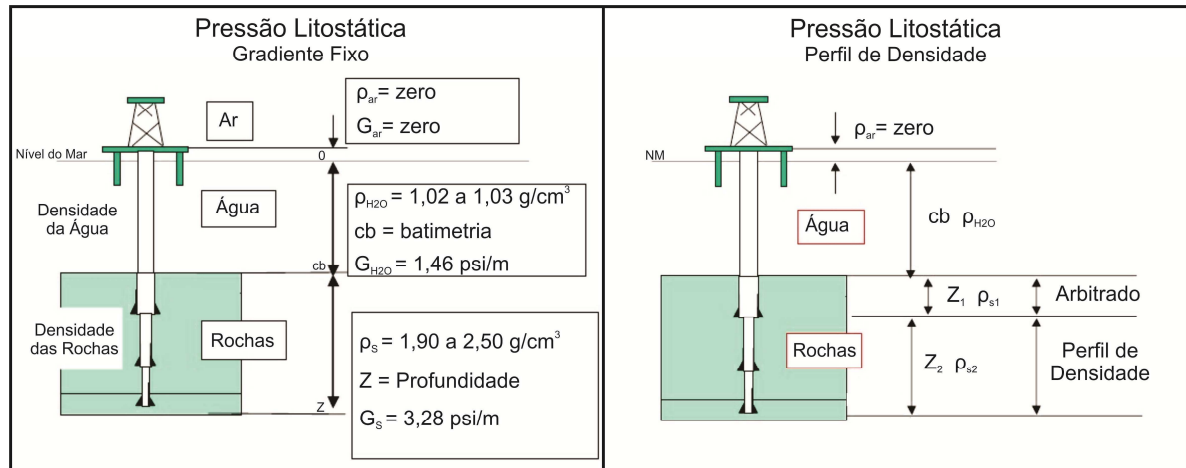


Figura 21 – Estimativa da pressão litostática por gradiente fixo (esquerda) e por perfil de densidade (direita). No modelo da direita é possível observar que a porção rochosa superficial não é perfilada, logo a densidade desse intervalo deve ser arbitrada (Modificada de ROCHA, 2012).

3.2.4 Pressão Estática

A pressão que o fluido exerce no interior dos poros das rochas é conhecida como pressão estática. Segundo Mouchet & Mitchell (1989), ela pode ser classificada em três categorias conforme a relação com a pressão hidrostática: pressões estáticas normais, subpressões e sobrepressões.

A pressão hidrostática é a aquela exercida pelo peso da coluna de fluidos presentes no meio poroso, na ausência de confinamento. Sendo assim, a pressão estática é dita normal quando é similar ao valor da hidrostática. As subpressões e sobrepressões são casos em que a pressão estática é, respectivamente, menor ou maior que a pressão hidrostática.

A classificação da pressão estática pode ser atribuída aos valores de gradiente:

- Normal: Gradiente entre 1,42 e 1,53 psi/m (9,79 a 10,55 kN/m³);
- Subpressão: Gradiente < 1,42 psi/m (9,79 kN/m³);
- Sobrepressão: Gradiente > 1,53 psi/m (10,55 kN/m³);

As subpressões são pouco frequentes em campos exploratórios. Normalmente são encontradas ao longo da produção de um poço, quando o campo está depletado. Já as sobrepressões são mais comuns e podem ser causa de grandes acidentes. São geradas devido à ação de alguns mecanismos que podem ser combinados: desequilíbrio de compactação, diagênese, pressão diferencial e migração de fluidos.

Quando a sobrepressão causa a abertura de fraturas em condições de subsuperfície, diz-se que a mesma atingiu a pressão de fratura.

A Figura 22 apresenta exemplos de geopressões em função da profundidade. São traçados os gradientes litostático, estático, hidrostático e de fratura. Nota-se o desvio do gradiente estático em relação ao hidrostático causado por excesso de pressão. Se a sobrepressão ultrapassar o gradiente de fratura, haverá a quebra das rochas nessa profundidade.

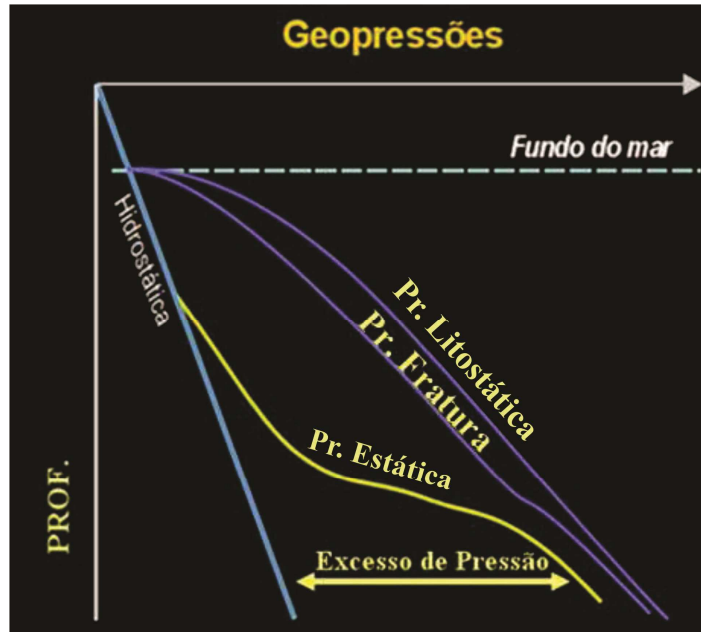


Figura 22 – Geopressões em função da profundidade.

Para estimar o comportamento da pressão estática ao longo de um poço, podem ser utilizados métodos de medição direta ou indireta.

As medições diretas são realizadas, de maneira pontual, nos intervalos mais permeáveis através dos Testes de Formação a Cabo (TFC). Os dados de pré-teste são, então, submetidos à regressão linear de onde pode ser retirado o gradiente de pressão estática.

Os métodos indiretos de previsão de pressão estática são comumente aplicados em regiões de permeabilidade mais baixa (folhelhos/argilas), utilizando dados sísmicos e/ou de perfis. Os métodos de Eaton (1972-1975) e Bowers (1995) são os mais utilizados pela indústria de petróleo e são baseados em relações proporcionais entre porosidade de perfil e pressão de poros.

No caso de uma estimativa expedita da pressão (P_{est}), é comum o uso do gradiente constante de pressão estática normal (valor de G_{est} entre 1,42 e 1,53 psi/m). Dessa maneira, as regiões com sobrepressões são subestimadas e o gradiente do fluido do reservatório é considerado igual ao gradiente do resto da coluna.

$$P_{est}(z) = G_{H_2O} \cdot cb + G_{est} \cdot (z - cb) \quad (20)$$

3.2.5 Pressão Efetiva

Conforme citado anteriormente, a pressão efetiva é aquela suportada pela matriz rochosa, transmitida pelo contato entre as partículas. Trata-se da diferença entre a pressão litostática e a pressão estática (Figura 23).

Uma maneira rápida de se obter a pressão efetiva (P_{ef}) numa determinada profundidade (z) é através da combinação das equações abaixo:

$$P_{lit}(z) = G_{H_2O} \cdot cb + G_s \cdot (z - cb) \quad (19)$$

$$P_{est}(z) = G_{H_2O} \cdot cb + G_{est} \cdot (z - cb) \quad (20)$$

$$P_{ef}(z) = P_{lit}(z) - P_{est}(z) \quad (21)$$

$$\boxed{P_{ef}(z) = (G_s - G_{est}) \cdot (z - cb)} \quad (19), (20) \text{ em } (21)$$

A equação acima considera a densidade da coluna de rocha constante (G_s) e o gradiente do fluido do reservatório igual ao do resto da coluna (G_{est}).

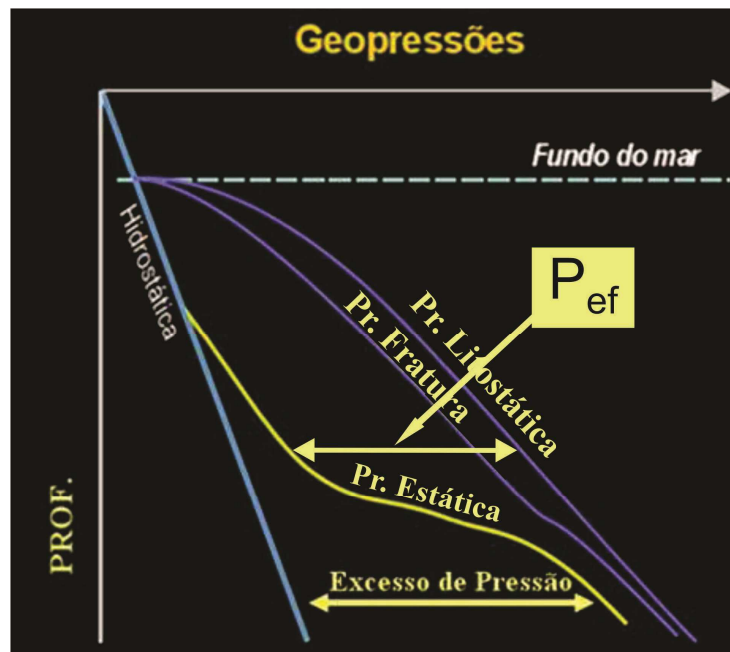


Figura 23 - A pressão efetiva numa determinada profundidade é diferença entre a pressão litostática e a pressão estática.

É importante ressaltar que a pressão obtida pela equação supracitada é somente a componente vertical da tensão efetiva. Isso porque a pressão litostática utilizada no cálculo é estimada com base no acúmulo vertical de material (rochas e coluna d'água).

Conforme demonstrado nas Figuras 19 e 20, a tensão efetiva pode ser decomposta nas componentes vertical (σ_v), horizontal mínima (σ_h) e horizontal máxima (σ_H). Entretanto, a estimativa das componentes horizontais (esforços laterais no reservatório) é uma tarefa bastante complexa, sendo frequente o uso de modelos que as relacionam com a componente vertical.

Abaixo segue a descrição de dois modelos, bastante utilizados na indústria do petróleo, que relacionam as tensões efetivas horizontais com a componente vertical.

- Modelo “**Conservador**”:

$$\sigma_v = \sigma_H = \sigma_h \quad (22)$$

- Modelo “**Otimista**” (NELSON, 1981):

$$\sigma_H = \sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v) \quad (23)$$

A tensão efetiva média (σ_M) pode, então, ser obtida pelo simples cálculo:

$$\sigma_M = \frac{\sigma_H + \sigma_h + \sigma_v}{3} \quad (24)$$

Os modelos foram denominados como conservador e otimista, no presente trabalho, em função da expectativa da qualidade do reservatório. O modelo conservador iguala as componentes horizontais à vertical (tensões isotrópicas), ou seja, a tensão efetiva média calculada será a maior possível, resultando em valores mínimos de permo-porosidade.

O modelo dito como otimista simula a condição geostática, admitindo que as deformações horizontais sejam nulas, em virtude da compensação de efeitos entre elementos adjacentes. Ou seja, para anular as deformações horizontais devem ser utilizadas tensões horizontais contrárias, que terão magnitude dependente da tensão vertical aplicada e da elasticidade do material em questão. Logo, para materiais compressíveis como as rochas-reservatório, as tensões horizontais terão valores menores que a componente vertical, o que acarretará numa tensão efetiva média menor que a do modelo conservador. O modelo é, então, considerado otimista, pois apresenta resultados de permo-porosidade superiores.

Para obter os valores das tensões horizontais, utiliza-se na equação do modelo otimista o coeficiente de *Poisson*, que é definido da seguinte forma:

$$V = -\frac{\mathcal{E}_{transversal}}{\mathcal{E}_{longitudinal}} \quad (25)$$

Em que:

- ν = coeficiente de *Poisson* (adimensional);
- ε = deformação;

O sinal negativo se deve ao fato de que um alongamento transversal, que é uma deformação positiva, é causado por uma contração longitudinal (deformação negativa).

O coeficiente de *Poisson* é constante para materiais homogêneos e isotrópicos, que não é o caso da maioria das rochas-reservatório. A depender da variabilidade das propriedades físicas (porosidade, estrutura mineral, cimentação, etc.) e do caráter anisotrópico (presença de laminação, xistosidade, etc.), a maior parte das rochas apresenta coeficientes variando entre 0,25 e 0,33.

A Tabela 3 trata-se de uma compilação feita por Vallejo (2002) de valores de coeficiente de *Poisson* para diferentes tipos de rocha.

Tabela 3 – Valores mínimos e máximos de coeficientes de *Poisson*. Valores médios entre parênteses.

Rocha	Coefficiente de <i>Poisson</i>
Andesito	0,23-0,32
Arenito	0,10-0,40 (0,24-0,31)
Basalto	0,19-0,38 (0,25)
Calcário	0,12-0,33 (0,25-0,30)
Quartzito	0,08-0,24 (0,11-0,15)
Dolomito	0,29-0,34
Gabro	0,12-0,20
Gnaisse	0,08-0,40 (0,20-0,30)
Xisto	0,01-0,31 (0,12)
Granito	0,10-0,40 (0,18-0,24)
Siltito	0,25
Folhelho	0,25-0,29
Mármore	0,10-0,40 (0,23)
Sal	0,22

(Modificada de VALLEJO *et al.*, 2002).

3.2.6 Pressão de Confinamento

A pressão de confinamento (P_{conf}) é a pressão aplicada à amostra durante os ensaios de petrofísica. Trata-se da simulação em laboratório das condições de pressão as quais as rochas estariam submetidas em subsuperfície (Figura 24).

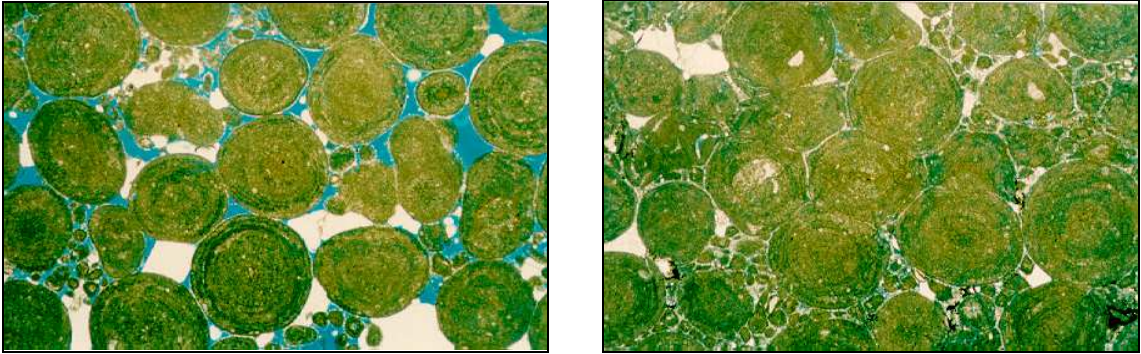


Figura 24 - Fotos de lâmina petrográfica demonstrando o efeito da compactação da rocha após a aplicação de pressão. É possível observar a significativa redução da porosidade e, conseqüentemente, da permeabilidade.

Para aplicação da P_{conf} utiliza-se um aparato conhecido como célula de confinamento (*core holder*), que pode ser classificado em diversos tipos. Abaixo seguem alguns exemplos:

- Célula **Hassler**: Utilizada para amostras cilíndricas de rochas consolidadas e duras. Em geral, é empregada em baixas pressões (< 1000 psi), e a aplicação é somente na direção radial. A pressão na direção axial tem módulo bem menor, praticamente desprezível;
- Célula **Hidroestática**: A aplicação da pressão de confinamento é isotrópica, ou seja, igual em todas as direções (axial e radial). Utilizado em amostras cilíndricas, é o tipo mais frequente nos ensaios de Petrofísica Básica (Figura 25);
- Célula **Biaxial**: Permite a aplicação, em amostras cilíndricas, de diferentes pressões nas direções radial e axial;
- Célula **Triaxial**: Utilizado em amostras cúbicas, onde é possível aplicar diferentes pressões de confinamento nos três eixos do material;



Figura 25 – Visões externa (esquerda) e interna (direita) de um exemplo de holder hidroestático. Os fluidos de confinamento mais utilizados são água e óleo (Modificada de VIEIRA *et al.*, 2010).

Nas células de confinamento do tipo hidrostática, a pressão aplicada nos eixos radial e axial deve ser similar à pressão efetiva média do reservatório ($P_{ef(res)}$), conforme demonstrado nas equações abaixo:

$$P_{ef(RES)} = P_{lit(RES)} - P_{est(RES)} \quad (26)$$

$$P_{ef(RES)} = P_{CONF} - P_{est(LAB)} \quad (27)$$

No caso dos ensaios de Petrofísica Básica a pressão estática é quase nula, pois as amostras estão saturadas ao ar, logo:

$$P_{CONF} = P_{ef(RES)} \quad (28)$$

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Seleção das amostras

Os reservatórios petrolíferos ocorrem geralmente em rochas sedimentares clásticas e não clásticas, principalmente em arenitos e carbonatos. Contudo, outras litologias podem apresentar características localmente propícias para a condição de reservatório, como conglomerados e brechas, folhelhos fraturados, siltes e rochas ígneas ou metamórficas fraturadas.

Os **arenitos** são frequentes rochas-reservatório encontradas em todo o mundo. Sua porosidade é predominantemente do tipo intergranular, em função do espaço vazio preservado durante a diagênese.

A porosidade inicial dos arenitos depende, principalmente, do grau de seleção dos seus grãos: quanto maior a seleção e o arredondamento, mais porosa será a rocha. Isso por que, se as dimensões das partículas forem muito variadas, os grãos menores preencherão parcialmente os interstícios existentes entre os grãos maiores.

Arenitos menos porosos podem ser formados por uma completa cimentação ou pelo resultado da má seleção do material sedimentar durante a deposição. A presença de argilas, siltes ou minerais micáceos podem tornar um arenito praticamente impermeável.

Como regra geral, os fatores supracitados podem diminuir o valor da porosidade inicial de valores entre 30 e 40% para valores entre 10 e 20%.

As **rochas carbonáticas** como os calcários e os dolomitos diferem em vários aspectos dos arenitos. Apesar de a porosidade ser mais localizada, tanto lateral como verticalmente, os poros podem ser muito maiores que os de arenitos, conferindo à rocha uma grande permeabilidade.

A classificação da porosidade em rochas carbonáticas varia entre primária e secundária: a primária é resultante da deposição original da rocha. Entretanto, devido à precipitação de cimento, como a calcita ou dolomita, e a compactação, essa porosidade original pode ser bastante reduzida. A porosidade secundária é formada por processos de dissolução, dolomitização e fraturamento. O mais importante desses processos é a dissolução, onde os componentes das rochas carbonáticas são dissolvidos, resultando em poros com diferentes tamanhos.

Visando avaliar de forma mais abrangente a sensibilidade dos ensaios petrofísicos, foram selecionados plugues transversais de testemunhos retirados de rochas siliciclásticas e carbonáticas. Ao todo foram analisados doze plugues cilíndricos com 1,5 polegadas de diâmetro, extraídos de três poços de bacias sedimentares *offshore* brasileiras (quatro plugues de cada poço).

Os três poços foram classificados em Litotipos A, B e C: o Litotipo A é composto por arenitos friáveis oriundos de reservatório turbidítico; o Litotipo B trata-se de arenitos cimentados provenientes de reservatório de gás do tipo *tight sand*; o Litotipo C é definido como carbonatos da seção pré-sal.

4.1.1 Litotipo A – Arenito Turbidítico

Os quatro plugues do Litotipo A foram denominados como A1, A2, A3 e A4 em ordem crescente de profundidade. Trata-se de arenitos finos, argilosos, estratificados e inconsolidados, com porosidade boa a regular associada a depósitos turbidíticos marinhos oligo-miocênicos.

As amostras foram classificadas como arenitos arcóseos e subarcóseos bem selecionados. Seus grãos são angulosos a subangulosos, compostos, predominantemente, por quartzo, com ocorrência de feldspatos, raras granadas e minerais pesados.

Alguns intervalos estão intercalados com lâminas de folhelho síltico, com registros de bioturbação fraca a moderada e espessura máxima de 0,5 centímetros. A argilosidade, em geral, é considerada média a baixa, com valores máximos de 20 %.

A porosidade é, principalmente, do tipo intergranular com muito boa conexão entre os poros, em um arcabouço frouxo. Como eventos diagenéticos (eodiagênese) observam-se a dissolução de feldspatos com geração de porosidade secundária e o crescimento de caulinita autigênica nos poros.

As Figuras 26 e 27 representam, respectivamente, o trecho do testemunho de onde foi retirado o plugue A4 e a lâmina petrográfica da região próxima ao plugue A1.



Figura 26 - Arenito fino com estratificação cruzada de baixo ângulo, inconsolidado. Camadas com feições de erosão e carga na base (Foto do trecho do testemunho de onde foi retirado o plugue A4).

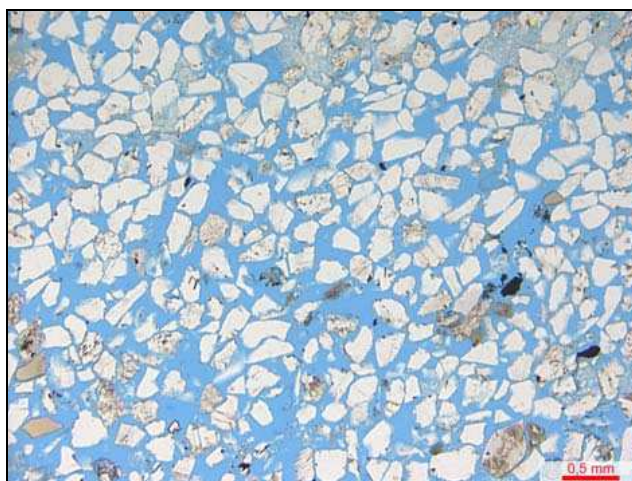


Figura 27 - Arcabouço frouxo predominante nos arenitos analisados. Observa-se pequena variação granulométrica (Foto de lâmina petrográfica confeccionada em intervalo próximo ao do plugue A1).

4.1.2 Litotipo B – Arenito *Tight Gas Sand*

Os arenitos cimentados do Litotipo B foram identificados como B1, B2, B3 e B4. São oriundos de reservatório de idade Santoniana, de baixíssima permeabilidade, do tipo *tight gas sand*.

Os plugues são classificados como arenitos arcóseos, de granulação fina, moderadamente selecionados e com grãos angulosos, denotando o baixo grau de maturidade textural dos sedimentos. O arcabouço é composto predominantemente por quartzo, feldspatos potássicos em maior abundância que os plagioclásios, fragmentos líticos de rochas vulcânicas e, em menor proporção, biotita, muscovita e granada. O argilomineral mais comum é a clorita.

As rochas do Litotipo B apresentam cimentação por quartzo, feldspatos, calcita e clorita sob a forma de franjas e preenchendo poros. A porosidade do tipo intergranular predomina sobre as demais, sendo observada porosidade intragranular em grãos de feldspatos e fragmentos líticos e porosidade móldica em quantidades traço.

A Figura 28 ilustra algumas das características das rochas do Litotipo B.

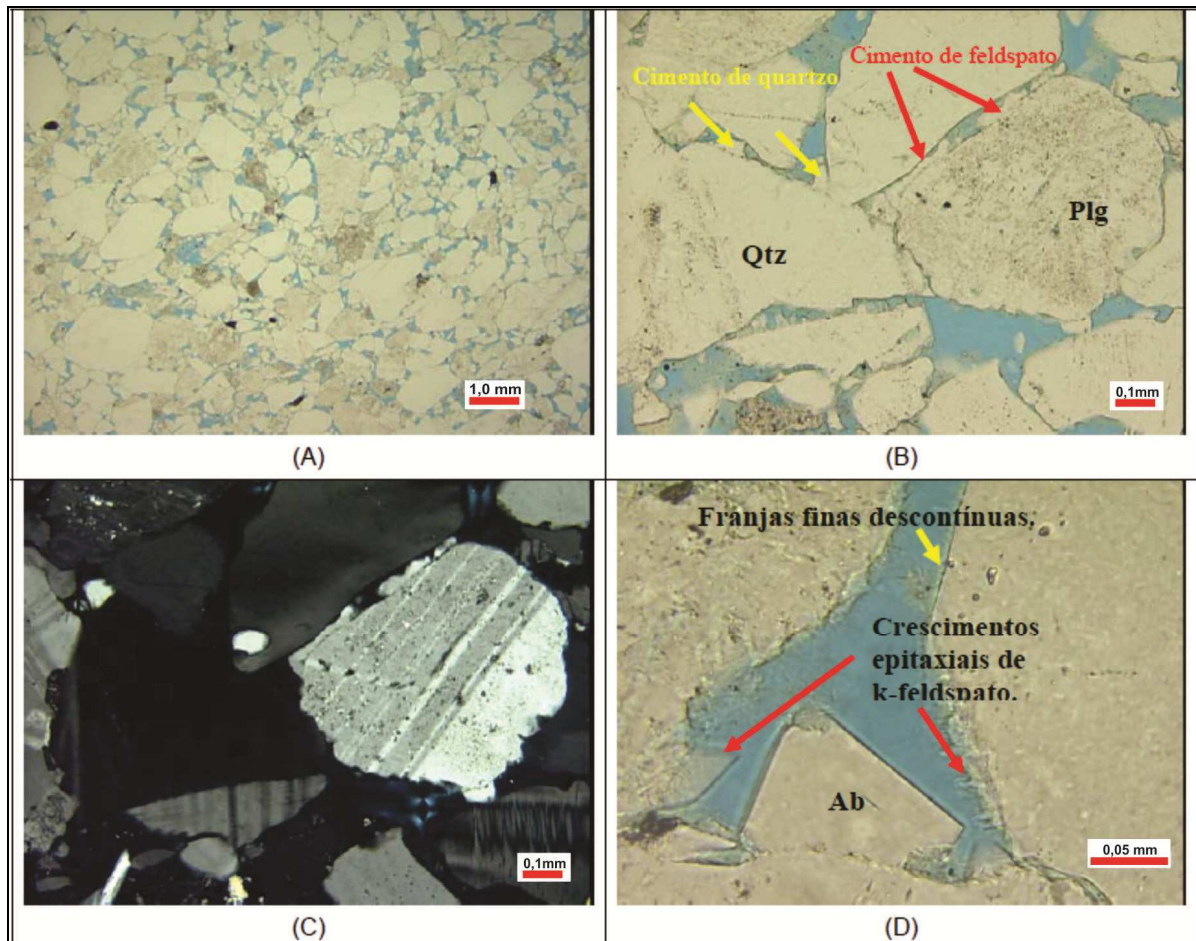


Figura 28 - Arenito fino moderadamente selecionado (A), com baixa a moderada cimentação de feldspato e quartzo (B e C) e franjas discretas (D). Ab = outgrowth de albita; Qtz = quartzo; Plg = plagioclásio.

4.1.3 Litotipo C - Carbonato da Seção Pré-Sal

Seguindo a mesma lógica de classificação dos Litotipos anteriores, os plugues foram identificados como C1, C2, C3 e C4. As amostras analisadas são carbonatos com estruturas arborescentes e esferulíticas provenientes da seção pré-sal.

Os processos diagenéticos atuantes nessas rochas foram basicamente: substituição das estruturas arborescentes por dolomita (romboédrica e ferrosa) e por quartzo, cimentação por calcita espática e quartzo, piritização e dissolução.

O processo de dissolução, de ocorrência mais tardia na história diagenética, aparece como o mais importante evento no controle sobre a permo-porosidade. Este processo se deu durante a mesodiagênese, ampliando possíveis poros existentes e dissolvendo outras porções das rochas, gerando assim porosidade secundária dos tipos vugular, intercrystalina, intragranular e móldica.

As lâminas petrográficas confeccionadas nas profundidades dos plugues C1 e C3 podem ser visualizadas nas Figuras 29 e 30.



Figura 29 - Vista geral dos carbonatos com estruturas arborescentes. Observar porosidade em azul (Lâmina retirada do plugue C1).

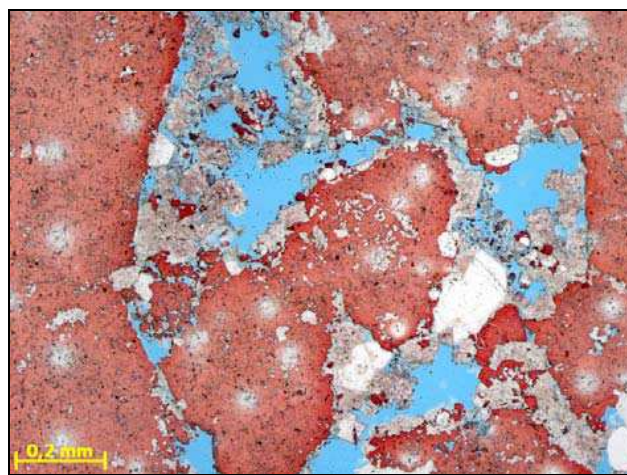


Figura 30 - Lâmina referente ao plugue C3, tingida com ferricianeto de potássio evidenciando composição calcítica (avermelhada). Observam-se cristais de dolomita no espaço intergranular.

4.2 Ensaios de Petrofísica Básica

Todos os ensaios foram executados no Laboratório de Petrofísica Básica do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES) – Petrobras.

Os procedimentos citados neste trabalho são baseados na norma internacional de recomendações práticas do *American Petroleum Institute*, API RP 40, 1998.

4.2.1 Preparo das amostras

Os ensaios de petrofísica básica são realizados com as amostras saturadas ao ar, ou seja, seus poros devem estar isentos dos fluidos originais como óleos e salmouras. A técnica utilizada para a extração dos fluidos originais foi a imersão em solventes aquecidos através de extratores do tipo *Soxhlet* (Figura 31).

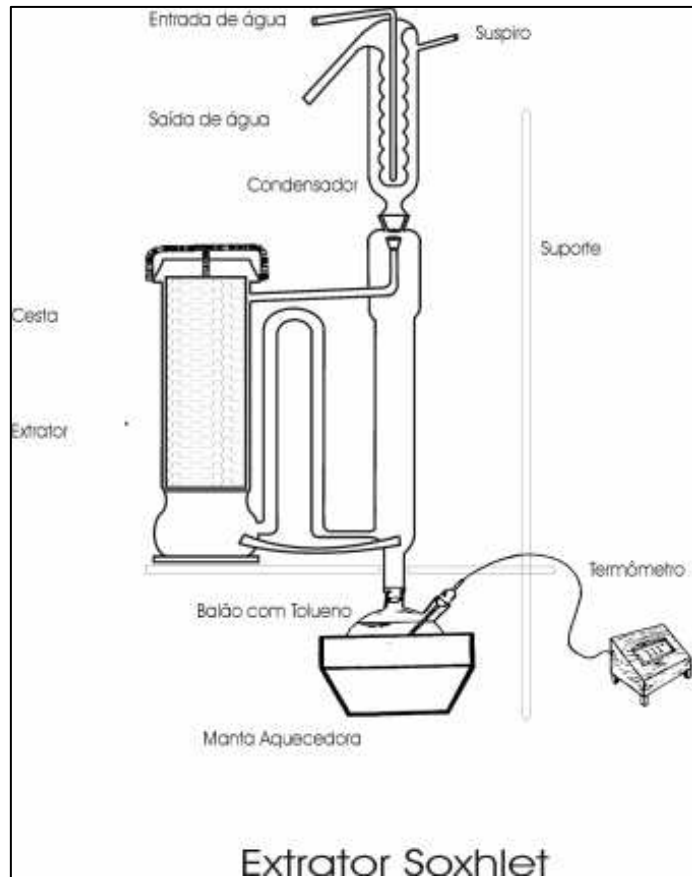


Figura 31 – Esquema típico de um extrator do tipo *Soxhlet* (SHECAIRA; KIKUCHI; VIEIRA; 2002).

O solvente puro contido no balão entra em ebulição e seu vapor sobe pela coluna até sofrer condensação na superfície resfriada do condensador. O líquido cai, então, sobre a amostra contida na cesta até atingir um nível elevado onde toda a mistura do compartimento (solvente + substância a ser extraída) seja sifonada para o balão. O processo recomeça quando o solvente entra novamente em ebulição. O extrato, de ponto de ebulição maior, permanece no balão enquanto o solvente puro sobe para reiniciar o ciclo.

Após a limpeza, é importante submeter a amostra às condições controladas de secagem para evitar danos às argilas autigênicas ou detríticas, especialmente as hidroexpansíveis (montmorilonita ou esmectita, por exemplo).

Utiliza-se a secagem sob atmosfera de umidade controlada para evitar geração de finos e não permitir a perda de água estrutural das argilas. Este procedimento é tanto mais necessário quanto maior o conteúdo argiloso das amostras.

A condição de 45% de umidade relativa e 60°C é recomendada na maior parte dos padrões internacionais e se mostra adequada à realização dos ensaios de petrofísica básica. O tempo mínimo de secagem é de 24 horas (ou até não haver variação significativa de peso em duas medições sucessivas com intervalos de 1 hora).

4.2.2 Porosímetro

Os ensaios de porosidade efetiva, bem como os de massa específica de grãos, foram realizados com auxílio do porosímetro a gás *UltraPore 400* da *Corelab*.

O porosímetro se baseia em equações da termodinâmica para identificar o volume de vazios contido em uma câmara acoplada ao mesmo. Para tal, confina-se em volume conhecido (câmara de referência) uma amostra de gás a uma pressão conhecida superior à pressão atmosférica; este gás é liberado para a câmara da amostra (que, idealmente, estaria preenchida com o mesmo gás a pressão atmosférica) e se expande. A pressão obtida no final é tanto maior quanto menor o volume de vazios da câmara externa.

As Figuras 32 e 33 apresentam desenhos esquemáticos que representam as condições das câmaras do porosímetro antes e depois da liberação do gás, respectivamente. As válvulas verdes estão abertas e as laranjas fechadas.

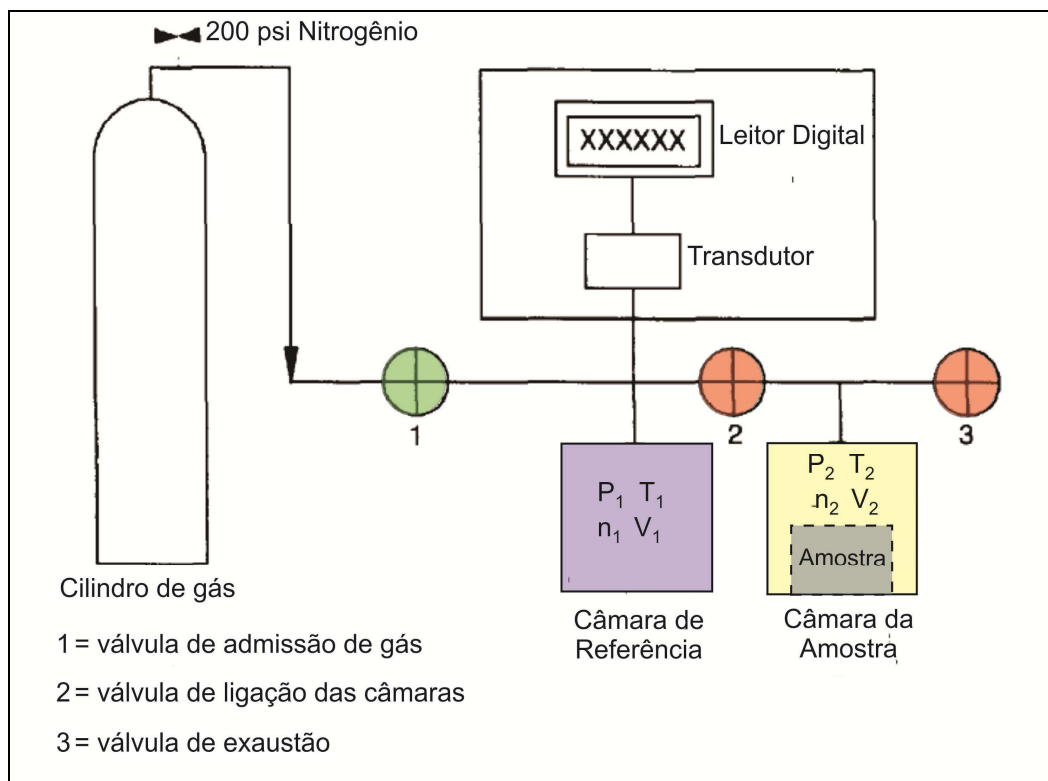


Figura 32 - Condição das câmaras do experimento antes da abertura da válvula de ligação (Modificada de AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 40, 1998).

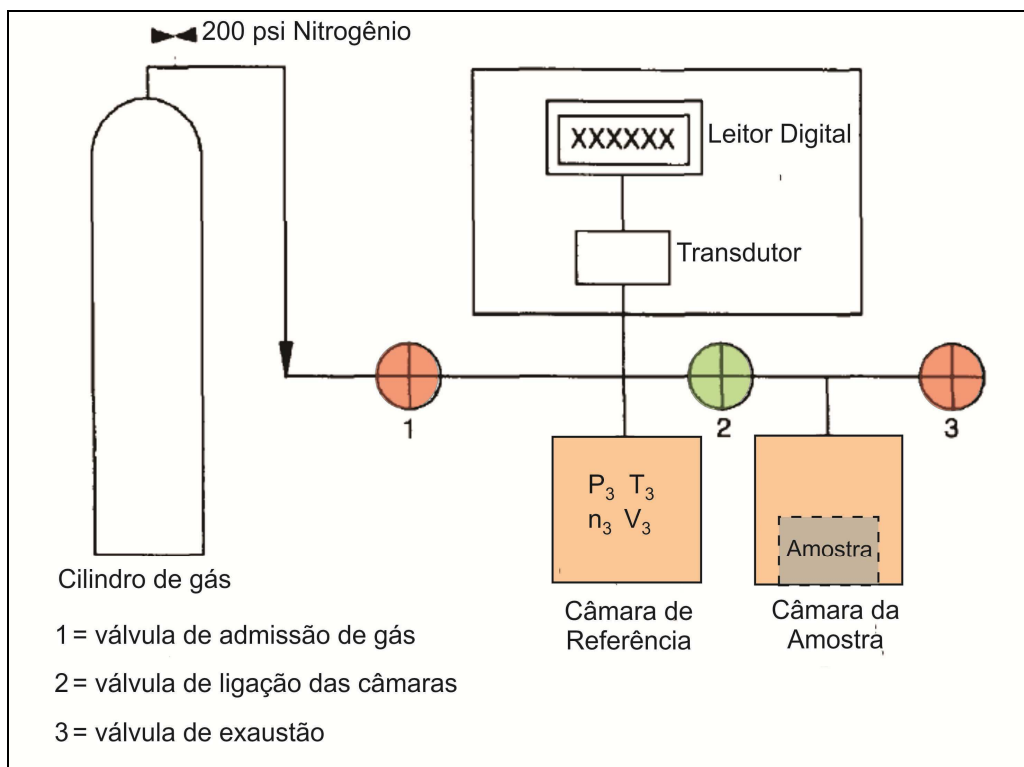


Figura 33 - Condição das câmaras do experimento depois da abertura da válvula de ligação (Modificada de AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 40, 1998).

Considerando a Lei dos Gases Ideais:

$$P \cdot V = n \cdot \bar{R} \cdot T \quad (29)$$

Onde:

- P = Pressão
- V = Volume
- n = Moles de gás
- R = Constante universal dos gases perfeitos
- T = Temperatura

As equações de estado antes da abertura da válvula de ligação são definidas como:

$$P_1 \cdot V_1 = n_1 \cdot \bar{R} \cdot T_1 \quad (30)$$

$$P_2 \cdot (V_2 - V_{amostra}) = n_2 \cdot \bar{R} \cdot T_2 \quad (31)$$

E depois da abertura da válvula:

$$P_3 \cdot (V_1 + V_2 - V_{amostra}) = n_3 \cdot \bar{R} \cdot T_3 \quad (32)$$

Por conservação de massa, é verdade que:

$$n_1 + n_2 = n_3 \quad (33)$$

Substituindo as equações (30), (31) e (32) em função de (33):

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{\bar{R} \cdot T_1} + \frac{P_2 \cdot (V_2 - V_{amostra})}{\bar{R} \cdot T_2} = \frac{P_3 \cdot (V_1 + V_2 - V_{amostra})}{\bar{R} \cdot T_3}$$

Rearranjando, se obtém:

$$\frac{P_1/T_1 - P_3/T_3}{P_3/T_3 - P_2/T_2} = \frac{V_2}{V_1} - \frac{V_{amostra}}{V_1}$$

Considerando $T_1 = T_2$ e escoamento isotérmico, isto é, $T_3 = T_1 = T_2$ e sabendo que a câmara da amostra está à pressão atmosférica antes da abertura da válvula de ligação:

$$\boxed{\frac{P_1 - P_3}{P_3 - P_{atm}} = \frac{V_2}{V_1} - \frac{V_{amostra}}{V_1}} \quad (34)$$

Onde:

- V_2 é o volume da câmara da amostra mais o volume das linhas ligadas a esta câmara depois da válvula de ligação.
- V_1 é o volume da câmara interna somado ao volume das tubulações que confinam o gás antes da liberação para a câmara da amostra, também conhecido como volume de referência (V_{ref}).

O tipo de câmara externa acoplada ao porosímetro é que vai definir qual o volume da amostra será medido. Para o volume de sólidos ou grãos (VS) utiliza-se a câmara *matrix cup* e para o volume de poros (VP) emprega-se a célula de confinamento (*holder*).

A medida do VS é feita em duas etapas: primeiro calcula-se o volume da *matrix cup* vazia (VCV) e, depois, com a amostra em seu interior (VCC). A diferença entre as duas medidas é o volume de sólidos, ou seja, a região da amostra que o gás não pode ocupar durante sua expansão.

$$VS = VCV - VCC \quad (35)$$

Vale ressaltar que os poros não conectados (isolados) comportam-se como sólidos na medida do VS, tendo em vista que o gás não expande para essas áreas.

O cálculo da massa específica de grãos (ρ) pode ser realizado após a obtenção do volume de sólidos (VS) e da pesagem da amostra seca (m), conforme demonstrado anteriormente na equação (1):

$$\rho = \frac{m}{VP} \quad (1)$$

A medida do volume de poros (VP) da amostra é feita em células de confinamento (Figura 34), pois os poros podem sofrer contração com o acréscimo de pressão confinante. O volume das linhas que conectam a amostra confinada ao equipamento (VL) deve ser descontado do volume medido (V_{P+L}).

$$VP = V_{P+L} - VL \quad (36)$$

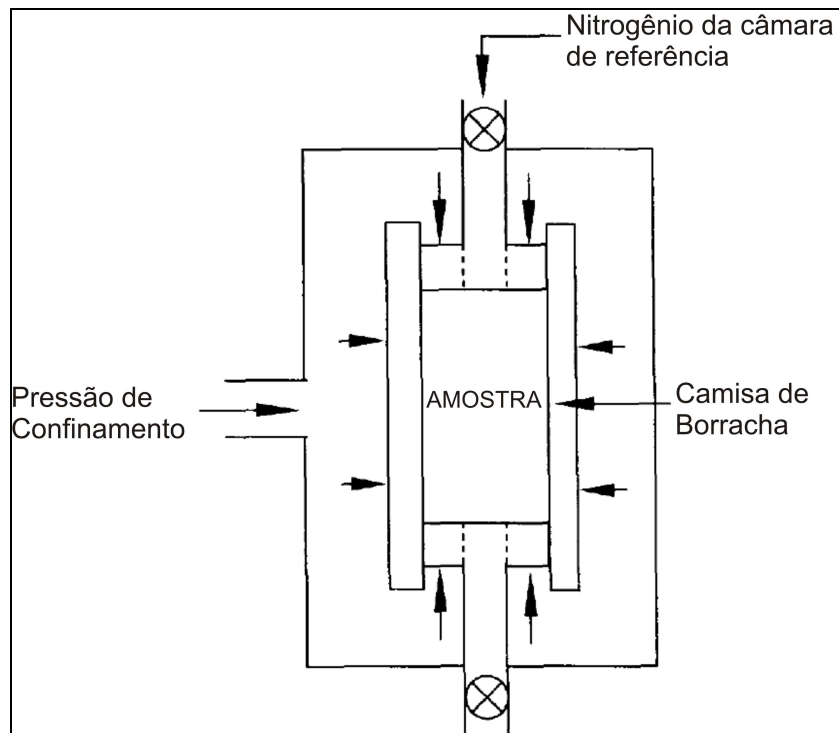


Figura 34 - Desenho esquemático de uma célula de confinamento hidrostática durante a medida do volume poroso (Modificada de AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 40, 1998).

A porosidade efetiva da amostra pode, então, ser calculada após a obtenção dos volumes de poros e de sólidos, conforme a equação abaixo.

$$\phi_{efetiva} = \frac{VP}{VT} = \frac{VP}{(VS + VP)} \quad (37)$$

4.2.3 Permeâmetro

Os ensaios de permeabilidade absoluta foram realizados com auxílio do permeâmetro *UltraPerm 400* da *Corelab*. Este equipamento mede algumas das variáveis necessárias (P_1 , P_2 , P_Q e Q) para o cálculo da equação de Darcy adaptada para fluidos compressíveis (equação 8).

$$k_{ABS} = \frac{2 \cdot Q \cdot \mu \cdot L \cdot P_Q}{A \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad \text{Erro}$$

O procedimento para análise de permeabilidade absoluta envolve a utilização do gás nitrogênio como fluido de escoamento. Entretanto, antes da passagem do fluxo, as dimensões da amostra (comprimento L e diâmetro D) devem ser obtidas com um paquímetro. A área aberta ao fluxo (A) é calculada através da seguinte equação:

$$A = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 \quad (38)$$

Após a medição dos parâmetros geométricos o material é acondicionado no *holder*, aplicando-se a pressão de confinamento. O nitrogênio é, então, liberado sobre a amostra através de linhas conectadas ao equipamento.

Com a estabilização do fluxo de gás, as pressões de entrada e saída (P_1 e P_2) são obtidas através dos transdutores de pressão, e a vazão (Q) é medida com o *flowmeter*. No *UltraPerm 400*, a pressão onde é medida a vazão (P_Q) é a igual a pressão atmosférica.

A Figura 35 apresenta um esquema simplificado do aparato para a medição da permeabilidade absoluta.

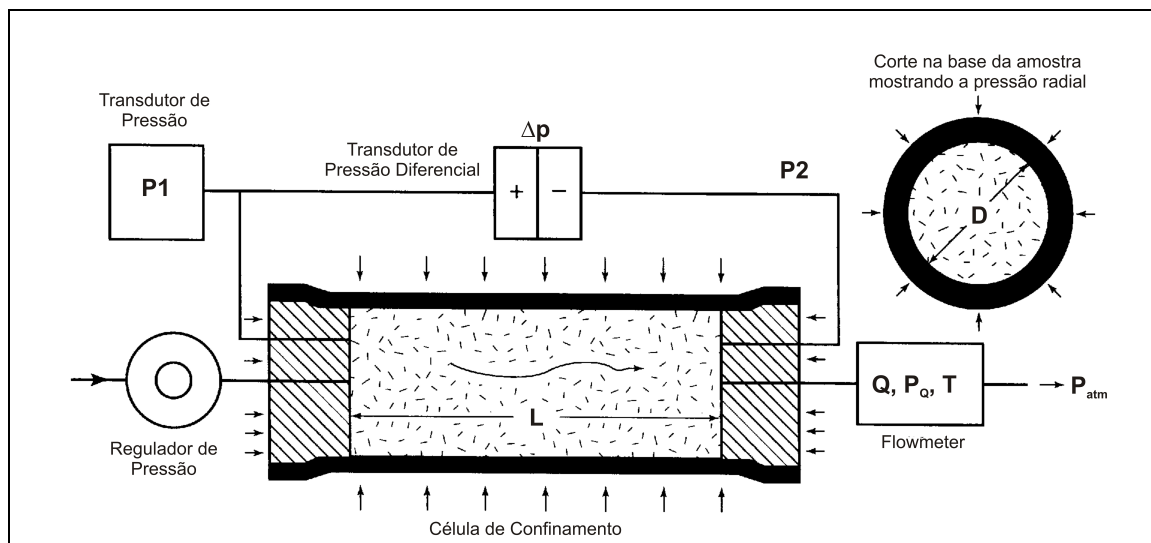


Figura 35 – Esquema do aparato para medição da permeabilidade absoluta (Modificada de AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 40, 1998).

Por fim, a temperatura do ensaio deve ser conhecida para o cálculo da viscosidade do gás (μ). A viscosidade pode ser corrigida com base num gráfico similar ao da Figura 36.

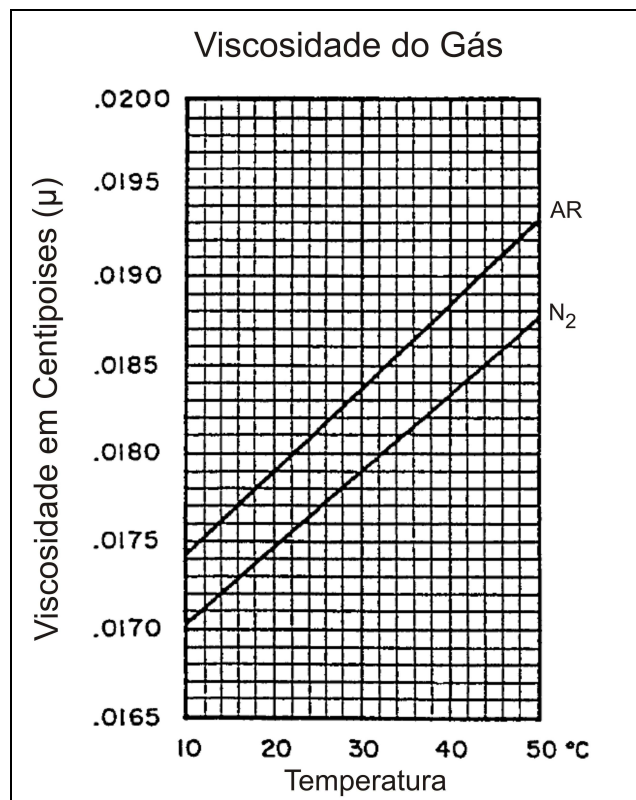


Figura 36 – Viscosidade do gás em função da temperatura (Modificada de TORSÆTER & ABTAHI; 2003).

Conforme demonstrado no item 3.1.3, o efeito de escorregamento de gás (Klinkenberg) pode ser deduzido dos valores de permeabilidade de acordo com dados de literatura. Utilizou-se o modelo da Figura 13, proposto por McMahon (1949), para as amostras analisadas no presente trabalho.

4.2.4 Cálculo das Pressões de Confinamento

A célula de confinamento empregada nos ensaios de Petrofísica Básica foi do tipo hidrostática, ou seja, não houve mudança de pressão entre as direções axial e radial das amostras. Logo, conforme descrito no item 3.2.6, foi possível utilizar a tensão efetiva média do reservatório como valor de pressão de confinamento.

Para cada Litotipo (A, B e C), foram estimados dois valores de tensão efetiva média com base nos métodos de cálculo “conservador” e “otimista” citados no item 3.2.5. Outros quatro valores foram escolhidos, em intervalos regulares, totalizando seis pontos de pressão de confinamento a serem aplicados em cada amostra. Com isso, foi possível avaliar a sensibilidade da permo-porosidade em função da variação da pressão.

Para o cálculo das pressões de confinamento foram atribuídos os seguintes parâmetros, bastante utilizados na indústria do petróleo:

- Gradiente da coluna de sedimentos (G_s) = 3,28 psi/m
- Gradiente de pressão estática (G_{est}) = 1,50 psi/m
- Coeficiente de Biot-Willis (α) = 1
- Coeficiente de Poisson (ν) = 0,26

A Tabela 4 apresenta os dados aproximados de lâmina d'água (cota batimétrica = cb) e profundidade média (z) de onde foram extraídos os plugues de cada Litotipo. Com base nessas informações, foi possível a estimativa das pressões efetivas verticais.

Tabela 4 – Dados de lâmina d'água e profundidade média das amostras.

LITOTIPOS	ESPESSURA DA LÂMINA D'ÁGUA (cb)	PROFUNDIDADE MÉDIA DAS AMOSTRAS (z)
A	1400 m	2800 m
B	2350 m	4900 m
C	1650 m	4500 m

- **Pressão efetiva vertical:**

$$P_{ef\ vertical}(z) = (G_s - G_{est}) \cdot (z - cb) \quad (39)$$

Substituindo os gradientes G_s e G_{est} em (39),

$$P_{ef\ vertical}(z) = 1,78_{psi/m} \cdot (z - cb) \quad (40)$$

- **Método “Conservador”:**

$$P_{CONF\ conservadora} = \frac{3 \cdot P_{ef\ vertical}}{3} = P_{ef\ vertical} \quad (41)$$

- **Método “Otimista”:**

$$P_{CONF\ conservado\ ra} = \frac{P_{ef\ vertical} + 2 \cdot (P_{ef\ horizontal})}{3} \quad (42)$$

Segundo a equação (23),

$$P_{ef\ horizontal} = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \cdot P_{ef\ vertical} = 0,35 \cdot P_{ef\ vertical} \quad (43)$$

Então, substituindo (43) em (42):

$$P_{CONF\ otimista} = \frac{P_{ef\ vertical} + 2 \cdot (0,35 \cdot P_{ef\ vertical})}{3} \cong 0,57 \cdot P_{ef\ vertical} \quad (44)$$

A partir das equações anteriores, foram estipulados os pontos de pressão de confinamento a serem aplicados nas amostras de cada Litotipo (Tabela 5). Os valores obtidos foram arredondados para múltiplos de 100 por conta da precisão do manômetro acoplado na célula hidrostática.

Tabela 5 – Valores de pressão confinante aplicados nas amostras dos Litotipos A, B e C.

Litotipo A	Litotipo B	Litotipo C
$P_{ef\ vertical} = 2492\ psi$	$P_{ef\ vertical} = 4539\ psi$	$P_{ef\ vertical} = 5073\ psi$
$P_{CONF\ conserv.} \cong 2500\ psi$	$P_{CONF\ conserv.} \cong 4500\ psi$	$P_{CONF\ conserv.} \cong 5100\ psi$
$P_{CONF\ otimista} \cong 1400\ psi$	$P_{CONF\ otimista} \cong 2600\ psi$	$P_{CONF\ otimista} \cong 2900\ psi$
Pressões de confinamento aplicadas:	Pressões de confinamento aplicadas:	Pressões de confinamento aplicadas:
500 psi	500 psi	500 psi
1000 psi	1500 psi	1000 psi
1400 psi	2600 psi	2000 psi
2000 psi	3500 psi	2900 psi
2500 psi	4500 psi	4000 psi
3000 psi	5500 psi	5100 psi

4.2.5 Resultados

As Tabelas 7, 8 e 9 apresentam os resultados dos ensaios de Petrofísica Básica realizados nas amostras dos Litotipos A, B e C, respectivamente.

Visando a posterior comparação entre os Litotipos, os valores de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta de cada amostra foram normalizados em relação ao maior resultado, ou seja, aquele obtido na menor pressão de confinamento (500 psi). Os parâmetros normalizados foram definidos como ϕ_{normal} e k_{normal} .

$$\phi_{normal}(P_{conf}) \equiv \frac{\phi(P_{conf})}{\phi(500\ psi)} \quad (45)$$

$$k_{normal}(P_{conf}) \equiv \frac{K_{ABS}(P_{conf})}{K_{ABS}(500\ psi)} \quad (46)$$

Tabela 6 – Resultados de Petrofísica Básica das amostras do Litotipo A (arenito turbidítico).

Código da Amostra	Massa Específica dos Grãos (g/cm ³)	Confinamento (psi)	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	k normalizado	φ normalizado
A1	2,68	500	1206	34,1	1,00	1,00
		1000	1193	33,9	0,99	0,99
		1400	1096	33,6	0,91	0,99
		2000	1026	33,4	0,85	0,98
		2500	965	33,2	0,80	0,97
		3000	891	33,1	0,74	0,97
A2	2,68	500	986	32,1	1,00	1,00
		1000	857	31,6	0,87	0,99
		1400	770	31,3	0,78	0,98
		2000	715	31,2	0,72	0,97
		2500	654	30,9	0,66	0,96
		3000	625	30,7	0,63	0,96
A3	2,64	500	850	33,0	1,00	1,00
		1000	755	32,1	0,89	0,97
		1400	675	31,6	0,79	0,96
		2000	624	31,1	0,73	0,94
		2500	577	30,9	0,68	0,94
		3000	531	30,5	0,62	0,93
A4	2,63	500	254	31,6	1,00	1,00
		1000	248	31,5	0,98	1,00
		1400	240	31,5	0,95	1,00
		2000	222	31,1	0,87	0,98
		2500	215	30,9	0,85	0,98
		3000	205	30,8	0,81	0,97

Tabela 7 – Resultados de Petrofísica Básica das amostras do Litotipo B (arenito *tight gas sand*).

Código da Amostra	Massa Específica dos Grãos (g/cm ³)	Confinamento (psi)	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	k normalizado	φ normalizado
B1	2,62	500	0,233	10,3	1,00	1,00
		1500	0,202	10,2	0,87	0,99
		2600	0,180	10,1	0,77	0,98
		3500	0,173	9,8	0,74	0,96
		4500	0,168	9,9	0,72	0,96
		5500	0,161	9,8	0,69	0,96
B2	2,63	500	0,369	13,2	1,00	1,00
		1500	0,315	13,0	0,85	0,98
		2600	0,311	12,8	0,84	0,97
		3500	0,294	12,7	0,80	0,97
		4500	0,289	12,7	0,78	0,96
		5500	0,279	12,6	0,76	0,96
B3	2,62	500	0,205	11,5	1,00	1,00
		1500	0,174	11,0	0,85	0,95
		2600	0,159	10,7	0,78	0,93
		3500	0,146	10,6	0,71	0,92
		4500	0,144	10,6	0,70	0,92
		5500	0,122	10,5	0,60	0,91
B4	2,64	500	0,147	14,5	1,00	1,00
		1500	0,118	14,3	0,80	0,99
		2600	0,097	14,1	0,66	0,97
		3500	0,090	14,0	0,61	0,97
		4500	0,079	14,0	0,54	0,97
		5500	0,066	13,9	0,45	0,96

Tabela 8 – Resultados de Petrofísica Básica das amostras do Litotipo C (carbonato da seção pré-sal).

Código da Amostra	Massa Específica dos Grãos (g/cm ³)	Confinamento (psi)	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	k normalizado	φ normalizado
C1	2,73	500	235	14,4	1,00	1,00
		1000	223	13,9	0,95	0,96
		2000	210	13,5	0,89	0,93
		2900	201	13,3	0,85	0,93
		4000	194	13,2	0,82	0,92
		5100	185	13,2	0,79	0,91
C2	2,73	500	26,7	11,4	1,00	1,00
		1000	25,3	11,0	0,95	0,97
		2000	23,6	10,6	0,89	0,93
		2900	22,5	10,4	0,84	0,92
		4000	21,8	10,3	0,82	0,91
		5100	21,9	10,3	0,82	0,90
C3	2,72	500	108	13,1	1,00	1,00
		1000	93,4	12,6	0,86	0,96
		2000	81,4	12,3	0,75	0,94
		2900	78,8	12,2	0,73	0,93
		4000	76,6	12,1	0,71	0,92
		5100	71,7	12,1	0,66	0,92
C4	2,75	500	22,6	9,8	1,00	1,00
		1000	21,3	9,5	0,94	0,97
		2000	20,3	9,3	0,90	0,95
		2900	19,6	9,2	0,87	0,94
		4000	18,9	9,1	0,84	0,93
		5100	17,7	9,0	0,78	0,92

As amostras do Litotipo A apresentaram resultados de porosidade variando entre 30 e 35 % e permeabilidade entre 200 e 1300 mD, considerando todas as pressões confinantes. O intervalo de massa específica de grãos de 2,63 a 2,68 g/cm³ é compatível com a composição mineralógica predominante (quartzo e feldspato), conforme apresentado na Figura 3.

Podem-se afirmar, com base nas Tabelas 9 e 10, que as amostras analisadas possuem características permo-porosas típicas de um ótimo reservatório de hidrocarbonetos, possuindo grande capacidade de armazenamento (porosidade “muito boa”) e bom potencial para o escoamento dos fluidos (permeabilidade “excelente”).

Tabela 9 - Classificação da Porosidade.

Porosidade	Classificação
0 – 5%	Insignificante
5 – 10%	Pobre
10 – 15%	Regular
15 – 20%	Boa
>20%	Muito boa

Tabela 10 - Classificação da Permeabilidade.

Permeabilidade	Classificação
<1 mD	Baixa
1 – 10 mD	Regular
10 – 100 mD	Boa
100 – 1000 mD	Muito Boa
>1000 mD	Excelente

(Adaptadas de PETROLEUM GEOSCIENCE TECHNOLOGY, 2012).

Assim como o Litotipo A, os arenitos B1, B2, B3 e B4 apresentaram valores de massa específica de grãos (2,62 a 2,64 g/cm³) compatíveis com a mineralogia predominante. A porosidade efetiva é considerada como “regular”, variando de 10 a 15 %, contudo a permeabilidade dessas amostras é bastante baixa, com resultados entre 0,050 e 0,400 mD.

Reservatórios com permeabilidades tão baixas naturalmente não seriam portadores de hidrocarbonetos líquidos e, mesmo que o fossem, a sua exploração não seria economicamente viável devido à dificuldade de fluxo nesse tipo de meio poroso. No entanto, poderiam ser portadores de gás, já que este fluido possui maior facilidade de fluxo do que o óleo, devido à sua baixa viscosidade. De fato, as rochas do Litotipo B são provenientes de reservatório de gás que está atualmente em produção.

Os carbonatos do Litotipo C apresentaram massas específicas de grãos maiores que os arenitos “A” e “B” (2,72 a 2,75 g/cm³) já que, em geral, minerais carbonáticos (calcita e dolomita) possuem densidades maiores que o quartzo e feldspato. Assim como o Litotipo B, a porosidade efetiva é predominantemente “regular” (9 a 15 %), entretanto a permeabilidade é superior com valores variando entre 15 e 250 mD (boa a muito boa). Logo, as amostras do Litotipo C podem ser consideradas como representantes de um reservatório com razoável potencial de escoamento de hidrocarbonetos.

5 DISCUSSÃO

5.1 Controles Sobre a Permo-porosidade

Conforme demonstrado no item anterior, a qualidade de uma rocha-reservatório pode ser pressuposta em função de suas características permo-porosas. Os controles mais eficazes sobre essas características são inerentes ao sistema deposicional (aspectos texturais) e diagenéticos.

Quando se comparam os resultados de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta dos arenitos “A” e “B”, as influências da seleção dos grãos e da intensidade da diagênese são evidenciadas.

Apesar de ambas as rochas serem arenitos arcóseos finos compostos por grãos angulosos, o grau de seleção do Litotipo A (bem selecionado) é maior do que o B (moderadamente selecionado). A pobre seleção dos grãos reduz significativamente a permo-porosidade, pois as partículas menores ocupam os espaços vazios entre os grãos maiores, conforme demonstrado no exemplo da Figura 37.

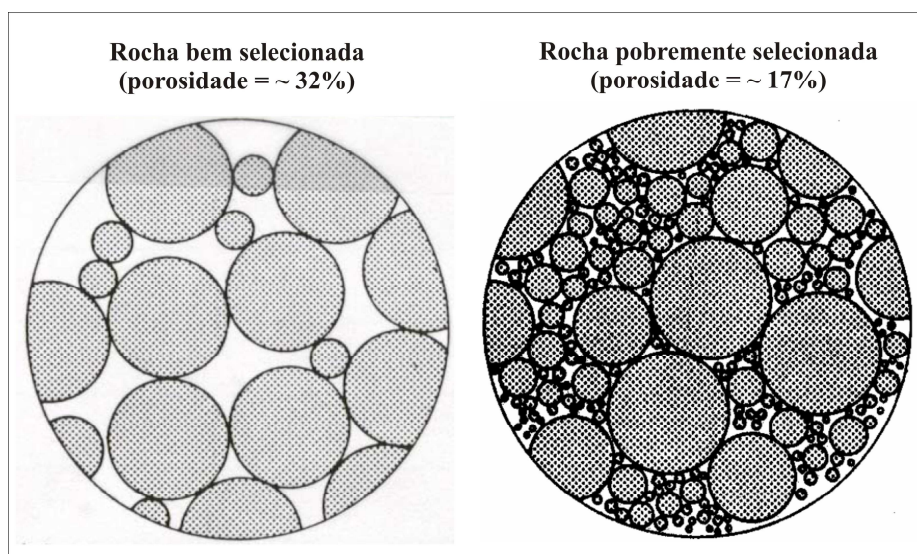


Figura 37 – Exemplo da influência do grau de seleção nos valores de porosidade (Modificada de NUPEG, 2012).

A diagênese incipiente dos arenitos “A” reduziu a influência dos processos de cimentação e compactação, contribuindo para o baixo grau de consolidação das rochas. Isso permitiu a boa conexão entre os poros formando um arcabouço frouxo e permeável. Em contrapartida, as rochas do Litotipo B apresentaram diagênese mais avançada, com expressiva cimentação por quartzo, feldspatos, calcita, e clorita. Esses fatores são críticos para redução da permo-porosidade, pois causam obliteração dos poros e de suas gargantas (Figura 38).

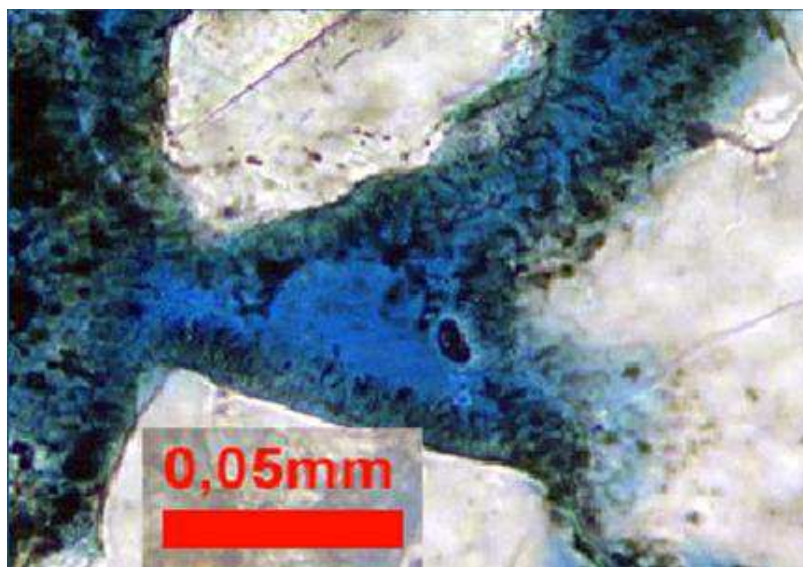


Figura 38 – Exemplo de franjas de clorita precipitadas sobre os grãos do arcabouço. É possível notar a redução do espaço poroso (em azul) e o estrangulamento das gargantas de poros.

A influência dos aspectos texturais dos carbonatos arborescentes sobre os parâmetros petrofísicos é mais complexa de se avaliar, muito em função da grande influência dos processos pós-deposicionais. Silva Jr. (2011) demonstrou que é possível realizar uma analogia entre o grau de seleção de rochas siliciclásticas e a homogeneidade textural dos crescimentos digitiformes de carbonatos. Contudo, a diagênese ainda é o fator mais relevante para o controle desse tipo de rocha.

As amostras do Litotipo C são marcadas por uma diagênese bem avançada. Processos como substituição por dolomita, cimentação por calcita, silicificação e piritização foram identificados, e poderiam causar drásticas reduções nas características permo-porosas. Todavia, a dissolução foi o fator predominante para o aumento da qualidade de reservatório, ampliando poros e dissolvendo porções do arcabouço, além de conectar esses espaços vazios gerando aumento da permeabilidade.

A Figura 39 apresenta o gráfico de correlação entre as porosidades e permeabilidades obtidas em todas as pressões de confinamento, para cada Litotipo. A permeabilidade tende a ser uma variável lognormal, sendo assim sua escala é plotada como logarítmica.

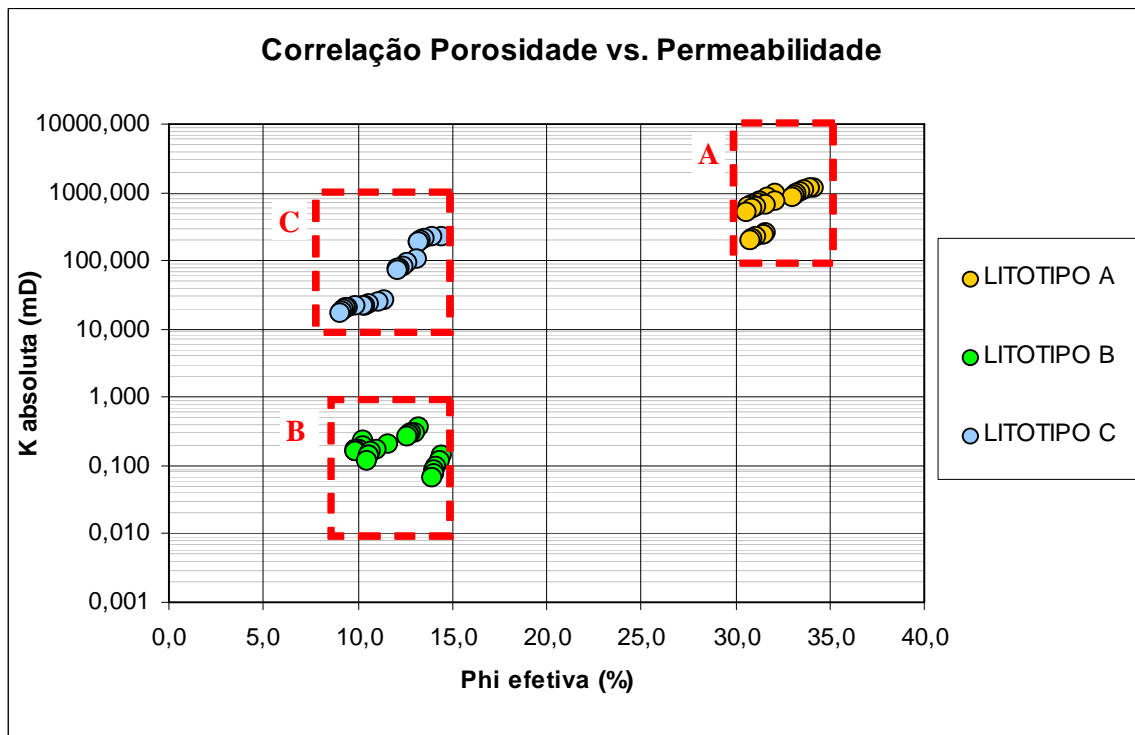


Figura 39 - Gráfico de correlação entre as porosidades e permeabilidades dos três Litotipos.

Em geral, o comportamento de carbonatos nesse tipo de gráfico pode variar bastante, muito em função da heterogeneidade textural e da complexidade de sua diagênese (pode aumentar ou diminuir a permo-porosidade). Por outro lado, a distribuição da nuvem de pontos dos arenitos pode ser prevista, conhecendo-se as características texturais deposicionais e a intensidade da diagênese.

Sombra (2006) sugere que, em rochas siliciclásticas, o aumento da dispersão das características texturais (tamanhos de grãos, seleção) tende a aumentar o espalhamento dos valores na direção NW-SE do gráfico. Já o crescimento da influência da diagênese, que nesse tipo de rocha costuma reduzir a permo-porosidade, tenderia a aumentar a dispersão dos valores na direção NE-SW. Sendo assim, quanto maior a variação nestes parâmetros, maior a dispersão no gráfico (Figura 40). E só se observariam fortes correlações positivas entre as porosidades e permeabilidades logarítmicas nos casos onde há poucas variações texturais e uma preponderância muito grande da diagênese.

De fato, a diferença da diagênese entre os arenitos “A” e “B” é bem mais pronunciada do que as distinções dos seus aspectos texturais. Logo, é esperada certa linearidade entre as nuvens de pontos desses dois Litotipos, ou seja, dispersão ao longo do eixo NE-SW.

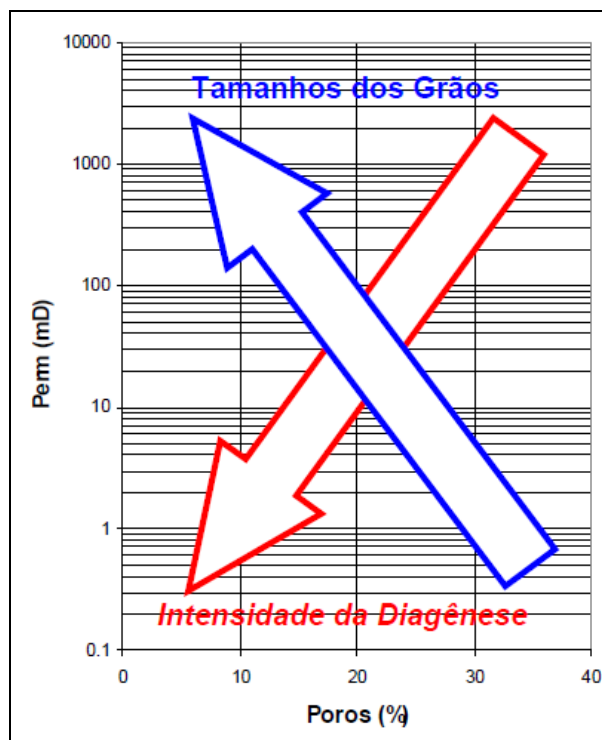


Figura 40 - Controles geológicos sobre o gráfico de correlação porosidade vs. permeabilidade (SOMBRA, 2011).

Visando observar separadamente a correlação porosidade vs. log-permeabilidade de cada Litotipo, foram construídos gráficos (Figura 41), com as escalas ampliadas, baseados nos retângulos vermelhos plotados na Figura 39.

O Litotipo carbonático foi o que apresentou maior linearidade positiva entre suas amostras. O processo de dissolução pode ter sido o grande responsável por essa característica, através da criação e da ampliação de poros e da interconecção entre eles. Sendo assim, o aumento no valor da porosidade secundária causaria um respectivo incremento na permeabilidade dessas rochas.

Entre os arenitos, as amostras do Litotipo A apresentaram razoável correlação entre si, muito em função da sua baixa variação textural. A pequena influência da diagênese nessas rochas impediu que a linearidade fosse mais pronunciada.

A correlação porosidade vs. log-permeabilidade nos arenitos “B” é não-linear. Isto significa que valores mais altos de porosidade não indicam necessariamente alta permeabilidade. Este fato pode ser explicado pela maior variação textural e, principalmente, pelo alto teor de microporosidade associada com a argila intergranular presente nessas rochas (clorita).

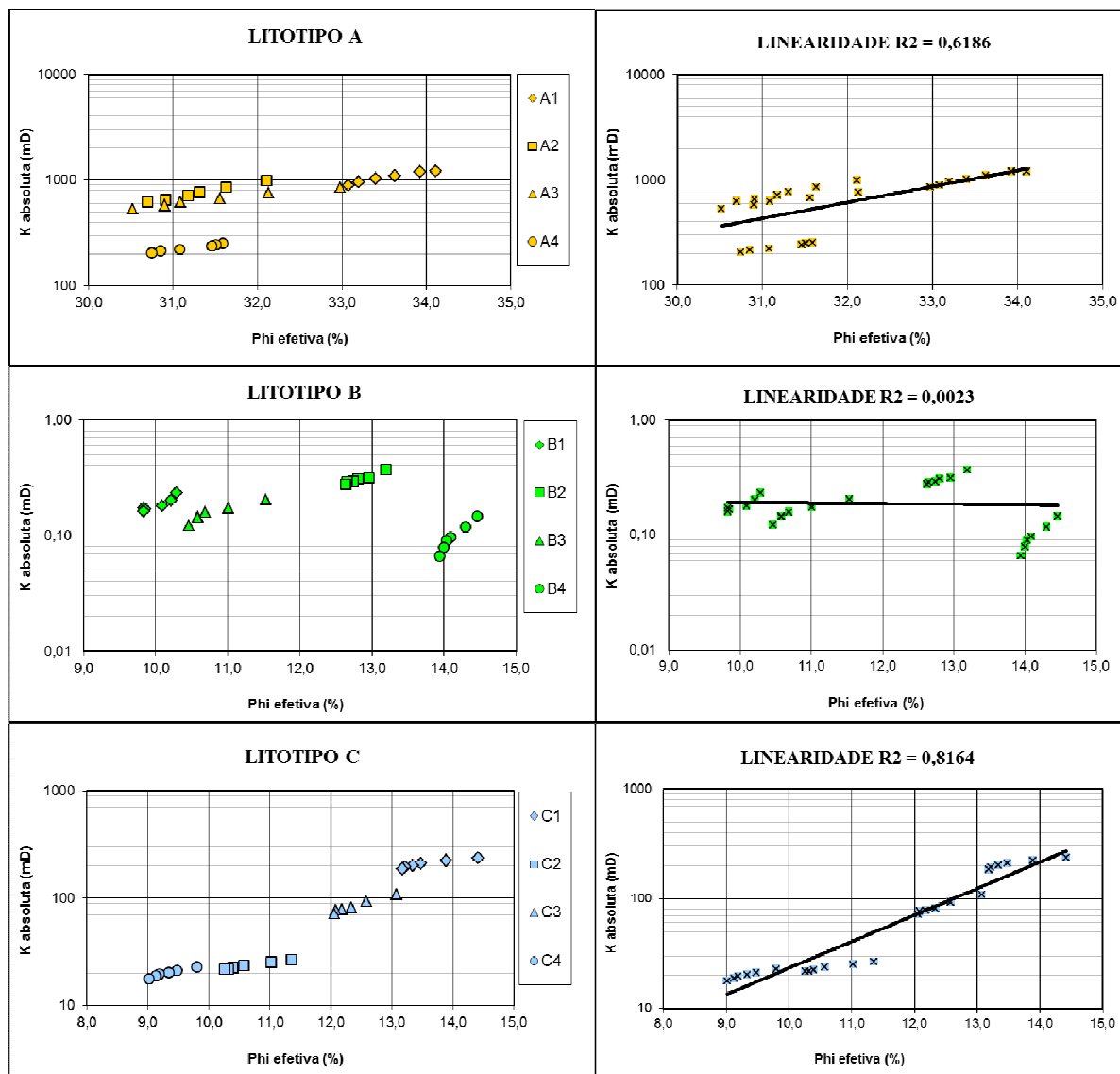


Figura 41 - Linearidade da correlação porosidade vs. log-permeabilidade entre as amostras de cada Litotipo.

5.2 Sensibilidade das Análises em Função da Pressão

Com base na normalização aplicada nos resultados de porosidade e permeabilidade, é possível observar a redução desses parâmetros, em valores percentuais, com o incremento da pressão de confinamento.

As Tabelas 11 e 12 apresentam, respectivamente, os percentuais de redução da porosidade efetiva e da permeabilidade absoluta em relação aos pontos de menor e maior pressão de confinamento aplicados em cada amostra.

Tabela 11 - Decréscimo da porosidade efetiva para cada amostra. Calculado pela diferença entre os resultados obtidos na maior e na menor pressão de confinamento aplicada.

Amostra	Redução de ϕ	Amostra	Redução de ϕ	Amostra	Redução de ϕ
A1	3 %	B1	4 %	C1	9 %
A2	4 %	B2	4 %	C2	10 %
A3	7 %	B3	9 %	C3	8 %
A4	3 %	B4	4 %	C4	8 %
Média (A)	4,2 %	Média (B)	5,2 %	Média (C)	8,7 %

A queda de porosidade efetiva com o aumento da pressão de confinamento é um efeito esperado, pois é um processo de recuperação primário, função da compressibilidade do volume poroso da rocha. Contudo, a Tabela 11 demonstra que a variação total nos três Litotipos não foi significativa, com redução média máxima de 8,7 %. Logo, a influência da pressão de confinamento sobre a porosidade efetiva não será abordada profundamente, limitando-se, então, a apresentação dos resultados nessa tabela.

Tabela 12 - Decréscimo da permeabilidade absoluta para cada amostra. Calculado pela diferença entre os resultados obtidos na maior e na menor pressão de confinamento aplicada.

Amostra	Redução de k	Amostra	Redução de k	Amostra	Redução de k
A1	26 %	B1	31 %	C1	21 %
A2	37 %	B2	24 %	C2	18 %
A3	38 %	B3	40 %	C3	34 %
A4	19 %	B4	55 %	C4	22 %
Média (A)	30,0 %	Média (B)	37,5 %	Média (C)	23,7 %

Por outro lado, a permeabilidade absoluta sofreu um considerável decréscimo em todos os Litotipos, com destaque para os arenitos. Isso demonstra que um provável aumento na compactação da rocha, mesmo sem reduzir drasticamente a sua capacidade de armazenamento, pode diminuir bastante seu potencial de escoamento de fluidos.

Por exemplo, as rochas do Litotipo B possuem uma porção importante das suas gargantas de poros de pequena dimensão. Essas gargantas, com o aumento da pressão de confinamento, podem ter sua seção transversal muito reduzida ou até mesmo obstruída, sem que haja necessariamente redução considerável do volume poroso. Essa observação fica bem evidente na amostra B4, onde houve decréscimos de 4 % na porosidade efetiva e 55 % na permeabilidade absoluta, para um mesmo intervalo de pressão confinante.

As curvas de decaimento da permeabilidade em função das pressões confinantes podem ser observadas no gráfico da Figura 42. Os valores de permeabilidade estão normalizados visando a comparação entre os diferentes Litotipos. A escolha dos tipos de linha de tendência (potência ou linear) foi feita com base nos coeficientes R^2 que melhor se ajustam, ou seja, aqueles mais próximos a 1, conforme citado em negrito na Tabela 13.

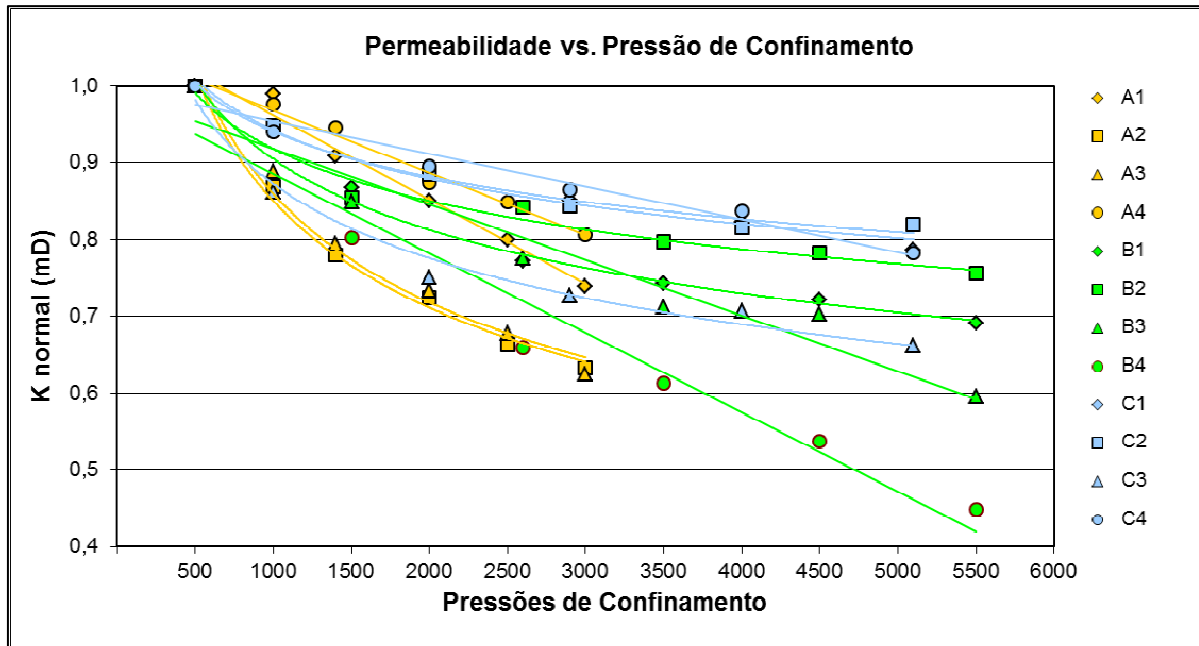


Figura 42 - Curvas de decaimento da permeabilidade normalizada em função das pressões de confinamento.

Tabela 13 - Coeficientes R^2 para decaimentos lineares e exponenciais. Em cada amostra, os mais próximos a 1 estão destacados em negrito.

Coeficiente R^2 por Linhas de Tendência								
Amostra	Linear	Potência	Amostra	Linear	Potência	Amostra	Linear	Potência
A1	0,979	0,868	B1	0,878	0,993	C1	0,953	0,984
A2	0,938	0,991	B2	0,825	0,972	C2	0,865	0,984
A3	0,964	0,976	B3	0,939	0,927	C3	0,804	0,981
A4	0,986	0,888	B4	0,950	0,939	C4	0,959	0,957

De maneira geral, as permeabilidades apresentaram decaimento exponencial com redução mais significativa nos primeiros níveis de pressão e tendência das curvas a se tornarem assintóticas nas pressões mais elevadas. Todavia, algumas amostras tiveram comportamento dúbio com quedas também lineares de permeabilidade.

As curvas de permeabilidade de cada Litotipo podem ser visualizadas, separadamente, nos três gráficos da Figura 43.

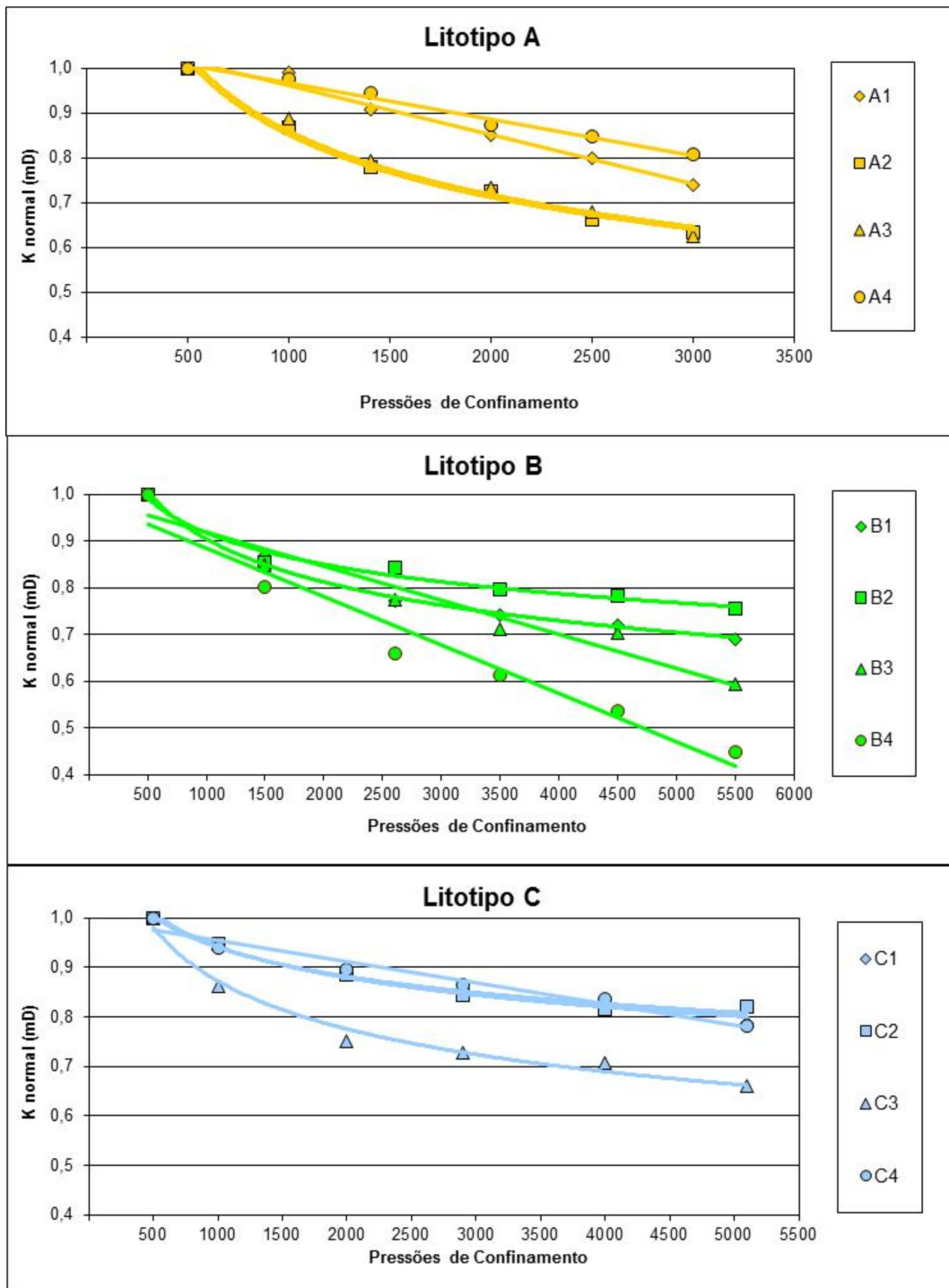


Figura 43 - Curvas de permeabilidade vs. pressão de confinamento de cada Litotipo separado.

A queda exponencial da permeabilidade com o aumento da pressão foi verificada inicialmente por Fatt & Davis (1952) em experimentos com arenitos americanos. Esses pesquisadores notaram que a redução da permeabilidade é mais significativa nos primeiros estágios de pressão, mais especificamente de 0 a 3000 psi (Figura 44).

De fato, as amostras dos Litotipos B e C demonstraram maiores reduções de permeabilidade nas pressões confinantes mais baixas. Após esse intervalo, quase todas as amostras apresentaram decaimentos suaves, com exceção das B3 e B4.

O Litotipo A foi analisado com pressões de confinamento, calculadas pelos métodos otimista e conservador, dentro da faixa de 0 a 3000 psi, ou seja, seu comportamento sob pressões mais elevadas não fora conhecido. Talvez por esse motivo as amostras A1 e A4 tenham decaimentos lineares, provavelmente tornando-se exponenciais caso os ensaios fossem prosseguidos com pressões mais elevadas.

É importante ressaltar que os testes realizados por Fatt & Davis tinham caráter destrutivo do ponto de vista geomecânico, com utilização de pressões de até 15000 psi, pouco comum para os reservatórios de hidrocarbonetos atuais. Contudo, o comportamento das curvas fica evidenciado quando se aumenta a faixa de pressões confinantes, daí o emprego de valores tão elevados.

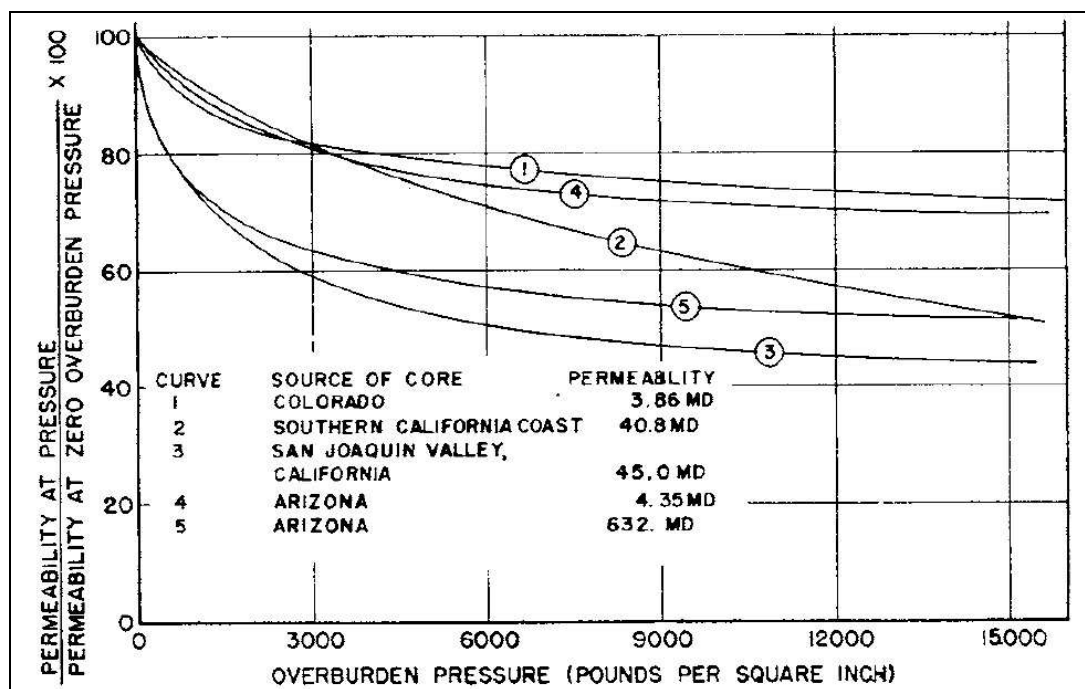


Figura 44 - Experimentos de Fatt e Davis que demonstram a queda exponencial da permeabilidade com o aumento das pressões. É possível notar o decréscimo da permeabilidade mais expressivo entre 0 e 3000 psi (FATT & DAVIS, 1952)

A queda abrupta nos primeiros estágios de pressão pode estar relacionada com a redução dos raios médios das gargantas dos poros, que este novo estado de tensão provoca. A redução dos raios médios das gargantas dos poros significa redução da área da seção transversal das trajetórias de fluxo, o que leva à queda da permeabilidade.

O aumento contínuo da pressão confinante oblitera gradativamente as gargantas dos poros, atingindo um patamar em que a queda da permeabilidade é praticamente estagnada. Daí em diante, o comportamento da curva será praticamente assintótico.

Nota-se que os carbonatos do Litotipo C apresentaram menor média de redução de k . O forte controle por processos diagenéticos de dissolução pode minimizar a influência das características texturais primárias, ou seja, a redução das gargantas dos poros não será tão significativa na queda da permeabilidade quanto em rochas siliciclásticas.

Em contrapartida, os arenitos “B” possuem as maiores médias de redução de k , provavelmente por já possuírem gargantas de poros parcialmente obstruídas por material intergranular como a clorita.

5.3 Comparação Entre os Modelos (Conservador vs. Otimista)

Conforme demonstrado na Tabela 11, a porosidade efetiva não sofreu decréscimo significativo em função do aumento da pressão de confinamento. Quando se comparam os resultados obtidos nas pressões conservadora e otimista, torna-se evidente que o método escolhido não terá grande influência sobre a compactação do volume poroso desses tipos de rocha.

Sendo assim, a sensibilidade das amostras ao método de cálculo foi avaliada com base nas diferenças entre os resultados de permeabilidade, obtidos na pressão conservadora ($k@conservadora$) e otimista ($k@otimista$). Para isso foram utilizadas as seguintes equações:

$$Média (mD) = \frac{k @ conservadora + k @ otimista}{2} \quad (47)$$

$$Diferença absoluta (mD) = k @ conservadora - k @ otimista \quad (48)$$

$$Diferença relativa (\%) = \left(\frac{Diferença absoluta}{Média} \right) \times 100 \quad (49)$$

A Tabela 14 foi montada a partir dos resultados obtidos nas fórmulas anteriores.

Tabela 14 - Comparação entre os resultados de permeabilidade obtidos nas pressões de confinamento calculadas pelos métodos conservador e otimista.

Código da Amostra	CONSERVADOR		OTIMISTA		COMPARAÇÃO		
	Pressão de Confinamento (psi)	k absoluta (mD)	Pressão de Confinamento (psi)	k absoluta (mD)	Média (mD)	Diferença Absoluta (mD)	Diferença Relativa (%)
A1	2500	965	1400	1096	1030	-131	-12,7
A2	2500	654	1400	770	712	-116	-16,3
A3	2500	577	1400	675	626	-98,8	-15,8
A4	2500	215	1400	240	228	-24,6	-10,8
B1	4500	0,168	2600	0,180	0,174	-0,012	-6,9
B2	4500	0,289	2600	0,311	0,300	-0,022	-7,3
B3	4500	0,144	2600	0,159	0,152	-0,015	-9,9
B4	4500	0,079	2600	0,097	0,088	-0,018	-20,5
C1	5100	185	2900	201	193	-15,4	-8,0
C2	5100	21,9	2900	22,5	22,2	-0,630	-2,8
C3	5100	71,7	2900	78,8	75,2	-7,10	-9,4
C4	5100	17,7	2900	19,6	18,7	-1,87	-10,0

A utilização da diferença absoluta para comparação entre os Litotipos é inadequada, pois, conforme citado anteriormente, a permeabilidade tende a ser uma variável lognormal e as ordens de grandeza dos resultados variaram consideravelmente.

Uma forma mais correta de comparação entre resultados de permeabilidade é a utilização da diferença relativa, que se trata de uma normalização da diferença absoluta em relação à média. O gráfico da Figura 45 evidencia a importância desse tipo de normalização.

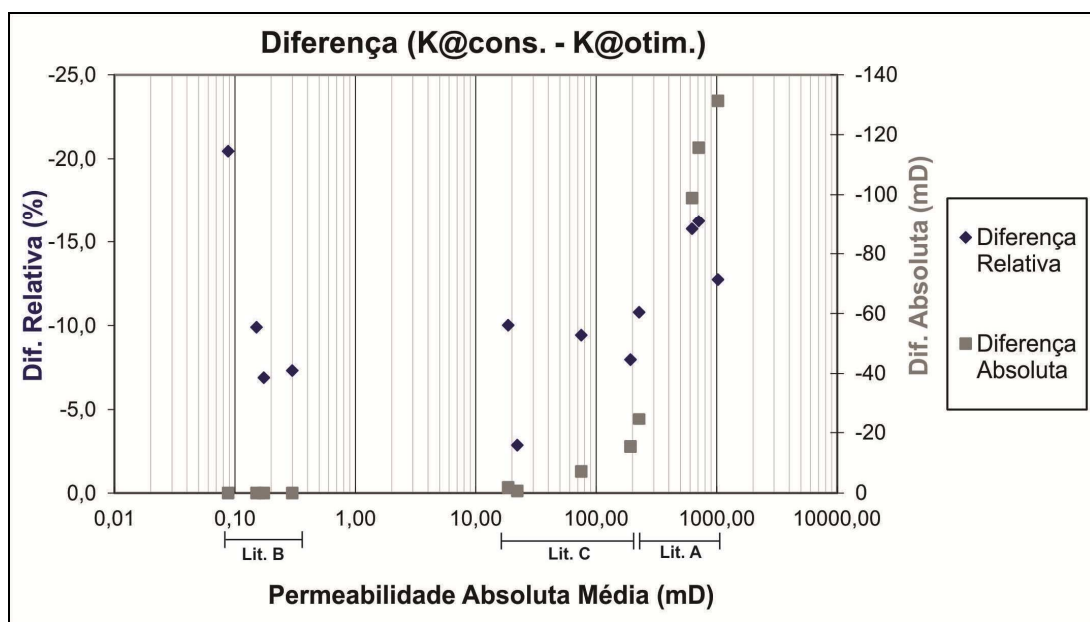


Figura 45 - Diferenças absolutas e relativas entre as permeabilidades obtidas nas pressões de confinamento conservadora e otimista.

Em termos absolutos, observa-se que as amostras de alta permeabilidade tendem a exibir diferenças bem elevadas e as de baixa permeabilidade diferenças desprezíveis. Contudo, em termos relativos, nota-se que as rochas de baixa permeabilidade apresentam diferenças bem significativas, como, por exemplo, a amostra B4 que possui a menor permeabilidade de todas e apresentou a mais alta diferença relativa (20,5 %).

Além da amostra B4, os arenitos A2 e A3 também obtiveram diferenças relativas acima de 15 %. Essa observação pode estar associada ao fato das pressões conservadora e otimista do Litotipo A estarem dentro da faixa de 0 a 3000 psi. Essa é a região onde a permeabilidade apresenta a maior taxa de decréscimo, logo a diferença entre os resultados será mais expressiva.

Outro fator relevante para a sensibilidade das amostras A2 e A3 é a estrutura inconsolidada, caracterizada pelo arcabouço frouxo. A compactação gerada pelo acréscimo de pressão é mais intensa devido ao grande espaço vazio entre os poros. Com isso, as seções transversais das trajetórias de fluxo são facilmente reduzidas, ocasionando quedas mais expressivas de permeabilidade.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os principais fatores geológicos que controlam a porosidade e a permeabilidade das rochas reservatório são inerentes ao sistema deposicional (aspectos texturais) e diagenéticos. Nota-se que as rochas siliciclásticas escolhidas para o presente estudo (Litotipos A e B) apresentaram forte influência dos dois aspectos, mais especificamente do grau de seleção dos grãos e da intensidade da diagênese. Os arenitos “A”, mais porosos e permeáveis, possuem grãos bem selecionados e diagênese incipiente. Em contrapartida, os arenitos “B”, mais fechados, apresentam grau de seleção de grãos moderado e alta influência da diagênese, com intensa cimentação.

O principal controle sobre a permo-porosidade dos carbonatos estudados (Litotipo C) é a dissolução diagenética, que amplia o tamanho e a conectividade dos poros. O aumento da intensidade da dissolução pode reduzir a influência dos aspectos texturais primários nesses tipos de rocha.

Observa-se que a permo-porosidade tende a diminuir com o aumento das pressões confinantes. Nota-se que esse efeito é mais crítico na permeabilidade, principalmente em intervalos de pressões mais baixos (0 a 3000 psi). Em pressões mais elevadas, a mudança do valor de permeabilidade é pouco pronunciada, em função da estrutura porosa já estar bastante compactada e grande parte das gargantas dos poros estarem obstruídas, impedindo as trajetórias de fluxo.

Dentre as amostras analisadas, as rochas inconsolidadas e a de menor permeabilidade demonstraram ser mais sensíveis à variação de pressão. Dessa forma, os cálculos para obtenção da pressão de confinamento desses tipos de rocha devem ser avaliados com cautela, evitando a sub ou superestimativa dos parâmetros petrofísicos.

Quanto aos métodos de cálculo abordados no presente trabalho, o modelo conservador simula a condição menos favorável para o reservatório, pois iguala as tensões horizontais à tensão vertical que é normalmente mais alta. Nesse caso, as porosidades e permeabilidades obtidas podem ser consideradas como as mínimas para aquela rocha.

Por outro lado, o modelo otimista considera que o reservatório está sob condição geostática, admitindo que as deformações horizontais sejam anuladas pelas tensões horizontais. Essas tensões serão menores que as obtidas no modelo conservador, sendo estimadas com base na tensão vertical aplicada e no coeficiente de *Poisson* da rocha. Para evitar maiores incertezas, recomenda-se a utilização dos coeficientes de *Poisson* obtidos em

ensaios geomecânicos e não estimados em dados de literatura, principalmente para as rochas pouco permeáveis e inconsolidadas.

Vale ressaltar que ambos os modelos utilizaram a pressão de confinamento como uma média entre as componentes vertical, horizontal mínima e horizontal máxima. Contudo, um carregamento isostático não verdadeiramente reflete o estado de tensão, em geral anisotrópico, que existe na maioria dos reservatórios. Se os valores das componentes horizontais e vertical forem conhecidos, o modo mais preciso é a utilização de células triaxiais que permitem aplicações de diferentes tensões no eixos das amostras.

Outra maneira de reduzir as incertezas dos cálculos é não utilizar os gradientes fixos de literatura para as pressões litostática e estática. A integração do perfil de densidades, no caso da sobrecarga, e as medições diretas (TFC) e indiretas para estimativa da pressão estática aumentam a precisão dos cálculos, pois consideram a heterogeneidade dos reservatórios. O conhecimento do coeficiente de Biot-Willis do material a ser analisado também pode ser bastante útil para não superestimar a pressão estática.

Por fim, é recomendado um estudo com amostragem maior e mais diversificada, visando separar os efeitos da incerteza das análises, dos efeitos de sensibilidade à pressão de confinamento. A utilização de rochas carbonáticas com significativo conteúdo argiloso também pode ser interessante para fins de analogia com as rochas siliciclásticas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Recommended practices for core analysis, second edition: Recommended Practice RP40*. New York: American Petroleum Institute, 1998. 220p.

BIOT, M. A.; WILLIS, D. G. The elastic coefficients of the theory of consolidation. *Journal of Applied Mechanics*, v.24, p.594-601, 1957.

BOWERS G. *Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction*. SPE Paper 27488. 1995.

DARCY, H. *Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon*. Dalmont, Paris, 1856.

EATON B. *The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs*. SPE Journal 5544. 1975.

ELLIS, D. *et al. Mineral logging parameters: nuclear and acoustic*. Houston: Schlumberger Educational Service, p.38-51, 1988.

FATT, I.; DAVIS, D. H. *Reduction in Permeability with Overburden Pressure*. Petroleum Transactions, AIME. v.195, p.329, 1952.

MACHADO, V. F. *Inteligência Computacional na Estimativa de Permeabilidade de Reservatórios de Petróleo a Partir de Perfis de Ressonância Magnética Nuclear*. 2010. 60 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro. 2010.

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

MOUCHET J. P.; MITCHELL A. *Abnormal Pressures While Drilling*. Boussens: Elf Aquitaine Edition, 1989.

NELSON, R. A. *A Discussion of the Approximation of Subsurface(Burial) Stress Conditions in Laboratory Experiments*, Geophysical Monograph 24; American Geophysical Union, 1981, p. 311-321.

NUPEG - Núcleo de Pesquisa em Petróleo e Gás. *Propriedades de Rocha e Rocha-Fluido*. Disponível em: <http://www.nupeg.ufrn.br/downloads/deq0376/iep.01a-rochaerocha-fluidomodj.pdf>. Acessado em: 02 de jul. 2012.

PETROLEUM GEOSCIENCE TECHNOLOGY. *Geologia do Petróleo*. Disponível em: http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf. Acessado em: 02 de jul. 2012.

ROCHA, L. A. S. *Pressões das Formações*. Disponível em: <http://pt.scribd.com/doc/56439005/Pressoes-das-Formacoes>. Acesso em: 15 de jun. 2012.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. *Projetos de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos*. Petrobras. 2007.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006. 808p.

SHECAIRA, F. S.; KIKUCHI, M. M.; VIEIRA, R. A. M. *Curso de Caracterização de Reservatórios de Petróleo*. Petrobras/CENPES/Tecnologia de Reservatórios, Rio de Janeiro, 2002.

SILVA JUNIOR, P. C. R. *Permoporosidade em carbonatos sob diferentes escalas de amostragem e pressões confinantes*. 2011. 51f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, Rio de Janeiro. 2011.

SOMBRA, C. L. A Não-linearidade da Relação Permeabilidade contra Porosidade em Reservatórios Siliciclásticos: Implicações sobre a Modelagem de Curvas de Permeabilidade em Poços. In: SEMINÁRIO DE AVALIAÇÃO DE FORMAÇÕES - PETROBRAS, 2006, Espírito Santo.

TERZAGHI, K. *Theoretical Soil Mechanics*. New-York: Wiley, 1943.

TORSÆTER, O.; ABTAHI, M. *Experimental Reservoir Engineering: Laboratory Work Book*. Dept. of Petroleum Eng. And Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology. Norway, 2003.

VALLEJO, L. I. G. *et al. Ingeniería Geológica*. Prentice Hall. Madrid, 2002.

VASQUEZ, G. F. *et al.* Experimental determination of the effective pressure coefficients for Brazilian limestones and sandstones. *Rev. Bras. Geofísica*, São Paulo, v. 27, n.1, p. 43-53, jan./mar. 2009.

VIEIRA, R. A. M. *et al. Apresentação sobre o Laboratório de Petrofísica*. Petrobras/CENPES/TRA, Rio de Janeiro, dez. 2010.