

PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE  
GEOPRESSÕES

Bruno César Murta Pereira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO  
DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE CIVIL.

Aprovada por:

---

Prof. Webe João Mansur, Ph.D.

---

Prof. Gilberto Bruno Ellwanger, D.Sc.

---

Prof. Bernadete Ragoni Danziger, D.Sc.

---

Prof. Anna Paula Lougon Duarte , D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2007

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

PEREIRA, BRUNO CÉSAR MURTA

Proposta de uma Metodologia para  
Estimativa de Geopressões [Rio de Janeiro]  
2007

XII, 120 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,  
Engenharia Civil, 2007)

Dissertação – Universidade Federal do Rio  
de Janeiro, COPPE

1. Revisão Bibliográfica
2. Retroanálise de Geopressões de um Poço
3. Calibração dos modelos para estimativa de Geopressões
4. Análise de Incertezas
5. Estudo de Caso

I. COPPE/UFRJ      II. Título (série)

## Agradecimentos

À minha esposa pelo apoio e compreensão demonstrados em todos os momentos.

Aos Engenheiros Luiz Alberto Santos Rocha e Nilo Azevedo Duarte pelo apoio e sugestões demonstrados no meu trabalho.

Ao prof. Webe João Mansur pela colaboração, orientação e compreensão dadas a este trabalho.

À PETROBRAS pelo fornecimento de todos os recursos utilizados neste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

## PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE GEOPRESSÕES

Bruno César Murta Pereira

Junho/2007

Orientadores: Webe João Mansur

Programa: Engenharia Civil

Neste trabalho é apresentada uma metodologia para estimativa de Geopressões. A estimativa do campo de geopressões é a primeira e uma das mais importantes etapas durante a elaboração de um projeto de poço.

Esta metodologia investiga inicialmente alguns aspectos que não são considerados pelos atuais modelos empíricos, como a existência de outros mecanismos geradores de pressão anormalmente alta (efeito de Descarregamento, efeito Centróide etc.), a avaliação da qualidade do perfil sísmico e o comportamento das curvas de tendência de compactação normal dos poços de correlação.

Após a investigação inicial dos principais modelos empíricos, estes modelos são utilizados em um estudo de retroanálise, são calibrados localmente e então são definidos os melhores modelos calibrados para a região analisada. Como o estudo de Geopressões geralmente está associado com poucos dados e com muita incerteza uma análise de incerteza é sugerida neste trabalho.

Será apresentado um estudo de caso fim de comprovar a importância da metodologia proposta.

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

## PROPOSAL OF A METHODOLOGY FOR ESTIMATING GEOPRESSURES

Bruno César Murta Pereira

June/2007

Advisors: Webe João Mansur

Department: Civil Engineering

In this work, a methodology to estimate geopressures is presented. The estimate of the existing geopressure field is one of the most important steps during the elaboration of well design.

The proposed methodology investigates initially some aspects which are not considered by the existing empirical models, such as the existence of other mechanisms generating abnormally high pressures (unloading effect, centroid effect, etc.), the evaluation of the seismic profile and the behavior of the natural compaction trends of the correlation wells.

After the initial investigation of the main empirical models, the models are utilized in a back analysis study, are calibrated locally, and then, the best models for the analyzed region are defined. As the study of Geopressures is usually related with few data and large uncertainty, a probabilistic analysis is suggested in this work.

One application to real case is presented, aiming at demonstrating the importance of the proposed methodology.

## Índice

<b>1 - Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>2 - Revisão bibliográfica .....</b>	<b>4</b>
2.1 – Conceitos Básicos .....	4
2.2 – Densidade e Sobrecarga.....	9
2.3 – Pressão de Poros .....	15
2.4– Pressão de Fratura .....	21
<b>3 - Retroanálise de Geopressões de um Poço.....</b>	<b>37</b>
3.1 - Introdução .....	37
3.2 – Identificando o Topo da Zona de Transição .....	39
3.3 – Calibração da Curva de Tendência de Compactação Normal .....	39
3.4 – Ajustes nas Velocidades Sísmicas .....	44
3.5 – Identificação do Efeito Descarregamento ( <i>Unloading</i> ) .....	45
3.6 – Identificação do Efeito Centróide e da Estrutura Geológica .....	51
<b>4 - Calibração dos Modelos para Estimativa de Geopressões .....</b>	<b>52</b>
4.1 Introdução .....	52
4.2 – Densidade e sobrecarga.....	53
4.3 – Pressão de Poros .....	55
4.4 – Gradiente de Fratura .....	58
<b>5 - Análise de Incertezas .....</b>	<b>61</b>
5.1 – Introdução .....	61
5.2 – Fontes de Erros nos dados de Geopressões.....	61
5.3 – Metodologia para Estimativa das Incertezas.....	62
<b>6 - Estudo de Caso.....</b>	<b>66</b>
6.1 – Apresentação da região e dos poços .....	66
6.2 – Análise do Efeito Centróide.....	67
6.3 – Análise do Efeito Unloading.....	70
6.4 – Calibração dos modelos para estimativa de Geopressões.....	72
6.5 – Análise de Incertezas .....	86
6.6 – Aplicação em um poço.....	96
<b>7 - Considerações gerais e conclusão.....</b>	<b>102</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>106</b>

<b>Estimativa do tempo de Trânsito a partir da Resistividade .....</b>	<b>110</b>
<b>Variáveis Aleatórias e distribuições de probabilidades.....</b>	<b>114</b>

### Índice de figuras

Figura 2.1 – A velocidade sísmica aumenta com a densidade para todo o tipo de formação (Rocha, 2006).....	5
Figura 2.2 – A velocidade de propagação da onda sísmica aumenta com a redução da porosidade (Rocha, 2006) .....	6
Figura 2.3 – Janela operacional do peso de fluido de perfuração .....	9
Figura 2.4 – Método da Tensão Efetiva Vertical (Glenn Bowers, 1999) .....	18
Figura 2.5 – Caso em que o Método Vertical falhou (Glenn Bowers, 1999) .....	18
Figura 2.6 – LOT à esquerda – pressão de quebra afastada da pressão de absorção. LOT à direita – pressão de quebra e absorção iguais.....	23
Figura 2.7 – Exemplo de um LOT estendido.....	24
Figura 2.8 – Solução de Kirsch para concentração de tensão ao redor do poço (Volterra & Gaines, 1971) .....	25
Figura 2.9 – Critério de abertura de fratura para parede de poço impermeável e fissura permeável.....	26
Figura 2.10 - Critério de abertura de fratura para parede de poço permeável e fissura permeável.....	27
Figura 2.11 – Comprimento da fissura vs pressão no poço (Glenn Bowers, 1999) ....	28
Figura 2.12 – Efeito da permeabilidade da fissura em seu crescimento (Glenn Bowers, 1999) .....	29
Figura 2.13 – Método de Matthews & Kelly .....	35
Figura 3.1 – Diagrama do fluxo de Análise de geopressões.....	38
Figura 3.2 – Exemplo de uma curva virgem e uma curva de descarregamento .....	47
Figura 6.1 – Localização dos poços .....	67
Figura 6.2 – Seção sísmica destacando o reservatório inclinado.....	68
Figura 6.3– Seção Geológica esquemática A-A .....	68

Figura 6.4– Velocidade Sônica X Profundidade.....	70
Figura 6.5– Curva Virgem do poço 6 .....	70
Figura 6.6– Densidade total <i>versus</i> sônico no trecho do reservatório .....	71
Figura 6.7– Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 1 .....	73
Figura 6.8– Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 2 .....	74
Figura 6.9 – Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 3 .....	74
Figura 6.10 – Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 4 .....	75
Figura 6.11– Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 5 .....	75
Figura 6.12 – Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 6 .....	76
Tabela 6.1– Erro médio da aplicação do modelo de Gardner.....	76
Tabela 6.2– Erro médio da aplicação do modelo de Gardner.....	77
Tabela 6.3– Erro médio dos modelos Bellotti e Amoco.....	77
Figura 6.13– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 1 .....	80
Figura 6.14– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 2 .....	80
Figura 6.15 – Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 3 .....	81
Figura 6.16– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 4 .....	81
Figura 6.17– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 5 .....	82
Figura 6.18– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 6 .....	82
Figura 6.19 – Cálculo de K sem tratamento estatístico .....	88
Figura 6.20 – Determinação das retas de LOT P10, P50 e P90.....	90
Figura 6.21 – Determinação das curvas de k P10, P50 e P90.....	91
Figura 6.22 – Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 6 .....	93
Figura 6.23– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 5 .....	93
Figura 6.24– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 2 .....	94
Figura 6.25– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 1 .....	94
Figura 6.26– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 3 .....	95
Figura 6.27– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 3 .....	95
Figura 6.28 – Cubo de pressão de sobrecarga P10 .....	97
Figura 6.29 – Cubo de pressão de sobrecarga P50 .....	97
Figura 6.30 – Cubo de pressão de sobrecarga P90 .....	98
Figura 6.31 – Cubo de pressão de poros P10.....	98
Figura 6.32 – Cubo de pressão de poros P90.....	99
Figura 6.33 – Cubo de pressão de fratura P10.....	99
Figura 6.34 – Cubo de pressão de fratura P50 .....	100

Figura 6.35 – Cubo de pressão de fratura P90 .....	100
Figura 6.36 – Estimativa de Geopressões do poço 7 .....	101
Figura B.1 – Função densidade de probabilidade (esquerda) e função cumulativa de probabilidade (direita).....	115
Figura B.2 – Comparação da média como o centro de gravidade da área.....	117
Figura B.3 – Moda e mediana de uma variável aleatória .....	117
Figura B.4 – Exemplo de duas distribuições normais PDF e CDF.....	119

### Índice de Tabelas

Tabela 2.1 – Tempo de trânsito da matriz das rochas.....	13
Tabela 2.2 – Principais métodos para estimativa de pressão de poros .....	17
Tabela 2.3 – Principais métodos para cálculo da pressão de fratura .....	22
Tabela 2.4 – Coeficiente de Poisson das formações .....	36
Tabela 6.4– Erro médio ao se utilizar a curva de Bowers e o modelo de Eaton.....	83
Tabela 6.5 – Erro médio ao se utilizar a curva de Bowers e o método da Profundidade Equivalente .....	83
Tabela 6.6 – Erro médio ao se utilizar a curva de Bowers e o método de Eaton.....	84
Tabela 6.7 – Erro médio ao se utilizar a curva de Bowers e o método de da Profundidade Equivalente.....	84
Tabela 6.8 – Erro médio ao se utilizar a curva de Miller e o método de Eaton.....	84
Tabela 6.9 – Erro médio ao se utilizar a curva de Tomasi e o método de Eaton.....	85
Tabela 6.10 – Erro médio ao se utilizar a curva reta e o método de Eaton.....	85
Tabela 6.11 – Resumo e classificação dos modelos de curva de compactação normal .....	85
Tabela 6.12 – Variáveis e premissas usadas na análise de incertezas da pressão de sobrecarga .....	87
Tabela 6.13 – Variáveis e premissas usadas na análise de incertezas da pressão de poros.....	88
Tabela 6.14 – Dados para estudo de incerteza da curva de gradiente de fratura .....	92

## Lista de símbolos

### Símbolos romanos

G	gradiente de pressão.
$P_h$	pressão hidrostática.
Z	profundidade da mesa rotativa até o ponto analisado.
Ondas P	ondas sonoras de pressão.
$R_t$	resistividade total da formação.
D	profundidade abaixo do leito marinho.
a	coeficiente litológico.
$R_w$	resistividade da água da formação.
Ira	índice resistivo da água da formação.
LDA	profundidade d'água.
$\rho_b$	massa específica total da rocha.
$\rho_{ma}$	massa específica da matriz da rocha.
$\rho_{fl}$	massa específica do fluido dentro dos poros da rocha.
g	constante da aceleração da gravidade.
$\rho_{sw}$	massa específica da água do mar.
V	velocidade de propagação da onda P.
$P_p$	pressão de poros
$V_{ma}$	velocidade compressional do som na matriz da rocha.
$S_{min}$	tensão horizontal mínima.
$S_{max}$	tensão horizontal máxima.
$P_c$	pressão no interior da fissura.
k	coeficiente de empuxo horizontal.
$G_F$	gradiente de fratura da formação (início de propagação das fissuras).
$G_p$	gradiente de pressão de poros.
$G_{LOT}$	gradiente de pressão obtido no teste de absorção.
$G_{ov}$	gradiente de sobrecarga.
F	fator de formação.
$S_w$	saturação da água.
$R_o$	resistividade total da formação saturada de água.

$E(X^2)$  valor médio quadrático.

$\text{Var}(x)$  variância da variável.

COV coeficiente de variação da variável.

#### Símbolos gregos

$\Phi$  porosidade da rocha.

$\Delta t$  tempo de trânsito total da rocha porosa.

$\Delta t_n$  tempo de trânsito da curva de tendência de compactação normal.

$\Delta t_{ma}$  tempo de trânsito da matriz da rocha.

$\Delta t_f$  tempo de trânsito do fluido.

$\sigma'$  tensão efetiva da rocha.

$S_\theta$  menor tensão radial.

$\theta$  ângulo de atrito da rocha.

$\nu$  coeficiente de poisson.

$\sigma'$  tensão efetiva.

$\mu_x$  média de uma variável.

$\sigma_{ov}$  pressão de sobrecarga (tensão vertical total).

#### Abreviaturas / definições

GoM região do Golfo do México.

Blowout invasão de fluido dentro do poço de forma descontrolada.

Check shot ferramenta sônica que é descida no poço para relacionar profundidade com tempo de trânsito.

Kick influxo da formação

PDF função densidade de probabilidades.

CDF função densidade cumulativa.

PPD pressão de poros definitiva

GC grau de confiabilidade.

PFD pressão de fratura definitiva.

EAT erro absoluto de todos os poços.

ER erro relativo de cada poço.

ERT	erro relativo de todos os poços.
LOT	<i>Leak off Test</i> – teste de absorção da formação
Dogleg	taxa de ganho de inclinação do poço
Ppm	parte por milhão
RFT	teste de formação. É uma operação com objetivo de medir pressão da formação e colher amostras de fluidos da formação.

# Capítulo 1

## Introdução

Um projeto completo e confiável de geopressões é fundamental para o sucesso na execução da perfuração de um poço. Problemas relacionados ao campo de geopressões são responsáveis por perda de tempo durante a perfuração de um poço e por custos adicionais que podem atingir cifras de milhões de dólares. Muitas catástrofes em sondas de perfuração como *blowout* (esta e outras definições se encontram na lista de abreviaturas/definições acima) foram causadas pelo não conhecimento confiável do campo de geopressões.

A falta de dados em um estudo de geopressões é o grande desafio para obtenção do campo de pressões confiável. O único modo de se ter certeza das pressões atuantes na rocha é perfurando-a. No entanto, para perfurar com segurança projetando um fluido de perfuração adequado, é necessário conhecer o campo de geopressões. Por isso, poços de correlação (quando houver) são muito importantes para se ter um estudo de geopressões confiável no novo prospecto. Caso não estejam disponíveis dados de nenhum poço de correlação, o projeto de poço poderá ser muito conservador, sendo, portanto muito dispendioso torná-lo seguro.

O objetivo da análise de geopressões é determinar as curvas de sobrecarga, fratura, pressão de poros e colapso. Com estas curvas, pode-se limitar a janela operacional que definirá o peso específico do fluido de perfuração e o assentamento de sapatas. O peso do fluido de perfuração estará limitado superiormente pela curva de gradiente de fratura, pois o excesso de peso poderá gerar tensões de tração na rocha e causar a propagação da fissura com a conseqüente perda de fluido de perfuração. Por outro lado, o peso do fluido de perfuração estará limitado inferiormente pela curva de pressão de poros, pois caso o peso específico do fluido seja menor que o gradiente de pressão de poros, poderá haver um influxo (*kick*) perdendo-se muito tempo para controlá-lo, podendo assim, onerar consideravelmente o projeto. O assentamento da sapata do revestimento está relacionado, dentre outros fatores, à

impossibilidade de se obter um peso específico de fluido que seja menor que o gradiente de fratura e maior que o gradiente de pressão de poros.

Em um estudo de geopressões o único dado disponível na locação é o perfil sísmico. Portanto, o projeto de geopressões se baseia em correlações para obter as curvas de geopressões a partir da velocidade sísmica. Para o estudo da curva de sobrecarga, existem vários métodos que relacionam diretamente densidade com velocidade sísmica. Nestas correlações, existem parâmetros de calibração que devem ser ajustados para cada área. Para a análise de pressão de poros, as correlações existentes baseiam-se apenas no mecanismo de subcompactação. No entanto, existem outros mecanismos de geração de poro-pressão que podem comprometer todo o estudo de geopressões se forem desconsiderados. Quanto ao estudo do gradiente de fratura, as correlações necessitam de um parâmetro denominado coeficiente de empuxo horizontal ( $k$ ), que é estimado a partir de testes realizados quando se perfura um poço. Assim, a retroanálise dos poços de correlação é de suma importância para se ajustar os parâmetros de calibração local das correlações e analisar outros possíveis mecanismos geradores de pressão anormalmente alta.

O objetivo deste trabalho é criar uma metodologia para retroanálise dos dados de poços de correlação com o intuito de calibrar melhor as correlações, identificar os mecanismos geradores de pressão anormalmente alta e quantificar as incertezas nas estimativas de geopressões.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica dos principais modelos e correlações para estimativa de densidade, pressão de poros e pressão de fratura. Vale ressaltar que a maioria destes modelos estão calibrados para a região do GoM. Portanto, a aplicação destes modelos em outras regiões sem estarem calibrados poderá gerar erros significativos.

O Capítulo 3 aborda as considerações que devem ser feitas durante uma retroanálise de Geopressões. Uma dessas considerações busca avaliar a qualidade do perfil sísmico. Se não existissem erros, o perfil de velocidade sísmica, o perfil sônico e o check shot deveriam levar às mesmas indicações. No entanto isto não ocorre. Como os perfis sônicos e check shot são mais confiáveis, este trabalho sugere um

ajuste no perfil sísmico para coincidir com os outros perfis e este fator de ajuste poderia ser aplicado na sísmica do novo prospecto. Este capítulo também aborda outros mecanismos de geração de pressão que a maioria dos métodos de correlação não considera. Os métodos para estimativa de pressão de poros consideram que qualquer existência de pressão anormalmente alta (maior que a hidrostática) se deve ao processo de subcompactação dos folhelhos que devido sua baixa permeabilidade não conseguiu expulsar o excesso de fluido dos poros e, portanto parte da sobrecarga estará atuando no fluido. Avaliar a existência destes mecanismos nos poços de correlação e estudar a possibilidade destes mecanismos poderem atuar no prospecto é um passo crítico para o sucesso do projeto de geopressões.

O Capítulo 4 sugere uma metodologia para calibração dos diversos modelos para estimativa de geopressões. A partir da análise dos dados obtidos durante a perfuração definem-se as curvas de geopressões de cada poço que serão chamadas de “verdadeiras ou definitivas”, pois estas curvas foram obtidas a partir de dados obtidos *in situ*. No entanto, cada uma destas curvas estará relacionada com um grau de confiabilidade em função da quantidade e qualidade de dados disponíveis para geração das mesmas. Após definidas estas curvas de todos os poços de correlação, todos os modelos tentarão reproduzir as curvas “definitivas”. Ajustes nos parâmetros de calibração dos modelos serão feitos para minimizar o erro relativo de cada modelo. O modelo com o menor erro será considerado o mais adequado para estimativa de geopressões para uma dada região (mini-bacia).

O Capítulo 5 descreve algumas incertezas presentes no estudo de geopressões. São descritas as diversas fontes de erros durante a obtenção de dados através das ferramentas de perfilagem. Estes erros e a falta de dados geram incertezas para o analista na definição dos parâmetros de calibração dos modelos usados, definição da curva de sobrecarga e da curva de tendência de compactação normal e na curva de fratura. O capítulo sugere uma metodologia para tentar quantificar estas incertezas na análise de geopressões para representar de uma forma mais realística o risco operacional.

O capítulo 6 descreve a aplicação de toda a metodologia abordada em um caso real.

## Capítulo 2

### Revisão bibliográfica

#### 2.1 – Conceitos Básicos

A seguir serão apresentados alguns conceitos que são utilizados neste trabalho:

##### 2.1.1 - Gradiente de Pressão

Por definição, gradiente de pressão é a razão entre a pressão e a profundidade, geralmente referenciada à mesa rotativa (equipamento de uma plataforma de perfuração utilizada entre outras funções para ancoragem das colunas de perfuração e que serve de referência para medições) para aplicações na indústria do petróleo. Entretanto, é muito comum que os gradientes de pressão sejam expressos em unidade de massa específica, como lb/gal ou g/cm<sup>3</sup>, para uma comparação direta com a massa específica do fluido de perfuração.

Os gradientes podem ser calculados pela expressão:

$$G = \frac{P_h}{C \cdot Z} \quad (2.1)$$

Onde:

G = gradiente de pressão (lb/gal)

P<sub>h</sub> = Pressão hidrostática (psi)

Z = profundidade vertical (m)

C = constante de conversão de unidades (0,1704)

Obs.: ppg é lb/gal em inglês (*pounds per gallon*)

##### 2.1.2 - Pressão de Colapso

A pressão de colapso é a pressão que leva à ruptura da rocha por cisalhamento, sob tensões de compressão. A ruptura por colapso poderá ocorrer tanto devido a um baixo peso de fluido de perfuração, levando a uma falha por colapso inferior, quanto devido a um peso de fluido excessivo, ocorrendo uma falha por colapso superior. As conseqüências dessas rupturas em termos operacionais irão variar de acordo com o tipo de rocha. Um caso típico se dá quando a falha da rocha por cisalhamento causa deformação no diâmetro do poço, aumentando o torque na coluna de perfuração, levando ao seu aprisionamento por acunhamento. Em outros tipos de formação, a

falha por cisalhamento pode levar ao desmoronamento total ou parcial do poço, com possível aprisionamento da coluna devido aos cascalhos desmoronados.

### 2.1.3 - Pressão de Fratura

A pressão de fratura é a pressão que leva à falha da rocha por tração. Da mesma forma que ocorre o colapso da formação, a fratura pode ocorrer tanto em função da utilização de um baixo peso de fluido de perfuração, levando a uma falha por fratura inferior, como também em função da utilização de um alto peso de fluido de perfuração, resultando em uma falha por fratura superior. Na prática, a ocorrência de fratura superior é muito mais comum do que fratura inferior. As consequências operacionais de uma falha por fratura são desmoronamentos ou perda de fluido de perfuração para a formação, conhecida por perda de circulação, respectivamente.

### 2.1.4 - Influência das propriedades das rochas sobre a velocidade de compressão

Muitos parâmetros influenciam o valor da velocidade das ondas sísmicas (velocidades compressoriais). Será abordada aqui a influência da densidade e da porosidade.

#### 2.1.4.1 - Influência da Densidade

Utilizando-se um gráfico log-log, é possível perceber um comportamento aproximadamente linear entre a velocidade das ondas P e a densidade, como mostrado na figura 2.1. Vemos que a velocidade aumenta com a densidade para todos os tipos de rocha.

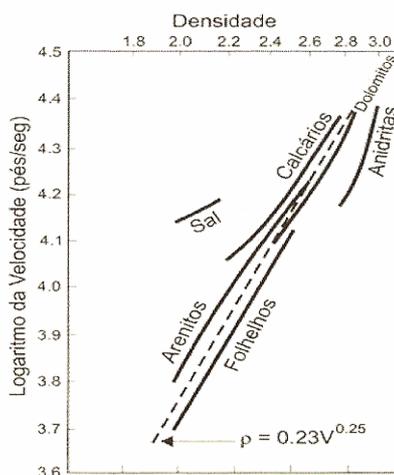


Figura 2.1 – A velocidade sísmica aumenta com a densidade para todo o tipo de formação (Rocha, 2007).

### 2.1.4.2 - Influência da porosidade

A porosidade é o aspecto mais importante que diferencia as rochas de sólidos maciços. Esta característica é um fator determinante da velocidade de propagação das ondas sísmicas, pois afeta a constante de Lamé e a densidade. A figura 2.2 apresenta o comportamento aproximadamente linear da variação da velocidade em função da porosidade. É possível observar que a velocidade aumenta com a redução da porosidade.

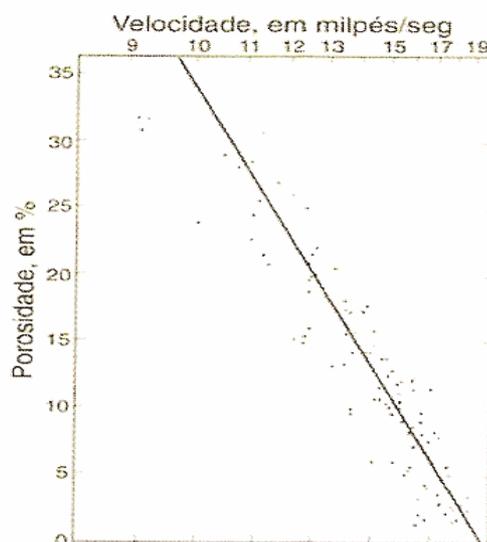


Figura 2.2 – A velocidade de propagação da onda sísmica aumenta com a redução da porosidade (Rocha, 2006)

### 2.1.5 – Ferramentas de perfis Elétricos

As ferramentas de perfis elétricos são sensores descidos no poço para medir propriedades da formação. No cálculo de geopressões, os perfis mais utilizados são descritos a seguir:

#### 2.1.5.1 - Perfil de raios gama

Mede a radioatividade natural das formações. Este perfil reflete o conteúdo de seqüências argilosas em virtude das concentrações de elementos radioativos presentes nos minerais argilosos dos folhelhos. Os folhelhos apresentam normalmente alto teor de K40, razão pela qual esse perfil tem grande importância na identificação de

folhelhos e rochas não argilosas, ressalvadas os casos em que rochas estão enriquecidas por outros minerais radioativos (Tório, Césio, Polônio, Iridio, etc)

### **2.1.5.2 - Perfil Resistividade**

Indica a habilidade de um material em resistir a condução de corrente elétrica, sendo o inverso da condutividade. As matrizes rochosas apresentam alta resistividade, que depende de sua porosidade, da natureza do fluido contido em seus poros e do conteúdo de sal nele dissolvido. Com relação à natureza dos fluidos, enquanto hidrocarbonetos não são bons condutores elétricos, isto é, possuem alta resistividade, as águas das formações (água salgada) são bons condutores, possuindo assim uma baixa resistividade.

A relação entre porosidade e resistividade permite a estimativa da pressão de poros utilizando o perfil resistividade com base em folhelhos. Este é um dos métodos mais antigos de estimativa que existe na indústria. A redução da porosidade ao longo da profundidade dada pela compactação normal, é indicada por um aumento do perfil resistividade com a profundidade. Neste caso, estaremos diante de pressões de poros normais. Já uma zona subcompactada será identificada por uma redução do perfil resistividade, devido ao aumento da porosidade.

### **2.1.5.3 - Perfil sônico**

Mede os tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. A velocidade P varia segundo o meio em que as ondas se propagam. Ela é mais rápida nos sólidos que nos líquidos e gases. Velocidade de propagação maior significa tempo de trânsito menor. Os tempos de trânsito são mais baixos na matriz rochosa, que apresenta valores da ordem de  $40-55 \mu s / pé$ , que em relação a fluidos ( $189 \mu s / pé$  para a água). Ao se considerar duas rochas semelhantes, aquela que contiver maior quantidade de líquido dentro de seus poros (maior porosidade) apresentará um tempo de trânsito maior do que aquela de menor volume de fluido (menor porosidade). A maior vantagem do perfil sônico provém da relação direta entre o tempo de trânsito e porosidade (Wyllie et al. 1956) conforme mostra a equação abaixo:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (2.2)$$

Onde:

- $\phi$  = porosidade
- $\Delta t$  = tempo de trânsito medido
- $\Delta t_{ma}$  = tempo de trânsito na matriz rochosa
- $\Delta t_{fl}$  = tempo de trânsito no fluido

Quando não se tem disponível o perfil sônico, pode-se estimar um perfil sônico a partir do perfil resistividade. Archie (1942) propôs a seguinte correlação:

$$\Delta t = \Delta t_{ma} + (\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}) \cdot \left( \frac{a \cdot R_w}{R_t} \right)^{0,5} \quad (2.3)$$

Onde:  $R_t$  = resistividade do perfil – ohm.

$R_w$  = resistividade do fluido da formação.

O estudo completo de Archie (1942) está no anexo A.

A resistividade da água ( $R_w$ ) da formação diminui com a profundidade pois sua salinidade aumenta. A correção da resistividade da água em função da profundidade é dada pela seguinte equação:

$$R_w = R_w^D \cdot 10^{Ira \cdot (LDA - Z)} \quad (2.4)$$

Onde:

$R_w^D$  = resistividade da água no fundo do mar (*Mud Line*) – ohm.

$Ira$  = Índice resistivo da água da formação – ohm.

#### 2.1.5.4 - Perfil Densidade

O perfil densidade é um registro contínuo das variações das massas específicas (doravante chamaremos densidade) das rochas ( $\rho_b$  - densidade total) atravessadas por um poço. No caso de rochas porosas, a medição realizada pelo perfil inclui tanto a densidade da matriz, constituinte da rocha, como a do fluido contido no espaço poroso. Se a densidade da matriz rochosa ( $\rho_{ma}$ ) e do fluido dentro dos poros ( $\rho_{fl}$ ) são conhecidos, Eaton (1968) propôs a seguinte correlação para determinação da porosidade:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_b - \rho_{fl}} \quad (2.5)$$

### 2.1.6 - Janela Operacional

A janela operacional determina o intervalo de variação do gradiente de pressão do fluido de perfuração dentro do poço, de forma a manter a integridade deste. A figura 2.3 mostra um exemplo típico de janela operacional, onde o limite inferior, estabelecido pelo maior valor entre as curvas de pressão de poros e pressão de colapso determina o menor peso de fluido possível que pode ser utilizado dentro do poço. Já o limite superior, estabelecido pela curva de pressão de fratura, determina o peso de fluido máximo que pode ser utilizado ao longo da perfuração.

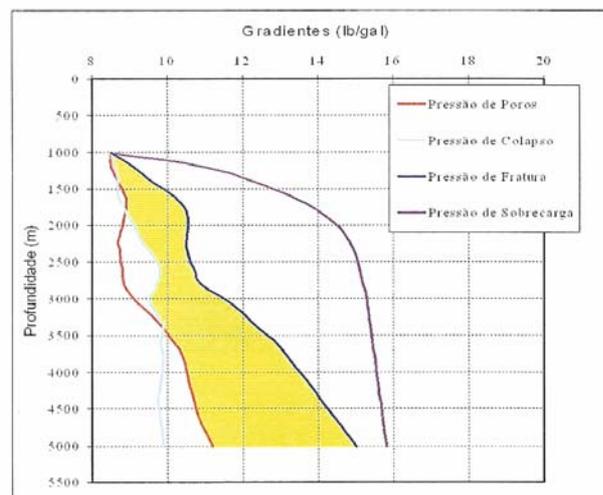


Figura 2.3 – Janela operacional do peso de fluido de perfuração

## 2.2 – Densidade e Sobrecarga

A estimativa da pressão de sobrecarga é fundamental para cálculo da pressão de poros e pressão de fratura. A pressão de sobrecarga a uma dada profundidade é função das densidades das camadas sobrejacentes. No entanto, estes valores só são conhecidos com certo grau de precisão após a perfuração com uso de ferramentas de perfilagem. Portanto, estimam-se as geopressões usando métodos indiretos e empíricos.

O peso de cada camada é dado pela seguinte fórmula:

$$\sigma_{ovi} = \rho_{bi} \cdot h_i \cdot g \quad (2.6)$$

onde:

$\sigma_{ovi}$  = tensão de sobrecarga devido a camada i.

$\rho_{bi}$  = densidade média da camada i

$h_i$  = altura da camada i

O cálculo da pressão de sobrecarga (tensão vertical total) é dado pela soma do peso de cada uma das camadas acima do ponto analisado. As pressões de sobrecarga, pressões de poros e de fratura são expressas em termos de gradiente de pressão para retirar a dependência com a profundidade e assim definir o peso específico do fluido de perfuração a ser utilizado. Na indústria do petróleo usa-se a mesa rotativa como referência para cálculo do gradiente.

$$\sigma_{ov} = \int_0^z \rho(z) \cdot g \cdot dz \quad (2.7)$$

$\sigma_{ov}$  = pressão de sobrecarga

$$G_{ov} = \frac{\sigma_{ov}}{Z} \quad (2.8)$$

$G_{ov}$  = gradiente de sobrecarga

Z = distância entre o ponto analisado até a referência (mesa rotativa)

Em poços *offshore*, deve-se levar em conta a densidade da água no cálculo do gradiente de sobrecarga. A densidade da água do mar depende da salinidade (32.000 a 39.000ppm) e temperatura, no entanto, isto não causa variação significativa na densidade da água que pode variar entre 1,02 a 1,03g/cm<sup>3</sup> (8,51 a 8,59ppg).

Existem dois modos de estimar a pressão de sobrecarga. Primeiro modo: utilização de modelos empíricos (que foram calibrados localmente) que depende apenas da profundidade. Segundo modo: correlação entre tempo de trânsito ou velocidade com a densidade. Neste segundo modo, as constantes da fórmula devem ser calibradas para cada local.

A seguir serão apresentadas as principais correlações para cálculo de sobrecarga usando apenas a profundidade e usando os dados sônicos.

### 2.2.1 - Correlação de Athy

Em 1930, Athy publicou um estudo relacionando a porosidade com a profundidade da formação. Esta equação passou a ser conhecida como equação de compactação:

$$\phi = \phi_0 \cdot e^{-k \cdot D} \quad (2.9)$$

$\phi$  = porosidade

$\phi_0$  = porosidade inicial no leito marinho

$k$  = constante de compactação ( $\text{pé}^{-1}$ )

$D$  = profundidade abaixo do leito marinho, pé.

Esta equação assume que ocorreu apenas compactação normal na formação e não houve nenhum distúrbio devido a movimentos geológicos como dobramento e falhas.

Os valores de  $\phi_0$  e  $k$  para a região do Norte de Oklahoma segundo Athy são 0,48 e  $4,33 \times 10^{-4} \text{pé}^{-1}$ , respectivamente.

Usando a equação constitutiva para cálculo da densidade total da rocha (bulk density) e considerando apenas dois componentes da rocha, a saber, matriz e fluido no interior dos poros tem-se (ver expressão (2.5)):

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_{fl})} \quad (2.10)$$

$\rho_{ma}$  = densidade da matriz da rocha,  $\text{g/cm}^3$

$\rho_b$  = densidade total da rocha,  $\text{g/cm}^3$

$\rho_{fl}$  = densidade do fluido nos poros da rocha,  $\text{g/cm}^3$

Juntando as equações (2.9) e (2.10) e integrando  $\rho_b$  ao longo de toda a profundidade  $Z$  para obter  $\sigma_{OV}$ , temos:

$$\sigma_{OV} (\text{psi}) = 19,25(0,43345(\rho_{sw} LDA + \rho_{ma} \cdot D - ((\rho_{ma} - \rho_{fl})\phi_0 / k(1 - e^{-k \cdot D}))) / Z \quad (2.11)$$

onde: 19,25 conversão de psi/ft para lb/gal

0,43345 conversão de  $\text{g/cm}^3$  para  $\text{psi/ft}$

$\rho_{sw}$  = densidade da água do mar em  $\text{g/cm}^3$

LDA = lâmina d'água em pés

D = profundidade abaixo do leito marinho em pés

Z = profundidade em relação a referência (mesa rotativa) em pés

Para poços do GoM, os seguintes valores foram determinados:  $\rho_{ma} = 2,6 \text{g/cm}^3$ ,  $\rho_{fl} = 1,074 \text{g/cm}^3$ ,  $\phi_0 = 0,41$  e  $k = 0,000085 \text{pé}^{-1}$ .

Quando dados sísmicos estão disponíveis, eles podem ser usados para prover informações sobre as formações. Fisicamente, a propagação das ondas de compressão através da rocha está diretamente relacionada com a densidade através de pelo menos três meios: através da impedância acústica, do módulo de elasticidade e da porosidade.

### 2.2.2- Equação de Gardner

A correlação de Gardner (1974) é um dos métodos para estimativa de densidade das formações mais usados na indústria do Petróleo devido à sua simplicidade pois necessita apenas dos dados acústicos para estimar a densidade. A correlação é dada abaixo:

$$\rho_b = a \cdot V^b \quad (2.12)$$

$\rho_b$  = densidade total da formação em  $\text{g/cm}^3$

a = constante empírica (valor igual a 0,23 definido para o GoM)

V = velocidade em  $\text{ft/seg}$

b = expoente empírico (valor igual a 0,25 definido para o GoM)

A equação de Gardner, utilizada com suas constantes originais, é conhecida por subestimar a densidade das formações em ambiente offshore. Estes resultados devem ser corrigidos através da calibração das constantes utilizando perfis de densidades disponíveis na área.

### 2.2.3 - Correlação de Bellotti

A correlação de Bellotti foi publicada no journal Oil and Gas em 1978 e teve grande divulgação. A sua expressão correlaciona a densidade com o tempo de trânsito da formação e da matriz da rocha. A expressão (2.13) deve ser usada em formações consolidadas com  $\Delta t < 100 \mu s / pé$  enquanto a expressão (2.14) deve ser usada em formações inconsolidadas com  $\Delta t > 100 \mu s / pé$ . A tabela (2.1) apresenta os tempos de trânsito típicos de materiais e fluidos.

Formações consolidadas

$$\rho_b = 3,28 - \frac{\Delta t}{88,95}, \quad \Delta t < 100 \mu s / pé \quad (2.13)$$

Formações inconsolidadas

$$\rho_b = 2,75 - 2,11 \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t + 200}, \quad \Delta t > 100 \mu s / pé \quad (2.14)$$

$\Delta t$  = tempo de trânsito ( $\mu s / pé$ )

$\Delta t_{ma}$  = tempo de trânsito da matriz da rocha ( $\mu s / pé$ )

Materiais e Fluidos	Tempo de Trânsito $\Delta t_{ma}$ ( $\mu s / pé$ )
Arenito inconsolidado	58,6
Arenito Semi-consolidado	55,6
Arenito Consolidado	52,6
Calcarenito	47,5
Diabásio	49,0
Anidrita	50,0
Halita	67,0
Argila/Folhelho	167 a 62,5
Silvinita	74,0
Aço (Revestimento)	57
Água salgada	189,0
Óleo	218,0
Ar	916,0

Tabela 2.1 – Tempo de trânsito da matriz das rochas

### 2.2.4 - Correlação de Hobart (JIP DEA-119)

Esta correlação foi criada combinando dois simples componentes: a equação constitutiva para densidade total (bulk density) e correlação de Raiga-Clemenceau *et al.* (1980) para obtenção da porosidade através de dados acústicos.

Equação constitutiva para densidade total:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_{fl} + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma} \quad (2.15)$$

Isolando a porosidade da equação constitutiva para densidade total, tem-se (ver expressões (2.5) e (2.10)):

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_{fl})} \quad (2.16)$$

Onde,

$\phi$  = porosidade da rocha.

$\rho_b$  = densidade total da formação (g/cm<sup>3</sup>)

$\rho_{ma}$  = densidade da matriz da rocha (g/cm<sup>3</sup>)

$\rho_{fl}$  = densidade do fluido (g/cm<sup>3</sup>)

A equação de Raiga, análoga à equação de resistividade de Archie (1942), é dada pela seguinte fórmula:

$$\phi = 1 - (\Delta t_{ma} / \Delta t)^{1/X} \quad (2.17)$$

Onde,

$\phi$  = porosidade da rocha.

$\Delta t_{ma}$  = tempo de trânsito da matriz da rocha

$\Delta t$  = tempo de trânsito da formação

X = parâmetro empírico dependente do tipo da matriz da rocha.

Igualando as equações (2.16) e (2.17) e isolando a densidade total da formação, tem-se:

$$\rho_b = \rho_{fl} + (\rho_{ma} - \rho_{fl})(\Delta t_{ma} / \Delta t)^{1/X} \quad (2.18)$$

Os seguintes valores são sugeridos por Raiga *et al.* para correlação de poços no GoM:  $\rho_{fl} = 1,03$  g/cm<sup>3</sup>,  $\rho_{ma} = 2,60$  g/cm<sup>3</sup>,  $\Delta t_{ma} = 67,054$  e X = 2,19. O valor do parâmetros x e  $\Delta t_{ma}$  foram obtidos baseados no trabalho de Issler (1992) que calibrou estes valores para folhelhos.

### 2.2.5 – Correlação de Miller

Miller desenvolveu um método onde é possível gerar uma curva de densidade sintética utilizando uma correlação entre porosidade medida e profundidade, para sedimentos em águas profundas. A correlação é mais confiável para trechos superficiais onde não se tem dados. O cálculo da porosidade sugerido por Miller é:

$$\phi = \phi_a + \phi_b \cdot \exp\left(-K \cdot \left(\frac{D}{0.3048}\right)^{\frac{1}{\eta}}\right) \quad (2.19)$$

$\phi_a$  = porosidade em grandes profundidades.

$\phi_b$  = parâmetro de ajuste, igual a porosidade no fundo do mar menos  $\phi_a$

$D$  = profundidade abaixo do fundo do mar (m)

$K$  = taxa de declínio da porosidade (empírico)

$\eta$  = parâmetro de curvatura (empírico)

Utilizando a correlação de porosidade acima e a equação da densidade total (2.15), a seguinte equação é obtida:

$$\rho_b = \rho_{ma}(1 - \phi) + \rho_w \cdot \phi \quad (2.20)$$

Onde,

$\rho_{ma}$  = densidade da matriz da rocha

$\rho_w$  = densidade da água

### 2.3 – Pressão de Poros

Na literatura atual, a maioria das estimativas de pressão de poros estão baseadas na hipótese que houve compactação ou subcompactação de formações impermeáveis como folhelhos e que esta pressão de poros está relacionada com propriedades da rocha como porosidade, densidade, velocidade acústica e resistividade. Estas propriedades serão os indicadores de pressão de poros.

Existem dois meios de relacionar indicadores de pressão de poros com a estimativa de pressão de poros:

- Método Direto
- Método das tensões Efetivas
- Outros

No método direto, a pressão de poros é estimada unicamente pela curva de tendência de compactação normal da formação e pelos dados dos indicadores de

pressão de poros. Duas correlações de estimativa de pressão de poros por meio direto foram feitas por Hottman (1965) e por Pennebaker (1986) onde os indicadores usados foram resistividade e tempo de trânsito.

No entanto, não será discutido este método, pois não é muito usado. Uma razão para isto é que o método direto não contempla a pressão de sobrecarga, geralmente disponível, limitando assim o campo de atuação para uma área similar a que foi feito o estudo.

O método das tensões efetivas foi primeiramente baseado no estudo de Terzaghi (1943) em que ele afirmou que a compactação dos solos é controlada pela diferença entre a tensão total (pressão de sobrecarga) e a pressão de poros. Esta diferença chamada de tensão efetiva é a tensão suportada pelos grãos da rocha.

O método das tensões efetivas pode ser dividido em três categorias: Vertical, Horizontal e Outros. O cálculo de pressão de poros pelo método das tensões efetivas consiste em três etapas:

1. Obtenção da pressão de sobrecarga ( $\sigma_{ov}$ )
2. Estimativa da tensão efetiva ( $\sigma'$ ) por meio de correlações empíricas usando perfis sônicos e/ou perfis de resistividade.
3. Obtenção da pressão de poros por meio da diferença  $P_p = \sigma_{ov} - \sigma'$

Comentários sobre os perfis sônico e resistividade:

**Dados sônicos** - Fertl (1976) considerou os dados de perfil sônico como a melhor fonte para correlacionar com a pressão de poros devido a sua baixa sensibilidade para variáveis que podem comprometer sua precisão como diâmetro do poço, temperatura da formação e salinidade da água.

**Dados de Resistividade** - Todas as correlações que usam resistividade seguem os seguintes passos:

- Correlação entre resistividade e porosidade.
- Conversão da porosidade em tensão vertical efetiva.
- Cálculo da pressão de poros subtraindo a tensão efetiva da pressão de sobrecarga.

Não existe uma correlação de caráter geral que aceita entre porosidade e resistividade para folhelhos, pois as correlações existentes podem divergir consideravelmente entre si. Bowers (1995) publicou uma correlação que leva em conta o mecanismo de descarregamento. Como este método contempla outros mecanismos geradores de pressão anormalmente alta, este método será considerado no capítulo 3.

A tabela abaixo mostra as principais correlações para estimativa de pressão de poros encontradas na literatura e os indicadores usados para estimativa de pressão de poros:

Método Direto	Método das tensões efetivas		
	Vertical	Horizontal	Outros
<i>Sônico e Resistividade</i> Hottman (1965) Pennebaker/McClure	<i>Sônico e Resistividade</i> <b>Profundidade equivalente</b> Tensão média  <i>Sônico</i> Bellotti & Giacca (1978) <b>Hart &amp; Flemings (1995)</b>  <i>Resistividade</i> <b>Bryant (1989)</b> Alixant & Desbrandes	<i>Sônico e Resistividade</i> <b>Eaton (1975)</b>  <i>Sônico</i> <b>Weakley (1991)</b>  <i>Resistividade</i> Rasmus & Gray Stephens	<i>Sônico</i> <b>Bowers (1995)</b>  <i>Resistividade</i> Holbrook (1995)

Tabela 2.2 – Principais métodos para estimativa de pressão de poros

### 2.3.1 - Método Vertical das Tensões Efetivas

O método vertical assume que formações normal e anormalmente pressurizadas seguem a mesma e única relação de compactação como função da tensão efetiva. Em outras palavras, assume-se que formações normal e anormalmente pressurizadas com velocidades acústicas iguais estão submetidas a uma mesma tensão efetiva. A figura 2.4 ilustra este conceito.

No entanto, as formações podem estar sujeitas a outros mecanismos geradores de pressão anormalmente alta. Nestas situações, o método vertical das tensões efetivas iguais pode significativamente subestimar a pressão de poros conforme ilustra a figura 2.5.

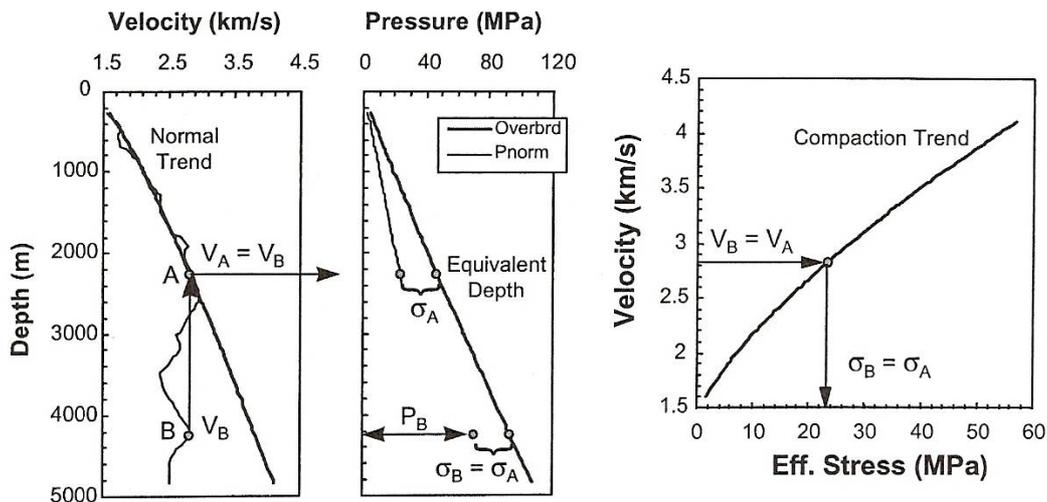


Figura 2.4 – Método da Tensão Efetiva Vertical (Glenn Bowers, 1999)

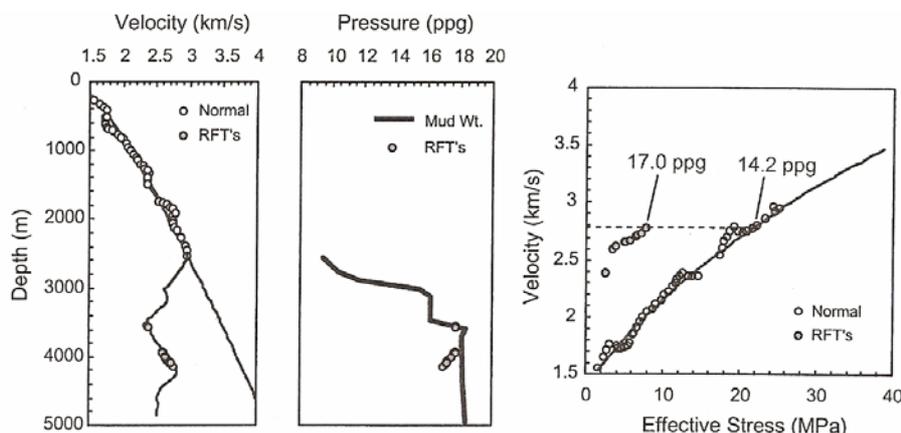


Figura 2.5 – Caso em que o Método Vertical falhou (Glenn Bowers, 1999)

A seguir, serão descritos alguns modelos baseados no método vertical das tensões efetivas.

### 2.3.1.1 – Método da Profundidade Equivalente

O método da profundidade equivalente assume que profundidades que tenham a mesma velocidade sônica têm a mesma tensão efetiva. Este método pode ser melhor entendido interpretando a figura 2.4:

A pressão de poros na profundidade B ( $P_{PB}$  - região subcompactada) será igual a:

$$P_{PB}^B = \sigma_{OV}^B - \sigma_A' = \sigma_{OV}^B - (\sigma_{OV}^A - P_{PA}^A) \quad (2.21)$$

onde  $P_{pA}^A$  é a pressão de poros normal na profundidade A. O ponto onde a projeção vertical intercepta a curva de tendência de compactação normal é chamada de profundidade equivalente. O método da profundidade equivalente é um dos mais mencionados na literatura. O primeiro uso deste método aparece no artigo de Foster e Whalen (1966), onde se focou na estimativa de pressão de poros a partir de um fator de formação. Um artigo sucessor de Ham (1996) aplica o método da profundidade equivalente para dados de perfis sônico, densidade e resistividade.

### 2.3.1.2 – Método de Hart et al. (1995)

Hart et al. (1995) apresentaram o cálculo da tensão efetiva em dois passos. No primeiro passo, aplica-se a relação proposta por Issler (1992) para converter velocidade em porosidade. No segundo passo esta porosidade estimada é substituída na correlação de Athy (1930) para achar a tensão vertical efetiva.

Issler (1992) apresentou a seguinte correlação:

$$\phi = 1 - \left( \frac{V}{V_{ma}} \right)^{\frac{1}{X}} \quad (2.22)$$

onde,  $\phi$  é a porosidade,  $V$  é a velocidade de propagação da formação,  $V_{ma}$  é a velocidade da matriz da rocha e  $X$  é um parâmetro de calibração. Issler sugeriu os seguintes valores:  $V_{ma} = 14,925$  ft/s,  $X = 2,19$ .

Athy (1930) propôs a seguinte correlação entre tensão efetiva e porosidade:

$$\phi = \phi_0 \cdot e^{-\eta \cdot \sigma'} \quad (2.23)$$

Juntando as equações (2.22) e (2.23), obtem-se a seguinte correlação:

$$\sigma' = \frac{1}{\eta} \cdot \ln \left( \frac{\phi_0}{1 - \left( \frac{V}{V_{ma}} \right)^{\frac{1}{X}}} \right) \quad (2.24)$$

### 2.3.1.3 – Método de Bryant

Bryant (1989) escolheu a seguinte correlação de Archie (1942) para cálculo de porosidade:

$$\phi = \sqrt{\frac{R_w}{R}} \quad (2.25)$$

onde, R é a resistividade medida,  $R_w$  é a resistividade da água nos poros da rocha.

Bryan adotou a correlação de tensão efetiva proposta por Baldwin & Butler (1985):

$$\sigma' = \sigma_{\max} (1 - \phi)^\alpha \quad (2.26)$$

onde,  $\sigma'$  é a tensão efetiva,  $\sigma_{\max}$  e  $\alpha$  são parâmetros de calibração. Bryan (1989) adotou o valor que Baldwin & Butler (1985) deram para  $\alpha = 7,35$ , mas deixou livre o valor de  $\sigma_{\max}$  para calibração da região.

### 2.3.2 – Método das Tensões Horizontais

O método horizontal calcula a tensão efetiva a partir de parâmetros da curva de tendência de compactação normal e do valor do indicador de pressão de poros a uma mesma profundidade de interesse. A seguir, serão descritos alguns modelos baseados no método das tensões horizontais.

#### 2.3.2.1 – Método de Eaton

O método original de Eaton (1968) baseia-se nas seguintes equações:

Velocidade V:

$$\sigma' = \sigma_N \left( \frac{V}{V_N} \right)^3 \quad (2.27)$$

Tempo de Trânsito  $\Delta t$  :

$$\sigma' = \sigma_N \left( \frac{\Delta t_N}{\Delta t} \right)^3 \quad (2.28)$$

Resistividade R:

$$\sigma' = \sigma_N \left( \frac{R}{R_N} \right)^{1,2} \quad (2.29)$$

onde o índice “N” denota valores tomados em relação a curva de tendência de compactação normal na profundidade de interesse.

### 2.3.2.2 – Método de Weakley

Weakley (1991) sugeriu uma fórmula para cálculo do expoente das correlações de Eaton de forma a ajustar melhor para cada área de estudo. A fórmula a seguir serve para calibrar este expoente usando dados de perfis de poços de correlação.

$$N = \frac{\log\left(\frac{\sigma_{OV} - P_p}{\sigma_{OV} - P_{pn}}\right)}{\log\left(\frac{V}{V_N}\right)} \quad (2.30)$$

Na equação (2.30), N é o expoente de Eaton,  $\sigma_{OV}$  é a pressão de sobrecarga,  $P_p$  é a pressão de poros na profundidade analisada, V é a velocidade na profundidade e  $P_{pn}$  e  $V_N$  são, respectivamente, a pressão de poros e velocidade na curva de tendência normal na profundidade analisada.

## 2.4– Pressão de Fratura

Existem na literatura vários métodos para cálculo do gradiente de fratura. Estes métodos podem ser agrupados em quatro categorias de acordo com a solução aproximada considerada:

- Método da Tensão Mínima (fissura longa)
- Método da Tensão Tangencial (fissura curta)
- Mecânica da Fratura (qualquer comprimento de fissura)
- Métodos Diretos

A tabela 2.3 mostra os vários métodos encontrados na literatura.

O **método da tensão mínima** assume que considerável perda de fluido ocorrerá quando a pressão no poço for igual à tensão horizontal mínima ( $S_{min}$ ). O **método da Tensão Tangencial** é baseado numa solução analítica para tensão ao redor do poço. Este método assume que haverá perda de fluido quando a pressão no interior do poço atingir a tensão tangencial presente ao redor do poço. Apenas alguns métodos da Categoria de Tensão mínima e Tensão Tangencial serão analisados tomando como critério de seleção sua aplicabilidade e diferenças significativas na elaboração do método.

Tensão Mínima	Tensão Tangencial	Mecânica da Fratura	Método Direto
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Hubbert &amp; Willis (1970)</b></li> <li>• <b>Matthews &amp; Kelly</b></li> <li>• Penneabaker</li> <li>• <b>Eaton (1968)</b></li> <li>• Christman</li> <li>• Daget &amp; Parigot</li> <li>• <b>Daines (1982)</b></li> <li>• Brennan &amp; Annis</li> <li>• <b>Simmons &amp; Rau (1988)</b></li> <li>• Zamora</li> <li>• <b>Holbrook, Maggiori &amp; Hensley (1995)</b></li> <li>• Singh &amp; Emery</li> </ul>	<p><i>Fissura Impermeáveis</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Hubber &amp; Willis</b></li> <li>• Anderson, Ingram &amp; Zanier</li> <li>• Aadnoy &amp; Larsen</li> </ul> <p><i>Fissura Permeável</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Bellotti &amp; Giacca (1978)</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abou-Sayed, Brechtel &amp; Clifton</li> <li>• Rummel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bellotti &amp; Giacca (1978)</li> <li>• Rocha &amp; Bourgoyne</li> <li>• Barker &amp; Wood</li> <li>• Breckels &amp; Van Eekelen</li> <li>• Saltz</li> </ul>

Tabela 2.3 – Principais métodos para cálculo da pressão de fratura

Geralmente, assume-se que já existe na parede do poço fissuras pré-existentes inerentes ao processo de perfuração e que, portanto, a resistência a tração da rocha seja nula.

Teoricamente, os melhores modelos para estimativa do gradiente de fratura são aqueles baseados na **mecânica da fratura**, que possibilita determinar as condições em que a fratura irá começar e como terminará. Estes métodos são bastante usados em fraturamento hidráulico em poços de petróleo. No entanto, o uso deste tipo de análise para previsão de pressão de fratura de uma região onde se dispõe de pouquíssimos dados se torna inviável, pois se requer informações geralmente não

disponíveis tais como: comprimento da fratura pré-existente, distribuição das pressões ao longo das fissuras entre outros. Por isso, estes modelos não serão abordados.

A última categoria de métodos chamados de **Métodos Diretos**, são assim chamados porque não são baseados em algum tipo de teoria. Estes métodos fazem uma correlação direta de dados existentes em alguma região de pressão de fratura com algum outro parâmetro como profundidade ou pressão de poros. Por falta de embasamento teórico, esta categoria não será analisada.

#### 2.4.1 - Método da Tensão Mínima ou Método da Tensão Tangencial?

A resposta desta pergunta depende do tipo da fissura pré-existente antes de iniciar uma fratura. A figura 2.6 mostra dois LOT, um cuja pressão de absorção coincide com a pressão de quebra e outro que mostra uma diferença entre a pressão de absorção e a pressão de fratura. O motivo desta diferença é que as fissuras pré-existentes no primeiro caso eram pequenas o suficiente para não causar variação no volume do poço durante o LOT. Quando as fissuras pré-existentes são significativas, a variação de volume é maior fazendo com que a pressão de quebra (propagação da fratura) aconteça depois da pressão de absorção (perda de fluido para as fissuras pré-existentes).

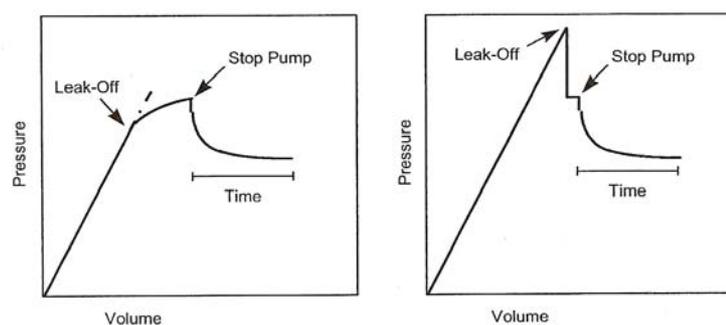


Figura 2.6 – LOT à esquerda – pressão de quebra afastada da pressão de absorção. LOT à direita – pressão de quebra e absorção iguais.

Para embasar esta afirmação, a figura 2.7 mostra um LOT estendido (Danesh, 1984). No primeiro ciclo a fissura pré-existente é pequena fazendo coincidir a pressão

de absorção e a pressão de quebra. A partir do ciclo 2, onde as fissuras são maiores devido ao teste 1, a pressão de quebra fica mais afastada da pressão de absorção.

Baseado em experiências, em geral, recomenda-se o método da Tensão Tangencial nos casos de poços em que a fissura pré-existente seja pequena e onde a pressão de absorção e a pressão de fratura ocorrem simultaneamente (fig. 2.6 direita). O Método da Tensão Mínima representa melhor os poços onde as fissuras pré-existentes são significativas, onde a pressão de absorção ocorre sem a pressão de quebra.

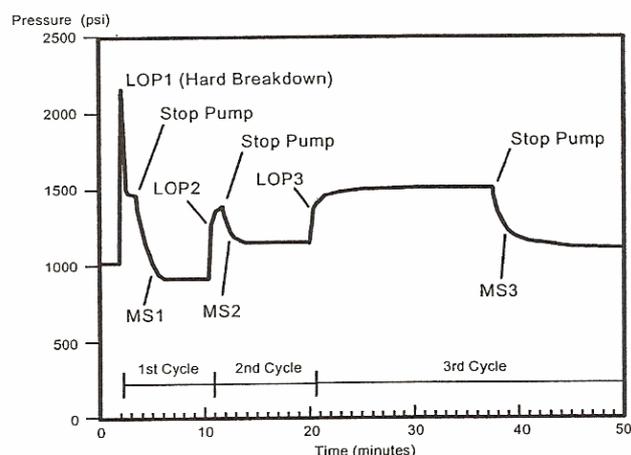


Figura 2.7 – Exemplo de um LOT estendido.

O Método da Tensão Tangencial foca quando a pequena fissura vai abrir, mas não dá indicação de quanto o comprimento desta fissura será estável ou instável. Em alguns casos, este método pode fornecer valores super dimensionados de gradiente de fratura, enquanto em outros casos um valor muito baixo. Devido às incertezas sobre o comprimento das fissuras pré-existentes no poço, muitos pesquisadores recomendam o uso do Método da Tensão Mínima.

#### 2.4.2 - Método da Tensão Tangencial

O início do desenvolvimento deste método se baseou no trabalho de Kirsch (1898) que desenvolveu uma solução para o estado de tensão próximo a um furo circular em uma placa. Hubbert & Willis em 1957 aplicaram este conceito no campo de fraturamento hidráulico. Conforme pode ser visto na figura 2.8, substituir rocha

por fluido altera o estado de tensão em uma região que se estende por aproximadamente 3 diâmetros do poço. Portanto, quanto maior for a fissura pré-existente menor será a influência da concentração de tensões ao redor do poço e o Método da Tensão Mínima passa a ser o mais indicado.

A tensão que governará o fraturamento do poço será a menor tensão tangencial ao redor do poço que se passará a chamar de  $S_\theta$ . Esta tensão é paralela à mínima tensão horizontal  $S_{\min}$ . O valor de  $S_\theta$  é igual a:

$$S_\theta = 3 \cdot S_{\min} - S_{\max} - P_w \quad (2.31)$$

onde,  $P_w$  é a pressão do fluido no poço e  $S_{\min}$  e  $S_{\max}$  são as tensões horizontais mínima e máxima respectivamente.

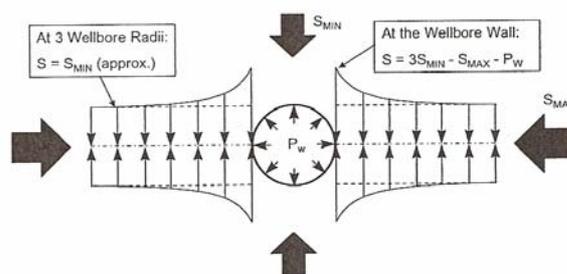


Figura 2.8 – Solução de Kirsch para concentração de tensão ao redor do poço (Volterra & Gaines, 1971)

O resultado do LOT depende da permeabilidade do poço e da fissura pré-existente. Por isso, o método da Tensão Tangencial divide-se em três casos:

Caso 1 – Parede do poço impermeável e fissura impermeável quando fechada.

Caso 2 - Parede do poço impermeável e fissura permeável quando fechada.

Caso 3 - Parede do poço permeável e fissura permeável quando fechada.

**Caso 1** – a fratura se propagará quando a pressão dentro da fissura  $P_c$  for igual a  $S_\theta$ , ou seja:

$$P_c = S_\theta \quad (2.32)$$

$$P_c = 3 \cdot S_{\min} - S_{\max} - P_w \quad (2.33)$$

No caso 1, a pressão dentro da fissura  $P_c$  é assumida sendo igual à pressão de poros  $P_p$ . Assim, conforme for aumentando  $P_w$ ,  $S_\theta$  vai diminuir até chegar à pressão de poros. Neste momento, se propagará a fratura. A pressão do poço neste momento é igual a:

$$P_w = 3 \cdot S_{\min} - S_{\max} - P_p \quad (2.34)$$

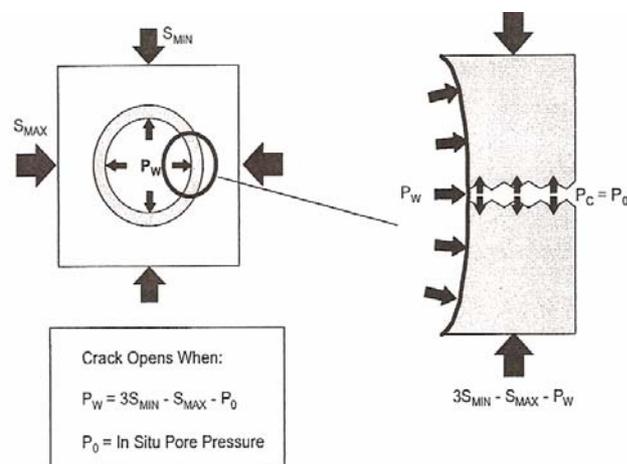


Figura 2.9 – Critério de abertura de fratura para parede de poço impermeável e fissura permeável.

**Caso 2** – neste caso, assume-se que mesmo que a fissura pré-existente esteja fechada, esta possui permeabilidade suficiente para que a pressão no interior da fissura seja igual a pressão no poço. Assim, a pressão que propagará a fissura será:

$$P_w = \frac{3 \cdot S_{\min} - S_{\max}}{2} \quad (2.35)$$

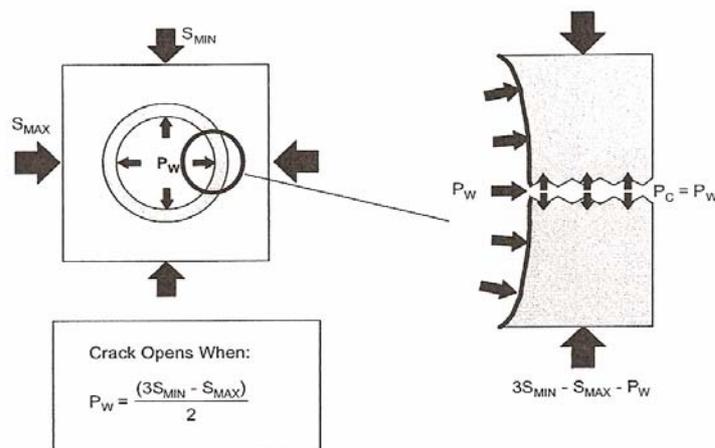


Figura 2.10 - Critério de abertura de fratura para parede de poço permeável e fissura permeável.

**Caso 3** – Haimson & Fairhurst (1970) acrescentaram uma nova variável na solução de Kirsch para incorporar os efeitos da invasão do fluido de perfuração dentro da parede do poço. Assumindo que a perfuração seja sobre balanceada, a invasão de fluido irá aumentar a pressão de poros de  $P_p$  para  $P_w$ . Como a rocha está confinada, o aumento da pressão irá aumentar a tensão tangencial  $S_\theta$ . Este efeito de inchamento confinado provocado pela invasão do fluido, acrescentará o seguinte termo na equação da tensão tangencial:

$$S_\theta = 3 \cdot S_{\min} - S_{\max} - P_w + 2\eta(P_w - P_p) \quad (2.36)$$

com,

$$\eta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)}, \quad (2.37)$$

onde,  $\nu$  é o coeficiente de Poisson,  $\alpha = 1 - k/k_G$ ,  $k$  é o módulo de *bulk* da rocha seca e  $k_G$  é o módulo de deformação volumétrica dos grãos da rocha. Portanto, a pressão no poço que propagará a fratura é:

$$P_w = \frac{3 \cdot S_{\min} - S_{\max} - 2\eta P_p}{2(1-\eta)} \quad (2.38)$$

### 2.4.3 – Método da Tensão Mínima

O Método da Tensão Tangencial apenas prevê quando a fratura irá ocorrer, mas não dá indicação do que ocorrerá após o início da fratura. É possível analisar como a fratura irá se propagar após o seu início examinando o estado de tensões *in situ* do maciço rochoso.

A figura (2.11) ilustra a propagação da fissura de um poço horizontal e vertical baseado na teoria da mecânica da fratura.  $S_h$  e  $S_v$  representam respectivamente as tensões efetivas horizontal e vertical. Os resultados foram calculados a partir da solução do artigo de Abou-Sayed et. al. (1978) para o caso de toda a fissura pressurizada. Como se pode observar, a tensão mínima é, em geral um bom indicador do valor inferior da pressão no poço para um crescimento rápido da fissura.

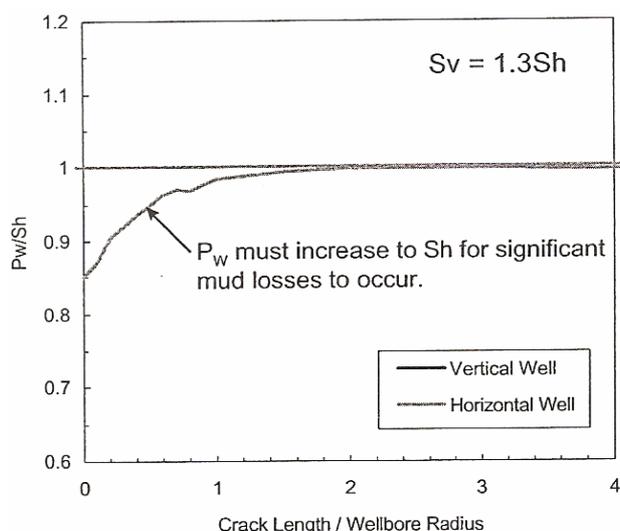


Figura 2.11 – Comprimento da fissura vs pressão no poço (Glenn Bowers, 1999)

A mecânica da fratura também explica porque a pressão de absorção geralmente ocorre para uma pressão um pouco maior que a tensão mínima *in situ*. Baseado em teoria (Barenblatt, 1956) e observações de laboratório (Biot, 1984 e Daneshy, et. Al. 1984), a ponta da fratura hidráulica possui um tipo de embuchamento (*dry zone*) que impede o fluido alcançar sua extremidade conforme ilustrado na figura (2.12). Assim, a superfície onde atua a tensão *in situ* mínima é maior que a superfície onde atua a pressão no interior da fratura de modo que é necessário uma maior pressão para propagar a fratura.

Todos as correlações analisadas neste trabalho considerando o Método da Tensão Mínima são baseadas na seguinte equação de Hubert & Willis (1957):

$$G_F = K(G_{OV} - G_P) + G_P \quad (2.39)$$

onde:

$G_F$  = gradiente de fratura (início da propagação das fissuras)

$K$  = razão entre as tensões efetivas horizontal e vertical

$G_{OV}$  = gradiente de sobrecarga

$G_p$  = gradiente de pressão de poros

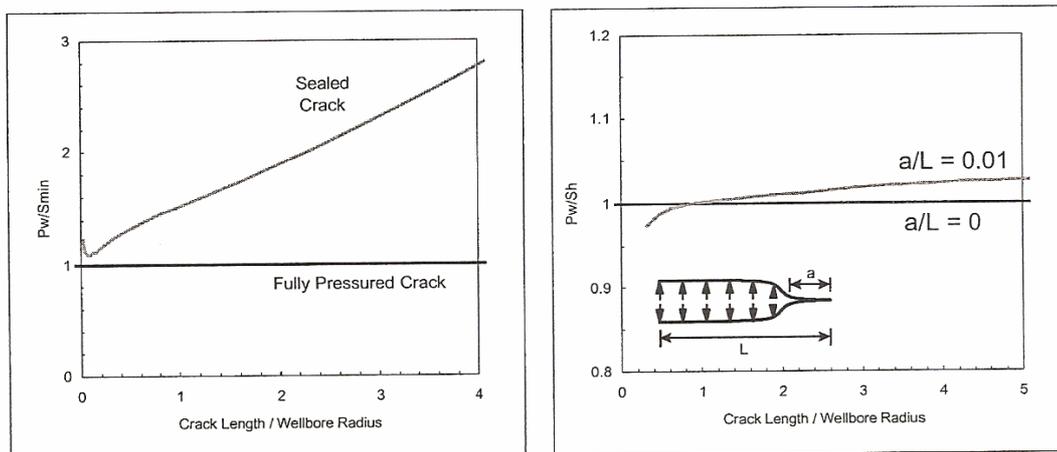


Figura 2.12 – Efeito da permeabilidade da fissura em seu crescimento (Glenn Bowers, 1999)

A diferença entre os métodos está em como o parâmetro  $K$  é calculado.  $K$  pode ser localmente calibrado com os valores de LOT usando a seguinte relação:

$$K = \frac{G_{LOT} - G_P}{G_{OV} - G_P} \quad (2.40)$$

#### 2.4.4 – Método de Hubbert & Willis

Hubbert & Willis (1957) usaram a seguinte relação para  $K$ :

$$K = \frac{(1 - \sin \theta)}{(1 + \sin \theta)} \quad (2.41)$$

onde  $\theta$  é o valor do ângulo de atrito da rocha. Em seu artigo ele assumiu  $\theta = 30^\circ$ , que resultou no valor de  $K = 0,33$ .

Esta relação representa o limite inferior de  $K$  conhecido em mecânica dos solos como coeficiente de empuxo ativo “ $K_a$ ”. Este valor representa o menor valor que  $K$  pode ter. Em bacias relaxadas tectonicamente  $K$  é geralmente muito maior que “ $K_a$ ”.

#### 2.4.5 – Método de Eaton

O método de Eaton (1969) ainda é um dos métodos mais usados na indústria. O valor de  $K$  é baseado na teoria da elasticidade que define a tensão horizontal como resultado do confinamento da deformação vertical.

$$K = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (2.42)$$

onde  $\nu$  é o coeficiente de Poisson.

No entanto, é importante saber que a equação (2.42) não pode ser aplicada literalmente. A razão disto é que parte dos sedimentos que formaram as rochas se deformaram plasticamente, resultando em um valor de  $K$  maior que a teoria da elasticidade prediria. Assim, se for usado o “verdadeiro” valor do coeficiente de Poisson na equação (2.42), o método de Eaton poderá estar subestimando significativamente o gradiente de fratura.

Para contornar este problema, Eaton sugeriu calcular a partir de poços de correlação os valores de  $K$  a partir da equação (2.42) para então calcular os valores de  $\nu$ .

$$\nu = \frac{K}{1 + K} \quad (2.43)$$

Eaton & Eaton (1997) publicaram correlações analíticas em função da profundidade de sedimentos  $D$  em pés:

**Costa do Golfo:**

$$0 \leq D \leq 5000$$

$$\nu = -7,5 \cdot 10^{-9} \cdot D^2 + 8,0214286 \cdot 10^{-5} \cdot D + 0,2007142857 \quad (2.44)$$

$$D \geq 5000$$

$$\nu = -1,7728 \cdot 10^{-10} \cdot D^2 + 9,4748424 \cdot 10^{-6} \cdot D + 0,3724340861$$

### Águas Profundas GoM:

$$0 \leq D \leq 5000$$

$$\nu = -6,089286 \cdot 10^{-9} \cdot D^2 + 5,7875 \cdot 10^{-5} \cdot D + 0,3124642857 \quad (2.45)$$

$$D \geq 5000$$

$$\nu = -1,882 \cdot 10^{-10} \cdot D^2 + 7,2947129 \cdot 10^{-6} \cdot D + 0,4260341387$$

Na realidade, este método é desnecessariamente trabalhoso pois poderia diretamente relacionar K com algum outro parâmetro como D.

### 2.4.6 – Método de Simmons & Rau

Simmons & Rau (1988) apresentaram uma relação para estimativa do gradiente de sobrecarga e do valor de K. Este método se baseou na hipótese que a altura da lâmina d'água influenciaria na compactação. Para considerar o efeito da lâmina d'água, o método introduziu um fator chamado profundidade de sedimentos efetivos  $D_{eq}$ , que pode ser calculada por uma das duas equações que se seguem:

$$D_{eq}(p\acute{e}) = 1,489554 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{\frac{1,911364}{LDA} - \frac{2,703024}{LDA^2}} \quad \text{ou} \quad (2.46)$$

$$D_{eq}(p\acute{e}) = \frac{LDA}{2} \quad (2.47)$$

$D_{eq}$  é adicionado à profundidade de sedimentos (D) para obter um novo parâmetro chamado profundidade efetiva de sedimentos perfurados  $D_{eff}$ :

$$D_{eff} = D + D_{eq} \quad (2.48)$$

Simmons & Rau (1988) usaram as seguintes relações para cálculo da tensão de sobrecarga e razão entre tensões efetivas:

$$\sigma_{OV} (psi) = 0,444 \cdot LDA + D \cdot 0,8511934 \cdot \exp\left(\frac{(\ln D_{eff} - 6,206593)^2}{84,36084}\right) \quad (2.49)$$

$$K = 0,05329427 \cdot (0,999996)^{D_{eff}} \cdot D_{eff}^{0,3006479} \quad (2.50)$$

#### 2.4.7 – Método de Holbrook, Maggiori & Hensley

Holbrook, et. al. (1995) assumiram que K está relacionado com  $\phi$  através desta simples relação:

$$K = (1 - \phi) \quad (2.51)$$

#### 2.4.8 – Método de Hubbert & Willis (Tensão Tangencial)

Hubbert & Willis (1957) consideraram a pressão necessária para propagar tanto a fissura curta como longa. Para longas fissuras, eles usaram a equação (2.39). Para fissuras curtas eles assumiram que tanto a fissura como a parede do poço são impermeáveis, o que implicou no seguinte gradiente de fratura:

$$G_F = \left(\frac{3S_{MIN} - S_{MAX}}{Z}\right) - G_P \quad (2.52)$$

Para poço vertical em bacia relaxadas, onde  $S_{min} = S_{max} = S_h$ , temos:

$$G_F = 2\left(\frac{S_h}{Z}\right) - G_P \quad (2.53)$$

Para poço horizontal em bacia relaxadas, onde  $S_{min} = S_h$  e  $S_{max} = \sigma_{OV}$ , temos:

$$G_F = \left( \frac{3S_h - \sigma_{OV}}{Z} \right) - G_P \quad (2.54)$$

É importante ressaltar que, na maioria dos casos, as tensões horizontais são estimadas através do coeficiente de empuxo K. Este valor por sua vez, é estimado através do teste de absorção.

#### 2.4.9 –Método de Bellotti & Giacca (Tensão Tangencial)

Para Arenitos e Cálcareos, Bellotti & Giacca (1978) calcularam o gradiente de fratura combinando a relação de pressão de fratura de Haimson & Fairhurst, a equação da mínima tensão (2.39) e a relação de Eaton (2.42). Bellotti & Giacca consideraram dois casos: 1) fluido não-penetrante (2.35), e 2) fluido penetrante com a rocha muito compressiva (2.38). Eles apenas consideraram o caso de um poço vertical em uma bacia relaxada. As correlações são:

Fluido não penetrantes (eq. 2.35)

$$G_F = \left( \frac{2\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_{OV} - G_P) + G_P \quad (2.55)$$

Fluido penetrante com rocha muito compressiva (eq. 2.38)

$$G_F = 2\nu(\sigma_{OV} - G_P) + G_P \quad (2.56)$$

Para formações plásticas (folhelhos, margas, sal), eles simplesmente assumiram:

$$G_F = \sigma_{OV} \quad (2.57)$$

Para arenitos limpos e carbonatos não fraturados, Bellotti & Giacca usaram o valor de  $\nu = 0,25$ . Para folhelhos, arenitos argilosos e carbonatos profundos  $\nu = 0,28$ . Para poços exploratórios Bellotti & Giacca recomendam a equação (2.55) com  $\nu = 0,25$ .

### 2.4.10 –Método de Mathews & Kelly

Este método assume que o valor de K seja uma função da tensão efetiva vertical. A tensão efetiva para uma determinada profundidade é calculada assumindo um gradiente de sobrecarga igual a 1 psi/ft e um gradiente de pressão de poros igual a 0,465psi/ft, e possui a seguinte correlação:

$$\sigma' = \sigma_{OV B} - P_p = 1 \cdot D - 0,465 \cdot D = 0,535 \cdot D \quad (2.58)$$

onde D (pé) é a profundidade abaixo do fundo do mar.

Etapas para calcular K:

- Cálculo da pressão de poros e a pressão de sobrecarga na profundidade de interesse.
- Cálculo da tensão efetiva (diferença entre pressão de sobrecarga e pressão de poros).
- Usando a equação (2.58), calcular a profundidade caso a profundidade analisada seja normalmente pressurizada (método da profundidade equivalente).
- Entrar com esta profundidade no gráfico obtido empiricamente profundidade x k e determine o k da profundidade de interesse.

Obs.: Deve-se atentar para o fato que o gráfico obtido empiricamente profundidade x k deve ser obtido empiricamente deve ser usado apenas localmente. Para uma calibração local, pode-se criar diretamente uma relação k x tensão efetiva, evitando precisar o Método da profundidade equivalente.

Este método pode ser melhor entendido através da figura 2.13.

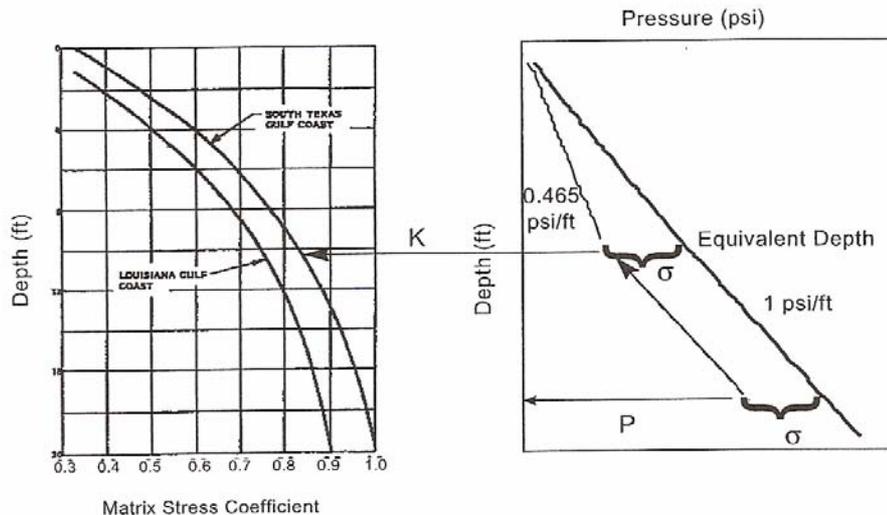


Figura 2.13 – Método de Matthews & Kelly

### 2.4.11 – Método de Daines

Daines (1982) propôs um termo adicional à relação de Eaton para cálculo do gradiente de fratura:

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} + \beta \quad (2.59)$$

onde  $\beta$  é um termo independente da litologia que supostamente leva em conta os efeitos tectônicos. O coeficiente de poisson ( $\nu$ ) é obtido pelos valores recomendados presentes na tabela 2.4, enquanto  $\beta$  é determinado através da equação abaixo:

$$\beta = \frac{G_f - G_P}{G_{OV} - G_P} - \frac{\nu}{1-\nu} \quad (2.60)$$

Na realidade o termo  $\beta$  proposto por Daines na maioria dos casos é uma correção porque o método usa os valores elásticos corretos de coeficiente de Poisson em vez dos valores fictícios da equação de Eaton. A equação (2.59) é intrigante, porque ela possibilita estimar o valor de K de uma litologia a partir do K determinado em outra litologia. Em outras palavras, para litologias “1” e “2”, temos:

$$K_2 - \frac{\nu_2}{1-\nu_2} = K_1 - \frac{\nu_1}{1-\nu_1} = \beta \quad (2.61)$$

Então

$$K_2 = K_1 + \frac{v_2}{1 - v_2} - \frac{v_1}{1 - v_1} \quad (2.62)$$

Litologia	$\nu$	Litologia	$\nu$	Litologia	$\nu$
Argila saturada	0,5	Limestone		Shale	
Argila	0,17	Fino	0,28	Calcáreo (<50% CaCO3)	0,14
Conglomerado	0,2	Médio	0,31	Dolomítica	0,28
Dolomita	0,21	porous	0,2	Siliceous	0,12
Siltstone	0,08	Stylolitic	0,27	Silty (<70% silte)	0,17
Arenito		Fossiliferous	0,09	Arenítico (<70% areia)	0,12
Coarse	0,05	Bedded fossils	0,17	kerogenaceous	0,25
Coarse, Cimentado	0,1	Shaley	0,17	Slate	0,13
Fino	0,03	Greywacke		Tuff	0,34
Muito Fino	0,04	Coarse	0,07		
Poorly sorted, clayey	0,06	Fino	0,23		
fossiliferous	0,24	Médio	0,24		

Tabela 2.4 – Coeficiente de Poisson das formações

## Capítulo 3

### Retroanálise de Geopressões de um Poço

#### 3.1 - Introdução

Este capítulo tem por objetivo ser um guia que inclui as diversas considerações e etapas já existente na literatura e que devem ser seguidas para retro-analisar poços de correlação com o objetivo de estimar de modo mais eficaz as geopressões nos novos prospectos com modelos calibrados em cada região.

A consideração básica feita na análise de geopressões é que apenas existe o mecanismo de compactação normal e subcompactação e, portanto existe equilíbrio de pressão entre arenitos e formações impermeáveis adjacentes (a estimativa de pressão nos arenitos será a mesma que nas formações impermeáveis). A maioria dos modelos de estimativa de geopressões determina as geopressões em formações impermeáveis analisando as variações de porosidade e densidade através de perfis de MWD e LWD. Pode-se citar dois motivos para analisar as geopressões em formações impermeáveis: (1) como a formação é impermeável, possíveis correções no peso do fluido de perfuração podem ser feitas sem sofrer influxo (*kick*); (2) formações permeáveis como arenitos e carbonatos podem apresentar variação de porosidade devido a outras causas que não estejam relacionadas com o processo de compactação normal.

No entanto, existem casos em que não existe o equilíbrio de pressões entre formações permeáveis e impermeáveis. Formações permeáveis inclinadas e outras estruturas geológicas podem resultar em efeitos hidrodinâmicos causando pressurização significativamente maior ou menor que em folhelhos adjacentes. Existem casos de desequilíbrio que podem ser explicados pelo conceito chamado Efeito Centróide. Outros casos são explicados pela Teoria do descarregamento (*unloading*), onde a fonte de pressão anormal é originada por outros mecanismos além do fenômeno da subcompactação tais como soerguimento geológico ou erosão, geração de hidrocarbonetos e efeitos térmicos. A figura abaixo ilustra as considerações e análises a serem feitas nos poços de correlação.

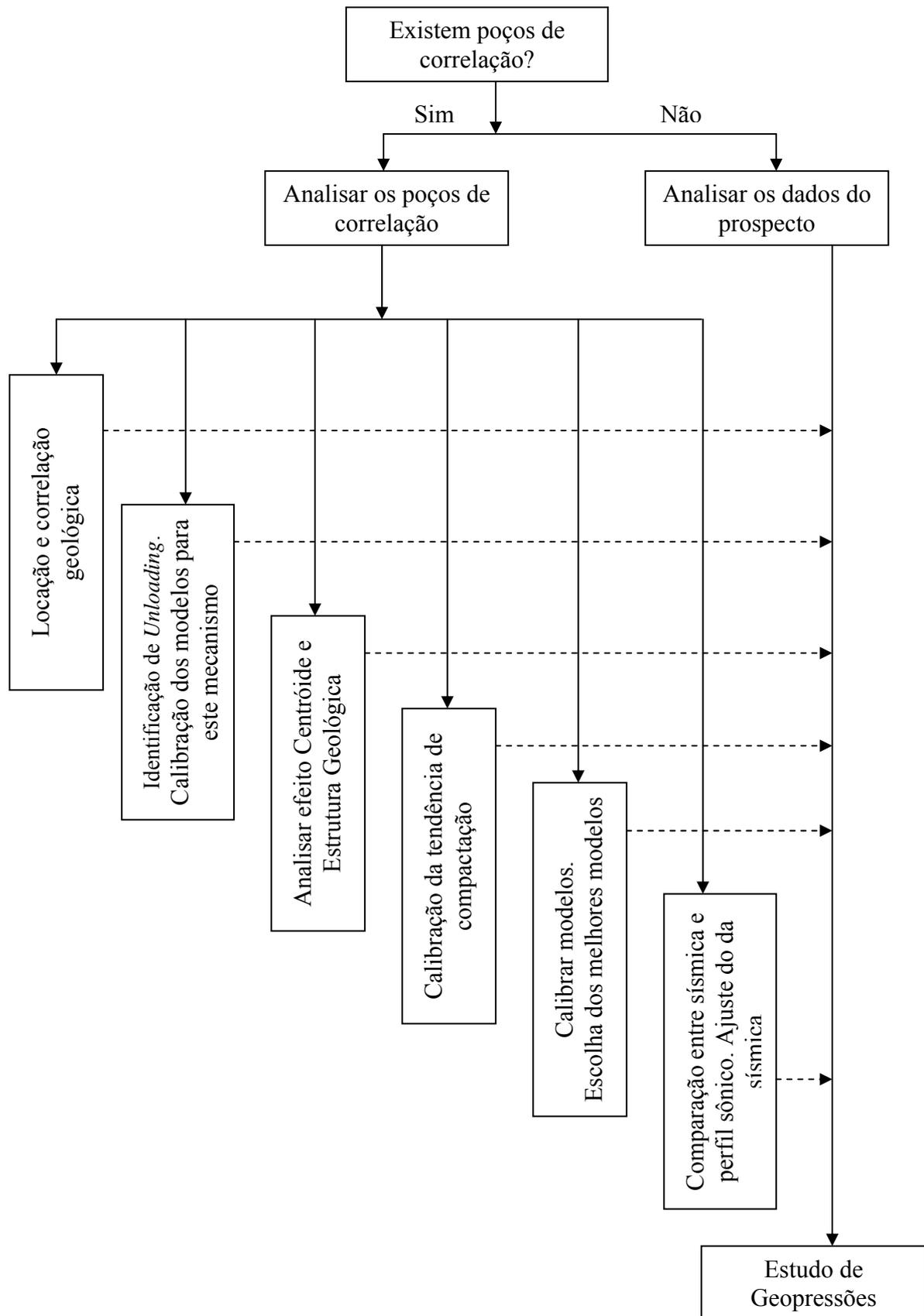


Figura 3.1 – Diagrama do fluxo de Análise de geopressões (JIP -119)

### **3.2 – Identificando o Topo da Zona de Transição**

A sísmica não consegue detectar precisamente o topo de uma zona de transição de pressão. No entanto, poços de correlação podem detectar melhor estas possíveis zonas de transição de pressão. Portanto, é recomendado que este topo seja correlacionado com o perfil sísmico. Tipicamente, a zona de transição pode coincidir com marcas geológicas projetadas nos dados sísmicos. Se o dado sísmico não reflete a velocidade reversa que é esperada no topo da zona de transição, uma “velocidade reversa forçada” pode ser considerada para o ajuste dos dados sísmicos.

### **3.3 – Calibração da Curva de Tendência de Compactação Normal**

#### **3.3.1 – Tipos de Curvas de Tendência de Compactação Normal**

A seguir, serão descritos alguns modelos utilizados pela indústria que consistem na determinação de uma curva de tendência de compactação normal e a aplicação de alguma correlação convencional (Eaton, Profundidade Equivalente, Bowers) para obtenção da curva de pressão de poros. Também serão apresentados novos modelos de curvas de tendências de compactação normal e modelos de cálculo de pressão de poros que não necessitam da definição da curva de tendência de compactação normal.

##### **3.3.1.1 - Modelo Convencional (tendência de compactação reta)**

Aplicação dos modelos Convencionais (capítulo 2) usando a equação de uma reta representando a tendência de compactação padrão para cada mini-bacia. A equação desta reta é definida fixando a interseção da reta no leito marinho e o coeficiente angular da reta. Aplicativos específicos auxiliam a definição desta reta através de uma análise gráfica.

##### **3.3.1.2 - Modelo Empírico de Amoco**

O modelo abordado neste trabalho é baseado na correlação entre porosidade e velocidade seguindo os procedimentos do modelo empírico de Amoco. Este modelo

calcula a pressão de poros sem usar a curva de compactação normal. Este modelo foi apresentado neste trabalho devido seu excelente desempenho obtido na estimativa de pressão de poros no GoM.

$$P_p (\text{psi}) = P_{OV} - 5635,47 \cdot (1 - \phi_{AMOCO})^{1,09439} \quad (3.1)$$

$$\phi_{AMOCO} = 10^{-6} \cdot 95,04 \cdot 15000 \cdot \left(1 - \frac{V}{15000}\right) \quad (3.2)$$

$\phi_{AMOCO}$  = porosidade derivada da equação empírica de Amoco.

V = velocidade da onda P em pés/s.

### 3.3.1.3 - Correlação de Eaton usando a curva de tendência padrão:

O gradiente de pressão de poros é dada pela equação abaixo:

$$G_p = G_{OV} - (G_{OV} - 8,7) \cdot (\Delta t_{padrao} / \Delta t)^{1,8333} \quad (3.3)$$

Onde,

$G_p$  = gradiente de pressão de poros em ppg.

$G_{OV}$  = gradiente de sobrecarga em ppg.

$\Delta t$  = tempo de trânsito do prospecto em  $\mu s / pé$

$\Delta t_{padrao}$  = valor do tempo de trânsito da curva de tendência de compactação normal padrão (GoM) em  $\mu s / pé$  .

A curva padrão de tendência de compactação normal é definida através da seguinte equação:

$$\Delta t_{padrao} = 200 \cdot e^{-10 \cdot 10^{-5} \cdot D} \quad (3.4)$$

D = profundidade abaixo do leito marinho (pés).

200 = velocidade sônica na profundidade do leito marinho ( $\mu s / pé$ ).

$e^{-10 \cdot 10^{-5}}$  = coeficiente angular da curva de tendência de compactação ( $pé^{-1}$ ).

### 3.3.1.4 - Correlação de Eaton usando a curva “automática”

Este tipo de curva de tendência de compactação normal foi baseado em observações nas quais é possível correlacionar a tendência de compactação normal com a lâmina d’água. Neste tipo de tendência, a variável lâmina d’água entra como uma variável para a definição da curva.

$$G_p = G_{OV} - (G_{OV} - 8,7) \cdot (\Delta t_{auto} / \Delta t)^3 \quad (3.5)$$

Onde,  $\Delta t_{auto}$  = curva de tendência “automática” ou aparente de compactação normal em função da lâmina d’água (GoM).

$$\Delta t_{auto} = 200 \cdot e^{-\alpha \cdot D} \quad (3.6)$$

$$\alpha = \frac{\ln(50 / 200)}{LDA - 1900} \quad (3.7)$$

$\alpha$  = coeficiente angular da tendência.

LDA = lâmina d’água (pés).

### 3.3.1.5 - Correlação de Eaton usando a curva não-linear de Bowers

Este tipo de curva de tendência não-linear foi sugerida por Bowers para obter melhores resultados na estimativa de poro-pressões. Esta curva de tendência de compactação normal corresponde à curva virgem proposta por Bowers. Os parâmetros A e B devem ser calibrados através dos dados existentes de velocidade (perfil sísmico) e tensão efetiva (obtidos através de RFT, kick etc).

A equação de pressão de poros usando a correlação de Eaton e a curva não-linear de Bowers é dada a seguir:

$$G_p = G_{OV} - (G_{OV} - 8,7) \cdot (\Delta t_{Bowers} / \Delta t)^{2,22713} \quad (3.8)$$

Onde,

$\Delta t_{Bowers}$  = Tendência não-linear de Bowers (GoM).

A curva de tendência não-linear de Bowers é dada pela seguinte fórmula:

$$\Delta t_{Bowers} = \frac{10^6}{\frac{10^6}{200} + 14,22 \cdot (A \cdot Z \cdot (G_{OV} - 8,7))^B} \quad (3.9)$$

A e B = parâmetros de calibração (0,052 e 0,741536 p/ GoM)

Z = profundidade vertical em pés.

### 3.3.1.6 – Tendência de Compactação de Miller

A curva de compactação de Miller é definida pela equação abaixo:

$$\Delta t_{Miller} = \frac{\Delta T_{ml}}{\frac{\Delta T_{ml}}{\Delta T_{matriz}} + \left(1 - \frac{\Delta T_{ml}}{\Delta T_{matriz}}\right) \cdot \exp(-\lambda \cdot (\sigma_{OVB} - PP_{normal}))} \quad (3.10)$$

Onde

$\Delta t_{Miller}$  = tendência de compactação normal de Miller

$\Delta T_{ml}$  = tempo de trânsito no leito marinho (200  $\mu s$  / pé)

$\Delta T_{matriz}$  = tempo de trânsito da matriz da rocha.

$\lambda$  = parâmetro empírico que varia de acordo com a litologia e localização. Serve para ajustar a relação entre velocidade e tensão efetiva.

### 3.3.1.7 – Tendência de Compactação de Skagen

A curva de compactação de Skagen é definida pela equação abaixo:

$$\Delta t_{n2} = \Delta T_{n1} \cdot \left( \frac{(G_{OV1} - G_{Pn})D_1}{(G_{OV2} - G_{Pn})D_2} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.11)$$

$\Delta t_{n2}$  = tendência de compactação normal na profundidade  $D_2$

$\Delta t_{n1}$  = tendência de compactação normal na profundidade  $D_1$  conhecida

$G_{OV1}$  = gradiente de sobrecarga na profundidade  $D_1$  conhecida

$G_{OV2}$  = gradiente de sobrecarga na profundidade  $D_2$  conhecida

$G_{Pn}$  = gradiente de pressão de poros normal (8,5 a 8,7ppg)

### 3.3.1.8 - Correlação de Tomasi e Da Luz

Os autores desta correlação sugerem que a tendência de compactação normal tem um comportamento não linear com a profundidade, dada pela equação abaixo:

$$\Delta t_n = A + B \cdot 10^{Ic \cdot (LDA - Prof)} \quad (3.12)$$

A = tempo de trânsito da matriz da rocha.

B = diferença entre o tempo de trânsito do som na água ( $189 \mu s / pé$ ) e na matriz da rocha (A).

Ic = Índice de compactação normal da rocha. Para um valor inicial adotar  $Ic = 0,000203$ .

### 3.3.2 – Análise e Aplicação das Curvas de Tendência de Compactação Normal

A calibração da curva de tendência de compactação normal a partir de poços de correlação é um passo crítico na análise de geopressões. As seguintes etapas devem ser seguidas para caracterização da curva de compactação normal de uma região:

- Estudo da curva de compactação para todos os poços de correlação disponíveis. Este estudo envolve a avaliação dos diferentes tipos de curvas de tendência de compactação normal bem como a calibração de seus parâmetros de ajuste.

- Se as tendências de compactação normal diferirem significativamente entre si, pode não ser claro a escolha de qual curva de tendência deverá ser usada para correlação para o novo poço. No entanto, deve-se notar que a curva de compactação

normal é fortemente influenciada pela litologia. Assim, para auxiliar a orientação da escolha da tendência, pode-se associar cada curva de tendência do poço de correlação com indicadores de sua litologia como porcentagem de folhelho e razão arenito/folhelho.

- Se as curvas de tendência de compactação de poços de correlação são similares, então a curva pode ser usada para o novo poço com confiabilidade.
- Os poços de correlação a serem usados para tentar indicar a curva de tendência do novo prospecto devem pertencer à mesma mini-bacia do novo poço. Isto não significa que os poços devem estar muito próximos ao novo prospecto. Uma etapa inicial importante é definir as mini-bacias de uma determinada região.

### **3.4 – Ajustes nas Velocidades Sísmicas**

A velocidade sísmica é afetada pela anisotropia da formação e por ruídos como resultado da separação horizontal entre a fonte acústica e o receptor e do trajeto de reflexão não vertical. Portanto, pode ser necessário aplicar um fator na velocidade sísmica original para ajustar, por meio de tentativas, a velocidade sísmica através dos dados de check shot e perfil sônico.

Na prática, dados sísmicos, sônicos e de check shot podem estar disponíveis nos poços de correlação, mas apenas a velocidade sísmica está disponível no prospecto. Se o prospecto é geologicamente similar com o poço de correlação, então é razoável determinar o fator de correção da velocidade sísmica e aplicar esta correção à velocidade sísmica do prospecto.

OBS.: Se a perfuração causou dano à formação, como invasão de filtrado, inchamento de argila ou arrombamento do poço, o perfil sônico pode fornecer valores superiores (20% ou mais) que o normal (no caso de arenito a leitura sônica não é muito afetada). Neste caso, a calibração da sísmica ficaria comprometida. Uma possibilidade de investigar este dano é no caso onde se tem disponível os dados sônicos de MWD e o perfil a cabo sônico. As leituras do MWD são menos afetadas pelo dano a formação devido ao pouco tempo de contato do fluido de perfuração com a parede do poço.

Durante a correção da sísmica, pode não ser possível uma boa aproximação para seções rasas. Então é melhor concentrar os esforços de ajuste da sísmica para seções mais profundas. Este desvio em seções rasas pode ser atribuído às mudanças da lâmina d'água ao longo da linha sísmica e aos erros sistemáticos durante o processamento da sísmica para seções rasas.

### 3.5 – Identificação do Efeito Descarregamento (*Unloading*)

Os métodos citados no capítulo 2 levam em conta apenas os mecanismos de compactação normal e subcompactação. No entanto, existe um outro mecanismo chamado de descarregamento (*unloading*) que se desconsiderado pode levar a significativos erros na estimativa de pressão de poros. O fenômeno “descarregamento” leva à redução da tensão efetiva devido a outros mecanismos além do mecanismo de subcompactação tais como:

- Expansão de fluido (temperatura).

Este mecanismo parte do princípio que um corpo de água sofrerá um aumento de volume em relação ao volume poroso, caso este seja submetido a um incremento de temperatura em um sistema fechado. Como o fluido dentro dos poros possui um coeficiente de dilatação térmica maior que a matriz da rocha, o fluido tenderá a se expandir mais que a matriz causando um aumento de pressão de poros e redução de tensão efetiva.

- Diagênese das Argilas.

Compreende transformações físico-químicas que acontecem após a deposição de sedimentos. Os folhelhos marinhos são compostos principalmente por argilas bentoníticas, das quais a montmorilonita é a mais abundante. No processo normal de deposição destes folhelhos, ao se atingir a temperatura de 60°C, a montmorilonita começa a se desidratar e transformar-se em illita que tem uma porosidade menor

necessitando expulsar água para formações adjacentes. Caso isto não aconteça, a pressão de poros irá aumentar ocasionando uma redução de tensão efetiva.

- Geração de Hidrocarbonetos.

Se o processo de geração de hidrocarbonetos se desenvolver em um ambiente fechado por formações selantes, a pressão de poros irá certamente aumentar. A magnitude do aumento de pressão será função de vários fatores que incluem o grau de confinamento e natureza do hidrocarboneto presente. Dentre os mecanismos citados acima, o que mais contribui para o aumento de pressão de poros é a geração de hidrocarbonetos.

- Migração de Fluidos de outras zonas.

Conforme ocorre o processo de sedimentação e compactação, a tensão efetiva aumenta, a porosidade diminui e a velocidade sônica também aumenta. No entanto, no limite, quando a porosidade tende a zero, a velocidade sônica tenderá a uma constante igual ao valor de propagação na matriz da rocha. Esta curva velocidade x tensão efetiva é chamada de curva virgem. A identificação da existência do mecanismo de descarregamento se baseará na análise da curva virgem.

Em zonas normalmente pressurizadas, a tensão efetiva aumenta com a profundidade. Consequentemente, a relação velocidade x tensão efetiva segue a curva virgem. Quando existe o mecanismo de subcompactação, a tensão efetiva também não é reduzida. Portanto, a curva virgem também é válida para este mecanismo. O que acontecerá é que, a tensão efetiva e a porosidade irão variar pouco fazendo com que o trecho submetido à subcompactação se concentre ao redor do mesmo ponto da curva virgem. No entanto, quando o mecanismo de descarregamento atua, a pressão de poros aumenta numa razão muito maior que a sobrecarga fazendo com que haja redução da tensão efetiva. Este trecho submetido ao descarregamento seguirá a curva de descarregamento, enquanto as demais regiões seguirão a curva virgem. A figura 3.2 ilustra as curvas virgem e de descarregamento.

No entanto, nem todas as inversões de velocidade são causadas pelo mecanismo de descarregamento. A velocidade também irá reduzir na transição de formações normalmente compactadas e folhelhos subcompactados. Neste caso, onde não há o descarregamento a relação velocidade x tensão efetiva seguirá a curva virgem.

A identificação do descarregamento é necessária para ajustar os métodos existentes para cálculo de pressão de poros que consideram apenas o mecanismo da subcompactação. Isto pode ser feito aumentando os expoentes das correlações (acima de 3 até 5 no caso da correlação de Eaton) ou deslocando a curva de tendência de compactação normal.

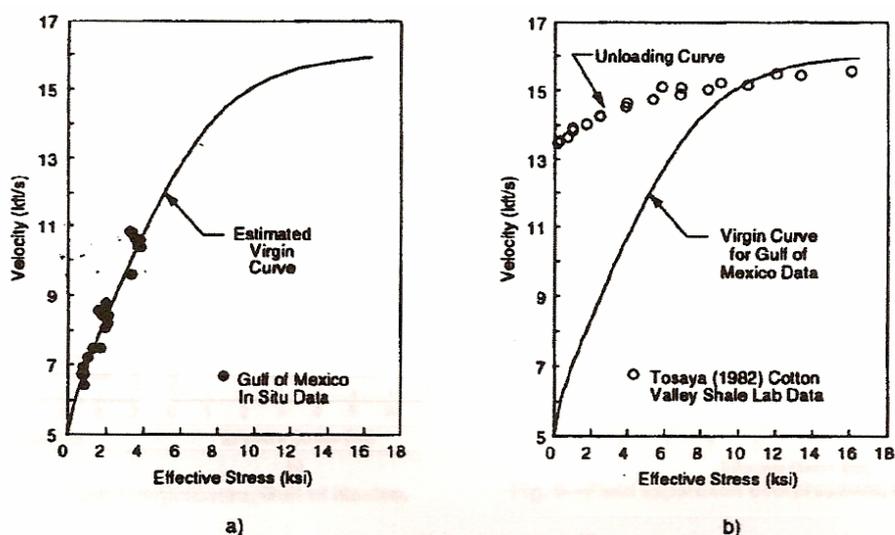


Figura 3.2 – Exemplo de uma curva virgem e uma curva de descarregamento

### 3.5.1 – Método de Bowers

Bowers (1995) apresentou um método para identificação de mecanismo de descarregamento e estimativa de pressão de poros nestas zonas. A essência deste método é uma análise gráfica. Para a região onde não existe descarregamento, a pressão de poros será calculada através da equação da curva virgem. No trecho onde há descarregamento (trecho com reversão de velocidade), a pressão de poros será calculada através da curva de descarregamento. Os dados dos poços de correlação deverão ser plotados no mesmo gráfico para identificar se existe descarregamento no trecho onde ocorreu reversão de velocidade.

1 – **Curva Virgem** - plotar um gráfico Tensão Efetiva versus velocidade. Esta é a chamada Curva Virgem. Esta curva representa a trajetória tensão efetiva X velocidade para um processo de compactação normal e de subcompactação. Os poços de correlação deverão ser usados para calibração dos parâmetros da curva virgem. A expressão para a velocidade para compactação normal e subcompactação é escrita abaixo:

$$V = 5000 + A \cdot \sigma'^B \quad (3.13)$$

onde, V é a velocidade sônica em pés/s

A = parâmetro de calibração (14,2 para a Costa do Golfo)

B = parâmetro de calibração (0,725 para a Costa do Golfo)

O cálculo da tensão efetiva é calculado pela seguinte expressão:

$$\sigma' = \sigma_{OV} - P_p \quad (3.14)$$

onde,  $\sigma'$  (psi) = tensão efetiva

$\sigma_{OV}$  (psi) = pressão de sobrecarga

$P_p$  (psi) = pressão de poros normal

2 – **Curva de descarregamento**. A curva de descarregamento é definida pela seguinte relação empírica:

$$V = 5000 + A \cdot \left( \sigma'_{\max} \cdot (\sigma' / \sigma'_{\max})^{\frac{1}{U}} \right)^B \quad (3.15)$$

Onde A e B são os mesmos parâmetros da equação da curva virgem, U é um terceiro parâmetro e

$$\sigma'_{\max} = \left( \frac{V_{\max} - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (3.16)$$

Onde  $\sigma'_{\max}$  e  $V_{\max}$  são respectivamente, a tensão efetiva e a velocidade no início da reversão de velocidade.

O parâmetro  $U$  é a medida de quão plástica a formação é.  $U = 1$  significa formação com deformação permanente zero.  $U = \infty$  significa formação completamente plástica.  $U$  tipicamente varia entre 3 e 8.

Enquanto todos os pontos submetidos à compactação normal e subcompactação de um poço seguem a uma única curva virgem, os dados de poços de correlação submetidos ao descarregamento gerarão diferentes curvas de descarregamento. No entanto, substituindo a equação (3.13) na eq. (3.15), as curvas de descarregamento serão normalizadas em apenas uma curva:

$$\left( \frac{\sigma'}{\sigma'_{\max}} \right) = \left( \frac{\sigma'_{vc}}{\sigma'_{\max}} \right)^U \quad (3.16)$$

onde:

$$\sigma'_{vc} = \left( \frac{V - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (3.17)$$

$\sigma'_{vc}$  significa a tensão efetiva que a velocidade  $v$  teria interceptando a curva virgem.

### 3.5.2 – Identificação de zonas descarregadas

1 – Calcular todas as tensões efetivas dos poços de correlação da zona de investigação através dos dados disponíveis (kick, RFT, etc.) e usando a equação 3.2.

2 – Plotar os pontos de tensões efetivas no mesmo gráfico da curva virgem. Os pontos que caírem acima da curva virgem **podem** indicar que esta zona está descarregada. Para confirmar esta conclusão, pode-se fazer análises adicionais descritas a seguir.

3 – Plotar velocidade contra densidade. O trecho de densidade pertencente à zona de investigação deve estar com uma cor diferente para localizar no gráfico. Se os dados

de densidade mostram-se quase constantes enquanto a velocidade decresce isto é uma clara indicação de que esta zona está descarregada. Neste caso, a tensão efetiva está decrescendo enquanto a densidade total permanece constante.

4 – Plotar tensão efetiva contra a profundidade de sedimentos (abaixo do leito marinho). A tensão efetiva tipicamente aumenta com a profundidade. Em formações subcompactadas, a tensão cresce numa taxa menor. Em zonas descarregadas, a pressão de poros cresce numa taxa muito maior que a pressão de sobrecarga. Isto causa redução na tensão efetiva. É importante lembrar que podem existir casos em que a subcompactação também reduza a tensão efetiva sem existir o processo de descarregamento.

5 – Condições geológicas que podem estar associados com o efeito de descarregamento:

- Presença de uma formação selante acima da zona de investigação como sal ou anidrita.
- Alto gradiente de temperatura na zona de investigação (expansão de fluido).

6 – Comparar a pressão de poros na zona de investigação com a pressão estimada pelos métodos convencionais (método da Profundidade Equivalente, Método de Eaton). Estas pressões estimadas estarão subestimadas caso esteja presente o mecanismo de descarregamento.

7 – Verificar se os pontos de tensão efetiva que caíram acima da curva virgem possuem valores de velocidade inferior a 8.500pés/s. Como regra geral, a existência do mecanismo de descarregamento é pouco provável caso a velocidade seja menor que 8.500pés/s. Os sedimentos com esta velocidade são muito moles para manter pressão de poros muito alta. O fenômeno de descarregamento é mais comum em formações com velocidades superiores a 8.500pés/s.

8 – A curva Virgem pode necessitar de algum ajuste. Este ajuste deve ser considerado quando a curva de tendência se mostra paralela à curva virgem. Isto indica alguma influência da litologia.

9 – Projetar uma tangente de uma curva de gradiente do excesso de pressão de poros contra o gradiente de sobrecarga. Se a pressão de poros cresce numa taxa aproximadamente igual a da sobrecarga, então esta é uma boa indicação de descarregamento.

10 – Se observar que os pontos de tensão efetiva que caíram acima da Curva Virgem não são causados pelo mecanismo descarregamento, então deve-se atentar para outros mecanismos de geração de alta pressão de poros como Efeito Centróide, Estruturas Geológicas e Falhas.

### **3.6 – Identificação do Efeito Centróide e da Estrutura Geológica**

A estrutura geológica aqui nesta seção se refere a geometria dos arenitos presentes no mapa estrutural. Corpos de arenitos inclinados podem exigir outras estratégias específicas na estimativa de pressão de poros no intervalo do arenito além dos métodos convencionais (onde a pressão nos folhelhos é considerada igual a do arenito adjacente). Duas considerações devem ser feitas ao se estudar a possibilidade do efeito Centróide: diagnosticar se os diferentes corpos de arenitos possuem conectividade hidráulica entre si e investigar a existência do Efeito Centróide em corpos de arenitos inclinados.

Traugott (1997) definiu Centróide como a profundidade onde pressão de poros no arenito e nos folhelhos adjacentes estão em equilíbrio. Traugott (1997) e Stump, et al. (1998) afirmaram que o Efeito Centróide pode gerar incompatibilidade na estimativa de pressão de poros no corpo do arenito e nos folhelhos. A calibração dos métodos convencionais para arenitos submetidos a este mecanismo pode gerar significativos erros em outras profundidades. Portanto, é importante destacar que não se deve calibrar os métodos convencionais em arenitos submetidos ao efeito Centróide.

## Capítulo 4

### Calibração dos Modelos para Estimativa de Geopressões

#### 4.1 Introdução

Este capítulo apresenta uma metodologia para calibração dos modelos existentes para estimativa de pressão de poros. A idéia é que esta metodologia sirva como guia para calibração dos modelos em uma área específica (mini-bacia). Para cada mini-bacia deve-se calibrar os modelos segundo os poços de correlação existente dentro desta mini-bacia (quando houver!). Esta metodologia consiste nos seguintes passos:

1. Divisão de uma região, bacias, etc. em mini-bacias.
2. Levantamento dos dados disponíveis dos poços de correlação.
3. Retroanálise dos poços de Correlação (capítulo 3). Correção da Sísmica. Identificação de outros mecanismos de geração de Geopressões bem como as formações que apresentam estes mecanismos.
4. Pós-processamento das correlações de geopressões.
  - a. Definição das curvas “verdadeiras”.
    - i. Densidade e Sobrecarga – uso do perfil densidade ou outros dados para geração da curva de gradiente de sobrecarga. Uso de técnicas para interpolação e extrapolação para preencher trechos onde não existem informações.
    - ii. Pressão de Poros – uso de dados de RFT, peso de lama, kick e outros.
    - iii. Gradiente de Fratura – uso de dados de LOT, perda de circulação, etc.
  - b. Calibração dos modelos – calibração dos parâmetros dos modelos para reproduzir de modo mais exato as curvas verdadeiras.
  - c. Análise de Erro – análise dos erros relativos de cada modelo e classificação das melhores correlações.

## 4.2 – Densidade e sobrecarga

Conforme visto no capítulo 2, existem vários modelos para estimativa da pressão de Sobrecarga usando a velocidade sísmica do prospecto. Será apresentada uma metodologia para calibração regional dos modelos a partir dos poços de correlação e uma comparação entre os melhores modelos. A aplicação desta calibração permitirá determinar o modelo mais apropriado para a região após sua calibração e estimar o erro relativo que este modelo gerou. Alguns motivos que levaram à criação desta metodologia estão descrito abaixo:

- Muitos destes modelos apresentam diferenças significativas de resultados entre si.
- A maioria destes modelos está calibrada para os dados de poços do GoM.
- Uma estimativa mais precisa da pressão de sobrecarga é de vital importância porque todas as outras curvas de geopressões serão dependentes da pressão de sobrecarga.
- Esta metodologia permitirá estimar as incertezas nas estimativas de pressão de sobrecarga e possivelmente avaliar soluções para redução destas incertezas.

A metodologia para calibração dos modelos de estimativa de densidade compreende as seguintes fases:

**Fase 1** – Levantamento dos dados de perfis de densidade dos poços de correlação.

Devido à imprecisão da ferramenta talvez seja necessário filtrar os dados do perfil densidade.

O perfil de densidade não está disponível para todo o comprimento do poço. Por isso é necessário extrapolar a curva para criar uma curva de densidade para todo o comprimento do poço. Existem algumas equações de extrapolações que poderão ser usadas como:

- Equação exponencial
- Equação de Potência
- Equação exponencial com dois parâmetros (Miller 2001)

A integração do perfil densidade acima gerará uma curva de sobrecarga que será chamada de Curva de Sobrecarga Definitiva ( $\sigma_{OV}^{DEF}$ ).

### Fase 2 – Calibração do Modelos

Nesta fase, cada um dos modelos irá reproduzir todas as curvas de sobrecarga dos poços de correlação. Por meio de tentativa-e-erro, os parâmetros dos modelos deverão ser ajustados para gerar o menor erro relativo total. As fórmulas para cálculo estão descritas abaixo:

O erro relativo (ER) para cada poço é:

$$ER(\%) = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N \frac{\sigma_{OVi}^{DEF} - \sigma_{OVi}}{\sigma_{OVi}^{DEF}}}{N} \quad (4.1)$$

Onde,

$\sigma_{OVi}^{DEF}$  = pressão de sobrecarga definitiva na profundidade i.

$\sigma_{OVi}$  = pressão de sobrecarga estimada na profundidade i.

N = número de incrementos de profundidade.

O erro relativo total gerado pelo modelo (ERT) para todos os poços é:

$$ERT = \sum_{i=1}^n \frac{ER}{n} \quad (4.2)$$

Onde n = número de poços estudados.

### Fase 3 – Escolha do Melhor Método

Após realizada a fase dois, os métodos são classificados segundo o seu erro relativo total (ERT). O método que apresentar o menor ERT será classificado como o

melhor método para a região analisada. Este será o método sugerido para aplicação com seus parâmetros ajustados.

### **4.3 – Pressão de Poros**

A metodologia para o desenvolvimento de um estudo de pressão de poros em uma bacia consiste nas seguintes fases:

#### **Fase 1 – Obtenção e correção de dados**

As fontes onde poderão ser encontrados dados pertinentes ao estudo são as seguintes: perfis, relatórios direcionais, dados de RFT, boletim diário de perfuração, kick, peso de fluido de perfuração.

Os dados obtidos de cada poço são agora processados por um aplicativo como o PREDICT para gerar as seguintes informações:

- Gráficos de todos os perfis disponíveis para o poço com todos os dados existentes.
- Filtrar os dados.

#### **Fase 2 – Determinação da Pressão de Poros Definitiva (PPD)**

Nesta fase, a cada poço é atribuída uma pressão de poros definitiva (PPD). A determinação da PPD é guiada inteiramente pela disponibilidade dos dados de calibração dos poços tais como RFT, peso do fluido de perfuração, kick, gás raso etc. Todos os modelos convencionais são aplicados para reproduzir da melhor maneira os dados existentes.

**Obs.:** Nesta fase, a preocupação é gerar uma curva a partir dos modelos conhecidos, para reproduzir de um modo mais fiel possível os dados existentes obtidos durante a perfuração do poço. Portanto, para cada poço, qualquer ajuste dos parâmetros dos modelos e da tendência de compactação deverá ser feito para buscar a

melhor PPD, não importando se os parâmetros usados em um poço forem diferentes de outros poços.

A qualidade e quantidade dos dados de calibração irão definir o grau de confiabilidade (GC) associado a cada PPD. Este grau de confiabilidade irá traduzir a qualidade de calibração da PPD. Este GC irá ser usado como um fator ponderador para análise de erros dos modelos propostos (fase 4) e como um critério para escolha de poços para servirem de calibração dos modelos.

### **Fase 3 – Calibração de Modelos**

A calibração dos modelos será feita por meio de análise de regressão. Cada modelo será calibrado em função de todas as PPD dos poços de correlação.

Os modelos convencionais são os modelos aplicados pela indústria (capítulo 2) incluindo a correlação de Eaton e o Método da profundidade Equivalente. A correlação de Eaton é o modelo mais comumente usado na indústria. No entanto, existe uma grande dificuldade em utilizar este modelo bem como outros modelos convencionais, pois é necessário estabelecer a curva de compactação normal. A definição da curva de tendência de compactação normal pode ser muito difícil em poços exploratórios. Ainda existe o agravante de que a curva de pressão de poros é alterada significativamente com pequenas modificações da curva de tendência normal. Por isso, além dos principais métodos a serem avaliados descritos no capítulo 2, também devem ser analisadas alguns tipos de curva de tendência de compactação normal descrita no capítulo 3.

### **Fase 4 – Análise de Erro**

Esta fase define os melhores modelos baseados no desempenho quanto à análise de erro. Agora é possível concluir o erro relativo e absoluto que cada modelo gera ao ser aplicado em uma região (mini-bacia). Se incluir o grau de confiabilidade das PPD, o estudo de erro ficará mais refinado.

O erro absoluto (EA) é um erro médio para cada poço que é definido abaixo:

$$EA = \sum_{i=1}^N \frac{PPD_i - Pp_i}{N} \quad (4.3)$$

Onde,

$PPD_i$  = pressão de poros definitiva na profundidade  $i$ .

$Pp_i$  = pressão de poros estimada na profundidade  $i$ .

$N$  = número de incrementos de profundidade.

O erro absoluto total gerado pelo modelo (EAT) para todos os poços é:

$$EAT = \sum_{i=1}^n \frac{EA}{n} \quad (4.4)$$

Onde  $n$  = número de poços.

O erro relativo (ER) para cada poço é:

$$ER(\%) = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N \frac{PPD_i - Pp_i}{PPD_i}}{N} \quad (4.5)$$

O erro relativo total gerado pelo modelo (ERT) para todos os poços é:

$$ERT = \sum_{i=1}^n \frac{ER}{n} \quad (4.6)$$

O erro relativo ponderado pelo GC (ERP) para cada poço é:

$$ERP(\%) = \frac{\sum GC_i \cdot ER_i}{\sum GC_i} \quad (4.7)$$

### **Fase 5 – Estudo de Poços (Outliers) com alto Erro Relativo**

Um poço *Outliers* é um poço com erro relativo maior que 10%. Nesta fase, estes poços são analisados levando em conta outros aspectos geológicos para encontrar possíveis explicações para seu alto erro. Algumas verificações devem ser feitas:

- Estrutura Geológica.
- Identificar possibilidade de Descarregamento.
- Verificar a qualidade dos dados de entrada.
- Verificar se os dados de gradientes de sobrecarga estão corretos.

#### **4.4 – Gradiente de Fratura**

A metodologia para o desenvolvimento de um estudo de pressão de fratura em uma bacia consiste nas seguintes fases:

##### **Fase 1 – Obtenção e correção de dados**

As fontes onde poderão ser encontrados dados pertinentes ao estudo são os seguintes: LOT, boletim diário de perfuração, perda de circulação etc.

##### **Fase 2 – Determinação da Pressão de Fratura Definitiva (PFD)**

Nesta fase, a cada poço é atribuída uma pressão de fratura definitiva (PFD). A determinação da PFD é guiada inteiramente pela disponibilidade dos dados de calibração dos poços. Todos os modelos convencionais são aplicados para reproduzir da melhor maneira os dados existentes.

A qualidade e quantidade dos dados de calibração irão definir o grau de confiabilidade (GC) associado a cada PFD. Este grau de confiabilidade irá traduzir a qualidade de calibração da PFD. Este GC irá ser usado como um fator ponderador para análise de erros dos modelos propostos (fase 4) e como um critério para escolha de poços para servirem de calibração dos modelos.

##### **Fase 3 – Calibração de Modelos**

A calibração dos modelos será feita por meio de análise de regressão. Cada modelo será calibrado em função de todas as PFD dos poços de correlação.

#### **Fase 4 – Análise de Erro**

Esta fase define os melhores modelos baseados no desempenho quanto à análise de erro. Agora é possível concluir o erro relativo e absoluto que cada modelo gera ao ser aplicado em uma região (mini-bacia). Se incluir o grau de confiabilidade das PFD, o estudo de erro ficará mais refinado.

O erro absoluto (EA) é um erro médio para cada poço que é definido abaixo:

$$EA = \sum_{i=1}^N \frac{PPD_i - P_i}{N} \quad (4.8)$$

Onde,

$PPD_i$  = pressão de fratura definitiva na profundidade  $i$ .

$P_i$  = pressão de fratura estimada na profundidade  $i$ .

$N$  = número de incrementos de profundidade.

O erro absoluto total gerado pelo modelo (EAT) para todos os poços é:

$$EAT = \sum_{i=1}^n \frac{EA}{n} \quad (4.9)$$

Onde  $n$  = número de poços.

O erro relativo (ER) para cada poço é:

$$ER(\%) = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N \frac{PPD_i - P_i}{PPD_i}}{N} \quad (4.10)$$

O erro relativo total gerado pelo modelo (ERT) para todos os poços é:

$$ERT = \sum_{i=1}^n \frac{ER}{n} \quad (4.11)$$

O erro relativo ponderado pelo GC (ERP) para cada poço é:

$$ERP(\%) = \frac{\sum GC_i \cdot ER_i}{\sum GC_i} \quad (4.12)$$

## **Capítulo 5**

### **Análise de Incertezas**

#### **5.1 – Introdução**

Este Capítulo introduz os conceitos relativos à quantificação das incertezas na análise de Geopressões. Conforme será visto no item seguinte, existem inúmeras incertezas nos parâmetros e dados envolvidos no processo de estimativa de Geopressões como nos dados geofísicos e petrofísicos, e nas próprias correlações usadas para relacionar velocidade com geopressões.

O objetivo deste capítulo é apresentar a proposta do autor deste trabalho para determinação das curvas probabilidades de resultados que um determinado modelo apresenta ao estimar as curvas de geopressões. Curvas de pressão de poros máxima e mínima são geradas em torno da curva estimada pelas correlações. Ambas as curvas máximas e mínimas estão relacionadas com uma certa probabilidade de ocorrência. Possuindo estas informações, o projetista pode considerar as incertezas nos dados de geopressões e, conseqüentemente, as implicações no projeto do poço. Em adição, estes resultados podem ser usados para justificar os custos adicionais para se conseguir mais informações ou informações mais confiáveis. Por exemplo, o custo de uma sísmica de melhor resolução pode ser justificada se uma maior confiabilidade nas curvas de geopressões reduzir uma coluna de revestimento.

#### **5.2 – Fontes de Erros nos dados de Geopressões**

Algumas fontes de erros presentes nos dados e informações usados no estudo de Geopressões serão descritas a seguir:

1. A interpretação dos dados sísmicos para obtenção dos perfis de velocidade contra profundidade geralmente é feita focalizando os possíveis objetivos exploratórios geralmente encontrados em grandes profundidades. Assim, pouca atenção é dada para se obter uma melhor interpretação nas profundidades mais rasas onde se deve

realizar todo o estudo de geopressões. Isto pode resultar em significativos erros na predição das curvas de geopressões.

2. Seleção de ferramentas apropriadas em função do tipo de fluido de perfuração encontrado no poço.
3. Velocidade de perfilagem maior que o recomendado.
4. Condições adversas na parede do poço como arrombamento, poços desviados ou *dogleg* muito severo.
5. Falhas geológicas, formações evaporíticas, pirita e outros tipos de materiais que podem afetar a precisão de uma ou mais ferramentas de perfilagem.
6. Falta da correção apropriada para fluido de perfuração muito adensado (acima de 12ppg) necessária à correta perfilagem dos perfis densidade e algumas ferramentas de resistividade e sônico.
7. Ferramentas de perfilagem podem ser afetadas pelo gás da formação que contaminou o fluido de perfuração (*gas cut*).
8. Efeito de alguns minerais:
  - Radioatividade – arenitos com carnalita e urânio enriquecidos podem elevar os valores de perfil de raios gamma e o gradiente geotérmico.
  - Cinza vulcânica e fosfato – elevação dos valores de perfil de raios gamma.
  - Folhelhos com Lime exige correção no perfil sônico (adicionar cerca de  $10 \mu s / pé$ )
  - Barita – fluido de perfuração com alta concentração de barita requer correção no perfil Neutrão.
  - Mica – pode afetar vários perfis como raios Gama e neutrão.
  - Pirita – em concentração pode afetar o perfil sônico.
9. Formações muito permeáveis ou inconsolidadas podem afetar a qualidade do RFT.

### 5.3 – Metodologia para Estimativa das Incertezas

A ferramenta usada na análise de incertezas é a clássica simulação de Monte Carlo. A simulação de Monte Carlo é uma técnica em que uma função é calculada repetidas vezes usando valores escolhidos aleatoriamente das variáveis desta função. Cada uma destas variáveis deve possuir uma distribuição probabilística na qual o processo randômico irá se basear para escolha do valor desta variável em cada

iteração. Após uma seqüência significativa de iterações uma distribuição probabilística da função será gerada como resultado final.

As variáveis podem assumir diferentes distribuições tais como normal, triangular, uniforme e lognormal. O Apêndice B descreve alguns conceitos teóricos de probabilidades utilizados neste trabalho.

A simulação de Monte Carlo tem algumas importantes limitações que devem ser consideradas:

1. A simulação Monte Carlo não consegue diferenciar variabilidade e incerteza. A simulação trata incerteza como se fosse variabilidade, procedimento que pode gerar conceitos confusos. A falta do conhecimento da magnitude de uma variável é chamada de incerteza.
2. O resultado final da simulação de Monte Carlo é muito sensível ao tipo de distribuição das variáveis de entrada.
3. A simulação necessita de uma população considerável de dados para gerar uma distribuição de incertezas confiável.

Portanto, quando se tem poucos dados e poucas variáveis, pode-se a favor da segurança trabalhar com cenários pessimistas, otimistas e mais prováveis. Estes cenários seriam formados através dos valores das variáveis e premissas que causariam o efeito de acordo com o cenário. Por exemplo: o parâmetro de calibração do modelo de compactação normal variou de 0.718 a 0.728 com uma maior recorrência para o valor de 0.724. Assim para o cenário pessimista usaria o valor de 0,728 que acusaria maior pressão de poros; 0,718 para o cenário otimista e 0,724 para o cenário mais provável.

O tratamento estatístico correto envolve a existência de um banco de dados significativo para a geração da distribuição da densidade de probabilidades das variáveis a serem analisadas. No caso de análise de geopressões em um poço, para cada profundidade deveria haver uma distribuição de probabilidades porque diferentes mecanismos de geração de pressão de poros ou diferentes níveis de incertezas durante a interpretação podem ocorrer em diferentes profundidades. No entanto, como a existência de um banco de dados significativo geralmente não é disponível, os

parâmetros mais adequados para retro-analisar os poços de correlação podem pelo menos indicar os parâmetros corretos a serem analisados no novo projeto. Além disso, a experiência do analista é de extrema importância para validação desta associação dos parâmetros usados nos poços de correlação com o novo prospecto.

A seguir será descrito algumas variáveis que poderão ser analisadas em um estudo de incertezas:

- Tendência de Compactação Normal.
- Curva de Sobrecarga
- Densidade do leito marinho
- Pressão de poros normal
- Existência de outros mecanismos geradores de pressão alta.
- Fatores que afetam o teste de absorção:
  - Formação plástica
  - Erros operacionais
  - Concentração de tensão na parede do poço
  - Formações permeáveis

Durante a análise para definição da curva de tendência de compactação normal, ocorrem dúvidas e incertezas quanto a escolha do tipo de curva (linear, não-linear) e também quanto aos parâmetros destas curvas. Assim, uma forma de explicitar esta incerteza é definir três curvas: a primeira seria a curva de tendência que daria resultados de pressão de poros cujos valores teriam uma probabilidade grande de estar subestimando os valores verdadeiros de pressão de poros. Esta curva poderia ser a curva P10, ou seja, existe apenas 10% de probabilidade da pressão de poros a ser encontrada ser menor que a estimada pela curva P10. A segunda seria a curva de tendência que daria resultados de pressão de poros cujos valores teriam a maior probabilidade de acertar os valores reais. Esta curva poderia ser a curva P50, ou seja, existe 50% de probabilidade da pressão de poros a ser encontrada ser menor que a estimada pela curva P50. A terceira curva seria a curva de tendência que daria resultados de pressão de poros cujos valores teriam uma probabilidade grande de estar superestimando os valores verdadeiros de pressão de poros. Esta curva poderia ser a

curva P90, ou seja, existem apenas 10% de probabilidade da pressão de poros a ser encontrada ser maior que a estimada pela curva P90.

A curva de sobrecarga também deve ser analisada quanto à sua incerteza pois dela dependem as curvas de pressão de poros e de fratura. O mesmo raciocínio pode ser aplicado à análise da curva de sobrecarga. Existem vários métodos que podem ser usados na estimativa de sobrecarga do prospecto. Alguns diferentes métodos podem ter sido utilizados para retroanálise dos poços de correlação com diferentes parâmetros. Assim, baseado nas curvas calibradas de sobrecarga com os seus métodos e parâmetros utilizados e uso de outras possíveis premissas, pode-se estimar as curvas P10, P50 e P90 que significam respectivamente, 10%, 50% e 90% de estarem estimando valores maiores que as verdadeiras.

Quando o método utilizado para estimar a pressão de poros é o método de Eaton, pode-se avaliar probabilisticamente o valor do expoente da correlação. Em função dos valores utilizados para retroanálise dos poços de correlação pode-se definir uma distribuição de probabilidades baseados nos valores do expoente usados nos poços de correlação e aplicar esta distribuição no estudo de geopressões do novo prospecto.

Além das variáveis existem as premissas que podem ser alocadas nos cenários otimista, pessimista ou mais provável dependendo de seu impacto. Por exemplo: existência do efeito Centróide. Existem algumas incertezas como comunicação do reservatório e tipo de fluido. Para o cenário otimista pode-se considerar a possibilidade de arenito sem comunicação; para o cenário pessimista pode-se considerar existência de comunicação e que o fluido seja gás.

## Capítulo 6

### Estudo de Caso

Neste capítulo será analisada e aplicada a metodologia para estimativa de geopressões em uma região que será chamada TESE. A região de tese apresenta 7 poços perfurados (POÇO 1, POÇO 2, POÇO 3, POÇO 4, POÇO 5, POÇO 6 e POÇO 7). O objetivo do estudo é retroanalisar seis poços seguindo a metodologia apresentada nesta dissertação, realizar o estudo de geopressões para o sétimo poço e comparar os resultados deste estudo com um estudo tradicional.

Dados disponíveis:

- Coluna litológica dos poços.
- Perfis elétricos (sônico, raios gama, resistividade, densidade)
- Relatório de perfuração (peso do fluido de perfuração, LOT, kicks, RFT).
- Mapa Estrutural.

Dados não disponíveis:

- Cubo sísmico de velocidade.

Em função dos dados disponíveis o estudo de geopressões abrangerá as seguintes etapas:

- Apresentação da região e dos poços.
- Análise do Efeito Centróide
- Análise do Efeito *Unloading*
- Calibração dos modelos para estimativa de Geopressões
- Análise de Incertezas
- Aplicação em um poço

#### 6.1 – Apresentação da região e dos poços

A figura abaixo mostra a localização de todos os poços utilizados no estudo. Os poços 1 a 6 foram retroanalisados para se estimar as curvas de geopressões do poço 7. A distância máxima entre os poços é cerca de 60km.

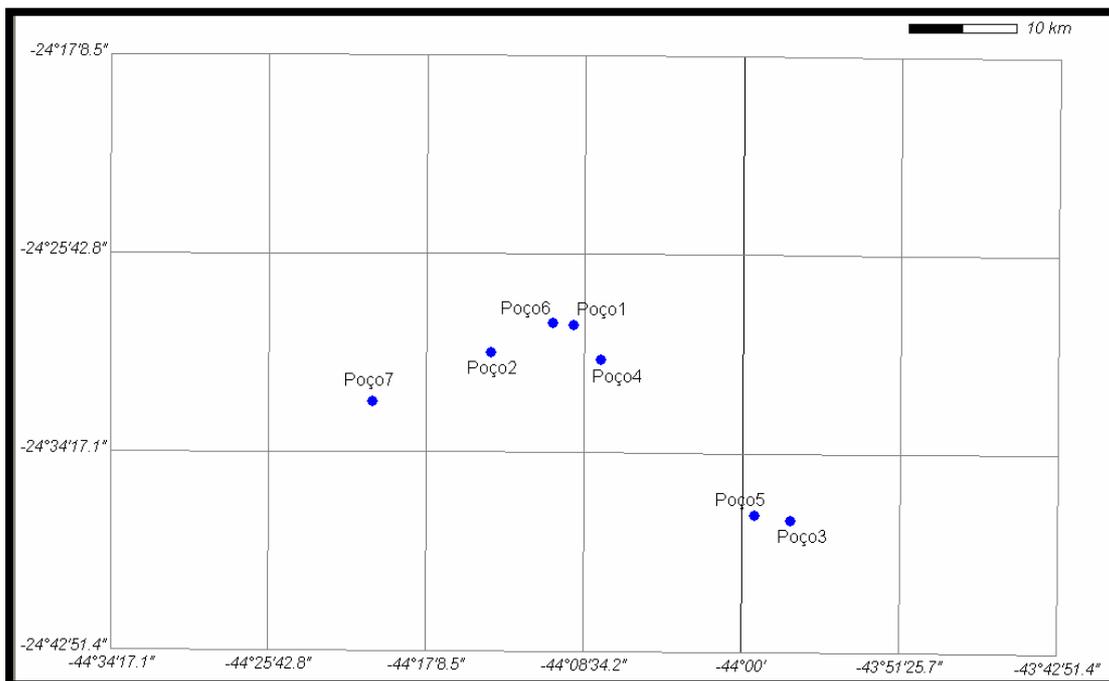


Figura 6.1 – Localização dos poços

## 6.2 – Análise do Efeito Centróide

Esta etapa investiga a existência de reservatórios inclinados que podem causar o fenômeno já explicado de efeito Centróide. Apenas no Centróide (profundidade onde as pressões no reservatório e formação selante estão em equilíbrio) os métodos tradicionais de subcompactação gerariam bons resultados. Para as demais profundidades haveria um desequilíbrio de pressões. Quanto menor for o peso específico do fluido no reservatório inclinado maior será este desequilíbrio.

Quando existem poços perfurados nestes reservatórios inclinados, fica fácil a determinação das pressões de poro para outras localizações. Quando não existirem, sugere-se definir o Centróide na posição inferior do corpo inclinado.

As figuras 6.2 e 6.3 ilustram a seção sísmica e a seção geológica esquemática da região TESE passando pelos poços existentes.

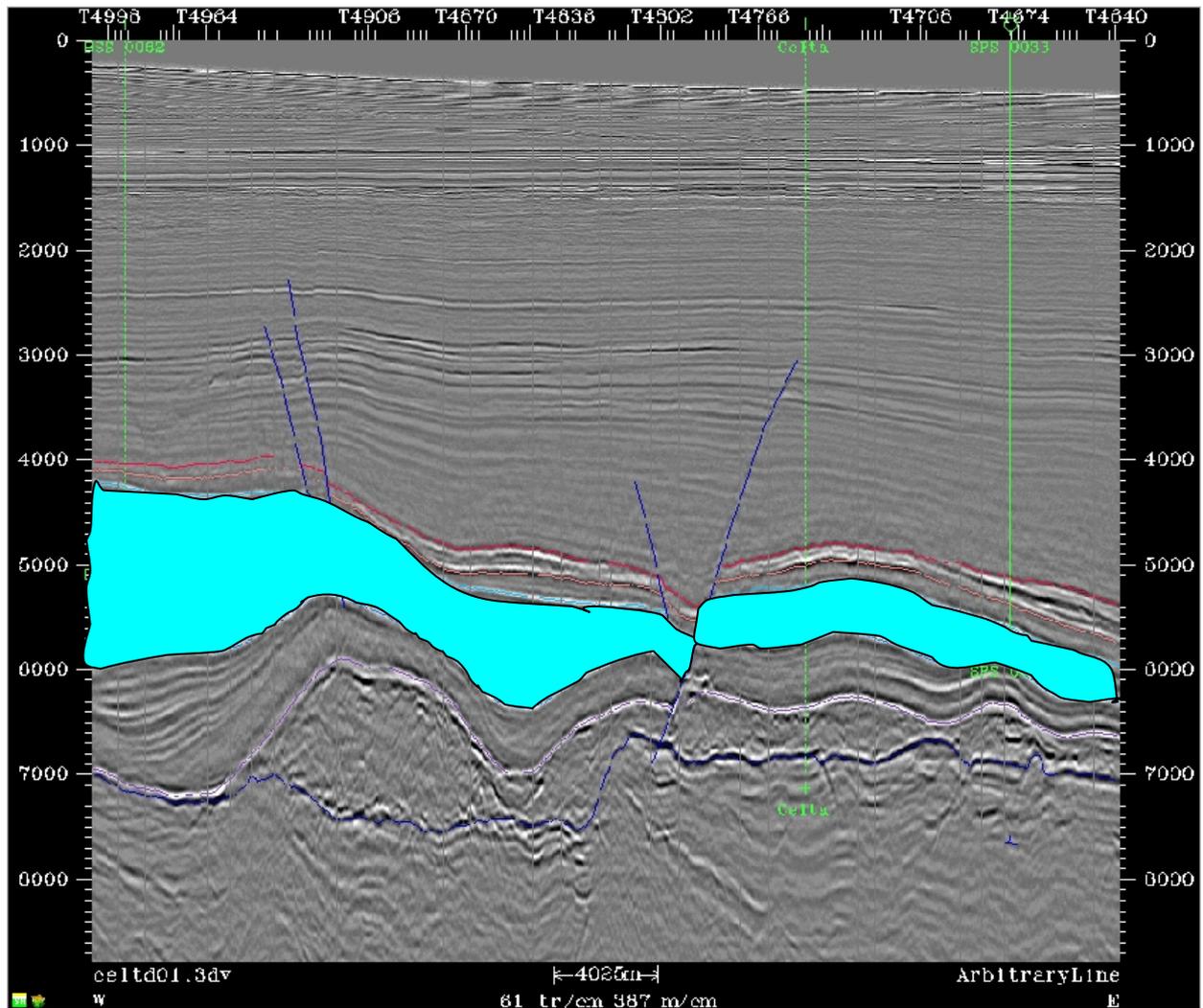


Figura 6.2 – Seção sísmica destacando o reservatório inclinado

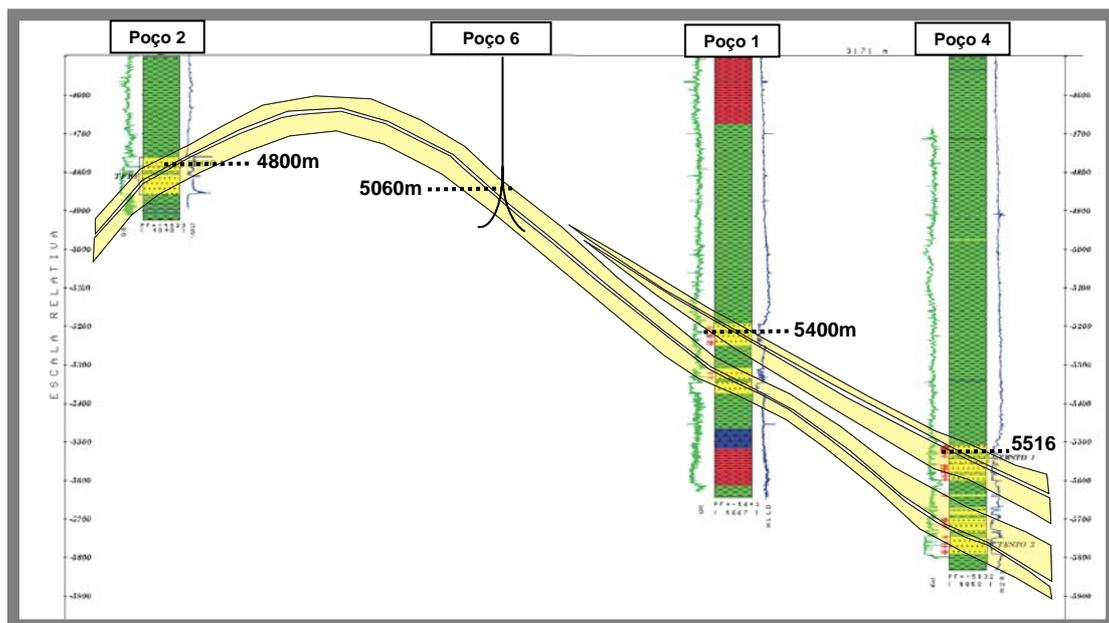


Figura 6.3– Seção Geológica esquemática A-A

Premissas adotadas para analisar o Efeito Centróide:

- Poços 3 e 5 sem arenito inclinado.
- Arenitos inclinados nos poços 2, 6, 4, 5.
- Arenitos conectados.
- Pressão nos arenitos governados pelo efeito Centróide.

O cálculo das pressões de poros é igual a:

$$P(\text{psi}) = 0.17 \cdot G_{\text{fl}}(\text{ppg}) \cdot Z(\text{m})$$

### **Análise do POÇO 2**

Previsão de PP considerando apenas compactação normal: 10ppg

PP comprovada através de RFT e kick: 12.2ppg.

Topo do arenito: 4.800m

Pressão no topo do arenito:  $P = 0.17 \cdot 12.2 \text{ppg} \cdot 4800\text{m} = 9955 \text{psi}$

Gradiente estimado do gás: 2ppg.

### **Análise do POÇO 6**

Topo do arenito: 5060m

Pressão do arenito considerando conectado com poço 2:

$$P = 9955 + 0.17 \cdot 2.0 \cdot 260\text{m} = 10043 \text{psi} \equiv 11.6 \text{ppg}$$

### **Análise do POÇO 3**

Topo do arenito: 5400m

Pressão do arenito considerando conectado com poço 2 e poço 6:

$$P = 9955 + 0.17 \cdot 2.0 \cdot 600\text{m} = 10159 \text{psi} = 11.0 \text{ppg}$$

### **Análise do POÇO 4**

Topo do arenito: 5516m

Pressão do arenito considerando conectado com poço 2, poço 6 e poço 1:

$$P = 9955 + 0.17 \cdot 2.0 \cdot 716\text{m} = 10198 \text{psi} = 10.9 \text{ppg}$$

**Conclusão:** A boa convergência entre os valores de pressão de poros estimados a partir do efeito Centróide e os valores reais obtidos através de RFT representados nas figuras 6.10 a 6.15 e a boa estimativa de pressão de poros para os poços 3 e 5 usando os modelos convencionais de subcompactação demonstram que as premissas estão corretas.

### 6.3 – Análise do Efeito Unloading

O efeito de descarregamento geralmente está associado a uma reversão de velocidade. Os poços de correlação não mostraram reversão de velocidade. Será ilustrado abaixo a análise de um poço de correlação ilustrando a complexidade na determinação do efeito Unloading.

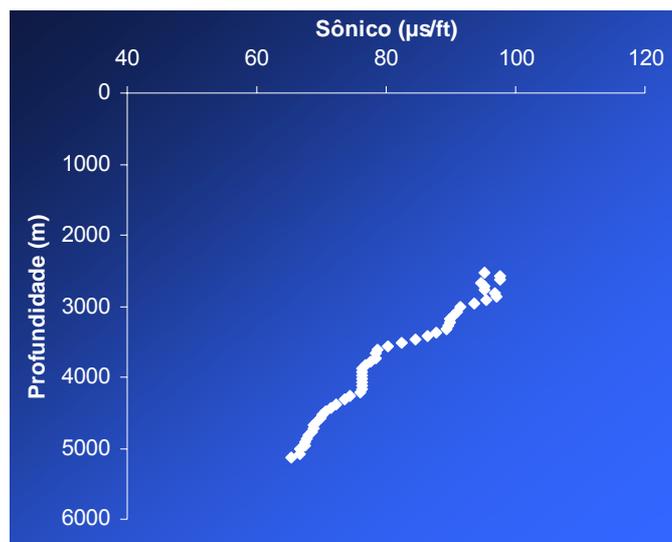


Figura 6.4– Velocidade Sônica X Profundidade

Analisando a figura anterior é possível observar que não existe reversão de velocidade. O gráfico a seguir analisará possíveis trechos que fogem da curva virgem que representa os pontos submetidos à compactação normal e subcompactação.

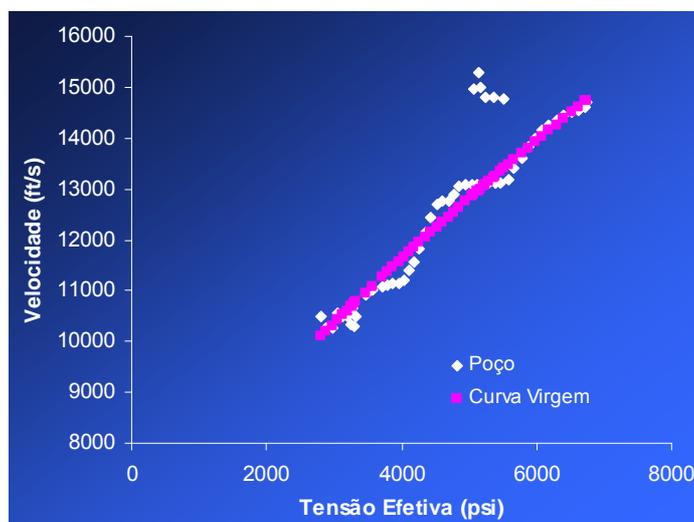


Figura 6.5– Curva Virgem do poço 6

Desde o leito marinho até a base da fm. acima do arenito inclinado a tensão efetiva segue a curva virgem com boa precisão (erro médio de 2,85%). Na zona de investigação (5000m a 5142m) , existe uma redução de tensão efetiva.

O gráfico a seguir mostra a relação entre a velocidade sônica e a densidade total no trecho do reservatório (5000m a 5142m). A não variação significativa da densidade total enquanto a tensão efetiva decresce é uma indicação do efeito de descarregamento.

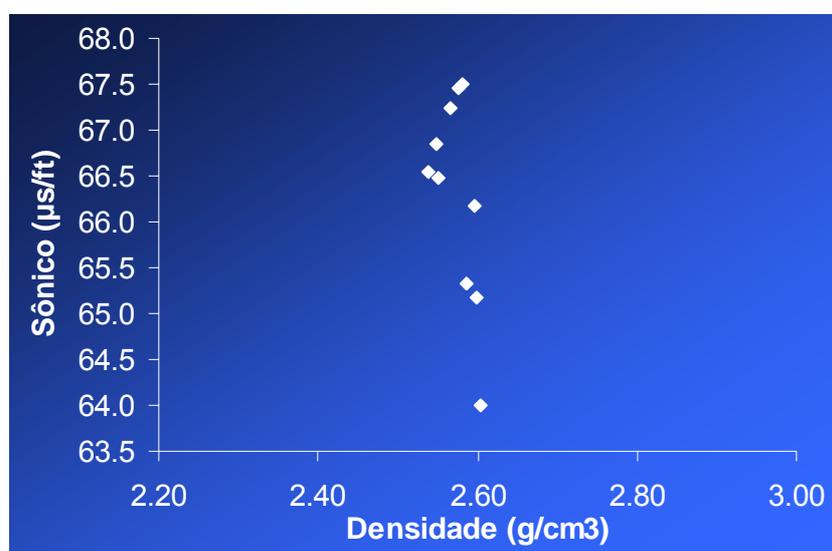


Figura 6.6– Densidade total *versus* sônico no trecho do reservatório

Fatores que indicam efeito de descarregamento:

- Redução de tensão efetiva (a subcompactação também pode reduzir a tensão efetiva)
- Velocidades maiores que 8500pés/s (10.000 a 15.000pés/s)
- Densidade quase constante
- Métodos de subcompactação subestimaram os valores de pressão de poros.

Fatores contra o efeito de descarregamento:

- Não existe reversão de velocidade (o efeito de descarregamento pode apenas ter reduzido a taxa de crescimento da velocidade).

**Conclusão:**

Se o efeito Centróide não fosse detectado, a conclusão é que poderia existir o efeito *Unloading*. O fato é que o efeito Centróide e de descarregamento apresentaram alguns indícios similares como redução da tensão efetiva ao longo da profundidade embora as causas sejam diferentes. Por isso, deve-se analisar primeiro o efeito Centróide por ser mais fácil de ser detectado do que o efeito de Descarregamento.

Em regiões onde não existe uma quantidade razoável de poços de correlação, o aparecimento da reversão de velocidade será o grande indicativo da presença do efeito *Unloading*. No entanto, este indicativo poderá falhar uma vez que mudanças de litologias e o próprio mecanismo de subcompactação podem causar reversão de velocidades.

**6.4 – Calibração dos modelos para estimativa de Geopressões****6.4.1 – Modelos para Sobrecarga**

Os modelos para estimativa de sobrecarga que foram usados são:

- Bellotti
- Amoco
- Hobart
- Gardner

A curva de pressão de sobrecarga definitiva ( $\sigma_{OV}^{DEF}$ ) será obtida a partir da integração do perfil densidade. Para os trechos com ausência de dados de densidade ou sônico far-se-á uma interpolação linear entre o valor de densidade total no fundo do mar ( $1.95\text{g/cm}^3$ ) e o primeiro valor válido do perfil densidade. Ou seja, no trecho onde não existe perfil densidade todas as curvas de estimativa de sobrecarga serão iguais. O objetivo é determinar quão bom o modelo é em reproduzir a densidade total.

Definida a curva de pressão de sobrecarga, cada modelo será aplicado e calibrado variando seus coeficientes de calibração. O coeficiente de calibração ótimo será aquele que gerar o menor erro médio.

A calibração dos modelos foi feita da seguinte maneira:

- Modelo de Gardner ( $\rho_b = a \cdot V^b$ ): manteve-se b constante igual a 0,25 e variou-se o coeficiente a para se obter o erro mínimo.
- Modelo de Hobart ( $\rho_b = \rho_{fl} + (\rho_{ma} - \rho_{fl})(\Delta t_{ma} / \Delta t)^{1/X}$ ): O parâmetro de calibração é X que variou de 1,5 a 3,5. Os demais parâmetros se mantiveram constantes e iguais a  $\rho_{fl} = 1,03 \text{ g/cm}^3$ ,  $\rho_{ma} = 2,60 \text{ g/cm}^3$ ,  $\Delta t_{ma} = 67,054$ .
- Modelo de Bellotti: neste modelo não existe parâmetro de calibração. No entanto o valor de  $\Delta t_{ma}$  o qual possui um significativo intervalo de valores pode ser ajustado de forma a melhor calibrar o modelo.
- Modelo de Amoco: este modelo é totalmente empírico e só depende da profundidade para se estimar a pressão de sobrecarga. Este modelo foi usado para analisar a viabilidade de seu uso no caso de ausência de dados mais representativos.

Os próximos seis gráficos mostrarão os resultados da calibração dos modelos de estimativa de sobrecarga. A primeira coluna refere-se aos perfis de densidade; a segunda coluna refere-se às curvas de sobrecarga e a terceira refere-se ao erro médio acumulado (ER(%), eq. 4.1) até a sua respectiva profundidade.

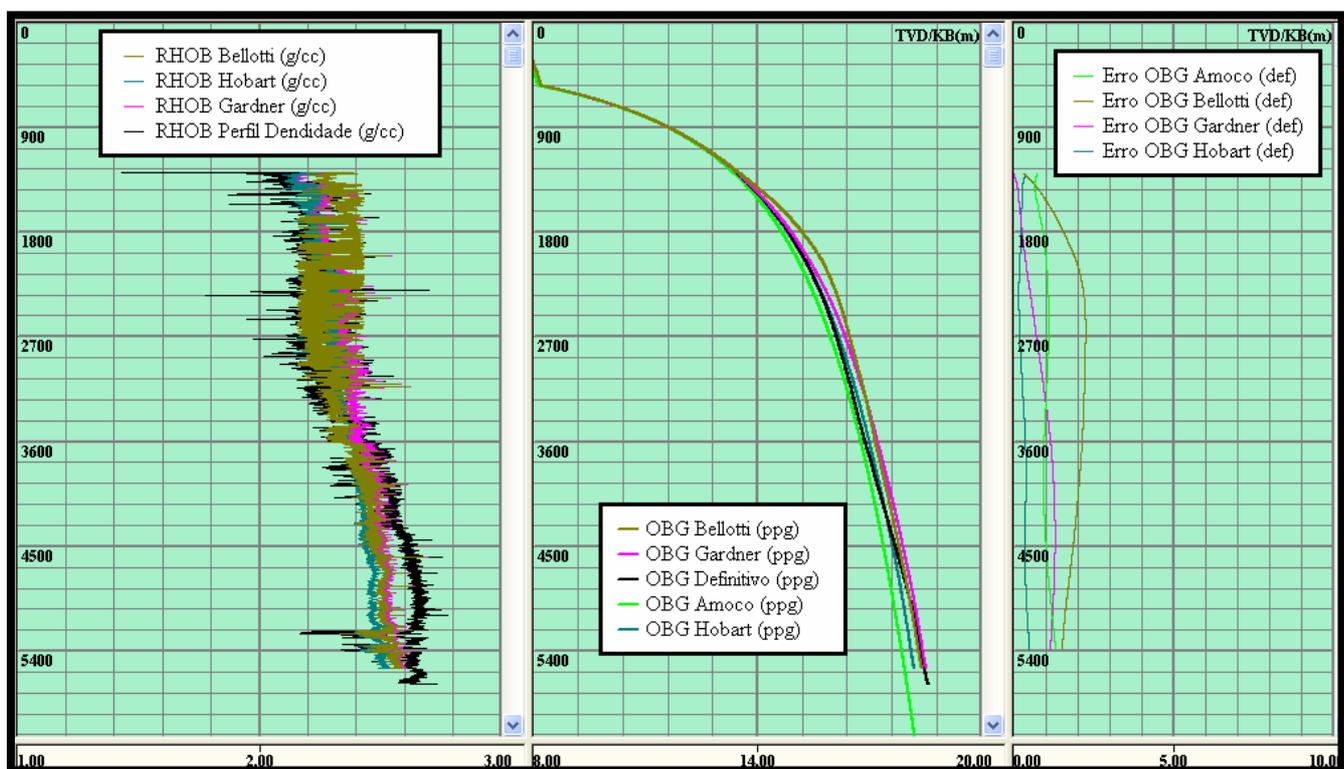


Figura 6.7– Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 1

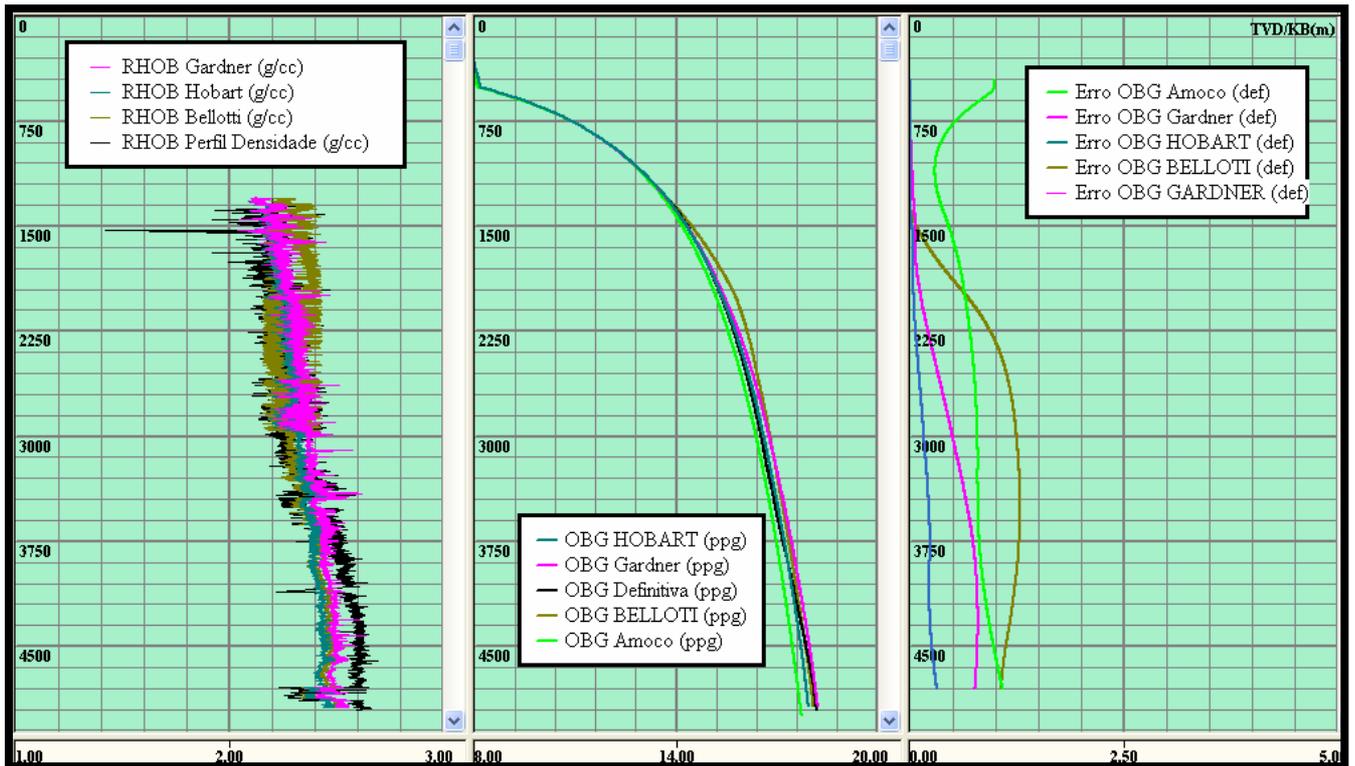


Figura 6.8– Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 2

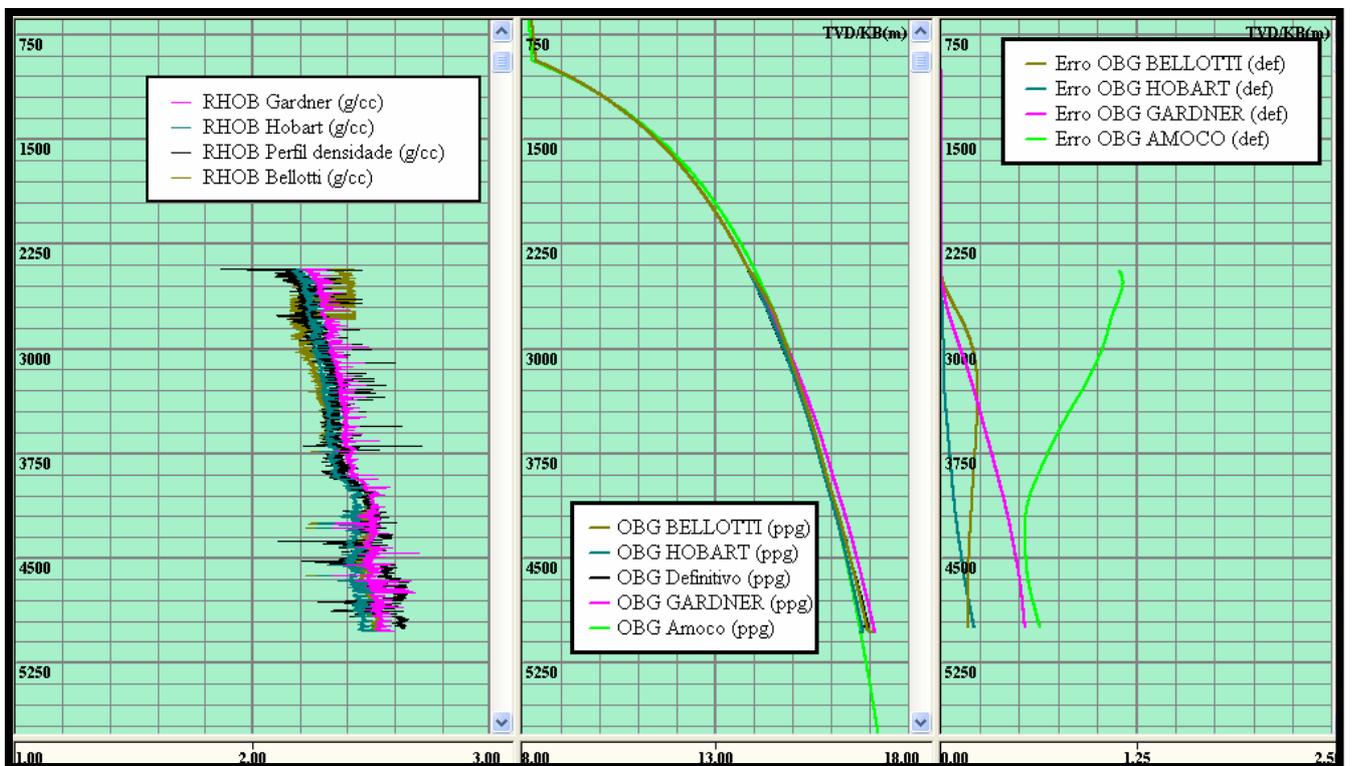


Figura 6.9 – Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 3

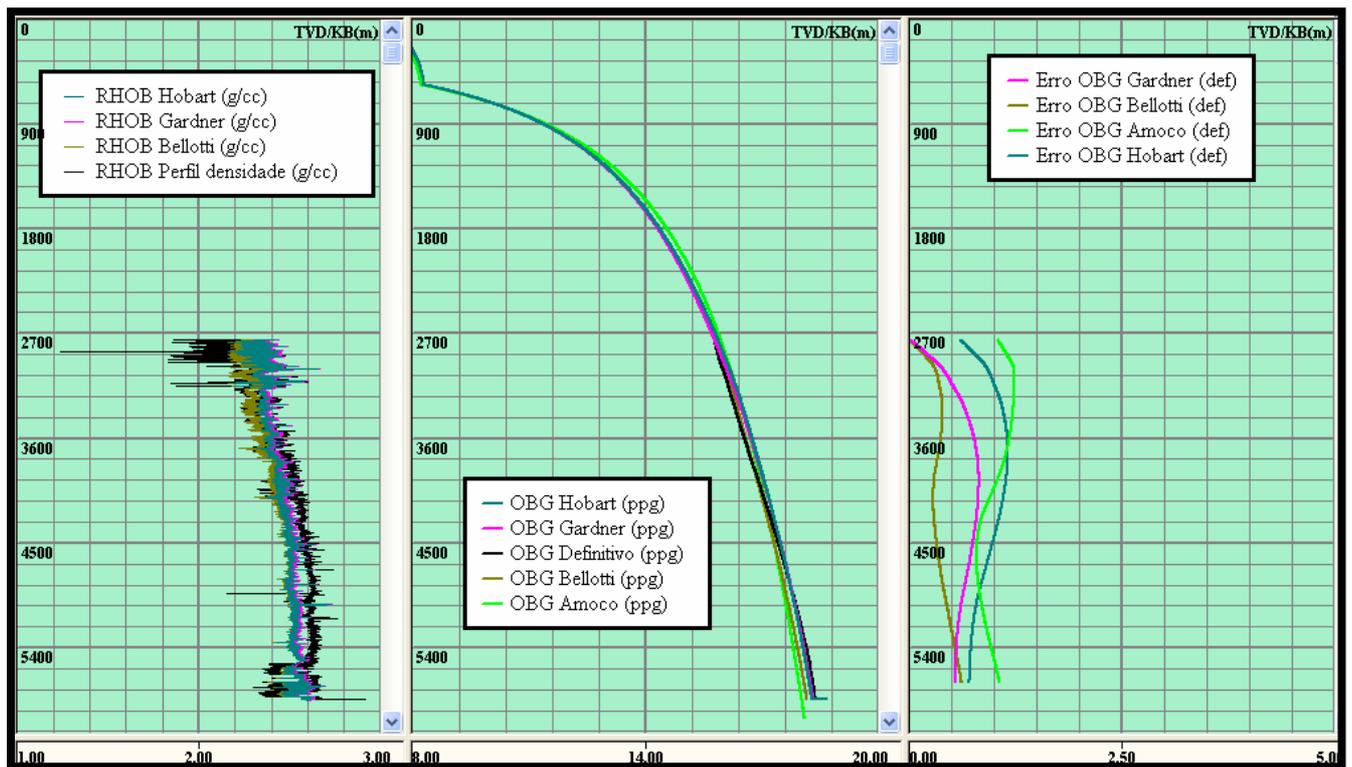


Figura 6.10 – Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 4

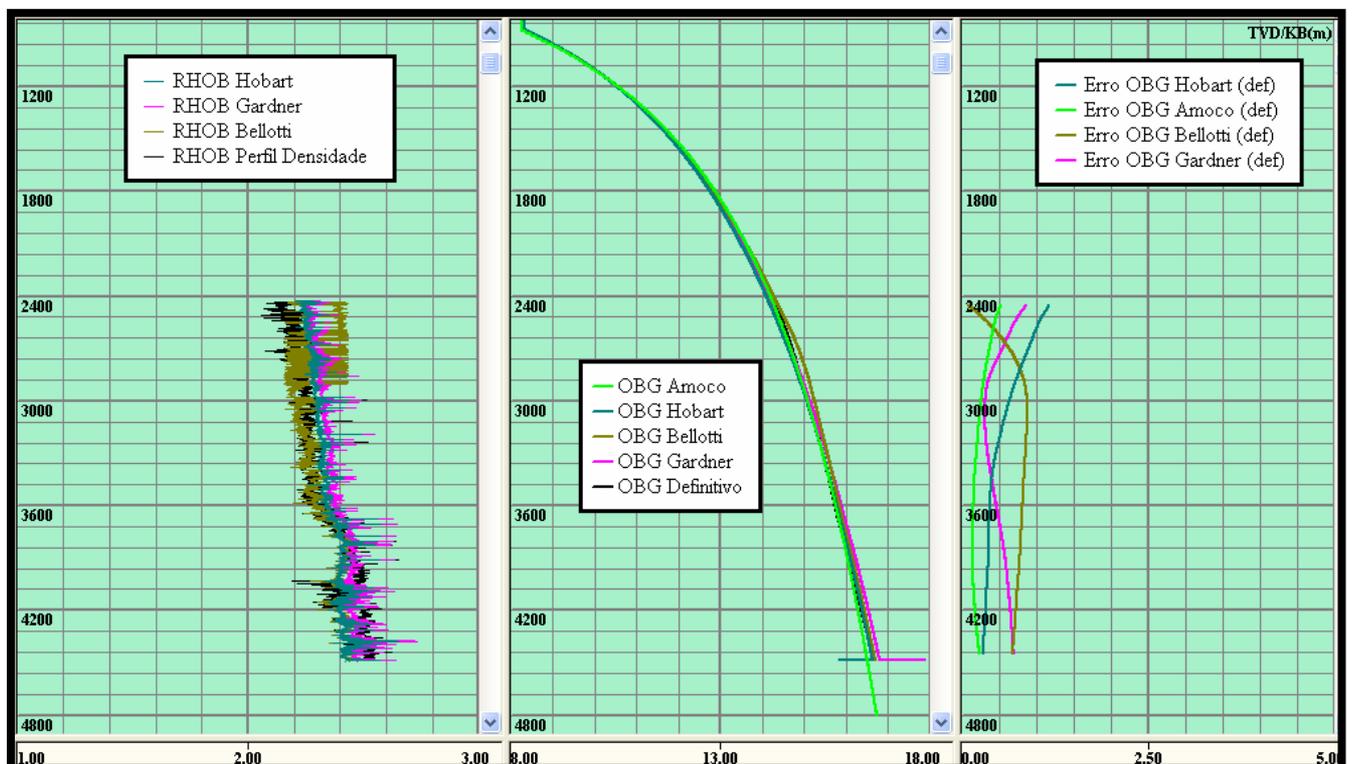


Figura 6.11– Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 5

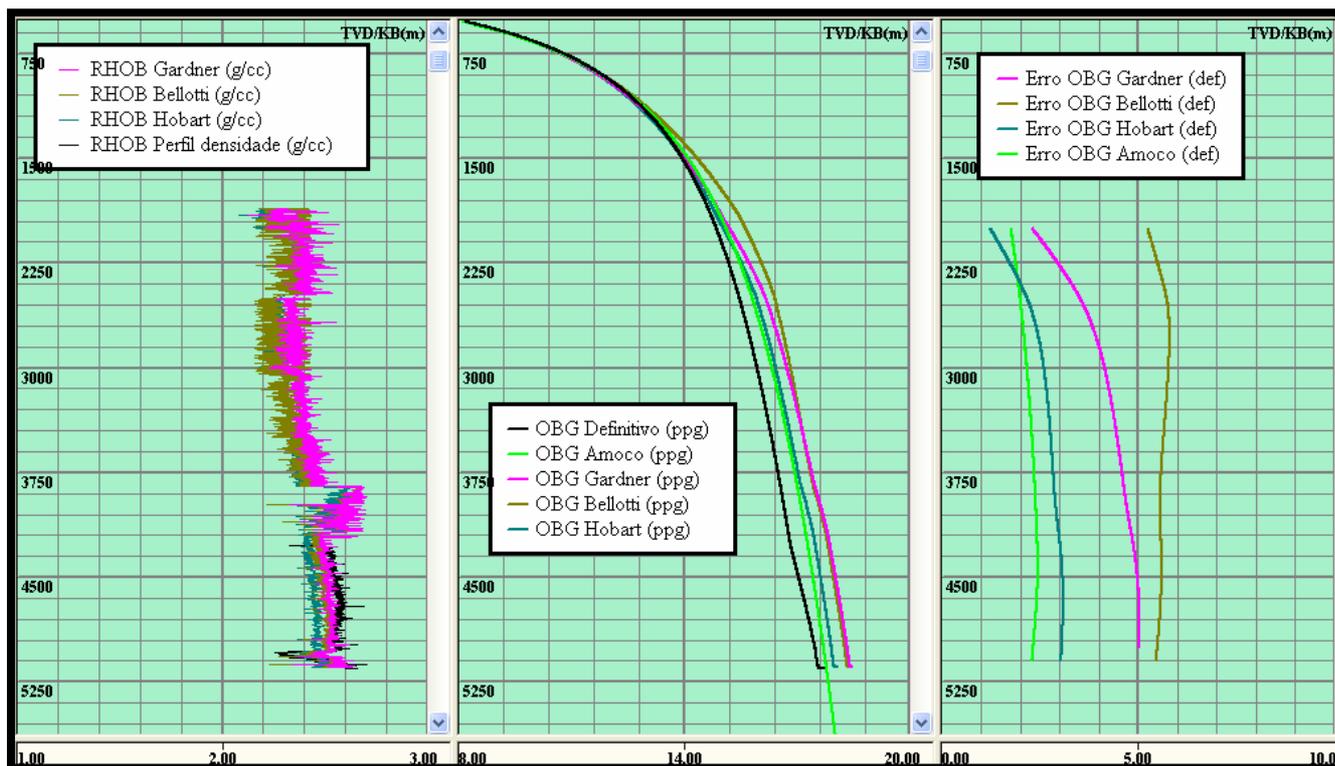


Figura 6.12 – Calibração dos modelos de Sobrecarga do POÇO 6

As tabelas abaixo mostram os erros médios obtidos durante a calibração dos modelos de estimativa de sobrecarga.

Modelo de Gardner							
Coeficiente "a"	Erro Médio Total (%)						Média
	POÇO 2	POÇO 1	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	
0.20	7.7	8.5	5.9	6.8	5.6	7.5	7.0
0.21	5	5	3.8	4.5	4.9	4.2	4.6
0.22	2.1	2.2	1.8	2.5	2.1	1.0	2.0
0.23	0.8	1.1	0.5	0.5	1.2	2.2	1.0
0.24	3.4	4.5	2.4	1.6	3.2	5.4	3.4
0.25	5.9	8	4.4	3.8	6	8.6	6.1
0.26	8.7	13	6.5	5.9	11	13	9.7

Tabela 6.1– Erro médio da aplicação do modelo de Gardner

Modelo de Hobart							
Parâmetro X	Erro Médio Total (%)						Média
	POÇO 2	POÇO 1	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	
1.5	5.1	5.0	2.7	2.7	4.9	3.4	4.0
1.6	4.5	4.2	2.1	2.3	4.2	2.7	3.3
1.7	3.7	1.0	1.5	2.0	3.6	2.1	2.3
1.8	3.1	3.4	1.1	1.7	3.0	1.5	2.3

1.9	2.7	2.6	0.6	1.4	2.5	1.0	1.8
2.0	2.1	2.0	0.4	1.2	1.9	0.6	1.4
2.1	1.6	1.4	0.4	1.0	1.5	0.4	1.1
2.2	1.2	0.9	0.5	0.7	1.2	0.4	0.8
2.3	0.9	0.6	0.6	0.9	0.7	0.6	0.7
2.4	0.4	0.5	1.0	1.0	0.6	0.9	0.7
2.5	0.5	0.6	1.3	1.2	0.3	1.3	0.9
2.6	0.6	0.9	1.5	1.4	0.4	1.6	1.1
2.7	0.7	1.2	1.7	1.6	0.6	1.9	1.3
2.8	0.9	1.5	2.0	1.8	0.8	2.1	1.5
2.9	1.1	1.8	2.2	2.0	1.0	2.5	1.8
3.5	2.5	3.2	3.1	2.8	2.2	3.7	2.9

Tabela 6.2– Erro médio da aplicação do modelo de Hobart

Método	Erro Relativo Total (%)						Média
	POÇO 2	POÇO 1	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	
Bellotti	1.1	1.5	0.2	0.6	0.7	2.6	1.1
Amoco	1.1	1.3	0.6	1.1	0.8	0.6	0.9

Tabela 6.3– Erro médio dos modelos Bellotti e Amoco

### Conclusões:

- Após a calibração os modelos tiveram os seguintes erros médios:
  - Hobart – 0.7%
  - Amoco – 0.9%
  - Gardner – 1.0%
  - Bellotti – 1.1%
- O modelo de Hobart apresentou melhor desempenho e o valor do parâmetro de calibração X que minimizou o erro médio dos poços variou de 2.1 a 2.5.
- Todos os modelos apresentaram erros muito pequenos resultando numa variação máximo menor que 0.5ppg. Pelo modelo de Amoco apresentar um bom resultado, pode-se concluir que na falta total de dados ele poderá ser usado com razoável confiança para estimativa de sobrecarga.

#### 6.4.2 – Modelos para Pressão de Poros

A estimativa de pressão de poros depende da curva de compactação normal da formação. É importante ressaltar que para diferentes litologias devem-se utilizar diferentes curvas de compactação normal, uma vez que diferentes litologias podem apresentar grandes variações de porosidade e, portanto, diferentes curvas de compactação normal. A litologia que preponderou nas formações e que foi usado neste estudo é o folhelho.

Os seguintes modelos de curvas de tendência de compactação normal foram usados:

- Tendência de compactação reta.
- Tendência de compactação curva de Bowers.
- Tendência de compactação curva de Tomasi.
- Tendência de compactação curva de Miller.

Os modelos para estimativa de pressão de poros usados no presente estudo foram:

- Modelo de Eaton.
- Método da profundidade Equivalente.

Naturalmente, é possível combinar os modelos de estimativa de pressão de poros com as diferentes curvas de tendência de compactação normal. Neste estudo foram avaliadas as seguintes combinações de modelos e curvas:

- Modelo de Eaton com curva de Bowers.
- Modelo de Eaton com curva reta.
- Modelo de Eaton com curva de Tomasi.
- Modelo de Eaton com curva de Miller.
- Método da Profundidade Equivalente com curva de Bowers.

Para a curva de Bowers (eq. 3.9), foram usados os valores de  $180\mu\text{s}/\text{pé}$  para a velocidade sônica no leito marinho e  $8,75\text{ppg}$  para pressão de poros normal. Como esta curva apresenta dois parâmetros de calibração, primeiro

ajustou o parâmetro A mantendo o parâmetro B constante e igual a 0,724. Em seguida, usando o valor otimizado (menor erro médio) de “A”, calibrou-se o parâmetro “B”

Para a curva de Tomasi (eq. 3.12), após alguns exercícios, assumiu-se o tempo de trânsito da formação igual a 55  $\mu\text{s}/\text{pé}$  e calibrou-se o índice de compactação normal da rocha  $I_c$ .

Para a curva de Miller (eq. 3.10), foram usados os valores de 180 $\mu\text{s}/\text{pé}$  para a velocidade sônica no leito marinho e 8,75ppg para pressão de poros normal.

A calibração do expoente de Eaton não se aplica neste estudo porque a maior parte da formação apresenta pressão de poros normal. Quando o expoente é igual a um, a pressão de poros estimada será a pressão de poros normal. Portanto, o erro médio seria tão menor quanto mais próximo o expoente fosse igual a um pois o erro tenderia a zero na maior parte da formação que possui pressão de poros normal.

Durante a calibração não foi feito nenhum ajuste nos valores estimados de pressão de poros que forçosamente estão errados como pressão de poros menor que 8,5 ppg ou pressão de poros muito maior que o peso do fluido de perfuração utilizado sem registro de influxo. Este ajuste poderia comprometer o processo de calibração dos modelos. Este ajuste e interpretação final devem ser feitos somente com os modelos já calibrados.

Os gráficos a seguir mostram os resultados de estimativa de pressão de poros dos diferentes modelos calibrados. A primeira coluna representa os perfis sônico e as curvas de compactação normal. A segunda coluna representa as curvas de pressão de poros em lb/gal e a terceira coluna representa os erros médios.

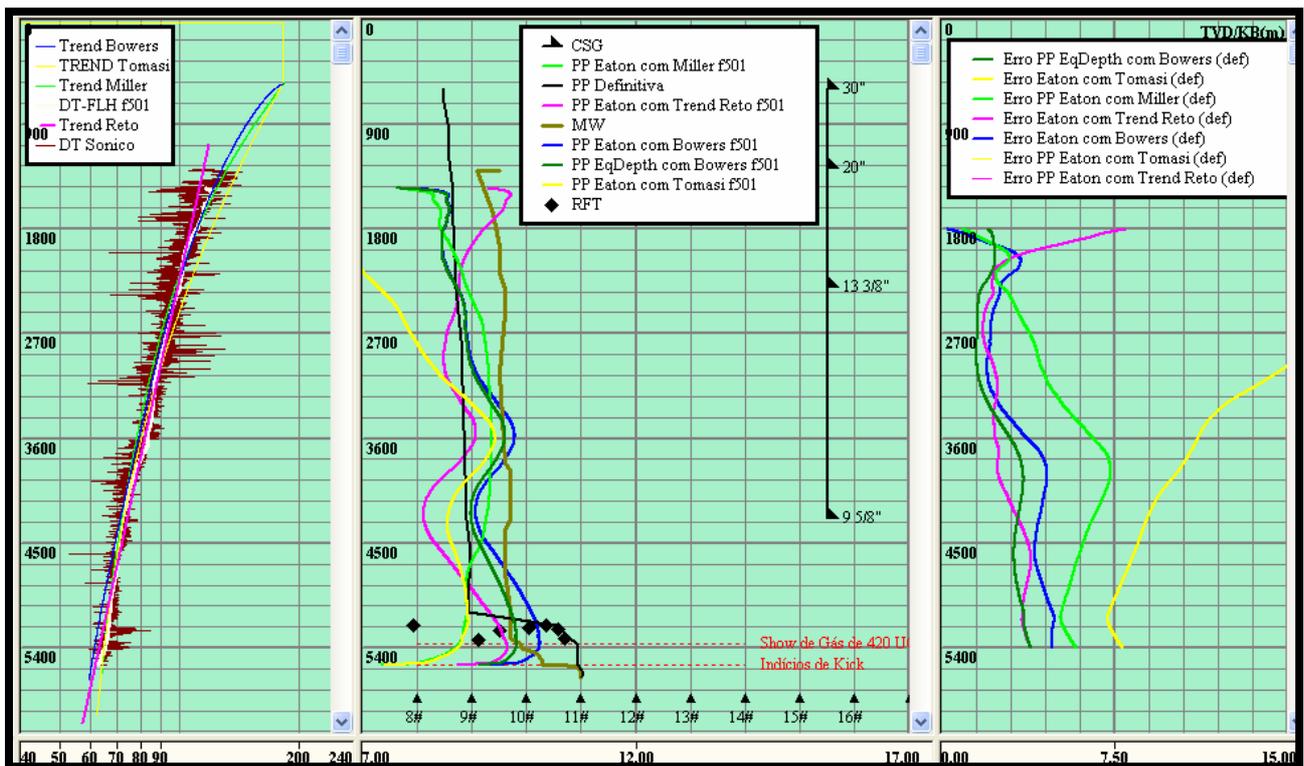


Figura 6.13– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 1

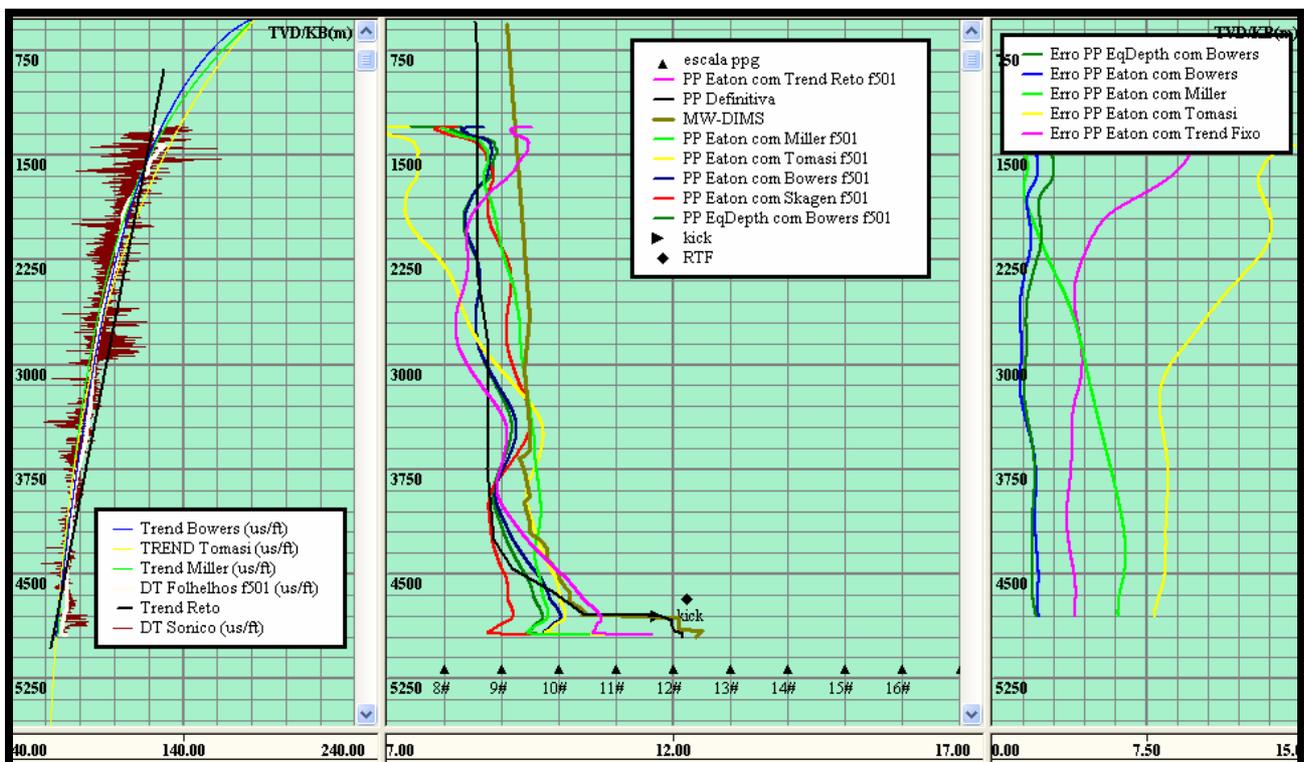


Figura 6.14– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 2

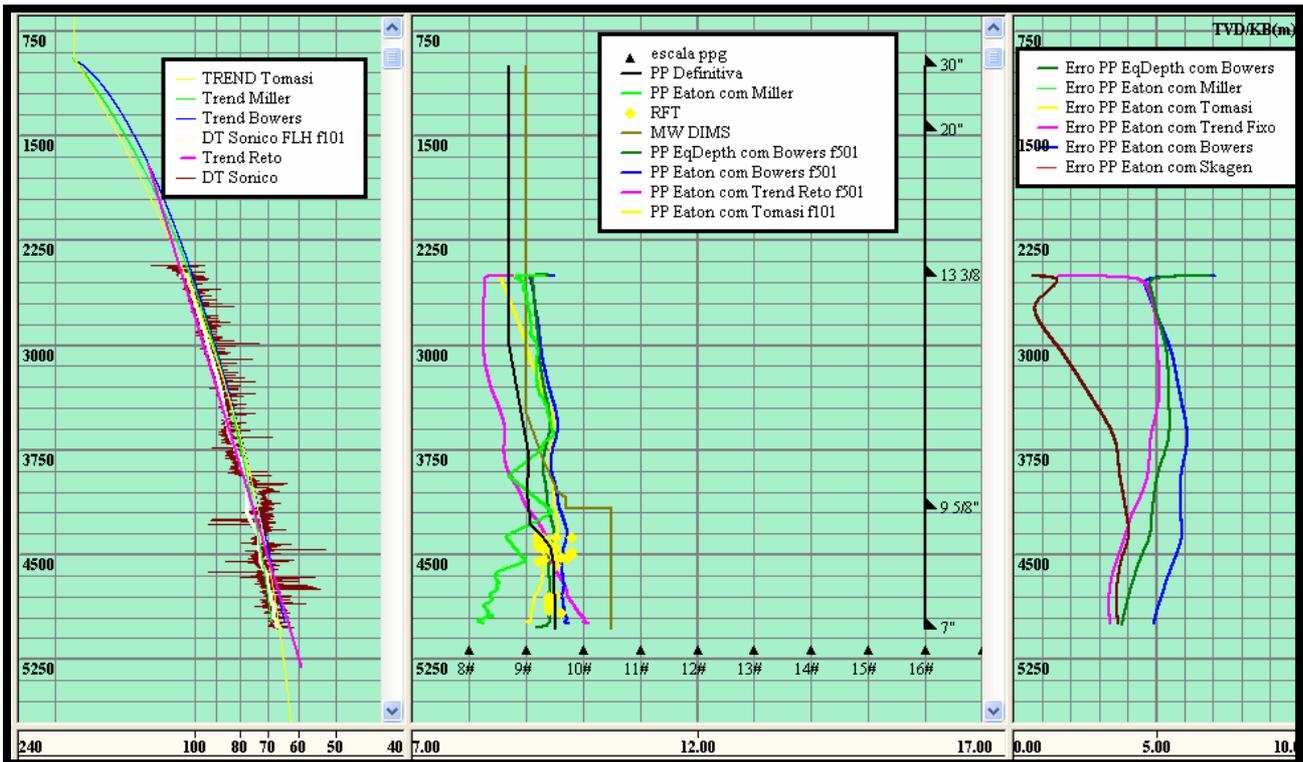


Figura 6.15 – Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 3

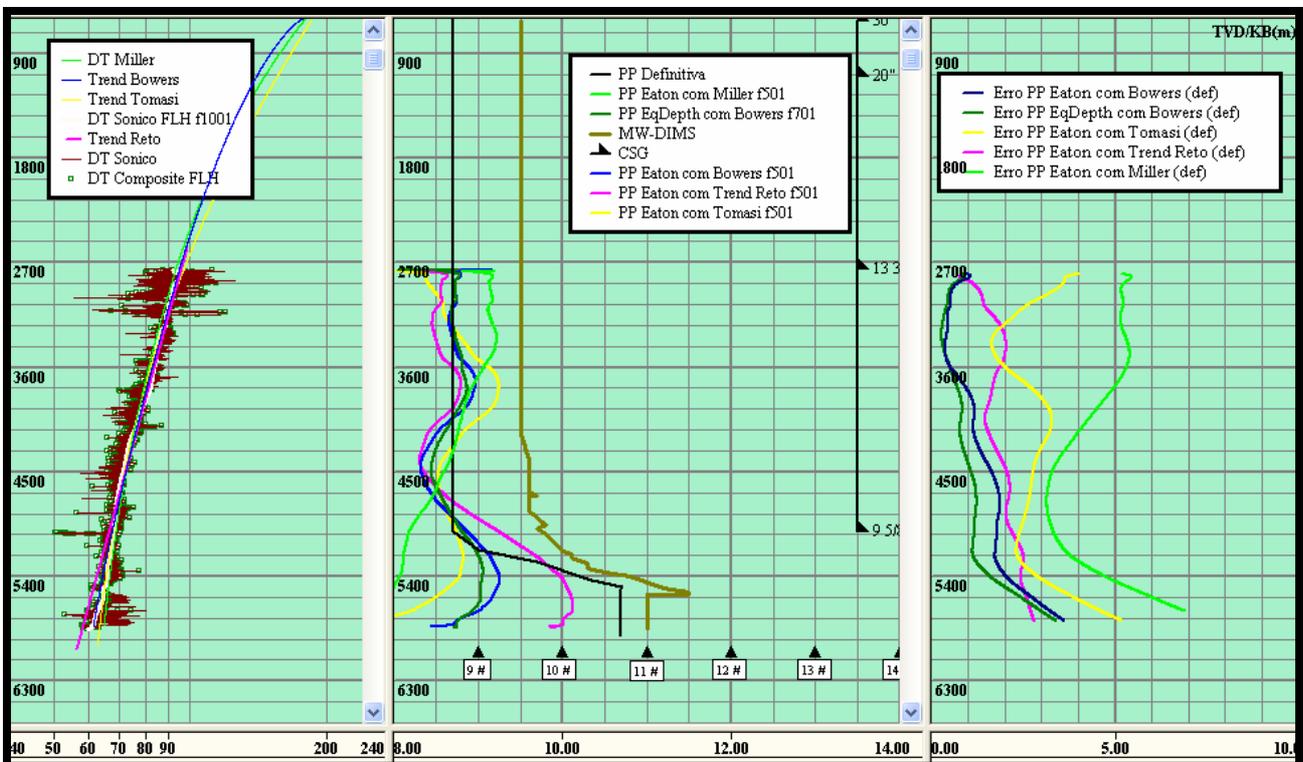


Figura 6.16– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 4

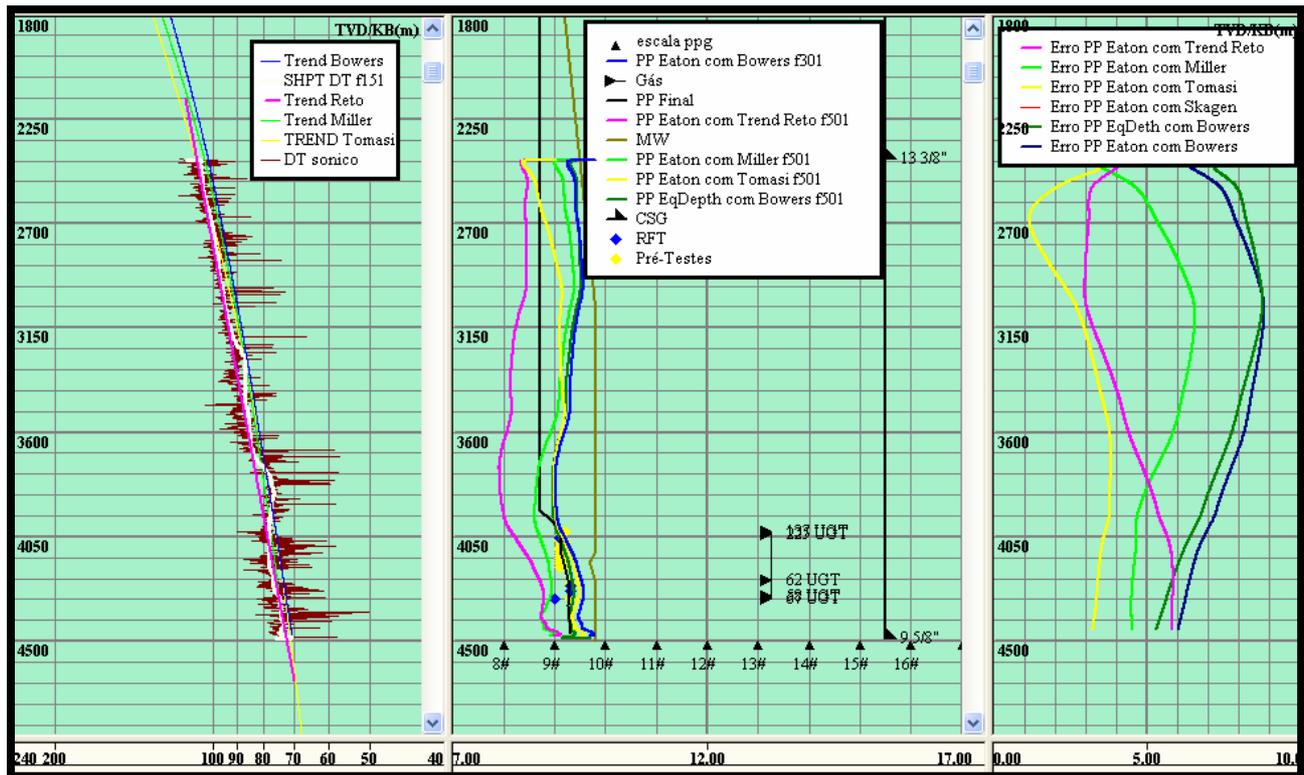


Figura 6.17– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 5

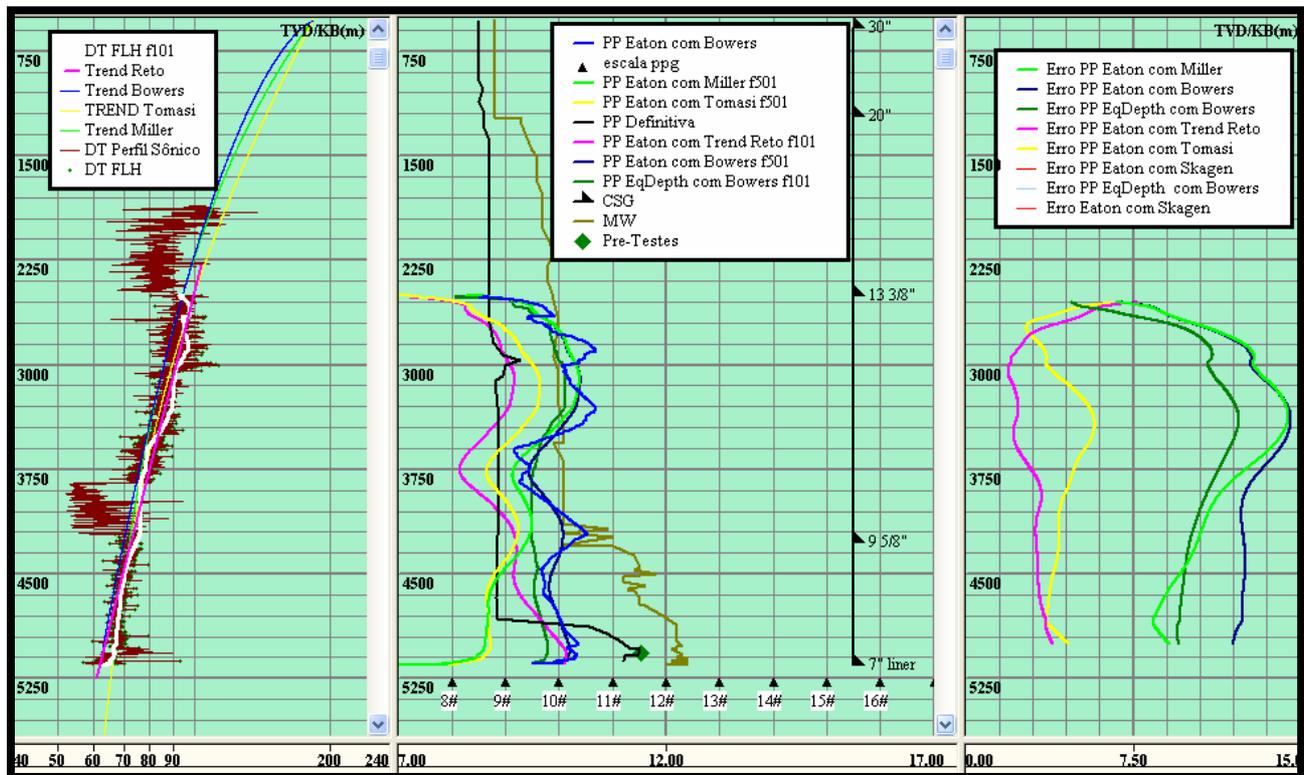


Figura 6.18– Calibração dos modelos de Pressão de Poros do POÇO 6

As tabelas abaixo mostram os erros durante a calibração dos modelos. Todos os poços recebera o mesmo grau de confiabilidade, pois de maneira geral, possuem os mesmos de dados como peso de fluido de perfuração e RFT no reservatório.

<b>Trend de Bowers &amp; Método de Eaton</b>							
<b>A</b>	<b>Erro Médio Total (%)</b>						<b>Média</b>
	<b>POÇO 2</b>	<b>POÇO 1</b>	<b>POÇO 3</b>	<b>POÇO 4</b>	<b>POÇO 5</b>	<b>POÇO 6</b>	
<b>13.5</b>	10.1	13.8	25.0	10.0	16.4	20.0	15.9
<b>14.0</b>	5.4	8.1	20.6	4.0	11.0	14.0	10.5
<b>14.2</b>	3.5	6.1	18.1	2.6	9.7	11.4	8.6
<b>14.4</b>	3.2	5.2	16.0	2.8	7.7	9.1	7.3
<b>14.6</b>	3.2	4.3	14.2	3.8	6.1	8.2	6.6
<b>14.8</b>	4.2	3.9	12.5	5.5	4.9	6.6	6.3
<b>15.0</b>	5.4	4.6	10.5	7.4	4.1	5.0	6.2
<b>15.2</b>	6.7	5.6	8.7	9.3	3.8	4.3	6.4
<b>15.4</b>	8.0	7.1	7.3	11.1	3.4	4.1	6.8
<b>15.6</b>	9.5	8.5	6.2	12.7	3.8	4.3	7.5
<b>15.8</b>	10.9	10.0	5.6	14.5	4.2	5.7	8.5
<b>16.0</b>	12.4	11.5	4.8	16.4	5.0	6.6	9.5
<b>16.2</b>	13.7	12.8	4.5	18.0	6.5	8.2	10.6
<b>17.0</b>	19.1	18.6	4.6	24.3	11.7	14.0	15.4

Tabela 6.4– Erro médio ao se utilizar a curva de Bowers e o modelo de Eaton

<b>Trend de Bowers &amp; Método da Profundidade Equivalente</b>							
<b>A</b>	<b>Erro Médio Total (%)</b>						<b>Média</b>
	<b>POÇO 2</b>	<b>POÇO 1</b>	<b>POÇO 3</b>	<b>POÇO 4</b>	<b>POÇO 5</b>	<b>POÇO 6</b>	
<b>13.5</b>	10.1	13.8	18.7	8.8	12.5	15.7	13.3
<b>14.0</b>	5.4	8.1	15.3	4.0	9.0	11.6	8.9
<b>14.2</b>	3.5	6.1	14.2	2.6	7.7	10.0	7.4
<b>14.4</b>	3.2	5.2	13.1	2.1	6.1	8.2	6.3
<b>14.6</b>	3.2	4.3	11.8	2.6	5.0	6.8	5.6
<b>14.8</b>	4.2	3.9	10.4	3.7	3.7	5.6	5.3
<b>15.0</b>	5.4	4.6	9.0	5.3	3.4	4.8	5.4
<b>15.2</b>	6.7	5.6	7.6	6.6	3.3	4.3	5.7
<b>15.4</b>	8.0	7.1	6.3	8.1	3.4	3.6	6.1
<b>15.6</b>	9.5	8.5	5.5	9.4	3.8	3.4	6.7
<b>15.8</b>	10.9	10.0	4.9	10.6	4.2	4.3	7.5
<b>16.0</b>	12.4	11.5	4.8	12.0	5.0	5.6	8.6
<b>16.2</b>	13.7	12.8	4.5	13.3	5.7	6.6	9.4
<b>17.0</b>	19.1	18.6	5.6	18.0	10.1	11.0	13.7

Tabela 6.5 – Erro médio ao se utilizar a curva de Bowers e o método da Profundidade Equivalente

<b>Trend de Bowers - Método de Eaton</b>							
<b>B</b>	<b>Erro Médio Total (%)</b>						<b>Média</b>
	<b>POÇO 2</b>	<b>POÇO 1</b>	<b>POÇO 3</b>	<b>POÇO 4</b>	<b>POÇO 5</b>	<b>POÇO 6</b>	
<b>0.715</b>	4.5	8.7	21.1	4.3	13.2	14.7	11.1

<b>0.718</b>	2.2	5.6	17.5	3.4	10.0	10.9	8.3
<b>0.720</b>	2.2	4.3	14.9	4.3	7.8	8.6	7.0
<b>0.722</b>	3.4	3.9	12.8	6.8	5.8	6.8	6.6
<b>0.724</b>	5.5	4.2	10.4	9.1	4.1	5.6	6.5
<b>0.726</b>	7.6	5.9	8.3	11.6	2.9	4.2	6.8
<b>0.728</b>	9.6	7.7	6.6	14.0	2.6	4.2	7.5
<b>0.730</b>	11.5	9.8	5.5	16.6	2.5	5.5	8.6
<b>0.732</b>	13.4	11.8	4.5	19.1	3.9	7.4	10.0
<b>0.735</b>	16.5	15.1	3.5	22.8	6.6	10.3	12.5
<b>0.740</b>	21.2	22.0	6.3	28.2	10.8	15.0	17.3

Tabela 6.6 – Erro médio ao se utilizar a curva de Bowers e o método de Eaton

<b>Trend de Bowers - Método da Profundidade Equivalente</b>							
<b>B</b>	<b>Erro Médio Total (%)</b>						<b>Média</b>
	<b>POÇO 2</b>	<b>POÇO 1</b>	<b>POÇO 3</b>	<b>POÇO 4</b>	<b>POÇO 5</b>	<b>POÇO 6</b>	
<b>0.715</b>	4.5	8.1	16.1	3.9	10.6	12.5	9.3
<b>0.718</b>	2.2	5.2	5.2	3.2	8.4	9.4	5.6
<b>0.720</b>	2.2	3.9	3.9	3.4	6.6	7.4	4.6
<b>0.722</b>	3.1	3.2	3.2	5.1	4.9	5.8	4.2
<b>0.724</b>	4.5	3.4	3.4	6.9	3.6	4.8	4.4
<b>0.726</b>	6.3	4.7	4.7	8.9	2.6	3.9	5.2
<b>0.728</b>	8.0	6.1	6.1	10.8	2.5	3.3	6.1
<b>0.730</b>	9.6	7.5	7.5	12.5	2.6	4.2	7.3
<b>0.732</b>	11.5	9.0	9.0	14.1	3.4	5.6	8.8
<b>0.735</b>	14.0	11.6	11.6	17.0	5.5	8.0	11.3
<b>0.740</b>	17.7	15.7	15.7	21.2	9.3	11.8	15.2

Tabela 6.7 – Erro médio ao se utilizar a curva de Bowers e o método de da Profundidade Equivalente

<b>Trend de Miller - Método de Eaton</b>							
<b><math>\lambda</math></b>	<b>Erro Médio Total (%)</b>						<b>Média</b>
	<b>POÇO 2</b>	<b>POÇO 1</b>	<b>POÇO 3</b>	<b>POÇO 4</b>	<b>POÇO 5</b>	<b>POÇO 6</b>	
<b>0.00013</b>	32.0	25.8	33.5	23.0	25.5	29.9	28.3
<b>0.00015</b>	14.1	10.3	18.8	8.7	10.8	13.9	12.8
<b>0.00016</b>	8.9	6.1	12.6	7.5	5.1	9.0	8.2
<b>0.00017</b>	7.0	5.5	7.3	8.8	4.1	6.9	6.6
<b>0.00018</b>	7.0	8.4	3.9	11.2	5.6	7.0	7.2
<b>0.00019</b>	9.4	12.2	4.4	14.6	8.9	9.5	9.8
<b>0.00021</b>	15.6	18.5	8.3	20.8	16.0	15.8	15.8
<b>0.00023</b>	20.9	23.5	13.6	26.0	21.3	20.9	21.0

Tabela 6.8 – Erro médio ao se utilizar a curva de Miller e o método de Eaton

<b>Trend de Tomasi &amp; Eaton</b>							
<b><math>I_c</math></b>	<b>Erro Médio Total (%)</b>						<b>Média</b>
	<b>POÇO 2</b>	<b>POÇO 1</b>	<b>POÇO 3</b>	<b>POÇO 4</b>	<b>POÇO 5</b>	<b>POÇO 6</b>	
<b>0.0002</b>	27	27	31	26	23	18	25.3
<b>0.00022</b>	13	13	18	10	10	5.2	11.5
<b>0.00023</b>	9.5	8	12	5	4	4.3	7.1

<b>0.00024</b>	<b>9.5</b>	<b>8</b>	7.5	<b>3.3</b>	<b>2.2</b>	7.5	<b>6.3</b>
<b>0.00026</b>	12	11	<b>4</b>	11	8.5	15	10.3
<b>0.00028</b>	17	16	8	18	16	20	15.8
<b>0.00030</b>	22	21	14	24	21	26	21.3
<b>0.00032</b>	26	26	19	28	26	30	25.8
<b>0.00035</b>	32	34	25	34	32	35	32.0

Tabela 6.9 – Erro médio ao se utilizar a curva de Tomasi e o método de Eaton

<b>Trend Reto - Método de Eaton</b>							
<b>Coefficientes</b>	<b>POÇO 2</b>	<b>POÇO 1</b>	<b>POÇO 3</b>	<b>POÇO 4</b>	<b>POÇO 5</b>	<b>POÇO 6</b>	<b>Média</b>
<b>a (<math>\mu\text{s}/\text{ft}</math>) ML</b>	135.0	124.9	140.3	122.7	135.2	131.4	131.6
<b>b (<math>\mu\text{s}/\text{ft}^2</math>)</b>	-0.0049	-0.0038	-0.0057	-0.0037	-0.0052	-0.0045	-0.0046
<b>Erro min (%)</b>	15.8	3.7	3.2	3.5	5.3	4.3	<b>6.0</b>

Tabela 6.10 – Erro médio ao se utilizar a curva reta e o método de Eaton

## Conclusões

- A tabela abaixo resume o resultado da calibração dos modelos:

<b>Curva de Compactação</b>	<b>Modelo de Pressão de Poros</b>	<b>Parametro de Calibração</b>	<b>Valor</b>	<b>Erro médio</b>	<b>Posição</b>
<b>Bowers</b>	Eaton	A	15	6.5	3
		B	0.724		
<b>Bowers</b>	Prof. Equivalente	A	15	4.2	1
		B	0.722		
<b>Tomasi</b>	Eaton	lc	0.00024	6.3	2
<b>Miller</b>	Eaton	$\lambda$	0.00017	6.6	4

Tabela 6.11 – Resumo e classificação dos modelos de curva de compactação normal

- O uso da curva reta de compactação normal deve ser restrita uma vez que ela pode causar significativos erros como aconteceu no poço 2.
- A aplicação da curva de compactação de Bowers e do método da Profundidade Equivalente apresentou o menor erro relativo usando os mesmos parâmetros em todos os poços.
- Durante a filtragem dos dados de sônico, é fator chave de sucesso selecionar os dados pertencente a mesma litologia para não conduzir o analista a interpretações errôneas. Algumas vezes o perfil de raios

gama não é suficiente para efetuar esta filtragem sendo necessário fazer uso da coluna litológica real.

### **6.4.3 – Modelos para Pressão de Fratura**

A maioria dos métodos para estimativa de pressão de fratura analisados neste trabalho divergem basicamente no cálculo ou estimativa do coeficiente de empuxo horizontal (k). A calibração dos modelos se baseia no próprio dado obtido durante a execução que é o LOT. Assim não existe um método indireto que associa alguma outra variável com a pressão de fratura. Portanto, não faz sentido analisar os diferentes métodos uma vez que todos recorrem ao mesmo dado para calibrar seus modelos. No entanto, a análise de incerteza dos dados de LOT é muito importante pois ele sofre influência de alguns fatores. Este estudo será efetuado na etapa de análise de incertezas.

## **6.5 – Análise de Incertezas**

O estudo de incertezas para estimativa de geopressões considera as variáveis e premissas que influenciam seu estudo. Esta abordagem probabilística torna o estudo mais realístico. A análise de incertezas para pressão de sobrecarga, pressão de poros e pressão de fratura envolverá a definição de uma região limitada pelas curvas pessimista (P10) e otimista (P90) e mais provável (P50). Devido à consideração de terem-se poucas variáveis aleatórias e para ser conservador não será empregado o Método de Monte Carlo. Chama-se curva pessimista a curva de geopressões que restringe a janela operacional e curva otimista aquela que alarga a janela operacional e mais provável aquela com maior probabilidade de ocorrência. A seguir será mostrado como as curvas pessimista, otimista e mais provável são elaboradas através das variáveis e premissas contempladas no estudo.

### **6.5.1 – Pressão de Sobrecarga**

As variáveis analisadas no estudo de incerteza da pressão de sobrecarga são:

- Densidade no leito marinho. Esta densidade é usada para completar o trecho superficial onde não se tem a estimativa de densidade.
- Modelo de estimativa de densidade. Será usado o modelo de Hobart que apresentou menor erro médio.

O intervalo da variável de calibração do modelo de Hobart será limitado pelos valores que calibraram (menor erro médio) todos os poços retro analisados. A tabela abaixo mostra os valores das variáveis para elaboração das curvas probabilística de pressão de sobrecarga (OBG P10, OBG P50, OBG P90).

<b>Variáveis ou premissas</b>	<b>Unidade / descrição</b>	<b>OBG P10 (pessimista)</b>	<b>OBG P50 (mais provável)</b>	<b>OBG P90 (otimista)</b>
<b>Densidade no leito marinho</b>	g/cm <sup>3</sup>	1.90	1.95	2.00
<b>Modelo de Hobart</b>	parâmetro de Calibração	2.1	2.2	2.5
<b>Premissas</b>	-	não	não	não

Tabela 6.12 – Variáveis e premissas usadas na análise de incertezas da pressão de sobrecarga

### 6.5.2 – Pressão de Poros

A definição do intervalo de valores que as variáveis podem assumir será baseada por meio dos resultados obtidos da calibração dos modelos de estimativa de geopressões.

As variáveis que serão analisadas são:

- Curva de compactação normal. Será utilizada a curva de Bowers com o método da profundidade equivalente pois apresentou o menor erro médio.
- Pressão de Poros normal. Os valores variaram entre 8.5ppg e 8.8ppg com o valor mais provável de 8.7ppg.
- Curva de sobrecarga. Será utilizada as curvas OBG P10, OBG P50 e OBG P90 de pressão de sobrecarga

As premissas que serão estudadas são:

- Presença do efeito Centróide.

- Conectividade do reservatório inclinado.

Variáveis ou premissas	Unidade / descrição	P10 (otimista)	P50 (mais provável)	P90 (pessimista)
Curva de Bowers	Parâmetro A / B	A=15.0 B=0.718	A=15.0 B=0.724	A=15.0 B=0.728
Pressão de Poros normal	ppg	8.5	8.7	8.8
Curva de Sobrecarga	-	OBG P10	OBG P50	OBG P90
Efeito Centróide	-	não	sim	sim

Tabela 6.13 – Variáveis e premissas usadas na análise de incertezas da pressão de poros

### 6.5.3 – Pressão de Fratura

Conforme já citado, a maioria dos modelos difere basicamente no cálculo do coeficiente de empuxo horizontal ( $k$ ). Todos os modelos utilizam diretamente o valor do teste de absorção LOT para calibrar os modelos. No entanto este teste é influenciado por vários fatores como litologia, pressão de poros, formação plástica, estado de tensão ao redor do poço e erro de interpretação.

O objetivo desta análise é lançar mão da estatística para identificar e classificar as incertezas. Devido ao grande número de incertezas, a análise conjunta das mesmas torna inconclusiva a correlação do coeficiente de empuxo horizontal com a profundidade. A figura 6.19 demonstra isto. Esta tabela contém os valores de  $k$  obtidos diretamente do teste de absorção sem algum tratamento estatístico.

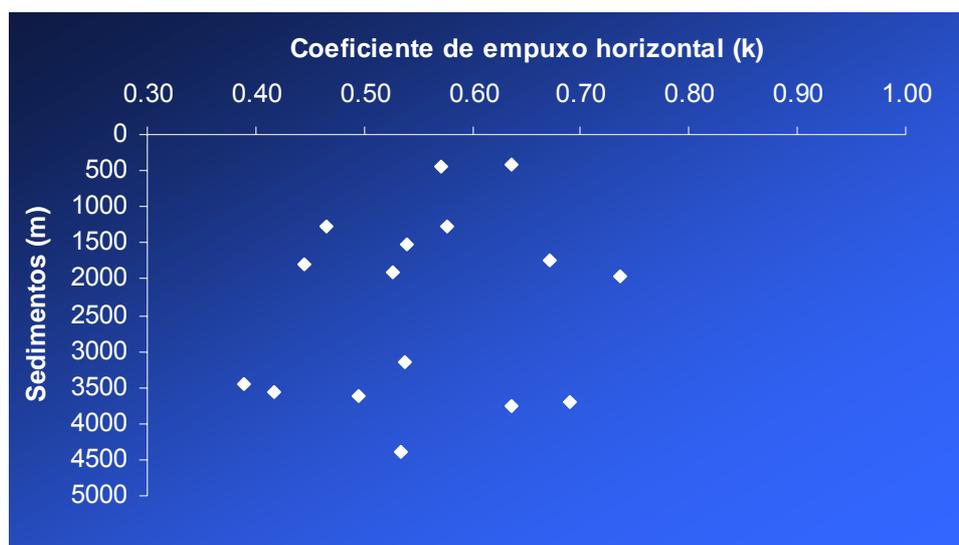


Figura 6.19 – Cálculo de K sem tratamento estatístico

O objetivo do estudo é estimar o  $k$  da região e analisar quantitativamente as incertezas usando todos os dados disponíveis. Este estudo unificado permite avaliar os dados influenciados por fatores que reduzem ou aumentam o valor do gradiente de fratura.

Primeiramente, um gráfico LOT x profundidade de sedimentos será plotado. Este gráfico tenta corrigir os possíveis erros operacionais, influência de diferentes litologias, plasticidade e estado de tensão ao redor do poço. 10% dos dados podem ser excluídos. O gráfico abaixo mostra três retas normalizadas representando a curva inferior (pessimista), central (mais provável) e superior (otimista).

Cada uma destas três curvas calculará o valor do coeficiente de empuxo horizontal. Assim, ter-se-á três conjuntos de  $k$ : P10, P50 e P90. Um segundo gráfico coeficiente de empuxo horizontal x profundidade de sedimentos será plotado. Este gráfico visa corrigir possíveis erros de interpretação de pressão de poros e sobrecarga. Os gráficos utilizados para normalizar estas curvas são do tipo lognormal uma vez que as condições de contorno de  $k$  indicam seu crescimento rápido nas profundidades iniciais e um comportamento assintótico para grandes profundidades. Por fim, ter-se-á três curvas normalizadas lognormal que serão usadas para calcular os gradientes de fratura pessimista (P10), mais provável (P50) e otimista (P90).

A figura 6.20 ilustra a determinação da janela de incertezas delimitada pelas retas.

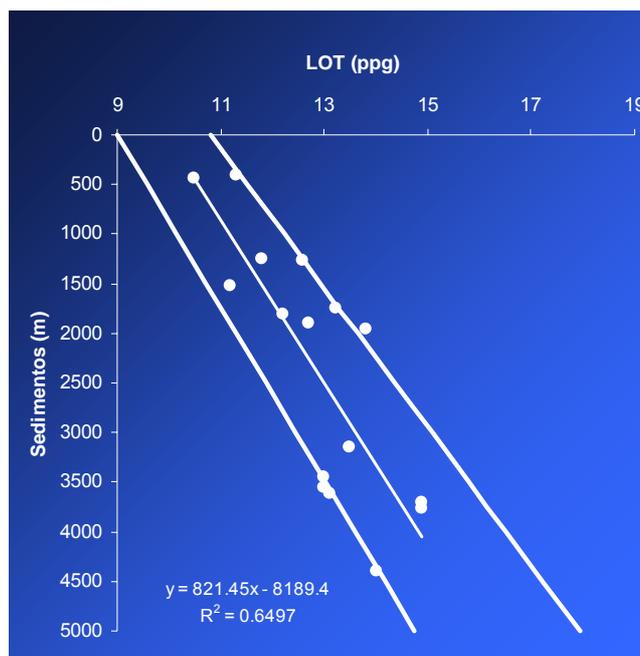


Figura 6.20 – Determinação das retas de LOT P10, P50 e P90

A equação das três retas lineares são do tipo  $LOT(ppg) = a \cdot D(m) + b$ , onde D é a profundidade de sedimentos em metros, a e b são os coeficientes angular e constante respectivamente. A curva pessimista LOT P10 indica que apenas 10% dos dados podem possuir valores menor que o da reta. A curva otimista LOT P90 indica que apenas 10% dos valores de LOT terão valores superiores que o estimado pela equação da reta. A análise dos dados resultou nas seguintes equações:

- Curva pessimista P10:  $LOT(ppg) = 0,00115 \cdot D(m) + 9,0$
- Curva mais provável P50:  $LOT(ppg) = 0,00135 \cdot D(m) + 9,7$
- Curva otimista P90:  $LOT(ppg) = 0,00143 \cdot D(m) + 10,8$

A figura 6.21 ilustra os valores de k calculados pela (eq. 2.40) onde os valores de LOT foram obtidos utilizando as equações das retas determinadas acima e a determinação da linha de tendência lognormal dos valores de k calculados a partir dos valores de LOT utilizando as equações das retas. Conforme já dito, esta aproximação tem por objetivo corrigir os possíveis erros de interpretação de pressão de poros e pressão de sobrecarga.

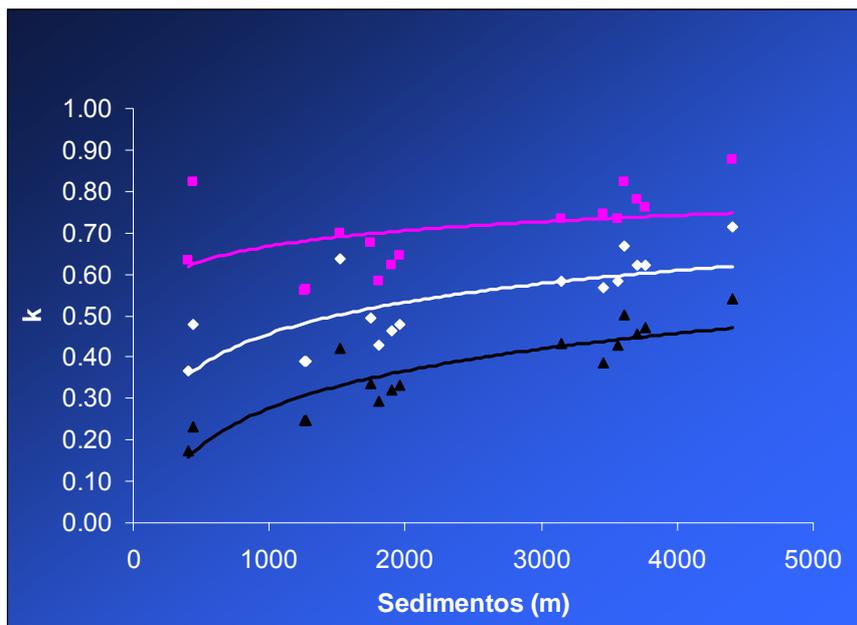


Figura 6.21 – Determinação das curvas de k P10, P50 e P90

As linhas de tendências do tipo lognormal resultaram nas seguintes expressões:

- Curva pessimista P10 (preta):  $k = 0,1301.\ln(D) - 0,622$
- Curva mais provável P50 (branca):  $k = 0,1099.\ln(D) - 0,3028$
- Curva otimista P90 (rosa):  $k = 0,0479.\ln(D) + 0,3528$

A tabela 6.14 contém todos os valores utilizados na análise de incertezas para estimativa de pressão de fratura. As figuras 6.22 e 6.27 ilustram a aplicação da análise de incertezas em todos os seis poços retroanalisados.

POÇO	Profundidade (m)	LDA (m)	Sedimentos (m)	Sobrecarga (ppg)	LOT (ppg)	P. Poros (ppg)	Sobrecarga (psi)	LOT (psi)	K	LOT DA REGIÃO (equação da reta)			K (usando LOT da região)			K DA REGIÃO (equação lognormal)		
										LOT P10	LOT P50	LOT P90	K	K	K	K	K	K
POÇO 2	4,122	509	3613	17.5	13.1	8.75	12306	9212	0.49	13.15	14.6	16.0	0.50	0.67	0.82	0.44	0.60	0.75
POÇO 1	2,294	543	1751	15.5	13.2	8.75	6066	5178	0.67	11.01	12.1	13.3	0.34	0.49	0.67	0.35	0.52	0.71
POÇO 3	2,460	937	1523	13.5	11.2	8.75	5666	4700	0.54	10.75	11.8	13.0	0.42	0.64	0.70	0.33	0.50	0.70
POÇO 4	4,966	565	4401	18.2	14.0	9.20	15419	11861	0.53	14.06	15.6	17.1	0.54	0.72	0.88	0.47	0.62	0.75
POÇO 6	2,487	524	1963	16.3	13.8	8.75	6916	5855	0.74	11.26	12.4	13.6	0.33	0.48	0.64	0.36	0.53	0.72
	4,235	524	3711	18	14.9	9.30	13005	10765	0.69	13.27	14.7	16.1	0.46	0.62	0.78	0.45	0.60	0.75
POÇO 8	1,612	355	1257	15.6	11.8	8.75	4290	3245	0.46	10.45	11.4	12.6	0.25	0.39	0.56	0.31	0.48	0.69
	3,914	355	3559	18.3	13.0	9.20	12219	8680	0.42	13.09	14.5	15.9	0.43	0.58	0.73	0.44	0.60	0.74
POÇO 7	886	450	436	12	10.5	8.75	1814	1587	0.57	9.50	10.3	11.4	0.23	0.48	0.82	0.17	0.37	0.64
POÇO 9	1,457	192	1265	15.6	12.6	8.75	3878	3132	0.58	10.45	11.4	12.6	0.25	0.39	0.56	0.31	0.48	0.69
	3,643	192	3451	17.7	13.0	10.00	11000	8079	0.39	12.97	14.4	15.7	0.39	0.57	0.74	0.44	0.59	0.74
POÇO 10	662	255	407	12.9	11.3	8.75	1457	1276	0.64	9.47	10.3	11.4	0.17	0.37	0.63	0.16	0.36	0.64
	2,157	255	1902	16.4	12.7	8.75	6035	4673	0.53	11.19	12.3	13.5	0.32	0.46	0.62	0.36	0.53	0.71
	3,406	255	3151	17.7	13.5	8.75	10285	7844	0.54	12.62	14.0	15.3	0.43	0.58	0.73	0.43	0.58	0.74
POÇO 11	2,097	288	1809	16.7	12.2	8.75	5974	4365	0.44	11.08	12.2	13.4	0.29	0.43	0.58	0.35	0.52	0.71
	4,057	288	3769	18.5	14.9	8.75	12804	10313	0.64	13.33	14.8	16.2	0.47	0.62	0.76	0.45	0.60	0.75

Tabela 6.14 – Dados para estudo de incerteza da curva de gradiente de fratura

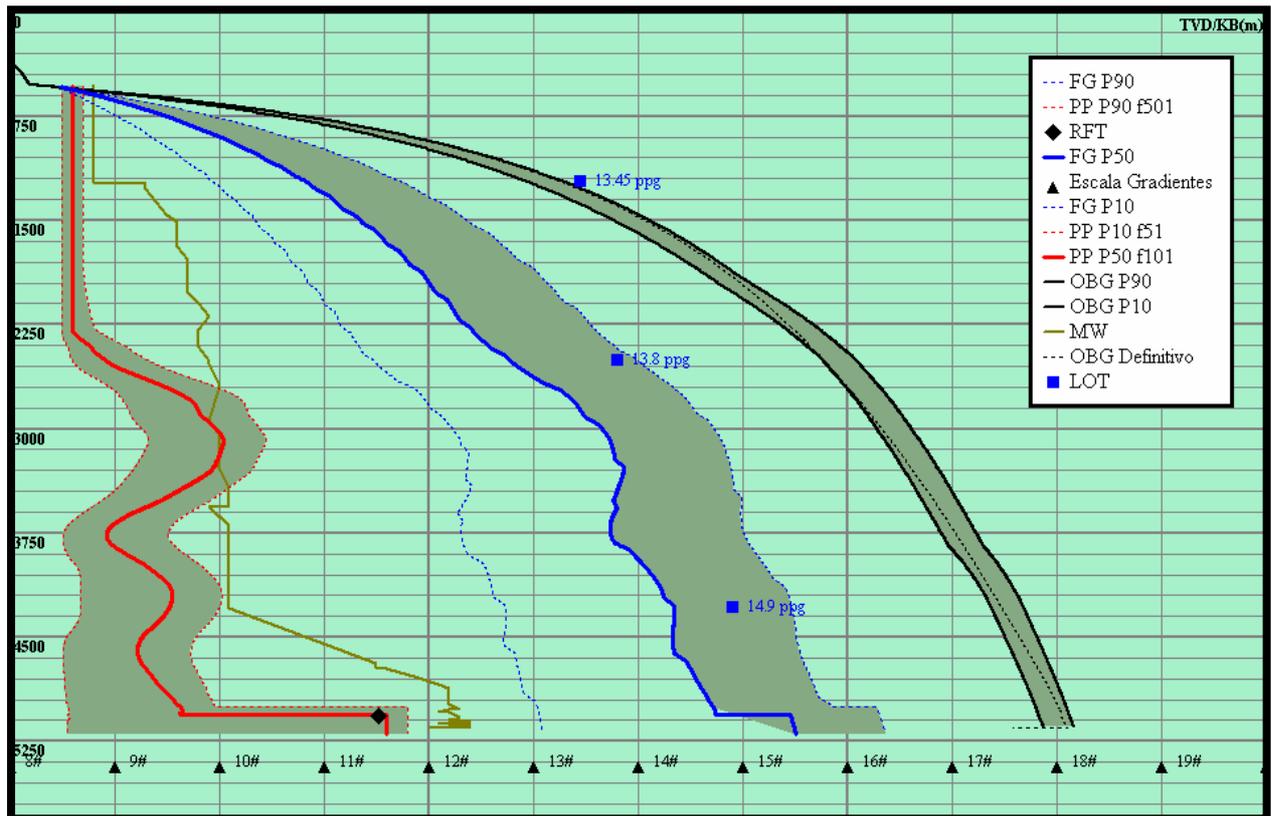


Figura 6.22 – Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 6

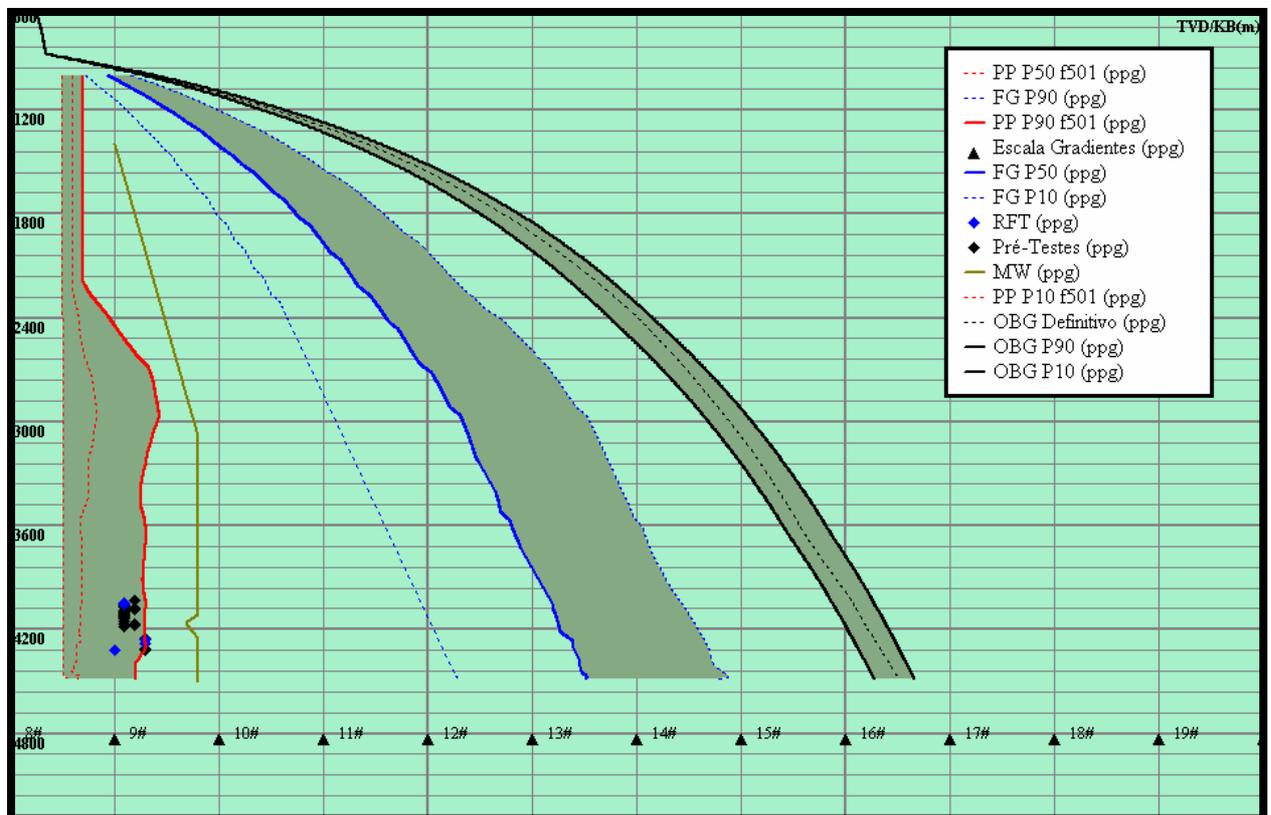


Figura 6.23– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 5

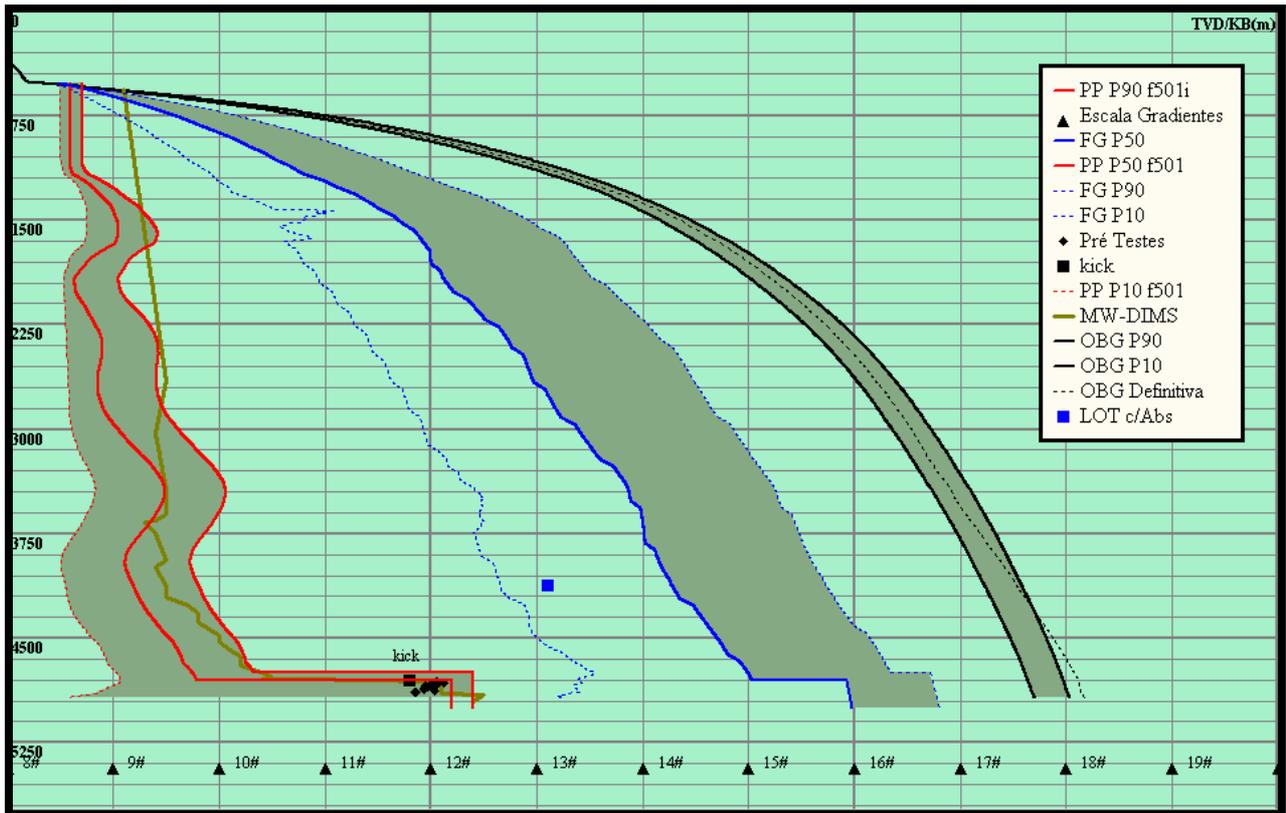


Figura 6.24– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 2

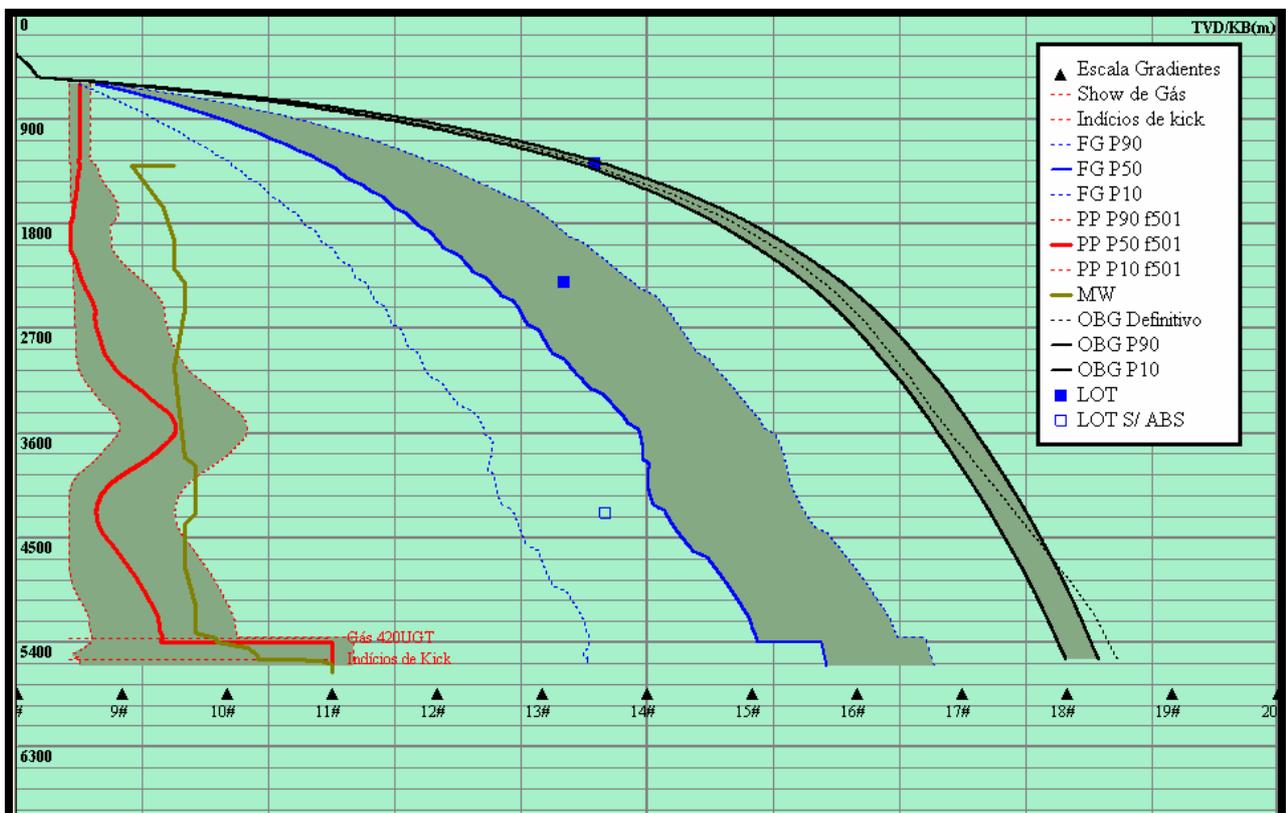


Figura 6.25– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 1

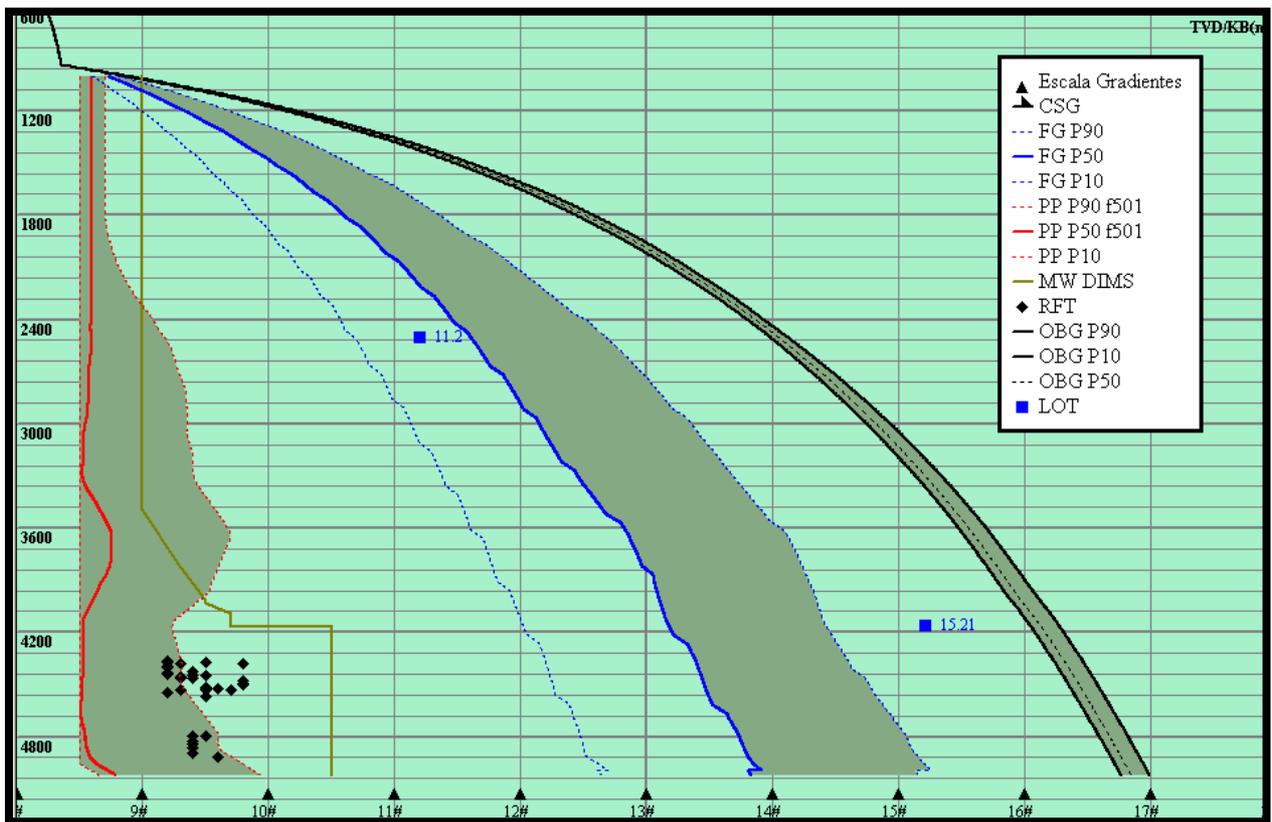


Figura 6.26– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 3

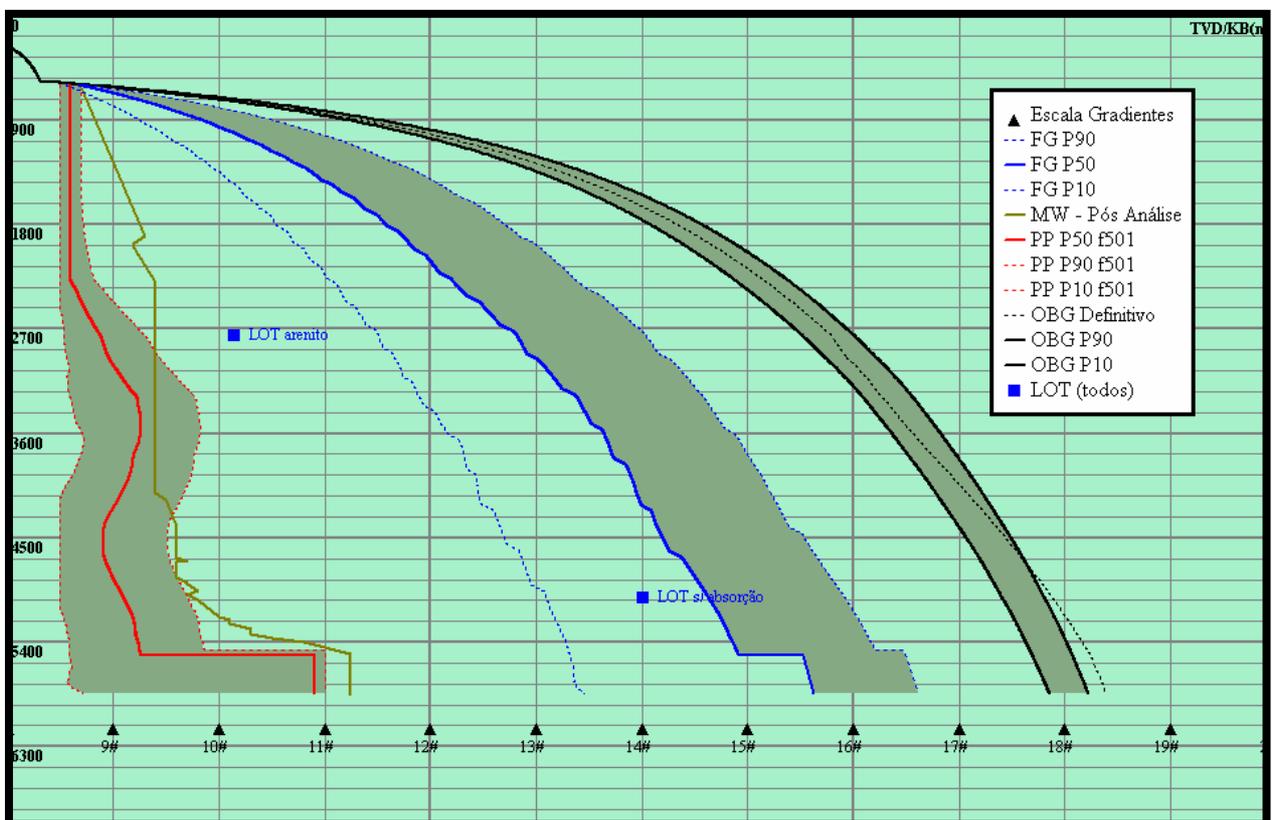


Figura 6.27– Análise de Incertezas de Geopressões do POÇO 4

**Conclusões:**

A curva de sobrecarga apresentou um intervalo de variação pequeno e bem controlado. Praticamente todas as curvas de sobrecarga definitiva estão contidas na janela de incerteza.

A janela de incerteza de pressão de poros retratou bem o cenário da maioria dos poços. No entanto, em alguns casos a janela apresentou alguns desvios ultrapassando o peso de fluido de perfuração ou não cobrindo todos os testes de RFT. Uma possível razão é a influência de diferentes litologias no perfil sônico.

A janela de incerteza de pressão de fratura mostrou ser um importante instrumento para representação dos diferentes fatores que influenciam os valores dos testes de absorção. Esta análise de incerteza serve para explicar porque o resultado do teste de absorção foi aquém do esperado podendo até sugerir que o teste seja refeito.

**6.6 – Aplicação em um poço**

Após investigação dos mecanismos geradores de pressão alta, calibração dos modelos e análise de incertezas, um estudo de geopressões de um novo poço será feito para validar a utilização desta metodologia. O software PREDICT foi utilizado para realização de quase todo o estudo. Todas as estimativas de geopressões dos seis poços serão interligadas gerando assim cubos de geopressões. Cada curva de geopressão terá três cubos representando os cenários pessimista, otimista e mais provável. Após a geração dos cubos de geopressões, será definida a locação do novo poço e exportar-se-á as curvas de geopressões a partir dos cubos de geopressões.

As figuras 6.28 e 6.35 ilustram os cubos de geopressões obtidos através da interpolação dos seis poços retroanalizados. A figura 6.36 mostra a estimativa de geopressões e as janelas de incertezas do novo poço.

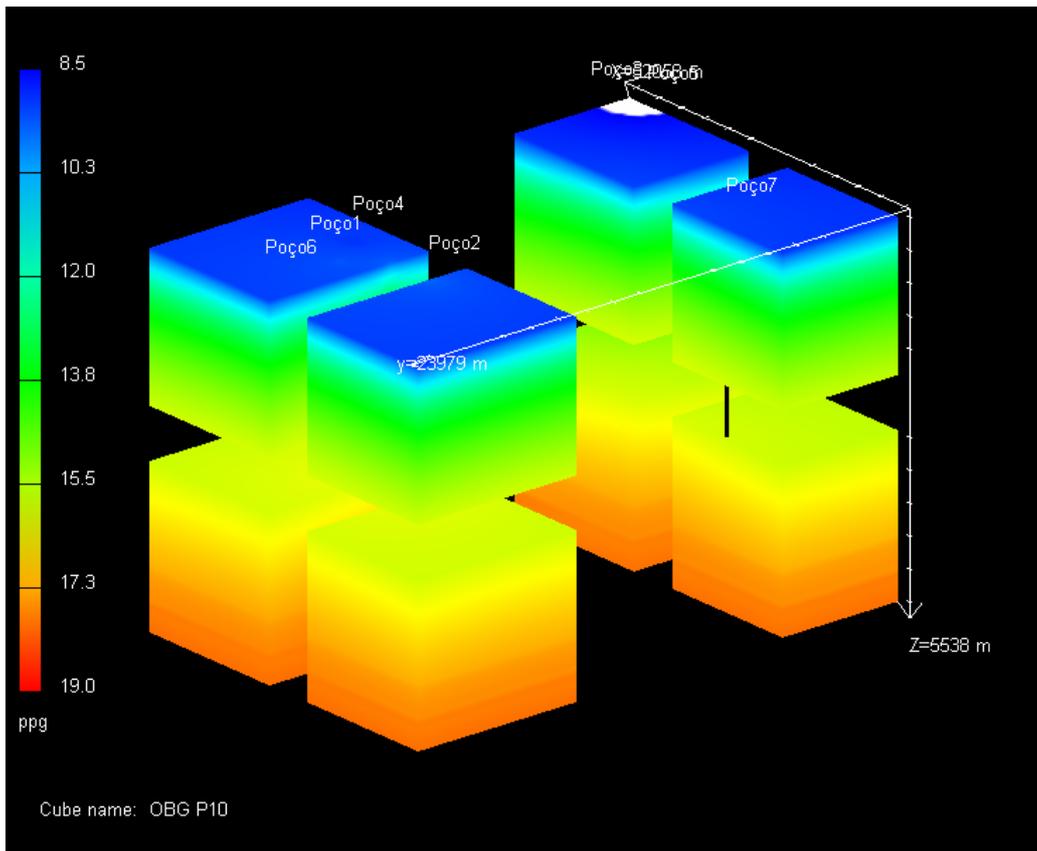


Figura 6.28 – Cubo de pressão de sobrecarga P10

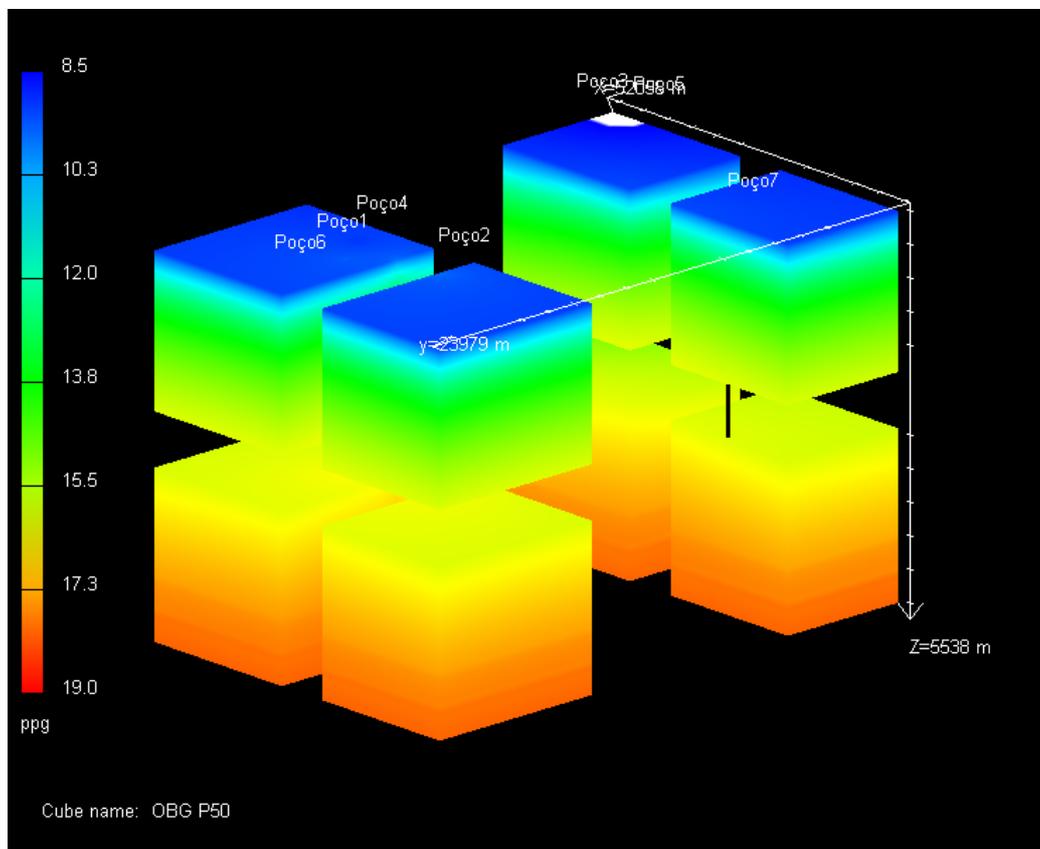


Figura 6.29 – Cubo de pressão de sobrecarga P50

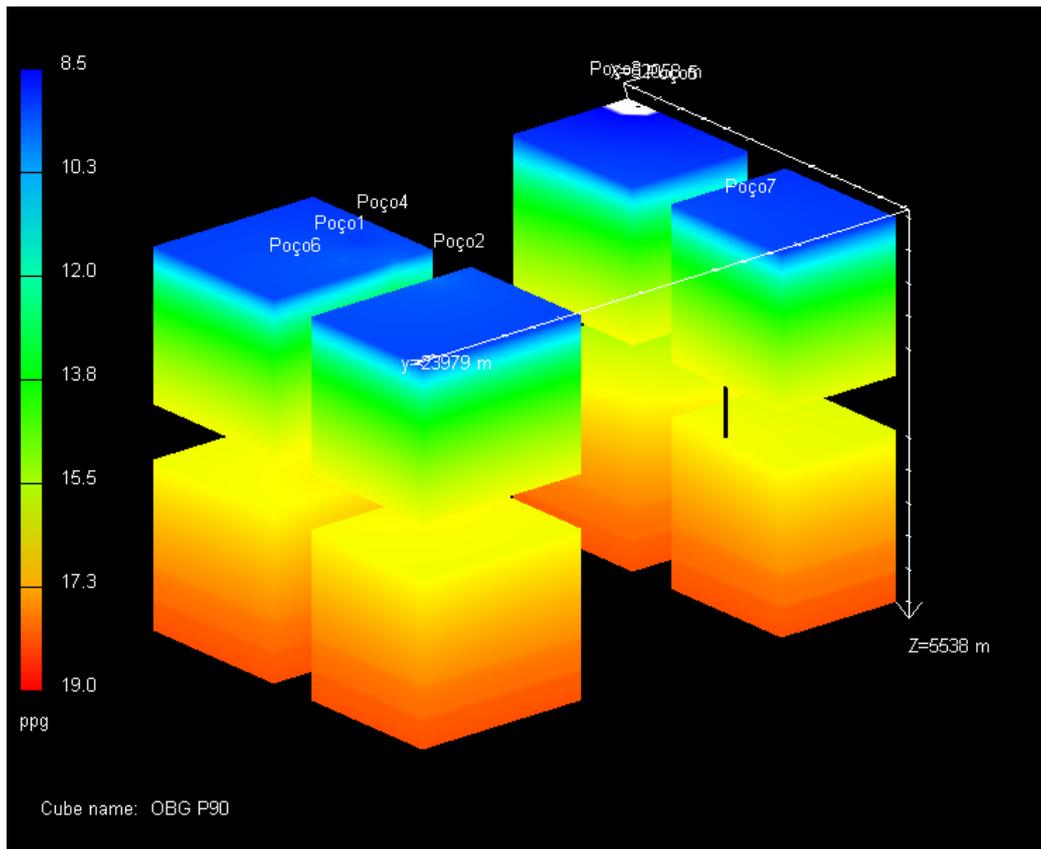


Figura 6.30 – Cubo de pressão de sobrecarga P90

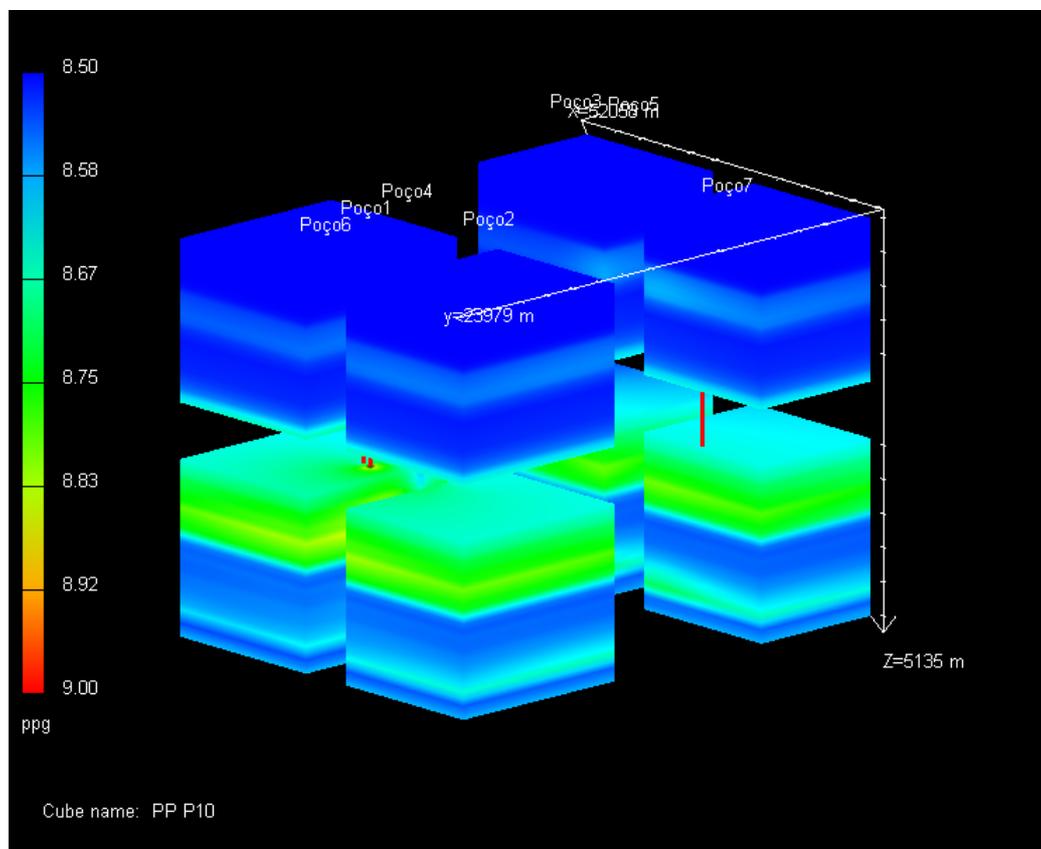


Figura 6.31 – Cubo de pressão de poros P10

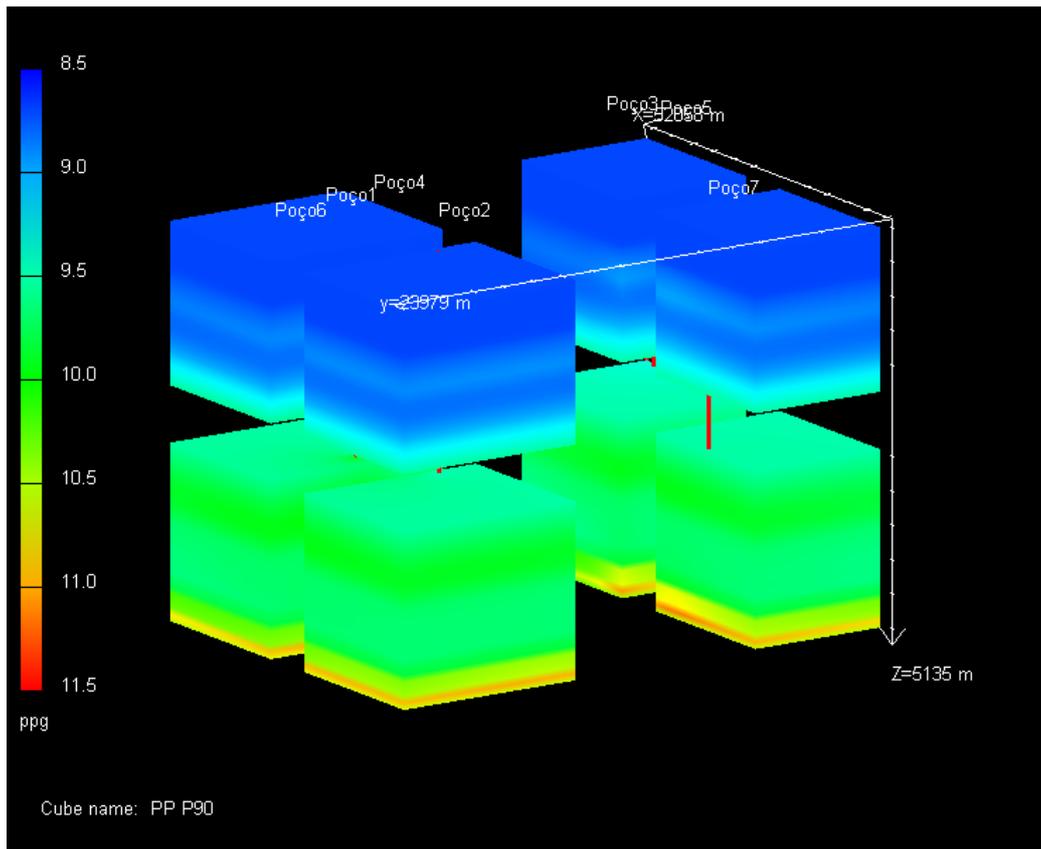


Figura 6.32 – Cubo de pressão de poros P90

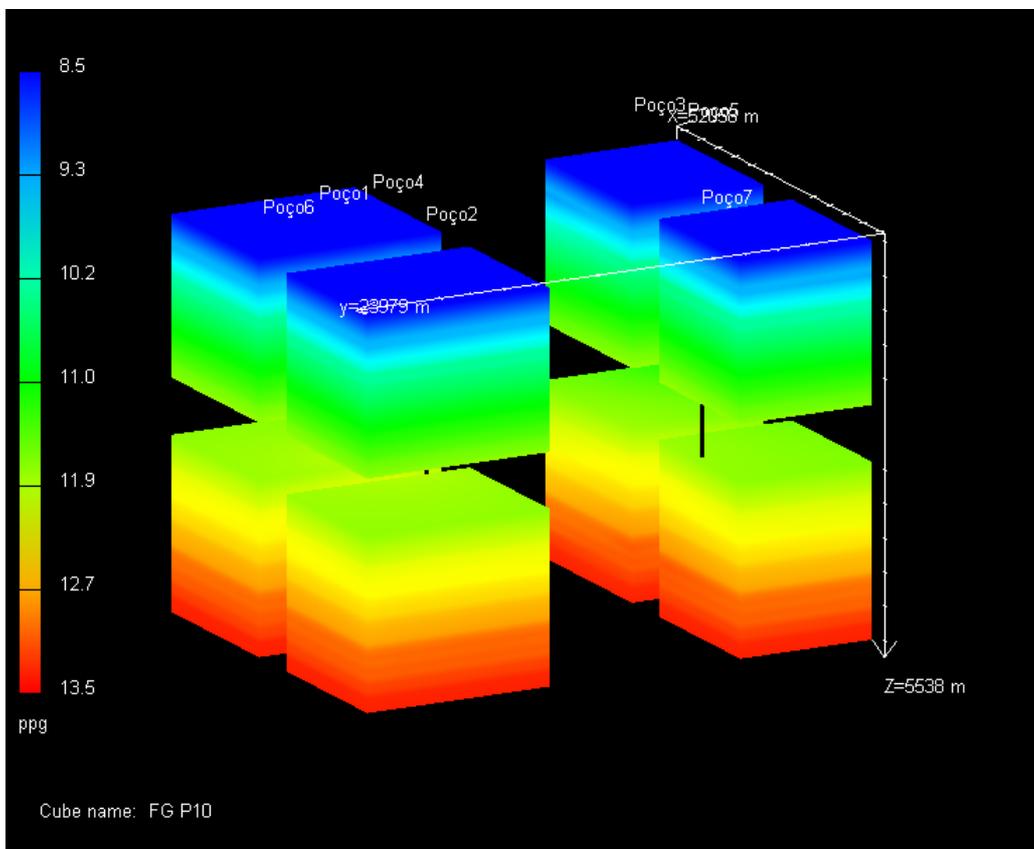


Figura 6.33 – Cubo de pressão de fratura P10

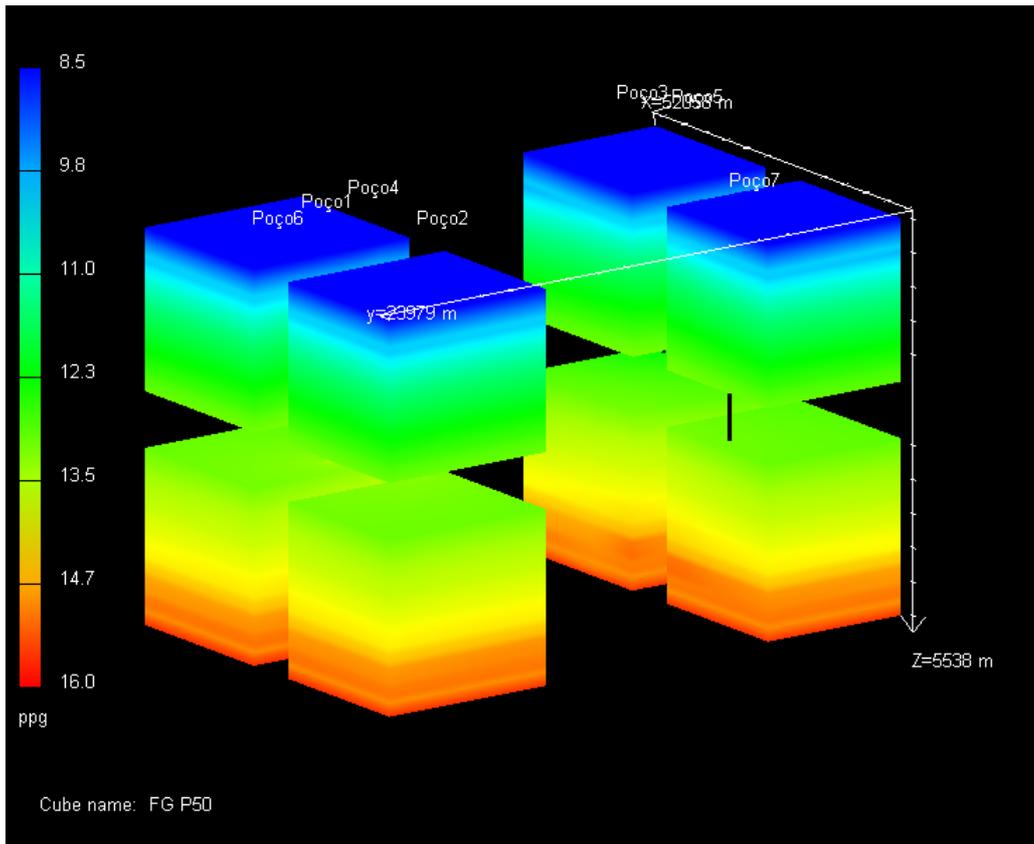


Figura 6.34 – Cubo de pressão de fratura P50

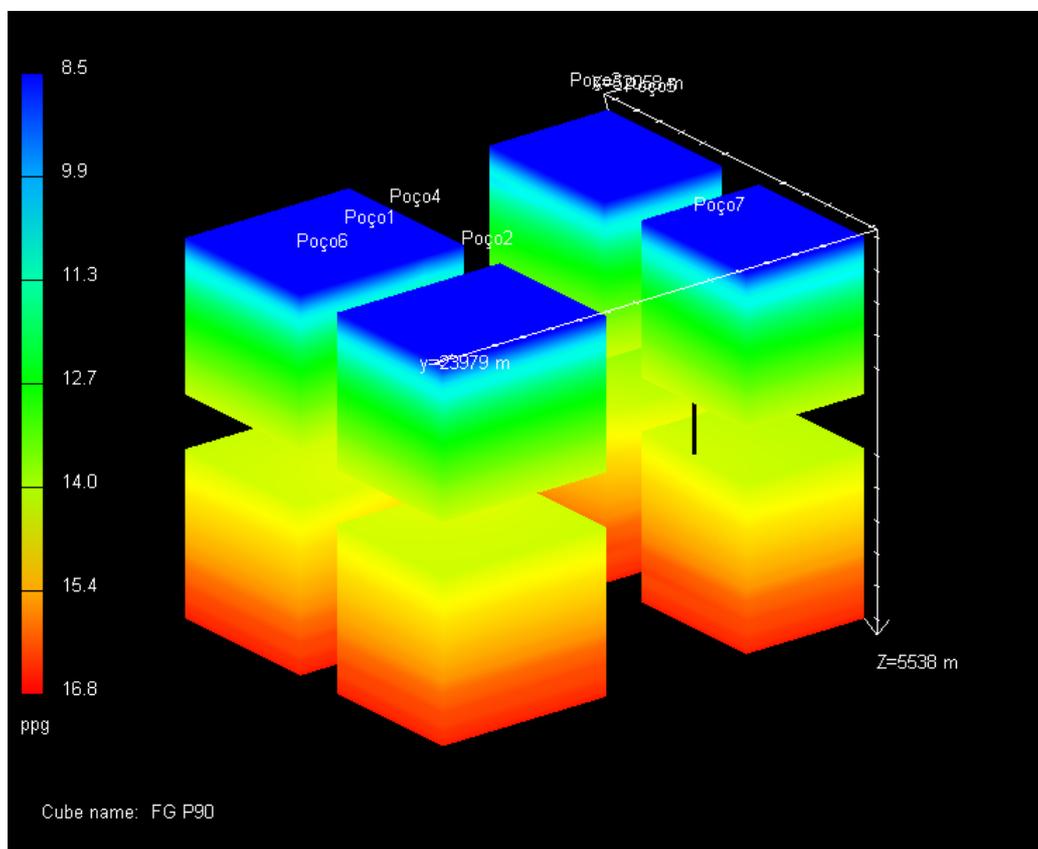


Figura 6.35 – Cubo de pressão de fratura P90

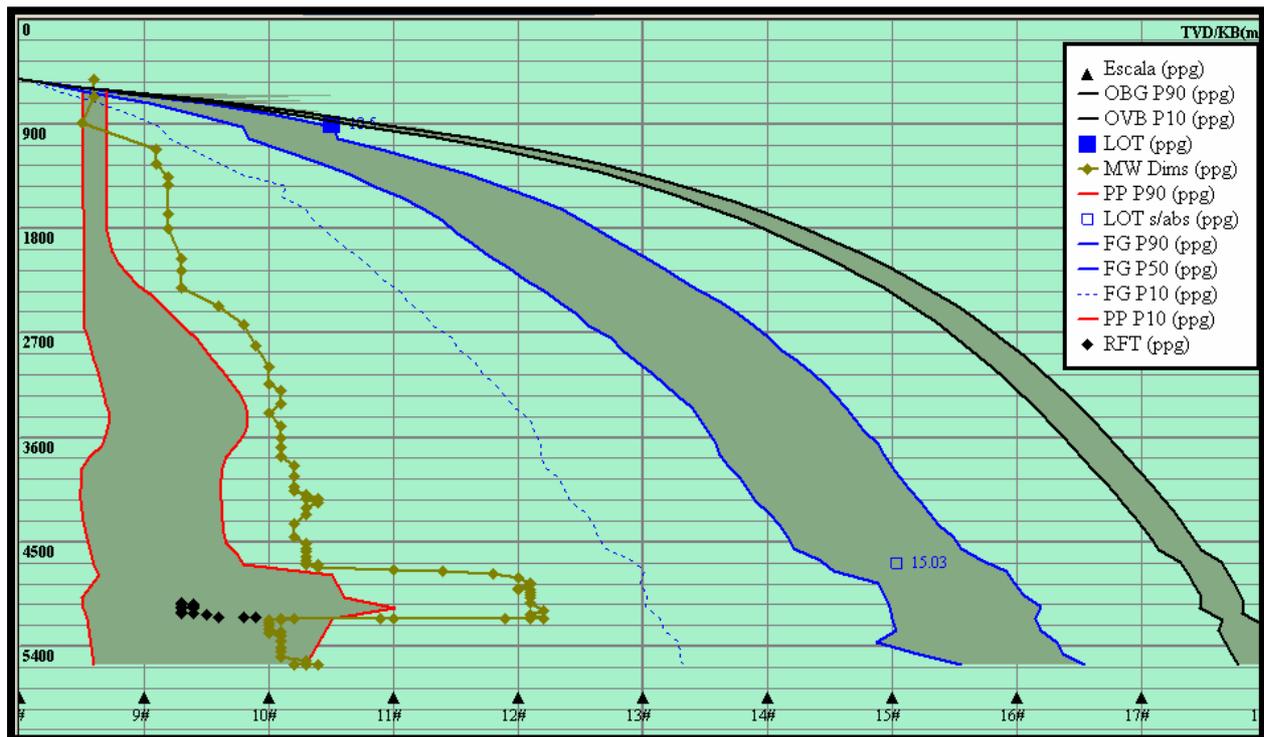


Figura 6.36 – Estimativa de Geopressões do poço 7

### Conclusão:

Conforme visto na figura 6.36, a estimativa de geopressões foi bastante compatível com os dados de perfuração. A análise de incertezas justifica, por exemplo, que na profundidade onde foi feito o teste de absorção cujo valor foi de 15.03ppg não houve absorção (não propagou fissura). O teste poderia ir até o valor de aproximadamente 15.5ppg sem ocorrer a propagação da fissura. A análise de incerteza indica o excesso de peso de fluido de perfuração nas profundidades entre 4600m e 4800 comprovado pelos testes de RFT. A conclusão deste estudo diz que a análise de incerteza é uma ferramenta importante para o projeto de poço e interpretação dos dados durante a perfuração.

## Capítulo 7

### Considerações gerais e conclusão

Neste trabalho, foi desenvolvida uma metodologia para estimativa de geopressões através da retroanálise de poços de correlação. Esta metodologia foi dividida em três fases: (1) investigação de mecanismos geradores de pressão anormalmente alta; (2) calibração dos modelos de estimativa de geopressões e (3) análise de incertezas.

Os métodos convencionais abrangem apenas os mecanismos de compactação normal e subcompactação. Estes modelos correlacionam uma curva de velocidade sônica sintética representando as velocidades das formações caso elas estivessem submetidas à compactação normal e a velocidade sônica obtida através de operações de perfilagem.

Outros mecanismos como efeito Centróide e efeito *de* descarregamento também foram considerados. O efeito Centróide exige a presença de reservatórios inclinados; no entanto não é condição única para existência desse fenômeno. A formação deve ser pressurizada através da migração de hidrocarbonetos que tenha densidade significativamente menor que o fluido presente nas formações superiores (geralmente água salgada). Durante a análise de incertezas pode-se definir os cenários pessimista, otimista e mais provável trabalhando com os valores dos intervalos das variáveis como tipo de fluido existente no reservatório, existência de comunicação do reservatório e posição do Centróide. O estudo de caso indicou a presença do efeito Centróide. As formações submetidas a este efeito foram analisadas separadamente.

O efeito de Descarregamento (*unloading*) incorpora várias causas como diagênese dos folhelhos, migração de hidrocarbonetos, aumento de temperatura, etc. Foram verificados os vários indicativos da presença do efeito de descarregamento e a complexidade e dificuldade para sua determinação, pois geralmente alguns indicativos apontam para a existência do efeito de descarregamento enquanto outros demonstram o contrário. O caso estudado registrou que vários indicativos apontaram para a presença do efeito de descarregamento; no entanto, a não existência da reversão de

velocidade (um indicativo de efeito de descarregamento) e o conhecimento pretérito da presença do efeito Centróide levaram à conclusão da não existência de efeito de descarregamento.

Após investigado os mecanismos geradores de pressão de poros anormalmente alta, os modelos de estimativa de geopressões são calibrados. Foram apresentados modelos novos e não usuais e a eficiência dos mesmos foi analisada. O estudo da pressão de sobrecarga demonstrou que sua estimativa não varia muito em função dos modelos utilizados. No estudo de caso, o modelo de Amoco, totalmente empírico, foi utilizado e apresentou resultados plenamente satisfatórios. Portanto, em uma fase preliminar de estudo e na ausência de dados, é possível utilizá-lo com razoável precisão e segurança.

Os modelos de estimativa de pressão de poros basearam-se na calibração e determinação das curvas de compactação normal. A análise de pressão de poros utilizando as curvas de compactação deve ser feita apenas para uma mesma litologia, geralmente a mais predominante para não existir o efeito de diferentes litologias. Estas formações são selecionadas através da interpretação do perfil de raios gama. No entanto, diferentes litologias que possuem presença de radiação podem possuir diferentes porosidades e causar variações significativas no tempo de trânsito sem que haja subcompactação. Portanto, utiliza-se a técnica de filtragem para eliminar as pequenas perturbações de diferentes litologias. O estudo de caso demonstrou que é um fator crítico de sucesso a filtragem do perfil sônico. Devida atenção deve ser dada para confirmar se os trechos onde foram obtidas as velocidades sônicas não estão contaminados por diferentes litologias. O melhor modelo para a região analisada foi aquele baseado na utilização da curva de compactação normal de Bowers junto com o método da profundidade equivalente. A análise de incertezas foi baseada nos intervalos das variáveis determinadas no processo de calibração dos modelos, ou seja, a janela de incertezas foi delimitada pelos parâmetros que minimizaram os erros médios dos poços de correlação. Também foram incluídas no estudo de incertezas as premissas de existência de outros mecanismos de geração de pressão alta. No entanto, a janela de incertezas falhou em alguns pontos. Isto pode ter sido causado pela presença de diferentes litologias que não foram eliminada durante o processo de filtragem ou pela necessidade de inclusão de novas premissas ou variáveis.

O estudo de estimativa de pressão de fratura baseou-se praticamente no estudo de incertezas uma vez que a grande maioria dos modelos diferiram entre si apenas quanto a interpretação ou obtenção do coeficiente do empuxo horizontal  $k$ . No estudo de caso o valor de  $k$  foi obtido através do teste de absorção LOT. O método da tensão horizontal mínima foi utilizado. Foi mostrado que muitos fatores influenciam o teste de absorção levando o intérprete a conclusões erradas. Assim utilizou-se a estatística para explicitar e filtrar estes fatores. O estudo de incertezas foi dividido em duas partes: a primeira na determinação das equações das retas (pessimista, otimista e mais provável) correlacionando profundidade contra LOT. A criação dessas três retas separou os testes influenciados por fatores que aumentam ou diminuem o valor do teste de absorção. Após isto, para cada equação de reta foram calculados os valores de  $k$  utilizando as pressões de poros e sobrecarga consideradas definitivas ou verdadeiras. Depois, foi criada uma linha de tendência lognormal para filtrar possíveis erros de interpretação de pressão de poros e sobrecarga. Esta técnica se mostrou muito útil para interpretação dos resultados de LOT auxiliando na consolidação e validação do teste ou até mesmo solicitando um novo teste.

Concluída a calibração dos modelos e análise de incertezas, definem-se cubos de geopressões através da interpolação das curvas de geopressões dos poços retroanalisados e da limitação da região de análise de geopressões para novos poços. Para qualquer novo poço cuja localização esteja contida na região do cubo, as curvas de geopressões são facilmente obtidas. A obtenção das curvas de geopressões para um novo poço (poço 7) verificou que a técnica produziu bons resultados.

Todo este estudo requereu a existência de poços de correlação. A não existência de no mínimo três ou quatro poços poderá inviabilizar a aplicação parcial ou total da metodologia. Como oportunidade de melhorias sugere-se:

- Aplicação desta metodologia para outras regiões. Outras áreas possuem diferentes mecanismos geradores de pressão anormalmente alta, diferentes litologias e outras características que poderão indicar

necessidades de melhorias na metodologia tornando-a robusta o suficiente para garantir sua aplicação.

- Aplicação do cubo sísmico de velocidades. Duas técnicas poderão ser utilizadas para auxiliar o estudo de geopressões e que não foram abordados neste estudo: 1) adensamento vertical de velocidades e 2) análise de AVO.
- Análise de bacias. Esta técnica envolve inserir o modelo geológico no estudo de geopressões tornando-o mais realístico. A aplicação da interpolação entre os poços poderá falhar quando as litologias entre os poços mudam significativamente.
- Aplicação da metodologia de Bayes para análise incertezas.

## Bibliografia

ARCHIE, G.E., "The Electrical Resistivity Log as an Aid in determining Some Reservoir characteristics". Transactions of the AIME, Volume 146, pp.54-62, 1942

ATHY, L.F., "Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks". Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Volume 14, pp. 1-24, 1930.

ABOUT-SAYED, A. S., BREHTEL, C. E., and CLIFTON, R. J., "In Situ Stress Determination by Hydrofracturing: A Fracture Mechanics Approach", *J. Geophys. Res.*, 83 (B6), pp. 2851-2862, June 1978.

BRYANT, T. M., "A Dual Pore Pressure Detection Technique". SPE 18714, 1989.

BALDWIN, B., and BUTLER C.O., "Compaction Curves". *AAPG Bull.*, v. 69, n. 4, pp. 622-626, April 1985.

BELLOTTI, P., and GIACCA. D., "Pressure Evaluation Improves Drilling", *The Oil and Gas Journal*, pp. 76-85, September 11, 1978.

BELLOTTI, P., and GIACCA, D., "Pressure evaluation improves drilling performance", *Oil and Gas Journal*, Sep. 1978.

BARENBLATT, G. I., "On Certain Problems of the Theory of Elasticity that Arise in the Investigation of the Mechanisms of Hydraulic Rupture of a an Oil-Bearing Layer", *Prikl. Mat. Mekh.*, Vol. 20, pp. 475-486, 1956.

BIOT, M.A., "Laboratory Experiments in Fracture Propagation", SPE 10377, 1984.

BOWERS, G.L., "Pore Pressure Estimation from Velocity Data; Accounting for Overpressures Mechanisms Besides Undercompaction", *SPE Drilling & Completions*, June, 1995.

DANESH, A. A., SLUSHER, G. L., COX, B.R., and CHISHOLM, P. T., "In-Situ Stress Measurements", in *Fracture Mechanics of Rock*, Barry Kean Atkinson, ed., Academic Press, pp. 217-239, 1987.

DAINES, S.R., "Prediction of Fracture Pressures for Wildcat Wells", *Journal of Petroleum Technology*, pp. 863-872, April 1982.

EATON, B.A., "Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Application". SPE 2163. SPE 43<sup>rd</sup> Annual Fall Meeting, Houston, Texas, Sept.29 – Oct.2, 1968

EATON, B.A., "The Equation for Geopressures Prediction from Well Logs", SPE 5544, 1975.

EATON, B. A., "Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations", *Journal of Petroleum Technology*, pp. 1353-1360, oct. 1969.

EATON, B. A., and EATON, T. L., "Fracture Gradient Prediction for the new generation", *World Oil*, pp. 93-100, oct. 1997.

FERTL, W.H., *Abnormal Formation Pressures*. Elsevier Scientific Publishing Co., New York, pp. 210, 1976.

FOSTER, J.B., and WHALEN, J.E., "Estimation of Formation pressures from electrical surveys-Offshore Louisiana", *Journal of Petroleum Technology* Feb. 1966.

GARDNER, G.H.F, GARDNER, L.W., GREGORY, A.R., “Formation Velocity and Density – The diagnostic basis for stratigraphic traps”, *Geophysics, Volume 39, Number 6, pp. 2085 – 2095.*

HSIEH, F.S., VEGA, C. I., “New porosity log equations for Borehole-Containing Variable Shale Volume”. SPE 19396 – 1990

HOTTMAN, C.R., “Estimation of Formation Pressures Evaluation From Log-Derived Shale Properties”. *Journal of Petroleum Tecnology*, August, 1965.

HAM, H.H., “A method of estimating formation pressures from Gulf Coast well logs”, *Trans.-Gulf Coast Assn. Of Geol. Soc.*, 16, 185-197, 1996.

HART, B.S., FLEMINGS, P.B., and DESHPANDE, A., “Porosity and pressure: Role of compaction disequilibrium in the development of geopressures in a Gulf Coast Pleistocene Basin”, *Geology*, v.23, 1995.

HUBBERT, M. K., and WILLIS, D. G., “Mechanics of Hidraulics Fracturing”, *AIME Petroleum Transactions*, Vol. 210, pp. 153-168, 1957. VOLTERRA, E. V., and GAINES J. H., *Advanced of Strengh of Materials*, Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., pp. 159, 1971.

HAIMSON, B., and FAIRHUST, C., “In Situ Stress Determination at Great Deph Means of Hydraulic Fracturing”, in *Rock Mechanics – Theory and Praticce*, ed. By W. H. Somerton, Society of Mining Engrs., the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engrs., Inc., Salt Lake City, Utah, pp. 559-584, 1970.

HOLBROOK, P.W., MAGGIORI, D.A., and HENSLEY, R., “Real Time Pore Pressure and Fracture Pressure Determination in all Sedimentary Lithologies”, *SPE Formation Evaluation*, pp. 215-222, dec., 1995.

ISSLER, D.R., “A New Approach to Shale Compaction and Stratigraphic Restoration, Beaufort-Mackenzie Basin and Mackenzie Corridor, Northern Canada”, *AAPG Bulletin*, V. 76, N°8, Aug. 1992.

RAIGA-CLEMENCEAU, J., MARTIN, J.P. and NICOLETIS, S. “The Concept of Acoustic Formation Factor for More Accurate Porosity Determination from Sonic Transit Time Data”, SPWLA 27<sup>th</sup> Annual Logging Symposium Transactions, Paper P, July 8-11, 1980.

ROCHA, L.A.S., *Projeto de poços de petróleo*. 1 ed. Petrobras, 2007.

SIMMONS, E. L., and RAU, W. E., “Predicting Deepwater Fracture Pressures: A Proposal”, SPE, 18025, 1988.

TERZAGHI, K., *Theoretical Soil Mechanics*. John Wiley & Sony, Inc., New York 1943.

WEAKLEY, R.R., “Use of Surface Seismic Data to Predict Formation Pore Pressure Worldwide”, SPE 21752, 1991.

WYLLIE, M.R.J., GREGORY, A. R., and GARDNER, L. W., “Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media”, *Geophysics*, 21 n° 1, Jan. 1956.

## **Anexo A**

### **Estimativa do tempo de Trânsito a partir da Resistividade**

Neste anexo, são apresentadas duas fórmulas empíricas para cálculo de porosidade. A primeira fórmula foi proposta por Archie (1941) para cálculo da porosidade em função da resistividade da formação. A segunda fórmula foi proposta por Willie (1956) para cálculo da porosidade em função do tempo de trânsito. Portanto, quando se iguala as duas porosidade, tem-se uma relação entre tempo de trânsito e resistividade. Este perfil de tempo de trânsito obtido por meio de outros perfis é chamado de tempo de trânsito sintético.

### **Cálculo da porosidade em função da Resistividade da formação**

O cálculo da porosidade em uma rocha-reservatório depende, fundamentalmente, de três parâmetros: resistividade da água da formação ( $R_w$ ), resistividade da formação ( $R_t$ ) e saturação de água ( $S_w$ ). Sabe-se que a água salgada é pouco resistiva, enquanto que os hidrocarbonetos tem resistividade alta. Assim, uma rocha com determinada porosidade, saturada com água salgada é muito menos resistiva do que se estivesse saturada com hidrocarbonetos. Esta constatação é o princípio básico para o cálculo da porosidade. Como o objetivo é o cálculo da porosidade em formações impermeáveis (folhelhos) a hipótese que será assumida é que a saturação nos poros da formação é 100% água salgada.

Archie em seu artigo, estabelece um fator de formação  $F$ . Este fator é a relação entre a resistividade de uma rocha, com determinada porosidade, totalmente saturada de água ( $R_o$ ) e a resistividade da água que satura os poros da rocha ( $R_w$ ).

Se a resistividade da água da formação ( $R_w$ ) diminui, ou seja, sua salinidade aumenta, a resistividade da rocha ( $R_o$ ) também diminui. Archie demonstrou experimentalmente que a redução de  $R_o$  é proporcional à redução de  $R_w$ , ou seja, para um dado decréscimo de  $R_w$ ,  $R_o$  decresce de um determinado valor, de modo que o fator de proporcionalidade permanece constante. Este fator de formação  $F$ , é uma propriedade intrínseca da rocha e é expresso por:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (\text{A.1})$$

Uma propriedade da rocha que influencia no fator de formação é a porosidade. Se a porosidade diminui, observa-se que o fator de formação aumenta, pois a resistividade da rocha cresce, comprovando que o fator de formação é inversamente proporcional a porosidade. Foi demonstrado em laboratório que o fator de formação varia inversamente com a porosidade segundo a equação abaixo:

$$F = \frac{a}{\phi_w^m} \quad (\text{A.2})$$

Onde:

$\phi$  = porosidade

a = coeficiente litológico que varia de 0,6 a 2 dependendo da rocha;

m = fator de cimentação ou tortuosidade. Varia de 1 a 3, de acordo com o tipo de sedimento, geometria do poro, tipo de porosidade, sua distribuição e grau de compactação.

A obtenção de “a” e “m” é realizada através de gráficos do tipo F x  $\phi$ , mas a Petrobras adota, genericamente, os seguintes valores:

Arenitos → a = 0,81 e m = 3

Calcáreos → a = 1 e m = 2

Caso certa quantidade de água de uma rocha 100% saturada de água seja substituída por hidrocarboneto, a resistividade da rocha aumentará e será chamada de  $R_t$ , que é a resistividade total da rocha. Archie realizou esta experiência em laboratório medindo  $R_t$  para vários valores de saturação de água e de óleo e chegou a seguinte conclusão:

$$R_t = \frac{R_o}{S_w^n} \quad (\text{A.3})$$

Sendo “n” aproximadamente igual a 2.

Substituindo a equação A.3 em A.1 e depois igualando A.1 com A.2, teremos:

$$S_w^2 = \frac{a \cdot R_w}{\phi^2 \cdot R_t} \quad (\text{A.4})$$

Como o objetivo é calcular a porosidade em formações impermeáveis (folhelhos), assume-se que a rocha esteja totalmente saturada de água ( $S_w=1$ ) e isolando a porosidade temos a seguinte equação:

$$\phi = \sqrt{\frac{a \cdot R_w}{R_t}} \quad (\text{A.5})$$

A resistividade da rocha saturada aumenta com a profundidade devido a diminuição da porosidade e a resistividade da água da formação diminui com a profundidade devido ao aumento da salinidade. Empiricamente é aceito que a diminuição da resistividade da água da formação é proporcionalmente exponencial à profundidade, assim:

$$R_w = R_{ws} \cdot 10^{Ir \cdot D} \quad (\text{A.6})$$

Onde:

$R_{ws}$  = resistividade da água no leito marinho (ohm)

D = profundidade abaixo do leito marinho (m)

$I_r$  = índice resistivo da área ( $m^{-1}$ )

O índice resistivo da área representa a diminuição da resistividade da água da formação com a profundidade. Os estudos indicam que para cada área existe um valor característico, variando entre 0,0001 e 0,0004. Determina-se este índice a partir da retro-análise dos poços de correlação de cada área estudada. Esta variação na área estudada ocorre principalmente em função do gradiente geotérmico, tipo e concentração dos íons de sal presentes na água da formação.

Willie et al (1956) publicou uma equação avaliando a porosidade numa formação com matriz limpa e saturada de fluido:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{ft} - \Delta t_{ma}} \quad (\text{A.7})$$

Igualando as equações A.5 e A.7 temos a seguinte relação entre tempo de trânsito e resistividade:

$$\Delta t = \Delta t_m + (\Delta t_f - \Delta t_m) \cdot \sqrt{\frac{a \cdot R_{ws}}{R_t}} \quad (\text{A.8})$$

## Anexo B

### Variáveis Aleatórias e distribuições de probabilidades

#### B.1 – Função densidade e cumulativa de probabilidades

O objetivo deste anexo é descrever alguns conceitos de probabilidades e algumas curvas de distribuições mais comuns como distribuição normal, lognormal e triangular.

Se os resultados dos experimentos de um determinado fenômeno são previsíveis, o fenômeno é chamado de determinístico. Por outro lado, se os resultados dos experimentos não forem previsíveis, o fenômeno é chamado de aleatório ou randômico. Neste caso, cada experimento deve estar associado a um valor de probabilidade de ocorrência do evento relacionado ao fenômeno em observação. Intuitivamente pode-se observar que: (a) a probabilidade está relacionada com a frequência de ocorrência do evento ao longo de uma seqüência com um grande número de experimentos; (b) ela deverá estar situada entre 0 e 1 e (c) a soma de probabilidades de todos os possíveis resultados do fenômeno deverá ser igual a 1.

Os vários possíveis resultados de uma variável podem ser descritas com uma função chamada função densidade de probabilidades (distribuição de probabilidades). Sendo  $X$  uma variável aleatória, a sua função densidade de probabilidades  $f_X(x)$  é definida de tal forma que:

$$P\left(x - \frac{dx}{2} \leq X \leq x + \frac{dx}{2}\right) = f_X(x)dx \quad (\text{B.1})$$

Usualmente uma função densidade de probabilidade é identificada por PDF (*Probability Density Function*).

A função cumulativa de probabilidades  $F_X(x)$  de  $X$  (CDF – *Cumulative Density Function*) é definida da seguinte forma:

$$F_x(a) = \int_{-\infty}^a f_x(x) dx \quad (\text{B.2})$$

onde,  $F_x(a)$  significa a probabilidade da variável  $X$  assumir valores menores ou iguais a “a”. Uma função cumulativa de probabilidades deve satisfazer as seguintes propriedades:

- a)  $F_x(-\infty) = 0.0$ ;
- b)  $0 \leq F_x(x) \leq 1.0$  e
- c)  $F_x(\infty) = 1.0$

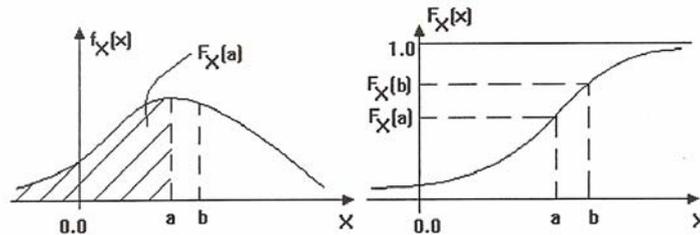


Figura B.1 – Função densidade de probabilidade (esquerda) e função cumulativa de probabilidade (direita)

## B.2 – Valores característicos de uma Variável Aleatória

A média de uma variável ( $\mu_x$ ) aleatória  $X$  é definido como:

$$\mu_x = \int_{-\infty}^{\infty} x \cdot f_x(x) dx \quad (\text{B.3})$$

Onde,  $f_x(x)$  é a PDF de  $X$  definida anteriormente.

O valor médio quadrático ( $E(X^2)$ ) é definido como:

$$E(X^2) = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 \cdot f_x(x) dx \quad (\text{B.4})$$

A variância ( $\text{Var}(x)$ ) mede a dispersão dos valores da variável em torno da média e é definida como:

$$\begin{aligned} Var(x) &= \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu_x)^2 f_x(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 f_x(x) dx - 2\mu_x \int_{-\infty}^{\infty} x f_x(x) dx + \\ &+ \mu_x^2 \int_{-\infty}^{\infty} f_x(x) dx \end{aligned} \quad (B.5)$$

Ou

$$Var(x) = E(X^2) - \mu_x^2 \quad (B.6)$$

O desvio padrão de X é definido como a raiz quadrada da variância, isto é:

$$\sigma_x = \sqrt{Var(x)} \quad (B.7)$$

O Coeficiente de variação de X (COV) é definido como a razão entre o desvio padrão e a média, ou seja:

$$COV = \delta_x = \frac{\sigma_x}{\mu_x} \quad (B.8)$$

O coeficiente de variação mede, de forma adimensional (ao contrário da variância) a dispersão dos dados da variável aleatória em torno da média. Coeficientes de variação baixos indicam que os valores da variável estão distribuídos próximos da média, enquanto que valores altos indicam uma forte dispersão em torno da mesma.

Usando uma analogia com as propriedades de uma área podemos esclarecer o significado da média. A média corresponderia ao centro de gravidade (CG) da área definida pela distribuição de probabilidades (PDF). Usando como referência a figura B.2, o CG é calculado como:

$$x_{CG} = \frac{\int_{-\infty}^{\infty} x f_x(x) dx}{area} = \frac{\int_{-\infty}^{\infty} x f_x(x) dx}{1.0} = \int_{-\infty}^{\infty} x f_x(x) dx \quad (B.9)$$

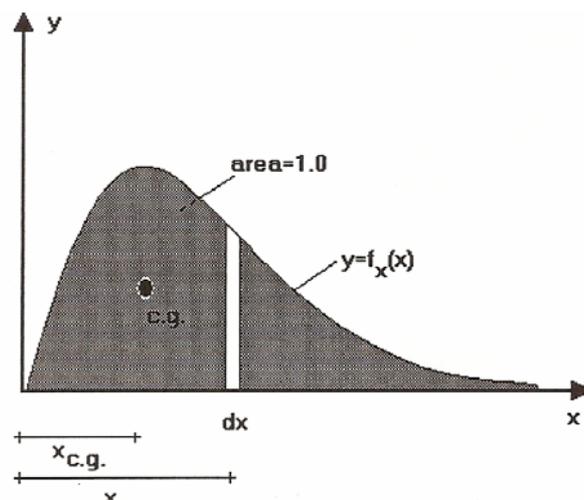


Figura B.2 – Comparação da média como o centro de gravidade da área

Outras medidas importantes com relação à uma variável aleatória  $X$  qualquer são moda e mediana. A mediana é o valor da variável aleatória  $X$  cuja probabilidade de ocorrerem valores menores que ele ou maiores é 50%, ou seja,  $F(x_{\text{mediana}}) = 0,50$ . A moda é o valor mais provável da variável aleatória, ou seja, é aquele para o qual o valor da função densidade de probabilidades é máximo. A figura B.3 ilustra estas medidas. Notar que para uma distribuição simétrica e unimodal (distribuição normal) a média, mediana e moda são iguais.

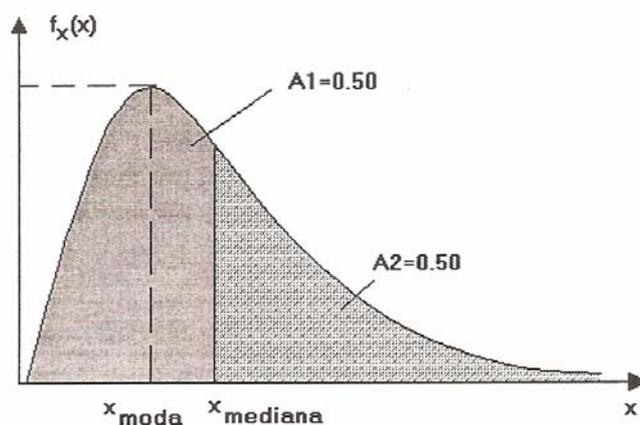


Figura B.3 – Moda e mediana de uma variável aleatória

### B.3 – Tipos de Distribuição de probabilidades

As distribuições muito usuais são: distribuição normal, lognormal, triangular e uniforme.

### B.3.1 – Distribuição Normal ou Gaussiana

Uma variável  $X$  é dita normalmente distribuída se sua PDF for da seguinte forma:

$$f_x(x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{x - \mu_x}{\sigma_x}\right)^2\right] \quad (\text{B.10})$$

Esta distribuição tem somente como parâmetros a média e o desvio padrão. Uma alternativa equivalente e muito valiosa é a introdução de uma variável auxiliar conhecida como variável reduzida ( $Y$ ), definida como:

$$Y = \frac{X - \mu_x}{\sigma_x} \quad (\text{B.11})$$

A utilização desta variável reduzida conduz a uma conhecida distribuição normal de probabilidades

$$f_y(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2} y^2\right] \quad (\text{B.12})$$

cuja média e desvio padrão são iguais a 0 e 1, respectivamente. A vantagem de se usar esta distribuição normalizada é que a distribuição cumulativa desta função já está tabelada ficando fácil a determinação da probabilidade de uma variável assumir um valor menor ou igual a um determinado número.

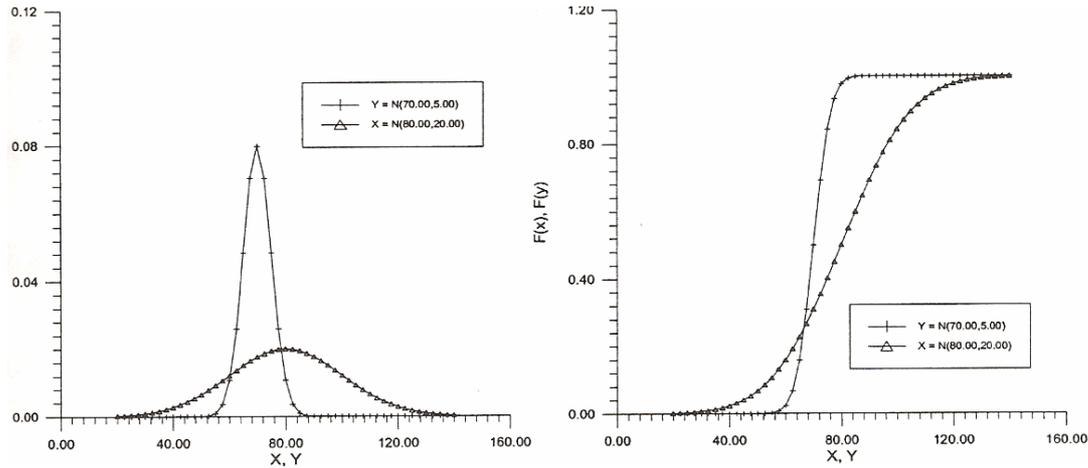


Figura B.4 – Exemplo de duas distribuições normais PDF e CDF.

### B.3.2 – Distribuição Lognormal

Uma variável  $X$  tem uma distribuição lognormal quando estatisticamente  $\ln(x)$  pode ser representado por uma distribuição normal. A CDF de uma variável lognormal é definida como:

$$f_x(x) = \frac{1}{\xi x \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - \lambda}{\xi}\right)^2\right] \quad (\text{B.13})$$

Onde  $\lambda$  é a média de  $\ln(X)$ , isto é,  $\lambda = \mu_{\ln x}$ , e  $\xi$  é o desvio padrão de  $\ln(x)$ , isto é,  $\xi = \sqrt{\text{Var}(\ln x)} = \sigma_{\ln x}$ .  $\lambda$  e  $\xi$  se relacionam com a média e o desvio padrão de  $X$  através das seguintes relações:

$$\xi^2 = \ln\left[1 + \left(\frac{\sigma_x}{\mu_x}\right)^2\right] \quad (\text{B.14})$$

$$\lambda = \ln \mu_x - \frac{1}{2}\xi^2 \quad (\text{B.15})$$

A distribuição cumulativa lognormal também pode ser transformado a mesma distribuição normal padrão (eq. B.12) usando a seguinte variável reduzida:

$$Y = \frac{\ln X - \lambda_x}{\xi_x} \quad (\text{B.16})$$

### B.3.3 – Distribuição Triangular

A distribuição triangular é uma distribuição em que muitas vezes é mais fácil determinar sua distribuição por meio da experiência do profissional do que a determinação de uma lognormal ou normal. Isto porque o profissional se sentirá muito mais confortável em estimar o valor mínimo e máximo de uma determinada variável do que estimar a média e o desvio padrão desta mesma variável. Além disto, estudos mostram que a diferença entre os resultados de uma distribuição triangular e uma distribuição normal é mínima.

Assim fixando os valores mínimo ( $x_a$ ), médio ( $x_b$ ) e máximo ( $x_c$ ), temos os seguintes valores para média e desvio padrão:

$$\mu_x = \frac{1}{3}(x_a + x_b + x_c) \quad (\text{B.17})$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{18}(x_a^2 + x_b^2 + x_c^2 - x_a x_b - x_a x_c - x_b x_c)} \quad (\text{B.18})$$

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)