

ANÁLISE CRÍTICA DOS MODELOS PARA ESTIMATIVA DE GEOPRESSÕES

Bruno César Murta Pereira

Luiz Alberto Santos Rocha

Webe João Mansur

PETROBRAS

Resumo

Neste trabalho é apresentada uma análise crítica de alguns modelos 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.

Este artigo aborda também alguns mecanismos geradores de pressão anormalmente alta 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.)

Após apresentado os conceitos e teorias, um estudo de caso será analisado. Neste estudo de caso será investigada a existência do efeito de descarregamento (*Unloading*) e efeito Centróide. Alguns modelos serão aplicados e calibrados localmente para estimativa de geopressões e então serão definidos os melhores modelos calibrados para a região analisada.

1 - Introdução

Um projeto completo e confiável de geopressões é fundamental para o sucesso na execução da perfuração de um poço. Segundo Rocha (2006), geopressões engloba todas as pressões e tensões existentes no subsolo e todas aquelas que são impostas às formações que podem, inclusive, levar a falha da rocha. 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* foram causadas pelo não conhecimento confiável do campo de geopressões.

O objetivo da análise de geopressões é determinar as curvas de sobrecarga, fratura, pressão de poros. Com estas curvas, pode-se limitar a janela operacional que definirá o peso específico do fluido de perfuração e o assentamento de sapatas. 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.

O projeto de geopressões se baseia em correlações para obter as curvas de geopressões a partir da velocidade sísmica e de perfis de poços de correlação. Neste trabalho serão apresentados alguns modelos para estimativa de sobrecarga, pressão de poros e pressão de fratura. 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. Neste artigo serão apresentados dois mecanismos geradores de pressão anormalmente alto que não são contemplados pelos modelos

2 – Modelos para estimativa de pressão de sobrecarga

A seguir serão apresentados os seguintes modelos para estimativa de sobrecarga:

2.1- Modelo de Gardner

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

$$\rho_b = a \cdot V^b \quad (2.1)$$

ρ_b = densidade total da formação em g/cm³

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

V = velocidade em ft/seg

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

2.2 - 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 (2.2) deve ser usada em formações consolidadas com $\Delta t < 100 \mu s / pé$ enquanto a expressão (2.3) deve ser usada em formações inconsolidadas com $\Delta t > 100 \mu s / pé$.

Formações consolidadas

$$\rho_b = 3,28 - \frac{\Delta t}{88,95}, \quad \Delta t < 100 \mu s / pé \quad (2.2)$$

Formações inconsolidadas

$$\rho_b = 2,75 - 2,11 \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t + 200}, \quad \Delta t > 100 \mu s / pé \quad (2.3)$$

Δt = tempo de trânsito ($\mu s / pé$)

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

2.3 - 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.* (1986) para obtenção da porosidade através de dados acústicos.

Equação constitutiva para densidade total:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_{fl} + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma} \quad (2.4)$$

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

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

Onde,

ϕ = porosidade da rocha.

ρ_b = densidade total da formação (g/cm^3)

ρ_{ma} = densidade da matriz da rocha (g/cm^3)

ρ_{fl} = densidade do fluido (g/cm^3)

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

$$\phi = 1 - (\Delta t_{ma} / \Delta t)^{1/X} \quad (2.6)$$

Onde,

ϕ = porosidade da rocha.

Δt_{ma} = tempo de trânsito da matriz da rocha

Δt = 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:

$$\rho_b = \rho_{fl} + (\rho_{ma} - \rho_{fl})(\Delta t_{ma} / \Delta t)^{1/X} \quad (2.7)$$

Os seguintes valores são sugeridos pelo autor para correlação de poços no GoM: $\rho_{fl} = 1,03 \text{ g/cm}^3$, $\rho_{ma} = 2,60 \text{ g/cm}^3$, $\Delta t_{ma} = 67,054$ e $X = 2,19$. O valor do parâmetro x e Δt_{ma} foram obtidos baseados no trabalho de Issler (1992) onde ele calibrou estes valores para folhelhos.

2.4 – 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:

$$\phi = \phi_a + \phi_b \cdot \exp \left(-K \cdot \left(\frac{D}{0.3048} \right)^{\frac{1}{\eta}} \right) \quad (2.8)$$

ϕ_a = porosidade em grandes profundidades.

ϕ_b = parâmetro de ajuste, igual a porosidade no fundo do mar menos ϕ_a

D = profundidade abaixo do fundo do mar (m)

K = taxa de declínio da porosidade (empírico)

η = parâmetro de curvatura (empírico)

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

$$\rho_b = \rho_{ma}(1 - \phi) + \rho_w \cdot \phi \quad (2.9)$$

Onde,

ρ_{ma} = densidade da matriz da rocha

ρ_w = densidade da água

3 – Calibração da Curva de Tendência de Compactação Normal

Os modelos convencionais para estimativa de pressão de poros utilizam uma curva chamada de curva de compactação normal. Esta curva representa a velocidade sônica ou resistividade que a formação teria se ela estivesse submetido a compactação normal. A definição desta curva é muito importante porque ela pode variar significativamente em função do analista e gerar considerável diferença de resultados. A seguir será apresentado alguns modelos de curva de compactação normal.

3.1 - Modelo Convencional (tendência de compactação reta)

Neste modelo, considera-se que a compactação normal da formação pode ser representada por uma reta. 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.

3.2 - Correlação de Eaton usando a curva não-linear de Bowers

Este tipo de curva de tendência não-linear foi sugerido 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:

$$G_p = G_{OV} - (G_{OV} - 8,7) \cdot (\Delta t_{Bowers} / \Delta t)^{2,22713} \quad (3.1)$$

Onde,

Δt_{Bowers} = Tendência não-linear de Bowers (GoM).

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

$$\Delta t_{Bowers} = \frac{10^6}{\frac{10^6}{200} + 14,22 \cdot (A \cdot Z \cdot (G_{OV} - 8,7))^B} \quad (3.2)$$

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

Z = profundidade vertical em pés.

3.3 – Tendência de Compactação de Miller

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

$$\Delta t_{Miller} = \frac{\Delta T_{ml}}{\frac{\Delta T_{ml}}{\Delta T_{matriz}} + \left(1 - \frac{\Delta T_{ml}}{\Delta T_{matriz}}\right) \cdot \exp(-\lambda \cdot (\sigma_{OV} - PP_{normal}))} \quad (3.3)$$

Onde

Δt_{Miller} = tendência de compactação normal de Miller

ΔT_{ml} = tempo de trânsito no leito marinho (200 μs / pé)

ΔT_{matriz} = tempo de trânsito da matriz da rocha.

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

3.4 - 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:

$$\Delta t_n = A + B \cdot 10^{Ic \cdot (LDA - Prof)} \quad (3.4)$$

A = tempo de trânsito da matriz da rocha.

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

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

4 – Identificação do Efeito Descarregamento (*Unloading*)

O mecanismo de descarregamento “*Unloading*” leva à redução da tensão efetiva devido a outros mecanismos além do mecanismo de subcompactação tais como:

- Expansão de fluido (temperatura).
- Diagênese das Argilas.
- Geração de Hidrocarbonetos.
- Migração de Fluidos de outras zonas.

Em zonas normalmente pressurizadas, a tensão efetiva aumenta com a profundidade. Consequentemente, a relação velocidade x tensão efetiva segue uma curva denominada 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 a 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 4.1 ilustra as curvas virgens e de descarregamento.

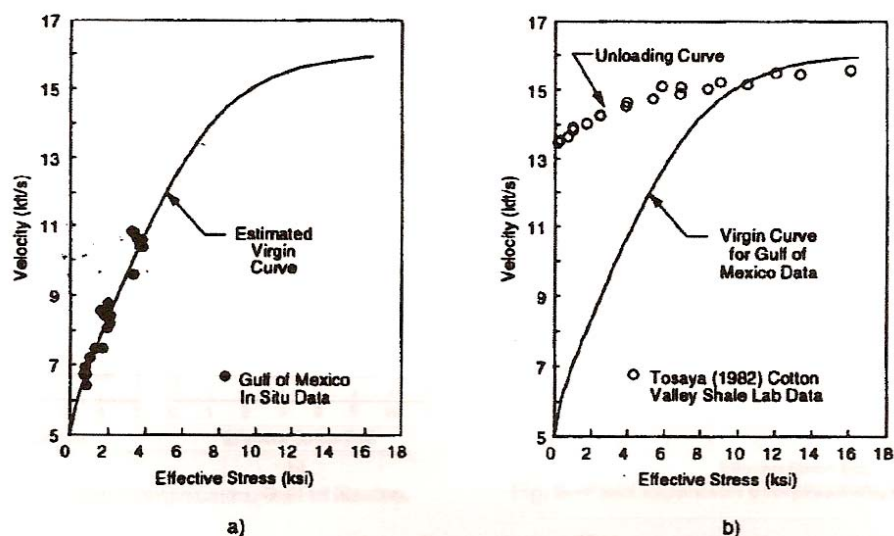


Figura 4.1 – Exemplo de uma curva virgem e uma curva de descarregamento

4.1 – Método de Bowers

Bowers (1994) 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:

$$V = 5000 + A \cdot \sigma'^B \quad (4.1)$$

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:

$$\sigma' = \sigma_{OV} - P_p \quad (4.2)$$

onde, σ' (psi) = tensão efetiva

σ_{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:

$$V = 5000 + A \cdot \left(\sigma'_{\max} \cdot (\sigma' / \sigma'_{\max})^{\frac{1}{U}} \right)^B \quad (4.3)$$

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

$$\sigma'_{\max} = \left(\frac{V_{\max} - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (4.4)$$

Onde $\sigma'_{\max}$ e $V_{\max}$ são as tensão efetiva e 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:

$$\left(\frac{\sigma'}{\sigma'_{\max}} \right) = \left(\frac{\sigma'_{vc}}{\sigma'_{\max}} \right)^U \quad (4.5)$$

onde:

$$\sigma'_{vc} = \left(\frac{V - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (4.6)$$

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

5 – 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.

6 - Estudo de Caso

Serão analisados e aplicados os modelos para estimativa de geopressões e investigado os mecanismos geradores de pressão anormalmente alta 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 investigar os mecanismos geradores de pressão alta, calibrar os modelos para estimativa de geopressões e classificar os melhores modelos.

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

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.

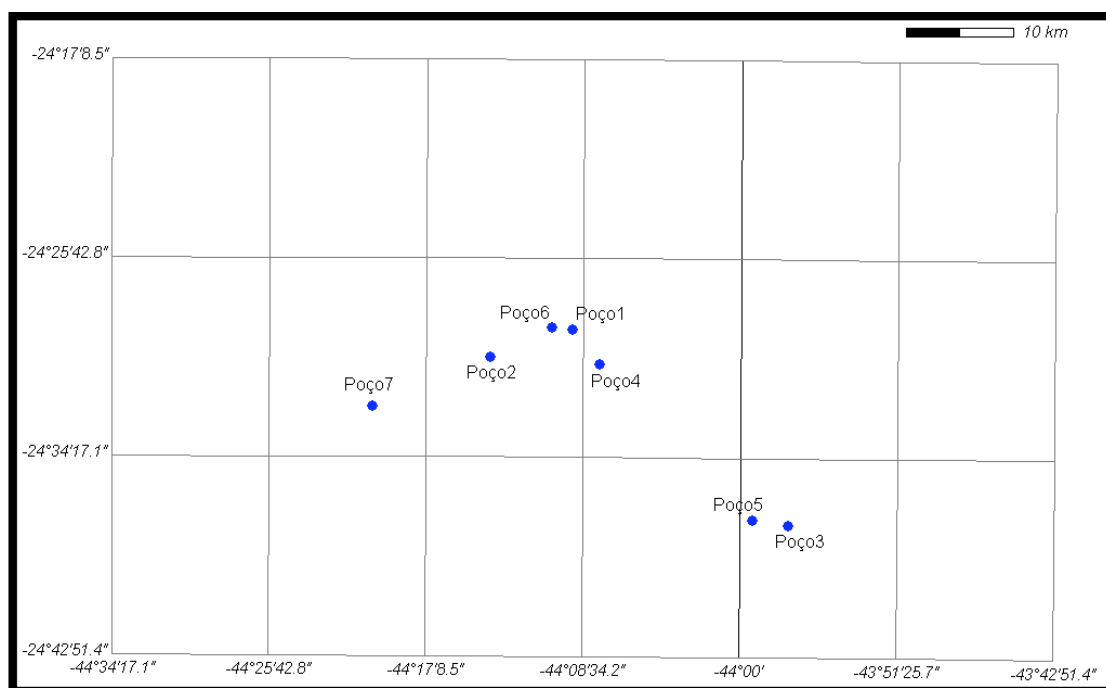


Figura 6.1 – Localização dos poços

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.

A figura 6.3 ilustra a seção geológica esquemática da região TESE passando pelos poços existentes.

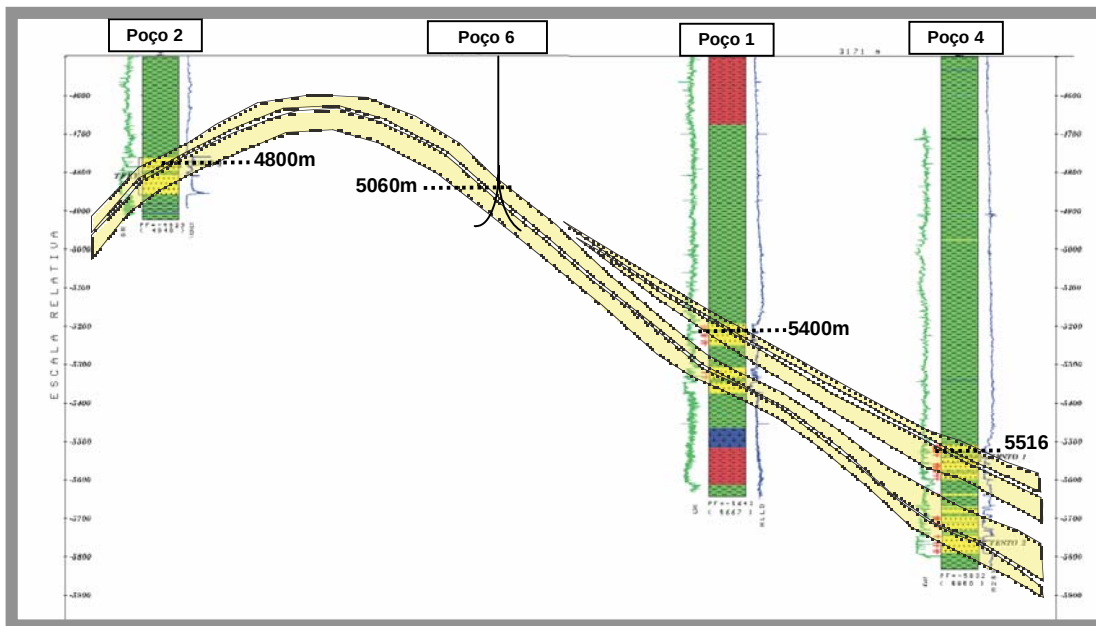


Figura 6.3– Seção Geológica esquemática A-A

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:

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

Análise do POÇO 3

Topo do arenito: 5400m

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

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

Análise do POÇO 4

Topo do arenito: 5516m

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

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

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.

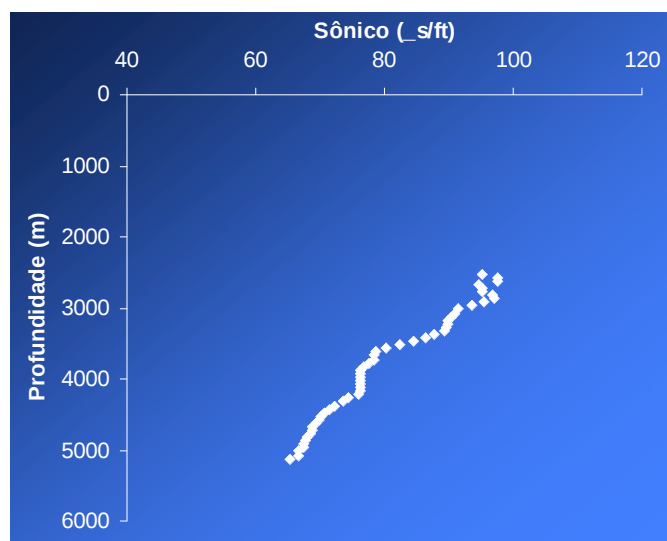


Figura 6.4– Velocidade Sônica X Profundidade

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.

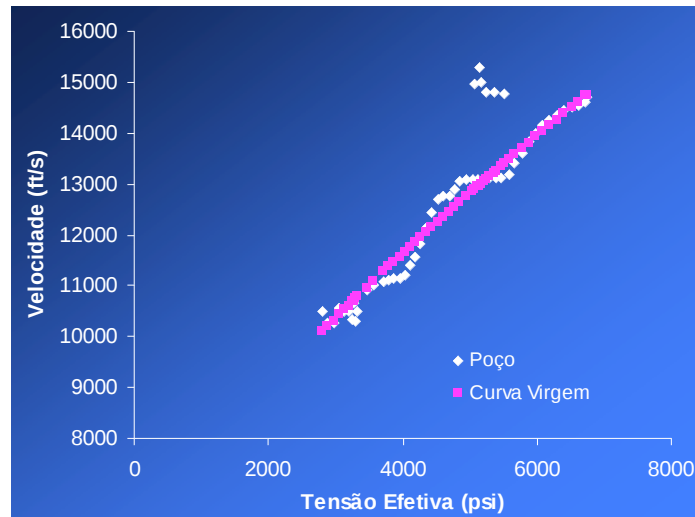


Figura 6.5– Curva Virgem do poço 6

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.

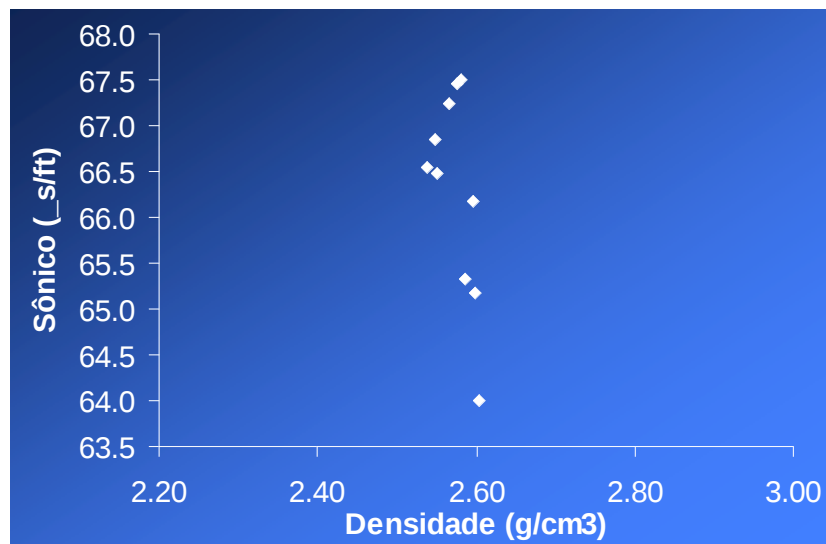


Figura 6.6– Densidade total versus sônico no trecho do reservatório

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 (σ_{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 (1.95g/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 Δt_{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.

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 Miller (eq. 3.10), foram usados os valores de 180µs/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.

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

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

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

Trend de Bowers - Método de Eaton							
B	Erro Médio Total (%)						Média
	POÇO 2	POÇO 1	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	
0.715	4.5	8.7	21.1	4.3	13.2	14.7	11.1
0.718	2.2	5.6	17.5	3.4	10.0	10.9	8.3
0.720	2.2	4.3	14.9	4.3	7.8	8.6	7.0
0.722	3.4	3.9	12.8	6.8	5.8	6.8	6.6
0.724	5.5	4.2	10.4	9.1	4.1	5.6	6.5
0.726	7.6	5.9	8.3	11.6	2.9	4.2	6.8
0.728	9.6	7.7	6.6	14.0	2.6	4.2	7.5
0.730	11.5	9.8	5.5	16.6	2.5	5.5	8.6
0.732	13.4	11.8	4.5	19.1	3.9	7.4	10.0
0.735	16.5	15.1	3.5	22.8	6.6	10.3	12.5
0.740	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

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

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

Trend de Tomasi & Eaton							
I_c	Erro Médio Total (%)						Média
	POÇO 2	POÇO 1	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	
0.0002	27	27	31	26	23	18	25.3
0.00022	13	13	18	10	10	5.2	11.5
0.00023	9.5	8	12	5	4	4.3	7.1
0.00024	9.5	8	7.5	3.3	2.2	7.5	6.3
0.00026	12	11	4	11	8.5	15	10.3
0.00028	17	16	8	18	16	20	15.8
0.00030	22	21	14	24	21	26	21.3
0.00032	26	26	19	28	26	30	25.8
0.00035	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

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

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:

Curva de Compactação	Modelo de Pressão de Poros	Parametro de Calibração	Valor	Erro médio	Posição
Bowers	Eaton	A	15	6.5	3
		B	0.724		
Bowers	Prof. Equivalente	A	15	4.2	1
		B	0.722		
Tomasi	Eaton	I_c	0.00024	6.3	2
Miller	Eaton	λ	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.

Conclusões

Neste trabalho, foi apresentado alguns modelos para estimativa de geopressões através da retroanálise de poços de correlação bem como alguns mecanismos geradores de pressão anormalmente alta.

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 *Unloading* também foram considerados. O efeito Centróide exige a presença de reservatórios inclinados; no entanto não é condição única

para existência desse fenômeno. 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 demonstrados 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 velocidadesônicas 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.

Bibliografia

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

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

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.*

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

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

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

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

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

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