

PREVISÕES DE GEOPRESSÕES DE ALGUNS POÇOS OFFSHORE EXPLORATÓRIOS

Luiz Alberto Santos Rocha, PhD
Anna Paula Lougon Duarte, D.Sc.
Patrícia Oliveira Américo Pessôa, M.Sc.

PETROBRAS

Resumo:

O conhecimento de geopressões é um dado fundamental no projeto de poços. Uma estimativa errônea de geopressões pode causar incontáveis problemas de perfuração, desde algumas complicações operacionais que incluem prisão de coluna, estabilidade de poço e *kicks* chegando até mesmo a catastróficos *blowouts* que podem levar a total perda da plataforma e de vidas humanas.

O presente artigo tem por objetivo mostrar algumas das metodologias utilizadas pela Petrobras na predição dos gradientes de pressão de poros e de fratura de poços exploratórios. Para se calcular estes gradientes são utilizadas as análises dos poços de correlação. Durante essas análises é feita a calibração dos modelos, gerando-se desta maneira um cenário da área devido à retroanálise e determinação dos coeficientes que melhor se adaptam aos modelos matemáticos que serão utilizados. A análise sísmica da nova locação também é fundamental para uma boa estimativa de geopressões, sempre que estejam disponíveis são utilizadas as previsões de velocidades intervalares por profundidade, nas coordenadas do poço de projeto. As estimativas de geopressões aqui apresentadas estão baseadas fundamentalmente em subcompactação. O mecanismo de transferência lateral também é considerado quando há evidências de possíveis arenitos inclinados conectados permitindo a migração de fluido em seu interior. Para a predição deste mecanismo de transferência lateral as seções sísmicas são fundamentais.

Foram feitas previsões de geopressões utilizando-se modelos unidimensionais (1D) e tridimensionais (3D). Para exemplificar as metodologias utilizadas pela área internacional da Petrobras, alguns casos históricos de poços exploratórios *offshore* serão apresentados. Os estudos de geopressões indicaram cenários de pressão normal, com possíveis zonas de perdas localizadas para um determinado prospecto e pressões anormalmente altas com possíveis aparecimentos de pico de pressões devido a arenitos inclinados em outro determinado prospecto.

1 - Introdução

As previsões de geopressões são fundamentais na indústria do petróleo e são usadas como dado inicial no planejamento e projeto de construção do poço. Normalmente as estimativas do gradiente de pressão de poros são baseadas em folhelhos, e muitas vezes calibradas por tomadas de pressão em arenitos (ou rochas permeáveis). Segundo Matthews e Standifird (2003), existem três limitações básicas que afetam a habilidade para estimar sobrepressões em folhelhos: (a) a permeabilidade do folhelho é muito baixa para fazer medições diretas, por isso as medições são feitas em arenitos adjacentes, (b) a alta taxa de compactação de um folhelho e sua baixa permeabilidade, são condições favoráveis à formação de pressões de poros elevadas; sendo transmitidas para arenitos de alta permeabilidade, e (c) as estimativas físicas da pressão de poros são só apropriadas em unidades de baixa permeabilidade.

Uma estimativa errada das sobrepressões pode gerar problemas durante a perfuração do poço, que variam desde aprisionamento de colunas, desmoronamento das paredes do poço, *kicks* (influxo de fluidos) podendo até mesmo chegar a influxos incontrolados de gases (*blowouts*) com possíveis perdas de vidas humanas e da plataforma. Ao mesmo tempo, as sobrepressões estão

ligadas à existência de hidrocarbonetos. Law e Spencer (1998) afirmam que o estudo de pressão anormal é um importante componente para a exploração de hidrocarbonetos.

No caso de um poço exploratório, a previsão de pressão de poros pode ser feita através dos dados de perfilagem de poços de correlação próximos (no caso de existirem, claro), litologia prevista e dados sísmicos. No caso de poços pioneiros, onde a informação disponível é só de origem sísmica, a estimativa de geopressões é ainda mais importante devido às incertezas associadas à locação, nestes casos comumente são usados perfis de velocidades intervalares (V_i) obtidos por sísmica, para a estimativa da pressão e poros.

No princípio a pressão de poros era feita através de correlações empíricas entre dados de perfilagem e medições de pressão de poros. No ano 1965, Hottman e Johnson estimaram as pressões de poros em folhelhos a partir de interpretações dos registros de perfilagem acústica e de resistividade, em relação aos desvios da linha de tendência normal (NTL, normal trend line) de compactação. Variações a favor (em registros acústicos) e contra (resistividade) são associadas às pressões de poros anormais medidas em arenitos adjacentes, conhecidas também como sobrepressões ou pressão de poros anormais positivas. Com o tempo se geraram métodos de previsão baseados em que as sobrepressões foram geradas pelo fenômeno da subcompactação; como por exemplo: o método da Profundidade Equivalente de Foster e Whalen (1966), e Eaton (1972, 1975). No ano 1995, Bowers apresenta um novo método para a previsão de pressão de poros, baseado na teoria de compactação de mecânica de solos, e nos mecanismos da subcompactação e expansão de fluidos.

Atualmente algumas técnicas permitem atualizar dados ou parâmetros, através de medições feitas durante a perfuração MWD, LWD, SWD (Seismic While Drilling), com a finalidade de reduzir as incertezas entre os modelos gerados antes da perfuração e a pressão de poros real. Até hoje os pesquisadores continuam num esforço por melhorar os modelos de previsão de pressão de poros, o estado da arte na previsão de geopressões está ligado à existência de dados sobre as propriedades físicas do meio e à interpretação para correlacioná-los com a pressão de poros; sem esquecer claro, da experiência do analista de geopressões.

O presente artigo apresenta os estudos feitos pela área internacional da Petrobras nas estimativas de geopressões, são apresentados casos de poços exploratórios e pioneiros, os quais são caracterizados pela escassez de informações sobre a nova locação. Serão discutidas as ferramentas e metodologias empregadas nestas previsões de geopressões.

2 - Aspectos Teóricos

Para melhor compreensão do conteúdo deste artigo é importante a colocação de algumas definições sobre geopressões. 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. Pode-se dizer que geopressões envolve pressão de poros, pressões de fratura e a sobrecarga das camadas de rocha.

2.1 - Pressão de Poros

Pressão de poros pode ser definida como referência a coluna hidrostática da água que é função da salinidade versus profundidade, Tomasi (2005). Também pode ser chamada de pressão da formação ou pressão estática, que segundo Rocha (2006), é a pressão do fluido contido nos espaços porosos da rocha.

A teoria de Terzaghi (1948), sobre tensões efetivas é uma das mais aplicadas quando se trata de tensões atuantes em uma rocha. Segundo Terzaghi (1948), quando uma rocha é submetida a uma força, a tensão aplicada à matriz desta é igual à tensão total menos a pressão de poros, como mostra a Equação 1:

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (1)$$

Onde:

σ' = tensão efetiva;

σ = tensão total ou pressão de sobrecarga;

P_p = Pressão de poros.

A magnitude da tensão efetiva, que é dada pelo contato grão a grão, aumenta com a profundidade quando a pressão de poros permanece hidrostática ou normal. A porosidade pode ser usada como um indicador da tensão efetiva. Com sobrepressão, devido à drenagem ineficiente, a compactação é menor do que a esperada para a profundidade e a tensão efetiva é normal. Embora os sedimentos estejam sobrepressurizados eles ainda mantêm a relação correta entre a porosidade e a tensão efetiva. Neste caso as rochas estão subcompactadas e manterão as propriedades dos sedimentos, tais como porosidade e permeabilidade, Swarbrick (2002).

Pode-se classificar a pressão de poros em quatro tipos, como apresentado na Tabela 1.

Tabela 1: Classificação da pressão de poros (Rocha, 2006).

Classificação da Pressão de Poros	Descrição
Anormalmente Baixa	Pressão de Poros < Pressão Hidrostática
Normal	Pressão de Poros = Pressão Hidrostática
Anormalmente Alta ou Sobrepressão	Pressão Hidrostática < Pressão de Poros < 90% da Pressão de Sobrecarga
Alta Sobrepressão	Pressão de Poros > 90% da Pressão de Sobrecarga

A pressão hidrostática é aquela gerada pelos fluidos existentes nos poros da rocha e é definida como a pressão exercida pelo peso da coluna de fluido, sendo função da altura da coluna e de sua massa específica. Geralmente a pressão de poros é informada em forma de gradiente que pode ser definido como mostra a Equação 2:

$$G_p = \frac{P_p}{C \cdot D} \quad (2)$$

Onde:

G_p = gradiente de pressão de poros;

P_p = pressão de poros;

D = profundidade vertical;

C = constante de conversão de unidades.

A ordem de grandeza da pressão de poros normal está em torno de 8,5 e 9,0 lb/gal que equivale a 1,02 e 1,08 g/cm³, respectivamente.

Existem vários métodos para a determinação da pressão de poros, mas o mais utilizado na indústria do petróleo é o desenvolvido por Eaton (1975). Para entender o método também é importante o conhecimento da definição de tensão de sobrecarga.

2.2 - Sobrecarga

Entende-se por tensão de sobrecarga como aquela exercida pelo somatório dos pesos de todas as camadas de rocha sobrepostas em um determinado elemento em uma dada profundidade. Para a sua determinação pode ser utilizada a Equação 3:

$$\sigma_{ov} = \int_0^z \rho_b \cdot g \cdot dz \quad (3)$$

Onde:

σ_{ov} = tensão de sobrecarga;

ρ_b = densidade da formação;

g = constante gravitacional;

z = profundidade da camada desejada;

dz = intervalo de profundidade.

É importante ressaltar que em poços *offshore* há um acréscimo da lâmina d'água na sobrecarga das camadas de rocha.

Assim, pode-se definir gradiente de sobrecarga em certa profundidade como mostra a Equação 4:

$$G_{OV} = \frac{\sigma_{OV}}{C \cdot D} \quad (4)$$

Onde:

G_{OV} = gradiente de sobrecarga;

σ_{OV} = tensão de sobrecarga;

D = profundidade;

C = constante de conversão de unidades.

Um dos métodos mais utilizados na indústria do petróleo para a determinação da densidade das formações é o método de Gardner (1974), que correlaciona a densidade com o tempo de trânsito ou com a velocidade do som, como mostrado nas Equações 5 e 6:

$$\rho_b = a \cdot (v)^b \quad (5)$$

ou

$$\rho_b = a \cdot \left(\frac{10^6}{\Delta t} \right)^b \quad (6)$$

Onde:

ρ_b = densidade da formação (g/cm^3);

a = constante empírica (valor usual igual a 0,23, utilizado no Golfo do México);

b = expoente empírico (valor usual igual a 0,25, utilizado no Golfo do México);

v = velocidade do som no meio (ft/seg);

Δt = tempo de trânsito ($\mu\text{s/ft}$).

As densidades calculadas pelas correlações de Gardner (1974) podem ser calibradas a partir de perfis de densidade disponíveis na área em estudo.

2.3 - Estimativa do Gradiente de Pressão de Poros

Expostas as definições sobre gradiente de pressão de poros e gradiente de sobrecarga, é de fácil entendimento o método de Eaton (1975) para o cálculo da pressão de poros. Este método além de correlacionar o gradiente de pressão de poros, o gradiente de sobrecarga e o gradiente de pressão de poros normal, também faz correlação com o perfil de tempo de trânsito observado, que é uma função da porosidade da rocha, assim como o valor da tendência de compactação normal, como mostra a Equação 7:

$$G_P = G_{OV} - \left[(G_{OV} - G_N) \times \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta t_O} \right)^3 \right] \quad (7)$$

Onde:

G_P = gradiente de pressão de poros (lb/gal);

G_N = gradiente normal de pressão de poros (lb/gal);

G_{OV} = gradiente de sobrecarga (lb/gal);

Δt_O = tempo de trânsito observado ($\mu\text{s/ft}$);

Δt_N = valor da reta normal do tempo de trânsito ($\mu\text{s/ft}$);

O expoente 3 da equação de Eaton refere-se a estudos feitos na área do Golfo do México, que podem ser calibrados para uma outra área que existam dados para calibração.

O gradiente de pressão de poros também pode ser estimado através do perfil de resistividade, como mostra a Equação 8:

$$G_P = G_{OV} - \left[(G_{OV} - G_N) \times \left(\frac{R_N}{R_O} \right)^{1,2} \right] \quad (8)$$

Onde:

R_N = valor da reta normal para a curva de resistividade;

R_O = Resistividade observada.

O expoente 1,2 da equação de Eaton também se refere a estudos feitos na área do Golfo do México, que também podem ser calibrados para outra área.

Um outro método utilizado na indústria de petróleo é o método de Bowers (1995), que estima a pressão de poros considerando os mecanismos de subcompactação e a expansão dos fluidos como geradores do excesso da pressão de poros. Para isso, Bowers (1995) apresenta dois modelos que estão apresentados na equação 9 e 10.

$$V = 5000 + a \cdot \sigma'^b \quad (9)$$

$$V = 5000 + a \cdot \left[\sigma_{\max} \cdot \left(\frac{\sigma'}{\sigma_{\max}} \right)^{\frac{1}{U}} \right]^b \quad (10)$$

Onde:

$$\sigma_{\max} = \left(\frac{V_{\max} - 5000}{a} \right)^{\frac{1}{b}}$$

V = velocidade (ft/s);

σ' = tensão efetiva (psi);

a, b = parâmetros calibrados com os dados da curva virgem;

U = parâmetro de descarga;

$V_{\max}$ = velocidade máxima ou velocidade de plateau;

$\sigma_{\max}$ = tensão efetiva máxima.

Bowers consegue relacionar as tensões efetivas com as velocidades sônicas (ou intervalares). Como resultado de aplicação dessa técnica, Bowers observa duas curvas características de carregamento e descarregamento, e para explicar esses fenômenos definiu os seguintes termos: curva virgem, curva de descarregamento, velocidade de *plateau* e reversão de velocidade.

As Equações 9 e 10 representam o modelo para a curva de descarregamento, onde aparece o parâmetro U , o qual, segundo Bowers (1995), mede a plasticidade da formação e varia de 3 a 8, ver Figura 1. Afirmar também que um valor de $U = 1$ representa deformação nula, portanto, seguiria a curva virgem. Por outro lado, um valor infinito de U corresponde a uma deformação irreversível onde a velocidade de reversão corresponde à velocidade máxima. Este método requer informações da bacia em estudo, para o cálculo dos parâmetros, sendo o cálculo de U , o menos simples.

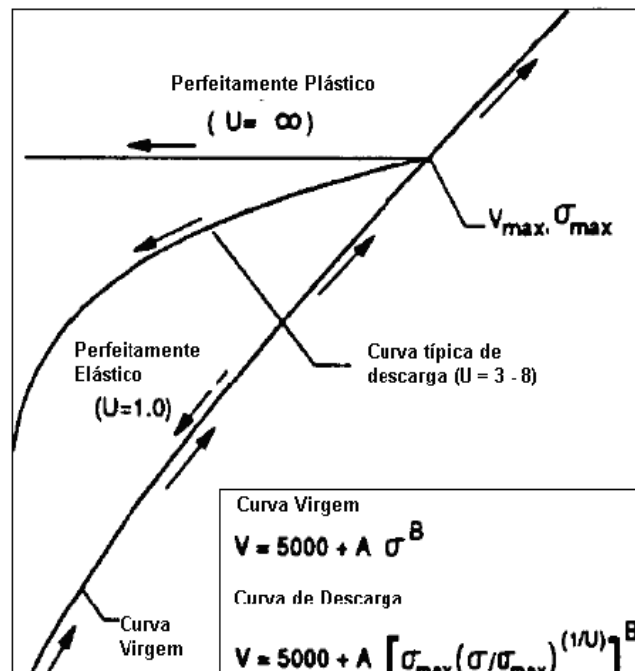


Figura 1: Efeitos da variação do parâmetro U na curva de descarga (Bowers, 1995).

2.4 - Pressão de Fratura

Segundo Tomasi (2005), a pressão de fratura é confundida com tensão horizontal, mas na verdade a pressão de fratura é dependente da pressão de poros, ou seja, quando cresce a pressão de poros cresce a pressão de fratura e quando diminui a pressão de poros, diminui a pressão de fratura.

As pressões de fratura e de colapso podem ser abordadas em conjunto, segundo Rocha (2006). Enquanto a pressão de fratura é a pressão que leva a falha da rocha por tração, a pressão de colapso leva a falha da rocha por cisalhamento devido a esforços de compressão. O gradiente de pressão de fratura estabelece um limite superior do peso do fluido de perfuração. Um peso de fluido de perfuração com valor acima desse limite pode levar a uma perda de circulação reduzindo a pressão hidrostática dentro do poço favorecendo a ocorrência de um kick caso haja uma camada permeável pressurizada que fique exposta ao logo do poço aberto.

O gradiente de fratura pode ser expresso através da Equação 11:

$$G_F = G_P + k \cdot (G_{OV} - G_P) \quad (11)$$

Onde:

G_F = gradiente de fratura (lb/gal);

G_P = gradiente de pressão de poros (lb/gal);

G_{OV} = gradiente de sobrecarga (lb/gal);

k = relação entre as tensões horizontais efetivas e verticais efetivas;

Em rochas carbonáticas, além dos fenômenos físicos de deposição, ocorrem efeitos químicos importantes como a percolação de águas que dissolvem a rocha e forma a porosidade secundária, Tomasi (2005). Portanto, nesses casos a determinação do gradiente de fratura deve ser ajustado aos valores observados na área particularizando por extratos que possuam porosidade secundária ou perda de circulação.

Outro caso especial é a determinação do gradiente de fratura em zonas de sal. Em seções limpas e homogêneas de sal, a pressão de fratura é sempre maior do que a tensão vertical aplicada naquele ponto e, portanto, pode-se adotar de forma conservadora, segundo Tomasi (2005), um valor de pressão de fratura de 5% a 10% além do gradiente de sobrecarga.

A estimativa do gradiente de fratura pode ser feita utilizando alguma medida de pressão, como, por exemplo, o teste de absorção ou *Leak Off Test*, que é feito logo após a descida de um revestimento, para a identificação da pressão que pode levar à perda de circulação abaixo da sapata.

Com a pressão de absorção pode-se calcular a densidade de fluido equivalente na sapata. Assim, a calibração da curva do gradiente de fratura é feita assumindo-se que a densidade de fluido equivalente é igual ao gradiente de fratura, como mostra a Equação 12:

$$\rho_{eq} = \rho_{mud} + \frac{P_A}{0,1704 \cdot D_{CG}} \quad (12)$$

Assim:

$$G_F = \rho_{eq}$$

Onde:

ρ_{eq} = densidade de fluido equivalente na sapata (lb/gal);

ρ_{mud} = peso de fluido de perfuração usado no teste (lb/gal);

P_A = pressão de absorção (psi);

D_{CG} = profundidade vertical da sapata (m);

G_F = gradiente de fratura (lb/gal).

2.5 - Janela Operacional

Conhecendo-se os gradientes de pressão de poros e fratura, tem-se a definição da janela operacional de geopressões que é a margem entre o peso de fluido de perfuração mínimo e o máximo que poderá ser utilizado na perfuração do poço. Sendo o mínimo limitado aos valores de gradiente pressão de poros e o máximo limitado aos valores de gradientes de fratura.

3 - Aplicações dos Métodos

3.1 - Inexistência de Dados de Velocidade Intervalar e/ou Tempo de Trânsito para o Poço de Projeto

A apresentação desta metodologia tem por objetivo básico mostrar como podem ser feitas as estimativas de geopressões de uma nova locação baseada somente nos dados dos poços de correlação.

O poço a ser perfurado será vertical com lâmina d'água aproximada de 420 m e profundidade final de 4100 m. A previsão geológica é composta por seqüências de folhelhos e carbonatos, sem a indicação de arenitos.

Existem vários poços perfurados na área sendo que quatro foram utilizados como poços de correlação: poço A, poço B, poço C e poço D. Uma localização espacial dos poços de correlação com relação ao poço de projeto é mostrada na Figura 2. As informações quanto à lâmina d'água, profundidade final, pressão de poros retroanalizadas e peso de lama utilizado nos poços de correlação estão listadas na Tabela 2. Os poços de correlação são verticais.

Os gradientes de geopressões dos poços de correlação foram calculados com base nos perfis elétricos disponíveis: Gamma Ray, Densidade, Tempo de Trânsito e Resistividade. A correlação de Gardner (apresentada no item 2) foi utilizada para se estimar a densidade em intervalos onde não existiam dados. Os coeficientes a e b foram calibrados pelos poços de correlação. Os gradientes de sobrecarga (OBG) foram estimados considerando-se o método direto de determinação.

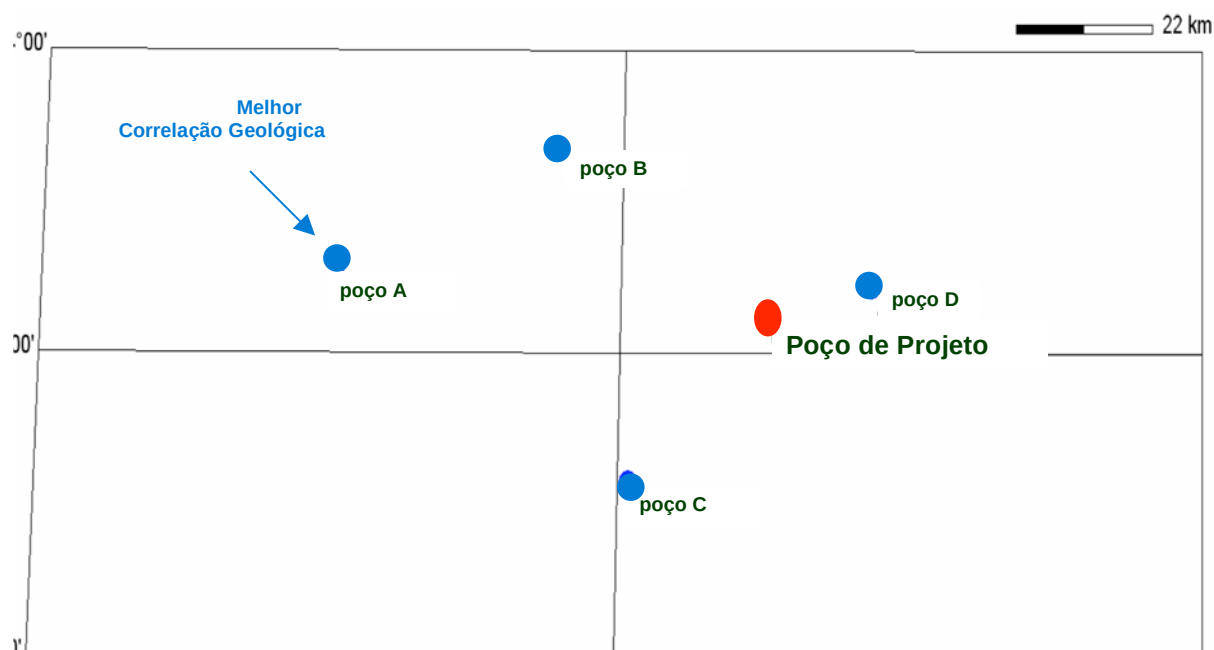


Figura 2 – Localização espacial dos poços de correlação com relação ao poço de projeto.

Para a estimativa da pressão de poros considerou-se que na área ocorria somente sub-compactação, outros mecanismos de geração de pressão não foram considerados. Foi utilizado o método de Eaton, com um expoente 3,0 e aplicando-se trends (Linhas de tendência) retos. Conforme pode ser visto na Tabela 2, trata-se de uma área onde não há indicativos de pressões anormalmente altas.

Tabela 2 – Informações dos poços de correlação.

Poço	LDA (m)	Prof. Final (m)	Peso de lama (lb/gal)	Pressão de Poros Máxima (lb/gal)
A	273	4082	-	9,4
B	356	5200	8,8 - 10,1	9,3
C	158	1800	8,8 - 10,8	-
D	478	3976	8,7 - 10,2	8,9

Foram registradas nos poços de correlação perdas de circulação parciais e totais, sempre na presença de carbonatos (calcários e dolomitas).

Elevadas temperaturas (322 a 385°F) foram registradas no poço B em profundidades a partir de aproximadamente 4.400m. O poço B é o mais profundo e atravessa uma litologia que os demais poços de correlação não perfuraram. O poço de projeto também não irá perfurar essas formações litológicas. A Figura 3 mostra a relação entre as formações e litologias dos poços de correlação e poço de projeto.

Para o prospecto em questão não existem dados de velocidade intervalar ou tempo de trânsito na locação do poço de projeto. Serão utilizados os dados dos poços de correlação para a estimativa de geopressões. Foram aplicados diversos métodos nas estimativas destas pressões, dentre eles: cubo de geopressões, cubo de tempo de trânsito, montagem de perfis e aplicação de tensões efetivas. Todos estes métodos serão discutidos a seguir.

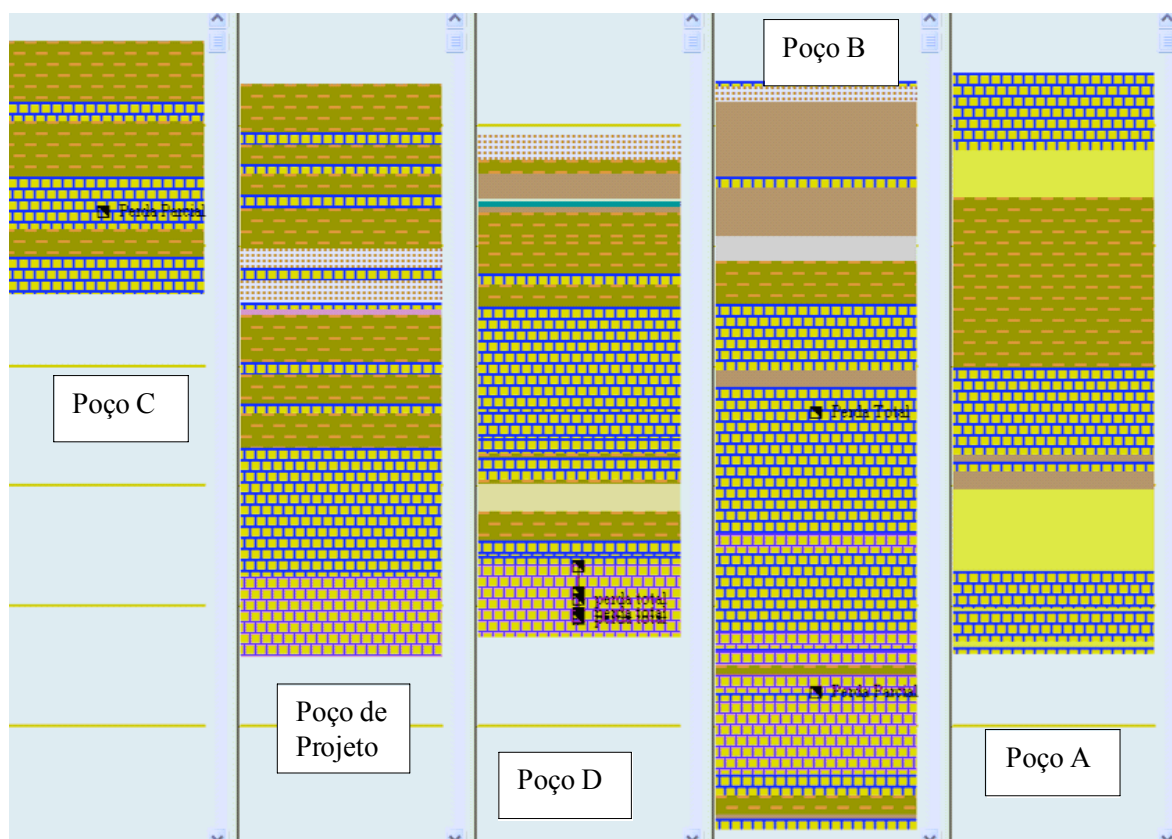


Figura 3 – Correlação das formações litológicas.

3.1.1 - Interpolação dos dados dos poços de correlação

a) cubo de pressão de poros

O cubo de pressões de poros foi obtido a partir das pressões calculadas dos poços de correlação. Dos estudos 1D na locação foram informadas as suas coordenadas, a partir das pressões de poros 1D calculadas foi feita uma interpolação entre os dados dos quatro poços de correlação e consequentemente obteve-se um volume 3D que mostra uma tendência de distribuição de pressão de poros para a área. Todos os poços foram considerados com o mesmo peso de contribuição. Este cubo está mostrado na Figura 4. Montado este cubo e dada a locação do poço de projeto ele gera por interpolação as pressões de poros na coordenada da nova locação. De acordo com a Figura 4 percebe-se tratar de área com pressão normal (máxima pressão de poros 9.4 ppg) e que as maiores pressões de poros são esperadas a 1500 m e depois na faixa de 3000m de profundidade.

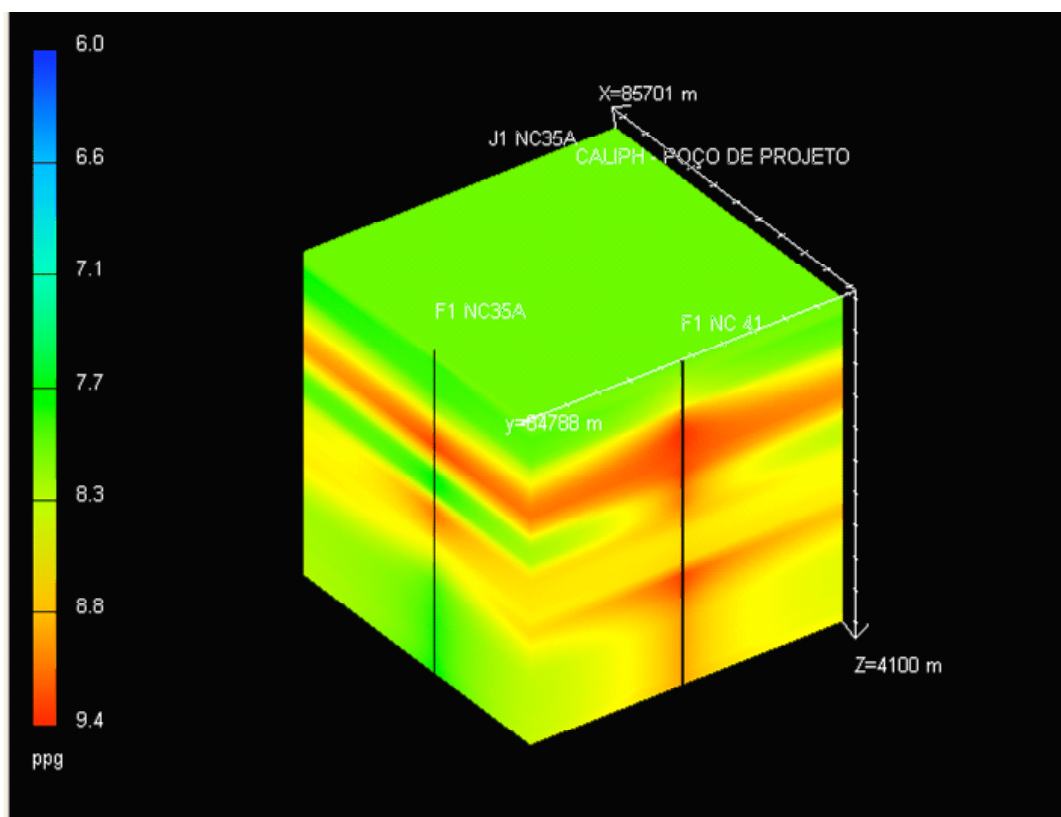


Figura 4 – Cubo de pressão de poros para a área do poço de projeto.

b) Cubo de tempo de trânsito

O cubo de tempo de trânsito foi obtido utilizando a mesma metodologia de interpolação, considerando-se os dados de tempo de trânsito dos poços de correlação em vez dos resultados de pressão de poros, novamente todos os poços foram considerados com o mesmo peso de contribuição. Informando-se as coordenadas do poço de projeto por interpolação obtêm-se os dados de tempo de trânsito para a locação (Figura 5). Conforme se observa na Figura 5 o dado de tempo de trânsito funciona mais como uma tendência de comportamento, sendo assim um dado preliminar. Com este perfil de tempo de trânsito que foi gerado é possível calcular a pressão de poros, marcando os pontos de folhelho de acordo com a litologia prevista.

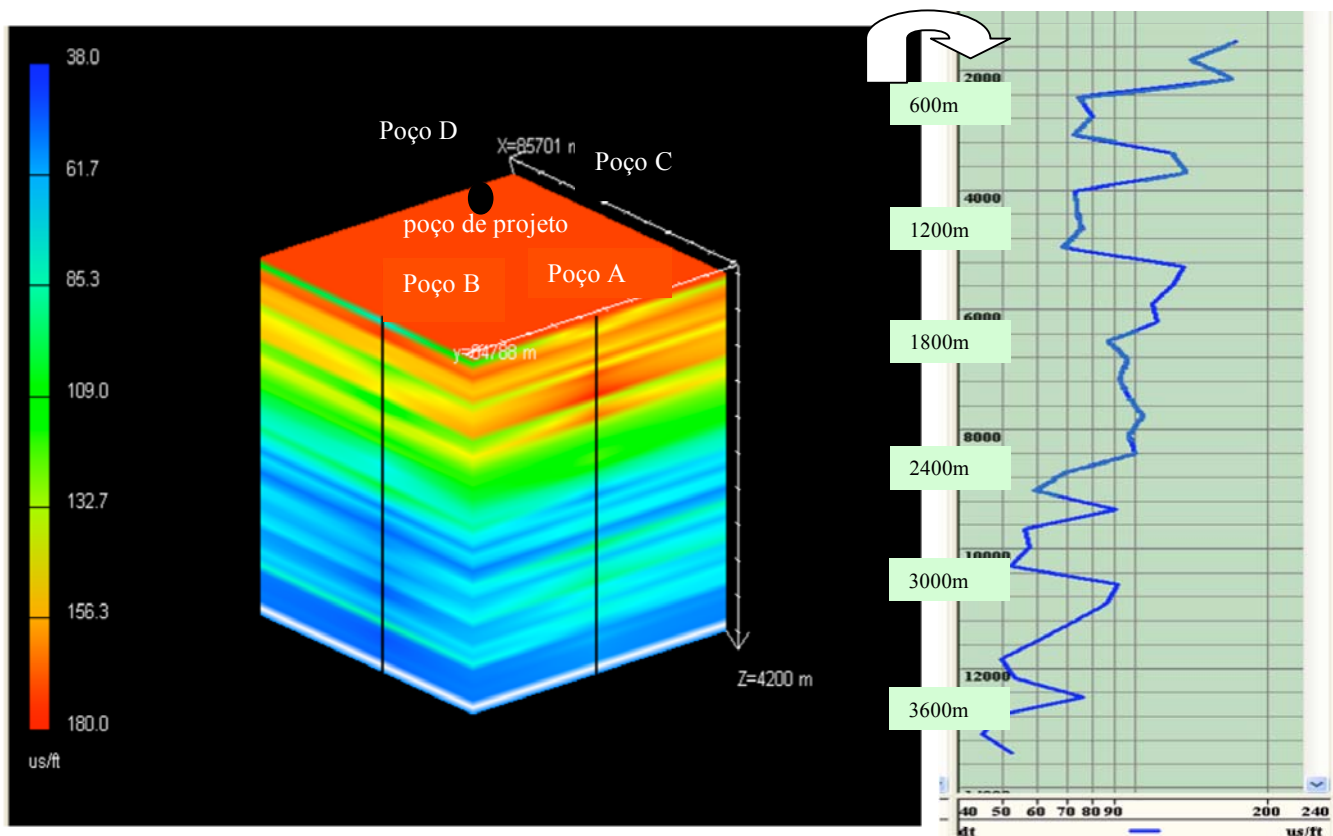


Figura 5 – Cubo de tempo de trânsito e tempo de trânsito estimado para o poço de projeto.

3.1.2 - Montagem de perfis

Esta metodologia permite que se utilizem dados de perfil de um poço de correlação para ser utilizado na previsão de um novo poço de projeto. Os trechos do poço a ser perfurado são relacionados com intervalos correlacionáveis, tais como topos de formação geológica, nos quais os perfis serão ajustados. Não há nenhum tipo de modificações dos registros, estes valores passam a ser associados a novos valores de profundidade. Caso os intervalos tenham comprimentos diferentes, será realizada a interpolação da distância entre os registros.

A montagem de perfis neste caso foi feita com o dado de tempo de trânsito do poço B de correlação, uma vez que este é o poço mais próximo do poço de projeto. Foi feita a associação das profundidades das formações em comum nos dois poços e considerou-se que nesses trechos em comum o tempo de trânsito (DT) é o mesmo. A Figura 6 mostra o perfil de tempo de transito montado com base no poço B. Com este dado de DT foi possível calcular a pressão de poros.

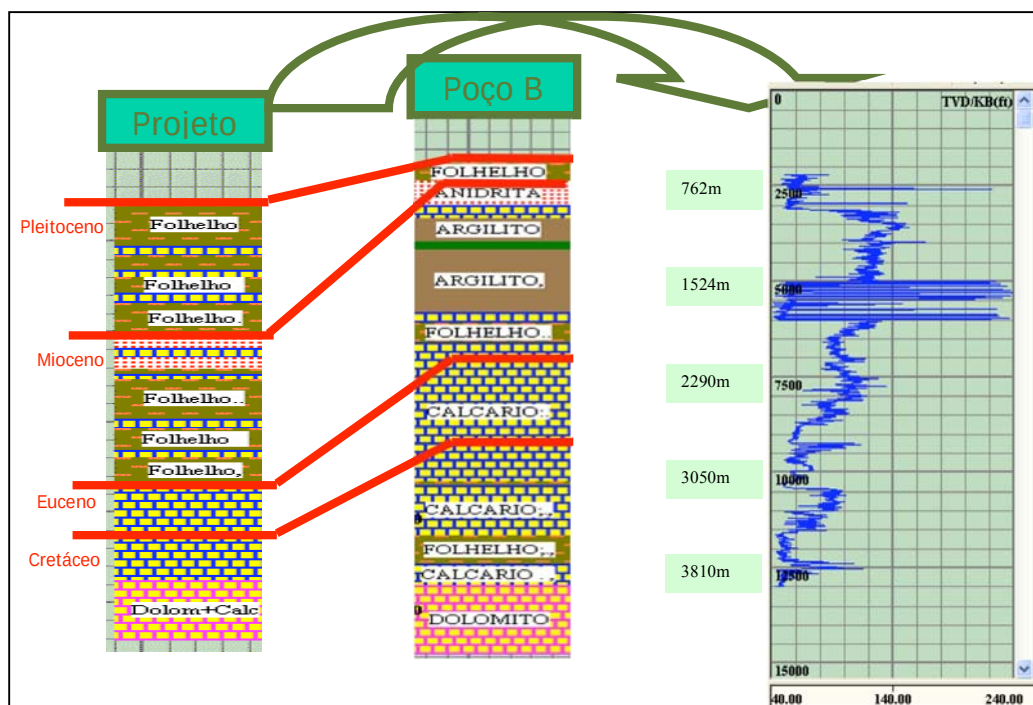


Figura 6 – Tempo de Trânsito utilizando montagem de perfis.

3.1.3 - Tensões efetivas

Segundo Terzaghi (1948), como apresentado no Item 2, tem-se que:

$$\sigma' = \sigma - P_p$$

Onde: σ' - tensão efetiva, σ - tensão total (OBG-sobrecarga) e P_p - pressão de poros.

A maioria dos métodos de predição de pressão de poros está baseada no modelo universal de equilíbrio mecânico de Terzaghi (1948). Eaton (1972) trabalhou sobre o modelo de Terzaghi, definindo que a magnitude das tensões efetivas depende somente do grau de compactação das argilas, sendo a porosidade uma maneira usual de quantificar sua medição. Como porosidade e velocidade estão intimamente relacionadas, quanto menor a velocidade, maior a porosidade e vice-versa. Existe uma relação diretamente proporcional entre a velocidade e a tensão efetiva.

Foram utilizados os dados de tempo de trânsito (logs corridos nos poços de correlação) para se calcular a velocidade. A velocidade foi dada pelo inverso do tempo de trânsito. Para cada valor de profundidade tem-se um par de velocidade x tensão efetiva, em cada poço de correlação. A tensão efetiva, por sua vez, foi calculada de acordo com a teoria de Terzaghi, a diferença entre a sobrecarga e a pressão de poros. Os pares de valores de velocidade x tensão efetiva foram plotados em um único gráfico, Figura 7. De acordo com este gráfico percebe-se que todos os poços de correlação apresentam o mesmo padrão de comportamento, podendo-se assim traçar modelos de previsão de tensão efetiva para uma dada velocidade. Foram calculadas pelo método dos mínimos quadrados três curvas de tensão efetiva: máxima, média e mínima.

Para a estimativa de pressão de poros da nova locação é necessário dados de velocidade x profundidade na nova locação do poço. Conforme descrito anteriormente, para a nova locação do poço de projeto não existe estimativa de dados sísmicos, a informação quanto à velocidade é dada somente para oito pontos que confirmam os topos das formações geológicas. Com isso, foram calculadas as pressões de poros equivalentes a cada curva de tensão efetiva. Estas informações de poro pressões são preliminares e quando se obtiver valores de velocidade mais confiáveis para a locação, estes devem ser aplicados a este modelo matemático buscando uma determinação mais precisa. A Equação 13 mostra o modelo matemático médio que estima os valores pressão de poros:

$$\sigma'_{\text{medio}} = 4600 \cdot \ln(\text{velocidade}) - 37000$$

(13)

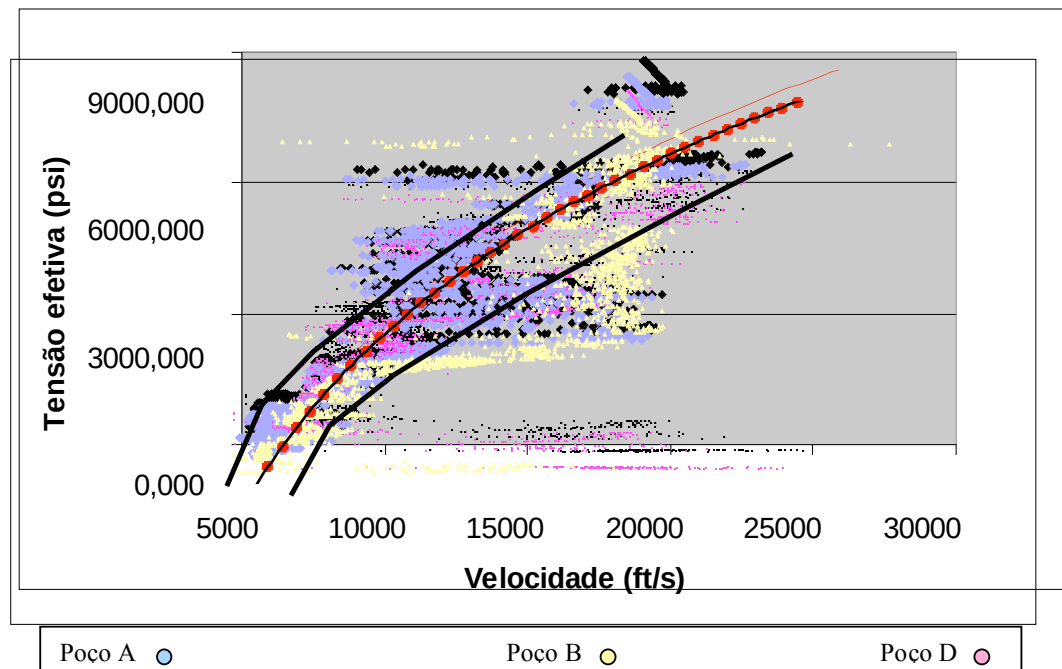


Figura 7: Velocidade x Tensão Efetiva.

3.1.4 - Resumo das previsões das pressões de poros

A Figura 8 mostra os dados de perfis elétricos obtidos pela metodologia de montagem de perfis, o dado de tempo de trânsito obtido através da interpolação cúbica e no último gráfico desta figura encontra-se os valores obtidos para as curvas de pressão de poros.

Os valores de pressão de poros estimados pelas diferentes metodologias se mostraram similares. A estimativa de geopressões utilizando-se da interpolação de pressão de poros dos poços de correlação – cubo de pressão de poros (curva amarela) se mostrou dentro do comportamento esperado, os valores mais altos de 9,0 ppg foram estimados nas profundidades de 1500 e 3000m.

Os perfis de tempo de trânsito estimados com base no cubo de tempo de trânsito e montagem de perfis seguiram a mesma tendência com relação à profundidade, guardando a devida diferença com relação ao número de pontos para o tempo de trânsito obtido com a montagem de perfis. Este comportamento já era esperado, uma vez que este é obtido a partir de um perfil real. Para a determinação da pressão de poros, foi adotado o mesmo trend (linha de tendência) em ambos os perfis. As curvas de pressão de poros apresentaram pequenas variações com diferença máxima de 0,8 ppg para as profundidades iniciais até aproximadamente 1500m seguindo a partir daí com valores concordantes.

As pressões de poros estimadas com base na metodologia de tensões efetivas foram as que mais variaram quando comparadas com os demais valores. Cabe aqui ressaltar que esta estimativa foi feita com base em dados imprecisos de velocidade intervalar, além do mais, esses dados de velocidade sísmica para confirmação de topos de formações aumentam o erro com o incremento de profundidade. A aplicação desta metodologia permite a obtenção de valores mínimos e máximos de pressão de poros para a área. A pressão de poros mínima ficou igual à hidrostática (8,5 ppg) ao longo de toda a profundidade. A pressão de poros máxima atingiria o valor de 12 ppg na profundidade final. As análises feitas para pressão de poros precisam ser averiguadas com a obtenção do processamento sísmico 2D / 3D do Bloco.

A partir dessas análises encontrou-se um valor máximo de pressão de poros de 10,2 ppg utilizando-se a metodologia de tensão efetiva. Valores desta magnitude não foram reportados nos

poços de correlação. Como todas as outras metodologias apresentaram valores muito próximos e concordantes com o cenário de pressão de poros da área, acredita-se que o maior valor de pressão de poros para o prospecto seja de 9,2 ppg, sendo assim um prospecto sem indicações de altas pressões.

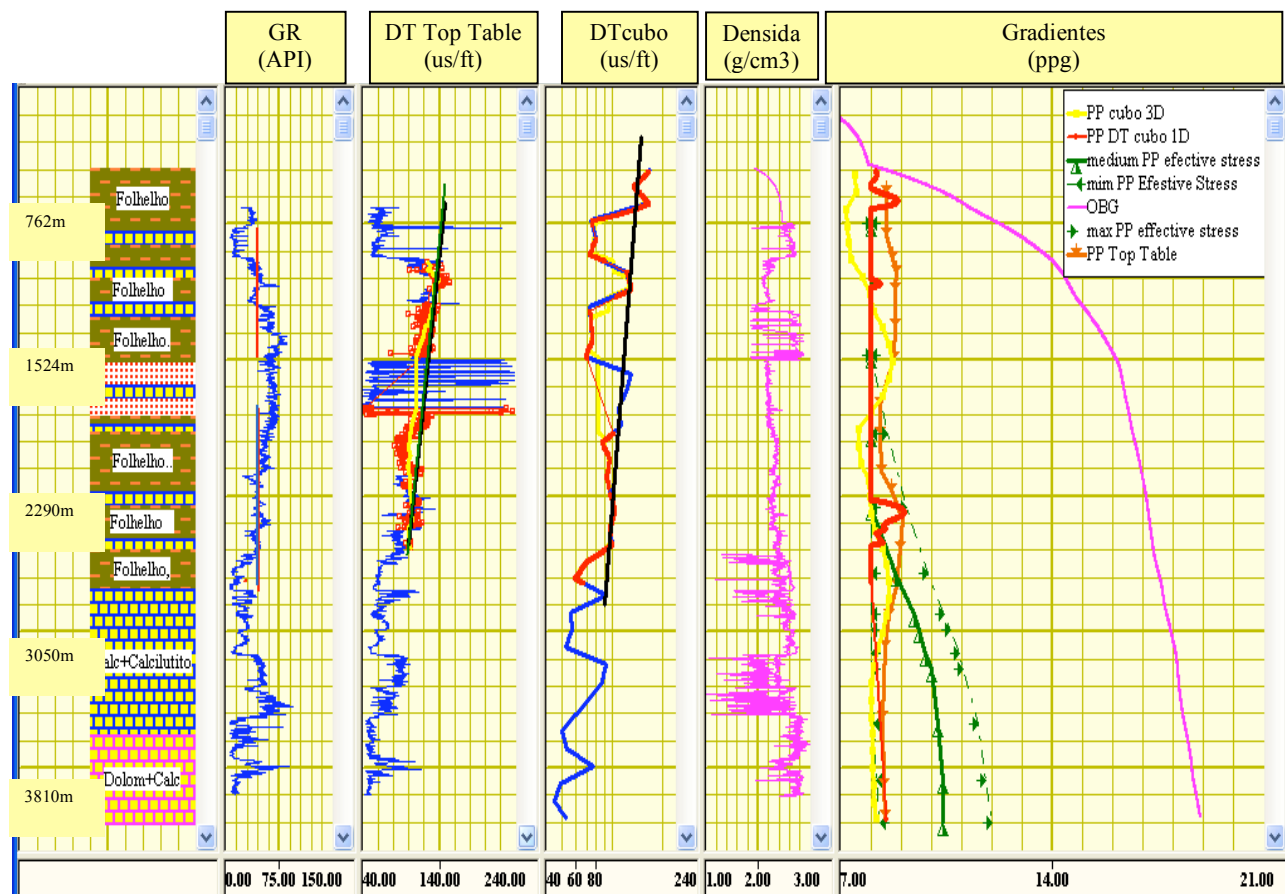


Figura 8 – Perfis obtidos por diferentes metodologias e previsões de curvas de pressão de poros para o poço de projeto.

3.1.5 - Previsão do gradiente de fratura

Conforme apresentado no item 2, a metodologia utilizada para o cálculo do gradiente de fratura foi a de Eaton ($GF = P_p + K(OBG - P_p)$). Para os poços de correlação existia somente um registro de LOT (leak of test) que foi utilizado para a calibração do coeficiente K. O valor de K calculado foi de 0,67 e consequentemente o coeficiente de Poisson de Eaton igual a 0,4. Valor este adotado como constante para toda a profundidade.

Os gradientes de fratura calculados para as diferentes curvas de pressão de poros resultaram basicamente nos mesmos valores, variação menor que 1%, esses gradientes de fratura estão plotados na Figura 9a.

O estudo dos poços de correlação apresentara zonas de perdas nas proximidades de litologias de calcário. São nestas litologias que se encontram os objetivos primários e secundários não somente para os poços de correlação como também para o poço de projeto.

Com o intuito de se evitar as perdas durante a perfuração do novo poço, foi calculado o gradiente de fratura relativo às zonas de perda, tomando como correlação o poço D, uma vez que este é o mais próximo da locação do poço de projeto. Para tanto, foi calculado um coeficiente de Poisson equivalente a estas zonas que estavam em dolomitas e foram perfuradas com um peso de lama de 10,0 ppg, com ECD de 10,5 ppg. A profundidade da perda foi de 3550 m, onde a sobrecarga era de 17,8 ppg e a pressão de poros de 8,0 ppg (pós análise). Os cálculos de K e v estão apresentados a seguir:

$$K = \frac{10,5 - 8,0}{17,8 - 8,0} = 0,255$$

→

$$\nu = \frac{0,255}{1 + 0,255} = \underline{\underline{0,203}}$$

Para este novo coeficiente de Poisson a estimativa do gradiente de fratura foi dividida em dois trechos até 2800 m com o coeficiente de Poisson de 0,4 e a partir deste valor 0,203 até a profundidade final do poço. O gradiente de fratura levando-se em conta as zonas de perda pode ser visto na Figura 9b. Esta nova janela operacional, diferença entre o gradiente de pressão de poros e o gradiente de fratura, é a que deve ser levada em conta para o dimensionamento do projeto de poço.

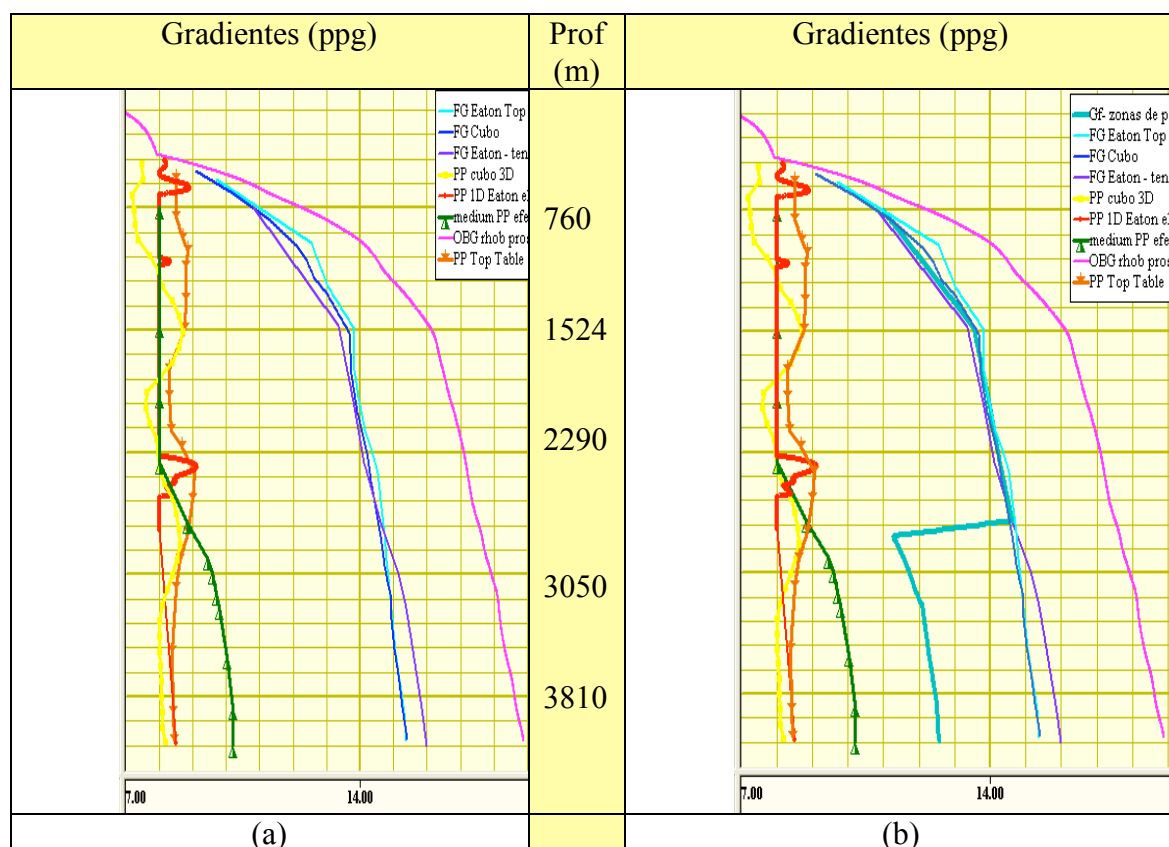


Figura 9 – gradientes de fatura para o poço de projeto: (a) sem considerar zona de perda, (b) considerando zona de perda.

3.2 - Uso de Dados Sísmicos na Determinação das Geopressões e Poucas Informações Sobre os Poços de Correlação

O caso histórico que será apresentado neste item é o cenário comumente encontrado na estimativa da pressão de poros de poços exploratórios pioneiros localizados em novas fronteiras. Disponibilidade de poucos dados para se montar um modelo de previsão de geopressões.

O poço de projeto será vertical com lâmina d'água aproximadamente de 527m e profundidade final de 4400m. A previsão geológica é composta por seqüências de folhelhos e arenitos, sendo predominante folhelho.

3.2.1 - Poços de correlação

Para o estudo do prospecto existem três poços de correlação, todos em lâmina d'água rasa, variando entre 17 e 20 m, com a uma distância média de 35 a 70 km da locação. Estes poços foram perfurados no final da década de 70 e início da década de 80. As informações gerais dos poços de correlação estão listadas na Tabela 3. Os três poços de correlação são verticais.

Tabela 3 – Informações dos poços de correlação.

Poço	LDA (m)	Prof. Final (m)	Distância (km)	Max.Peso de lama (lb/gal)	Pressão de Poros Máxima (lb/gal)
A	20	3672	35	11,5	11,3
B	17	3666	35	16,4	16,4
C	18	3144	70	16,9	16,9

As informações quanto à pressão de poros e máximo peso de lama foram obtidas do relatório de Mudlogging. As pressões de poros informadas na Tabela 3 e apresentadas na Figura 10 foram estimadas com base do expoente “d”, taxa de penetração. Os poços B e C apresentaram problemas de estabilidade, tais como: aprisionamento de coluna, repasses, side tracks, cortes de gás, desmoronamento da parede, dentre outros, em compensação o poço A foi perfurado sem indicações de problemas de estabilidade. A Figura 10 mostra um resumo das informações e as curvas de pressão de poros reportadas para os poços de correlação. Para os poços B e C pode-se dizer que se trata de uma área de pressões anormalmente altas. Na Figura 10 também estão mostradas as profundidades em que houve corte de gás, os valores e profundidades dos LOT, assim como as profundidades dos revestimentos. O Kick que aconteceu no poço C a 3050 m foi controlado com uma lama de peso de 15 ppg.

Para se fazer uma retro-análise dos gradientes de pressões de poros se necessita de dados de perfis elétricos. Somente o poço C possuía estes dados, que consistiam de: Gamma Ray, Densidade, Tempo de Transito e Resistividade. A correlação de Gardner (apresentada no item 2) foi utilizada para se estimar a densidade em intervalos onde não existiam dados. Os gradientes de sobrecarga (OBG) foram estimados considerando-se o método direto de determinação. Para a estimativa da pressão de poros considerou-se que na área ocorria somente sub-compactação, outros mecanismos de geração de pressão não foram considerados. Foi utilizado o método de Eaton, com um expoente 3.0 e aplicando-se trends (Linhas de tendência) retos e curvos (trend de Bowers). Foram utilizadas ambas as tendências lineares e curvilíneas para calibrar qual o melhor modelo para a área. A equação do trend (tendência de compactação) de Bowers é dada pela seguinte equação:

$$DT = \frac{10^6}{\frac{10^6}{DT_{ml}} + a \cdot \sigma'_{norm}{}^b},$$

Onde: DT é o tempo de trânsito sônico (μsec/ft), DT_{ml} tempo de trânsito do mudline (200 μsec/ft) e σ'_{norm} tensão efetiva assumida como pressão normal (8,75 ppg). Os parâmetros *a* e *b* são valores empíricos que melhor ajustam os dados.

A Figura 11 mostra a retro-análise feita para o poço C, curvas de pressão de poros obtidas por diferentes metodologias. Para o trend curvo de bowers foi calibrado os parâmetros *a* e *b* como sendo 14,2 e 0,632 respectivamente. A curva em vermelho é a curva de pressão de poros interpretada com base nas diferentes metodologias. A retro-análise resultou em valores elevados de pressão de poros, mas não há indícios de pressão de poros superiores a 14,0 ppg, mostrando que as análises baseadas em expoente “d” podem resultar em valores maiores que os reais.

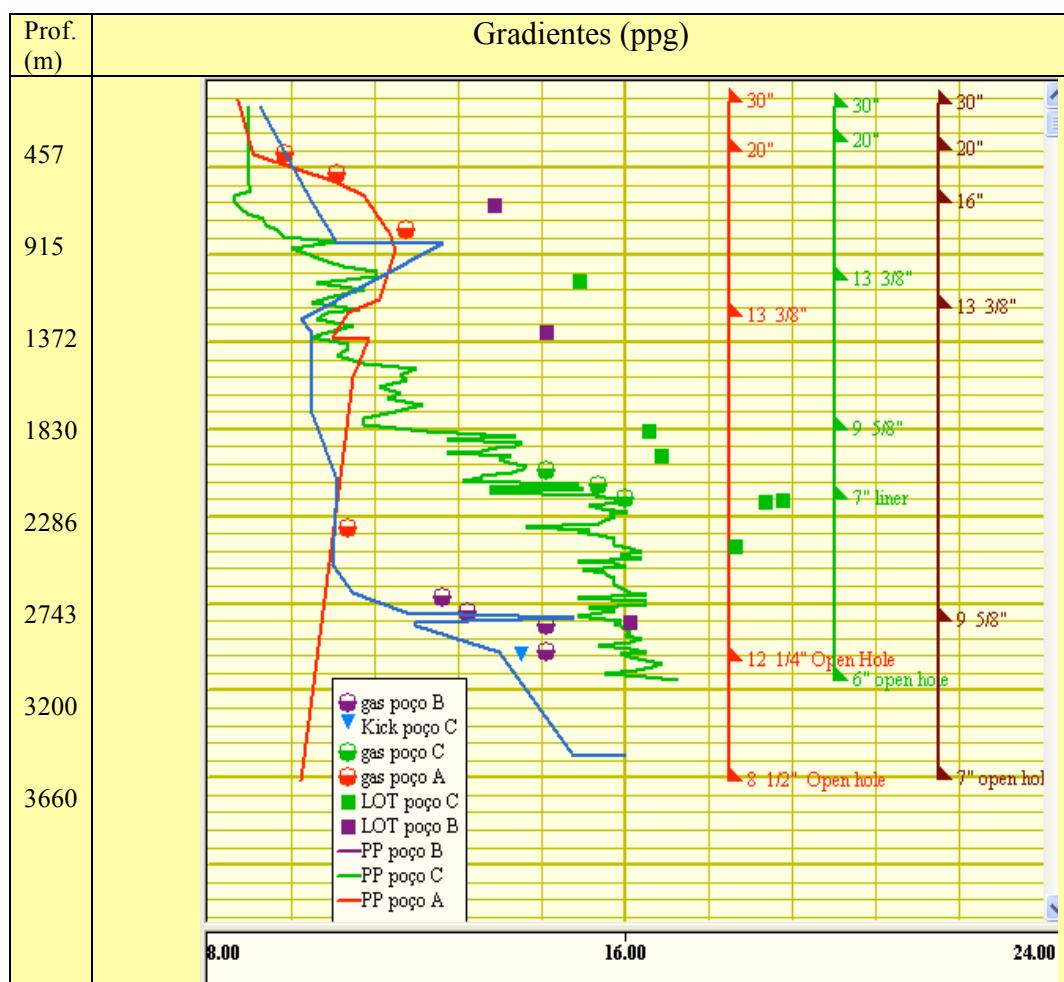


Figura 10 – Resumo das informações dos poços de correlação.

Com base nas três curvas de pressão de poros obtidas foi traçada uma curva de pressão de poros interpretada, que foi utilizada para o cálculo do gradiente de fratura. Considerou-se também para o cálculo do gradiente de fratura os LOTs desse poço.

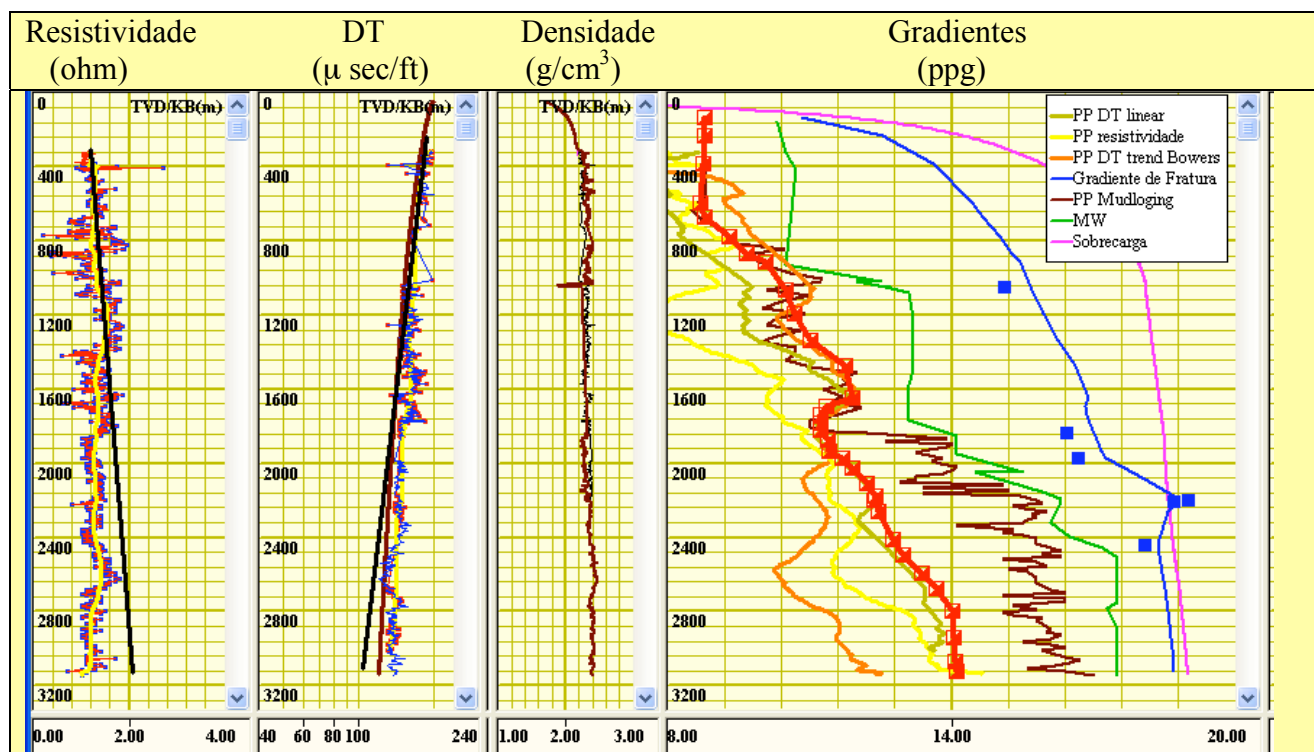


Figura 11 – Retro-análise do Poço C.

3.2.2 - Previsão de geopressões para o poço de projeto

Para o prospecto em questão não existem poços de correlação mais próximos nem com lâmina d'água similar. As informações existentes da locação do novo projeto são as seguintes: litologia, seção sísmica e dados de velocidade intervalar.

Observando-se a seção sísmica, Figura 12, percebeu-se que poderiam ocorrer na região do poço a ser perfurado outro mecanismo gerador de altas pressões: tais como transferência lateral devido aos arenitos inclinados. Com base nesta informação a estimativa das pressões de poros levou em conta mecanismos de sub-compactação, método de Eaton, e transferência lateral, efeito centróide, com arenito inclinado permitindo a migração de fluido do topo para a base. Foi assumido que o fluido que está dentro do arenito é gás (densidade – 2,0 lb/gal), uma vez que este seria o pior caso e com isso estaríamos a favor da segurança. Considerou-se que este arenito estava comunicado por aproximadamente 400m.

As pressões de poros estimadas com base somente na compactação serão acrescidas dos valores de pressão transferida lateralmente nos intervalos de arenitos inclinados.

Para a estimativa da pressão de poros considerando-se o mecanismo de sub-compactação, foi utilizado o método de Eaton, com um expoente 3,0 e aplicando-se trends lineares e curvos (bowers). Os resultados de pressão de poros obtidos estão mostrados na Figura 12. As curvas de pressões de poros obtidas pelo diferentes trends apresentam valores bem distintos com variação mínima de 0,5 ppg chegando até a 2,0 ppg. Os trend curvos costumam expressar melhor a relação de porosidade com a profundidade. Para a calibração do trend de bowers considerou-se o mesmo valor de a do poço C, $a = 14,2$ e variou-se o valor de b para 0,724, valor médio no Golfo do México para poços offshore com lâminas d'água similares.

A curva de pressão de poros do poço C está indicada na Figura 13. Esta curva foi normalizada para a profundidade de sedimentos do poço de projeto. Por comparação pode-se observar que seu padrão de comportamento é muito semelhante à curva de pressão de poros estimada para a nova locação.

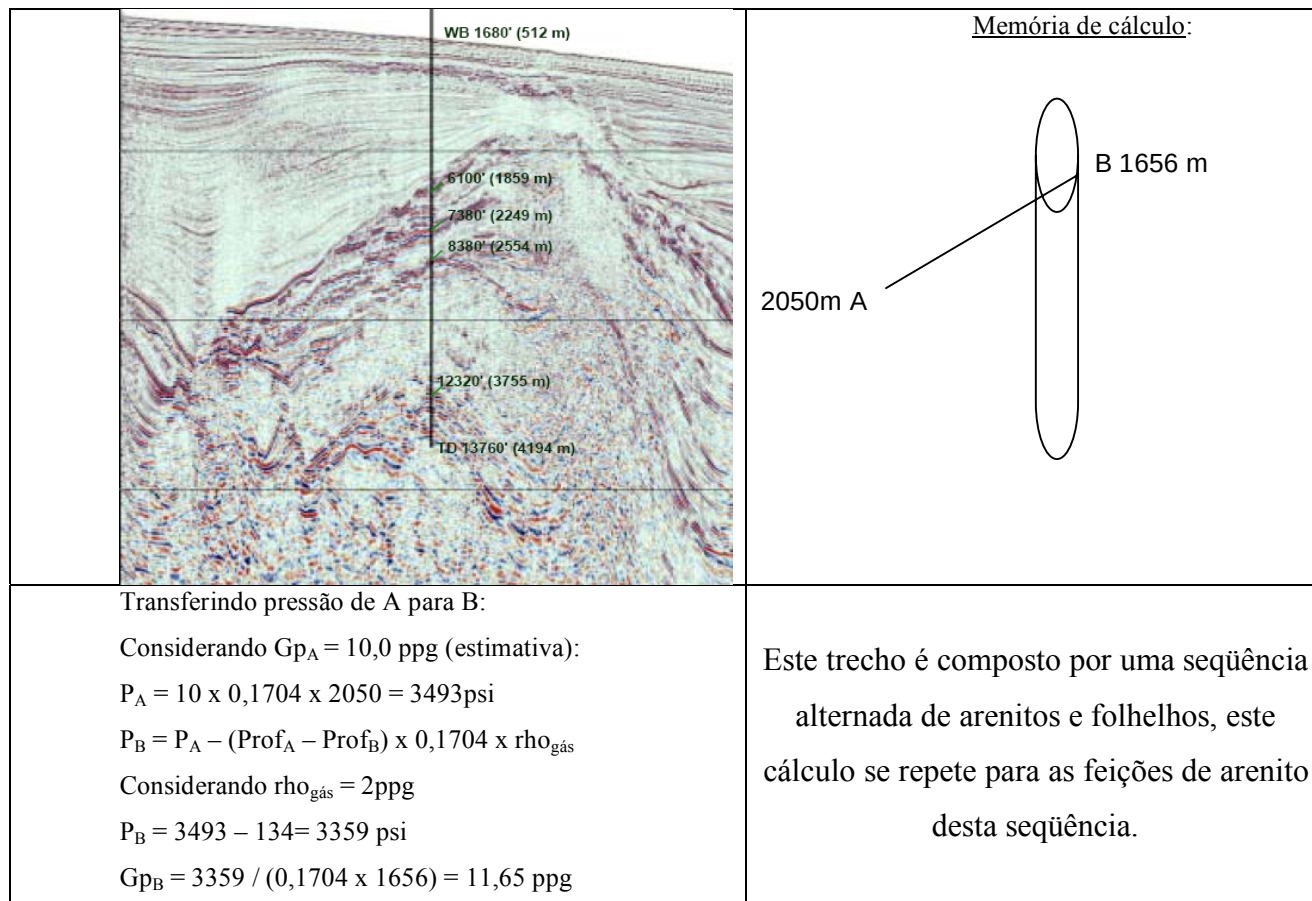


Figura 12 – Arenitos inclinados, estimativa de incremento de pressão.

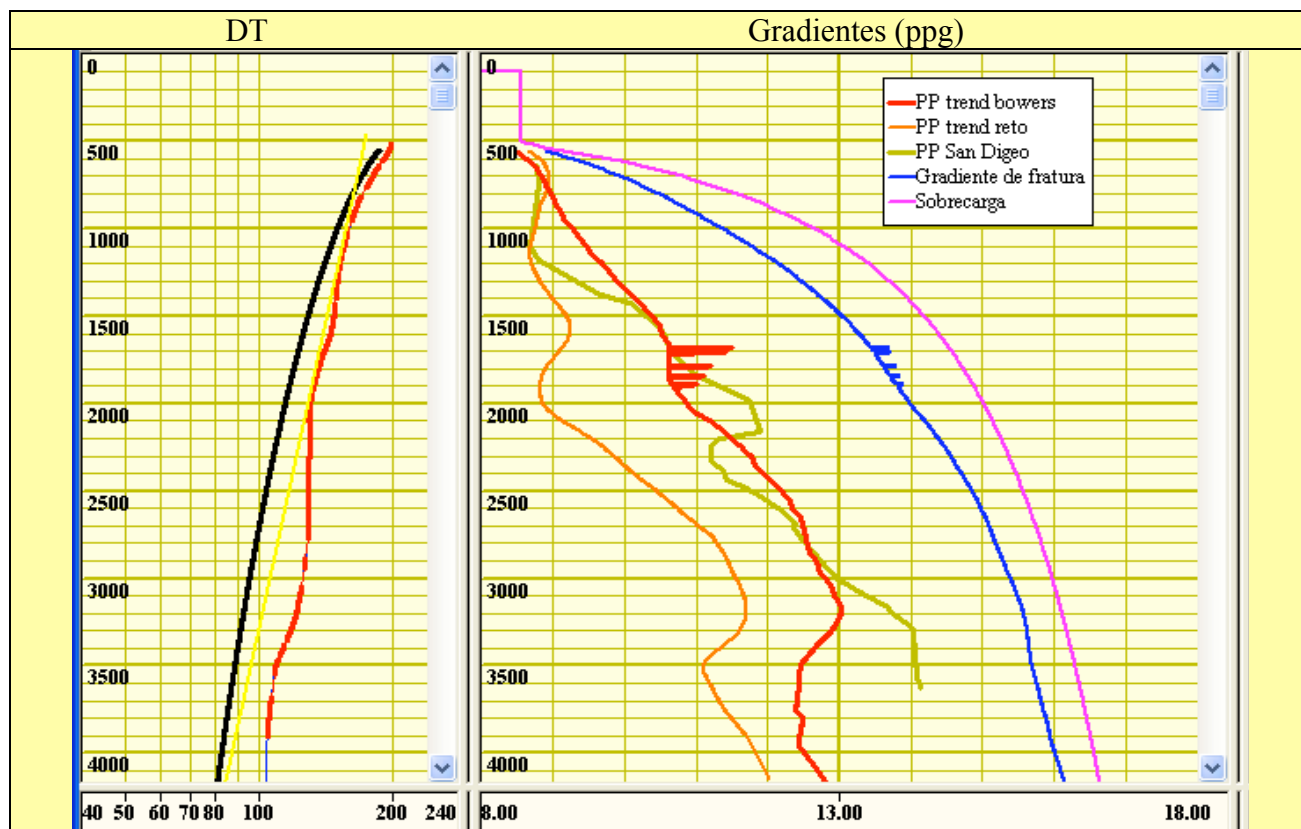


Figura 13 – Estimativa de Geopressões para o poço de projeto.

Na Figura 13 também está plotado os gradientes de fratura e sobrecarga. Os gradientes de fratura foram estimados através da equação de Eaton. Os valores de LOT dos poços de correlação foram normalizados com relação à profundidade de sedimentos, fazendo-se um ajuste numérico a esses dados foi obtido o modelo de comportamento que está mostrado na Figura 14. Este modelo matemático foi utilizado para estimativas de K ao longo da profundidade para o poço de projeto. A curva de gradiente de fratura apresentada na Figura 14 foi calculada segundo este modelo matemático de previsão de K.

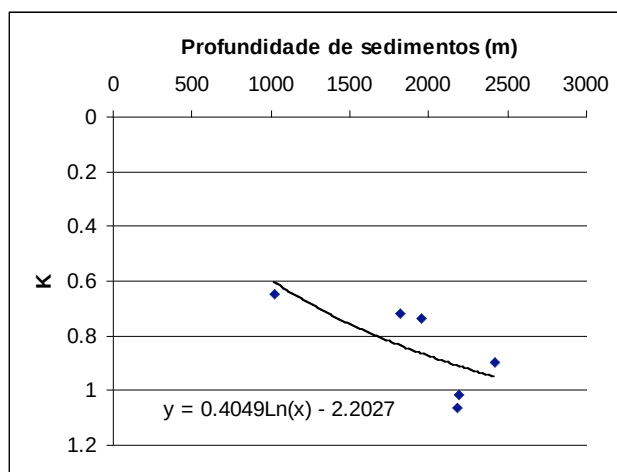


Figura 14 – Modelo de previsão de K para a área do poço de projeto.

De acordo com os gradientes de geopressões apresentados na Figura 12, a área a ser perfurada deverá apresentar um modelo de altas pressões. A pressão de poros final está estimada em 13,0 ppg.

4 - Conclusões

Pôde-se conhecer através deste artigo alguns dos métodos de estimativa de gradiente de pressão de poros e gradiente de fratura que são utilizados na Petrobras. Se possível, é interessante a utilização de vários métodos para uma mesma estimativa e ao final fazer uma comparação entre os resultados. Mas, nem sempre é possível, pois seria necessária uma quantidade grande de informações do local, que ao se tratar de poço exploratório torna-se um pouco mais restrito.

Uma melhor precisão dos resultados depende do número de poços de correlação, quanto mais correlações maior a precisão, e da interpretação do profissional que está fazendo previsão, sendo o modelo calibrado à medida que o campo vai sendo explorado.

Também é importante ressaltar que um bom entrosamento entre engenharia, geologia e geofísica é de grande validade para um bom projeto de poço, pois informações precisas dos horizontes a serem perfurados agregam muito para a confiabilidade das previsões de geopressões.

5 - Bibliografia

Bowers, G. – “Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction” – SPE Paper 27488, 1995.

Eaton, B. A. – “The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction From Well Logs” – SPE Paper 3719, 1972.

Eaton, B. A. – “The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs” – SPE 5544, Dallas, Texas, 1975.

Foster, J. B.; Whalen, H. E. – “Estimation of Formation Pressures From Electrical Surveys” – Offshore Louisiana. SPE. Paper 1200, 1966.

Gardner, G. H. F.; Gardner, L. W.; Gregory, A. R. – “Formation Velocity and Density: The Diagnostic Basis for Stratigraphic Traps” – Geophysics, Tulsa, Okla., v.39, n. 6, p. 770-780, 1974.

Hottman, C. E.; Johnson, R. K. – “Estimation of Formation Pressure From Log-Derived Shale Properties” – SPE Paper 1110, 1965.

Law, B.; Spencer, C. W. – “Abnormal Pressure in Hydrocarbon Environments” – Abnormal Pressure in Hydrocarbon Environments, chapter 1, AAPG Memoir 70, p. 1-11, 1998.

Matthews, M. D.; Standifird, W. – “Sand Effects Correction Provides Better Geopressure Prediction” – Drilling, 2003.

Rocha, L. A.; Azevedo, C. T. – “Buscando o Estado da Arte nas Estimativas de Geopressões” - Boletim Técnico de Produção de Petróleo - Vol. 1, n. 1, (2006), p. 67-93 – Rio de Janeiro: PETROBRAS.CENPES, 2006.

Swarbrick, R. E. – “Challenges of Porosity-Based Pore Pressure Prediction” – University of Durham, Department of Geological Sciences, England, CSEG Recorder, 2002.

Terzaghi, K.; Peck, R. B. – “Soil Mechanics in Engineering Practice”, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1948.

Tomasi, V. I. - “Aspectos Importantes a Serem Considerados nos Projetos de Perfuração de Poços de Petróleo” – Apostila Interna Petrobras – 2005.

Currículo dos Autores

Luiz Alberto Santos Rocha é engenheiro mecânico com grau de mestre e doutor na Universidade do Estado da Louisiana. Atualmente, é consultor sênior da Petrobras e professor do curso de pós-graduação em Engenharia do Petróleo na PUC-Rio. Escreveu vários artigos na área de petróleo e é autor de um livro sobre perfuração direcional.

Anna Paula Lougon Duarte é engenheira civil com grau de mestre e doutora em engenharia geotécnica na PUC-Rio. Atualmente, é especialista em geopressões da Área Internacional da Petrobras. Escreveu vários artigos na área geotécnica.

Patrícia Oliveira Américo Pessoa é engenheira civil com grau de mestre na Universidade de Brasília e especialização em engenharia de petróleo. Atualmente, é especialista em geopressões na Área Internacional da Petrobras.