

2 Revisão Bibliográfica

2.1. Conceitos Básicos

Nos métodos utilizados para estimativa de pressão de poros a etapa inicial consiste na construção da curva de sobrecarga. Como primeira etapa é apresentado neste trabalho o conceito de sobrecarga, posteriormente o conceito de pressão de poros, sua classificação e os fenômenos geradores de pressões anormais e conceitos de modelagem tridimensional.

2.1.1. Conceito de Sobrecarga

A tensão de sobrecarga é a tensão exercida por todo material, tanto fluido como sólido, devido peso próprio das rochas.

A curva de tensão de sobrecarga é calculada pela integral do perfil de densidade geralmente obtido na perfuração de poços, em geral, o perfil de densidade não é obtido nas profundidades mais rasas, sendo calculado através da correlações matemáticas.

Neste trabalho, para a construção do perfil sintético densidade nas profundidades mais rasas (sedimentações superficiais) foi utilizada a correlação de Miller. O perfil de densidade sintético de Miller é gerado de correlações de medições de porosidades de sedimentos em amostras em função da profundidade do sedimento. Segundo Rocha (2004) essa correlação só é confiável em profundidades entre 500 m a 1500 m abaixo do fundo do mar.

Quando não houver dados pode ser utilizado a correlação de Gardner em toda a profundidade a partir do perfil sônico.

As equações utilizadas para obtenção do perfil sintético de Miller são as equações 2.1 e 2.2.

$$\phi = \phi_a + \phi_b * e^{\left(-\kappa(\text{depth})^{\frac{1}{n}}\right)} \quad (\text{equação 2.1})$$

$$\rho = \rho_{matrix}(1 - \phi) + \rho_w \phi \quad (\text{equação 2.2})$$

Onde: ϕ é a porosidade; ϕ_a fração de porosidade dos sedimentos em grandes profundidades; ϕ_b porosidade dos sedimentos adequando o parâmetro igual à porosidade fundo do mar menos ϕ_a ; K parâmetro empírico (padrão = 0,0035 para águas profundas no golfo do México), $depth$ é igual à profundidade e n parâmetro empírico (padrão= 1,09 para águas profundas no golfo do México); ρ é a densidade dos sedimentos, ρ_{matrix} é a densidade da matriz (tipicamente 2,68 g/cm³ para argilas; ρ_w densidade da água.

Mathews (2005) em seu trabalho, demonstra que há influência no gradiente de sobrecarga através da superposição de sedimentações superficiais, variando o tipo de sedimento superficial entre valores de densidade de argila e densidade de areias, logo o valor de sobrecarga varia de acordo com o tipo de sedimento. E no mesmo trabalho, varia os perfis de densidade através de dez perfis diversos e chega à conclusão que o comportamento do gradiente de sobrecarga não é muito afetado e a maior diferença obtida em seu estudo foi de 0,1 ppg.

O modelo utilizado para o cálculo da sobrecarga é dado pela equação 2.3.

$$S = g \int_0^z \rho_{bw}(z) dz \quad (\text{equação 2.3})$$

Onde S é a sobrecarga, ρ_{bw} a densidade dos sedimentos saturados, g a aceleração da gravidade e z a profundidade.

No trabalho de Sayers et al (2006) foi realizada uma estimativa numérica da incerteza na estimativa da sobrecarga e através de integração de múltiplas simulações estocásticas de densidade, assumindo uma variação da densidade com constante erro de $\pm 3\%$. A incerteza foi na ordem de $\pm 1\%$. Segundo Doyen et al (2004) essa incerteza comparada com as incertezas em velocidades sísmicas intervalares representa uma proporção pequena na correspondência com a incerteza na estimativa final de pressão de poros.

2.1.2. Conceito de Poro Pressão

O conceito de poro pressão, denominada também como pressão da formação ou pressão de poros, é a pressão que o fluido exerce no interior dos poros dos elementos porosos como os solos e as rochas.

Um fluido quando submetido a um carregamento reage igualmente em todas as direções, desenvolvendo tensões normais anisotrópicas e cisalhantes nulas.

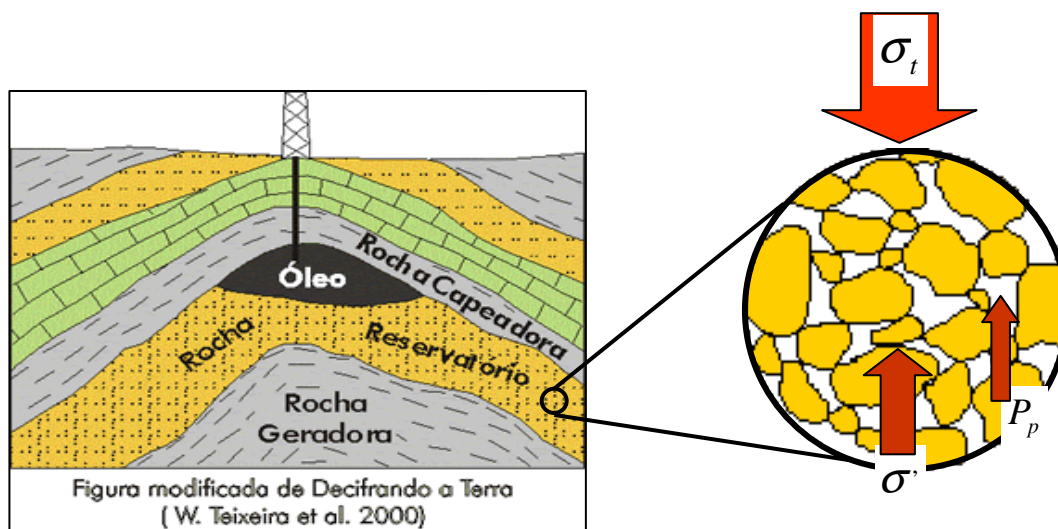


Figura 2.1 – Carregamento em material poroso. (Fonte: Teixeira et al. 2000)

Terzaghi em seu princípio das tensões efetivas, chegou à conclusão que um material poroso (rocha ou solo) quando submetido a uma força, a tensão aplicada à matriz desta é igual à tensão total menos a poro pressão, demonstrada na clássica equação 2.4:

$$\sigma' = \sigma_t - P_p \quad (\text{equação 2.4})$$

O conhecimento dos valores de pressão de poros é importante nos projetos de poço para a determinação do peso de fluido que será utilizado na perfuração, o qual é responsável pela pressão dentro do poço na etapa de perfuração.

Diante das formações permeáveis, caso a pressão de poros se torne maior que a pressão dentro do poço, poderá ocorrer um influxo do fluido da formação para o poço, denominado de *kick* ocasionando perdas de tempo de perfuração, pois será necessária uma interrupção da perfuração para o controle deste tipo de

fluxo. Em casos mais problemáticos e de total descontrole esse influxo pode chegar à superfície, resultando em um *blowout*, dependendo do tipo de fluido que chega a superfície, se ele for inflamável, pode levar a um desastre com danos ao meio ambiente, a destruição da plataforma e até a perda de vidas. Na Figura 2.2 é apresentada a foto de um *blowout* de gás ocorrido na Argélia, esta incendiou toda a plataforma e observar-se nesta figura a proporção deste tipo de acidente.



Figura 2.2 – Blowout na Argélia (Fonte: Google acesso em 17/02/2009).

Em formações de baixa permeabilidade como os folhelhos a pressão de poros maior que a pressão dentro do poço pode levar também ao desmoronamento de cascalhos dentro do poço, ocasionando prisão de coluna como consequência.

No entanto, se o peso de fluido for muito maior que a pressão de poros e chegar ao gradiente de fratura pode ocasionar na fratura da formação e perdas de fluido de perfuração para o poço.

Em meios permeáveis como as rochas reservatórios a pressão pode ser medida por métodos diretos e estimadas por métodos indiretos, mas em formações impermeáveis, ou rochas selantes, como os folhelhos, não é possível medi-las. Assim foram estudados alguns métodos indiretos através de interpretações de parâmetros de perfuração, como por exemplo, perfis sísmicos ou perfis elétricos.

2.2. Classificação de Pressão de Poros

As pressões de poros são classificadas em três categorias segundo Mouchet e Mitchell (1989): normais, subpressões e sobrepressões.

A pressão de poros é dita normal quando é igual à pressão hidrostática gerada pelos fluidos presentes no meio poroso, que é igual, ao peso da coluna de fluidos. E tem o gradiente de 8,0 a 9,1 ppg.

Subpressões ou pressões anormalmente baixas são pressões exercidas pelos fluidos que apresentam pressões menores que a pressão hidrostática, gradientes menos que 8,0 ppg. Geralmente, ocorrem com menor frequência em campos exploratórios. Porém ao longo da produção de um poço podem ser encontradas. Neste caso, o campo é denominado campo depletado.

Sobrepressões ou pressões anormalmente altas são as pressões maiores que as pressões hidrostáticas, com gradientes maiores que 9,1 ppg e ocorre com grande frequência devido a diversos mecanismos que serão descritos nos próximos itens.

A Figura 2.3 apresenta os valores de pressão em função da profundidade. São apresentados o gradiente de sobrecarga ou litoestático é o gradiente de pressão da rocha, o gradiente de fratura valores de pressão onde a rocha se rompe, e o gradiente hidroestático que é o valor da pressão da coluna de água. Para gradientes maiores que o hidroestático temos as sobrepressões em amarelo e para gradientes menores as subpressões em azul.

2.2.1. Subpressão

Segundo Fertl (1977) as subpressões podem surgir artificialmente pela produção de óleo, gás e/ou água abaixo da superfície de formações permeáveis. A produção de grande quantidade de fluido de reservatório pode reduzir drasticamente a pressão de formação se não houver força de injeção de água suficiente para compensar a redução de pressão.

Ocasionalmente, indicações de redução de pressão *in-situ* nos reservatórios de óleo são manifestadas na superfície como subsidências.

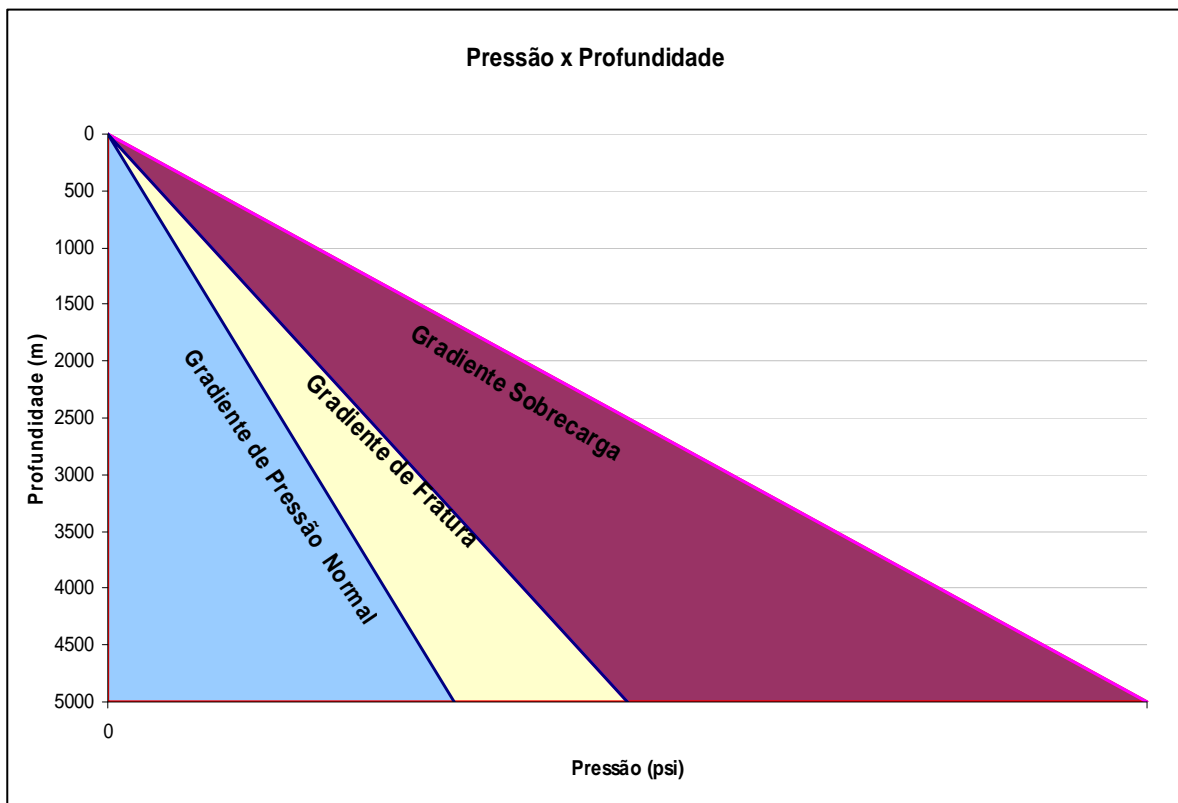


Figura 2.3 – Pressão em função da profundidade.

2.2.2. Sobrepessão

Para uma melhor compreensão do conceito de sobrepessão em rochas, foi feito uma analogia com o modelo de argilas saturadas definido em trabalhos de mecânica dos solos demonstrado na Figura 2.4, segundo Eaton (1972):

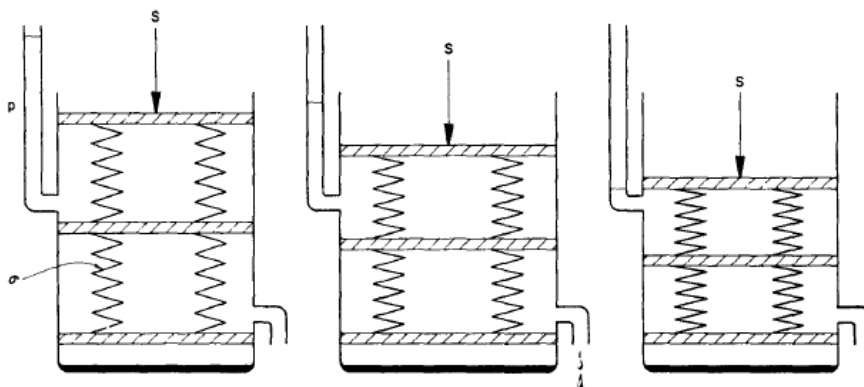


Figura 2.4 – Modelo de argilas saturadas (Fonte: Eaton, 1972)

Na Figura 2.4 o primeiro estágio mostra uma situação em que o sistema já se encontra pressurizado. Já o segundo estágio mostra a situação em que há liberação de água. E finalmente, o terceiro estágio uma situação de equilíbrio em que toda a pressão excedente nos fluidos é liberada.

Segundo Fertl (1997) pressões anormalmente altas são mais comuns em formações da era Cenozóica (Idade Pleistoceno) até a era Paleozóica (Idade Cambriana), devido ao rápido processo de deposição das rochas. Estatisticamente nota-se que podem estar presentes em seqüências de folhelhos/argila ou massivas sessões de carbonatos e evaporitos. Também é observado que são mais frequentes na era Cenozóica, no entanto na era Mesozóica têm ocorrido as sobrepressões mais severas.

2.3. Origem das sobrepressões

As sobrepressões podem ser geradas por um único mecanismo ou pela combinação destes. A condição necessária para que ocorram é a existência de um ambiente selado ou semi-selado. Segundo Swarbrick e Osborne (1998) as sobrepressões podem depender da combinação de fatores como, mecanismos geradores de poro-pressão, tipo de fluido presente na formação, permeabilidade da rocha e seu tempo geológico.

2.4. Mecanismos geradores de sobrepressões

Segundo Swarbrick e Osborne (1997) se agrupam em três categorias: tensões, expansão de fluidos e movimento de fluidos. São descritos nos itens seguintes.

2.4.1. Mecanismos de tensões

Os mecanismos provenientes da categoria de tensões *in-situ* são os mecanismos de desequilíbrio na compactação, conhecido como subcompactação, sendo este o mecanismo mais comum de geração de sobrepressões. Segundo Eaton (1972), este ocorre quando durante o período de compactação rápida quando não houve tempo suficiente para que as pressões fossem dissipadas e rapidamente a camada foi sobreposta. Este mecanismo é incidente em rochas com

baixas permeabilidades, pois estas impedem que o fluido possa ser liberado. O processo que ocorre em folhelhos é análogo ao processo de dissipação de poro pressões em argilas.

A subcompactação congela a tensão efetiva no tempo. Ou seja, ela permanece constante e a velocidade permanece fixa na curva virgem. Pode-se observar em um gráfico de velocidades ocorre um platô de velocidade. Na Figura 2.5 pode-se observar que, no local onde ocorre o fenômeno de subcompactação, a tensão efetiva se mantém constante.

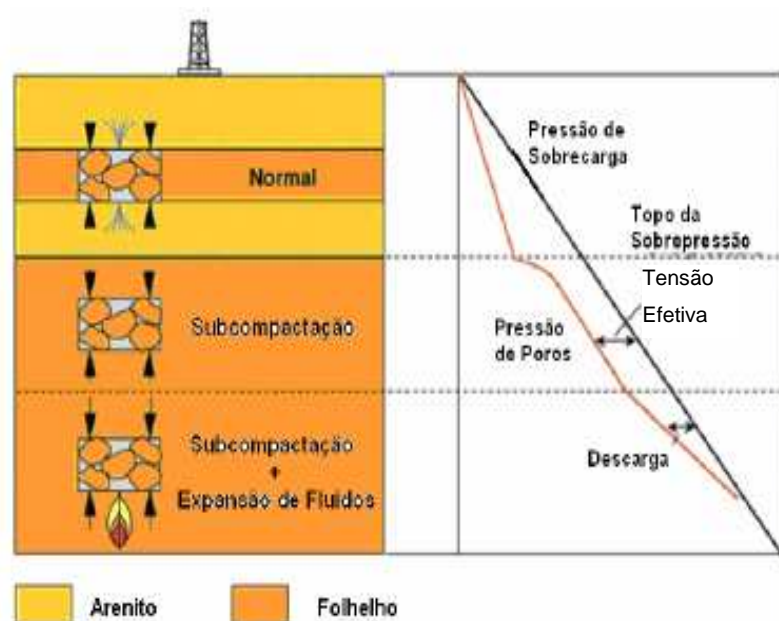


Figura 2.5 – Subcompactação e expansão de fluidos (Modificado de Bowers, 2002)

O segundo mecanismo proveniente do efeito de tensões é o mecanismo tectônico, ou tectonismo. Segundo Hudec e Jackson (2007) o efeito imediato do tectonismo é modificar a força e a direção do campo de tensões. Podendo gerar forças compressoriais maiores que as aplicadas sobre o processo de deposição. Da mesma forma que a subcompactação há um acréscimo de tensão e o fluido não é capaz de escapar devido às rochas selantes.

O mecanismo tectônico é muito comum devido ao movimento de evaporitos como mostrado na Figura 2.6. Este movimento além de gerar rotação de tensões, pode gerar pressões anormalmente altas nas regiões comprimidas e nas regiões tracionadas pode ocasionar perdas de fluido de perfuração, quando da existência de fraturamento, nas denominadas *rubble zones*.

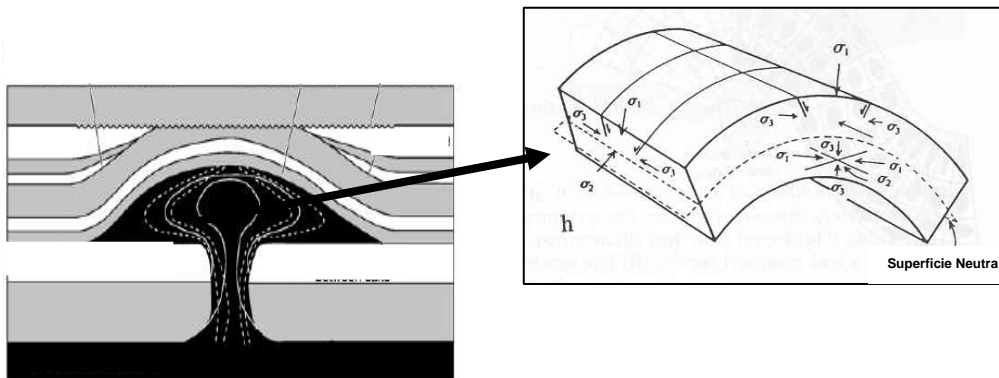


Figura 2.6 – Efeito de tectonismo. (Modificada de Hudec M. R., Jackson P. A., 2007)

2.4.2. Mecanismos de variação de volume nos fluidos

A expansão de fluidos pode ser ocasionada por aquecimento, maturação dos hidrocarbonetos ou pela expulsão /expansão de água durante a diagênese de argila. A expansão de fluidos pode fazer com que a taxa de crescimento de pressão de poros seja maior taxa de crescimento da sobrecarga. Conseqüentemente, as tensões efetivas diminuem mesmo com a continuação do soterramento, onde a tendência normal seria aumentar. Segundo Bowers (1995) este efeito produz uma reversão de velocidade intervalar que apresentam vestígios de uma curva de descarregamento de tensão.

Deve-se ressaltar que a pressão de poros não alcança a tensão de sobrecarga, pois em geral quando a pressão de poros se aproxima da sobrecarga umas das tensões principais, pelo menos a menor é alcançada, então a rocha rompe por fraturamento e liberam fluidos e pressões.

2.4.3. Mecanismos de movimentos de fluidos

Podem ser vistos como uma distribuição de pressão. Não é um mecanismo primário de geração, mas essa transferência pode ser o principal controle da pressão em excesso. O movimento do fluido é guiado pelo diferencial de pressão e controlado por um canal conectante como, por exemplo, uma falha, ou pela permeabilidade de uma formação inclinada.

As pressões impostas aos fluidos de um reservatório se transmitem em todas as partes do reservatório. Essa transmissão depende: da densidade dos fluidos, da altura da coluna de fluido, da pressão do fluido da formação na base da coluna. A transmissão hidráulica poderá gerar sobrepressão na vizinhança do topo da zona permeável quando, acima do aquífero, o reservatório contiver um fluido menos denso que a água, tal como o gás ou o óleo. Esse efeito é conhecido como efeito *buoyancy*.

Na Figura 2.7 é demonstrado um mesmo arenito (em amarelo) com três fluidos de densidades diferentes. O fluido em azul escuro, fluido água, tem gradiente de pressão no topo de 9 ppg. Para se obter o gradiente de pressão no ponto p2 é descontado a coluna no fluido em preto, óleo, na indústria o valor de densidade estimado para o óleo é de 6 g/cm^3 , essa coluna é descontada e obtida o gradiente de 9,1 no ponto p2 e posteriormente no ponto p3 é descontado a coluna de gás, na indústria é utilizado o valor de densidade de 2 g/cm^3 . Os valores em p1 e p4 são valores obtidos nos métodos de estimativa descritos neste capítulo.

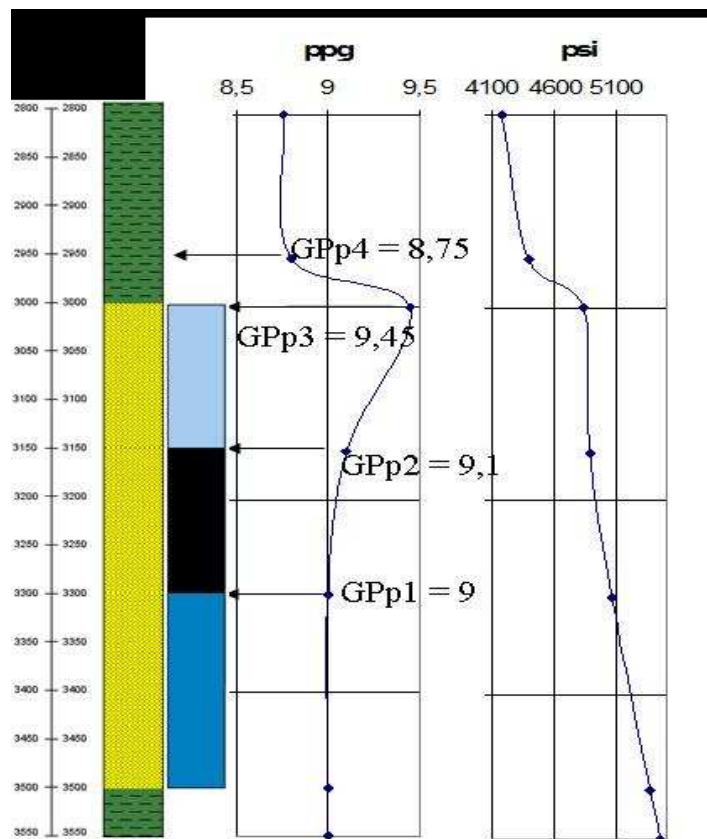


Figura 2.7 – Efeito Buoyancy.

2.4.4. Transferência Lateral e efeito centróide

Traugott (1996) demonstrou a teoria de transferência lateral de pressões e o efeito centróide. A pressão de poros em corpos de areias permeáveis possui pressões distribuídas uniformemente, em contraste com as argilas que possuem permeabilidade baixa, logo baixa capacidade de dissipação de pressão. Um arenito inclinado cercado de folhelhos possuirá poro pressões idêntico aos folhelhos vizinhos somente em uma profundidade chamada de centróide. Acima do centróide as areias terão pressão nos fluidos maiores que argilas adjacentes. Abaixo do centróide as areias terão pressões menores que as argilas adjacentes.

A qualidade do selo e alívio estrutural controla as sobrepressões dos corpos de areia. Na crista de uma estrutura a pressão de poros em areias pode se aproximar da tensão de fratura. Isso pode resultar em situações críticas de perfuração, com um abrupto salto das pressões no fluido na crista ou próximo a ela.

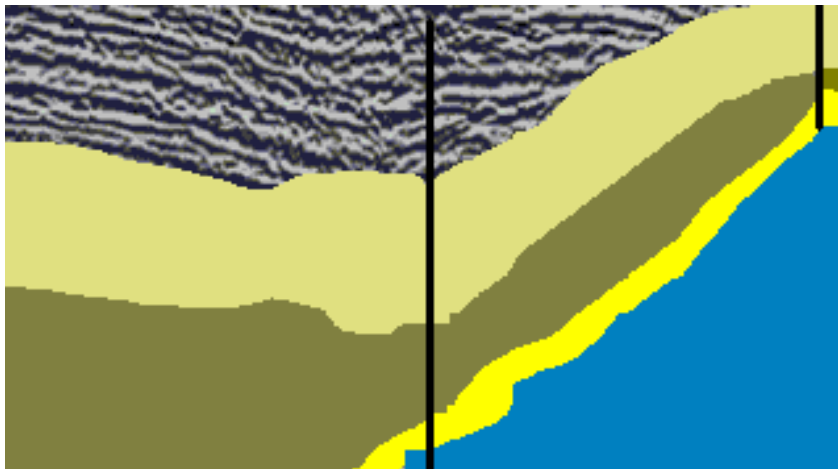


Figura 2.8 – Transferência lateral de pressão. Dois poços perfurados atravessando o mesmo arenito.

2.4.5. Métodos de estimativa de poro pressão

Diversos métodos de estimativas de poro pressões têm sido desenvolvidos e essa lista continua a crescer. Bowers (1995) comenta que muitos são métodos empíricos, mas na sua maioria segue as mesmas idéias dos métodos pioneiros como Foster e Whalen, Ham e Eaton.

Os métodos de estimativa de poro pressão em folhelhos são baseados em relações proporcionais entre porosidade e pressão de poros e inversamente proporcionais entre porosidade e tensão efetiva. Na sua maioria baseiam-se no mecanismo de subcompactação. Utilizam perfis elétricos, dados de velocidades sísmicas e parâmetros representativos de porosidade.

Segundo Sayers et al (2006) desde que qualquer aumento de pressão de poros acima do gradiente hidrostático reduz a quantidade de compactação que pode ocorrer, as ondas de velocidades elásticas podem ser usadas para previsão de pressão de poros. Esta afirmação foi inicialmente demonstrada por Hottman e Johnson (1965) usando velocidades sônicas e por Pennebaker (1970) utilizando velocidades sísmicas.

Bowers (1995) comenta que, a maioria dos métodos falha no fato de não levar em consideração outros mecanismos de geração de pressão de poros além da subcompactação. Essa falha pode acarretar em erros significativos nas estimativas.

“A evolução dos métodos de estimativas de pressão de poros tem se sofisticado indo na direção de modelos comumente denominados de estudos de bacias. As modelagens envolvem, além das informações geralmente usadas em modelos 1D, outros conhecimentos geológicos tais como: estratigrafia, geometria das camadas, ocorrência de falhas, idades das formações, temperatura e condições hidrodinâmica existentes no subsolo. Com estas informações e utilizando-se o controle de parâmetros como porosidade, permeabilidade, potencial de geração de hidrocarbonetos e condutividade lateral para cada formação, consegue-se reconstruir o processo de deposição da bacia ao longo de milhões de anos. O resultado obtido é um modelo de previsão de pressão de poros para qualquer ponto da área modelada (Bowers ,1995).”

Na literatura encontram-se diversos métodos de estimativa de poro pressão. Nesta dissertação serão tratados apenas métodos de Eaton e de Bowers, que são os mais utilizados pela indústria de petróleo. Portanto, os métodos utilizados nas análises realizadas.

2.4.5.1. Método de Eaton

O método de Eaton é o mais usado na indústria do petróleo. Neste, a pressão de poros a certa profundidade é função da sobrecarga, da pressão de poros hidrostática, da razão entre o parâmetro observado (sônico, resistividade ou expoente dx) e o valor da linha de tendência de compactação normal e do expoente escolhido. O expoente é função da área de estudo e do parâmetro que está sendo analisado. No golfo do México o expoente foi definido como 1,2 para o parâmetro de resistividade e 3,0 para o perfil sônico (Eaton, 1975).

O primeiro passo então para o método é identificar a posição da curva de tendência de compactação normal (NTL). Rochas argilosas com mesma composição mineralógica devem apresentar uma única tendência dentro da zona de compactação normal.

A Figura 2.9 apresenta o traçado da linha de tendência de compactação normal (NTL), para isso, são analisados somente os pontos de folhelhos. Métodos geológicos baseados são utilizados através de filtros nos dados de Gamma Ray, ou baseados nas interpretações dos geólogos do poço. Na Figura 2.9 o traçado do NTL encontra-se em vermelho e os pontos de folhelho em verde. O traçado depende da visão de cada analista e é calibrado pelos valores de pressões medidas nos arenitos.

O traçado da NTL deve ser feito em perfis afetados pela porosidade, tais como perfis sônicos, de resistividade ou de condutividade. O traçado da NTL é calibrado em formações mais rasas, que têm maior probabilidade de estar normalmente compactadas por serem mais jovens.

A teoria de Eaton considera o princípio de tensões efetivas de Terzaghi e é baseado somente no fenômeno de subcompactação.

A tensão de sobrecarga é calculada com a equação 2.1, e a pressão de poros estimadas pelas equações 2.5, 2.6 e 2.7. É necessário ressaltar que a qualidade dos resultados depende do analista que traça a linha de tendência e da qualidade dos dados.

$$Pp = S - (S - (Pp_N)) \left(\frac{R_o}{R_N} \right)^{1,20} \quad (\text{equação 2.5})$$

$$Pp = S - (S - (Pp_N)) \left(\frac{C_N}{C_o} \right)^{1,20} \quad (\text{equação 2.6})$$

$$Pp = S - (S - (Pp_N)) \left(\frac{t_N}{t_o} \right)^{3,0} \quad (\text{equação 2.7})$$

Onde: Pp é pressão de poros, S é a sobrecarga, índice N é o valor observado no NTL, e o índice 0 é o valor observado no perfil. R perfil resistividade, C perfil condutividade, t tempo de trânsito.

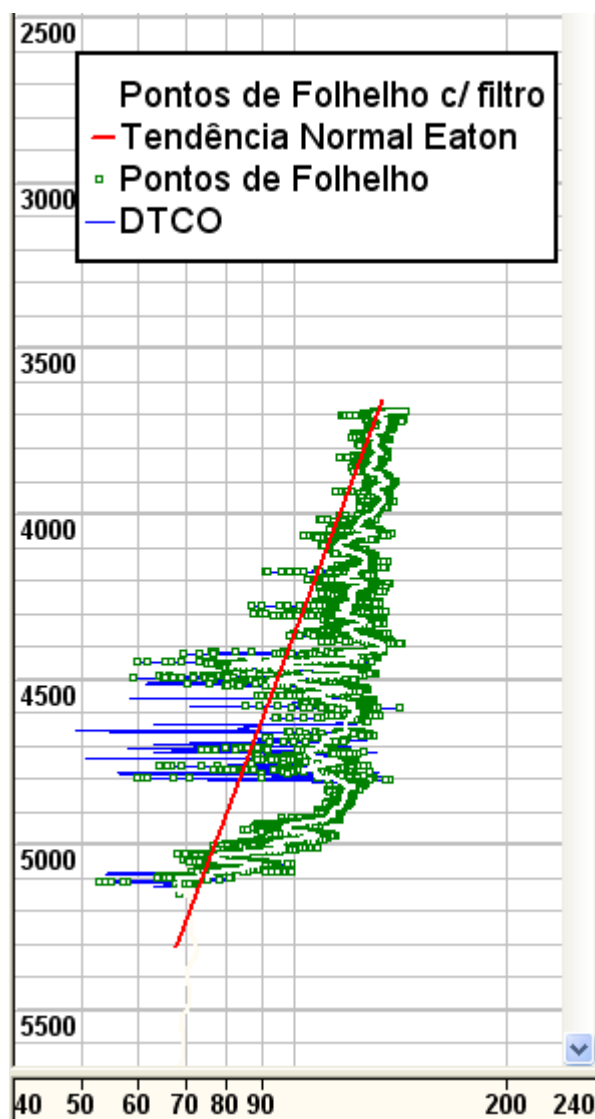


Figura 2.9 – Traçado da tendência de compactação NTL em pontos de folhelho de acordo com o método de Eaton.

2.4.5.2. Método de Bowers

Bowers (1995) sugere um método que considera não somente o mecanismo de subcompactação, mas também o mecanismo de expansão de fluidos como geradores de pressão de poros anormais.

Trata-se de um método de aproximação de tensão efetiva. As tensões efetivas são relacionadas como velocidades e como resultados são deduzidas das tensões de sobrecarga para obtenção de pressão de poros.

O método de Bowers leva em consideração os dois mecanismos de geração de poro pressão, tanto o de subcompactação quanto o de expansão de fluidos (expansão aquathermal, maturação de hidrocarbonetos, diagêneses de argilas).

As tensões efetivas são obtidas dos valores de velocidade e as poro pressões são resultantes da subtração das tensões efetivas no gradiente de sobrecarga.

Quando usados dados sônicos é desejável que se utilize somente dados de argila para minimizar os efeitos das mudanças de litologia. No entanto o método também é aplicável para previsões de perfurações a partir de velocidades intervalares sísmicas.

Bowers (1995) faz uma discussão de alguns comportamento de compactação antes de apresentar seu método, apresentados a seguir.

Estado de não decréscimo de tensão efetiva: Ocorre quando há acréscimo de tensão total e a pressão de poros cresce na mesma velocidade mantendo a tensão efetiva constante em diferentes profundidades. As porosidades se aproximam de zero e as velocidades sônicas então atingem os valores de velocidade na matriz (nos grãos). A relação entre velocidade e tensão efetiva para o não decréscimo de tensão efetiva provêm da mecânica dos solos e é denominada curva virgem. Observam-se na Figura 2.10 (d) que os pontos da curva virgem são os pontos onde não ha decréscimo da curva de velocidade (Figura 2.10 (b)).

Redução de tensão efetiva: A maioria, mas não toda redução de porosidade/ganho de velocidade que ocorre na compactação é permanente. Como resultado, a velocidade sônica não irá cair na curva virgem quando o efeito da tensão efetiva é reduzido (descarregamento). A velocidade irá fazer parte de uma nova relação entre tensão efetiva e velocidade chamada curva de descarregamento (Figura 2.10 (b)).

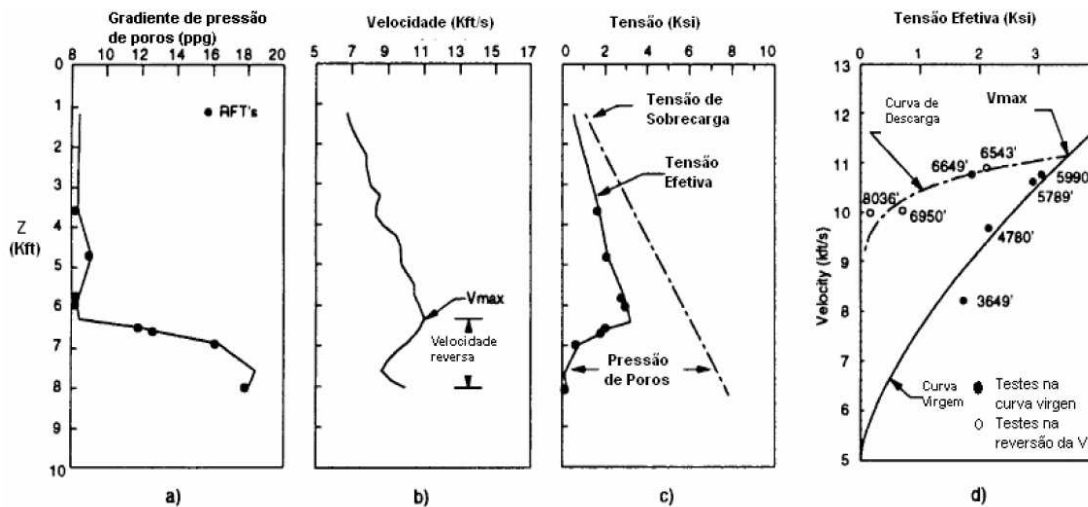


Figura 2.10 – Comportamento de compactação e expansão de fluidos. (Modificada de Bowers, 1995)

Nem todas as ocorrências de velocidade reversas são indicativos do mecanismo de expansão de fluidos. O excesso de poro pressão gerados por subcompactação depende também da compressibilidade da rocha e do fluido nos poros. Se a rocha matriz é mais compressível que o fluido a tensão será resistida pelo fluido e se a rocha matriz é menos compressível, a tensão será suportada pela rocha. Então a subcompactação se tornará o mecanismo gerador de sobrepressão nas formações mais rasas, onde as formações são mais macias.

Por outro lado, a atividade de expansão de fluidos está relacionada com o aumento de temperatura e, conseqüentemente, com a profundidade. Logo o mecanismo de expansão de fluidos é mais usual em rochas profundas.

A cimentação também é um fator que pode gerar velocidades reversas. Há grandes dificuldades em decidir se o efeito é de descarregamento ou de cimentação. O que pode ser dito é que a cimentação é condutiva para a expansão de fluidos, porque aumenta a restrição entre a rocha matriz e o fluido.

O método é uma aproximação das tensões efetivas que se empregam nas curvas virgens e de descarregamento. As tensões efetivas fora das zonas de velocidades reversas são computadas na curva virgem. Nas regiões de velocidades reversas é levado em consideração um fator de descarregamento.

A curva virgem segue a equação 2.8.

$$V = V_0 + A \sigma'^B \quad (\text{equação 2.8})$$

Onde V é velocidade (ft/s), V_0 velocidade no fluido que pode variar de 4500 (ft/s) a 5500 (ft/s), σ' tensão efetiva (psi) e A e B são parâmetros calibrados com os dados.

A curva de descarregamento é dada pela equação 2.9:

$$V = V_0 + A \left[\sigma_{\max} \left(\frac{\sigma}{\sigma_{\max}} \right)^{\left(\frac{1}{U} \right)} \right]^B \quad (\text{equação 2.9})$$

Com U como terceiro parâmetro de calibração, tem-se:

$$\sigma_{\max} = \left(\frac{V_{\max} - V_0}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (\text{equação 2.10})$$

Onde σ_{\max} e V_{\max} são estimativas de tensão efetiva e velocidade no início do descarregamento.

Na ausência de troca de litologias, V_{\max} é usualmente escolhido como a velocidade onde começa a velocidade reversa. Essa escolha assume que toda formação a partir de reverso de velocidade está abaixo do estado de carregamento máximo.

Onde: Pp é pressão de poros, S é a sobrecarga, índice N é o valor observado no NTL, e o índice 0 é o valor observado no perfil. R perfil resistividade, C perfil condutividade, t tempo de trânsito.

O valor do parâmetro de descarregamento U mede o quanto plástico o sedimento pode ser. $U = 1$ implica em não haver deformação permanente, pois a curva de descarregamento se reduz a curva virgem. $U = \infty$ corresponde a uma deformação irreversível. Na prática o valor usado para U varia de 3 a 8.

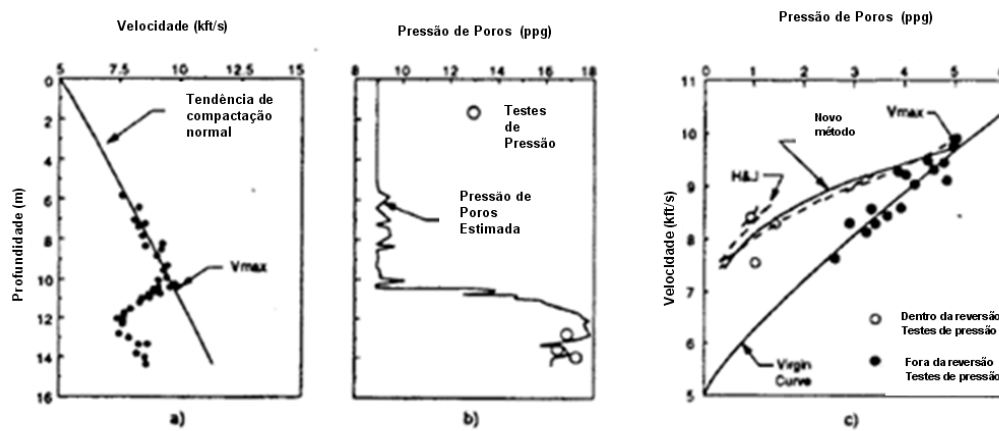


Figura 2.11 – Aplicação do método de Bowers. (Bowers, 1995)

Para a resolução de U : Através da substituição das equações 2.10 na 2.9 a curva de descarregamento pode ser utilizada em uma forma que normaliza os dados de descarregamento de poço em uma só curva:

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_{\max}} \right) = \left(\frac{\sigma_{vc}}{\sigma_{\max}} \right)^U \quad (\text{equação 2.11})$$

Onde:

$$\sigma_{vc} = \left(\frac{v - v_0}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (\text{equação 2.12})$$

E σ_{vc} é a tensão onde a velocidade corrente intercepta a curva virgem.

2.4.6.

2.5. Modelagem Tridimensional Geológica e Geomecânica (Earth Modeling)

Historicamente, a modelagem tridimensional geológica surgiu das necessidades da geologia projetar o cenário encontrado para definição de propriedades geológicas e identificação do reservatório e seu volume. Através do

conhecimento da história deposicional de uma bacia é possível também prever cenários de pressão de reservatório, portanto identificar a capacidade de produção e aproveitamento do reservatório.

A modelagem tridimensional geomecânica surgiu da necessidade da utilização de minimizar o tempo não produtivo associado à instabilidade do poço e regimes de poro pressão não esperados. Para isso é necessário identificar os riscos geológicos e os riscos de perfuração. Logo, a modelagem tridimensional geológica e geomecânica tem sido extremamente valiosa para a otimização do processo de construção do poço.

Segundo Doyen (2007) os modelos geomecânicos numéricos tridimensionais atualmente participam de uma função central na indústria de exploração e produção. São usados rotineiramente para o planejamento de novos poços, no cálculo de reservas de hidrocarbonetos e quando integrado a um simulador de fluxo, na previsão perfis de produção. Devido à escassa cobertura dos poços, os modelos geomecânicos são em geral pobremente relacionados longe da região dos poços. O grande desafio é quantificar a integração de dados sísmicos para obter representações mais apuradas das propriedades entre poços.

Além disso, é possível incorporar na modelagem tridimensional a indicação de riscos de perfuração e indicações de ocorrências de problemas na construção do poço (Petrel®, 2007). As visualizações desses riscos e dessas ocorrências assumem uma tendência no mercado de petróleo, uma vez que aumentam a confiabilidade em projeto de poços de petróleo.

Inicialmente, a modelagem geológica é feita através da interpretação do cubo sísmico tridimensional. É então, prevista uma estrutura geológica através da estratigrafia comprovada com poços exploratórios. Também são realizadas calibrações de dados sísmicos com dados de velocidades intervalares e dados de poços. O modelo pode ser atualizado com a obtenção de novos dados de poços e posteriormente com a sísmica 4D. O presente trabalho não consiste na etapa de interpretação sísmica. Porém muito pode ser encontrado na literatura sobre construção do modelo geológico através da interpretação de dados sísmicos como em Doyen (2007), Torres e Frydman (2005).

A modelagem geológica do presente trabalho pôde ser construída utilizando dados de interpretação geológica, como os dados de topos estratigráficos e interpretação das litologias e fácies geológicas. Foram utilizadas

algumas interpretações de geólogos da sísmica apenas para efeito de consistência do modelo construído.

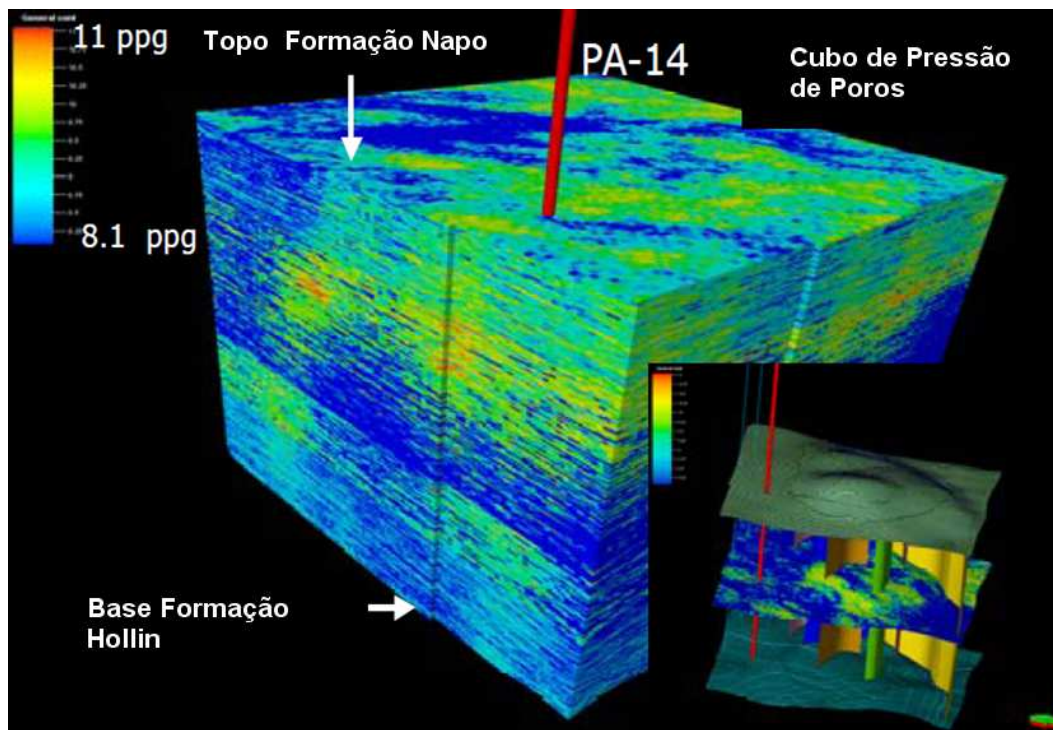


Figura 2.12 – Cubo de Pressão de Poros estimado por (Modificado de Torres e Frydman, 2005)

2.5.1. Definição de Modelagem Geomecânica

A modelagem geomecânica é a representação numérica do estado de tensão e das propriedades mecânicas da rocha para uma sessão estratigráfica específica em um campo ou em uma bacia.

As representações geomecânicas geralmente incluem: Coeficiente de Poisson, Módulo de Young, Resistência a compressão não confinada, ângulo de cisalhamento, pressão de poros, tensão horizontal mínima, tensão horizontal máxima, tensão vertical e direção dos eixos principais.

O modelo geomecânico representa todas as informações disponíveis no campo. São utilizados para análise de estabilidade ao longo da trajetória do poço escolhido. Em geral, auxiliam na construção da trajetória ou verificação da viabilidade do projeto.

Nesta fase está inserida a geostatística, para a população do modelo tridimensional com as propriedades de interesse a partir de dados de poços ou da

integração de dados de perfis, ensaios de laboratório e sísmica 3D. Detalhes sobre a aplicação destes métodos geostatísticos podem ser encontrados em Doyen (2007), Isaaks & Srivastava (1989), Chiles & Delfiner (1999) e Armstrong (1998).

Atualmente, os maiores desafios da construção de um modelo geomecânico são: a compilação de dados de larga escala de disciplinas (engenharia de perfuração, geologia, geofísica, perfilagem, engenharia de reservatório, etc.); a administração e organização de dados em sistemas computacionais; o tempo de processamento (edição, cálculos, combinações de dados); e de interpretação de dados em termos de parâmetros geomecânicos.

2.5.2. Modelagem geomecânica (Cubo de pressão de poros)

Segundo Kan e Kilsdonk (1998) em bacias sedimentares as geopressões são controladas pela história diagenética e deposicional e também pela estrutura geométrica. As formas e tamanhos dos compartimentos dependem da estrutura tridimensional e da distribuição das litologias e falhas.

Os benefícios da construção do cubo incluem (1) Previsão de pressão de poros pré-perfuração (projeto de poços) mais refinada. (2) Definição dos compartimentos de pressão 3-D. (3) Interpretação aprimorada de falhas selantes ou permeáveis (condutivas) da distribuição da pressão de poros. (4) Interpretação aprimorada da trajetória de migração de fluidos.

No presente trabalho foi verificado o benefício de se obter uma previsão de pressão de poros mais refinada. Os demais benefícios são estudados nas áreas de reservatório de poço por geólogos e engenheiros de reservatórios.