

2 Revisão bibliográfica

O objetivo deste capítulo é apresentar os principais conceitos teóricos envolvidos no estudo das poropressões com aplicação na indústria do petróleo, bem como, os principais mecanismos de sobrepressão que ocorrem em bacias sedimentares. Primeiramente são relacionados conceitos gerais associados às poropressões, tais como pressão normal, pressão anormal, zonas de transição e gradientes de pressão. Em seguida se apresenta sumariamente os principais mecanismos de geração de pressão que afetam as bacias sedimentares, de acordo com a revisão bibliográfica realizada durante a presente pesquisa. Posteriormente são descritas as metodologias para a medição e a estimativa das poropressões na indústria do petróleo.

2.1. Conceitos gerais de poropressões

Segundo a relação de tensões efetivas de (Terzaghi, 1948), eq.(2.1), quando uma tensão externa é aplicada sobre um material poroso, que contém fluidos preenchendo esses poros, a tensão aplicada (tensão total) uma parte se distribui na estrutura sólida do material (tensão efetiva) e a outra parte se distribui nos fluidos (pressão de poros). A Figura 2.1 mostra graficamente o conceito de distribuição da carga total nesses tipos de materiais.

$$\sigma = \sigma' + Pp \quad (2.1)$$

2.1.1. Pressão de poros normal.

Na indústria do petróleo o conceito de pressão de poros normal (Pp_N) se refere às pressões provocadas por uma coluna hidrostática e que só dependem da altura dessa coluna e da densidade do fluido envolvido (água doce ou água salgada). A eq.(2.2) descreve a pressão hidrostática como uma linha reta.

$$Pp_N = \rho * H * g \quad (2.2)$$

Onde ρ é a densidade do fluido, H é o comprimento da coluna de fluido e g representa a gravidade.

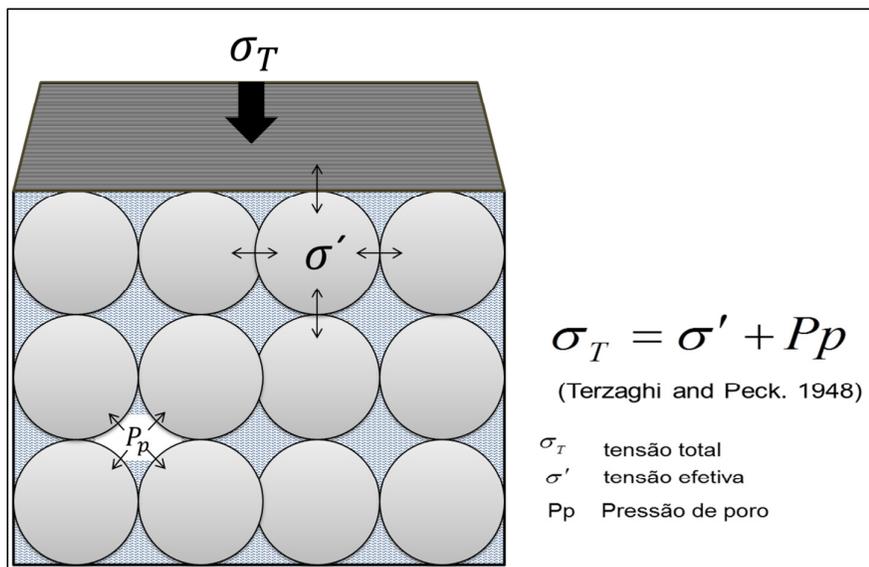


Figura 2.1 – Esquema da distribuição da carga total em materiais porosos.

2.1.2.

Pressão de poros anormal.

A pressão de poros anormal se refere a qualquer outra condição que não cumpra com a condição de pressão de poros normal, por isso, podem se encontrar pressões anormalmente elevadas (sobrepensões) ou pressões anormalmente baixas (subpensões).

2.1.3.

Zonas de transição

As zonas de transição se encontram geralmente nos contatos entre regimes de pressão diferentes. Essas zonas têm sido identificadas por medição direta das pressões em poços de petróleo. Por exemplo, no Golfo do México (**Figura 2.2**) onde a zona de transição separa a pressão hidrostática acima de 8000 ft da zona de sobrepressão abaixo de 11000 ft.

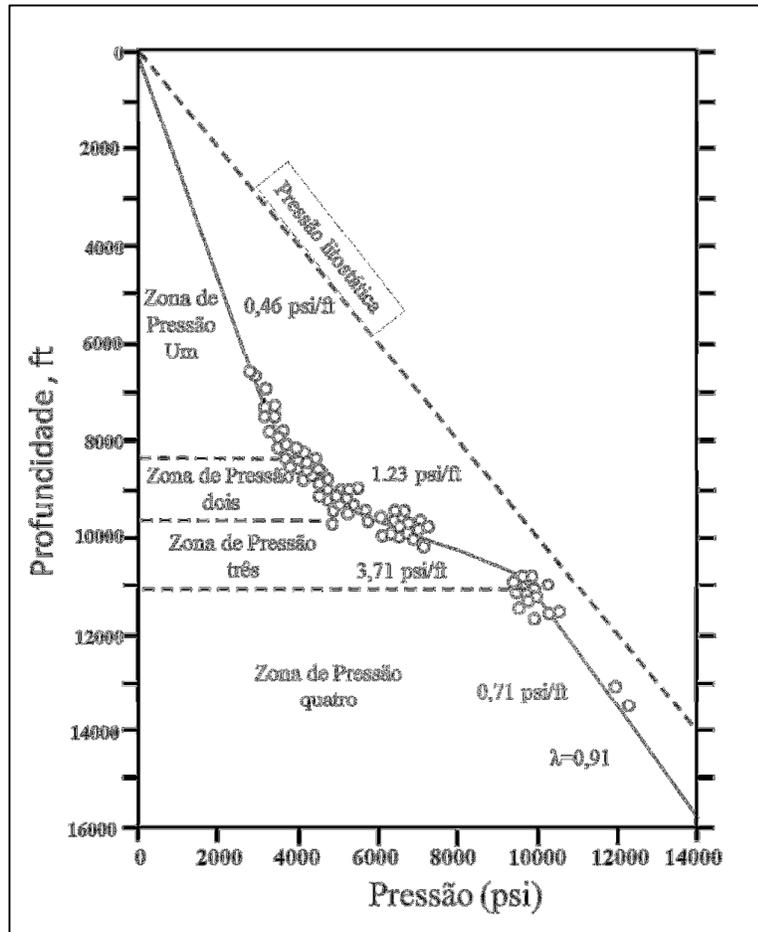


Figura 2.2 – Zonas de transição de pressão de poros. (Zoback, 2006).

2.1.4. Gradientes de pressão

Existem diversos gradientes de pressão que são de interesse para a indústria do petróleo e que precisam ser definidos para evitar equívocos durante o trabalho com poropressões. O primeiro deles é o gradiente de controle da formação. Esse gradiente se refere à pressão necessária para a coluna de lama de perfuração manter controlada a pressão da formação. Geralmente esse dado é muito importante para as equipes de fluidos nas sondas de perfuração. O segundo é o gradiente local de pressão, este diz respeito à variação da pressão local em uma determinada zona com conexão hidráulica. Em alguns casos o gradiente local de pressão é igual à densidade do fluido nos poros, por exemplo, nos reservatórios onde o gradiente local de pressão é condicionado pelo tipo de fluido como mostra a **Figura 2.3**. Em outros casos, esse gradiente pode ser ainda maior do que a

densidade do fluido, por exemplo, nas zonas de transição,(**Figura 2.2**). Finalmente, o gradiente de pressão de poros total que é calculado dividindo a pressão total pela distância vertical desde o nível da água.

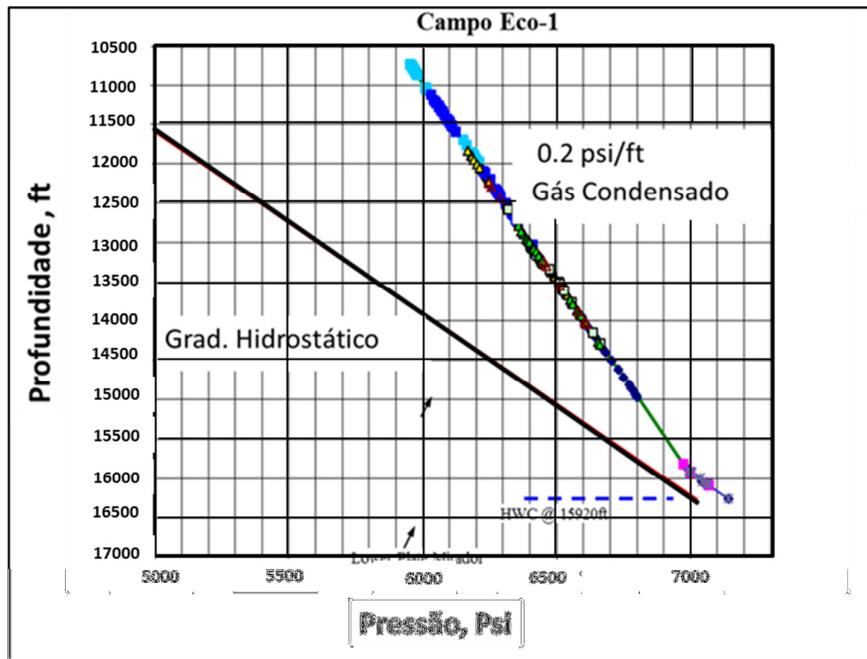


Figura 2.3 – Gradiente local de pressão de poros

2.2. Mecanismos de sobrepressão

Os mecanismos de geração de sobrepressões são processos que alteram o equilíbrio de pressão nos poros de solos e rochas. Os principais mecanismos estão relacionados com processos mecânicos, com a aplicação de tensões, com processos químicos, como a alteração de minerais, ou com fatores térmicos, com a expansão térmica da água. A presente pesquisa foi focada nos processos que afetam às pressões nas rochas sedimentares, por serem essas as de maior interesse para indústria do petróleo.

Alguns dos principais autores no tema de pressão de poros, com aplicação na indústria do petróleo, agruparam os mecanismos de geração de pressão anormal de acordo com a sua natureza, como a seguir: Segundo (OSBORNE e SWARBRICK, 1997) os mecanismos de geração de pressão podem-se agrupar em três categorias. A primeira está relacionada com as tensões que são aplicadas sobre o material. A segunda categoria corresponde àqueles mecanismos que

alteram o equilíbrio no volume inicial do sistema rocha-fluido. Na terceira categoria foram agrupados os mecanismos que relacionam o movimento dos fluidos. Por sua vez (GRAULS, 1999) propôs uma divisão dos mecanismos baseada nos seguintes fatores: tensões mecânicas, tensões térmicas, tensões químicas, transferência dinâmica e outros mecanismos. Por outro lado, (CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002) apresentaram uma classificação dos mecanismos similar à classificação de (OSBORNE e SWARBRICK, 1997), mas além dos mecanismos de sobrepressão, incluíram os mecanismos de subpressão. Finalmente, segundo (FJÆR, HOLT, *et al.*, 2008) os principais fenômenos e condições que contribuem na geração de sobrepressões podem ser agrupados da seguinte forma:

1. Taxa de deposição maior do que a taxa de dissipação da pressão.
2. Carregamento tetônico lateral que causa tensões de cisalhamento e aumento da sobrepressão (sedimentos novos, sistema fechados, ambientes do sal).
3. Geração de fluido adicional nos poros ou expansão do fluido existente por processos térmicos ou químicos.
4. Movimentação dos fluidos (pouca importância na prática).

Considerando os diferentes pontos de vista dos autores mencionados anteriormente pode-se resumir que os mecanismos de geração de pressão basicamente alteram as condições iniciais do sistema rocha-fluido, causando mudanças nas proporções do volume sólido e líquido da rocha. Por exemplo, quando são aplicadas tensões externas de compressão sob um sistema que não permita a drenagem dos fluidos (folhelhos), essas tensões vão tentar diminuir o volume do sistema, porém uma vez que os grãos e a água são incompressíveis, o excesso de tensão é transferido ao fluido o qual fica sobrepressionado. Outro exemplo pode ser no caso de um aumento de temperatura em condições não drenadas, o fluido vai tentar - se expandir em uma proporção maior do que a parte sólida da rocha causando um aumento de pressão nos fluidos.

A seguir, descrevem-se os mecanismos de sobrepressão mais relevantes para as condições geológicas das bacias sedimentares.

2.2.1. Subcompactação

(Athy, 1930) apresentou um dos primeiros trabalhos conhecidos sobre a compactação, porém após este, outros trabalhos mostraram relações similares, como se observa na **Figura 2.4**, (CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002) onde cada uma das linhas representa um modelo proposto um autor diferente. O modelo de (Athy,1930) está representado pela linha 3. Segundo estes autores, a relação entre a tensão efetiva e a porosidade, ou o índice de vazios, tem uma forma exponencial inversa, em consequência, quando a tensão efetiva aumentar a porosidade diminui. Mas, Essa relação é válida somente para a curva de compactação virgem, ou seja, sempre que a tensão atual for maior que à máxima tensão histórica que o solo ou a rocha já experimentou. Isso porque as deformações provocadas pelo adensamento são inelásticas e as trajetórias de descarga/recarga são diferentes das trajetórias de compactação inicial. **Figura 2.5**.

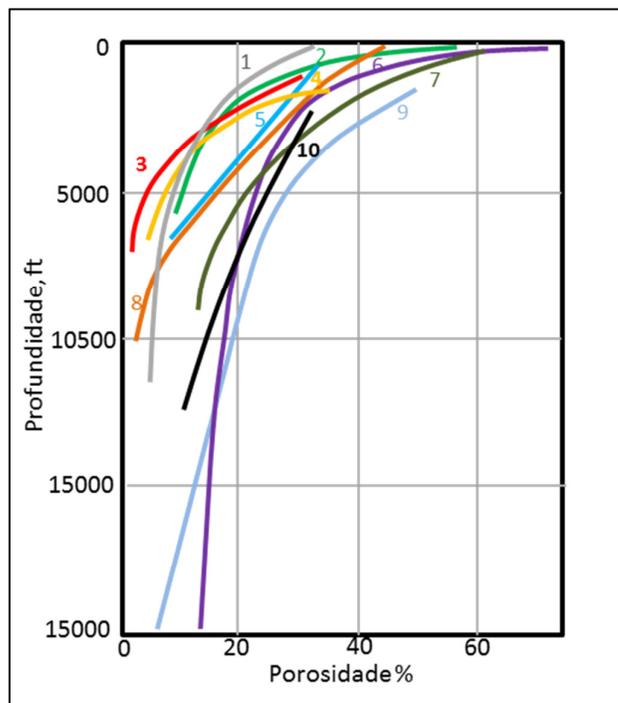


Figura 2.4 – Modelos de compactação de diferentes autores. Modificado de (CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002)

A subcompactação é um dos principais mecanismos que geram sobrepressão nas bacias sedimentares (MANN e MACKENZIE, 1990), (OSBORNE e SWARBRICK, 1997), (GRAULS, 1999). (EATON, 1975), (CHILINGAR,

ROBERTSON e RIEKE III, 2002), Este mecanismo se refere ao fato de que para materiais finos existe uma relação entre o grau de compactação e as tensões efetivas aplicadas, conforme foi proposto por (HUBBERT e RUBEY, 1959). Para este tipo de materiais existem valores de tensão efetiva para os quais cada grau de porosidade será estável em condições hidrostáticas. Em consequência, se esse valor de tensão é ultrapassado a porosidade será reduzida e o material se compactará, sempre que seja possível a expulsão dos fluidos nos poros. Porém, se o material não puder expulsar os fluidos, também não ocorre a compactação, ficando em um estado temporal de desequilíbrio de compactação ou de subcompactação. Quando isso ocorre a carga adicional é transferida total ou parcialmente aos fluidos gerando um excesso de pressão. Este mecanismo é essencialmente temporal, por isso as formações afetadas geralmente encontram-se em regiões de idade terciárias.

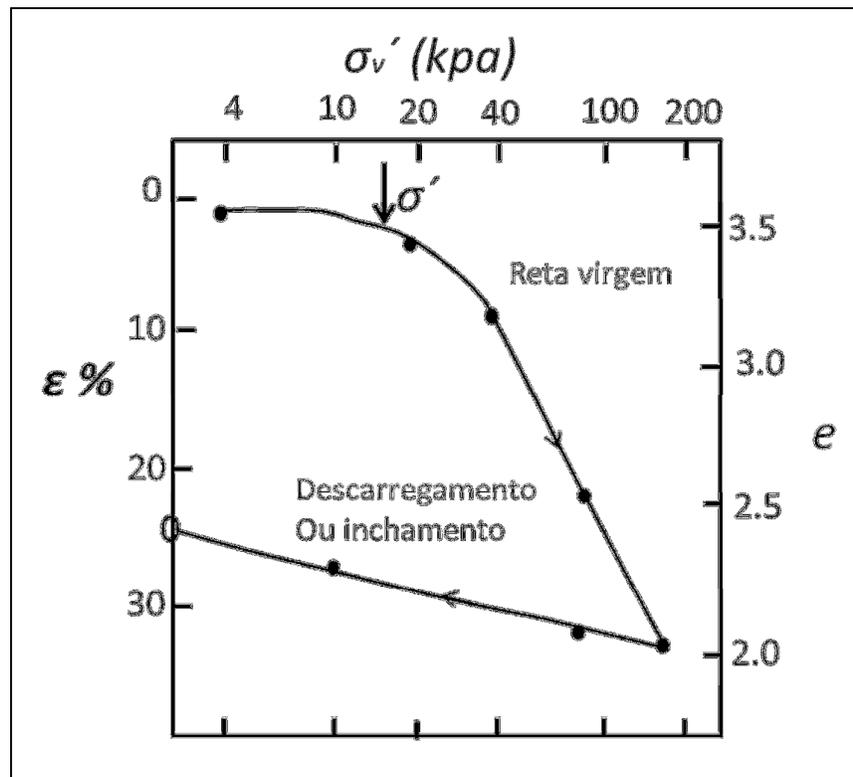


Figura 2.5 - Relação da tensão por índice de vazios. Num ensaio edométrico. Modificado de (Ortigão, 1995).

Um dos primeiros trabalhos que propôs a subcompactação como mecanismo gerador de sobrepressões foi apresentado por (DICKINSON, 1953). Ele analisou

dados dos reservatórios da Louisiana nos Estados Unidos e propôs que esse mecanismo poderia explicar as causas das sobrepressões.

(HOTTMANN e JOHNSON, 1965) apresentou as primeiras correlações empíricas entre dados de perfil sônico e perfil resistivo com dados de pressões dos reservatórios do Golfo de México. Posteriormente, (FOSTER e WHALEN, 1966) propôs a metodologia da profundidade equivalente a qual está baseada no conceito da subcompactação. O objetivo era fazer previsões da sobrepressão considerando a tendência destes perfis na zona normalmente pressionada e comparando as variações dessa tendência nas zonas com pressões elevadas. Após, outros autores como (FERTL e DONALD, 1971) e (EATON, 1975) também propuseram equações para fazer previsão das poropressões, considerando a mesma hipótese de subcompactação.

O mecanismo de subcompactação é importante em bacias com rochas novas, geralmente do Terciário, segundo (CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002). Além disso, em camadas de argilas com espessura maior do que 60m, segundo (CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002) e maior do que 200m segundo (BALDWIN, 1985). Assim como, em regiões onde o ambiente tectônico seja passivo (YASSIR e BELL, 1996) em ambientes com altas velocidades de deposição (acima de 50m/m.a), (CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002). Segundo (GRAULS, 1999), quanto mais fechado o ambiente, maior será a influencia deste mecanismo.

2.2.2. Tensões laterais

O mecanismo de sobrepressão devido a tensões laterais foi inicialmente proposto por (HUBBERT e RUBEY, 1959). Eles defenderem que o grau de sobrepressão tem grande influência nas características de fraturamento e no falhamento das rochas. Nesse trabalho eles apresentaram uma fundamentação matemática do efeito da poropressão no falhamento de materiais e sua aplicação na geologia, introduzindo o parâmetro (λ), eq.(2.3), que representa a relação entre a poropressão e a tensão total vertical e que ainda é usada por alguns autores para se referir ao grau de sobrepressão.

$$\lambda = \frac{P_p}{\sigma_T} \quad (2.3)$$

O efeito das tensões laterais sob o grau de sobrepressão não é importante somente nos regimes compressivos, mas também em regimes distensivos. Por exemplo, (OCAMB, 1961), (THORSEN, 1963), e (DICKEY, CALCUTTA e PAINE, 1968), afirmam que as sobrepressões podem acontecer em ambientes com falhas de sobrecrecimento, como mostrado na **Figura 2.6**, uma vez que quando acontecer o movimento descendente, do teto das falhas, o material não tem tempo suficiente para se adensar e fica em condições de desequilíbrio de compactação, o qual gera sobrepressão nos fluido dos poros. Outros autores como (BRUCE, 1973) também citam as falhas de sobrecrecimento como geradoras de sobrepressão em ambientes de distensão, *Apud* (CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002).

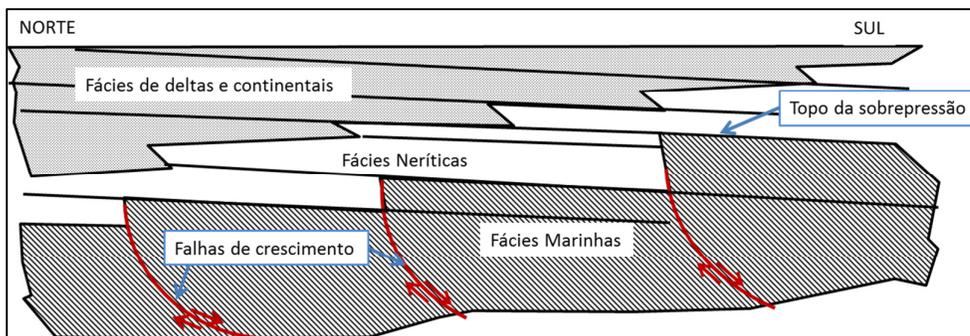


Figura 2.6 – Falhas de sobrecrecimento que geram sobre pressão. Editado de (DICKEY, CALCUTTA e PAINE, 1968).

Além das tensões de distensão, as tensões compressivas podem gerar significantes sobrepressões em bacias sedimentares. Por exemplo, (DAVIS, SUPPE e DAHLEN, 1983) apresentam um modelo matemático e físico para representar a formação das cunhas de crescimento “*Accretionary Wedges*” e baseado nele propuseram uma metodologia para a estimativa as sobrepressões levando em conta a geometria das cunhas em diferentes margens continentais.

(GRAULS, 1999) propôs uma teoria segundo a qual o valor máximo das pressões de poros é controlado pelas tensões *in-situ*. Assim, seja qual for o mecanismo de sobrepressão, o valor máximo não podem ultrapassar o valor da mínima tensão *in situ*. Isso, dada a característica frágil das rochas da crosta pode-se imaginar que elas se encontrem fraturadas, e por tanto, as barreiras ao fluxo

vertical, como os folhelhos, perderão a sua capacidade, quando a pressão atingir a pressão de reabertura das fraturas, permitindo a liberação da pressão.

(CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002) sugerem que zonas de sobrepressão podem ser encontradas nas regiões próximas à intrusões, como por exemplo, vulcões de lama, ou diápiros do sal, como os reportados na região da península de Azerbaijão, onde a pressão alcança 0.9 psi/ft.

(XIAORONG, LOUJUN e XUEYI, 2006) apresentaram um modelo numérico que considera o efeito da compressão tectônica sob a geração da sobrepressão na província de Junggar no Nordeste da China.

2.2.3. Pressurização por expansão térmica da água

O efeito da Pressurização por expansão térmica da água foi apresentado primeiramente por (BARKER, 1972) o qual analisou os dados publicados por (KENNEDY e HOLSER, 1966) onde se apresentavam dados de pressão por temperatura. A hipótese dessa teoria diz que o aumento de temperatura da água, normalmente pressurizada, tem o mesmo comportamento do gradiente geotérmico. Desta maneira, cada temperatura corresponderia a uma única pressão. Mas, em ambientes totalmente isolados onde a água não pode fluir, a tendência normal é trocada por outra tendência que aumenta a pressão do sistema, como mostra a **Figura 2.7**.

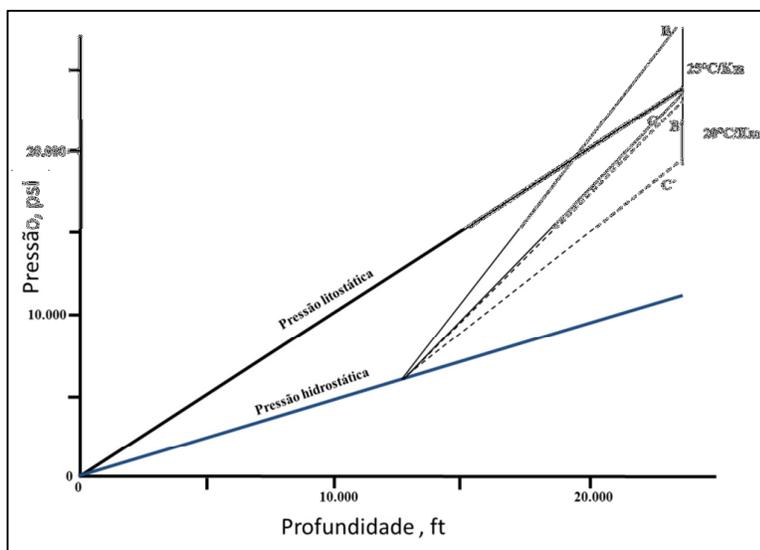


Figura 2.7 – Efeito da expansão térmica na sobrepressão. Modificado de (BARKER, 1972)

A teoria da pressurização pela expansão térmica da água foi questionada posteriormente por alguns autores, dentre eles (DAINES, 1982), que disse que os sistemas totalmente isolados não ocorrem na natureza, além disso, ele considerou que a temperatura faz com que o sistema rapidamente alcance a pressão litostática gerando fraturas que dissipam a pressão.

Posteriormente, (LUO e VASSEUR, 1992) concluíram que o mecanismo da pressurização por expansão térmica poderia ter um efeito negativo no resultado final da sobrepressão, uma vez que a temperatura diminui a viscosidade da água, aumentando a capacidade dela de fluir, e dessa forma a pressão do sistema diminui.

2.2.4. Transformação mineral

A transformação de alguns minerais argilosos geram variações nas proporções iniciais de rocha e fluidos. Autores como (POWERS, 1967), (BURST, 1969) e (COLTEN, 1987), pesquisaram o processo de transformação da esmectita por illita, e a sua relação na geração de poropressões. Por exemplo, (POWERS, 1967) propôs o esquema da **Figura 2.8** o qual representa a história de compactação de dois tipos de minerais argilosos, na parte esquerda da figura se encontra a evolução da esmectita. Nesse diagrama pode se observar que enquanto a esmectita vai sendo soterrada, ela expulsa água da sua estrutura, primeiramente por compactação, e posteriormente, quando atinge a temperatura requerida (entre 70 e 100°C), volta a expulsar uma quantidade importante de água, mas desta vez pela desidratação enquanto que vai-se transformando em illita. A água produzida durante o processo fica na forma de água livre no sistema, e se a permeabilidade não for suficiente para permitir a expulsão, essa água do sistema começa a se pressurizar.

Embora o processo de desidratação da esmectita esteja comprovado, outros autores como (OSBORNE e SWARBRICK, 1997) sugerem que o volume de água expulso durante a desidratação é pequeno se comparado com o total de líquido no sistema, dessa forma o fenômeno não teria grande influência nas sobrepressões. Além da adição de água no sistema, outras consequências, tais como o aumento da

capacidade de selo dos folhelhos, também podem influenciar a elevação da pressão durante a transformação da esmectita em illita.

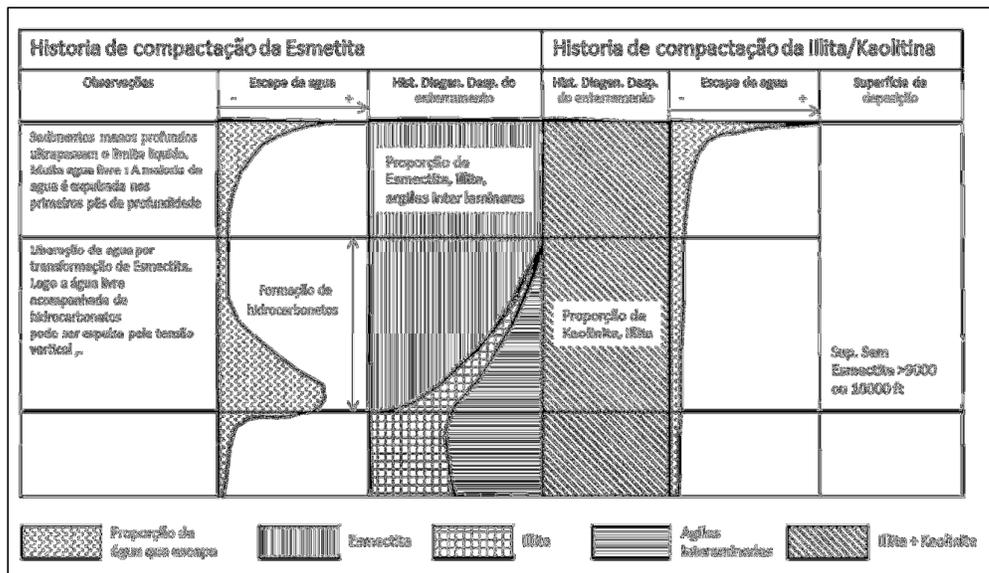


Figura 2.8 – Relação da transformação de minerais com a proporção de água livre em um sistema rocha-fluido. Editado de (POWERS, 1967).

Por outro lado, a transformação de gesso em anidrita é considerada um processo que também pode influenciar a geração de sobrepressões, uma vez que, segundo (JOWETT, CATHLES III e DAVIS, 1993) ocorre à temperaturas menores do que a transformação da esmectita, entre 40°C e 60°C, e libera quase 40% da água do gesso inicial.

2.2.5. Geração de hidrocarbonetos

A geração de hidrocarbonetos é um processo que envolve variações no conteúdo inicial das proporções sólidas e líquidas das rochas. A **Figura 2.9** apresenta as três principais etapas do processo segundo (MOUCHET e MITCHELL, 1989). Na primeira etapa, conhecida como diagênese, o gás é produzido pela degradação da matéria orgânica, sob a ação de agentes biológicos. Nesta etapa, não se produz sobrepressão, uma vez que ocorre principalmente nos primeiros 1000 m de profundidade, onde a rocha tem permeabilidade suficiente para permitir a migração desses fluidos. A catagênese é a segunda etapa da janela de geração de hidrocarbonetos, nesta etapa é produzida a maioria dos

hidrocarbonetos líquidos, geralmente é relacionado entre os 50°C e os 100°C. A última etapa é a metagênese, onde principalmente ocorre a maturação dos hidrocarbonetos líquidos e a geração de gás seco.

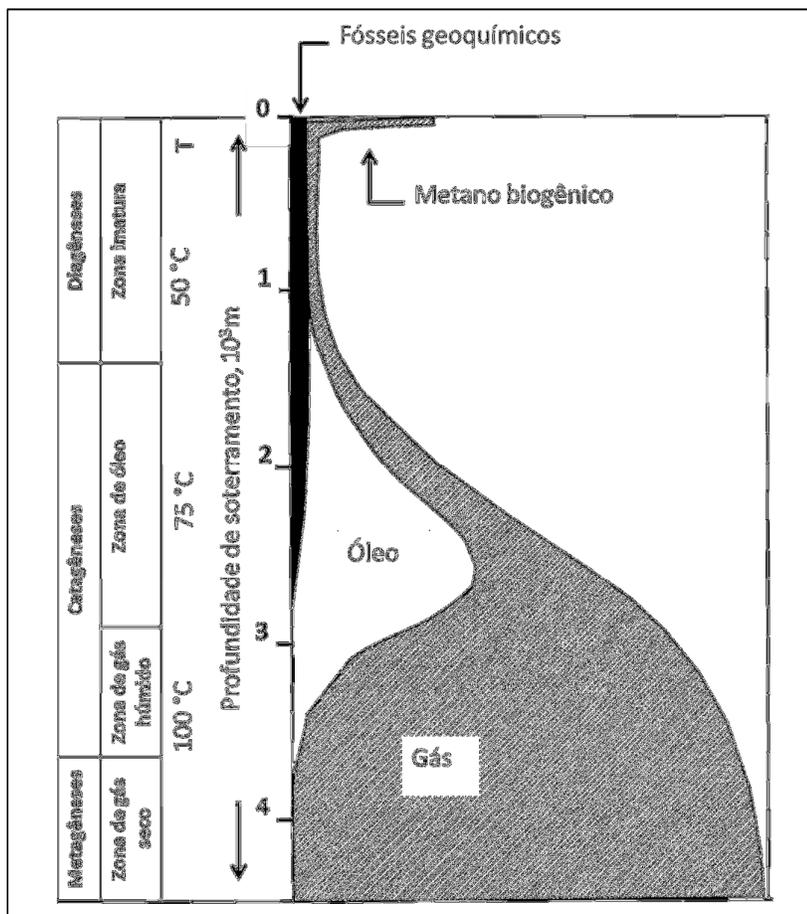


Figura 2.9 – Janela de geração de hidrocarbonetos. Modificado de (MOUCHET e MITCHELL, 1989)

Segundo (MEISSNER, 1978) a maturação do querosene quando muda de sólido para hidrocarboneto líquido é acompanhado de um aumento de quase 25% do volume inicial. Isso causa sobrepressão na rocha geradora. Assim, (SPENCER, 1987) defende que a migração primária dos hidrocarbonetos é uma evidência da sobrepressão, uma vez que segundo ele a fluviabilidade somente não poderia explicar a migração. Adicionalmente, o fato das zonas de sobrepressão serem frequentemente encontradas dentro da janela de geração dos hidrocarbonetos é uma evidência que os dois processos estão relacionados. Segundo (VERWEIJ, 1993) a migração primária dos hidrocarbonetos obedece à Lei de Darcy para fluxo multifásico. Ele considerava que o gradiente potencial dos hidrocarbonetos na

rocha geradora pode induzir a expulsão vertical dos fluidos até as rochas dos reservatórios.

Por outro lado (UNGERER et al., 1983) *apud* (OSBORNE e SWARBRICK, 1997) evidenciou reduções no volume entre 3% e 6% durante a geração de hidrocarbonetos do tipo 2 para folhelhos pretos da Bacia de Paris, na França.

(OSBORNE e SWARBRICK, 1997) sugerem que a geração de hidrocarbonetos pode ter uma influência importante na geração das sobrepressões pelo fato de modificar as proporções líquida e sólida inicial da rocha. Eles propuseram a teoria da transferência de carga como uma explicação física do fenômeno que acontece em vários mecanismos de sobrepressão.

2.2.6. Transferência de carga

A teoria da transferência de carga sugere que quando ocorre aumento da proporção líquida em uma rocha submetida a determinadas condições de tensão, a rocha ganha porosidade, ficando em desequilíbrio para a profundidade onde ela está localizada. Se a tensão efetiva permanecesse invariável (sem adensamento) a tensão que estava suportada pela parte sólida que desapareceu é transferida para o fluido que ficaria pressurizado. Na **Figura 2.10** o ponto A representa uma condição de pressão correspondente à proporção de material sólido da rocha (círculos de cor branca e cor cinza na parte esquerda da figura). O ponto B representa a condição na qual os círculos cor cinza são retirados diminuindo a parte sólida da rocha. Se isso ocorrer, a parte das tensões que eles recebiam é transferida ao líquido, que fica pressurizado. O problema desta teoria é que ainda não há modelos quantitativos que possam ser usados para estimar as sobrepressões.

2.2.7.Cimentação secundária do quartzo

A cimentação secundária do quartzo é um mecanismo que afeta principalmente os arenitos. Neste mecanismo a precipitação química do quartzo faz com que os arenitos diminuam sua porosidade. Em condições onde essa diminuição de espaço poroso não pode ser acompanhada da expulsão dos fluidos, estes ficam sobrepressurizados. Segundo (WALDERHAUG, 1994) a cimentação

do quartzo aumenta à medida que se incrementa a temperatura e a profundidade, ainda em condições de sobrepressão. Todavia (SWARBRICK, 1994) defende que a cimentação do quartzo precisa de elevadas tensões efetivas, ou seja, baixas pressões de poros. Por tanto, condições de sobrepressão diminuiriam a possibilidade desse fenômeno acontecer.

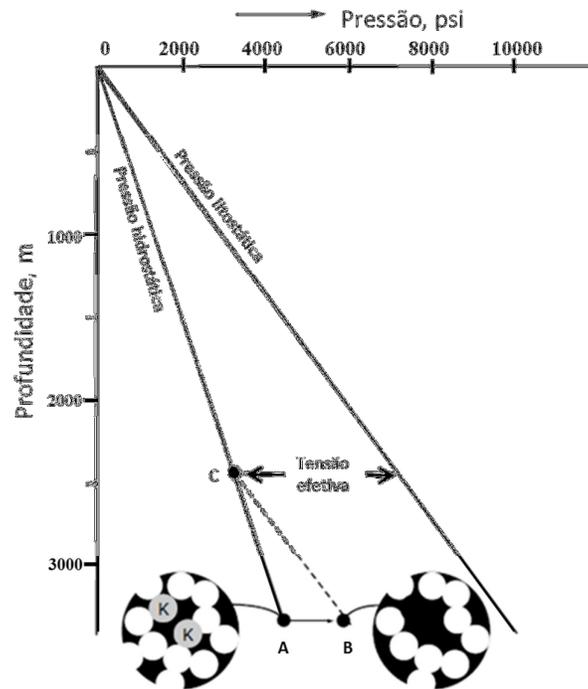


Figura 2.10 – Transferência de carga. Modificado de (OSBORNE e SWARBRICK, 1997)

No trabalho de (Borge, 2000) a cimentação do quartzo é apresentada como um mecanismo importante de geração de sobrepressões em um reservatório de idade jurássica localizado no Mar do Norte. Ele afirma que este mecanismo pode ser ainda mais importante do que a transformação de minerais e que o fato de o início das zonas de sobrepressão coincidir com a profundidade onde este processo começa (3,5km a 5km) pode ser um sinal da relação entre os dois fenômenos.

2.3.

Metodologias para a medição e a estimativa das poropressões na indústria do petróleo.

A metodologia de quantificação das poropressões, na indústria do petróleo, tem dois grandes grupos. O primeiro deles está relacionado com a medição direta da pressão em litologias permeáveis tais como as areias, os carbonatos ou os materiais fraturados. O segundo grupo de metodologias está relacionado com a estimativa das pressões nas litologias de baixa permeabilidade nas quais uma medição direta é impossível, uma vez que seriam necessários longos tempos para a obtenção dos resultados.

Neste capítulo serão descritas as principais metodologias de medição e estimativa das poropressões em litologias permeáveis e litologias de baixa permeabilidade.

2.3.1.

Medição de poropressões em litologias permeáveis

Atualmente existem no mercado diversas ferramentas que permitem a coleta dos dados de pressão do reservatório, mediante a descida de um cabo com um mecanismo de válvulas e câmeras de coleta de fluidos. O princípio de funcionamento dessas ferramentas consiste em gerar uma alteração na vazão do sistema poço-reservatório, e medir a variação da pressão correspondente a essa alteração, a qual será função das características do reservatório. Os testes de formação consistem basicamente nas seguintes etapas (tecnicodepetroleo.ufpr.br):

- Isolar o intervalo a ser testado com obturadores (**Figura 2.11**).
- Promover um diferencial de pressão entre a formação e o interior do poço para induzir a saída os fluidos da formação.
- Promover períodos de fluxo a través da válvula de fundo e registrar constantemente as pressões de fundo em função do tempo de duração do teste.

Atualmente há diversas variações desse tipo de ferramentas, dependendo da companhia que oferece o serviço e da particularidade da configuração do sistema, como se mostra na **Tabela 1**. A **Figura 2.11** apresenta um esquema da configuração das ferramentas de teste de formação.

Tabela 1 Ferramentas de teste de formação.

Nome da ferramenta	Iniciais	Companhia
	Ferramentas Antigas	
Repeat Formation Tester	RFT	Schlumberger
Selective Formation Tester	SFT	Halliburton
	Ferramentas Modernas	
Formation Evaluation Tool	FET	Crocker Research
Modular Dynamics Tester	MDT	Schlumberger
Reservoir Description Tool	RDT	Halliburton
Reservoir Cautionization Tool	RCI	Baker Atlas

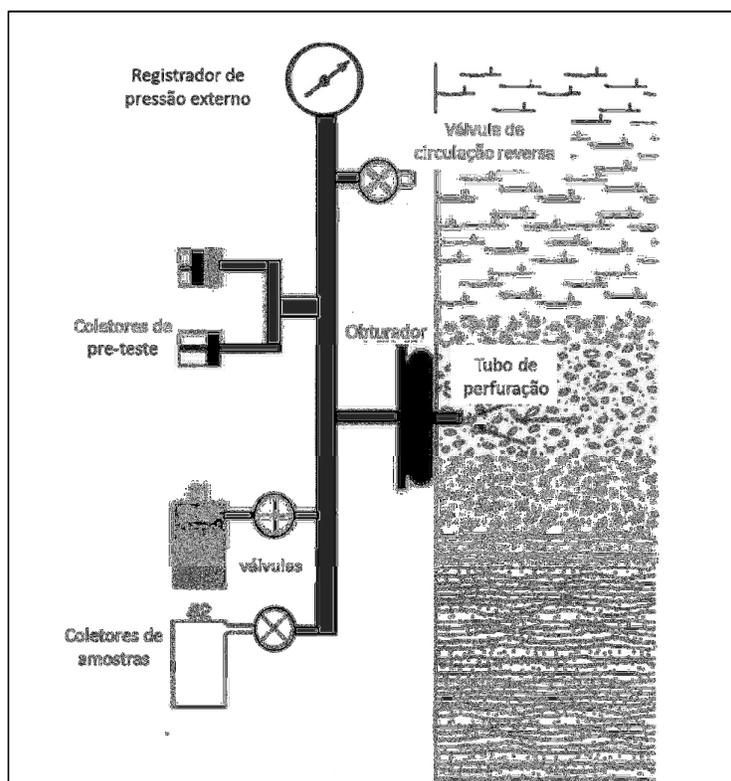


Figura 2.11 – Esquema representativo das ferramentas de teste de formação, Modificado de (EMERY, 2001).

As principais vantagens das ferramentas de teste de formação são a capacidade de fornecer dados confiáveis de pressão, além de possibilitar a coleta de fluidos durante a operação do teste, e a medição de outros parâmetros

petrofísicos como a permeabilidade, a saturação da água, o dano de formação, e os contatos dos fluidos.

A principal limitação desses testes de formação está relacionada à necessidade de que os reservatórios tenham boa permeabilidade para garantir o fluxo de fluidos em curtos períodos de tempo (minutos ou horas). Além disso, se o poço tiver uma pressão da lama muito elevada se comparado com a pressão da formação, pode ocorrer o aprisionamento da ferramenta pela pressão diferencial entre os dois ambientes. Os aprisionamentos dessas ferramentas costumam acontecer durante as operações de completação dos poços.

2.3.2.

Metodologias convencionais para a estimativa da poropressão nas litologias de baixa permeabilidade

Durante os últimos 60 anos, após os trabalhos de (DICKINSON, 1953) e (HUBBERT e RUBEY, 1959) têm sido publicados uma grande quantidade de metodologias de estimativa de sobrepressão. Estas visam estimar as pressões a partir de diversas informações disponíveis na indústria do petróleo, tais como os perfis de poço, as informações sísmicas, e os dados da perfuração. A maioria dessas metodologias está baseada no princípio da tensão efetiva de (Terzaghi & Peck, 1948) e por isso apresentam uma formulação comum, na qual a tensão efetiva das zonas sobrepressurizadas é representada por uma função exponencial como mostra a eq. (2.4).

$$\sigma' = \sigma'_N * A^B \quad (2.4)$$

A letra A na eq.(2.4) representa uma relação, entre parâmetros dependentes da porosidade, tais como; a densidade, a resistividade, a condutividade, a velocidade do sônico, e a perfurabilidade das formações, se comparados a tendência dessas variáveis na zona de pressão hidrostática, com relação aos valores encontrado na zona de sobrepressão. Dessa forma se $A \sim 1$ a pressão é igual à pressão hidrostática, mas se $A \sim 0$ a sobrepressão é anormalmente elevada.

Segundo (CHIKAO, SHOICHI e EATON, 1996) as metodologias mais usadas na indústria do petróleo no momento da sua pesquisa eram: (HOTTMANN e JOHNSON, 1965), a profundidade equivalente (FOSTER e WHALEN, 1966), e as equações de (EATON, 1975).

Por outro lado, segundo (GUTIERREZ, BRAUNSDORF e COUZENS, 2006) as metodologias que melhor resultado mostraram quando comparadas com, mais de 700 valores de pressão medidos nos reservatórios com pressões elevadas do Golfo de México foram: a metodologia Gamma, a metodologia de (BOWERS, 1994), a metodologia de (EATON, 1975) e a metodologia de (Dutta-Sims, 1991).

Sumariamente, pode-se dizer que as metodologias de estimativa de pressão de poros se dividem em três categorias conforme exposto na **Figura 2.12**.

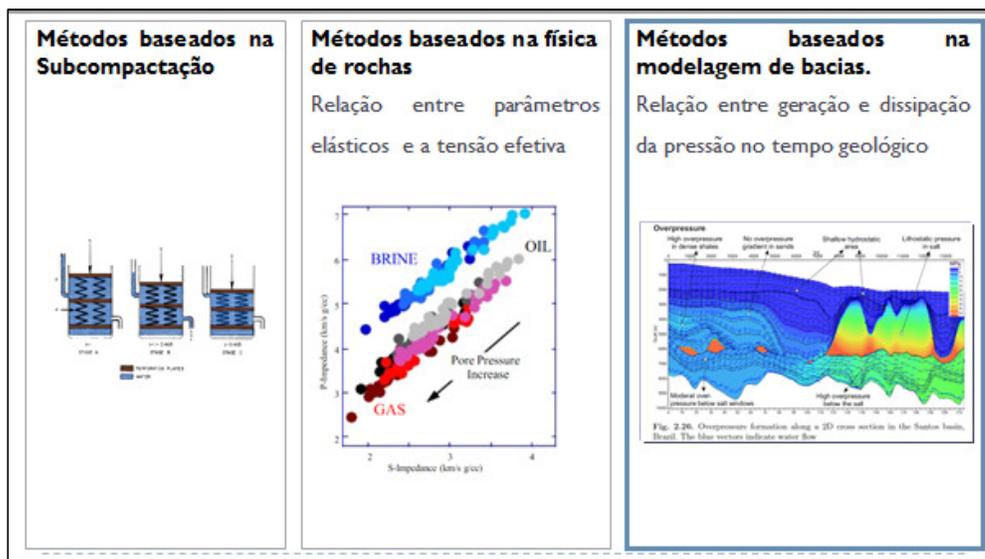


Figura 2.12 – Classificação dos métodos de estimativa de pressão de poros.

O primeiro grupo está formado pelas metodologias que são baseadas na teoria da subcompactação. Deste grupo, a metodologia de (EATON, 1975) é a mais conhecida pelas equipes de geomecânica que trabalham na caracterização de poropressões dentro da indústria do petróleo, (GUTIERREZ, BRAUNSDORF e COUZENS, 2006), (CHIKAO, SHOICHI e EATON, 1996). Essas equações foram propostas por (EATON, 1975) após analisar os dados de (HOTTMANN e JOHNSON, 1965) além dos dados que posteriormente foram publicados por (LANE e MACPHERSON, 1976).

A hipótese principal das equações do Eaton é a diminuição da porosidade causada pela compactação do material durante o seu soterramento pela deposição de novas camadas de sedimentos nas bacias sedimentares. Essa metodologia pode somente ser aplicada em materiais de tamanho argiloso.

A forma básica, eq.(2.5), da equação do Eaton se baseia na relação das tensões efetivas, eq. (2.1) do (Terzaghi.1948), como a seguir.

$$\frac{P}{TVD} = \frac{S}{TVD} - \left[\frac{S}{TVD} - \left(\frac{P}{TVD} \right)_n \right] * f^\alpha \quad (2.5)$$

O fator f representa a relação entre a resposta de variáveis dependentes da porosidade na zona normalmente pressurizada e a zona sobre pressurizada. Essas variáveis podem ser estimadas com perfis convencionais de perfuração. Embora (Eaton, 1975) propusesse quatro relações para o fator f , como se detalha da eq. 2.6 até a eq.2.9, aquela que utiliza o perfil sônico é mais usada.

- Relação para o perfil resistivo

$$f^\alpha = \left(\frac{r_o}{r_n} \right)^{1.2} \quad (2.6)$$

r_o Resistividade observada no perfil

r_n Resistividade da zona com pressão normal, ou sem sobrepressão.

- Relação para o perfil de condutividade

$$f^\alpha = \left(\frac{C_n}{C_o} \right)^{1.2} \quad (2.7)$$

C_o Condutividade observada no perfil

C_n Condutividade da zona com pressão normal, ou sem sobrepressão.

- Relação para o perfil sônico

$$f^\alpha = \left(\frac{DT_n}{DT_o} \right)^{3.0} \quad (2.8)$$

DT_o Tempo de trânsito (us/ft) do som observado no perfil

DT_n Tempo de trânsito (us/ft) do som observado na zona com pressão normal, ou sem sobrepressão.

- Relação para o expoente d

Este parâmetro conhecido como o expoente d (eq. 2.10) é uma medição da facilidade de perfurar uma formação (*drillability*).

$$f^\alpha = \left(\frac{dc_o}{dc_n} \right)^{3.0} \quad (2.9)$$

dc_o Expoente d observado

dc_n Expoente d na zona com pressão normal, ou sem sobrepressão.

$$d = \left[\frac{\text{Log} \left(\frac{R}{60 N} \right)}{\text{Log} \left(\frac{12 W}{10^6 D} \right)} \right] \quad (2.10)$$

R , taxa de penetração, medida em ft/hora.

N Revoluções por minuto da broca de perfuração, RPM.

W Peso sobre a broca de perfuração, medido em libras.

D Diâmetro da broca de perfuração, medido em polegadas.

A eq.(2.9) faz referência ao expoente d corrigido (dc), eq. (2.11)

$$dc = d * \left(\frac{\rho_n}{\rho} \right) \quad (2.11)$$

ρ_n Densidade da lama na zona sem sobrepressão

ρ Densidade da lama

As etapas básicas para aplicar a metodologia do Eaton usando dados de perfis de perfuração se descrevem a seguir:

1. Fazer uma caracterização litológica para separar as litologias permeáveis (por exemplo, areias, ailt, pedregulhos), das litologias argilosas.
2. Estabelecer uma tendência da variável escolhida na zona sem sobrepressão (tendência normal).

3. Estimar o fator f pelas eq. 2.6 – 2.10 segundo a informação disponível.
4. Estimar as poropressões pela eq. (2.5).

É importante mencionar que os expoentes das eq. 2.6 – 2.10 podem ser ajustados para diferentes bacias sedimentares, se existir dados reais das poropressões, segundo o próprio autor.

As principais vantagens são a simplicidade matemática e o uso dos perfis convencionais de perfuração. Essas metodologias foram principalmente desenvolvidas a partir da década de 1950 até final dos anos oitenta. No entanto, são ainda amplamente usadas.

O segundo grupo está formado pelas metodologias que se baseiam nas equações de propagação da onda acústica e na Lei de Hooke, (CARCIONE e HELLE, 2002), (DVORKIN, 2002), (DVORKIN e MESE) elas relacionam a velocidade acústica e os módulos elásticos da rocha com as poropressões. Uma limitação importante é o forte componente de testes de laboratório, pela necessidade de construir as curvas de variação dos módulos elásticos em função da tensão de confinamento em amostras secas. A utilidade principal dessas metodologias é o uso da sísmica multicomponente que a cada ano melhora a qualidade dos dados obtidos.

O terceiro grupo de metodologias se baseia na teoria do adensamento e nos princípios da modelagem de bacias. Nessas metodologias são resolvidas numericamente tanto equações de geração de sobrepressão quanto equações de dissipação durante todo o histórico geológico da área em estudo. A principal característica é o fato de envolver as condições de contorno e a natureza hidrodinâmica do sistema das pressões. O presente trabalho se focou na metodologia não convencional de modelagem de Bacias que será descrita no Capítulo 3.