

2

Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta uma revisão de estudos de estimativa 3D de pressão de poros e alguns conceitos de pressões anormais a fim de contextualizar a sua importância neste estudo.

2.1. Pressões de Poros Anormais

As pressões ditas anormais são aquelas que diferem da pressão hidrostática (pressão de poros normal), ou seja, a pressão exercida por uma coluna de água em um ponto a certa profundidade. Segundo Falcão (2002) a pressão normal varia de acordo com o meio, assumindo os valores de 8,33 lb/gal (1g/cm^3) em água doce e 8.9 lb/gal ($1,07\text{ gr/cm}^3$) em água saturada com 100.000 ppm de NaCl. Rocha e Azevedo (2007) entendem como pressão normal aquelas entre 8,5 lb/gal ($1,02\text{ g/cm}^3$) e 9 lb/gal ($1,08\text{ g/cm}^3$).

A pressão de poros anormal é a pressão exercida pelo fluido contido nos poros da formação em um determinado ponto, cujo valor pode ser maior (sobrepessão) ou menor (subpressão) que a pressão normal.

Não é comum a ocorrência de subpressões. No entanto, elas existem e são difíceis de serem identificadas durante a perfuração. Possíveis ocorrências podem ser verificadas quando um poço é perfurado acima do nível da água ou quando não é feita a compensação de perda de pressão da formação durante a produção de hidrocarbonetos. Estes campos são conhecidos como campos depletados (Fertl e Chilingarian, 1977).

Algumas ocorrências de subpressões no mundo estão localizadas no Canadá (bacia West Canadá-Alberta) e nos U.S.A. (Silurian Clinton sand-eastern Ohio, San Juan Basin-New México e Colorado, bacias Red Desert e Green River-Wyoming). Em cada um destes casos as bacias estavam elevadas em relação ao nível da água e se encontraram reservatórios de gás, os quais ao serem perfurados experimentaram uma redução de temperaturas (Swarbrick e Osborne, 1998). Não se conhece ocorrências de subpressões no Brasil. Por isso não é considerado um problema esperado para o campo em estudo nesta dissertação.

Este fenômeno é o resultado da retenção de fluidos da formação. De forma geral, o fluido fica retido nos poros, porém ao não encontrar caminho para sua expulsão e conseqüente dissipação da sobrepressão resulta em desequilíbrio. Este desequilíbrio é conseqüência de diferentes mecanismos geradores, dentre os quais, os mais comuns em bacias sedimentares são a subcompactação associada ao soterramento rápido, e a expansão de fluidos associada à geração de hidrocarbonetos (gás) (Swarbrick e Osborne, 1998).

No mundo podem ser encontradas sobrepressões em diversos tipos de ambientes sedimentares e tectônicos. Segundo Yassir e Bell (1996), as seqüências sedimentares associadas variam de idades desde o Jurássico até o Terciário e podem ocorrer de algumas centenas de metros de profundidade até mais de 6.000 m. Segundo Fertl e Chilingarian (1977), as sobrepressões ocorrem com freqüência em seqüências de folhelhos/arenitos e/ou em grandes seções de carbonatos e evaporitos. A Figura 2.1 são mostradas algumas localizações de ocorrências de sobrepressões.

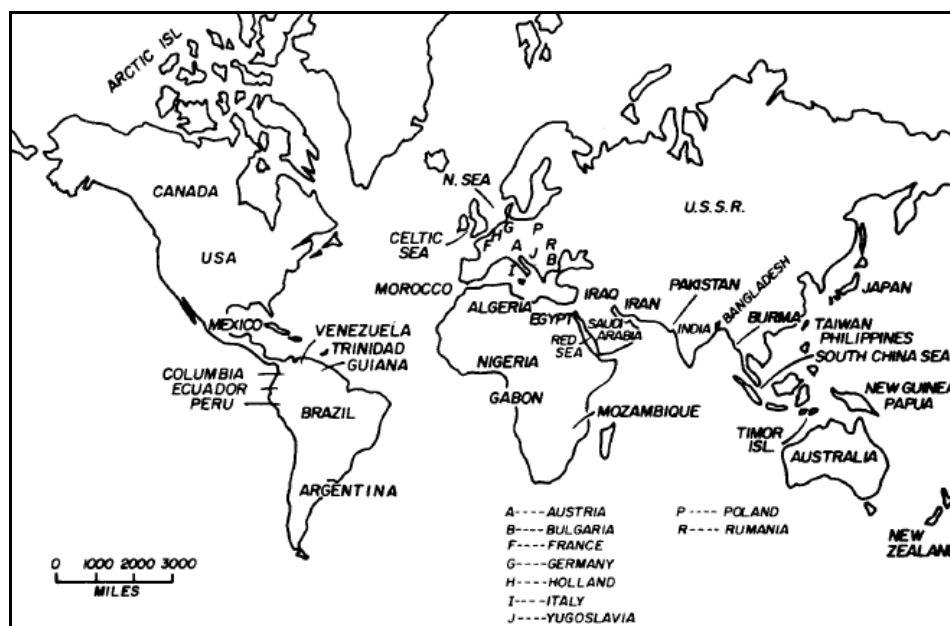


Figura 2.1. Ocorrências de sobrepressões no mundo (Fertl e Chilingarian, 1977).

2.2. Generalidades de Pressão de Poros

O conhecimento da pressão de poros é importante para diminuir os riscos durante a perfuração. Diante disso, a estimativa da pressão de poros, em paralelo com o gradiente de colapso inferior, tem aplicação direta na determinação do valor mínimo do peso de lama, que em condições normais de perfuração para conservar a estabilidade do poço, não pode ser menor que a pressão de poros.

Para entender o comportamento da pressão de poros ao longo de um poço, campo ou bacia, podem ser utilizados métodos de medição direta e métodos indiretos de previsão. As medições diretas são testes feitos dentro do poço e restritos à formações permeáveis. Estes testes medem a pressão de poros estática da formação, geralmente com medições pontuais, limitando-se ao reservatório e são utilizadas para calibrar os modelos de estimativa de pressões de poros.

Os métodos de previsão em folhelho, conhecidos como métodos indiretos, assumem que a pressão de poros medida em arenitos é igual às pressões adjacentes em folhelho possibilitando a estimativa e a calibração com as medições diretas. Em geral, os métodos indiretos de previsão de pressão de poros, utilizam dados sísmicos e/ou de perfis para estimar a pressão de poros em folhelhos/argilas. Estes métodos foram desenvolvidos para folhelhos por apresentarem baixa permeabilidade, comportamento definido de compactação e existência quase nula de alterações diagenéticas após o soterramento.

Segundo Hubbert *et. al.* (1959, *apud* Hottman & Jhonson, 1965) a tensão efetiva atuante nos poros da argila depende somente do grau de compactação. Em função disso, a porosidade tornou-se uma medida bastante usada para medir o grau de compactação em argilas. Em geral os métodos de previsão utilizam um indicador de porosidade (velocidade, sônico, resistividade entre outros) para relacionar com a tensão efetiva e, posteriormente, estimar a pressão de poros pelo método geral de Terzaghi (1943).

Hottman & Jhonson (1965) propuseram a hipótese de que em seqüências de arenito e folhelho, para fins de estimativa de pressão de poros, as pressões lidas em arenitos são iguais às pressões em folhelhos, considerando que o arenito entra em equilíbrio de pressões com as camadas de folhelho subjacentes. Logo, para fins de calibração, os valores estimados de pressão de poros devem ser equivalentes às medições diretas.

Esta hipótese, no entanto, nem sempre é verdadeira. Shaker (2002) descreveu as possíveis causas das diferenças entre as pressões estimadas e as lidas, relacionadas à velocidade de soterramento, geologia, estrutura da formação e origem das pressões anormais.

Segundo Falcão (2002) a incerteza no valor estimado da pressão de poros é usualmente compensada ao se associar um fator de segurança que varia de 0.5ppg a 1.0ppg, impondo um limite para o valor do peso de lama, o qual deve estar entre o gradiente de fratura e pressão de poros (se este fosse maior que o colapso inferior).

A pressão de poros pode ser estimada por diferentes métodos, contudo, os métodos mais usados, segundo Yoshida *et al.* (1996), são o método da profundidade equivalente (Hottman & Jhonson, 1965) e o método de Eaton (1972-1975). Não obstante, nos últimos anos, o método de Bowers (1995) ganhou popularidade, sendo utilizado na modelagem com dados sísmicos por Sayers (2000). Contudo Doyen *et al.* (2004) apresentou uma extensão do método de Bowers com adição de informações probabilísticas na estimativa de pressão de poros.

Nesta dissertação trabalhou-se com os métodos de Eaton, por ser um dos mais usados e o método de Bowers, por permitir conceitualmente a modelagem tridimensional. Será realizada uma análise comparativa das metodologias de estimativa de pressão de poros tridimensional.

2.3. Modelagem 3D de Pressões de Poros

A modelagem tridimensional (3D) de pressão de poros pode ser usada em vários estágios da exploração e produção de hidrocarbonetos. É dividida em quatro etapas de acordo com sua necessidade por Alfild *et al.* (2002) em exploração, avaliação, desenvolvimento e produção:

- Exploração: as áreas promissoras de prospecção são examinadas inicialmente por dados sísmicos de subsuperfície de alta resolução. Estes dados auxiliam na melhoria da geração de modelos geológicos, compreender o sistema de reservatório. Com estes dados é possível propor a localização dos poços exploratórios e, fornecer informações para a análise de risco.
- Avaliação: os engenheiros de perfuração utilizam os modelos mecânicos e modelos de pressão tridimensional (3D), ambos construídos com base

em dados sísmicos, para prever zonas de risco na formação, tais como zonas de fluxo de águas rasas e sobrepressões.

- Desenvolvimento: Uma vez avaliado o campo como potencial produtor, pode-se gerar mapas das propriedades do reservatório nas regiões entre poços, usando dados sísmicos calibrados com dados de poços. Os engenheiros, com auxílio de geólogos e geofísicos utilizam dados de registros e testes de poços para gerar descrições dos reservatórios que, vinculados a dados sísmicos podem ser gerados modelos de reservatórios.
- Produção: pode-se usar a sísmica 4D, para reproduzir as mesmas condições de levantamento do mesmo cenário em intervalos de tempo previamente definidos, a fim de analisar mudanças de saturação e pressão. O objetivo é definir a melhor localização de novos poços produtores e poços de injeção, de forma a prolongar a vida produtiva do campo.

Na exploração inicialmente, usam-se dados sísmicos para a modelagem, sendo comum modelar toda a bacia a fim de reconhecer possíveis reservatórios. Este tipo de modelagem em grande escala é chamado de modelagem de bacias.

Os modelos de áreas/regiões específicas recebem diferentes nomes dependendo do tipo de análise. Estes podem ser: modelo de campo, modelo de reservatório, entre outros. Para cada escala de modelo a pressão de poros pode ser estimada, logo, quando se tem dados de poços estes podem ser integrados à modelagem de pressão de poros. Diferentes métodos geoestatísticos tornam possível esta integração de dados, logo, existem modelos com base em dados sísmicos e calibrados com dados de poços.

Quando estão disponíveis apenas dados sísmicos, a estimativa de pressão de poros dos poços de projeto geralmente faz uso do cubo de velocidade sísmica, que é relacionado com a porosidade, que por sua vez é relacionada com a tensão efetiva para estimar a pressão de poros mediante correlações.

Na existência de dados de poços previamente perfurados, os mesmos servirão para estudos de retroanálise do poço, unidimensional (1D), que visa estudar o comportamento das pressões de poros nos poços perfurados em relação ao modelo prévio, para calibrar o modelo de pressão de poros.

Os dados dos poços usados como poços de correlação para futuros poços de projeto, dependerá de sua localização; geologia estrutural e estratigráfica da área, entre outras informações que têm por finalidade analisar a

representatividade dos poços com respeito à região na qual se projetará o poço. Quando houver uma quantidade considerável de poços, os mesmos podem ser usados para a estimativa de modelos 3D.

De forma mais minuciosa, os dados de poços podem ser usados conjuntamente com os dados sísmicos para melhorar e/ou atualizar o modelo de pressão de poros 3D e, assim melhorar o modelo para futuros poços. Cabe ressaltar que a projeção de poços envolve várias especialidades além da análise de pressão de poros, sendo a estimativa de pressão de poros apenas uma das informações necessárias para reduzir os riscos na perfuração.

Existe ainda a modelagem em tempo real, que envolve a calibração com medidas tipo LWD (*logging while drilling*) ou MWD (*Measurement while drilling*) quando o poço está sendo perfurado. Segundo Kemp (2007) a modelagem em tempo real, com auxílio da visualização 3D, ajuda a ampliar o programa técnico de riscos no planejamento de poços.

Diante da diversidade de opções apresentada, Mukerji *et al.* (2002), faz uma divisão da modelagem para estimativa de geopressões em três grupos:

- a) Modelagem com medidas sísmicas: são usados métodos geofísicos para obter dados e estimar a pressão de poros. Estes dados incluem sísmica de reflexão pré-perfuração (*pré-drill*), medidas durante a perfuração e, após a perfuração, registros de poços e VSP (Perfis Sísmicos Verticais);
- b) Modelagem com dados de poços: obtidos após a perfuração, estes são os mais usados para modelos de física de rochas e geração de modelos de geopressões e;
- c) Modelagem de bacias: são modelagens em grande escala, podendo obter as tendências regionais de fluxo e pressão de poros.

Estes três tipos de modelagem serão apresentados com foco na estimativa de pressão de poros tridimensional.

2.3.1. Modelagem com medidas sísmicas

Quando ainda não se tem poços perfurados, a única informação disponível é a sísmica. Este tipo de dado abrange um volume maior que qualquer outro método de aquisição de dados (perfis, testes e testemunhos em poços), porém com menor resolução.

Dados sísmicos podem ser obtidos em levantamentos terrestres (*onshore*), no mar (*offshore*) ou ainda de forma mais direcionada, por sísmica de poços (*Check-shots* e *Vertical Seismic Profiles*). A maior diferença entre o

levantamento *onshore/offshore* e a sísmica de poço está nas escalas de trabalho. A sísmica *onshore/offshore* fornece maior volume de dados com menor resolução enquanto a sísmica de poço oferece maior escala de detalhe nos dados obtidos, porém com abrangência restrita.

Os dados sísmicos são usados na exploração para a caracterização geológica; estratigráfica e estrutural da bacia, buscando localizar possíveis reservatórios. Com o tratamento (inversão) destes dados sísmicos, os mesmos podem ser utilizados para obter atributos que são usados nos modelos das propriedades físicas da formação. Estes modelos auxiliaram na observação de possíveis riscos à perfuração (*geohazards*), como a existência de regiões de pressões anormais.

Os modelos tridimensionais podem ser atualizados e melhorados com dados de perfuração de poços. Neste sentido, a geoestatística é comumente usada para integrar as diferentes escalas de dados, considerando a variação espacial das propriedades modeladas.

Sayers *et al.* (2000, 2002) apresentam uma comparação de vários métodos *prestack* (pré-empilhamento) e tomografia para determinar a velocidade intervalar. Os autores concluem que a tomografia apresenta melhores resultados no processamento da velocidade para a estimativa de pressão de poros indicando seu uso para este fim. Afirmando também que os métodos convencionais *prestack* não levam em conta as variações litológicas e estratigráficas do meio, enquanto a tomografia apresenta uma melhor visualização 3D.

A estimativa do gradiente de pressão de poros foi estimada através do modelo universal de Terzaghi, para este cálculo precisou-se da tensão de sobrecarga e a tensão efetiva. A densidade, para a estimativa da sobrecarga, foi calculada pela equação da Amoco (Equação 2.1):

$$\rho = 16.3 + \left[\frac{h}{3125} \right]^{0.6} \quad 2.1$$

Onde ρ é a densidade (em ppg), em função da profundidade h (em pés) a partir do fundo do mar. Em seguida, a tensão efetiva foi estimada pelo método de Bowers (Equação 2.2).

$$\sigma' = \left(\frac{V - V_{ml}}{A} \right)^{1/B} \quad 2.2$$

Onde V é a velocidade (em m/s), V_{ml} é a velocidade dos sedimentos no fundo do mar, tomando o valor de 1480 m/s. Os parâmetros A e B descrevem a

variação da velocidade com o incremento da tensão efetiva. Foram encontrados valores de $A=28,3711$ e $B=0,6207$ para águas profundas do Golfo de México

Finalmente a pressão de poros foi estimada pelo modelo universal de Terzaghi (Equação 2.3).

$$\sigma' = \sigma - PP \quad 2.3$$

Onde σ é a tensão de sobrecarga e PP é a pressão de poros. Esta metodologia apresentada com mais detalhes no capítulo 4. Os cubos de PP obtidos são mostrados na Figura 2.2, sendo (a) pressão de poros estimada usando a velocidade intervalar processada por *stacking* e, (b) usando a velocidade refinada por tomografia. Observa-se o contraste da resolução entre as duas metodologias de processamento de velocidade. A velocidade refinada apresenta melhor distribuição espacial, permitindo visualizar melhor a variação da pressão de poros.

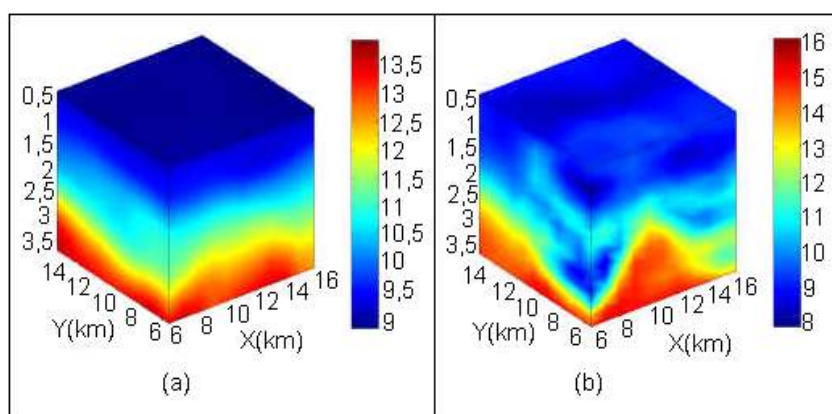


Figura 2.2. Cubo de Gradiente de Pressão de Poros estimada: (a) usando velocidade *stacking*, (b) usando velocidade tomográfica. Modificado de Sayers e Johnson (2000).

Em 2002, Dutta apresenta um histórico de relações de velocidade com a porosidade e desta com a tensão efetiva. Entre elas uma metodologia que o próprio autor apresentou em 1987 para estimar a tensão efetiva, relacionando-a com a porosidade, o índice de vazios e a temperatura.

A Figura 2.3 mostra o resultado de um dos trabalhos revisados por Dutta (2002), a estimativa da pressão de poros no campo Golfo de México (*offshore*). Em escala de cores, o verde representa pressão normal e o amarelo o início da sobrepressão (10ppg). Este resultado foi obtido analisando velocidades sísmicas em conjunto com inversão tomográfica de velocidade.

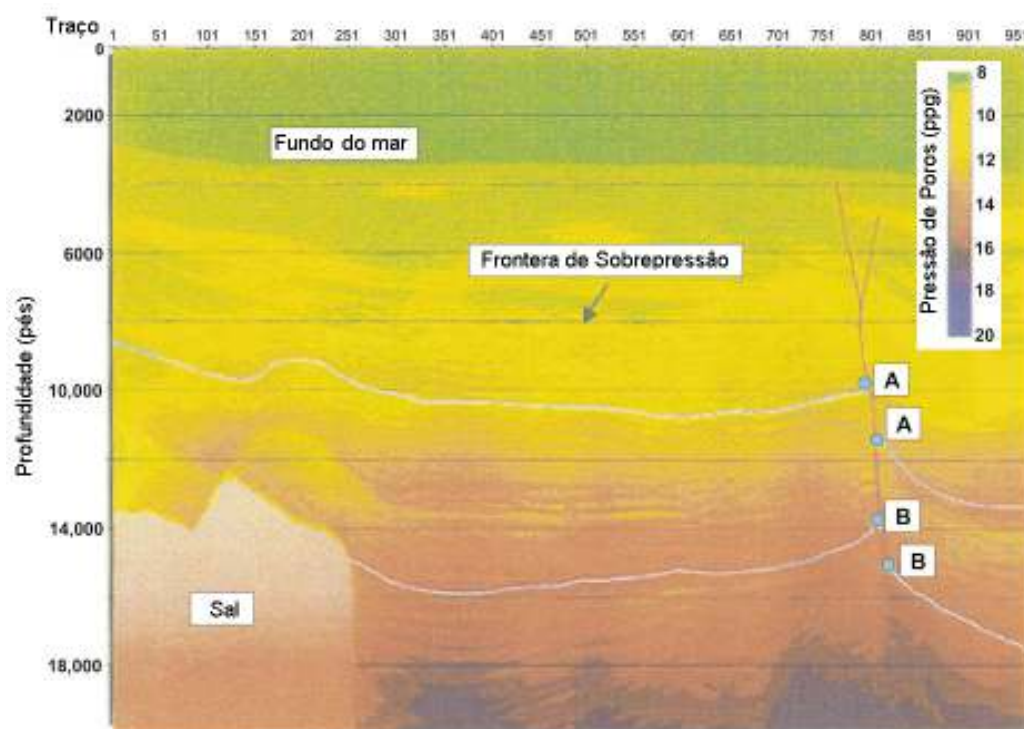


Figura 2.3. Estimativa da pressão de poros usando inversão tomográfica no Golfo do México, modificado de Dutta, 2002 *appud* Lee *et al.*, 1999.

Lopez *et al.* (2004) trabalham com o cubo de velocidades intervalares obtidas através de migração *prestack* em profundidade (PSDM), calibrando-as com registro de velocidade de poços e, então convertendo em cubos de atributos de pressão (através de equações petrofísicas), conforme fluxo da Figura 2.4.

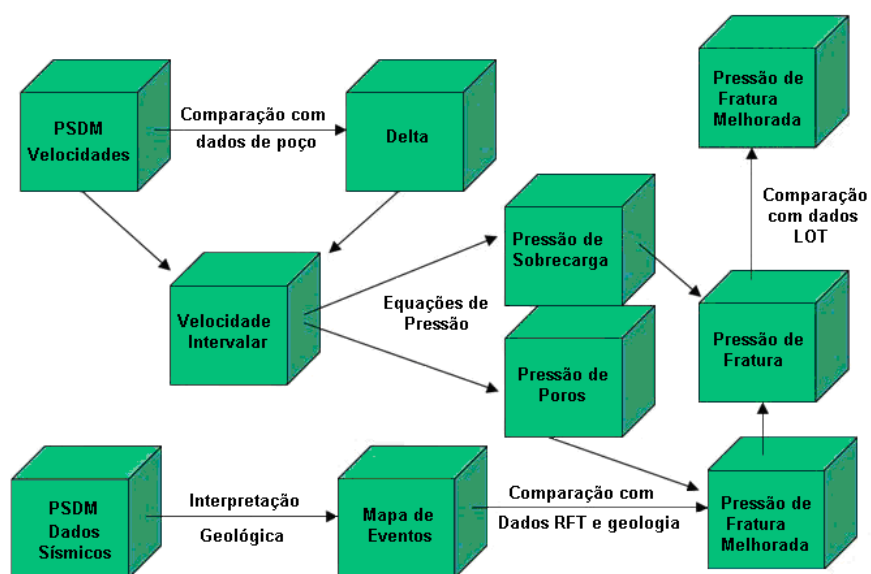


Figura 2.4. Fluxo de trabalho para previsão de pressão de poros. Modificado de Lopez *et al.* (2004).

Interpretações geológicas foram utilizadas para considerar os efeitos e variabilidade da profundidade da lamina d'água e da localização de corpos de sal, além de avaliar a validade do modelo de velocidade e pressões estimadas. Analogamente, estimativas de pressão de fratura foram usadas para o planejamento do poço e análise do selo. As pressões de poros do modelo e as lidas por testes, foram comparadas e utilizadas para atualizar os dados de entrada e para obter previsões mais precisas, Lopez *et. al.* (2004).

Com base no estudo na bacia Ursa Mars, Lopez *et al.* (2004) concluem que a modelagem 3D fornece uma modelagem geológica que oferece a possibilidade de analisar a presença de conectividade hidráulica e pressões de poros anormais.

Segundo Liaw (2008), a modelagem 3D com medições sísmicas apresenta bons resultados na previsão de pressão de poros, com 1ppg de aproximação entre o modelo gerado e as medições lidas em 75% das previsões.

2.3.2. Modelagem com dados de poços

Os dados de poços podem ser obtidos durante ou após a perfuração, por meio de perfilagem e testes. A perfilagem pode ser feita usando diversas ferramentas com sensores (elétricas, nucleares ou acústicas) introduzidos no poço para registrar em determinados intervalos de profundidade, informações variadas das características físicas das rochas e dos fluidos contidos em seus poros.

Os testes podem medir diferentes propriedades físicas da formação e do fluido de forma puntual, focando na maioria das vezes o reservatório. No caso de medição de pressão de poros, é comum o uso dos testes (medições diretas) tipo RFT (*Repeat Formation Tester*) e MDT (*Modular Formation Dynamics Tester*) que são usados para a calibração do modelo de pressão de poros e assim melhorar o modelo.

Os registros de medições diretas de pressão de poros também são usados para fazer a retroanálise dos poços (assumindo que as rochas permeáveis tenham pressões equilibradas com as das formações impermeáveis), que permite analisar a pressão de poros do poço em relação ao modelo. Logo, estas informações poderão ser usadas como correlação para futuros poços de projeto.

Para a estimativa de pressão de poros, os registros de poço são usados para determinar litologia (folhelho/argila), densidade e porosidade. Os registros

de Raios Gama (GR), por exemplo, ajudam a estimar a litologia, caso não se tenha o perfil litológico. Os registros de tempo, velocidade ou resistividade são comumente usados para fazer correlações com o grau de compactação da formação, ou seja, com a porosidade da formação. O perfil RHOB (densidade) é usado para estimar o gradiente de sobrecarga.

A modelagem 3D de pressão de poros com dados de poços, tem grande variabilidade, dependendo da quantidade de dados disponíveis. A confiabilidade dos modelos baseados somente em dados de poços tende a ser maior perto do poço e em geral diminui abruptamente longe do poço. Nas zonas entre os poços comumente são usados dados sísmicos para a modelagem (Alfhild *et al.*, 2002). Logo, é importante na modelagem com dados de poços ter uma boa quantidade de dados.

Quando os poços estão dispersos ou existem falhas e/ou outras mudanças estruturais da formação que não são levados em conta no modelo, a estimativa de pressão de poros traz como consequência maior incerteza e erro, portanto a modelagem 3D de pressão de poros é feita em forma conjunta com os dados sísmicos (Alfhild *et al.*, 2002).

Ao inserir dados de atributos sísmicos, estruturais e estratigráficos, direciona-se à mais completa das modelagens, podendo ser parte da modelagens com medições sísmicas ou modelagens de bacias dependendo do grau de complexidade e da escala do modelo.

Fluxos de trabalho para geração de modelos de pressão de poros tridimensionais com dados de poços podem ser adaptados. Por exemplo, na Figura 2.5 mostra-se um fluxo de trabalho para a estimativa de pressão de poros apresentado por Cuvillier *et al.* (2000). Neste fluxo são usados dados sísmicos, registros de poço e dados de perfuração entre os quais se incluem os registros e boletins de perfuração.

Embora este fluxo de trabalho seja unidimensional, pode ser adaptado à modelagem 3D integrando por métodos geoestatísticos o cubo de velocidade sísmica e os registros de poços, conforme alguns trabalhos realizados nesta área.

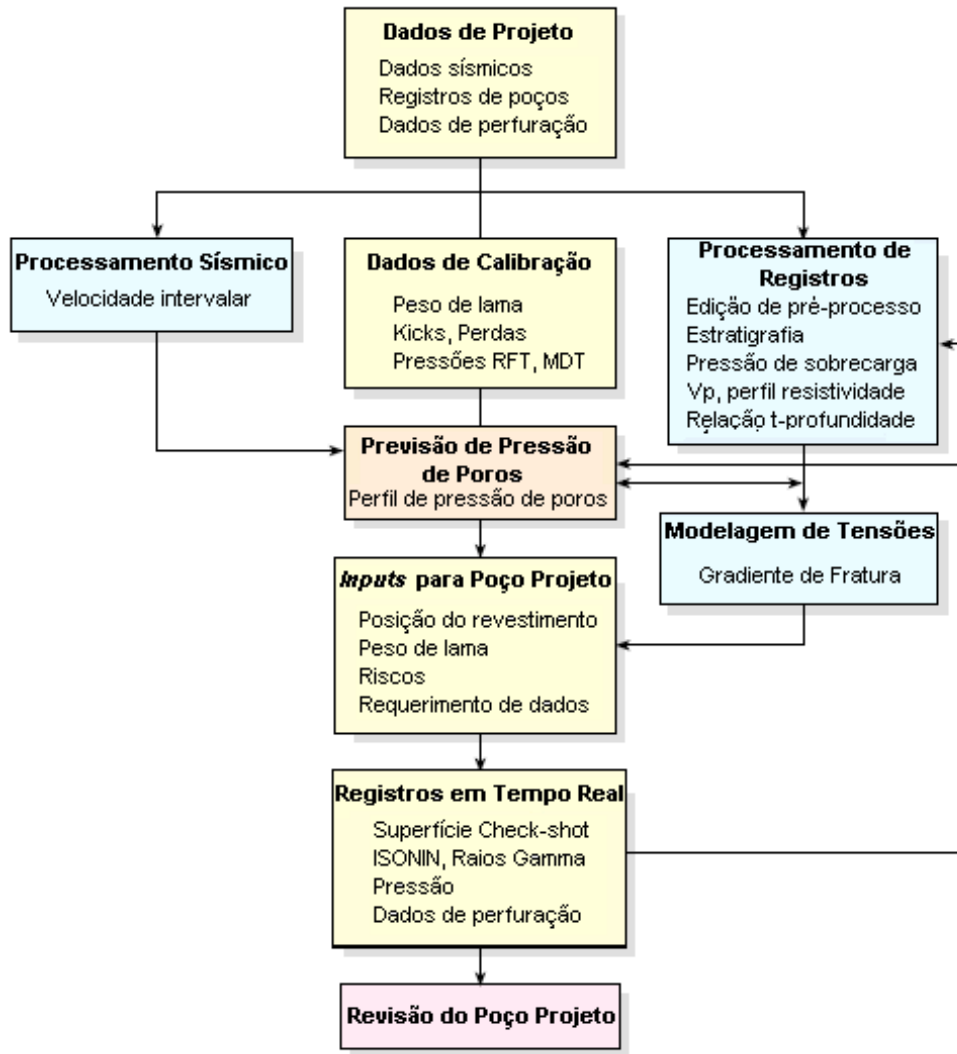


Figura 2.5. Fluxo de Trabalho para estimativa de pressão de poros (Cuvillier *et al.*, 2000).

2.3.3. Modelagem de Bacias

A modelagem de bacias abrange várias especialidades entre as quais estão a análise de pressão de poros, caracterização geológica, caracterização de reservatório, migração de fluidos, entre outros (Schneider *et al.*, 2000). Este tipo de modelagem inicialmente é feito na exploração de hidrocarbonetos, onde dados sísmicos são os únicos dados disponíveis para a modelagem de propriedades físicas e estratigráficas da bacia.

Quando dados de poços estão disponíveis, podem ser integrados no modelo tridimensional com base em dados sísmicos. Logo, entende-se que a modelagem de bacias envolve a análise integrada de várias propriedades em grande escala (bacias), sendo maior que na modelagem de uma região

específica do campo, reservatório ou de poços que faz parte da modelagem de bacias, Mukerji *et. al.* (2002).

Segundo Huffman (2002), são poucas as empresas que utilizam a estimativa de pressão com o fim da análise e modelagem de bacias. As estimativas de pressões na modelagem de bacias pode servir para: 1) determinação da localização das rochas reservatório, 2) determinação da migração de fluidos do reservatório, 3) previsão do comportamento das falhas e estruturas regionais, 4) identificação de áreas de pressões secundárias, 5) construção do modelo de porosidade e 6) avaliação da integridade do selo na bacia.

É importante apresentar que o uso de dados de velocidade para a conversão tempo-profundidade em grande escala é rotina na exploração, mas conforme Huffman (2002), poucos usam estes dados para a estimativa de pressão de poros. Isto é uma limitação na modelagem de bacias, já que através dos dados sísmicos é possível uma melhor aproximação da distribuição espacial dos parâmetros físicos ao longo da bacia e assim estimar a pressão de poros.

Na Figura 2.6, pode-se apreciar um exemplo da interpretação das linhas sísmicas (acima) e do modelo estimado de pressões (abaixo). Nota-se que as falhas se mostram como selantes, formando uma barreira entre as pressões altas (vermelho) e pressões normais (amarelo e verde).

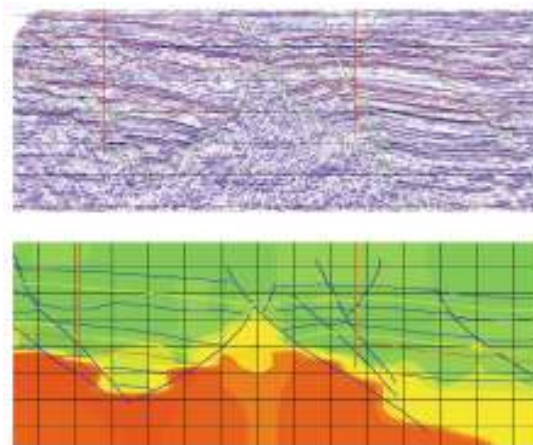


Figura 2.6. Exemplo de seção sísmica interpretada (acima), e a conseqüente previsão de pressão de poros (abaixo). Modificado de Huffman (2002).

Schneider *et. al.* (2000), mostram a utilização da modelagem de bacias para a avaliação do potencial de hidrocarbonetos na bacia do Congo, usando atributos sísmicos. A modelagem foi feita em três etapas: primeiro gerou-se um cubo representativo da bacia utilizando mapas crono-estratigráficos; em seguida

estruturou-se uma malha representativa (900x1100m); logo foram aplicadas simulações para gerar o modelo 3D.

Neste trabalho concluiu-se que a migração de fluidos é um processo tridimensional que não pode, neste caso, ser apresentado por uma modelagem 2D. Após a modelagem da saturação do óleo no campo, na Figura 2.7 podem-se ver as direções de migração de fluidos.

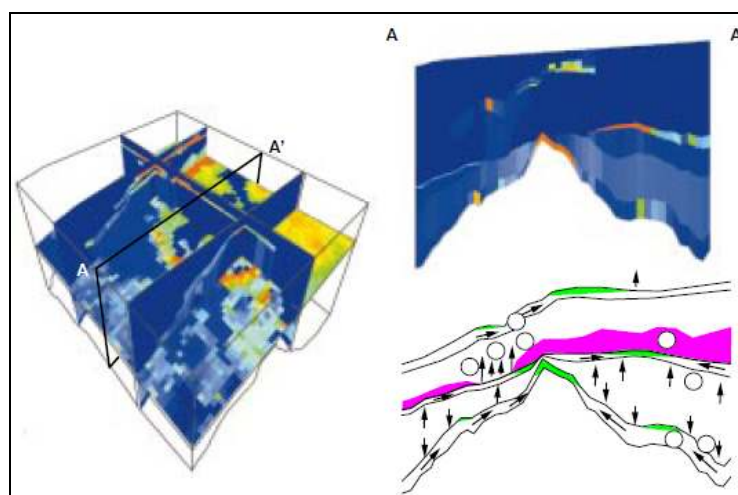


Figura 2.7. Utilização da modelagem de bacias na análise de migração de fluidos na Bacia de Congo (Modificado de Schneider *et al.*, 2000).

Alfhild *et. al.* (2002) apresentam o uso de dados sísmicos e dados de poços ao longo da exploração e produção de petróleo. Usando a modelagem 3D usando atributos sísmicos conseguiram melhorar a produtividade dos poços e reconhecer as reservas de petróleo no campo *María Inês*, localizado em Santa Cruz Argentina. Na Figura 2.8, mostra-se uma comparação entre os atributos de amplitude e Poisson.

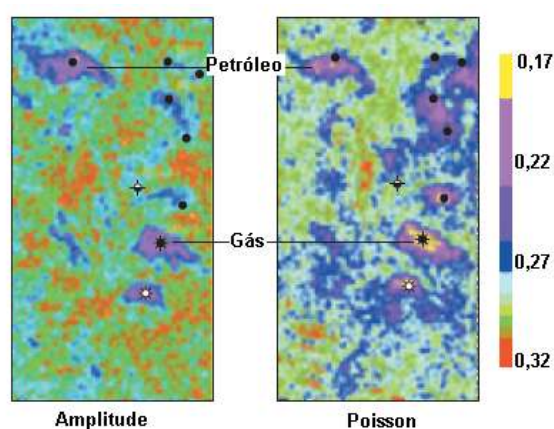


Figura 2.8. Comparação de atributos de amplitude e Poisson no setor sudeste d'área em estudo (Alfhild *et al.*, 2002).

Na esquerda, a amplitude não diferencia claramente os reservatórios de petróleo e gás, em quanto que na direita, Poisson detecta claramente o campo de gás.

A melhor compreensão do fluido contido nos poros do reservatório ajudou a propor localizações de poços de produção, o qual minimizou os custos e riscos na perfuração.

Dutta e Khazanehdari (2006) apresentaram um fluxo de trabalho onde misturam a inversão de dados de sísmica e dados de poços para transformar a velocidade em tensão efetiva usando física de rochas, logo a pressão de poros é estimada com o modelo universal de Terzaghi.

Na Figura 2.9 se mostra o uso de dados geológicos, sísmicos e de poços para definir diferentes litologias, fluidos e possíveis variações de pressões de poros. Incertezas são estimadas através da simulação de Monte Carlo. Nesta figura, SCVA significa *Spatially consistent velocity analysis* e PSWI significa *Prestack waveform inversion*; S é o gradiente de sobrecarga, σ_{eff} é tensão efetiva e PP é pressão de poros.

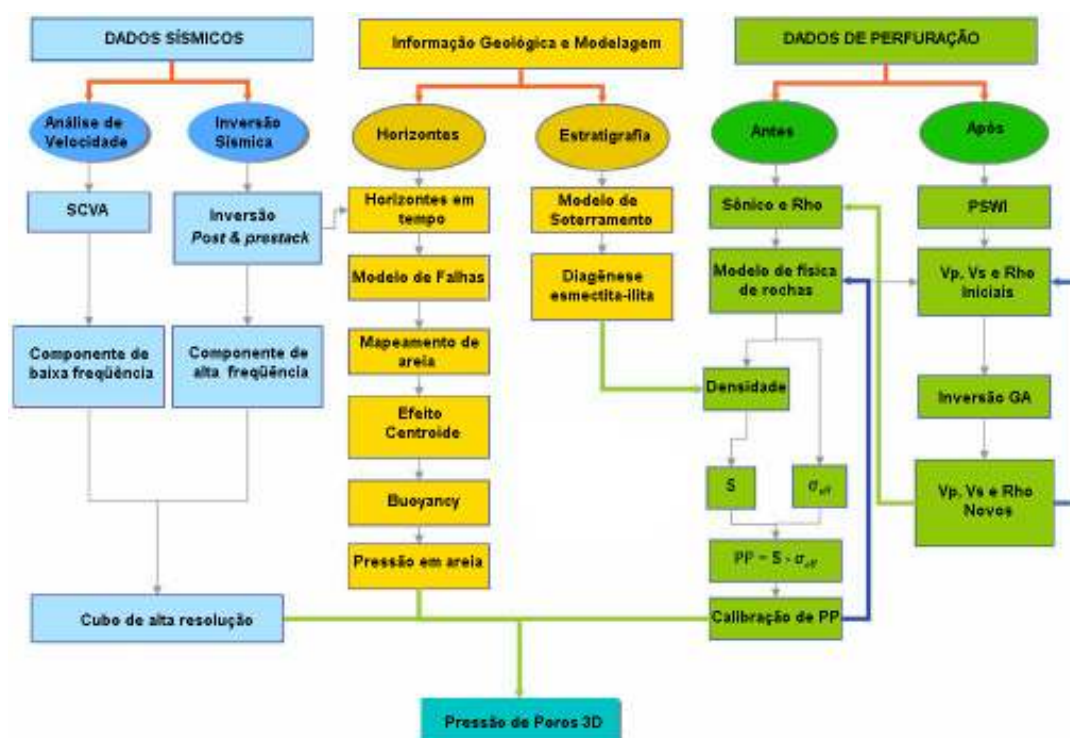


Figura 2.9. Fluxo de trabalho para estimativa de pressão de poros com dados integrados. Modificado de Dutta e Khazanehdari (2006).

A pressão de poros foi obtida a partir de velocidade obtida com inversão tipo PSSI (*postack seismic inversion*) conforme Figura 2.10. A pressão de poros

varia de 9ppg, considerada pressão normal, até 16ppg, considerada alta sobrepressão. Este tipo de modelagem estaria dentro do conceito de modelagem de bacias por integrar dados de poços antes e após a perfuração e tratamento de dados sísmicos para obter velocidades de alta resolução.

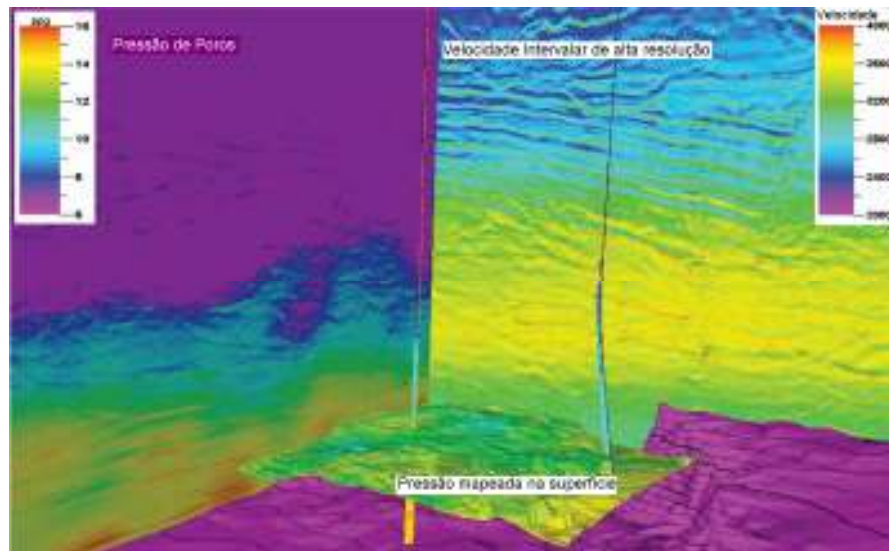


Figura 2.10. Pressão de poros 3D usando velocidade sísmica de alta resolução. (Modificado de Dutta e Khazanehdari, 2006).

Outra metodologia de modelagem de pressão de poros em bacias foi apresentado por Bachrach *et al.* (2007), onde o modelo de velocidade foi obtido por estimativa geoestatística (*trend-kriging*) entre dados sísmicos de velocidade e registros de velocidade em poços. Foi feito o *upscale* (técnica para levar dados de menor à maior escala do perfil ao modelo) dos perfis velocidade dentro de vários horizontes estratigráficos, para vinculá-los ao modelo de velocidade.

A Figura 2.11 apresenta dois passos de grande importância na estimativa das pressões de poros ao longo da bacia. (a) mostra-se os horizontes geológicos estruturais da área em estudo incluindo os dados de poços que delimitam a interpolação espacial; em (b) observa-se um corte do modelo de velocidade em ft/s após aplicar a técnica geoestatística *trend-kriging*. Este estudo mostra a modelagem tridimensional usando horizontes estratigráficos obtidos da sísmica e dados de poços para delimitar a ponderação espacial.

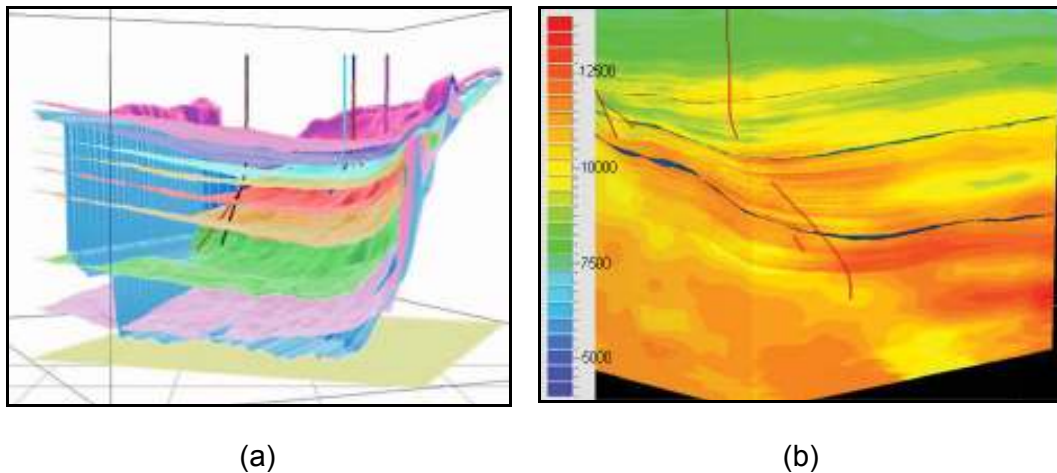


Figura 2.11. (a) Modelo da sequência estratigráfica e estrutural da área de estudo, incluindo os poços disponíveis, (b) Seção do modelo de velocidade (ft/s) de alta resolução com dados sísmicos e de poços. Modificado de Bachrach *et al.* (2007).

Bachrach *et al.* (2007) assumem que a velocidade é função somente da tensão efetiva, a qual foi estimada usando o método de Eaton (1975) apresentado por Sayers *et al.* (2002) (Eq. 2.4).

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{V}{V_N} \right)^X \quad 2.4$$

Onde σ_N e V_N são a tensão efetiva e velocidade sísmica respectivamente quando a formação se encontra normalmente pressurizada e, V é a velocidade observada e X é o expoente que descreve a sensibilidade da velocidade com respeito à tensão efetiva. Em Eaton (1975), X é igual a três para o Golfo de México.

O modelo foi calibrado considerando que o peso da lama representa bem a pressão de poros ao longo do poço. Após a calibração foi encontrada a velocidade normal (gráfico entre tensão efetiva e velocidade - Figura 2.12). Logo se achou a tensão efetiva para todo o cubo e, finalmente a pressão de poros usando o modelo universal de Terzaghi.

Cabe ressaltar que o peso de lama não é o dado ideal para a calibração da pressão de poros, uma vez que tende a superestimar a mesma. Porém, como este dado é mais abundante que as medições diretas de pressão de poros (restritas às formações permeáveis) costuma ser utilizado como uma aproximação.

Na Figura 2.12 (a) observa-se a velocidade sônica após *upscale* (linha cor rosa) e a velocidade normal (linha azul); em (b) a estimativa do gradiente de

pressão de poros (linha vermelha), calibrado com os pesos da lama (PL, pontos azuis). Observa-se também o gradiente de fratura (GF, pontos vermelhos), e o gradiente de sobrecarga (linha preta) e; em (c) mostra-se a pressão de poros (psi) após o *trend-kriged* de alta resolução.

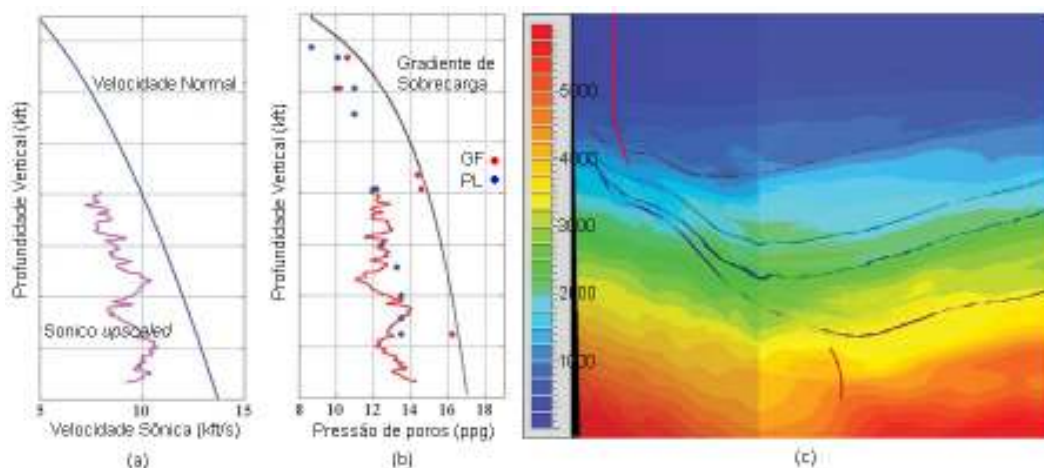


Figura 2.12. Estimativa da pressão de poros (a) velocidade sônico *upscaled* e velocidade normal, (b) pressão de poros 1D e (c) pressão de poros (psi) 3D. Bachrach *et al.* (2007).