

3

Modelagem geológica geomecânica 3D para a previsão de pressão de poros – Conceitos e metodologia proposta

A modelagem geológica geomecânica 3D visa a caracterização de subsuperfície para fins integrados de geologia e engenharia. Suas aplicações atendem às diversas áreas de geociências e geoengenharia. Este capítulo aborda de forma mais detalhada os conceitos gerais desse tipo de modelagem, alguns aspectos de modeladores disponíveis no mercado e apresenta a metodologia geral proposta para aplicação com fins específicos de previsão de pressão de poros. O estudo de caso aplicado e discussão dos resultados é apresentado no capítulo 4.

3.1.

Conceitos gerais em modelagem geológica geomecânica

A modelagem geológica geomecânica pode ser tão mais simples ou complexa conforme a sua aplicação e os recursos de tempo e dados disponíveis, conforme discutido em maiores detalhes em Turner (2006) e Hack *et al.* (2006). A representatividade do modelo consiste tanto em prever quantitativamente o fenômeno de interesse quanto alcançar a escala adequada à captação de heterogeneidades para sua aplicação final.

Turner (2006) apresenta uma metodologia geral que contempla as etapas ilustradas na Figura 3.1. A definição do problema e abstração consistem em definir o objetivo final do modelo, nível de detalhe e dados necessários à sua elaboração. Os dados coletados são tratados e então reunidos em um modelador (importação de dados georreferenciados). Esses dados são usados para a definição do modelo geométrico representativo da região de interesse, como modelagem de superfícies que distinguem unidades geológicas de interesse e ajuste de malha adequada.

Na malha gerada são vinculadas e posteriormente distribuídas as propriedades de interesse. Notar que o autor ressalta a interligação entre a geração da malha e a distribuição de propriedades, uma vez que as células devem ser representativas para captar o nível desejado de heterogeneidade espacial sem

comprometer o desempenho computacional das simulações de distribuição de propriedades. A última etapa é denominada aplicação. Esta etapa pode ser apenas de visualização e extração dos dados distribuídos ou pode se tratar de pós processamento de informações para gerar um produto final a partir de um conjunto prévio de propriedades.

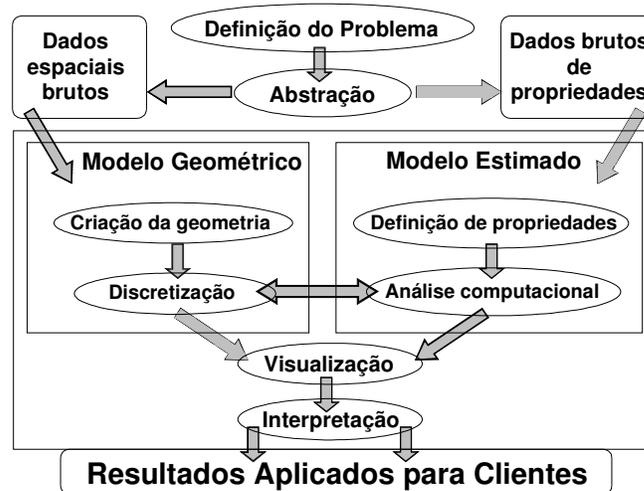


Figura 3.1 – Esquema geral dos processos de modelagem geológica geomecânica, conforme Turner (2006).

Visando os objetivos acima, nota-se a necessidade de bem representar a geometria do modelo, escolher um modelador geológico adequado, contemplar a dimensão do efeito escala e aplicar as devidas técnicas de distribuição espacial de propriedades. Assim como na modelagem de bacias, envolve a participação de equipes multidisciplinares e a utilização de *software* dedicado.

O fluxo apresentado por Turner é um fluxograma geral, que apresenta as etapas de um processo a ser detalhado conforme fins específicos. Ao estabelecer o objetivo como modelagem geológica geomecânica 3D para fins de perfuração, deve-se optar pela escolha de um modelador adequado a este fim, ou seja: *software* com ferramentas especializadas na modelagem geológica de ambientes sedimentares, e na distribuição espacial guiada mutuamente por dados de poços e sísmica (dados de entrada). O item 3.2 apresenta algumas ferramentas disponíveis no mercado para aplicação na indústria de óleo e gás.

Neste caso, a modelagem geométrica envolve os processos de mapeamento e modelagem de horizontes geológicos, mapeamento e modelagem de falhas e definição de tamanho e distribuição das células da malha. O modelo estimado envolve *upscale* de dados e análise e distribuição espacial de fácies

litológicas e propriedades físicas de rochas. A visualização e interpretação são processos embutidos em todas as etapas.

Alguns trabalhos, anteriores e posteriores a Turner (2006), tratam do problema de forma direcionada ao estudo geomecânico de campos de óleo e gás. Plumb *et al.* (2000) introduzem o conceito de MEM (*Mechanical Earth Modeling*) em que defendem a aplicação de estudos geomecânicos detalhados e modelagem Geomecânica 3D para reduzir o custo de perfuração de poços em campos complexos por meio da redução do NPT.

Os autores definem o MEM como “uma representação numérica do estado de tensões e propriedades mecânicas de rocha para uma seção estratigráfica específica em um campo ou bacia”. O modelo é vinculado à estrutura geológica através da estratigrafia local e do cubo sísmico 3D (Figura 3.2), sendo que, em sua forma plena, “o MEM consiste em uma completa descrição 3D de pressão de poros, tensões e propriedades mecânicas”.

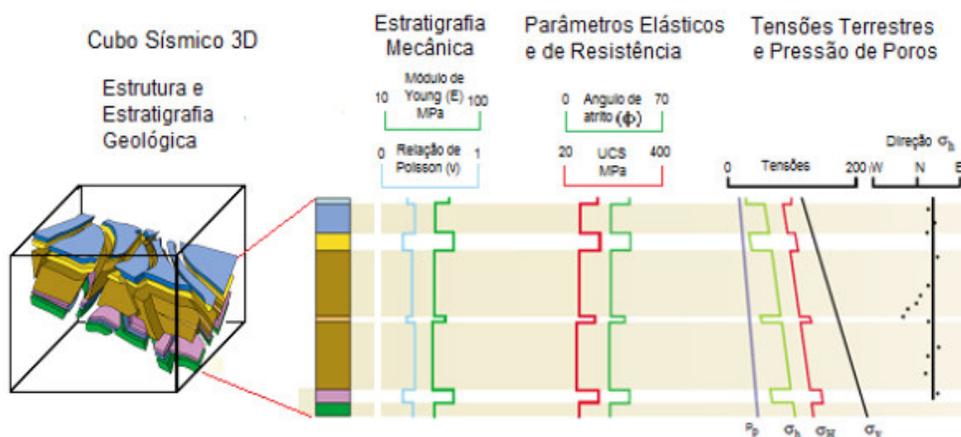


Figura 3.2 – Ilustração do conteúdo de um MEM (Plumb *et al.*, 2000).

Os autores apresentam um resumo de insumos mínimos e desejáveis à obtenção de das saídas de interesse para o MEM (Tabela 3.1). Para garantir a qualidade do modelo, com desenvolvimento sugerido aos moldes da metodologia compilada em Turner (2006), propõem não só a modelagem, mas o acompanhamento da perfuração e atualizações do MEM inicial. O objetivo é dar suporte completo à perfuração, reduzindo a ocorrência de eventos não previstos e garantindo que a perfuração atinja o objetivo dentro do tempo previsto.

Para alcançar a meta, os autores recomendam cinco etapas no processo de geração e aplicação do MEM: (i) construção do MEM; (ii) projeto de poço com base nos dados extraídos ao longo da trajetória prevista; (iii) acompanhamento da

perfuração; (iv) análise das anomalias e fontes de erro, para auxílio na tomada de decisão durante a perfuração; (v) correção/atualização do MEM.

Tabela 3.1 – Fontes de dados para a construção do MEM (Plumb *et al.*, 2000).

Resultado	Entrada	
	Perfil	Outros
Estratigrafia mecânica	GR, Rhob, resistividade, Dtc	Cascalhos, cavings, sequencia estratigráfica
Pressão de poros	Dtc, check shot, resistividade	Velocidade intervalar sísmica, teste de formação, BDP
Tensão vertical (Sobrecarga)	Rhob	Cascalhos
Direção das tensões	Caliper orientado multi-braços, perfis de imagem, anisotropia de velocidade orientada	Mapas estruturais da sísmica 3D
Tensão horizontal mínima	Sônico (Vp e Vs), ferramenta de tensão a cabo	Pp, LOT, ELOT, mini-frac, ensaios de injeção, base de dados, BDPs, modelagem
Tensão horizontal máxima	perfis de imagem, modelo de tensões de poço	Pp, σ_h , resistência de rocha, base de dados
Parâmetros elásticos (E, G, poisson)	Sônico (Vp e Vs), Rhob	base de dados, ensaios em testemunhos, cavings
Parâmetros de resistência (UCS, phi)	Sônico (Vp e Vs), Rhob, estratigrafia mecânica	base de dados, ensaios em testemunhos, cavings
Mecanismo de ruptura	perfis de imagem, caliper orientado multi-braços	BDP*, cavings (imagens digitais)

(*) BDP – boletim diário de perfuração

Os autores descrevem a aplicação do conceito de MEM em três campos com diferentes problemas de perfuração: elevada lâmina d'água (LDA) e dificuldade de previsão de pressão de poros; instabilidades relacionadas ao estado de tensões (grande diferença de magnitude entre as tensões horizontais); folhelhos com pressões anormalmente elevadas, com ocorrência de *cavings*.

O ganho alcançado com a aplicação do MEM nestes casos chegou a ter uma relação custo benefício de até 1:10, evitando problemas diversos recorrentes em poços anteriores e reduzindo drasticamente o tempo e o custo da perfuração.

Em 2010, Araújo *et al.* aplicam o conceito de Plumb *et al.* e apresentam metodologia detalhada (Figura 3.3) para estudos por modelagem geomecânica 3D objetivando a redução do NPT. O estudo de caso é aplicado a uma região de

problemas recorrentes de perfuração em áreas Surya e Apiay, na Bacia Llanos Orientales, Colômbia.

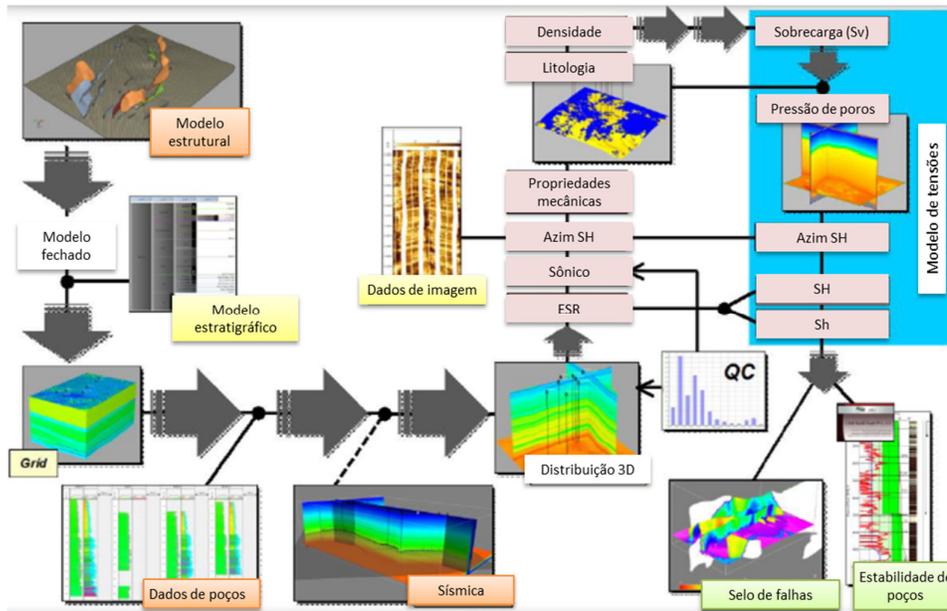


Figura 3.3 – Fluxograma de trabalho para modelo geomecânico 3D (Araújo *et al.*, 2010).

Antes de dar início à modelagem 3D, os autores desenvolveram modelos geomecânicos 1D para os poços disponíveis, a saber:

- análise de pressão de poros por Dtc, resistividade e Rhob, condicionados a influxos observados nos BDPs;
- calibração de correlações com propriedades mecânicas com ensaios de laboratório;
- magnitude da tensão horizontal mínima por dados de minifrac;
- direção das tensões horizontais por análise de eventos de instabilidade em perfis de imagem;
- magnitude da tensão horizontal máxima por polígono de tensões em fraturas e breakouts;
- análise da coerência entre a janela operacional e os eventos de instabilidade observados na perfuração.

Para o desenvolvimento do modelo 3D, importaram os modelos geomecânicos 1D e realizaram distribuição espacial de propriedades, inclusive direção da tensão horizontal maior, por técnicas de krigagem (sem o uso da co-krigagem). Para o desenvolvimento do modelo geométrico, fizeram uso inicialmente das falhas previamente interpretadas na sísmica e dos topos cronoestratigráficos obtidos a partir dos poços. Para refinamento do modelo

estratigráfico, subdividiram as zonas cronoestratigráficas em estratos de interesse. Recomendam maior refinamento do modelo em áreas críticas identificadas nos poços e especificam a importância do controle de qualidade nas previsões (realizam teste cego para 2 poços).

Nas etapas de aplicação do modelo, distribuem as propriedades Dtc e Rhob dos poços e calculam a sobrecarga. As demais propriedades são espacialmente distribuídas a partir dos modelos 1D, inclusive a pressão de poros. No caso específico da pressão de poros, verificam que modelos desenvolvidos para a previsão de pressões em ambientes subcompactados não se aplicam, uma vez que se trata de região soerguida e possivelmente fraturada. Nas análises 1D a pressão de poros é calibrada com dados de ocorrências de perfuração e de MW (Figura 3.4). Como não se fez possível a aplicação de métodos como o de Eaton, não realizaram previsão em ambiente 3D, apenas distribuição espacial.

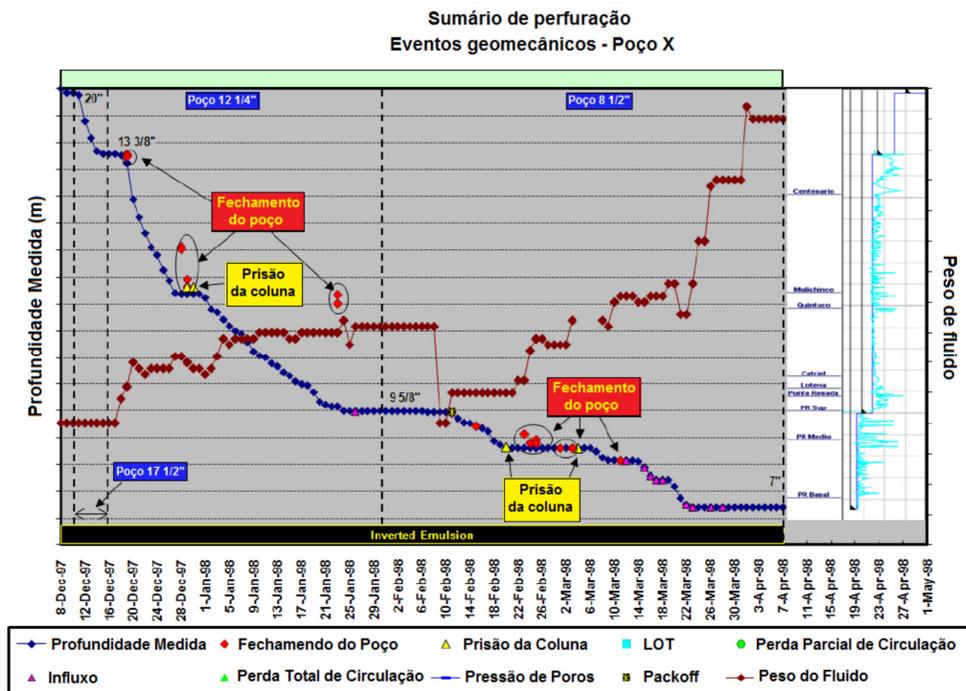


Figura 3.4 – Análise de BDP e representação em curva de tempo x profundidade (Editado de Araújo *et al.*, 2010).

Com a conclusão do estudo, validam os resultados propostos em um poço perfurado durante a elaboração do modelo geomecânico 3D. Notam que o poço, perfurado durante a elaboração do modelo geomecânico 3D, reduziu o NPT à metade. Recomendam a aplicação do mesmo para análise de integridade de selo de falhas e análise de estabilidade em projetos de poços.

O fluxo apresentado proposto pelos autores, nem todo contemplado no estudo de caso, é claro e detalhado, porém, dois aspectos poderiam ser ajustados: (i) a distribuição de litologia poderia ser uma das primeiras etapas, de forma a ser usada como guia na distribuição espacial de propriedades e na aplicação de correlações para a obtenção de propriedades mecânicas; (ii) a previsão de pressão de poros poderia ser realizada de forma mais ampla, analisando não só causa e efeito poço a poço, mas observando um panorama global de ocorrências em ambiente 3D.

Mcintyre *et al.* (2009) sugerem abordagem mais completa da representação do BDP em curvas tempo vs profundidade, representando também as manobras (Figura 3.5). Tal representação facilita a compreensão do momento de ocorrência do evento durante a perfuração (perfuração, manobra ou descida de revestimento).

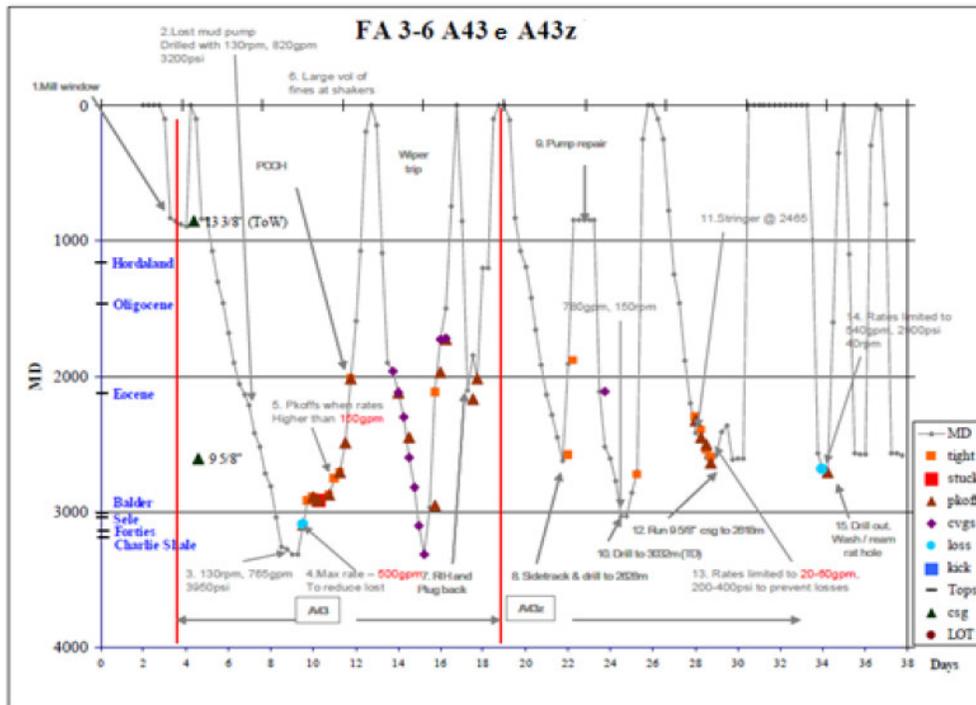


Figura 3.5 - Eventos de perfuração e das operações de manobra plotados em gráfico profundidade *versus* tempo (Mcintyre *et al.*, 2009).

Rosero (2013) apresenta uma descrição de como a confecção do MEM pode auxiliar na identificação e antecipação (ou remediação) de problemas de perfuração. O trabalho tem por ênfase a análise de trechos de folhelho, mas o autor apresenta revisão abrangente sobre a análise e identificação de problemas em BDPs e dados de perfuração. Para ilustrar as etapas de construção do MEM voltado à sua finalidade, o autor constrói o fluxo da Figura 3.8.

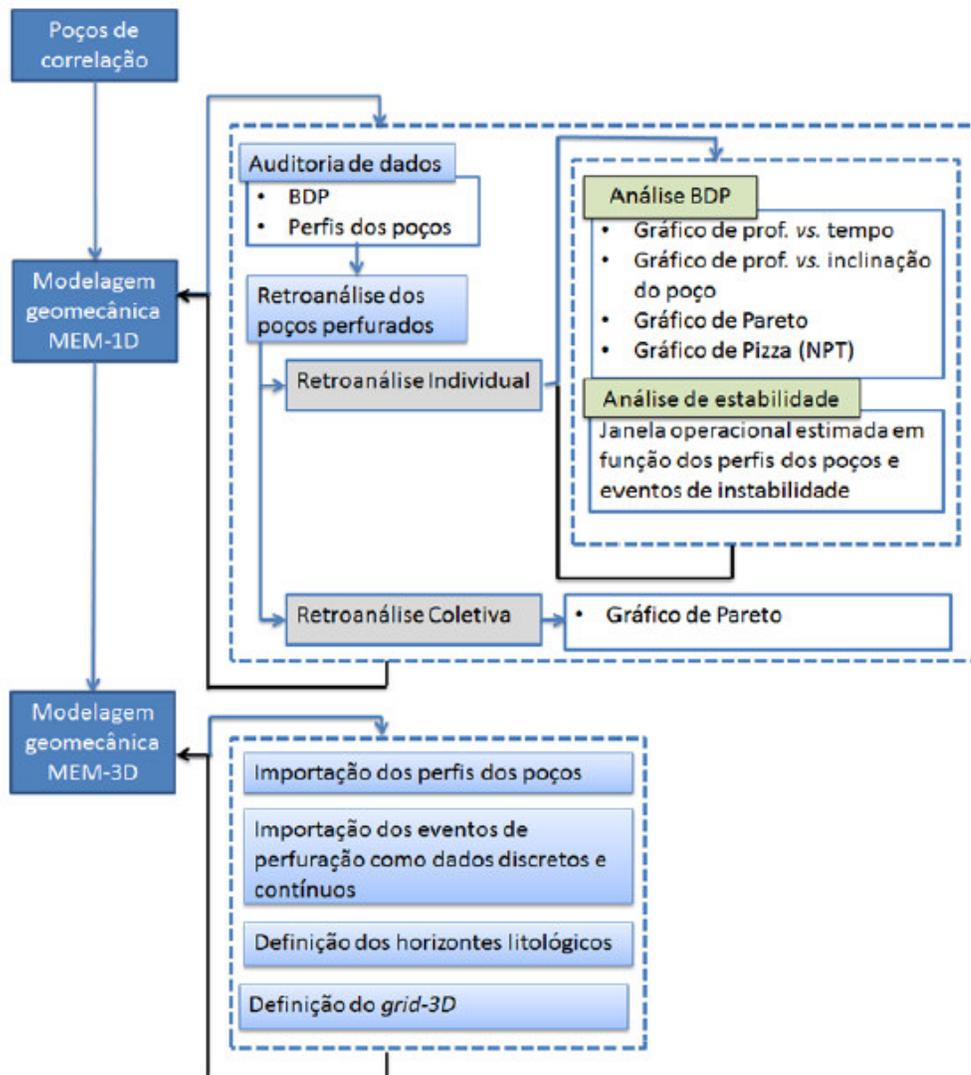


Figura 3.6 - Etapas envolvidas no fluxo de trabalho para o diagnóstico das causas de problemas de perfuração (Rosero, 2012).

Notar a ênfase dada pelo autor à análise de BDPs e construção do MEM 1D antes da elaboração do MEM 3D. Tal prática fornece os insumos de entrada pré-analisados para a elaboração do MEM 3D, que além de identificar padrões geomecânicos para os eventos, pode auxiliar na compreensão de eventos até então não compreendidos pela análise exclusivamente 1D. Este último caso pode ocorrer notadamente no caso de eventos relacionados ao cenário de pressão de poros, que é resultante da geologia do campo como um todo, e não apenas especificamente de propriedades locais.

Na análise de BDPs, Rosero (2013) propõe uma apresentação conjunta de litologia, trajetória e curva tempo vs profundidade, facilitando a análise integrada entre eventos de instabilidade, peso de fluido utilizado, trajetória e litologia.

Realizada a interpretação dos BDPs, Rosero procede a análise de estabilidade *post mortem* dos poços e em seguida leva as informações a um modelador 3D.

Após elaboração de modelo estratigráfico, analisa os poços em paralelo (Figura 3.7), identificando estratos de ocorrência de eventos e suas possíveis causas. A partir de então verifica, em ambiente 3D, a região do campo onde o projeto deve ser concebido com base na experiência obtida para eliminar a possibilidade de ocorrência de novos eventos.

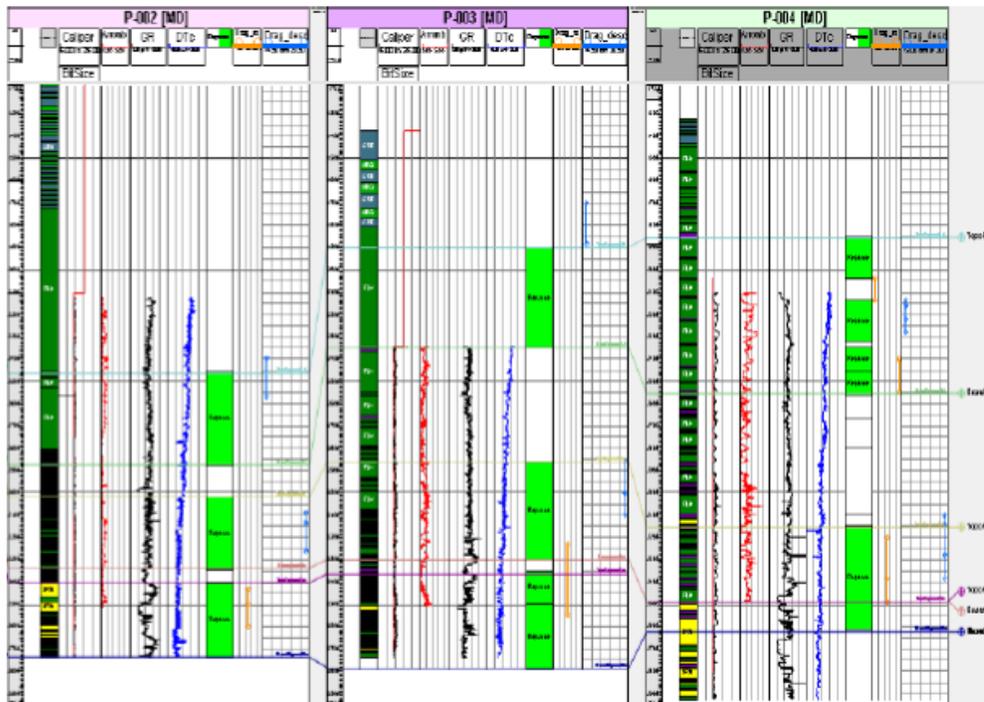


Figura 3.7 - Correlação entre os repasses e arrastes na descida e retirada da coluna de perfuração com a litologia e horizontes estratigráficos (Rosero, 2012).

3.2. Modeladores geológicos disponíveis

Os modeladores geológicos surgiram ao final da década de 80 como uma evolução dos sistemas tipo CAD (*Computer-aided design*), lançados na década de 70 e dos GIS (Sistemas de Informação Geográfica), lançados na década de 80. Os primeiros modeladores lançados comercialmente foram o SURPAC® e o VULCAN®, voltados à indústria da mineração, e o Paradigm SKUA®/GOCAD®, direcionado à indústria do Petróleo.

Esses modeladores, como discutido em Hack *et al.* (2006), possuem essencialmente a mesma proposta, porém se adequam a geometrias, tipos de

malhas, métodos de distribuição espacial de propriedades e funcionalidades a depender da área de aplicação (objetivo do modelo). Essa distinção entre modeladores para fins de mineração ou petróleo (ou mesmo entre os modeladores em óleo e gás) está intimamente ligada às funcionalidades de modelagem geométrica e algoritmos de distribuição de propriedades.

Da mineração para petróleo o ambiente geológico muda bastante, indo de metamórfico a sedimentar. Os elementos geométricos de um ambiente sedimentar consistem em camadas, afunilamentos (*pinch outs*), erosões, dobras e falhas, enquanto os elementos de um ambiente metamórfico não podem ser modelados por camadas. Também os algoritmos utilizados para a distribuição espacial das propriedades nesses ambientes varia bastante.

Os pacotes de modelagem da indústria de óleo e gás trabalham com dados de poços e sísmica, portanto possuem também funcionalidades de mapeamento e manipulação de informações provenientes de levantamentos sísmicos. Alguns desses modeladores, aplicáveis a fins de previsão de pressão de poros são:

- GOCAD, da Paradigm
- Petrel, da Schlumberger
- Jewell da Baker Hughes
- Drillworks Predict*, da Landmark
- RokDoc Geopressure, da Ikon Science

Desses modeladores, os 3 primeiros constituem modeladores geológicos e os dois últimos se tratam de *softwares* específicos de previsão de pressão de poros que contêm algumas funcionalidades 3D. Os modeladores geológicos não são especificamente voltados à previsão de pressão de poros; têm por finalidade a boa modelagem geológica geomecânica. A eles, contudo, podem ser acoplados *plug-ins* para esta finalidade ou desenvolvidas metodologias pelo próprio usuário para a previsão com base no modelo. Já os *softwares* de previsão de pressão de poros não possuem ferramentas para uma boa modelagem geológica, mas possuem ferramentas para uso de métodos diversos de previsão de pressão de poros.

Dentre os modeladores geológicos, pode-se dizer que o Petrel e o GOCAD são os mais populares no mercado de óleo e gás. O Jewel é o mais recente, desenvolvido pela Joa e adquirido pela Baker Hughes.

O GOCAD é o modelador com maior tempo no mercado, com sua primeira versão lançada pela Universidade de Nancy (França) ainda na década de 80 e

tem como ponto forte a modelagem de feições geológicas, como falhas. Para a distribuição espacial de dados, possui ferramentas geoestatísticas.

O Petrel foi lançado na década de 90. Possui interface gráfica superior aos concorrentes, é bastante intuitivo e possui boa flexibilidade para a aplicação de metodologias de interesse. É geologicamente menos robusto que o GOCAD para a modelagem de elementos estruturais, mas em contrapartida, oferece não só métodos geoestatística como também algoritmos de inteligência artificial (redes neurais) para a previsão de propriedades em ambiente 3D. Versões mais recentes já possuem facilidades de aplicação para fins de perfuração, inclusive conexão para acompanhamento de poços em tempo real.

O Jewel Suite, mais recente, possui vantagens e desvantagens sobre os concorrentes. Como vantagem, tem funcionalidades mais avançadas para a geração de malhas, o que é um ponto forte para ambientes de geologia complexa. Permite, inclusive, a geração de malhas compatíveis com pacotes comerciais de métodos de elementos finitos. Como desvantagem, não possui a robustez e amplitude de funcionalidades disponíveis nos demais pacotes.

Como são modeladores geológicos, possuem uma vasta lista de funcionalidades e não focam exclusivamente em ferramentas geoestatísticas, oferecendo a possibilidade de uso de *plug-ins* para pacotes específicos, como o Isatis, da Geovariances, pacote líder de ferramentas geoestatísticas do mercado. Os *plug-ins* do Isatis são disponíveis para o Petrel e para o GOCAD (<http://www.geovariances.com>), mas ainda não disponível para o Jewel.

Dos pacotes de previsão de pressão de poros, o RokDoc é mais recente que o Predict e possui funcionalidades para manipulação e uso de dados de levantamento sísmico, como funcionalidades de inversão sísmica, que auxiliam na análise de porosidade. Faz uso dos dados da velocidade intervalar para a previsão em ambientes 3D.

O Predict permite interpolar os dados de poços para a obtenção de um modelo 3D de previsão de pressão de poros, porém não faz uso de técnicas de modelagem de unidades geológicas (zonas) ou mesmo o mapeamento de estruturas complexas. Sua interpolação consiste apenas na interpolação pelo inverso da potência da distância para profundidades verticais equivalentes. Tal tratamento não atende às necessidades de mapeamento e modelagem de ambientes complexos como aqueles onde há deformações por halocinese, dobras ou camadas inclinadas. Para este último caso o pacote possui ferramentas 2D de análise de fluabilidade em camadas permeáveis inclinadas.

Alguns estudos de caso apresentados na literatura fazendo uso dos simuladores acima citados são apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.2 – Exemplos de estudos de modelagem 3D e modeladores utilizados.

Simulador	Autor	Resumo
Drillworks Predict 3D	Valderrama Cruz (2009)	Previsão por Eaton e Bowers sem definição de horizontes geológicos (Detalhes no item. 2.1.5)
	Silveira (2009)	Previsão por Eaton e Bowers com definição de horizontes (Detalhes no item. 2.1.5)
Petrel	Den Boer et al. (2011)	Previsão em campo com canópios de sal, com compartimentos de pressão. Complementa com análise de temperatura para avaliar potencial de transformação mineral de argilas (Detalhes no item 2.3.4)
	Rosero (2013)	Estudo de MEM com foco em rochas argilosas (Detalhes no item 3.1)
Jewel Suite	Araujo <i>et al.</i> (2010)	MEM com foco no estado de tensões para redução de NPT (Detalhes no item 3.1)

Para este trabalho foi escolhido o Petrel. Alguns dos aspectos definitivos dessa escolha foram:

- Maior flexibilidade de uso;
- Boa interface gráfica;
- Facilidades de manipulação e visualização de dados de poços.

3.3. Metodologia geral proposta

Esta tese busca avançar na elaboração de um fluxo de trabalho focado no problema da previsão de pressão de poros em modelo 3D (Figura 3.8), de forma a atender não somente a casos padrão, mas também ambientes geologicamente complexos, em especial aqueles com a presença de evaporitos.

A essência da metodologia tem por base a caracterização de reservatórios, porém, associando as análises apresentadas para a elaboração de um MEM e adaptando etapas de grande interesse à previsão de pressão de poros. A metodologia é uma adaptação daquela desenvolvida pelo autor e equipe em projeto de pesquisa entre o GTEP/PUC-Rio e o CENPES/Petrobras, para fins

diversos de aplicação em estabilidade de poços (Marchesi e Fontoura, 2010; Marchesi *et al.*, 2014; GTEP, 2014).

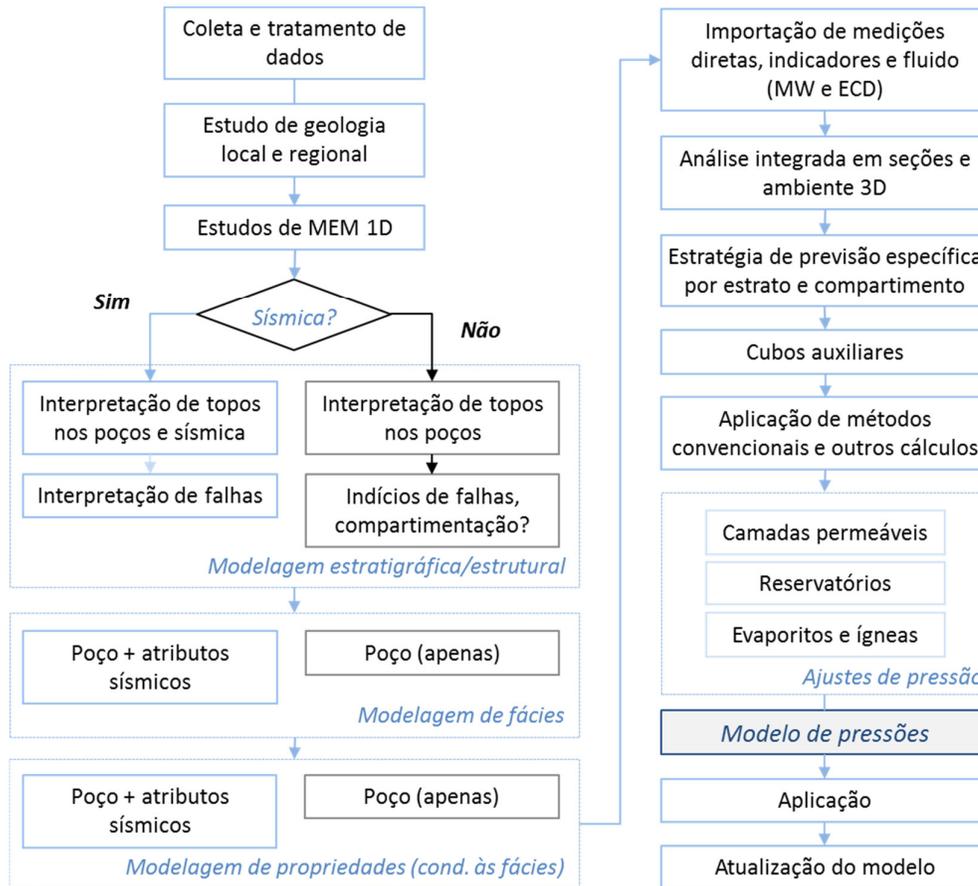


Figura 3.8 – Metodologia proposta para a previsão de pressão de poros em ambientes geológicos complexos.

As mudanças principais envolvidas no processo proposto são:

- Modelagem de fácies para previsão condicionada de propriedades;
- Análise integrada 3D como base para a definição da estratégia de previsão;
- Filtro por fácies na aplicação de métodos convencionais;
- Aplicação de metodologias diferenciadas por horizontes e/ou compartimentos de pressão;
- Ajustes de cálculo no modelo 3D considerando a previsão litológica.

A previsão da distribuição de fácies prévia à distribuição espacial de propriedades é uma prática adotada em caracterização de reservatórios, já que a porosidade e a permeabilidade (propriedades de interesse para análise de reservas e estratégia de recuperação) são diretamente dependentes da litologia. A previsão de distribuição dessas propriedades passa então a ser realizada

internamente a cada tipo de fácies, preservando a boa correlação entre litologia e propriedades e garantindo a melhor caracterização do reservatório. Da mesma forma, para a elaboração de um MEM, seja ele com foco específico na pressão de poros ou não, esta prática garante a melhor representação espacial das propriedades de interesse.

A análise espacial integrada entre dados de perfuração e geologia do campo permite realçar fatores não observáveis em estudo exclusivamente 1D, como compartimentação, conexão entre camadas permeáveis, extensão lateral e vertical de rochas capeadoras e drenantes e padrão de ocorrências por unidade geológica e litológica.

O filtro por fácies (neste caso rochas argilosas) para a aplicação de métodos convencionais é essencial ao cumprimento dos princípios fundamentais dos métodos de previsão, porém em geral não contemplado nos estudos 3D publicados. Dos trabalhos apresentados na revisão, apenas Silveira (2009) explicita uso de filtro por litologia, porém também não faz uso de distribuição de litofácies, mas sim do conceito de linha base de folhelho a partir do GR.

A aplicação de metodologias específicas por compartimento e/ou horizonte é de grande relevância em ambientes geologicamente complexos, principalmente aqueles com presença de evaporitos. Diferentes mecanismos podem atuar nos compartimentos e/ou camadas estratigráficas. Um dos exemplos é a possível atuação de mecanismos decorrentes de temperaturas elevadas em determinadas profundidades.

Os ajustes de cálculo permitem aplicar conceitos de transferência lateral de pressões e fluatibilidade a camadas permeáveis, zerar pressões em rochas de porosidade desprezível, considerar migração de fluidos por redes de falhas e fraturas e importar o cenário de pressões previsto por simulação de reservatórios. Em seguida são descritas as etapas individuais do fluxograma apresentado.

Coleta, tratamento e importação de dados

Para dar início à coleta de dados, é fundamental a boa compreensão do objetivo do modelo (Turner, 2006), que neste caso é a elaboração de um MEM 3D focado na previsão de pressão de poros em ambientes geologicamente complexos, como bacias evaporíticas. Porém, esses ambientes podem variar bastante e devem ser bem especificados geologicamente para a coleta e processamento de dados.

Conforme especificado no item 2.2, campos com a presença de sal podem implicar em complexidades diversas quanto à modelagem e previsão de pressão. Neste caso, a modelagem deve atentar para o bom mapeamento do contorno dos corpos salinos e análise do comportamento dos sedimentos adjacentes, que podem conter falhas ou se encontrar fraturados ou plastificados (Alsop, 2000; Seymour *et al.*, 2003; Dusseault *et al.*, 2004; Saleh *et al.*, 2013).

Tais análises envolvem inicialmente a busca de estudos geológicos locais e/ou regionais a ser tratada em conjunto na coleta de dados para maior atenção a feições características esperadas. A Tabela 3.3 apresenta um resumo elaborado dos dados de interesse por etapas/objetivos da modelagem.

Tabela 3.3 – Dados por etapa da modelagem e informações deles coletadas.

Etapas de modelagem	Dados	Informações coletadas
Contorno do modelo	Poços; contorno de bloco estrutural; sísmica	Área de confiança sem efeitos de borda; falhas limitantes do campo; bordas de corpo salino
Modelagem estratigráfica e estrutural	Trajectoria, perfis e cronoestratigrafia de poços; sísmica	Topo e base de horizontes geológico e geomecânicos nos poços e projeção lateral na sísmica; planos de falhas pela sísmica e amarrados aos poços interceptados
Grid/malha	contorno do modelo; perfis de poço; estudos de geologia local	variabilidade litológica e de propriedades na vertical; custo de processamento; método de distribuição de layers
Modelagem de litofácies	perfis de poços; estudos de geologia local/regional; sísmica	classificação de litofácies; definição do método de distribuição espacial; atributos sísmicos como tendência/propriedade secundária
Modelagem de propriedades	perfis de poços; sísmica	método de distribuição espacial (condicionado às litofácies); atributos sísmicos como tendência/propriedade secundária
Estudo de pressão de poros	perfis de poços; temperatura de fundo; parâmetros de perfuração; ensaios de pressão; dados de fluido (estático e dinâmico); BDPs; geologia local/regional; cubo de velocidades sísmicas	comportamento de perfis indicadores; comportamento de velocidades no campo; dados/limitantes de pressão em diferentes locações, profundidades e litologias do campo; identificação de mecanismos possíveis; escolha de métodos de previsão

Os dados coletados devem ser preparados para os formatos de importação do modelador a ser utilizado. Dados de trajetória, parâmetros de perfuração e perfis de poços, assim como o cubo sísmico, em geral são extraídos dos respectivos bancos de dados em formatos padrão da indústria de óleo e gás.

Dados de ensaios e dados de topos cronoestratigráficos devem ser formatados para importação vinculada aos seus respectivos poços. A análise e tratamento de dados de BDPs, conforme discutido em Plumb *et al.* (2000) e Rosero (2013), constitui a etapa seguinte de elaboração do MEM 1D.

Estudos de MEM 1D

O MEM 1D envolve a análise individual dos poços e análise *post mortem* 1D de pressão de poros. Além da análise de perfis, especial atenção deve ser dada à análise dos BDPs (Tabela 3.4). Além de permitir a identificação dos principais fatores geradores de NPT e riscos da perfuração, como apresentado em Plumb *et al.* (2000), auxiliam na calibração das pressões em rochas permeáveis e de baixa permeabilidade em função do peso de fluido (estático e dinâmico) e dos eventos observados durante a perfuração.

Tabela 3.4 – Exemplo de formato de BDP (Tavares, 2006).

Data	Início (h)	Duração (h)	Prof. Inicial (m)	Prof. Final (m)	Descrição	Etapa (Subcode)
8/9	14:30	2	2741	2749	Perfurando orientado	Perfurando orientado
8/9	16:30	0.5	2749	2754	Perfurando com rotação da coluna	Perfurando rotativo
8/9	17:00	1	2754	2762	Perfurando orientado	Perfurando orientado
9/9	18:00	24	2762	2925	Perfurando com rotação da coluna e orientado, fazendo back reaming antes da conexão e após perfurar trecho orientado. (20/35kip, 130/170 rpm, 450gpm pela coluna e 200 gpm pela booster line, 3350/3420 psi, tpm=6,8 m/h)	Perfurando orientado
10/9	18:00	5	2925	2961	Perfurando com rotação da coluna e orientado, fazendo back reaming antes da conexão e após perfurar trecho orientado. (20/35kip, 130/170 rpm, 450gpm pela coluna e 200 gpm pela booster line, 3350/3420 psi, tpm=7,2 m/h)	Perfurando orientado

A Figura 3.4 e a Figura 3.5 ilustram exemplos de representação dos eventos interpretados no BDP em gráfico tempo vs profundidade. Rosero (2013) insere ainda ao lado desse gráfico, a coluna litológica, a trajetória e o perfil caliper do

poço, permitindo análise integrada dos eventos em ambiente 1D. Para os estudos de modelagem 3D, contudo, além de gerar tais curvas, é importante mapear os eventos em suas profundidades de ocorrência para importação dos mesmos vinculados à trajetória do poço para o modelador 3D.

Também em ambiente 1D se dá a análise dos cascalhos (Figura 3.9) como indicadores em paralelo com os eventos do BDP, parâmetros de perfuração e peso de fluido, como em Mouchet e Mitchel (1989) e Rocha e Azevedo (2009).

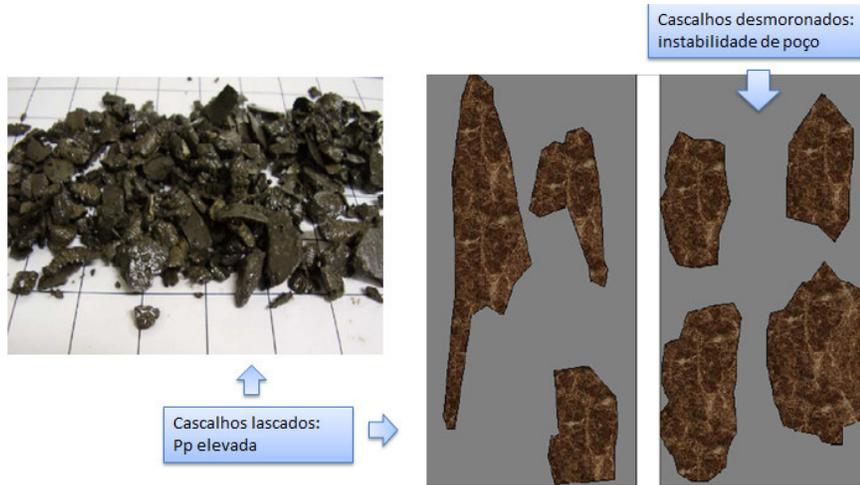


Figura 3.9 – Formato de cascalhos de perfuração como indicadores de sobrepressões (editado de Rocha e Azevedo, 2009).

Tais análises são levadas a uma janela operacional para o fechamento do MEM 1D, conforme apresentado por Rohleder *et al.* (2003) na Figura 2.27 e Freire *et al.* (2010) na Figura 2.30. Nelas os eventos de interesse à calibração do cenário de pressão de poros e gradiente de fratura são inseridos nas respectivas profundidades.

Modelagem estratigráfica/estrutural

Nesta fase serão verificados e corrigidos possíveis ruídos e erros de importação e em seguida observadas feições geológicas estruturais do campo a partir da análise integrada dos diversos dados importados de forma georreferenciada. Dado o estudo prévio de geologia local e regional, já é conhecida a presença ou não de falhas, origem e evolução de possíveis estruturas salinas e horizontes cronoestratigráficos de maior interesse geomecânico. A análise integrada espacial, junto ao conhecimento geológico prévio, permite a interpretação de topos e o mapeamento de falhas.

Dado o objetivo do modelo, o primeiro passo é o mapeamento de topos cronoestratigráficos. Para iniciar a demarcação, recomenda-se antes estudar a geologia de formação do campo em estudo e comportamento característico de unidades crono ou litoestratigráficas. A carta estratigráfica da bacia é um bom parâmetro inicial para tal estudo.

A metodologia aqui apresentada propõe avaliar os perfis GR e Dtc, adotados por Pereira de Lima (2005) na Figura 3.10, os topos cronoestratigráficos importados (demarcados nos poços durante a perfuração) e os perfis de litologia interpretada e Rhob dos poços. Verificada a necessidade, se dá a inserção de novos topos para refinamento do modelo quanto ao seu objetivo final. Esses topos são então mapeados entre poços por meio da análise de refletores sísmicos para a modelagem dos horizontes.

Para a análise de pressão de poros o mapeamento de falhas é essencial, já que elas podem funcionar como barreiras ou como corredores de fluxo (Borge, 2000). A interpretação e modelagem se dá a partir da sísmica. Notar a importância desse mapeamento onde falhas de crescimento de domos salinos podem gerar compartimentos de pressão (Seymour, 1993; Dusseault, 2004).

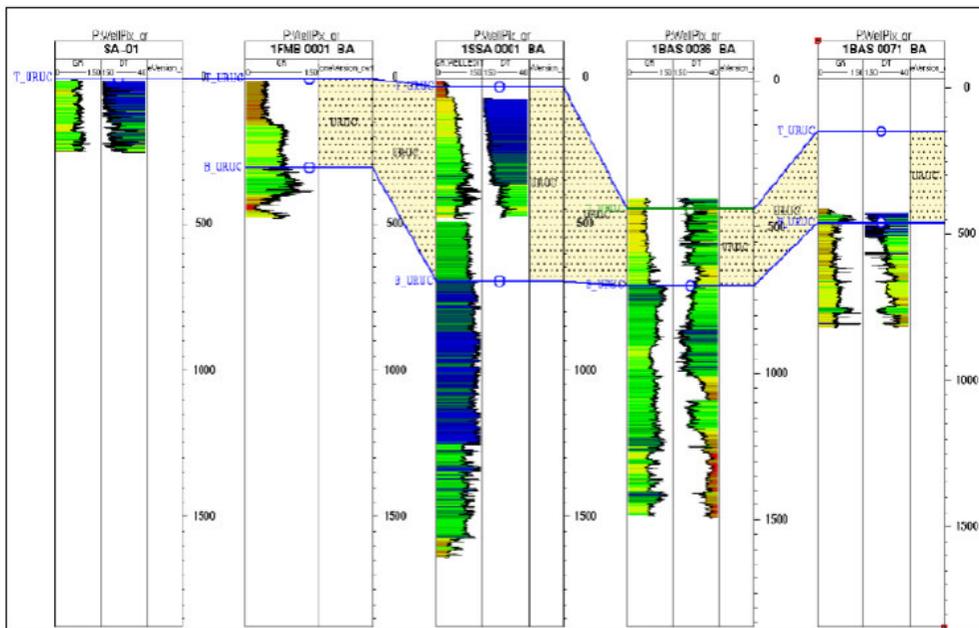


Figura 3.10 – Exemplo de definição de topos litoestratigráficos com base nos perfis GR e Dtc (editado de Pereira de Lima, 2005).

Em casos em que não há disponibilidade de dados sísmicos, a modelagem de horizontes se dá exclusivamente em função dos topos interpretados nos poços,

podendo simplificar demasiadamente os modelos finais em campos com grande complexidade geológica, perdendo possíveis feições geológicas entre poços.

Para a interpretação de falhas, uma alternativa à sísmica em dados disponíveis em poços é a análise de compartimentação por pressão medida de fluido em profundidade, como em estudos de reservatório, como Ireland *et al.* (1990), em que as medidas de pressão do fluido, plotadas em gráfico vs a profundidade vertical (TVD) são usadas para inferir a posição dos contatos de gás/óleo e óleo/água e verificar possível compartimentação. Neste gráfico (Figura 3.11) ajusta-se uma tendência linear para cada fluido (gás, óleo e água).

Também pode auxiliar na análise de presença de falhas a identificação de redução anômala de competência da rocha em locações específicas. Notar a importância do dado sísmico no processo de modelagem estratigráfica/estrutural.

Contornos de grandes corpos salinos devem ser mapeados para a individualização das análises dentro e ao redor dos mesmos, como exemplo den Boer *et al.* (2011), neste caso, possível apenas de posse da sísmica. Em caso de intercalações, como em Zilberman *et al.* (2001), é importante mapear os horizontes de topo e base da zona intercalada e trabalhar posteriormente com a distribuição de litofácies. O contorno do modelo deve ser capaz de englobar toda a área de interesse de estudo, inclusive a continuidade lateral de feições que possam interferir no estado de pressão de poros do campo, como a extensão de corpos salinos.

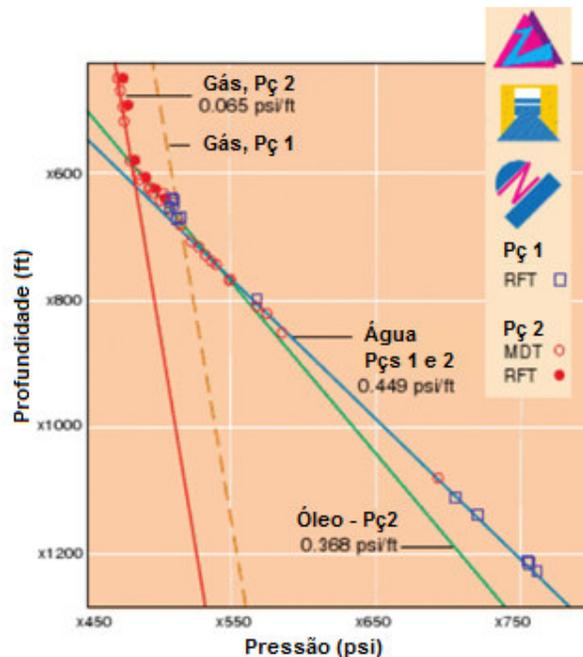


Figura 3.11. Pressões de MDT e RFT de 2 poços demonstrando a presença de gases com diferentes pressões (Ireland *et al.* 1990).

A modelagem estratigráfica dos horizontes e possíveis zonas internas permite avaliar se a estratigrafia é favorável a mecanismos de transferência lateral de pressões, como em Yardley e Swarbrick (2000). A modelagem das camadas internas dessas zonas (*layers*), define a espessura das células do modelo. Estes devem se adequar à sedimentologia e processos geológicos de formação do campo, atentando para o princípio de deposição em camadas horizontais e para efeitos de dobras e erosão. Maiores detalhes sobre malhas de modelagem podem ser encontrados em Hack *et al.* (2006) e Zakrevsky (2011).

Modelagem de litofácies

Fácies são “massas de sedimentos e rochas sedimentares caracterizadas e distinguidas das demais por seus atributos físicos, direta ou indiretamente” (Borghi, 2011). As fácies sedimentares podem ser deposicionais, cronológicas, geofísicas ou geomórficas. Na metodologia aqui proposta, sugere-se a classificação e distribuição espacial de litofácies para cada zona (ou unidade geológica).

A classificação consiste em definir as características das litofácies, que podem representar uma só litologia ou um grupo litológico. Para estudos de pressão de poros, é importante distinguir grupos litológicos com características específicas quanto à argilosidade, porosidade e permeabilidade.

A distribuição espacial nas zonas requer análise específica conforme algoritmo a ser utilizado na distribuição, sempre observando os fundamentos dos processos deposicionais. Essa distribuição pode seguir por duas vertentes: o uso de inteligência artificial (redes neurais), como estudo de Alizadeh *et al.* (2012) ou de algoritmos geoestatísticos. Há ainda o uso integrado das duas técnicas para a previsão de distribuição espacial de fácies, como abordado por Benzaoui e Cox (2009).

As redes neurais de estimativa simulam o aprendizado da mente humana no treinamento de redes (Haykin, 1994) com posterior aplicação da rede treinada para a obtenção da propriedade de saída. Os algoritmos de redes neurais de estimativa se tratam de funções lineares de múltiplos atributos de entrada e um atributo de saída (em caso de redes supervisionadas).

O treinamento dessas redes consiste no ajuste dos pesos das funções internas por meio da comparação entre resultados de saída estimados e o valor real desse atributo para um determinado conjunto de entradas e saídas (Figura

3.12). O treinamento cessa ao atingir um número máximo de iterações e/ou atingir um valor de erro previamente definido como aceitável.

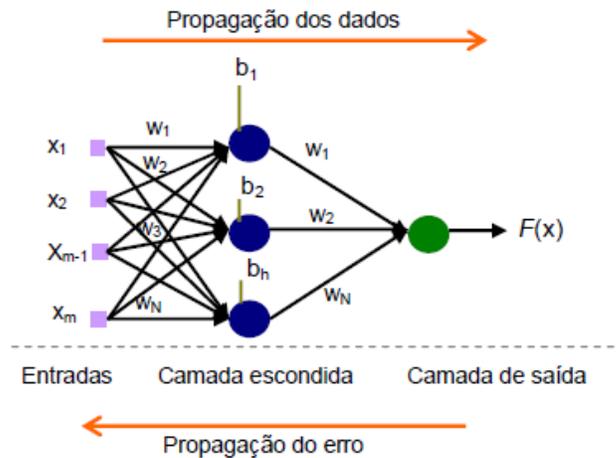


Figura 3.12 - Modelo de rede neural artificial Multilayer Perceptron. O vetor X representa as entradas da rede, o vetor W os pesos sinápticos, o vetor B , os bias e $F(x)$ a resposta da rede (Relatório Interno GTEP/PUC-Rio).

Para o treinamento de uma rede, todos os atributos de entrada e saída devem estar disponíveis em algum local do campo. Para a estimativa em um modelo 3D, não se faz mais necessária a presença do atributo de saída, que será estimado, mas todos os atributos de entrada devem estar disponíveis em todas as células do modelo. Dada esta característica, seu uso fica restrito à presença de levantamento sísmico 3D e depende da boa escolha de atributos sísmicos.

Esta abordagem não considera a correlação espacial entre pares de dados, mas as respostas que o levantamento sísmico fornece. A previsão por redes neurais não será abordada neste estudo. Para maior aprofundamento recomenda-se a leitura de Haykin (1994).

A geoestatística, por outro lado, trata da análise da correlação espacial entre pares de dados por meio da análise de variância/covariância. Seus algoritmos honram os princípios de deposição de camadas, uma vez que foram desenvolvidos a partir das observações feitas por Krige (1951) da correlação espacial de variáveis geológicas em minas de ouro da África do Sul. A partir de então, Matheron (1963, 1971) desenvolveu a teoria das variáveis regionalizadas e a partir dela surgiram diversos algoritmos de distribuição espacial de variáveis geológicas.

Os algoritmos se distribuem entre os aplicáveis a variáveis discretas e contínuas. Para a aplicação de algoritmos geoestatísticos a variáveis discretas,

como as fácies, são utilizadas imagens de tratamento e/ ou ajuste de curvas de proporção vertical, análise de histograma de espessuras e variogramas (Zakrevsky, 2011).

Para aplicar tais simulações, portanto, devem ser previamente analisados e modelados os parâmetros de entrada. A curva de proporção vertical (Figura 3.13) ilustra a proporção de ocorrência de cada fácies (em padrão de cores) nos diversos *layers* de uma zona, verificando-se a predominância de uma ou outra litologia em determinada posição estratigráfica (topo, base, centro, etc). É usada na distribuição de proporções no modelo 3D.

Na análise dos histogramas de espessuras é verificado o padrão de ocorrência de cada litofácies na zona em questão: espessas camadas, espessuras variáveis, lentes, ou variação errática? Os padrões observados nas curvas de proporção vertical e nos histogramas auxiliam na análise crítica e ajuste de modelos teóricos aos variogramas. A análise de variância para a confecção dos variogramas segue métricas de análise de dados discretos, conforme discutido em Isaacs e Srivastava (1989) e Doyen (2007).

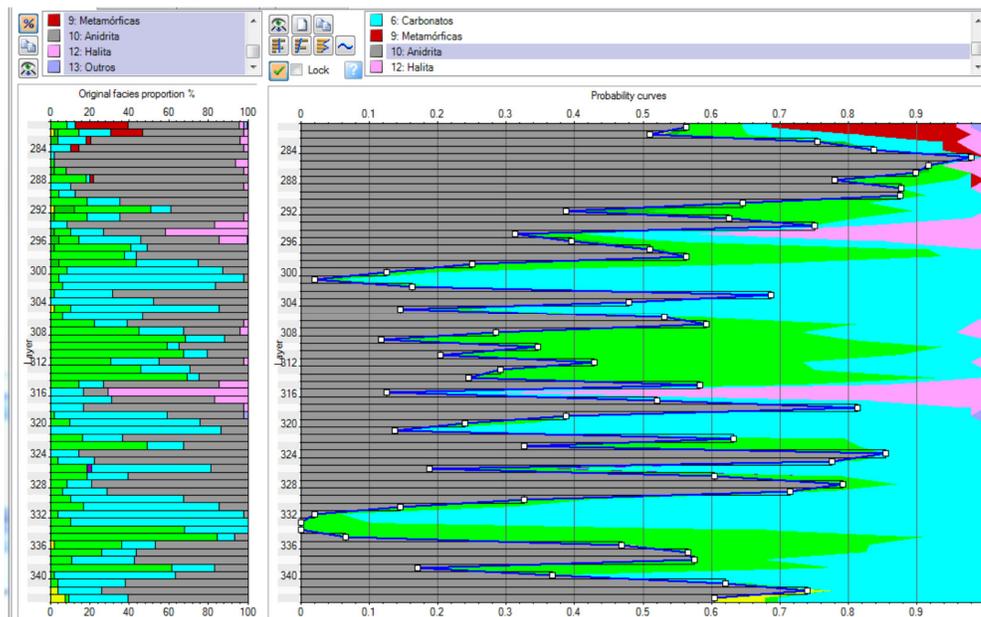


Figura 3.13 – Exemplo de curva de proporção vertical.

A escolha do algoritmo de simulação depende do ambiente a ser modelado. Para melhor captar a variabilidade de cenários possíveis de distribuição, recomenda-se o uso de algoritmos estocásticos. Aqui são brevemente abordados alguns dos principais algoritmos.

Segundo Zakrevsky (2011), modelos orientados a objetos são recomendáveis à modelagem de campos exploratórios, quando há poucos poços perfurados. Isso porque honra os objetos definidos pelo geólogo e permite a aplicação de tendências. São também recomendáveis na modelagem de estruturas com geometria e ocorrência bem definidas, como canais meandrantés.

A simulação sequencial indicativa (SIS) é uma generalização da Simulação Sequencial Gaussiana (SGS) para variáveis discretas. Faz uso de variogramas para as estimativas de distribuição espacial e pode ser utilizada com condicionamento à sísmica.

A SIS segue o mesmo princípio da krigagem indicativa (IK). A IK, definida por Journel (1983), trabalha com a krigagem da variável transformada. Consiste na krigagem da probabilidade de ocorrências acima/abaixo de um determinado valor de corte. Vários níveis de corte podem ser definidos e os mapas de distribuição avaliados.

O primeiro passo é a transformação da variável em uma variável indicadora em níveis de corte para os quais se desejam os mapas de probabilidade de ocorrência (Equação 3.1 e Equação 3.2):

$$i_j(v_c) = \begin{cases} 1 & \text{se } v_j \leq v_c \\ 0 & \text{se } v_j > v_c \end{cases} \quad \text{Equação 3.1}$$

Ou

$$i_j(v_c) = \begin{cases} 1 & \text{se } v_j > v_c \\ 0 & \text{se } v_j \leq v_c \end{cases} \quad \text{Equação 3.2}$$

Neste caso os maiores valores abaixo do nível de corte terão simultaneamente 100% e 0% de ocorrência, enquanto os maiores valores acima do nível de corte, 0% e 100% de probabilidade. O semivariograma de cada nível de corte estabelecido é dado pela Equação 3.3:

$$\gamma_i(h, v_c) = \frac{1}{2N_h} \sum_{i=1}^{N_h} [i(x+h, v_c) - i(x, v_c)]^2 \quad \text{Equação 3.3}$$

h é o lag

v_c é o nível de corte estabelecido

Efetuada a krigagem nos valores transformados, obtém-se a probabilidade de $v_i < v_c$. À medida que o valor de corte é elevado (neste caso o índice de cada fácies), novos valores são obtidos para a distribuição acumulada:

$$F(v; v_c/(n)) = E\{i(v; v_c/(n))\} \quad \text{Equação 3.4}$$

A partir da distribuição acumulada é obtido qualquer intervalo de probabilidade.

Conforme Doyen (2007), o processo da SIS pode ser assim definido:

- Escolha randômica de uma célula;
- Estimativa da Função Densidade de Probabilidade (FDP) das fácies por IK;
- Geração do valor simulado por escolha randômica na FDP local;
- Adoção do valor simulado como ponto adicional de controle;
- Repetição dos passos anteriores até a simulação de todas as células do modelo.

A estimativa da FDP por IK depende da modelagem dos variogramas de variáveis categóricas, sendo importante estabelecer variogramas específicos para cada variável categórica (fácies). Os variogramas de duas fácies de uma mesma camada podem estar com rotação de até 90° entre si, dado o modelo de deposição de cada litologia (Caers, 2005).

Este algoritmo vem sendo bastante utilizado para a caracterização de fácies em reservatórios (como Longxin *et al.*, 2008, e Bohling, 2005). A Figura 3.14 ilustra um exemplo de distribuição de fácies em estudo de caracterização de reservatórios, as quais são condicionadas às propriedades de porosidade e permeabilidade.

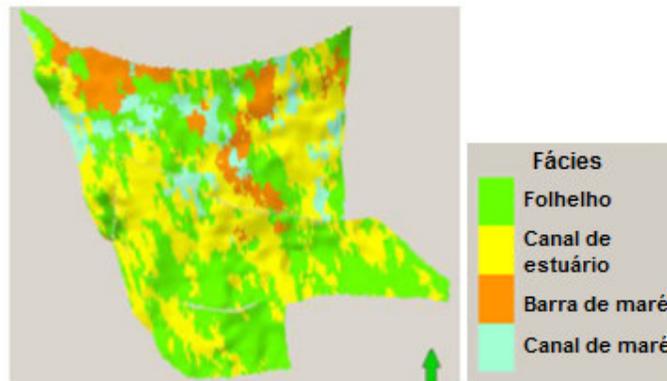


Figura 3.14 – Modelo de fácies distribuídas em reservatório por Acosta (2010).

A Simulação Gaussiana Truncada (TGS) é usada especificamente para a modelagem de ambientes com marcada transição sequencial de fácies, como estruturas de atol, sendo pouco usada em estudos práticos (Zakrevsky, 2011). Nela é de grande importância a definição de parâmetros como as curvas de proporção vertical.

O método multi-point statistics simulation (MPS ou simulação sequencial baseada em imagens de treinamento) concilia a flexibilidade de condicionamento dos métodos baseados em pixels com a informação realista de forma capturada por métodos booleanos (Doyen, 2007). O MPS simula variáveis categóricas por meio da simulação de padrões. Ao contrário da SIS, o algoritmo MPS não faz uso de variogramas, mas de uma imagem de treinamento (TI) e dos códigos de fácies nos poços para a estimativa da probabilidade dos códigos de fácies nas células (Zakrevsky, 2011).

O algoritmo tem princípio similar à modelagem orientada a objetos, pois também busca honrar geometrias pré-definidas, ou corpos geométricos, mas exige treinamento prévio da TI e tem base em pixel. A imagem de treinamento se trata de um modelo conceptual 3D das maiores heterogeneidades que podem ocorrer em subsuperfície (Caers, 2005). Sua geração exige o conhecimento geológico da região a ser modelada.

Maiores detalhes dos algoritmos geoestatísticos de simulação de variáveis discretas são encontrados em Isaacs e Srivastava (1989), Caers (2005), Doyen (2007) e Zakrevsky (2011).

Modelagem de propriedades físicas

Para a modelagem geológica geomecânica 3D aplicada à previsão de pressão de poros, é importante mapear e modelar a distribuição das propriedades físicas que caracterizam a ocorrência de pressões anormalmente altas. Ou seja, os diversos indicadores de porosidade, como Dtc, resistividade e Rhob, e indicadores de argilosidade, como o GR, que auxilia na caracterização da permeabilidade. Como essas propriedades são diretamente dependentes da litologia, recomenda-se a análise e distribuição espacial vinculada às fácies, como observados em modelos de caracterização de reservatórios.

Os algoritmos de previsão de propriedades podem ser geoestatísticos ou de redes neurais. Basicamente, as redes neurais são recomendáveis à aplicação em áreas com levantamento sísmico 3D de boa resolução e poucos poços disponíveis para aplicação de métodos geoestatísticos, como estudos exploratórios.

Um algoritmo aqui sugerido é a SGS, que permite a análise probabilística de distribuição espacial das propriedades com condicionamento às fácies, como apresentado na caracterização de reservatórios de Acosta (2010), na Figura 3.15.

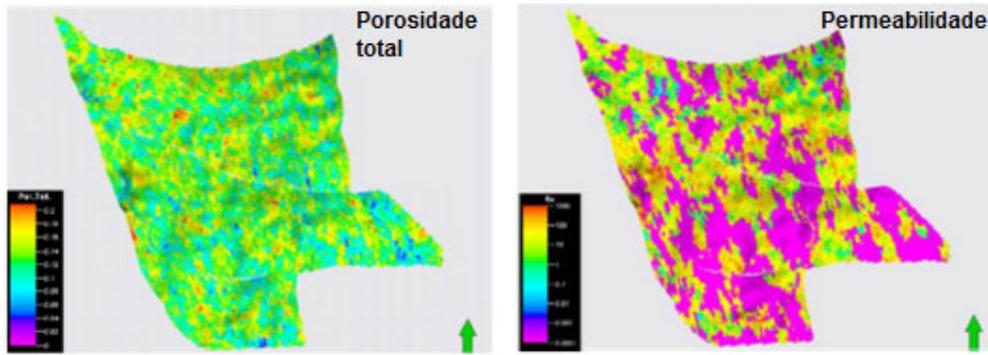


Figura 3.15 – Previsão espacial de propriedades condicionadas às fácies (Acosta, 2010).

Conforme Doyen (2007), a SGS se resume aos passos abaixo, ilustrados na Figura 3.16:

- Busca randômica de uma célula não amostrada i a partir de uma semente (duas simulações com a mesma semente retornam o mesmo resultado)
- Cálculo da estimativa e da variância em i por krigagem. Supondo krigagem simples (SK), a estimativa por krigagem e a variância da distribuição são dados pela Equação 3.5 e pela Equação 3.6:

$$x_i^{sk} = m_x + \sum_{j=1}^{i-1} w_j (x_j - m_x) \quad \text{Equação 3.5}$$

$$\sigma_{i,sk}^2 = \sigma_x^2 - \sum_{j=1}^{i-1} w_j C_{ij} \quad \text{Equação 3.6}$$

- Simulação do valor x_i randomicamente pela Equação 3.7:

$$p(x_i | x_1, \dots, x_{i-1}) \propto \exp \left\{ -\frac{[x_i - x_i^{sk}]^2}{2\sigma_{i,sk}^2} \right\} \quad \text{Equação 3.7}$$

- Tratamento do valor simulado como um ponto adicional de controle
- Reprodução de todos os passos anteriores considerando o novo ponto de controle.

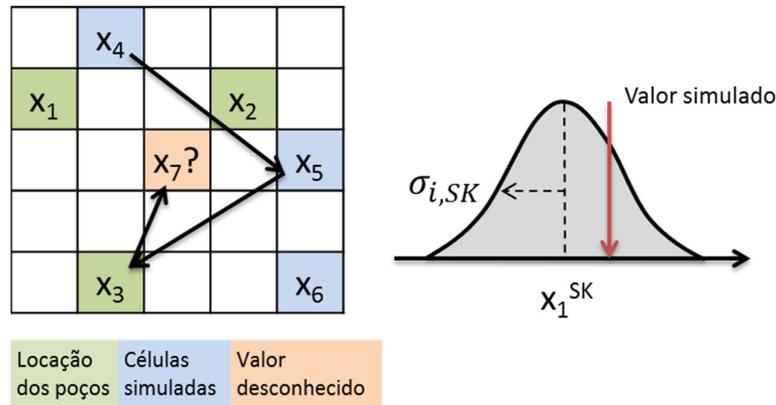


Figura 3.16 – Ilustração do processo de SGS utilizando apenas dados provenientes de poços. Editado de Doyen (2007).

Neste processo, a inclusão dos valores das células simuladas como pontos de controle garante a continuidade espacial. O método honra os dados de poços, uma vez que para estas locações é assumida variância nula. Os diversos cenários equiprováveis são gerados a partir da mudança da trajetória de busca, que é variada a partir da modificação do número de semente.

No caso do uso da krigagem ordinária (OK) como interpolador, assume-se que, a priori, a média não é conhecida. Para evitar que o estimador seja enviesado, é estabelecido que a soma dos pesos seja igual a 1 e é introduzida uma nova restrição ao sistema. O estimador da OK é dado pela Equação 3.8:

$$x_0^{ok} = \hat{m}_x + \sum_{i=1}^n w_i (x_i - \hat{m}_x) \quad \text{Equação 3.8}$$

\hat{m}_x é a média local estimada a partir dos dados da vizinhança de cada locação.

A vizinhança de busca é dada pelos alcances estabelecidos nos modelos de variograma durante a análise estrutural. O sistema da OK é:

$$\begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 1 \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & 1 \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{01} \\ C_{02} \\ C_{03} \\ 1 \end{bmatrix}$$

μ é o parâmetro de Lagrange

A variância da estimativa é dada pela Equação 3.9:

$$\sigma_{ok}^2 = \sigma_x^2 - \sum_{i=1}^n w_i C_{i0} + \mu \quad \text{Equação 3.9}$$

Importação de medições diretas, indicadores e fluido (MW e ECD)

O trabalho de Rosero (2013) descreve o processo de importação de medições diretas e indicadores para modeladores 3D. Acrescenta-se aqui a recomendação de importação também dos gráficos de tempo vs profundidade para análise integrada com outros dados de poços, como perfis e litologia.

Análise integrada e definição de método de previsão

A Figura 3.17 ilustra as análises propostas para a compreensão do comportamento das pressões e tomadas de decisão quanto à metodologia de análise. Como ponto focal está a análise dos dados coletados de tomada de pressão e de interpretação dos BDPs, realizada durante a elaboração do MEM 1D, e que deve ser revisitada a cada uma das demais análises apresentadas no organograma, facilitando a compreensão integrada dos fenômenos e estabelecendo estratégias de previsão.

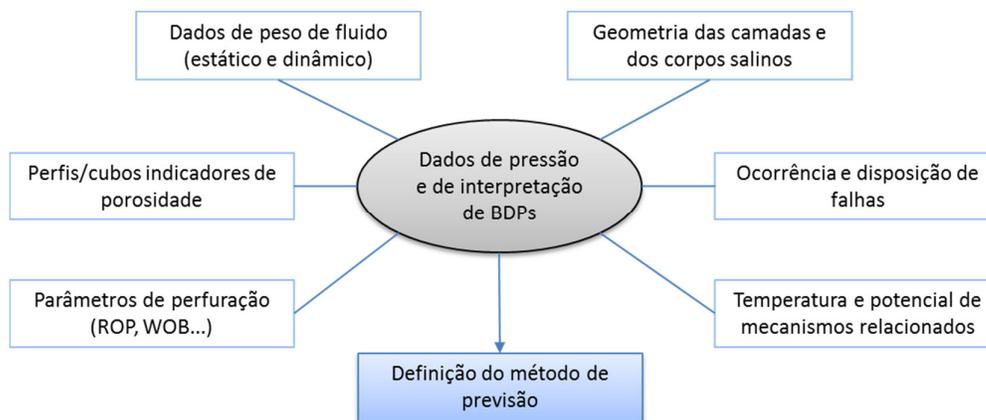


Figura 3.17 – Análise integrada para elaboração da metodologia de previsão.

Com os dados de medição direta de pressão (RFT e MDT), é possível conhecer a pressão nos pontos medidos em rochas permeáveis e estabelecer conceitualmente um cenário inicial de pressões no campo. Shaker (2002), contudo, alerta para a possível variação de pressão entre essas rochas permeáveis e rochas de baixa permeabilidade adjacentes. Neste caso, cabe analisar conjuntamente os dados de fluido e eventos indicadores ocorridos

durante a perfuração nas rochas de baixa permeabilidade, além da disposição espacial das rochas permeáveis e parâmetros de perfuração, não esquecendo da visualização integrada das falhas interpretadas e possível compartimentação.

Recomenda-se também a distribuição de temperatura, observando a possibilidade ou não de ocorrência de mecanismos secundários do tipo transformação mineral ou diagênese. Swarbrick e Osborne (1998) apresentam uma revisão sobre tais mecanismos e seu potencial de geração de pressões anormais. Em ambientes próximos ou intercalados a evaporitos, avaliar a existência ou não de padrão nos dados de perfis indicadores de porosidade que permita a aplicação de um método convencional de previsão. Conceitos de Alsop *et al.* (2000) e estudo de caso de Zilberman *et al.* (2001) ilustram como as perturbações causadas pela presença dos evaporitos podem inviabilizar o uso desses perfis como indicadores.

Na análise dos dados de interpretação dos BDPs, a visualização integrada poço a poço, entre perfis, litologia, tomadas de pressão, eventos de perfuração e peso de fluido de perfuração, permite estruturar o comportamento local de pressões. Ao visualizar os mesmos eventos em ambiente 3D, padrões globais podem ser observados em análise conjunta com os cubos de litofácies, falhas interpretadas, cubos de perfis indicadores e trajetórias dos poços.

A análise junto ao cubo de fácies permite identificar, dentre outros: extensão e inclinação de camadas permeáveis; presença e extensão de selos; conexão ou selo entre camadas permeáveis por falhas. Ainda, análise de possibilidade de presença de fraturas em rochas de baixa permeabilidade, avaliados por padrões típicos nos cubos de perfis. Como consequência é possível prever efeitos de redistribuição de pressões anormais ao longo do campo por camadas permeáveis, com cálculo por densidade de fluidos (Swarbrick e Osborne, 1998; Yardley e Swarbrick, 2000), regiões com potencial para pressões anormais por trapeamento vertical (Zilberman *et al.*, 2001) ou inclusões (Wilson e Fredrich, 2005), além do mapeamento de regiões superiores possivelmente isoladas pelos selos.

Avalia-se então, caso a caso, em quais horizontes/compartimentos é aplicável um ou outro método de estimativa para rochas de baixa permeabilidade, conforme Figura 3.18. Para as rochas permeáveis, aplicar cálculos a partir de medições diretas e hidrostática de fluido.

Nesta metodologia não está prevista a aplicação de métodos dos elementos finitos para o estudo do estado de tensões dentro e ao redor dos corpos salinos, portanto propõe-se assumir as tensões no interior dos corpos salinos iguais à tensão vertical. Neste caso, atuando a favor da segurança, a pressão de poros a

ser adotada para inclusões em corpos salinos seria próxima ao valor da tensão vertical (estudos em Fredrich *et al.*, 2003 e Nikolinakou *et al.*, 2012).

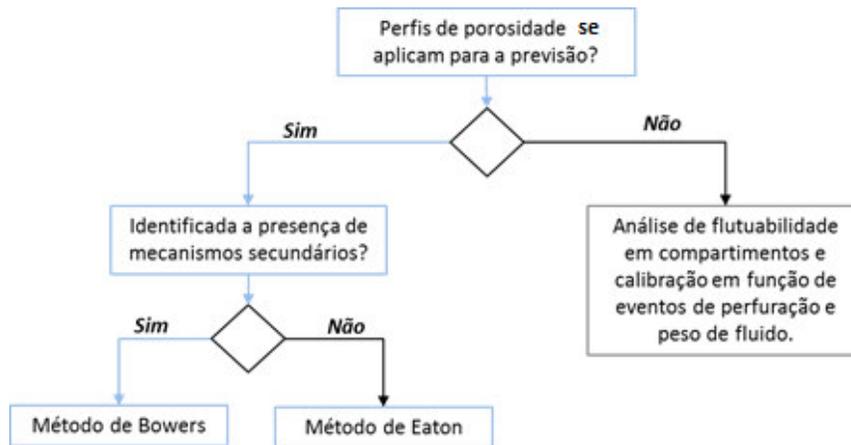


Figura 3.18 – Definição de estratégia de previsão em rochas argilosas.

Modelagem de cubos auxiliares e aplicação de métodos convencionais

Os cubos auxiliares para a previsão de pressão de poros são aqueles aplicáveis à alguma das etapas de análise e previsão pelos métodos, como:

- cubo de sobrecarga (obtido pela integração da densidade em profundidade);
- cubos de temperatura interpolada entre poços;
- pressão de poros hidrostática;
- tempo de trânsito ou velocidade normal (método de Eaton);
- peso de lama interpolado entre poços.

Para o caso de aplicação do método de Eaton (1975), verificar o coeficiente de inclinação da linha de tendência normal obtida no MEM 1D: tendência única para o campo ou variável? No caso de tendência variável, interpolar os coeficientes para calcular o cubo de Dtc normal (com filtro para rochas argilosas).

Para a aplicação do método de Bowers (1995), as curvas de carregamento e descarregamento são calibradas a partir dos dados de tomada de pressão e de dados de peso de fluido e pressões medidas por eventos de influxo ou perda de fluido. Calibrados os parâmetros das curvas, as equações de carregamento e descarregamento são aplicadas conforme regiões definidas como possível atuação de mecanismos secundários.

Cálculo de pressão por conceitos de fluvariabilidade em compartimentos conectados e cálculo por métodos convencionais calibrado por eventos e peso de fluido em compartimentos selados. Em intercalações, dada a presença de selo de

topo e base, especial atenção deve ser tomada quanto aos eventos indicadores e peso de fluido. Neste caso os parâmetros de perfuração não são bons indicadores, dada a influência dos parâmetros dos evaporitos nas respostas em rochas argilosas intercaladas.

Em casos de grandes deformações causadas pela movimentação salina, podem ser gerados cubos indicadores de presença de fraturas. O mapeamento dessas regiões deve considerar indícios durante a perfuração, padrão de comportamento dos perfis Rhob e Dtc, impedâncias sísmicas, geometria do corpo salino e propensão ao fraturamento dos sedimentos ao seu redor (conforme apresentado por Alsop *et al.*, 2000).

Ajustes de pressão

Um dos grandes potenciais do modelo geológico 3D com distribuição espacial de fácies é a facilidade de estudo de redistribuição de pressões em função das tomadas de pressão, geometria e características dos materiais presentes em cada fácies. As previsões são propagadas em função das litofácies. Notar que, neste caso, é importante revisar as previsões em rochas de baixa permeabilidade para consistência de previsão.

Nos evaporitos, assumir pressão de poros nula, exceto em possíveis inclusões, com procedimento sugerido no item anterior. Nas proximidades, a depender do estudo de susceptibilidade de fraturamento, pode-se aplicar as métricas adotadas para as rochas permeáveis. Verificar que corpos salinos ainda conectados ao depósito fonte formam barreiras laterais de fluxo.

Assim como os evaporitos, rochas ígneas apresentam porosidade desprezível. Nestas, porém, avaliar a possível presença de fraturas.

No reservatório, assumir as pressões previstas por simulação de fluxo em função da produção e injeção.

Aplicação e atualização

Concluído o modelo 3D, o mesmo pode indicar melhores cenários de perfuração para evitar a ocorrência de eventos inesperados, bem como deve ser utilizado para o projeto de perfuração. Assim como reforçado em Plumb *et al.* (2000), a perfuração de novos poços deve ser acompanhada em tempo real para verificação de possível mudança de padrões.

A facilidade do uso de modelos 3D, neste caso, é a versatilidade para a identificação espacial de outras possíveis causas geológicas da possível variação

entre previsão e observação durante a perfuração. Nestes casos, revisar a previsão do poço e hipóteses adotadas, dando continuidade ao acompanhamento e verificando a aplicabilidade dessas novas hipóteses.

Cada nova informação obtida em novos poços perfurados deve ser inserida no modelo para atualização e calibração para próximas perfurações.