



Utilizando medidas de incertezas para cálculo de volumes de reservatórios e redução de riscos em prospectos

Debora Carvalho*, Wenxiu Yang, Emma Howley, Arne Skorstad, and Garrett Leahy, ROXAR RSS – Emerson Process Management

Copyright 2013, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 26-29, 2013.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGF, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

This paper introduces a new method to quantify the effect of uncertainties in reservoir interpretation where, instead of generating a single model, interpreters can access a range of models and calculate probabilities for different outcomes. The new workflow overcomes many of the limitations of conventional interpretation workflows.

We will provide an overview of the new uncertainty workflow – from the new interpretation with uncertainty method through to building a structural model, applying fault uncertainty, and finally calculating the reservoir volumes and de-risking the prospect. The workflow will then be applied on seismic data from the Norwegian Continental Shelf to illustrate the effectiveness of the new workflow and its ability to calculate reservoir volumes and de-risk prospects.

Resumo

O presente trabalho descreve um novo método para a quantificação dos efeitos de incertezas numa interpretação de reservatórios, onde, ao invés de gerar somente um modelo simples, o intérprete pode gerar diversos modelos, calculando as probabilidades dos diferentes modelos resultantes. O novo fluxo de trabalho proposto supera muitas das limitações de fluxos de trabalhos convencionais.

Apresentamos aqui uma visão completa do novo fluxo de trabalho das incertezas – desde o novo método de interpretação de dados sísmicos com o método de incertezas, até a geração do modelo estrutural aplicando o envelope de incertezas de falhas, e finalmente calculando os volumes de óleo no reservatório, minimizando o erro nas estimativas de riscos. O fluxo de trabalho foi aplicado em dados sísmicos da plataforma continental norueguesa, a fim de ilustrar a efetividade do novo modelo proposto e sua capacidade para cálculo de volumes de reservatórios e redução de riscos em prospectos.

Introdução

A comunidade das Geociências atualmente enfrenta desafios significativos, aos quais os pacotes de modelagem presentes no mercado não têm sido

suficientes para gerar modelos representativos. Tais desafios incluem o aumento de campos remotos e geologicamente complexos, e a dificuldade de representar estes campos em modelos precisos, com análises espaciais acuradas do campo, que fornecem segurança nas análises de risco e tomadas de decisões. Disto resulta que muitas das decisões são tomadas com modelos limitados e cenários provenientes de intérpretes que têm um conhecimento pobre dos erros potenciais ou incertezas das interpretações.

Limitações específicas dos métodos convencionais de interpretação incluem o fato de que a interpretação convencional de dados de Geofísica é voltada para a produção de apenas um modelo ou cenário da configuração dos corpos geológicos, apesar de os dados suportarem interpretações diversas.

Existe também ambiguidade nos dados sísmicos, nos quais diversas configurações ou cenários (configuração de falhas, como exemplo), são suportados pelos dados e é difícil distinguir qual a melhor configuração, utilizando os dados de sísmica somente. Esta ambiguidade ainda aumenta conforme o intérprete se distancia dos pontos de controle, tais como *logs* de poços. Tais ambiguidades incluem o comportamento anisotrópico da velocidade sísmica e informações limitadas no dado sísmico quanto a variações verticais. Uma razão sinal-ruído baixa (*signal-to-noise* – SNR) pode ainda mascarar a interpretação.

Por fim, outra limitação são as incertezas no reservatório estático (como exemplo a descrição espacial e volumes) que são, em geral, difíceis de quantificar, particularmente nos limites do campo, onde existem poucos dados de controle. Isto pode incluir resolução sísmica limitada, erros nos modelos de velocidades, acarretando em erros na conversão tempo-profundidade, e qualidade baixa nos dados sísmicos.

É neste contexto que o presente trabalho apresenta uma nova tecnologia no fluxo de trabalho, que permite que o intérprete determine incertezas simultaneamente a interpretação. Neste modo, ao invés de gerar somente um modelo, intérpretes podem gerar um conjunto de modelos e calcular suas probabilidades de ocorrência, para cada um dos modelos resultantes.

O método baseia-se na informação da incerteza coletada e emparelhada com uma feição geológica interpretada (horizonte, falha, contato, dentre outros), representando, assim, com mais precisão as limitações dos dados e visão do intérprete para a estrutura geológica.

Através da medição das incertezas, os intérpretes serão capazes de gerar uma quantidade de configurações de falhas e superfícies, que podem ser usadas para calcular probabilidades de distribuições de propriedades estáticas de reservatórios, bem como fornecer ajustes mais completos no modelo de amplitudes e inversão sísmica.

O fluxo de trabalho desta modelagem, que foi demonstrado neste trabalho através de um estudo de caso do Mar do Norte, consiste em:

- Interpretação sísmica com incertezas
- Construção de um modelo estratigráfico-estrutural
- Aplicação de incertezas de falhas
- Cálculo de volumes de reservatório e estimativas de risco

Método

1. Interpretação

Ao invés de manter o foco sobre somente um horizonte ou falha, através deste fluxo de trabalho as incertezas são representadas por um envelope de incertezas, que pode ter seu tamanho alterado com base na estimativa do intérprete. Como resultado deste processo é gerado um novo dado de controle, que é denominado “incerteza medida”, criado ao longo do processo de interpretação. A incerteza medida deve ser diferenciada da “incerteza de cenários” (“*scenario uncertainty*” ou “*configurational uncertainty*”) (ver Bond, 2011).

O novo método de interpretação mede tanto a melhor estimativa de uma interpretação de uma feição geológica, quanto a incerteza associada. Através de um simulador, a informação resultante pode ser usada para gerar diversas realizações de uma determinada feição geológica (Figura 1) e pode efetivamente gerenciar o risco geológico.

Estas realizações são geradas para satisfazer pontos de controle, incertezas e dados de controle impostos, tais como suavização e estratigrafia, e ainda resultar em um número mínimo de pontos de controle para construir uma superfície representativa do dado (e.g., Abrahamsen, 2004).

O novo método pode apresentar partes do modelo que tem maiores incertezas, e rapidamente indicar onde análises mais detalhadas são necessárias, e onde existe necessidade de novos dados. Além disso, múltiplas realizações de corpos geológicos podem ser geradas numericamente, após a interpretação, refletindo um grupo de modelos que podem satisfazer todos os dados geofísicos.

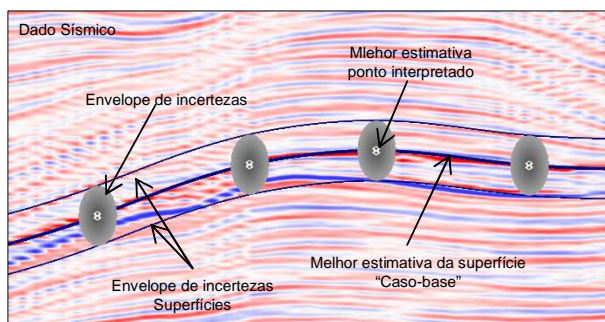


Figura 1: Interpretação Sísmica com superfícies de

incerteza. Pontos de controle descrevem a melhor superfície estimada.

2. Construindo o Modelo Estrutural

Seguindo o fluxo de construção do modelo, aplicam-se algoritmos de construção de modelos estruturais, a fim de gerar um modelo geologicamente consistente com o modelo estático do reservatório. A modelagem estrutural utilizando interpretações gera um modelo, denominado caso-base para o modelo estrutural e *grid*. Este modelo caso-base representa a melhor estimativa das superfícies (de horizontes ou falhas) interpretadas.

Algoritmos de construção de modelos estruturais tipicamente incorporam diversos tipos de dados – horizontes, falhas, isócoras, *logs* de zoneamento e marcadores de poços. Estes são combinados, para gerar um quadro estratigráfico-estrutural para o intervalo do reservatório que seja consistente com os dados.

No fluxo de trabalho aqui apresentado, somente falhas e horizontes foram utilizados.

3. Aplicando a incerteza de falhas

Nesta etapa inserimos perturbações no modelo de falhas do caso-base, alterando seus rejeitos através de envelopes de incerteza, o que resultou em 100 modelos diversos, ou 100 realizações.

Usamos o método de Røe et al (2013) (veja também Georgsen et al, 2012) para simular a posição e geometria das falhas em nosso modelo. Novas realizações do caso-base do modelo estrutural são gerados, com base na simulação. Estas realizações dos modelos estruturais satisfazem tanto os envelopes de incerteza interpretados bem como as premissas de algoritmos de modelagem estrutural geológica.

4. Calculando volumes e minimizando riscos em prospectos

Finalmente são computados volumes estáticos *bulk* (ou volumes totais) do reservatório. Estes volumes são determinados através de um *grid* 3D a partir de cada realização do modelo estrutural criado através da simulação. Os volumes são então computados, somando elementos do *grid* em zonas particulares de interesse.

Usando estes volumes, computamos probabilidades de distribuição posterior à minimização de riscos de probabilidades. Um histograma mostrando a frequência relativa do modelo forneceu uma representação visual da função de probabilidades de distribuições, usado para controle de qualidade, auxiliou na identificação de quais parâmetros controlam as variações da simulação.

Uma distribuição de probabilidade cumulativa pode também ser computada – através disso, o geomodelador pode derivar os volumes P10, P50 e P90 para suportar a tomada de decisão direta.

Resultados: Aplicação na plataforma continental norueguesa

Como prova do conceito, aplicamos o fluxo de trabalho proposto em dados sísmicos da plataforma continental norueguesa. O campo é altamente falhado, apresentando típicos sistemas de falhas em *graben* do Triássico e Jurássico. Em geral de boa qualidade, os refletores perdem qualidade nos arredores de falhas de mergulho abruptos.

Esta degradação dos dados reflete um risco geológico quantificável, que pode ser estimado durante a fase de interpretação. Para simplificar a visualização, fizemos a interpretação de uma estrutura de *graben*, que utilizaremos nesta aplicação.

A Figura 2 mostra uma ilustração dos dados sísmicos com curvas interpretadas e envelopes de incerteza.

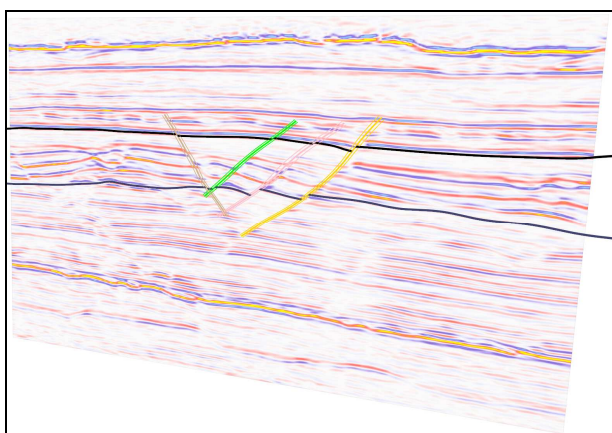


Figura 2: Dados sísmicos com falhas e horizontes interpretados, e seus envelopes de incertezas associados.

Após a interpretação, foram aplicados algoritmos de modelagem estrutural, a fim de gerar modelos geologicamente consistentes para o modelo estático do reservatório (Figura 3). A primeira etapa de construção do modelo estrutural é a geração do modelo de falhas para as quatro falhas que foram interpretadas neste reservatório, que consistem em um sistema integrado de falhas em Y. Os pontos de interpretação foram usados como dados "hard", ou seja, dados que devem ser respeitados em todas as circunstâncias, porém foi aplicada certa suavização no corpo das falhas, e foram definidas regras de truncamento. Um modelo de horizontes com quatro horizontes foi gerado, incorporando as falhas. Os dados de interpretação dos horizontes foram usados como "soft" para o caso-base, ou seja, dados que permitem certa flexibilidade.

Por fim, um *grid* foi gerado, para cada realização, na análise de incertezas. O *grid* foi regularizado, apresentou três zonas, limitadas pelos horizontes, e as falhas foram incorporadas neste *grid* como "stair stepped". A zona intermediária foi usada para cálculo de volumes, com volume de óleo *bulk* em duas regiões desta zona, regiões estas limitadas pelas falhas 19 e 25, com um contato óleo-água constante (OWC – *oil-water contact*) na

profundidade de 2.500m, e entre as falhas 26 e 29 na profundidade constante de 2.600m.

Foram então aplicadas incertezas nas falhas para perturbar o modelo e gerar valores de estatísticas de volumes para cada realização.

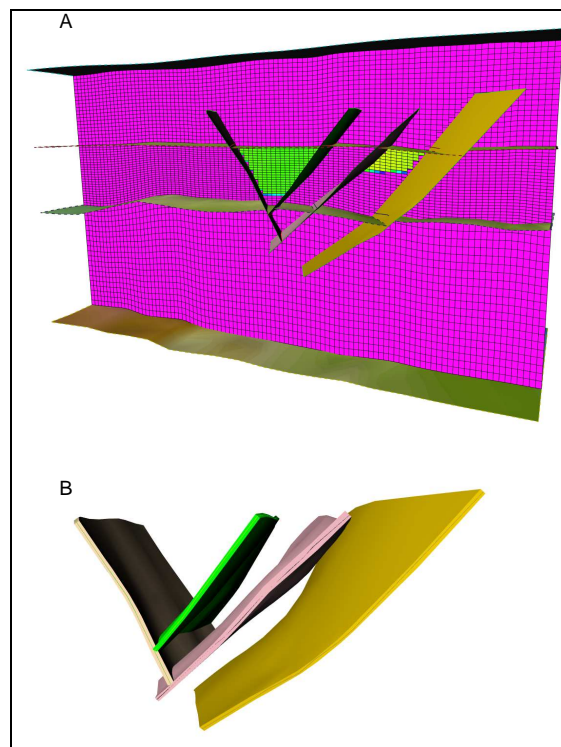


Figura 3: A: Caso-base do modelo estrutural e *grid*. B: Envelopes de incertezas de falhas representados como volumes.

A distribuição do volume *bulk* computado foi então plotada na Figura 4. Esta figura indica diretamente os volumes de P10 ou P90. Além disso, testes de sensibilidade podem ser realizados através da variação da estrutura de cada falha, de maneira independente, para algumas das realizações.

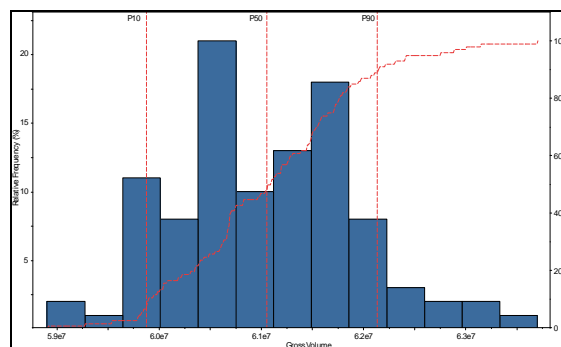


Figura 4: Frequência relativa (histograma) dos volumes do reservatório, versus 100 realizações, com a curva de probabilidade cumulativa (em vermelho).

Conclusões

Este resumo apresentou um novo fluxo de trabalho, no qual são quantificados os efeitos de incertezas em uma interpretação de um reservatório, capaz de superar as limitações de técnicas convencionais de interpretação, e, no caso de uma aplicação no Mar do Norte, gerou estatísticas para cada realização que podem fornecer informações cruciais para os cálculos de volumes do reservatório e minimizar os riscos dos prospectos.

Acreditamos que o novo fluxo de trabalho proposto terá maior influência na interpretação, levando a melhorias na quantificação e análise de incertezas e riscos nos reservatórios.

Agradecimentos

Os dados usados neste trabalho estão publicamente disponíveis no *Norwegian Petroleum Directorate*.

Referências

Georgsen, Frode; Røe, Per; Syversveen, Anne Randi; Lia, Oddvar. **Fault displacement modelling using 3D vector fields**. *Computational Geosciences 2012* ; Volume 16.(2) p. 247-259

Norwegian Petroleum Directorate. Disponível em <www.heyshsyehdyd.com>. Acesso em: 03/01/13

Røe, Per; Abrahamsen, Petter; Georgsen, Frode; Syversveen, Anne Randi; Lia, Oddvar. **Flexible Simulation of Faults**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 Sept, 2010, Florence Italy. SPE 134912