

Nova metodologia para caracterização de fraturas

Reservatórios carbonáticos fraturados exigem novo fluxo de trabalho preditivo para melhorar as atividades de exploração offshore, perfuração e produção

A new level of predictive understanding

Fractured carbonates require a new and more efficient method of predictive reservoir understanding in order to enhance offshore exploration, drilling and production activities

Reservatórios carbonáticos fraturados continuam a desempenhar um papel importante no crescimento da exploração e produção de petróleo e gás mundialmente. Conforme empresas de petróleo buscam oportunidades para melhorar suas atividades de exploração offshore, perfuração e produção, as operadoras são forçadas a abordar múltiplos desafios, como localizar as áreas mais produtivas e rentáveis, diminuir o número de poços de produção, otimizando suas trajetórias para apontar zonas de interesse caracterizadas por propriedades físicas de rochas, como permeabilidade, porosidade, geopressão e densidade de fraturas naturais.

Fraturas desempenham um papel essencial nos programas de planejamento de perfuração e posicionamento eficiente de poços, especialmente em reservatórios carbonáticos fraturados nos quais características heterogêneas (incluindo variabilidade em taxa de produção de poços, quedas de pressão rápida e fraturas desconectadas que impedem o fluxo) criam desafios específicos para geocientistas e engenheiros. Uma compreensão plena da localização, densidade e orientação das fraturas é essencial. A nossa tecnologia integrada e em tempo real fornece um caminho otimizado para o desenvolvimento de modelos de fraturas naturais baseados no amplo uso da geofísica.

Um modelo unificado para compreensão preditiva de reservatórios

Combinando tecnologia de engenharia e geociências de ponta, os especialistas em serviços integrados da SIGMA³ contam com décadas de experiência no setor. Nosso software exclusivo, CRYSTAL, gera modelos geológicos guiados pela sísmica e os dados de poços. Usando

Naturally fractured carbonate reservoirs continue to play an important growth role for oil and gas exploration and production globally. As oil companies search for opportunities to optimise their offshore exploration, drilling and production efforts, operators are forced to address multiple challenges. These include locating the most productive and profitable areas, drilling the fewest wells and leveraging their trajectories while making the most of reservoir properties, including physical rock attributes like permeability, porosity, geopressure and natural fractures.

Natural fractures play a major role in effective well positioning and drilling planning programmes, particularly in fractured carbonate reservoirs where heterogeneous characteristics – including variability in well rates, rapid pressure declines and poorly connected fractures that impede flow – create specific challenges for geoscientists and engineers. A thorough understanding of fracture location, density and orientation is essential. Integrated, real-time technology provides an optimised pathway for building predictive natural fracture models based on the extensive use of geophysics.

A unified model for predictive reservoir understanding

Combining best-in-class geoscience and engineering technology, SIGMA³ integrated services experts leverage decades of industry experience and our proprietary CRYSTAL software to generate seismically driven geologic models constrained by seismic and well data. Using our Real-Time Dynamic Earth Modeling (RTDM) workflow, real-time completions data are visualised and interpreted in tandem with the geologic models, well geometries and field-scale reservoir property predictions – leading to

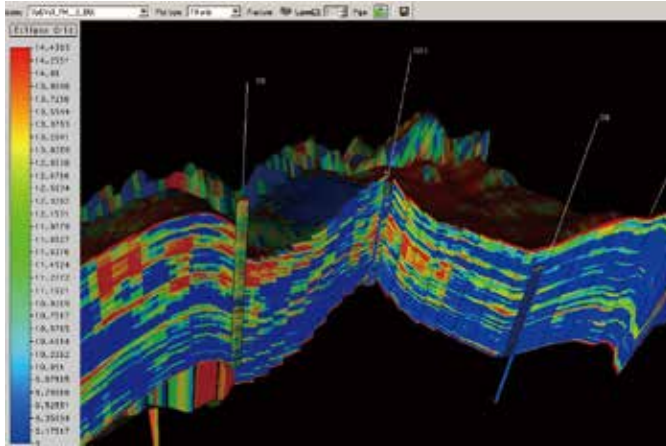


Figure 1: High-resolution elastic inversion calculated in faulted framework. SIGMA³ workflows maximise the resolution and detectability of seismic data while preserving amplitude for quantitative interpretation

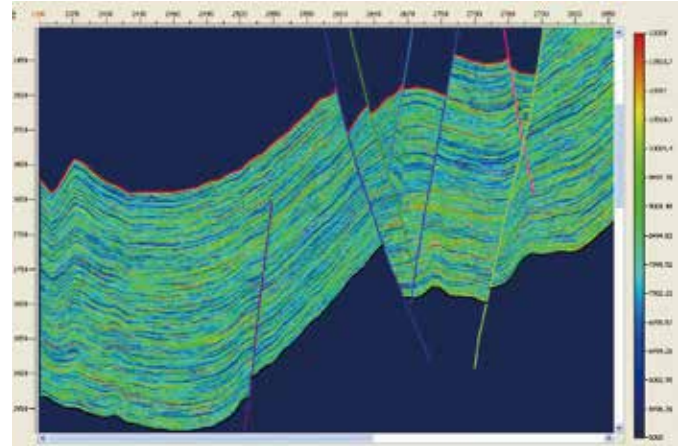


Figure 2: Fractured carbonate model built using SIGMA³ seismic driven reservoir modeling workflow shows subtle facies and texture differences important for fluid flow

nosso fluxo de trabalho de modelagem de reservatório dinâmica em tempo real (RTDM), dados de completação de poços são visualizados e interpretados em tempo real junto com modelos geológicos, geometrias de poços e previsões de propriedades de reservatórios, levando a melhores decisões de perfuração e melhores resultados para que os clientes possam:

- Compreender a localização, densidade e orientação das fraturas;
- Desenvolver modelos de reservatórios preditivos que incluam fraturas naturais;
- Perfurar os poços mais prolíficos com localizações otimizadas.

Uma qualidade essencial do software CRYSTAL é a capacidade de gerar malhas geocelulares 3D a partir de horizontes (inclusive multi-Z) , e centenas de falhas, que são representadas diretamente no reservatório. Os usuários podem visualizar, editar e manipular atributos, definir propriedades de reservatórios em tempo ou profundidade, e fazer upscaling da malha de reservatório 3D, enquanto mantêm as feições geológicas e planejam trajetórias de poços otimizadas.

Revelando novos detalhes com imagens e inversões de altíssima resolução

Os usuários do software CRYSTAL também podem combinar inversões pre- e pós-empilhamento, além de métodos espectrais para prever propriedades de rochas, redes de fraturas e indicadores de hidrocarbonetos diretamente de dados sísmicos e de poços. Usando o ThinMAN, uma poderosa técnica de inversão espectral, podem realizar inversão espectral "adaptativa por tempo/espaço", combinando wavelets não estacionárias com algoritmos de otimização para geração de imagens de alta resolução de seus reservatórios (figura 1).

Dentro do fluxo de trabalho de modelagem geológica sequencial do SIGMA³, essas técnicas facilitam a identificação e modelagem das muitas fácies e texturas que afetam sutilmente o fluxo e

better drilling decisions and outcomes for clients to:

- Understand actual fracture location, density, and orientation;
- Build integrated predictive reservoir models including natural fractures;
- Drill the most prolific wells with optimal locations.

A key strength of the CRYSTAL software is its ability to generate robust 3D geocellular grids from interpreted single-z and multi-z horizons and faults and represent hundreds of faults directly in the reservoir. Users can visualise, edit and manipulate attributes and user-defined reservoir properties in time or depth, and upscale the reservoir models to any grid size while keeping the geologic features and plan optimal well trajectories.

Revealing new details with highest-resolution imaging and inversion

CRYSTAL users can also combine pre- and post-stack inversion and spectral methods to predict rock properties, fracture networks and hydrocarbon indicators directly from well and seismic data. Using ThinMAN, a powerful spectral inversion technique, subsurface geoenineering teams can perform "space-time adaptive" spectral inversion, which combines non-stationary wavelets with optimisation algorithms to generate high-resolution images of their reservoirs (Figure 1).

Within SIGMA³'s sequential geologic modelling workflow, these techniques facilitate the identification and modelling of the many facies and textures that subtly impact hydrocarbon flow and production in carbonate reservoirs (Figure 2). Quantifiable relationships are established between seismic data, facies types, rock properties, and ultimately production. Independent quality control steps at each stage of the modelling process ensure the desired predictive outcome.

Built for optimisation of naturally fractured reservoirs

A critical component of the CRYSTAL platform, the Continuous Natural

produção de hidrocarbonetos em reservatórios de carbonatos (figura 2). Relações quantificáveis são estabelecidas entre dados sísmicos, tipos de fácies, propriedades de rochas e, por fim, a produção. Etapas de controle de qualidade independentes, em cada parte do processo de modelagem, garantem o resultado desejado de previsão.

Desenvolvido para otimização de reservatórios fraturados

Um componente essencial da plataforma CRYSTAL, o fluxo de trabalho de modelagem de fraturas naturais contínua (CNFM) é usado para identificar zonas produtivas de reservatório influenciadas por fraturas naturais e prever propriedades definidas por usuários em todo o modelo geológico. O CNFM aproveita-se de uma rede neural exclusiva e estruturada para encontrar e classificar correlações que existem entre grandes volumes de dados de poços, de produção e atributos sísmicos. A rede neural é primeiro treinada em um subconjunto de poços disponíveis (por exemplo, usando interpretação de densidade de fraturas do FMI, etc.) e depois validada através do teste de um subconjunto separado de poços (figura 3).

A modelagem de reservatório sísmica do CRYSTAL gera modelos 3D de Young Modulus, coeficiente de Poisson, brittleness (fragilidade da rocha) e outras propriedades chaves que afetam a produção. A SIGMA³ utilizou as previsões de CNFM para possibilitar que equipes de engenheiros de produção em todo o mundo realizassem planejamento em nível de campo e alcançasse estimativas precisas de propriedades de reservatórios.

O fluxo de trabalho de modelagem geológica sequencial da SIGMA³ otimiza a integração de geofísica de reservatório com a modelagem de reservatório. Para reservatórios de carbonatos fraturados, isso fornece uma melhor compreensão sobre as interações complexas entre estruturas, texturas, regime de tensão e fraturas naturais. Essas fraturas podem ser exportadas como parte da malha geocelular para uso em simuladores de reservatórios como Eclipse ou CMG para prever a produção do reservatório e de cada poço.

Operadoras de petróleo e gás buscam informações sobre como realizar perfurações e completação de seus poços, maximizar o potencial dos reservatórios e a eficiência operacional em longo prazo durante o ciclo de vida de seus ativos. O uso inteligente de tecnologias sob medida em um fluxo de trabalho de modelagem dinâmica em tempo real fornece às empresas de energia e petróleo a capacidade de aprimorar os esforços de produção, reduzir os custos de completação e perfuração e aumentar a lucratividade. Armados com maior compreensão de seus reservatórios, os ativos podem realizar a melhor seleção para metas de perfuração, design de completação de poços e desenvolvimento de campo em reservatórios fraturados.

Esse artigo foi escrito por Kevin McKenna, vice-presidente de soluções de tecnologia na SIGMA³ Integrated Reservoir Solutions, Inc.

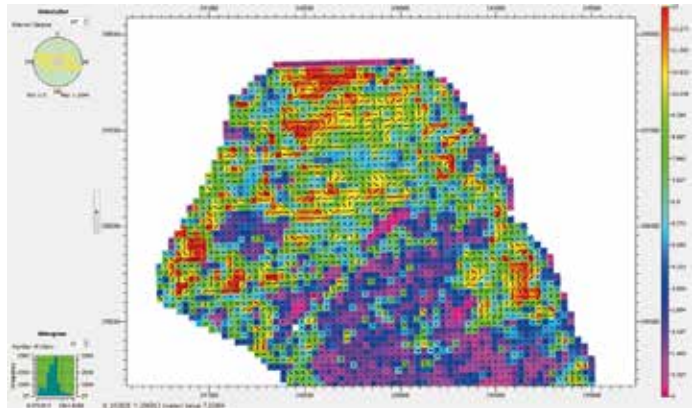


Figure 3: Anisotropy map showing seismically derived dominant orientation and density of fractures within grid cells in a stratigraphic layer

Fracture Modeling (CNFM) workflow is used to identify reservoir sweet spots influenced by natural fractures and predict user-defined properties across the entire geomodel. CNFM leverages a structured, proprietary neural network to find and rank correlations that exist between large volumes of well data, production data, and seismic attributes. The neural network is first trained on a subset of available wells (e.g., using "fracture indicator" logs from FMI, etc.), and then validated by testing its predictions on a separate subset of wells (Figure 3).

CRYSTAL's seismically driven reservoir modelling generates 3D models of Young's Modulus, Poisson's Ratio, brittleness, and other key properties that impact production. SIGMA³ has used CNFM predictions to enable subsurface geoengineering teams across the globe to perform field-level planning and optimisation and achieve accurate estimates of reservoir properties.

The SIGMA³ sequential geological modelling workflow optimises the integration of reservoir geophysics with reservoir modelling. For fractured carbonate reservoirs, this provides the best understanding of the subtle interplay of structure, facies, texture and stress regime, and natural fractures. These fractures can be exported as part of the geocellular grid for use in reservoir simulators such as Eclipse and CMG, allowing users to forecast well- and field-scale production.

Oil and gas operators are looking for insight on how to drill and complete their wells and maximise reservoir potential and long-term operational efficiency across the life of their assets. Smart use of fit-for-purpose technologies in a Real-Time Dynamic Modeling workflow gives E&P companies the power to implement the best solution and enhance production efforts, reduce drilling and completion costs, and drive profitability. Armed with better understanding, asset teams can make the optimal selection for drilling targets, completion design, and field development in fractured reservoirs. ■

This article was written by Kevin McKenna, vice president, Technology Solutions, SIGMA³ Integrated Reservoir Solutions, Inc.