

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

MODELAGEM GEOLÓGICA 3D EM ROCHA CARBONÁTICA DA FORMAÇÃO COTINGUIBA, BACIA SERGIPE-ALAGOAS, BRASIL

AUTORES:

Mirian Oliveira da Silva¹, Itson Santos de Souza¹, Larissa Lima da Rocha¹, Samuel Alécio Silva Figueiredo¹, Karen Ariadne Leite Santos¹, Antônio Jorge Vasconcellos Garcia¹, Márcio Vinícius Santana Dantas¹

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 8º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba-PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8ºPDPETRO.

MODELAGEM GEOLÓGICA 3D EM ROCHA CARBONÁTICA DA FORMAÇÃO COTINGUIBA, BACIA SERGIPE-ALAGOAS, BRASIL

Abstract

The studies of carbonate rocks gained strength from new oil discoveries in pre-salt fields of southeast Brazil. The Sergipe-Alagoas Basin, in turn, has the largest and most complete stratigraphic registration of the correlative section with the pre-salt carbonates, being important focus for study surface reservoir analogs. The Cotinguiba formation represents thin carbonate sedimentation deep sea during the drift stage of the basin. Massive calcilutites and breccias of Sapucari Member deposited in the section, are associated with shale, marl and calcilutites Aracaju Member in the slope area and depocenter. Modeling 3D geological consists in representing the intervals analyzed in modeling softwares. This work carries the representation of Sá Quarry, the Sapucari Member, located in the city of Santo Amaro das Brotas, whose multi-scalar properties were obtained from data collected in field steps (macro- and meso-scales) and laboratory (micro-scale). The modeling presented the integration of geological data with three-dimensional visualization, developed in the ROXAR RMS software. Five logs were described in field, that match the main quarry wall, which defined the facies Mud/wackestone, with planktonic foraminifera and Wackestone, with shellfish, echinoid and microdetritos. 3 main Markers levels of correlation were defined, based on lithostratigraphic criteria. Structural survey materialized the characterization of a failure included in the model along with the mapped fracture planes in the point cloud acquired in Laser Scanner outcrop finally a 3D grid was generated. To the spatial distribution of facies, the method of truncated Gaussian stochastic kriging was used, and the properties of porosity and permeability were defined by deterministic simulation interpolator method. The results of the study presented involves multiscale characterization carbonate reservoirs which supports 3D Geological Modelling, favoring the analysis of complexity of Permoporous characteristics in different ranges from the modeling facies, thus enabling to understand the distribution of petrophysical properties registered in analogous carbonate reservoir studied.

Introdução

Os estudos de rochas carbonáticas ganharam força a partir das novas descobertas de petróleo nos campos do pré-sal das Bacias do Sudeste brasileiro. A Bacia Sergipe-Alagoas, por sua vez, apresenta o maior e mais completo registro estratigráfico da seção correlacionável com os carbonatos do pré-sal, sendo foco importante para o estudo, em superfície, de análogos de reservatório. O afloramento da pedreira Sá está localizado próximo ao Município de Santo Amaro das Brotas, em Sergipe, a uma distância de 40 km da capital Aracaju. Neste foram descritos depósitos da Formação Cotinguiba (Membro Sapucari). Esta que representa a sedimentação carbonática fina marinha profunda durante o estágio drifte da bacia. Calcilutitos maciços e brechóides do Membro Sapucari, depositados na parte proximal da rampa carbonática e no talude, associa-se com folhelhos, margas e calcilutitos do Membro Aracaju.

Um dos maiores desafios na exploração petrolífera é a redução de incertezas. Com o avanço científico, novas tecnologias permitem determinar significativamente a qualidade da avaliação dos modelos geológicos e do reservatório. A utilização de softwares pode ser de grande auxílio, pois possibilita a integração de dados provenientes de diversas fontes e escalas, conferindo maior conhecimento do ambiente geológico e de suas características. Além disso, possibilita ajustes contínuos do modelo geológico oferecendo soluções rápidas como o carregamento de dados e atualização de informações em tempo quase real, com maior resolução das estruturas do reservatório, garantindo tomada de decisões mais precisas e rápidas.

A modelagem geológica 3D consiste na representação dos intervalos analisados em softwares de modelagem. É uma ferramenta fundamental nos estudos e trabalhos relacionados à representação de

modelos 3D de reservatórios de petróleo, assim, é de grande importância para a indústria do petróleo. Um modelo deve possuir duas características básicas e conflitantes: realismo e simplicidade (Sawakuchi e Giannini, 2006). Neste caso o modelo gerado tem finalidade de reproduzir afloramentos reais, cujas propriedades multiescalares foram coletadas através de trabalhos de campo (macro- e meso-escalas) e laboratório (micro-escala), após terem sido tratados, analisados e interpretados. A modelagem aqui apresentada, integrando dados geológicos e a visualização tridimensional, foi desenvolvida no *software* RMS, da empresa ROXAR.

A caracterização de reservatórios, com a modelagem de fácies e o estudo faciológico é extremamente importante para entender a distribuição das propriedades petrofísicas existentes num determinado reservatório. A prioridade em um modelo de fácies é o tratamento da arquitetura em larga escala. Estudos em afloramentos mostram que a variedade das propriedades petrofísicas é frequentemente melhor entre os corpos de fácies diferentes do que em corpos de mesmas fácies. Uma propriedade do modelo de fácies requer a obtenção de um parecer detalhado do modelo petrofísico para as heterogeneidades da distribuição do reservatório. Há uma variedade de métodos que permite o modelo capturar as unidades de fluxo crítico dentro do reservatório e representar uma imagem realística da geologia.

A partir do modelo petrofísico compreende-se a importância das heterogeneidades de cada fácies e da petrofísica a fim de capturar características que verdadeiramente influenciem no padrão do fluxo de hidrocarbonetos. Estudos em afloramento também mostram que o padrão de variação e as características estatísticas dos parâmetros petrofísicos dependem frequentemente da associação de fácies (Roxar, 2012).

O resultado do estudo apresentado envolve a caracterização multiescalar de reservatórios carbonáticos a qual suporta a Modelagem Geológica 3D, favorecendo a análise da complexidade das características permo-porosas nas diferentes escalas a partir da modelagem de fácies, possibilitando assim entender a distribuição das propriedades petrofísicas registradas no reservatório análogo carbonático estudado.

Metodologia

Após a coleta dos dados se faz necessário processar, integrar e analisar os variados dados digitais reunidos. Pela complexidade e pela variedade dos mesmos (perfis de afloramentos, nome do perfil, dados petrofísicos, GPS geodésico, suas interpretações, nuvens de ponto do LaserScanner, etc.) os *softwares* de modelagem de reservatório (Roxar, Gocad, Petrel) são geralmente ferramentas utilizadas para integrar os análogos aos dados de subsuperfície. Além da manipulação destas bases de dados estes *softwares* proporcionam uma conexão direta entre geólogos e engenheiros de reservatório.

A partir dos marcadores estratigráficos, das superfícies rastreadas na nuvem de pontos e das atitudes das camadas, foram geradas superfícies no Modelo 3D do bloco de modelagem. Estas que permitiram a visualização da geometria geral das superfícies estratigráficas do afloramento.

Foi elaborado um modelo estrutural que consiste em definir os limites externos do campo que são responsáveis pelo trapeamento do óleo. Segundo Passarella (2012), os planos de falhas são explicitamente modelados como superfícies complexas, determinando todo o arcabouço geométrico do reservatório. E por fim foi gerado um grid 3D.

Resultados e Discussão

Foram descritos em campo cinco perfis que correspondem ao paredão principal da pedreira, os quais foram neles definidos 3 níveis marcadores de correlação, baseados em critérios litoestratigráficos. Esses perfis foram posicionados no software a partir das coordenadas do GPS obtidas em campo.

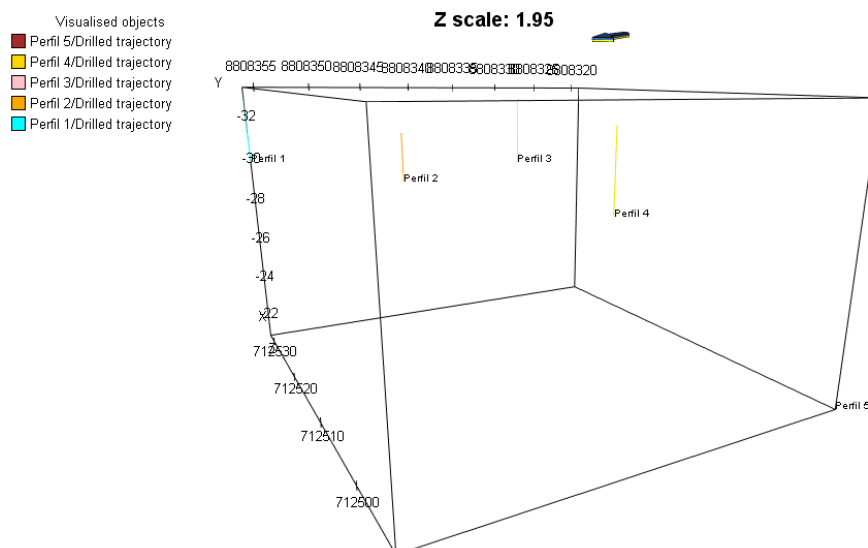


Figura 1: Perfis coletados em campos e importados no *software*

Na Pedreira Sá, não foram identificadas superfícies chaves (ex. folhelhos) que permitissem uma correlação direta dos perfis (na macro e meso escala). Assim as superfícies limítrofes foram geradas a partir das variações de espessura identificadas e das atitudes das camadas medidas em campo, e principalmente a partir das microfácies identificadas em lâmina. Como segue na imagem abaixo:

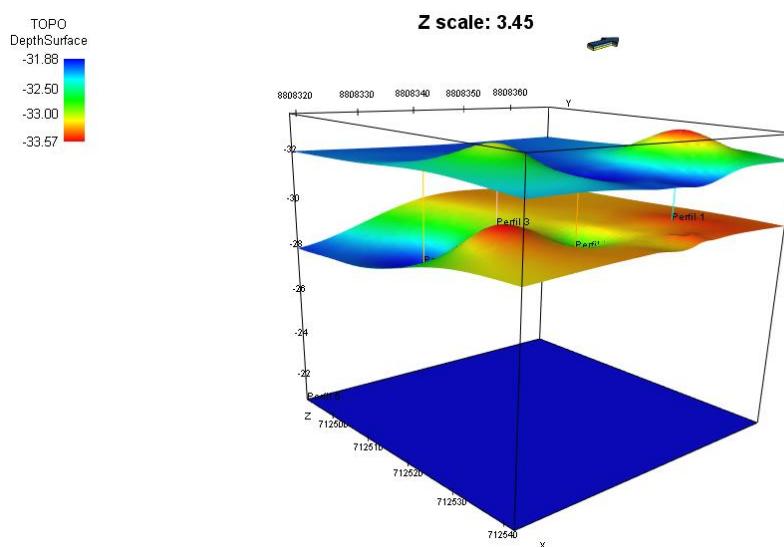


Figura 2: Superfícies limítrofes da Pedreira Sá

O levantamento estrutural realizou a caracterização de uma falha, incluída no modelo junto com os planos de fratura mapeados na nuvem de pontos adquirida no Scan Laser (Este que é importante na modelagem, pois diferentes feições podem ser identificadas a partir de imagens geradas a partir da refletividade) do afloramento, visto na figura 3. Como complemento ao modelo e a fim de

obter maior confiança sobre ele foi importada a nuvem de pontos, conforme mostradas a seguir na figura 4:

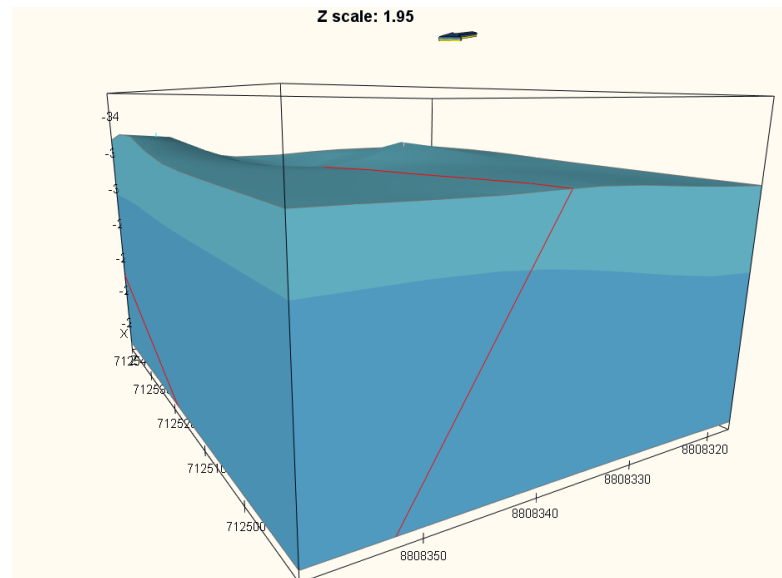


Figura 3: Representação do arcabouço estrutural 3D da Pedreira Sá

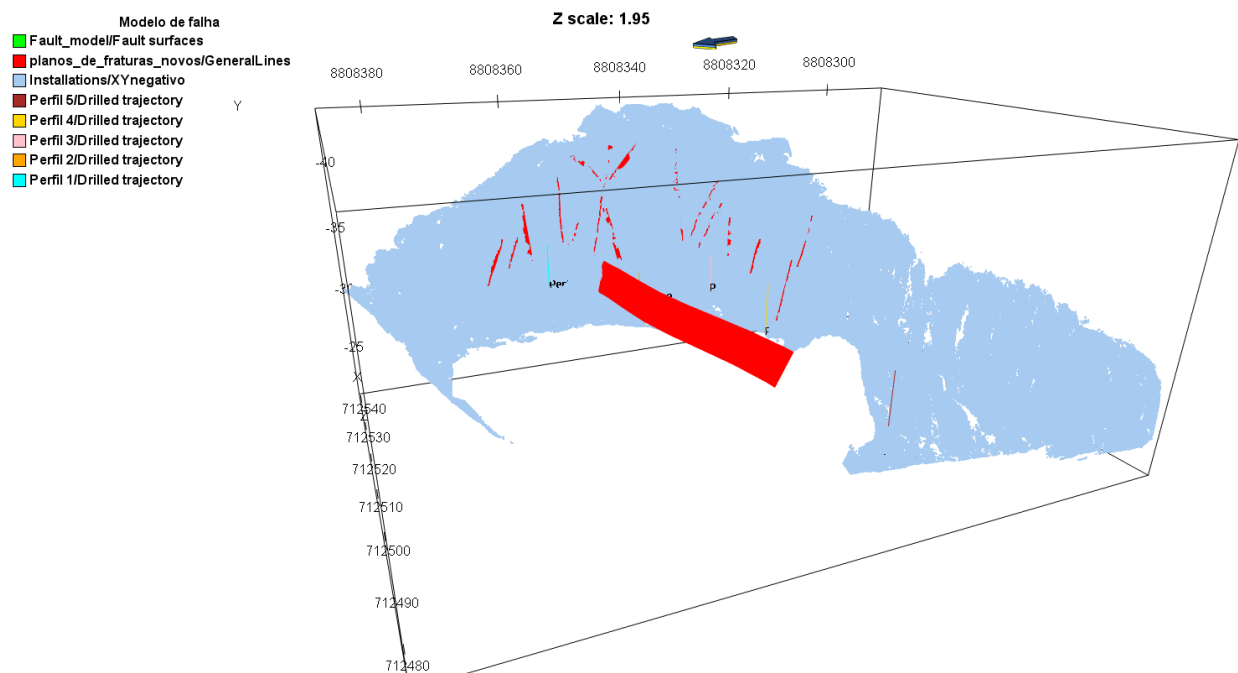


Figura 4: Nuvem de pontos junto com as fraturas e a falha da Pedreira da Sá.

Foram definidas a partir das interpretações de lâminas obtidas pela análise petrográfica as fácies Mud/wackstone, com foraminíferos planctônicos (CM2) e Wackestone, com molusco, equinóide e microdetritos (CM6). Para a distribuição espacial destas microfácies, foi utilizado o método estocástico de gaussiana truncada com algoritmo estocástico *kriging*.

Após a aplicação dos métodos e de acordo com a distribuição microfaciológica com a correlação estratigráfica, a microfácies CM2 predomina em quase toda região modelada. A microfácies CM6 aparece com geometria de duas lentes que se distribuem a partir do perfil 4, onde foram caracterizadas e ajustados os *ranges* das mesmas de acordo com a distribuição observada para

as mesmas no afloramento. Assim, no modelo de fácies observou-se que estas lentes se distribuíam ao longo do *grid*.

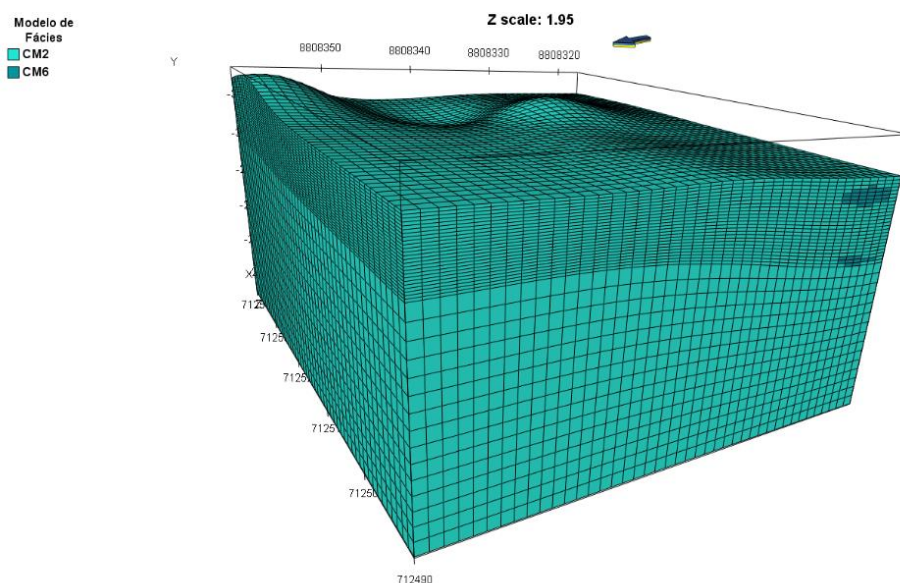


Figura 5: Distribuição das Fácies no Modelo 3D da Pedreira Sá

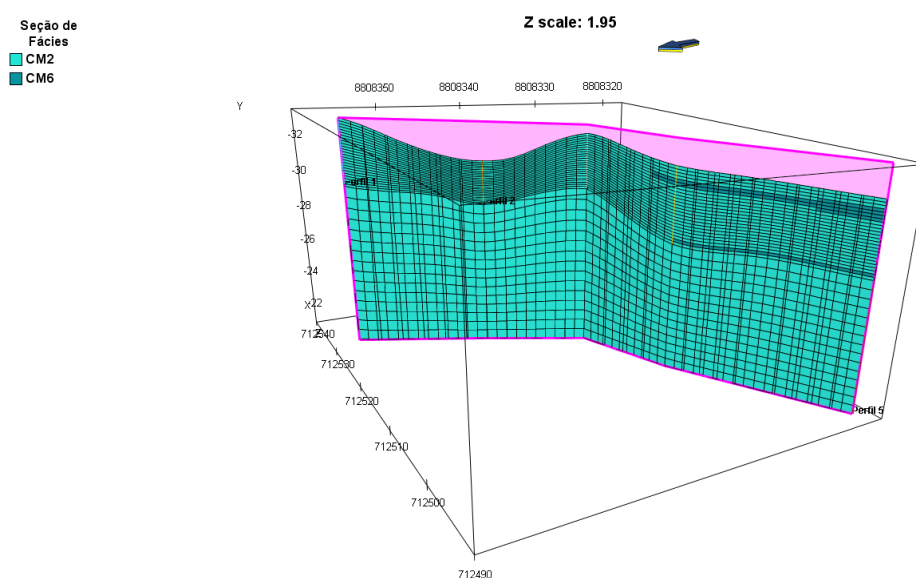


Figura 6: Seção entre os perfis no Modelo de Fácies 3D da Pedreira Sá

De forma geral os valores de porosidade são considerados satisfatórios variando de 26 a 34%. Os melhores valores de porosidade se concentraram nos mud/wackestones da microfácies CM2. Isto se deve à forte presença de micro-porosidade presente nestas rochas. As lentes de microfácies CM6 tiveram valores de porosidade satisfatórios, no entanto com valores um pouco abaixo dos valores da CM2, situando-se entre 26 e 28%, enquanto que a CM2 apresentou valores de 30 a 32%, com destaque para a presença de porosidade com 34% próximo ao topo do perfil 1.

No modelo de permeabilidade, de forma geral os valores observados foram baixos, no entanto entre as microfácies modeladas as lentes de CM6 obtiveram valores maiores em função do seu tipo litológico (Wackestone com equinóides e microdetritos) que contempla um arranjo de constituintes bioclásticos mais favorável à percolação de fluidos. A microfácies CM2 por outro lado possui baixa permeabilidade em função da pouca conexão entre os poros.

Apesar de valores relativamente baixos os maiores valores de permeabilidade se concentraram na base do afloramento, o que poderia inferir que a migração da matéria orgânica observada na base do afloramento foi descontinuada devido à dificuldade que a mesma encontrou em fluir em direção ao topo do afloramento.

E a partir dos dados petrofísicos obtidos dos ensaios laboratoriais, e das interpretações das lâminas obtidas pela análise petrográfica realizada, foram gerados modelos de permo-porosidade definidos pelo método determinístico interpolador com algoritmo estocástico *Simulation*. O modelo petrofísico foi condicionado ao modelo faciológico e comparado com o analisado em microescala. As figuras a seguir representam os modelos permo-poroso:

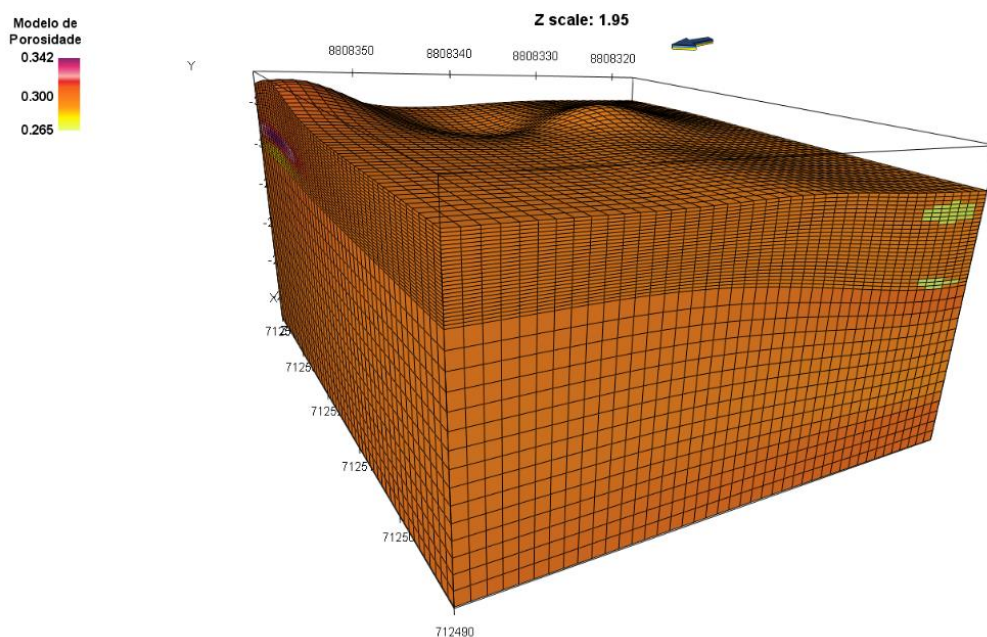


Figura 7: Distribuição da Porosidade no Modelo 3D da Pedreira

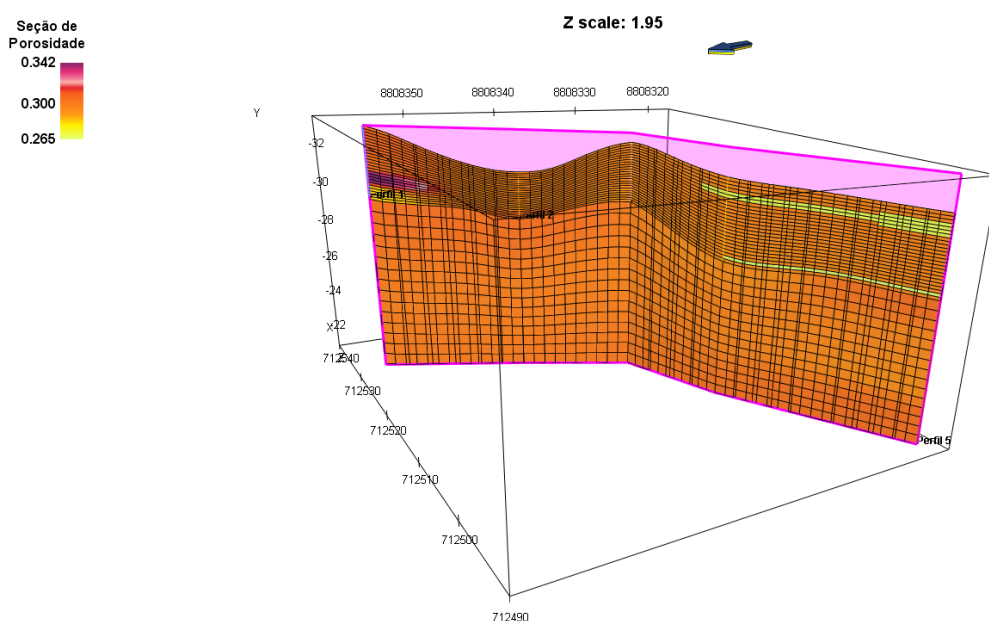


Figura 8: Seção entre os perfis no Modelo de porosidade 3D da Pedreira Sá

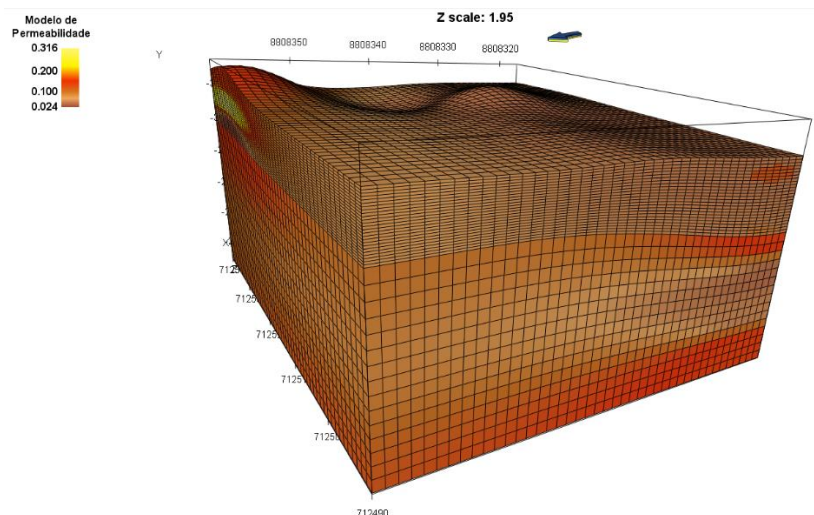


Figura 9: Distribuição da Permeabilidade no Modelo 3D da Pedreira

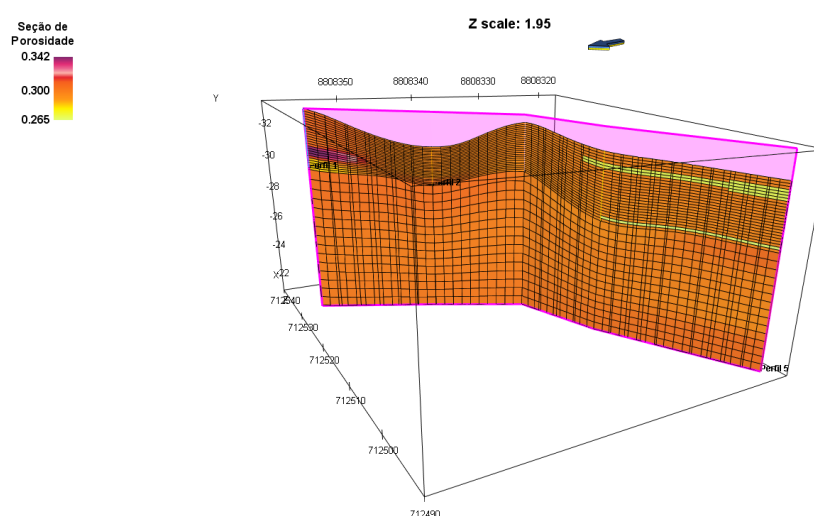


Figura 10: Seção entre os perfis no Modelo de permeabilidade 3D da Pedreira Sá

Conclusões

O algoritmo utilizado para a modelagem de fácies representou com precisão a disposição faciológica observada em campo. Na modelagem petrofísica os resultados também foram satisfatórios. Os valores médios a altos na porosidade, porem com baixa permeabilidade, confirmam a pouca conexão entre os poros e a presença da micro-porosidade descrita em lâmina. Assim, os algoritmos utilizados bem como a metodologia aplicada foram adequados e representaram com fidelidade a distribuição faciológica e permo-porosa do afloramento modelado.

Referências Bibliográficas

PASSARELLA, C. A. 2012. *Integração de dados de poços e métodos geoestatísticos para a modelagem geológica do Campo de Namorado*. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas/Programa de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo. Campinas/SP: [s.n.].

ROXAR, *Instruction Manual*, RMS. 2012.

SAWAKUCHI, A. O. & GIANNINI, P. C. 2006. Complexidade em sistemas deposicionais. *Revista Brasileira de Geociências*.