

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



TÍTULO DO TRABALHO:

NOVAS TÉCNICAS UTILIZADAS PARA A MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DE INTERVALOS COM QUALIDADES DE RESERVATÓRIO EM SUBSUPERFÍCIE DA FORMAÇÃO FELIZ DESERTO, BACIA SERGIPE-ALAGOAS.

AUTORES:

Misael França dos Santos Félix¹, José Arthur Oliveira Santos², Rodrigo Augusto Oliveira Santos², Lucas de Santana Menezes², Antônio Jorge Vasconcellos Garcia²

INSTITUIÇÃO:

PROGEOLOGIA/NUPEG, Universidade Federal de Sergipe

NOVAS TÉCNICAS UTILIZADAS PARA A MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DE INTERVALOS COM QUALIDADES DE RESERVATÓRIO EM SUBSUPERFÍCIE DA FORMAÇÃO FELIZ DESERTO, BACIA SERGIPE-ALAGOAS.

Abstract

The Feliz Deserto Formation, located in the Sergipe-Alagoas basin, is a unit consisted of sandstones and shales that represents a deltaic succession deposited in a shallow lacustrine environment in the pre-rift phase of the basin. Studies of analogous reservoirs, including outcrops and wells, were developed to intervals of that Formation using the Multiscale Characterization of Reservoirs (CAMURES) method, performed by Progeologia Laboratory. This seeks to analyze the permo-porous properties generated during syn and post-depositional process with measurements at different scales of observation. The database consisted of 5 wells plus data from analogues outcrops at a region in Sergipe. There were made interpretations of well logs, stratigraphic correlations, description of well cores, petrophysical and petrographic analysis with description of 49 thin sections. The analysis allowed the identification of intervals with reservoir qualities and served as input for constructing the structural, facies and petrophysical 3D models to the region. Based on a modeling performed previously, this study seeks the application of new techniques aimed at improving the facies and petrophysical models created. It was used a 3D grid built with a total of 112.500 cells, covering a 810.000 m² area which the facies grouped were pelites, fine sandstones and medium sandstones. The access to a more complete petrophysical data, as well as analyzes of well logs made through Formation Evaluation with gamma ray and sonic logs, helped the improvement of the 3D petrophysical models. The distribution of the porosity and permeability properties was conditioned to the facies, with porosity ranging from 6.6% to 27.4% and permeability of 0.13 mD to 3750.0 mD. The CAMURES methodology promoted the understanding of the Feliz Deserto Formation heterogeneities, bringing the support to equiprobable stochastic 3D models of reservoirs present in this delta system.

Introdução

A bacia Sergipe-Alagoas (SEAL), localizada no Nordeste brasileiro, apresenta o registro sedimentar da evolução tectônica das bacias costeiras do leste do país, estando relacionada com a ruptura do supercontinente Gondwana e deriva dos continentes sul-americano e africano. Esta Bacia apresenta registros sedimentares das fases tectônicas da formação do Atlântico Sul, nomeadamente, desde a fase pré-rifte às fases pós-rifte e margem passiva (Figura 1). Diversas sequências sedimentares de 2º ordem formaram-se nesta bacia: *Pré-Rifte*, *Rifte*, *Transicional* e *Drifte* (FEIJÓ, 1992). A geração de cada uma destas sequências na bacia é reflexo do estágio em que se encontravam os continentes sul-americano e africano. A Formação Feliz Deserto abrange as fases pré-rifte e rifte da bacia sendo constituída por uma sucessão de arenitos intercalados com folhelhos cinza-esverdeados, conforme mostra a carta estratigráfica na figura 1. O modelo deposicional atribuído à Formação, segundo FIGUEIREDO & BELTRAMI (1976) é deltaico em ambiente lacustre.

MALLET et al. (2008) afirma que a modelagem é o conjunto de métodos matemáticos usados para representar um modelo topográfico, na geometria e propriedades petrofísicas de um corpo ou uma estrutura geológica em estudo. Para isso, é necessário considerar todos os dados referentes a esses corpos e suas estruturas objetivando construir imagens que mostrem corpos rochosos, suas estruturas e propriedades físicas geralmente encontradas em subsuperfície.

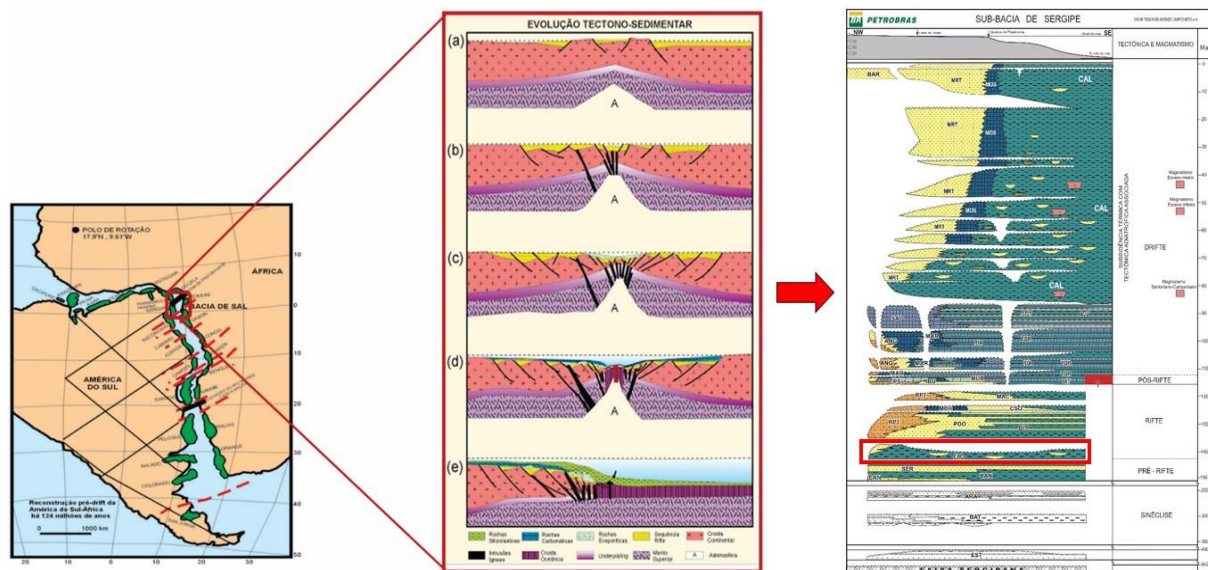


Figura 1: Desenvolvimento da Bacia Sergipe-Alagoas abrangendo desde a fase pré-rifte (a) até a fase de margem passiva (e) – imagem à esquerda (Modificada de Cainelli e Mohriak, 1999 & Mohriak, 2003). Carta estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe com destaque para a Formação Feliz Deserto – imagem à direita.

Através de estudos em afloramentos análogos, torna-se possível o uso da estratigrafia de alta resolução para identificar zonas potenciais, bem como visualizar a geometria e alcances de litofácies, suas atitudes, direções deposicionais, propriedades permo-porosas, entre outros. Essas informações podem ser utilizadas como dados de entrada para a construção de modelos em 3 dimensões de zonas correlatas em subsuperfície. Este trabalho tem como objetivo apresentar os resultados do aprimoramento da modelagem faciológica e petrofísica de uma área pertencente a Formação Feliz Deserto, localizada na região do município de Japoatã, Sergipe. Para tanto, utilizou-se um banco de dados pré-existent da região, bem como a atualização de estudos com a aplicação da Metodologia CAMURES (Caracterização Multiescalar de Reservatórios), com vista ao aperfeiçoamento do Modelo Geológico 3D. Dessa maneira, foram caracterizados e analisados poços da Petromisa e Petrobras, bem como afloramentos análogos pertencentes a Formação Feliz Deserto com a finalidade de suportar a modelagem da região estudada. O aprimoramento dos modelos faciológicos e petrofísicos se deu por meio da atualização das técnicas aplicadas através de revisões em análises geoestatísticas com variogramas, curvas de proporção vertical e avaliação de formação através do perfil sônico e de raios gama do poço TN-1.

Metodologia

O *workflow* utilizado no presente trabalho é ilustrado na figura 2 e apresenta as etapas seguidas na construção dos modelos faciológicos e petrofísicos 3D. O *software* utilizado para esta modelagem foi o RMS da ROXAR.



Figura 2: *Workflow* usado para a geração dos modelos geológicos 3D (Modificado de Passarella, 2012)

- **Estudos de Poços**

O modelo geológico 3D da região dos poços Petromisa e Petrobrás foi construído através de revisões nas interpretações anteriores dos perfis de Raio Gama (RG) dos poços. O objetivo foi a redefinição das superfícies-chaves da Estratigrafia de Sequências demarcadas anteriormente, a partir de novas constatações, o que aprimorou a correlação entre os poços. A classificação utilizada se baseou nos conceitos definidos por Catuneanu (2006). Dessa maneira, a interpretação nos perfis foi realizada delimitando superfícies-chaves como: Limites de Sequências (L.S.) que representam discordâncias, Superfícies de Regressão Máxima (S.R.M.) e Superfícies de Inundação Máxima (S.I.M.) de 3ª e 4ª ordem.

O arcabouço estratigráfico fornecido pela Estratigrafia de Sequências permitiu a definição de quatro zonas principais: Zona 1 (Z1), Zona 2 (Z2), Zona 3 (Z3) e Zona 4 (Z4). Estas são limitadas na base e no topo pelas superfícies mais expressivas correlacionadas. A tabela 1 ilustra a caracterização para o zoneamento da Formação.

Tabela 1: Características relativas ao zoneamento da Formação Feliz Deserto

ZONEAMENTO DA FORMAÇÃO	SUPERFÍCIES LIMÍTROFES	INFORMAÇÕES GEOLÓGICAS
ZONA 3	• Topo: Superfície de Inundação Máxima (S.I.M.) • Base: Superfície de Regressão Máxima (S.R.M.)	• Intervalo localizado a cima da Zona 2, gerado em Trato de Sistema Transgressivo (T.S.T.) à Trato de Lago Alto (T.L.A.). • O aperfeiçoamento dessa zona se deu por meios de estudos da Pedreira Cival 2B que é sua correlata em superfície.
ZONA 2	• Topo: Superfície de Regressão Máxima (S.R.M.) • Base: Limite de Sequências (L.S.)	• Região localizada acima da Zona 4. • O contexto desta zona é análogo ao intervalo descrito na Pedreira Tatu.
ZONA 4	• Topo: Limite de Sequências (L.S.) • Base: Superfície de Inundação Máxima (S.I.M.)	• Localizada entre as Zonas 1 e 2. • Constituída por corpos de arenitos porosos imersos em frequentes corpos pelíticos espessos.
ZONA 1	• Topo: Superfície de Inundação Máxima (S.I.M.) • Base: Limite de Sequências (L.S.)	• Intervalo mais inferior com relação aos demais. • Sedimentos gerados em regime de Trato de Lago Baixo (T.L.B.).

- **Avaliação de Formação do poço TN-1**

Através da plataforma *Excel 2013*, foi realizada a Avaliação de Formação do poço TN-1 visando aprimorar os modelos 3D petrofísicos previamente realizados. Este é o único poço, dentre os 5 disponibilizados, que não contém informações referentes as propriedades permo-porosas através de dados diretos (plugues). Entretanto, é disponível informações relativas a perfis geofísicos, como por exemplo o perfil sônico (*At*). Através deste foi possível extrair valores de porosidade segundo a equação de Wyllie (1958) apud Asquith (1999).

Segundo Carvalho (2014), um fator que define a qualidade de um reservatório é o volume de argila (*Vsh*) de uma formação, visto que afeta a porosidade e permeabilidade deste. Neste contexto, necessitou-se análises no perfil de Raios Gama (*GR*) visando a determinação do volume de argila (*Vsh*) em reservatórios porosos. Carvalho (2014) afirma ainda que o objetivo do ponto de vista comercial da exploração é o real valor de porosidade efetiva (*PHie*). A extração dos valores da porosidade efetiva de um arenito argiloso é obtida através de correções da sua porosidade total. Necessitou-se então a realização de ajustes para corrigir a porosidade total obtida através do perfil sônico (DT). As equações utilizadas estão ilustradas na figura 3.

A microporosidade em pelitos acarreta permeabilidades muito baixas (nanodarcies) além de pressão capilar muito alta, o que impede a instalação do óleo no reservatório na ocasião da migração. Dessa maneira, esta porosidade não deve ser considerada em um cálculo volumétrico. Sendo assim, a porosidade efetiva para os intervalos que contém pelitos foi zerada em todos os poços. A porosidade efetiva teve valores variando entre 0,0% e 27,4%, os quais foram obtidos através da avaliação de formação do poço TN-1. Esses parâmetros auxiliaram na melhoria da extrapolação de propriedades petrofísicas em 3 dimensões, o que acarretou o aprimoramento dos modelos petrofísicos 3D. A figura 3 ilustra os resultados obtidos através da análise petrofísica aplicada ao poço TN-1.

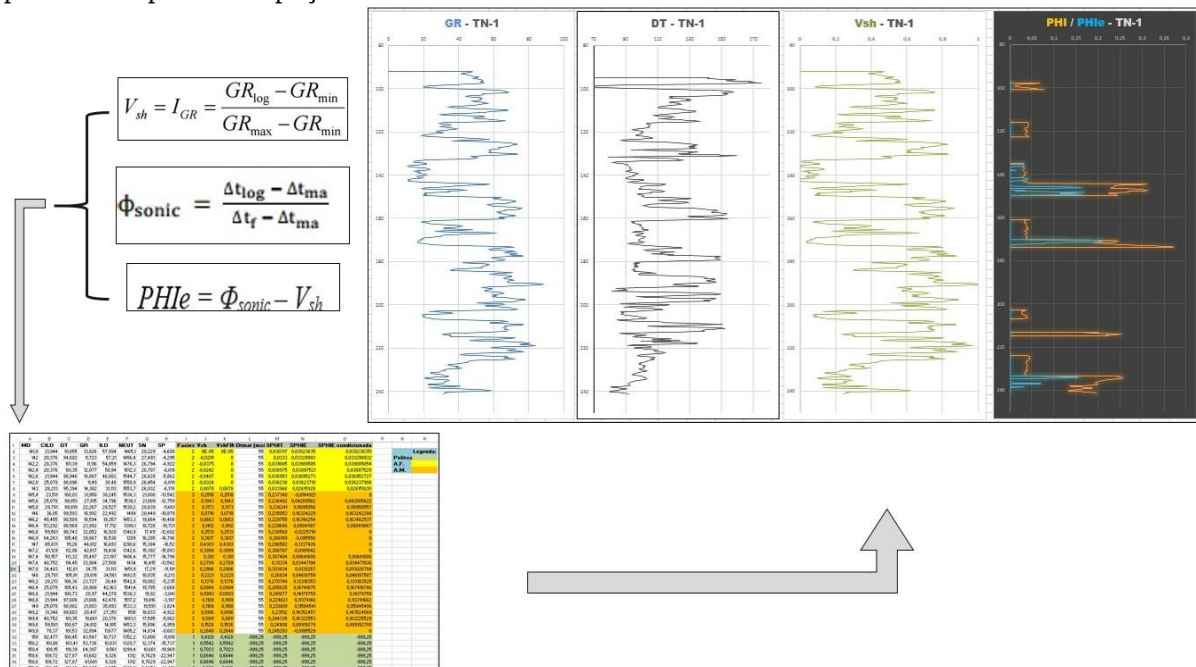


Figura 3: Avaliação de Formação realizada no poço TN-1 com o objetivo de se extrair valores de $PHIE$ para servir de dado de entrada visando aprimorar os modelos petrofísicos 3D.

• Modelagem de Fácies 3D

A modelagem de fácies da região dos poços consistiu na representação da arquitetura e da variação espacial das litofácies em larga escala. Dessa maneira, objetivou-se tornar o modelo geológico 3D o mais fiel possível à interpretação deposicional que foi dada a cada Zona.

A construção dos modelos seguiu o *workflow* adaptado de Passarella (2012) demonstrado anteriormente na figura 2. Através da correlação estratigráfica foi possível coletar as cotas das superfícies-chaves em cada poço, além de promover o zoneamento da Formação. Seguindo o *workflow*, houve a construção de um *Grid* de células cobrindo uma área de 810.000 m² totalizando 112.500 células em que foram plotados os parâmetros faciológicos e petrofísicos da região. Foram feitas discussões objetivando-se fidelizar o modelo 3D à interpretação oriunda de seções de GPRs percorridas na Pedreira Tatu. Portanto, foram realizados ajustes nos variogramas e na curva de proporção vertical do modelo. Também se utilizou padrões de deposição observados em afloramentos análogos equivalentes a cada Zona correlata em subsuperfície.

O agrupamento de fácies utilizado na modelagem foi definido tomando como base as informações faciológicas mais expressivas dos poços PST-1, PST-2, PST-3, PST-4, além das

informações preestabelecidas no poço TN-1. Sendo assim, três agrupamentos de fácies foram delimitados, sendo estes: Pelitos, Arenito Fino, Arenito Médio.

Dessa forma, foi possível criar um histograma com a frequência relativa relacionada às fácies presentes, bem como realizar ajustes na curva de proporção vertical visando a melhor representação possível dos Tratos de Sistemas Deposicionais interpretados a cada intervalo.

O contexto geológico da Formação Feliz Deserto está relacionado a ciclos de afogamento e raseamento, bem como a pulsos de frente deltaica que avançam e recuam em um lago. O melhor método de modelagem de fácies a ser empregado a este tipo de ambiente é o método “*Belts*”, conforme o manual do *software* RMS 2013. Dessa forma, foi aplicada esta metodologia usando a técnica “*proportions*” e “*lenses*”. O tipo de algoritmo usado variou entre “*Krigagem*” e “*Trend*” segundo a interpretação deposicional dada a cada Zona. Para determinar o alcance dos corpos, utilizou-se os variogramas *White (nugget)* e o *Spherical*, nos quais foram feitos ajustes paralelos, normais e verticais ao azimute. O carregamento do modelo de fácies contou com as técnicas citadas e também com orientações deposicionais que variaram entre N93° e N195° observados em afloramentos análogos equivalentes a cada Zona. Os *ranges* aplicados foram iguais a 600 paralelo, 537 normal e 11 vertical ao azimute. Os produtos realizados com base nesses métodos estão discutidos no tópico “Resultados e Discussão”.

- **Modelagem 3D Petrofísica**

Uma vez construído o modelo de fácies, este foi populado com as respectivas propriedades petrofísicas oriundas de ensaios petrofísicos realizados nas amostras coletadas. Além disso, os valores de porosidade efetiva obtidos através da avaliação de formação do poço TN-1 também serviram como dados de entrada para a construção do modelo de porosidade. Os intervalos que não possuem dados petrofísicos cobrem a área do modelo que é modelada estocasticamente de acordo com o conhecimento do ambiente deposicional. A interpolação foi feita para seguir as fácies e o sentido deposicional dentro de cada Zona conforme o *layout* do *grid*. O raio de influência da interpolação foi determinado por meio do variograma “*Gaussian*” com valores em “X” igual a 888 e em “Y” igual a 690. Os resultados desse método estão descritos no tópico a seguir.

Resultados e Discussão

- **Modelo de Fácies 3D**

Através dos métodos descritos no subtópico “Modelagem de Fácies 3D”, obteve-se o resultado ilustrado na figura 4. Neste, é possível notar o comportamento das fácies de acordo com as superfícies-chaves e os contextos dos Tratos de Sistemas definidos para cada zona. É importante verificar a fidelidade do modelo sendo expressa nos quadrados desenhados na imagem. O Quadrado 1 demonstra que, apesar de ser uma modelagem estocástica, o modelo 3D da região se comporta fielmente ao Modelo Depositional das Pedreiras, trazendo assim confiança na correlação poços-afloramento análogos. Neste quadrado é possível notar o posicionamento espacial das Pedreiras Tatu e Cival nos contextos interpretados para as Zonas 2 e 3. Já o quadrado 2 ilustra pulsos turbidíticos de frente deltaica imersos em um Trato de Lago Alto. Isto justifica as lentes de arenitos porosos inseridos em espessos e frequentes pacotes pelíticos identificados na Zona 4 dos perfis e testemunhos dos poços.

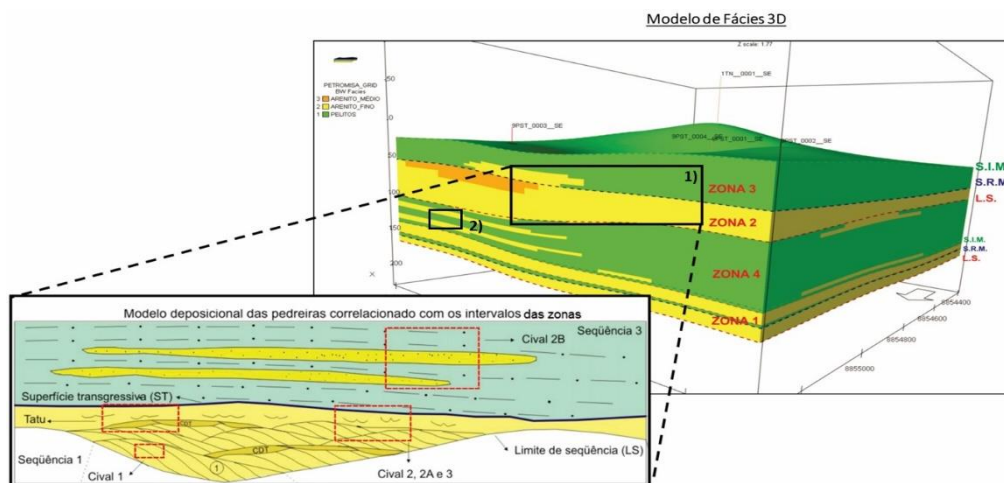


Figura 4: Modelo de Fácies gerados através dos métodos citados. Notar o Quadrado 1 demonstrando fidelidade entre o Modelo 3D e o Modelo Depositional dos afloramentos análogos.

- **Modelos Petrofísicos 3D**

Os modelos petrofísicos gerados tiveram como base os valores de porosidade e permeabilidade medidos e calculados respectivamente nos plugues amostrados, bem como os valores de porosidade efetiva obtidos a partir de avaliação de formação do poço TN-1. A porosidade média total do modelo 3D foi de 19,1% com valores que variaram entre 6,6% e 27,4%. Já a média da permeabilidade foi de 322,9 mD sendo seus valores mínimo de 0,13 mD e máximo de 3750,0 mD. Para as regiões com pouca quantidade de dados contínuos verticalmente e lateralmente foi necessária a interpolação dos dados permo-porosos e os resultados desta distribuição podem ser vistos na figura 5. É possível notar que a Zona 2 – interpretada como arenitos gerados em regime de Trato de Lago Baixo juntamente com os de Trato de Sistema Transgressivo – foi a que apresentou os melhores valores permo-porosos. Estes altos valores de porosidade e permeabilidade podem estar relacionados a dissolução de cimento nos arenitos da Zona 2. Isto teria ocorrido devido a liberação de fluidos oriundos dos pelitos sotopostos ao arenito durante o soterramento das camadas. Pode também ter sido responsável pela melhor geração de conectividade entre os poros, ocasionando altos valores de permeabilidade.

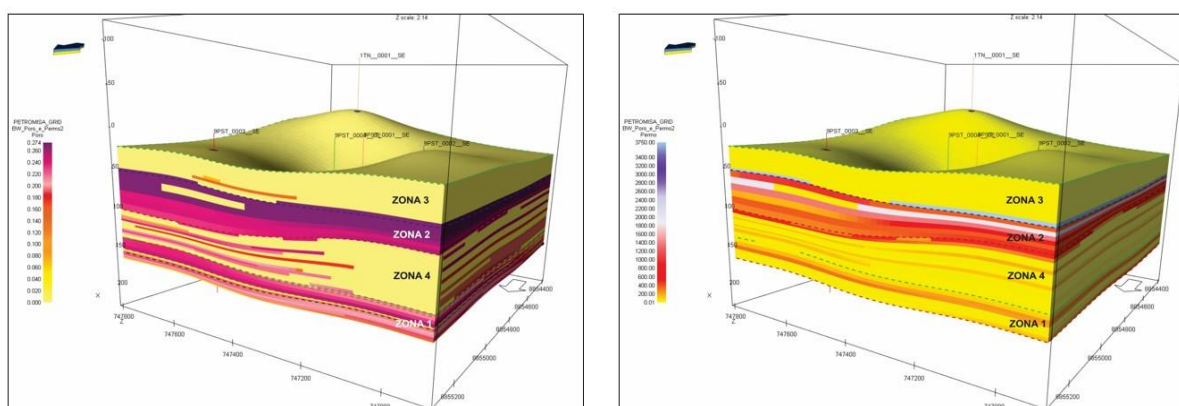


Figura 5: Modelos 3D de porosidade (à esquerda) e permeabilidade (à direita). Notar Zona 2 como o melhor intervalo com qualidade de reservatório

Conclusões

O trabalho em questão apresentou os resultados do aprimoramento da modelagem faciológica e petrofísica de zonas com qualidades de reservatório numa região de poços da Formação Feliz Deserto na Bacia Sergipe-Alagoas (Município de Japoatã – Sergipe). Novos ajustes geoestatísticos através de variogramas, curva de proporção vertical e padrões deposicionais utilizados em afloramentos análogos auxiliaram no aperfeiçoamento do modelo faciológico 3D. Os modelos petrofísicos 3D, por sua vez, foram aprimorados através de avaliação de formação no poço TN-1. Os modelos geológicos gerados possibilitaram uma melhor visualização das quatro zonas potenciais que são limitadas no topo e na base por superfícies-chaves da estratigrafia de sequências. Além disso, a modelagem realizada trouxe coerência com o modelo deposicional estabelecido em estudos anteriores da Formação Feliz Deserto, pois foram usados padrões deposicionais observados em afloramentos análogos além de interpretações realizadas para as zonas definidas. Dessa maneira, a metodologia CAMURES se torna eficiente, pois através desta é possível caracterizar ocorrências de zonas reservatório análogas em superfície e subsuperfície.

Referências Bibliográficas

- ASQUITH, G. B., Log evaluation of shaly sandstones: a practical guide. Series #31. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1992. p.5-15.
- CAINELLI, C. & , W.U., 1999. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin.
- CARVALHO, P. B., Caracterização petrofísica do Campo de Namorado a partir de perfis de poço. Trabalho de Conclusão de curso, Niterói, RJ, 2012.
- CATUNEANU, O. Principles of sequence stratigraphy. Elsevier, Amsterdam, 2006.
- FEIJÓ, F.J. 1992. Sequências continentais das fases pré-rifte e rift da Sub-bacia de Alagoas Central. Porto Alegre, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Dissertação de Mestrado, 165 p. 124
- FIGUEREIDO, A.M.F. & BELTRAMI, C.V., 1976. Sistema deposicional da Formação Barra de Itiúba e sua relação com a acumulação de óleo e gás na Bacia de Alagoas. Petróleo brasileiro S.A., Intern. Rep.
- MALLET, J.L. Geomodeling: helping to make decisions. In: ANDRÉINI, J.C., BARD, E., BAUQUIS, P.R., BÉRAUD, J.F., BITEAU, J.J., BLAZY, P., CASES, J.M., CHAUSSIDON, M., GIAFFERI, J.L., MALLET, J.L., MARCHAND, A., MARTY, B., MASSET, J.M., POIRIER, J.E., POINTET, T., RICOUR, J., SAMAMA, J.C. TISOT, J.P. Understanding the future. [S.l.: s.n.], 2008
- MOHRIAK W.U. 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: Bizzi L.A., Schobbenhaus R.M. Vidotti, Gonçalves J.H. (eds.) Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. CPRM, p. 87-94.
- PASSARELLA, C.A., 2012. Integração de dados de poços e métodos geoestatísticos para a modelagem geológica do Campo de Namorado. Dissertação de mestrado, Campina, SP; [s.n.], 2012.