



MODELAGEM GEOLÓGICA 3D APLICADA A INTERVALOS COM QUALIDADES DE RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO FELIZ DESERTO, BACIA SERGIPE-ALAGOAS.

Misael França dos Santos Félix¹; José Arthur Oliveira Santos²; Rodrigo Augusto Santos de Oliveira³; Lucas de Santana Menezes⁴; Antônio Jorge Vasconcellos Garcia⁵;

¹ Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG – misael_felix1@hotmail.com ;

² Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG – arthur.geol@hotmail.com ;

³ Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG – rodrigoaugusto597@gmail.com ;

⁴ Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG – lsanttana@yahoo.com.br ;

⁵ Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG – garciageo@hotmail.com ;

RESUMO

A bacia Sergipe-Alagoas (SEAL), no Nordeste do Brasil, apresenta o registro sedimentar da evolução tectônica das bacias costeiras do leste brasileiro, relacionada com a ruptura do supercontinente Gondwana. A Formação Feliz Deserto apresenta uma sucessão deltaica depositada em ambiente lacustre antes da ruptura sendo constituída por arenitos intercalados por folhelhos e calcários. Estudos de reservatórios análogos, incluindo afloramentos e poços, foram desenvolvidos em intervalos desta Formação proporcionando a geração de modelos 3D estratigráficos, faciológicos e petrofísicos de uma região em Sergipe. A metodologia utilizada foi a Caracterização Multiescalar de Reservatórios (CAMURES), executada pelo Laboratório Progeologia. Esta aborda o entendimento dos processos sin e pós - deposicionais, considerando aspectos composicionais e texturais quantificados nas diferentes escalas de observação. Os dados usados consistiram em 5 poços além de informações de afloramentos análogos. Realizaram-se interpretações de perfis de poço, correlações estratigráficas, descrição de testemunhos, análises petrofísicas e petrográficas com descrição de 49 lâminas delgadas. As análises permitiram a identificação de intervalos com qualidades de reservatório e serviram como dados de entrada para a construção dos modelos 3D. O grid 3D foi construído com um total de 112.500 células, cobrindo uma área de 810.000 m². As fácies agrupadas foram pelitos, arenitos finos e médios. Distribuiu-se as propriedades permo-porosas condicionando estas às fácies, com porosidade entre 6,6% e 27,4% e permeabilidade entre 0,13 mD e 3.750,0 mD. A metodologia CAMURES promoveu o entendimento das heterogeneidades da Formação Feliz Deserto, trazendo o suporte a modelos 3D estocásticos equiprováveis de reservatórios presentes neste sistema deltaico.

Palavras-chave: Modelagem 3D, reservatório, sistema deltaico, bacia Sergipe-Alagoas.

1. INTRODUÇÃO

A Bacia Sergipe-Alagoas é uma das bacias da margem continental brasileira que está relacionada com a ruptura do

Gondwana e deriva dos continentes sul-americano e africano. Esta apresenta registros sedimentares de todas as fases tectônicas, nomeadamente, desde a fase pré-rifte às fases pós-rifte e margem



passiva. Diversas seqüências sedimentares de 2° ordem formaram-se nesta bacia: Pré-Rifte, Rifte, Transicional e Drifte [FEIJÓ, 1992]. A geração de cada uma destas seqüências 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 Sergipe-Alagoas e é litologicamente constituída de uma sucessão de folhelhos cinza-esverdeados, intercalados com arenitos e calcários, conforme ilustra a figura 1.

O modelo deposicional atribuído à Formação, segundo Figueiredo & Beltrami [1976] é deltaico em ambiente lacustre e, de acordo com Pinho e Costa [1990], localmente com retrabalhamento eólico.

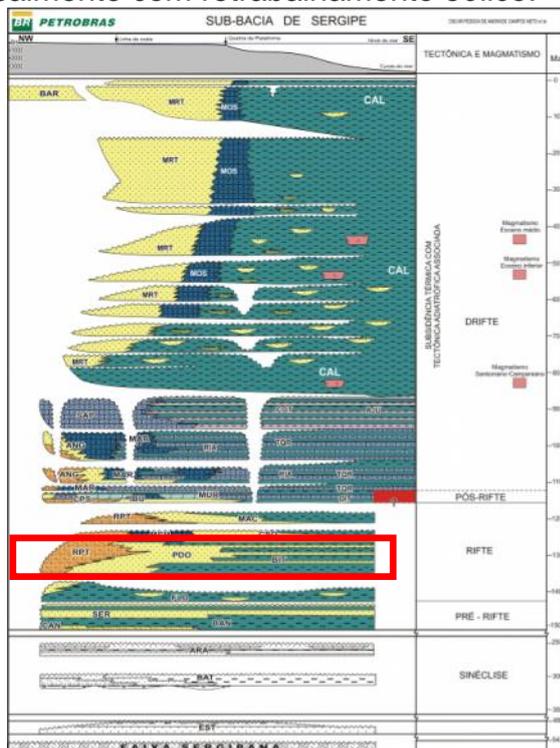


Figura 1: Coluna estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe, detalhe para a zona rifte (retângulo em vermelho), representando a Formação Feliz Deserto, Barra de Itiúba e Penedo (Garcia et al., 2011)

De acordo com MALLET et al. [2008], a modelagem é o conjunto de métodos matemáticos que são usados

com a finalidade da construção de 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. Dessa forma, torna-se possível a criação de imagens que possibilitam a visualização de corpos rochosos, bem como suas estruturas e propriedades físicas que geralmente se encontram a centenas de metros na subsuperfície.

Estudos comprovam que a caracterização de afloramentos análogos se torna viável para compreensão de seus correlatos em subsuperfície quando não há dados de sísmica. Através dos análogos, torna-se possível o uso da estratigrafia de alta resolução com a finalidade de definição de zonas potenciais, bem como a visualização da geometria e alcances de litofácies, suas atitudes, sentidos de paleocorrentes, propriedades permo-porosas, entre outros. Essas informações podem ser utilizadas como dados de entrada para a construção de modelos estrutural, faciológicos e petrofísicos de zonas correlatas em subsuperfície.

O presente trabalho objetiva apresentar os resultados da modelagem faciológica e petrofísica de uma área pertencente a Formação Feliz Deserto, localizada na região do município de Japoatã, Sergipe (figura 2). Para a construção dos modelos, utilizou-se um banco de dados pré-existentes 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 poços da Petromisa e Petrobras, bem como afloramentos análogos pertencentes a Formação Feliz Deserto com a finalidade de suportar a modelagem da região estudada.



Mapa Geológico-estrutural da área

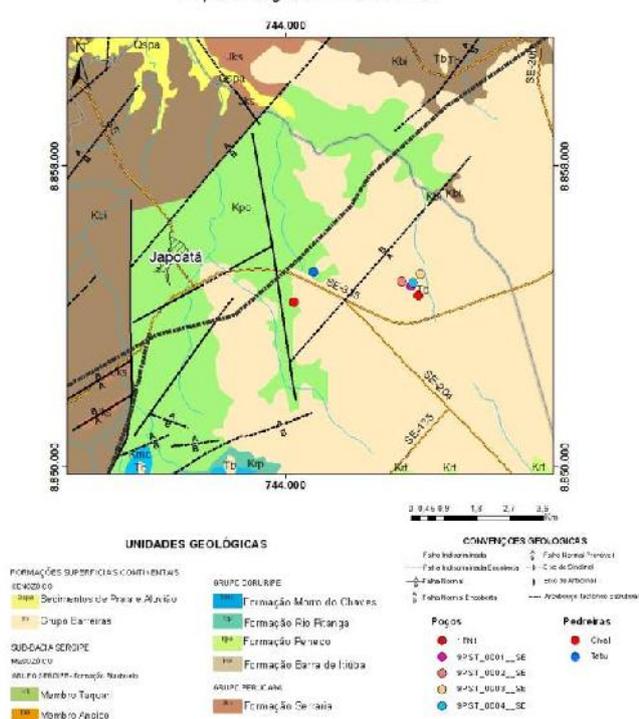


Figura 2: Mapa estrutural da região com a localização dos poços e dos afloramentos análogos.

2. METODOLOGIA

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

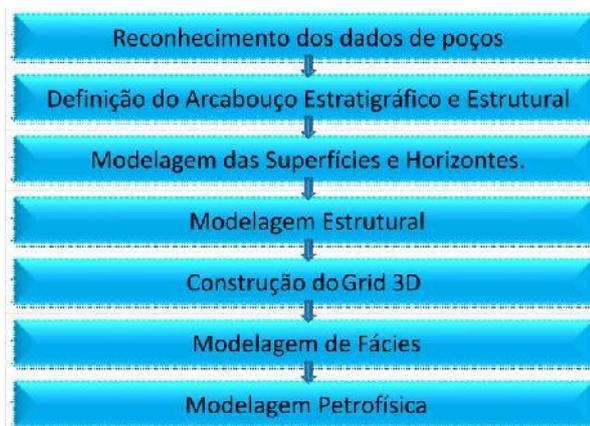


Figura 3: Workflow utilizado para a geração dos modelos geológicos da Formação Feliz Deserto (Modificado de Passarella, 2012)

2.1. Estudo de Poços:

Segundo Cosentino [2001], o arcabouço estratigráfico de um reservatório refere-se à correlação de todos os poços no intuito de definir as superfícies que limitam as principais unidades do reservatório. Desta forma, a estrutura estratigráfica pode ser descrita como o zoneamento do reservatório incluindo as superfícies limítrofes (topo e base), para garantir a integração e as zonas entre elas (sequências de horizontes/superfícies).

Para a construção do Modelo Geológico 3D da região dos poços Petromisa e Petrobrás, foram necessárias 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, conforme ilustra a Figura 4.

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 etapa seguinte consistiu em construir o modelo estratigráfico da área de estudo. O objetivo desta fase estava na representação espacial sólida das quatro Zonas mapeadas para a posterior construção do *Grid* de células. Neste, é possível inserir as propriedades faciológicas e permo-porosas nos respectivos modelos de fácies e petrofísicos a serem gerados.

A figura 7 ilustra a disposição lateral e vertical das zonas e seus limites superiores e inferiores. É válido notar o comportamento das superfícies da estratigrafia de sequência ao limitar o topo e a base de cada zona modelada.

Após o carregamento do modelo estratigráfico, visou-se a construção de um *Grid* que possibilitasse a plotagem dos parâmetros faciológicos e petrofísicos da região estudada. Assim, foi utilizada uma malha abrangendo todo o volume do modelo estratigráfico, totalizando 112.500 células no grid gerado e cobrindo uma área de 810.000 m² (figura 8).

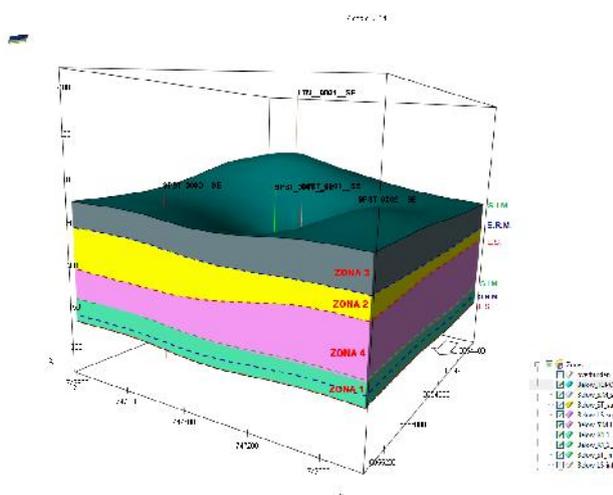


Figura 7: Modelagem estratigráfica representando as principais zonas limitadas no topo e na base pelas superfícies modeladas.

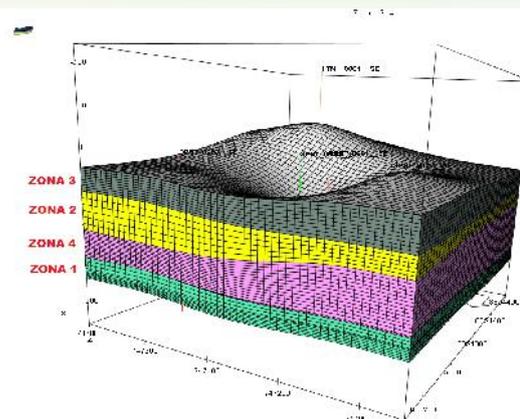


Figura 8: Grid das zonas modeladas com o objetivo de se inserir as propriedades faciológicas e permo-porosas no Modelo Geológico 3D.

2.2.1. Modelagem 3D de Fácies:

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. Nesse intuito, foram feitas discussões e realizados testes geoestatísticos com diferentes algoritmos. Também buscou-se posicionar os afloramentos análogos no Modelo Geológico 3D da região, com a finalidade de comprovar a analogia entre as pedreiras e os poços estudados.

O agrupamento de fácies utilizado na modelagem foi definido tomando como base as informações faciológicas dos poços PST-1, PST-2, PST-3, PST-4, além das informações preestabelecidas no poço TN-1. Para tanto, foram utilizadas as fácies mais expressivas, ao passo que as de menor expressão foram agrupadas naquelas com o objetivo de facilitar a simulação de fluxo (etapa posterior à modelagem petrofísica). Sendo assim, três agrupamentos de fácies foram delimitados, como demonstra a tabela 1.



Tabela 1: Agrupamento de fácies simplificado com o objetivo de facilitar a modelagem e a simulação de fluxo.

INDICADORES	LEGENDA	FÁCIES
1	P	PELITO
2	AF	ARENITO FINO
3	AM	ARENITO MÉDIO

A escolha desses agrupamentos para a modelagem está relacionada aos principais depósitos encontrados nos poços que são pelitos e arenito fino, com variações que dependem diretamente das suas espessuras. Camadas de conglomerado não são mais espessas que dois metros, por isso não se faz necessário uma classificação específica para este tipo de litologia.

A criação do grid permite a construção de *Blocked Wells* (B.W.) que possibilitam a interpolação de fácies e das propriedades petrofísicas. Os B.W. trazem informações estatísticas de frações volumétricas de cada fácies agrupada no poço em relação ao padrão de empilhamento litológico, de modo que haja semelhança nessa distribuição proporcional. A partir disto, é possível criar um histograma com a frequência relativa relacionada às fácies presentes (figura 9).

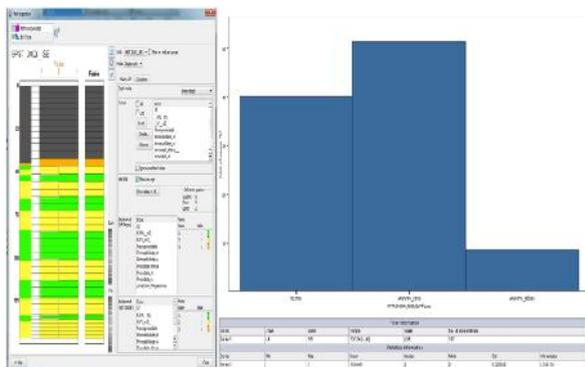


Figura 9: *Blocked Well* criado a vista de se inserir propriedades faciológicas e petrofísicas no Grid do modelo – imagem à esquerda. Histograma feito para visualizar as porcentagens das fácies a serem distribuídas no modelo 3D – imagem à direita.

O contexto geológico da Formação Feliz Deserto está relacionado a ciclos de afogamento e raseamento, bem como a pulsos de Frente Deltaica que progradam e retrogradam em um lago. O melhor método de modelagem de fácies a ser empregado a este tipo de ambiente é o método “*Belts*”. 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.

Os variogramas aplicados foram o *White (nugget)* e o *Exponential*, nos quais foram feitos ajustes paralelos, normais e verticais ao azimute, conforme ilustra a figura 10.

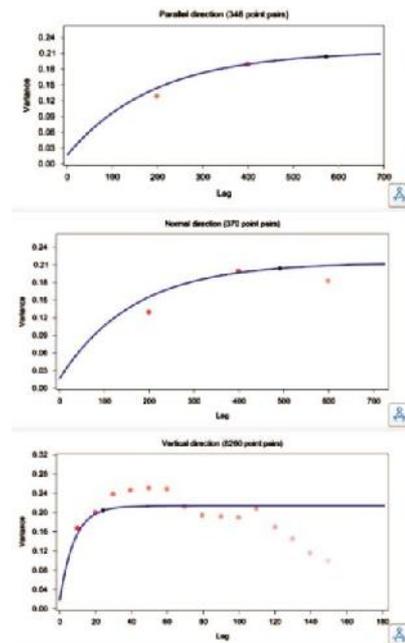


Figura 10: Variogramas usados na modelagem da região dos poços.

Dentre os cinco modelos feitos, dois foram equiprováveis a geologia da Formação e serão descritos posteriormente. Os dois modelos foram construídos através dos mesmos métodos de modelagem e com iguais algoritmos. A diferença entre ambos está nos padrões de paleocorrentes e nos *ranges* utilizados para determinar o alcance dos corpos.



Para o “Modelo de Fácies 1”, utilizou-se direções de paleocorrentes que variam entre N180° e N270° observados em afloramentos análogos equivalentes a cada Zona. Os *ranges* aplicados foram iguais a 1000 metros paralelo e normal ao azimute, e 10 metros vertical ao azimute.

Entretanto, na construção do “Modelo de Fácies 2”, foi calculada a média entre os diversos valores de paleocorrentes para posterior aplicação a todas as Zonas. O valor médio das paleocorrentes foi de N195°. Os *ranges* usados foram retirados de bibliografias que citam o comportamento geométrico-espacial médio de deltas. Dessa maneira, foram usados *ranges* iguais a 800 metros paralelo ao azimute, 400 metros normal e 1 metro vertical ao azimute.

Os produtos realizados com base nesses métodos serão discutidos no tópico 3.1.

2.2.2. Modelagem 3D Petrofísica:

A modelagem petrofísica busca representar no modelo 3D as heterogeneidades permo-porosas das rochas modeladas, uma vez que os valores de porosidade e permeabilidade estão diretamente ligados aos aspectos texturais e composicionais de cada fácies, o que reflete a qualidade do reservatório modelado. Uma vez construído o modelo de fácies, este é populado com as respectivas propriedades petrofísicas oriundas de ensaios petrofísicos realizados nas amostras coletadas.

Os intervalos que não possuem dados petrofísicos cobrem a área do modelo que é modelada estocasticamente, como por exemplo a área entre poços. Para isto, é necessário existir conhecimento satisfatório do ambiente deposicional e do contexto geológico em que se distribuem as fácies modeladas, para que as heterogeneidades sejam representadas com maior fidelidade.

A importância da correta representação das heterogeneidades

permo-porosas se dá pelo fato de que as mesmas influenciarão o padrão de fluxo observado na simulação.

Dentre os modelos de fácies construídos, o “Modelo de Fácies 1” foi usado como teste para a interpolação dos parâmetros de porosidade e permeabilidade. A modelagem petrofísica foi condicionada ao modelo de fácies e os dados permo-porosos foram adquiridos através de ensaios petrofísicos realizados em plugues dos testemunhos. Os resultados da porosidade e permeabilidade foram comparados com o analisado em microescala e inseridos no arquivo de entrada para o software. A interpolação foi feita para seguir as fácies dentro de cada Zona.

Os resultados deste método estão discutidos no tópico 3.2.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A falta de dados sísmicos ocasiona incertezas na construção de modelos 3D quanto aos tamanhos dos corpos, sua disposição espacial e suas propriedades físicas. Dessa maneira, a modelagem da área de estudo ganha uma característica estocástica, possibilitando a comparação de modelos realizados através de diferentes parâmetros.

3.1. Modelos Faciológicos:

Conforme descrito anteriormente, dois modelos de fácies foram equiprováveis e são apresentados a seguir.

3.1.1. Modelo de Fácies 1:

Através dos métodos descritos no tópico 2.2.1, obteve-se o resultado ilustrado na figura 11. 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 canais



distributários, por vezes amalgamados, imersos em um contexto de Trato de Lago Alto. Isto justifica as lentes de arenitos porosos inseridos em espessos e frequentes pacotes pelíticos vistos na Zona 4 dos perfis e testemunhos dos poços. Já o Quadrado 2 mostra um padrão de progradação (na Zona 2) e retrogradação (na Zona 3). Este padrão é típico de pulsos de frentes deltaicas que se acomodam em um lago. Ao se fazer uma analogia a Pedreira Tatu, pode-se posicioná-la entre as Zonas 2 e 3 devido a Superfície de Regressão Máxima (S.R.M.) que é correlacionável entre os poços e entre a pedreira.

quando comparado ao modelo anterior (com *ranges* mais extrapolados). Já o Quadrado 2 demonstra que, apesar de ser uma modelagem estocástica, o Modelo 3D Petromisa se comporta fielmente as interpretações deposicionais realizadas em pesquisas anteriores. Neste quadrado é possível notar o posicionamento espacial das Pedreiras Tatu e Cival nos contextos interpretados para as Zonas 2 e 3. Além disso, é possível ver a semelhança do comportamento das fácies entre o Modelo 3D Petromisa e o Modelo Depositional das Pedreiras, trazendo assim confiança na correlação poços-afloramento análogos.

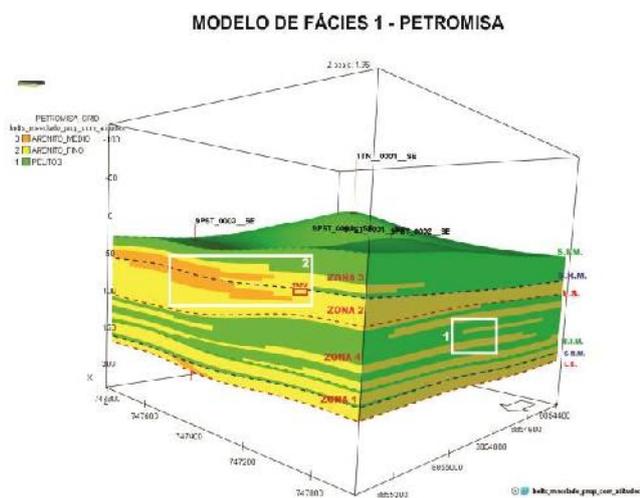


Figura 11: Modelo de fácies gerado através dos métodos citados. Quadrado 1 – Canais distributários imersos Trato de Lago Alto. Quadrado 2 – Depósitos de frentes deltaicas progradantes e retrogradantes.

3.1.2. Modelo de Fácies 2:

O produto da metodologia descrita no tópico 2.2.1 foi a figura 12, onde é possível ver mais coerência e fidelidade com as interpretações dadas a cada Zona em estudos anteriores. No Quadrado 1, continua-se a observar os canais imersos em espessos corpos pelíticos característicos de Trato de Lago Alto. Entretanto é válido notar que o alcance das fácies destes canais sofreu redução,

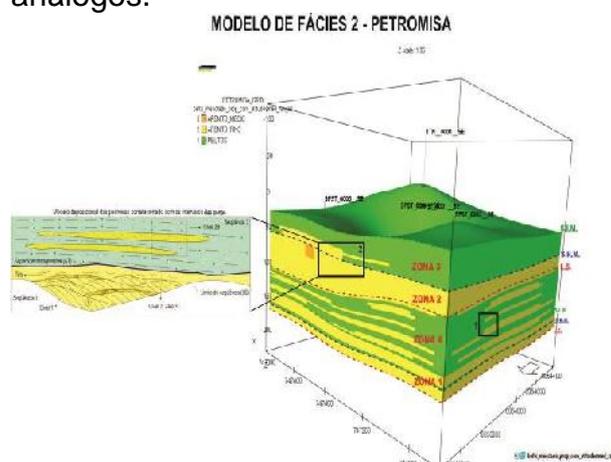


Figura 12: Segundo modelo de fácies. Notar o Quadrado 2 demonstrando fidelidade entre o Modelo 3D e o Modelo Depositional dos afloramentos análogos.

3.2. Modelos Petrofísicos:

Os modelos Petrofísicos gerados tiveram como base os valores de porosidade e permeabilidade medidos e calculados respectivamente nos plugues amostrados. 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 nas figuras 13 e 14.

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. Deve-se ressaltar que os modelos petrofísicos gerados serão aprimorados buscando torná-los mais fieis ao contexto geológico e às características de reservatório esperadas para este tipo de depósito. Com o objetivo de qualificar as reações de dissolução e cimentação, estão sendo realizados novos estudos petrográficos paralelo a este trabalho.

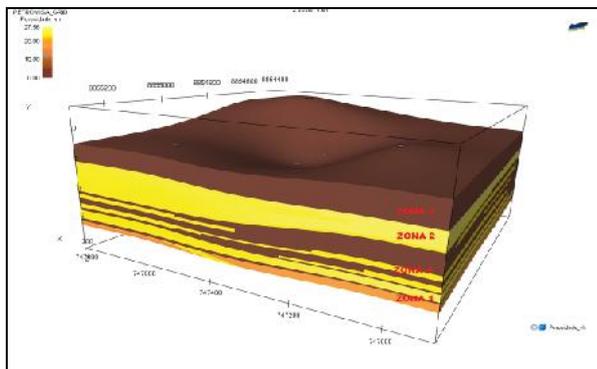


Figura 13: Modelagem Petrofísica 3D demonstrando a porosidade horizontal dos corpos.

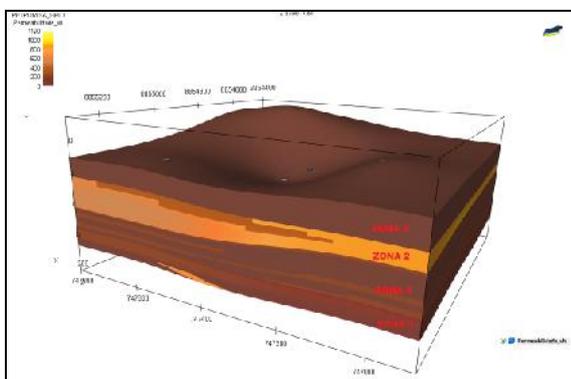


Figura 14: Modelagem Petrofísica 3D demonstrando a permeabilidade horizontal dos corpos.

4. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram apresentados os resultados 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).

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 sequencias. Além disso, a modelagem realizada trouxe coerência com o modelo deposicional estabelecido em estudos anteriores da Formação Feliz Deserto.

É interessante notar que os modelos 3D feitos para a região dos poços têm comportamento estocástico, quando comparado a modelos 3D feitos a partir de seções sísmicas ou de afloramentos que são majoritariamente determinísticos. Entretanto, a Modelagem 3D dos Poços se mostrou equiprovável à geologia da Formação Feliz Deserto, pois foram usados padrões deposicionais observados em afloramentos análogos além de interpretações realizadas em estudos anteriores 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. Assim sendo, estudos de afloramentos análogos são de extrema importância para a modelagem 3D de regiões em sub-superfície, pois trazem informações que reduzem incertezas em modelos estocásticos.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores deste trabalho agradecem ao Laboratório PROGEOLOGIA, que através do



convênio FAPESP/PETROBRAS pôde propiciar a construção do Projeto Geoengenharia. Ao geólogo consultor do projeto Drº Cláudio Borba que se mostrou presente dissipando dúvidas relacionadas à otimização da modelagem, ao coordenador do laboratório Drº Antônio Jorge Vasconcellos Garcia, assim como aos demais geólogos e engenheiros deste laboratório que estiveram apoiando e sanando as dúvidas dos estudantes através de discussões no âmbito da Geologia e da Engenharia.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CATUNEANU, O. **Principles of sequence stratigraphy.** Elsevier, Amsterdam, 2006.

COSENTINO L. **Integrated Reservoir Studies.** Paris, Editions Technip. 2001.

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.

GARCIA, A.J.V.; PEREIRA, F.C.; ARAÚJO, W.B.; ROCHA, L.M.V.S.; WEIDMANN, G.B. **Caracterização Multiescalar de Reservatório e Modelagem de Reservatórios Clásticos da Formação Feliz Deserto.** Relatório Final Interno de Sub-Projeto, Aracaju/SE, 2011.

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.

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.

PINHO, G.C. & COSTA, M.N.C. 1990. **Fácies eólicas na Formação Barra de Itiúba – exemplo de potencial reservatório profundo.** Boletim de Geociências da Petrobras. v. 4 (4): 489-507.