



LUAN PACHECO TIMM

**CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM DE RESERVATÓRIOS DO
MEMBRO MUCURI, BACIA DO ESPÍRITO SANTO, BRASIL**

Porto Alegre, 2017

LUAN PACHECO TIMM

**CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM DE RESERVATÓRIOS DO
MEMBRO MUCURI, BACIA DO ESPÍRITO SANTO, BRASIL**

Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Apresentado na forma de monografia, junto à disciplina Projeto Temático em Geologia III, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientador: Prof. Dr. Juliano Kuchle

Porto Alegre, 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Rui Vicente Oppermann

Vice-Reitor: Jane Fraga Tutikian

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Diretor: André Sampaio Mexias

Vice-Diretor: Nelson Luiz Sambaqui Gruber

Timm, Luan Pacheco

Caracterização e modelagem de Reservatórios do Membro Mucuri, Bacia do Espírito Santo, Brasil. / Luan Pacheco Timm. - Porto Alegre: IGEO/UFRGS, 2017. [82 f.] il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Monografia). - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia. Instituto de Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 2017.

Orientador(es): Juliano Kuchle

1. Perfil Geofísico. 2. Perfil Raio Gama. 3. Modelagem 3-D. 4. Membro Mucuri. I. Título.

CDU 55(81)

Catálogo na Publicação

Biblioteca Instituto de Geociências - UFRGS

Renata Cristina Grun

CRB 10/1113

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova o Trabalho de Conclusão de Curso **CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM DE RESERVATÓRIOS DO MEMBRO MUCURI, BACIA DO ESPÍRITO SANTO, BRASIL**, elaborado por LUAN PACHECO TIMM, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Comissão Examinadora:

Dr. Cesar L. Schultz

Dr. Paulo Alves de Souza

Dra. Tais Freitas da Silva

Dedicatória

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, que me sustentou e protegeu até aqui. Também aos meus pais, Carlos e Telma, minha irmã Yasmim e minha noiva Vitória. Vocês são as bases da minha vida, eu não chegaria até aqui sem o apoio de vocês.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço à Deus, por ter me dado a oportunidade de estudar em uma universidade de excelência.

Agradeço à minha família, pelo apoio, amor e sustento financeiro durante estes 7 anos de graduação, desde o começo na Física até agora. Além deles, agradeço pelo companheirismo e amor da minha noiva Vitória, que tem me acompanhado em todos estes anos de curso, me ajudando e aconselhando, estando ao meu lado nos momentos alegres e tristes desta caminhada.

Agradeço à bolsa do Projeto Mucuri (UFRGS/Shell), que permitiu que este trabalho fosse viável, proporcionando a melhor estrutura física e os melhores dados para a execução deste projeto.

Agradeço ao meu orientador Dr. Juliano Kuchle, por ter me ensinado as bases teóricas e suas aplicações da estratigrafia durante os últimos quatro anos. Sem dúvidas, eu não estaria me formando geólogo hoje sem teus ensinamentos e conselhos.

Agradeço ao SeisLab, que tem sido uma segunda casa desde 2013, quando fui admitido e desde lá venho trabalhando com muita alegria e empenho. Também agradeço as pessoas que formam essa equipe, principalmente a Patrycia e a Renata, que desde o momento que entrei, se mostraram dispostas a me ajudar a crescer e desenvolver os diversos trabalhos a mim designados. Dedico também ao Fernando, que apesar de ter saído a poucos meses do laboratório, esteve presente na maioria deste período, e foi peça chave para o meu desenvolvimento pessoal e profissional. Dedico também ao Carlinhos, que sempre esteve lá quando precisei e resolveu todas as burocracias ao longo desta jornada.

Agradeço aos meus amigos de curso, o grupo Geobrothers, que tem me acompanhado desde 2012. Sem vocês com certeza esta conquista não seria tão especial. Obrigado pela amizade e companheirismo em tantas atividades, tanto campos quanto churrascos.

Por fim, dedico aos meus amigos do grupo Friends. Vocês têm sido essenciais para a minha vida desde sempre, não me lembro dela antes de vocês, que este grupo e nossa amizade durem para sempre.

“Para fazeres o teu ouvido atento à sabedoria; e inclinares o teu coração ao entendimento; Se clamares por conhecimento, e por inteligência alçares a tua voz; Se como a prata a buscares e como a tesouros escondidos a procurares; Então entenderás o temor do Senhor, e acharás o conhecimento de Deus; Porque o Senhor dá a sabedoria; da sua boca é que vem o conhecimento e o entendimento.”

Provérbios 2: 2-6

Resumo

O intervalo caracterizado neste projeto é conhecido como Membro Mucuri, pertencente à Formação Mariricu do Grupo Nativo, de idade Aptiana. O volume geográfico situa-se na área centro-norte da região terrestre da Bacia do Espírito Santo totalizando uma área total de 280.000 km². O Membro Mucuri é conhecido como um dos principais intervalos petrolíferos da Bacia do Espírito Santo, sendo de extrema importância seu estudo e caracterização com o objetivo de otimizar a exploração e produção dos diversos campos situados na região. Todavia, devido à projetos como este estarem geralmente ligados as empresas do ramo petrolífero, os dados são confidenciais e os artigos publicados com esta temática e enfoque são praticamente inexistentes. Além disso, há carência de metodologias que consigam integrar dados litológicos e dados geofísicos, criando um resultado mais preciso para ser interpretado. Assim com o intuito de compreender este intervalo chave para as reservas de hidrocarbonetos na bacia, o presente trabalho desenvolveu uma metodologia com Raios Gama e petrografia quantitativa para geração de modelos que auxiliam na visualização da distribuição e geometria das diferentes zonas litológicas dentro do Membro Mucuri, principalmente associadas à intervalos reservatório. Sabendo que as rochas respondem a valores definidos no perfil raio gama (PGR), assim foi possível desenvolver produtos que possibilitam o reconhecimento de *trends* deposicionais na escala desejada. A partir dos perfis geofísicos são extraídas informações diretamente ligadas às propriedades das rochas ao longo do poço, principalmente ligada à mineralogia e seu conteúdo de elementos radioativos, somados aos dados de petrografia quantitativa permitem a delimitação de intervalos de interesse, chamados de pontos de corte litológicos e então é possível a geração de perfis litológicos sintéticos. Esses resultados são redimensionados e então interpolados através do modelamento 3-D, que gera um cubo onde foi possível a visualização e delimitação dos diferentes padrões de distribuição das litologias. Os dados modelados foram calibrados com descrição de testemunhos de sondagem. Assim foram encontrados quatro tipos litológicos composicionais distintos, dentre eles evaporitos, arenitos de baixo gama, arenitos de baixo gama e folhelhos. Sendo os arenitos de baixo gama os mais representativos, seguidos dos arenitos de alta e por fim, com menos de 10% do total, evaporitos e folhelhos. Além disso, foi realizada a caracterização de reservatório básica para estas rochas, tendo como resultado o modelo *Layer Cake* devida à predominância de fácies areníticas sobre fácies evaporíticas e lamosas, consideradas neste trabalho não-reservatório. Por fim foram interpretados os ciclos deposicionais do intervalo, sendo nove unidades estratigráficas distintas com cinco regressivas e quatro transgressivas. Portanto, o método empregado mostrou-se eficaz para a determinação de *trends* deposicionais, sendo uma ferramenta útil para a caracterização litológica de reservatórios.

Palavras-Chave: Perfil Geofísico; Perfil Raio Gama; Modelagem 3-D; Membro Mucuri.

Abstract

The interval characterized in this Project is known as Mucuri Member of Mariricu Formation which is aged Aptian. The geographical volume is located in the north part of onshore at Espirito Santo Basin, totaling an area of 280.000 km². The Mucuri Member is one of the main oil intervals known in Espirito Santo Basin, it is extremely important to understand and characterize it, in order to optimize exploration and production in different oil fields located in this region. However, due to the confidentiality of oil and gas projects, these types of data are inaccessible and there are few articles published on this subject. Besides, there is a lack of methodologies that can integrate lithological and geophysical data, creating an accurate cluster of data to be interpreted. These data were used here to understand this key interval of oil and gas reserves in this basin, so this project developed a methodology which uses Gamma Rays and Quantitative Petrography to generate models that allow to describe the spatial distribution and geometries of the different lithological zones of Mucuri Member, especially the intervals associated to the reservoir rocks. Using the premise that rocks respond to Gamma Ray log with specific values, it was possible to develop products that allow the recognition of depositional trends in different scales. These well-logs were used to extract lithological information from the boreholes, in special mineralogical and chemical content, by integrating these data with quantitative petrography was possible to separate the different lithologies and their cutoffs to create a synthetic lithological log. Those results were upscaled and interpolated through 3-D modeling, generating a cube where was possible to visualize and interpret different patterns of distribution of the lithologies. The data modeled was calibrated with core description. Thus, there were four lithologies identified. The lithologies are evaporites, low-gamma sandstone, high-gamma sandstone and shale. In matter of volume, low-gamma sandstone is predominant, followed by high-gamma sandstones and evaporites/shale, these last two comprises less than 10%. Moreover, it was characterized the reservoir with these data, indicating Layer Cake as the model for this area, due to the predominance of sandstone facies over non-reservoir, which are evaporite and shale. This way, it was interpreted depositional cycles and there were found nine stratigraphy units, between them there are five regressive and four transgressive. Therefore, the method applied is effective to determine depositional trends being a useful tool to lithological characterization in reservoirs.

Keywords: Geophysical data; Gamma-Ray log; 3-D Modeling; Mucuri Member.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1- Mapa de localização da área de estudo, mostrando no primeiro mapa o Brasil e suas bacias costeiras, no segundo um foco na área terrestre da Bacia do Espírito Santo e então o mapa da área de estudo com os poços utilizados no projeto.2
- Figura 2- Mapa da área de estudo com campos de produção e blocos ofertados na rodada 14 da ANP, com ênfase na área de estudo deste projeto em vermelho.5
- Figura 3- Mapa da Bacia do Espírito Santo, apresentando as divisões estruturais internas e com bacias adjacentes.6
- Figura 4- Carta cronoestratigráfica do intervalo de estudo na Bacia do Espírito Santo, mostrando em vermelho a seção representativa do Mb. Mucuri.9
- Figura 5- Exemplo de modelo Litológico 3-D, apresentando três litologias distintas obtidas a partir de dados sísmicos e perfis geofísicos. 13
- Figura 6- Tipos de reservatórios e suas características internas e externas..... 15
- Figura 7- Fluxograma abordando a ordem metodológica aplicada no presente projeto. 16
- Figura 8- a) Distribuição dos poços utilizados no projeto em diagrama 3-D. b) Mapa de distribuição dos poços..... 18
- Figura 9- Grade e mapa de correlação entre os poços 4CP-0005ES, 1CCN-0001ES e 1SM-0001ES. Apresentando a interpretação da base e topo do Membro Mucuri e do topo do Membro Itaúnas..... 19
- Figura 10- Imagem apresenta do lado direito à descrição de um dos testemunhos que compõe este projeto. Já na imagem à esquerda é possível ver o resultado da digitalização do mesmo testemunho, utilizando Adobe Illustrator.21
- Figura 11- Perfil apresentando as três ferramentas de poço utilizadas neste trabalho, além do perfil litológico original obtido durante a perfuração do mesmo. Além disso, apresenta a interpretação de topo e base do Membro Mucuri.23
- Figura 12-Gráficos não-interpretados apresentando no eixo x o valor de Raio Gama e no eixo y a porcentagem mineral obtida em descrição petrográfica. O primeiro gráfico leva em conta os minerais radioativos totais, o segundo apenas a biotita e o terceiro apenas o K-feldspato.....26
- Figura 13- Calculadora do Petrel, apresentando o algoritmo completo utilizado para a construção dos perfis sintéticos.27
- Figura 14- Mapa esquemático criado em AutoCad, apresentando as triangulações de correlação entre poços possíveis em amarelo, a distância entre os poços e as

intersecções. Este mapa foi criado para a obtenção das distâncias de interação entre poços para definição	30
Figura 15- Mapa de base do Membro Mucuri simplificado apresentando a distribuição dos poços utilizados neste trabalho.	33
Figura 16- a) Janela do Petrel, apresentando a criação de um grid 100x100. b) Ferramenta de upscaling do Petrel. c) Superfícies do Membro Mucuri em grid 100x100.	34
Figura 17- Ferramenta de <i>Data Analysis</i> do Petrel®, mostrando as quatro litologias modeladas e o processo de ajuste da litologia roxa denominada Evaporitos.	36
Figura 18- Gráficos interpretados apresentando no eixo x o valor de Raio Gama e no eixo y a porcentagem mineral obtida em descrição petrográfica. O primeiro gráfico leva em conta os minerais radioativos totais, o segundo apenas a biotita e o terceiro apenas o K-feldspato. Os pontos de corte são delimitados pelos vales da curva vermelha que representa a distribuição dos pontos das lâminas plotadas.	39
Figura 19- Perfil do poço 1RPO-0001ES, apresentando os dados litológicos, raio gama e litológico sintético. Além disso é possível distinguir as unidades do Membro Mucuri e Itaúnas. Foram interpretados da esquerda para a direita o perfil litológico composto de calha, o perfil raio gama e o perfil litológico sintético gerados a partir dos dados anteriormente citados.	42
Figura 20- Histograma apresentando as quatro litologias modeladas e seus volumes relativos ao longo do processo de modelamento. A cor azul representa o volume de rocha do modelo final, o verde as rochas após o método de <i>upscaling</i> e por fim o vermelho representa o volume relacionado ao perfil litológico original do poço, obtido através de amostras de calha e lama de perfuração.....	43
Figura 21- Mapa de base do Membro Mucuri, apresentando as profundidades de cada isolinha. É possível ver o aumento de profundidade em direção à leste, sendo esta a direção do depocentro da bacia.	44
Figura 22- Mapa de topo do Membro Mucuri, apresentando as profundidades de cada isolinha. É possível ver o aumento de profundidade em direção à leste, sendo esta a direção do depocentro da bacia.	45
Figura 23- Imagem comparando as superfícies de topo e base do Mb. Mucuri e apresentando uma convergência das isolinhas em ambas as superfícies, representando uma possível falha no local.	46
Figura 24- Vista lateral 3-D das superfícies geradas no projeto e os poços utilizados dentro da área de estudo.	46
Figura 25- Modelo litológico 3-D completo, apresentando todas as quatro litologias modeladas neste projeto.	48
Figura 26- Seção não-interpretada <i>dip</i> do extremo sul do modelo litológico.	52

- Figura 27- Seção interpretada *dip* do extremo sul do modelo litológico, onde é possível ver as sete unidades deposicionais interpretadas, sendo quatro em amarela representando da base para o topo UR1, UR2, UR3 e UR4. As três unidades verdes são UT1, UT2 e UT3.53
- Figura 28- Seção não-interpretada *Strike 01* da região oeste do modelo litológico. .54
- Figura 29- Seção interpretada *Strike 01* da região oeste do modelo litológico, onde é possível ver as nove unidades deposicionais interpretadas, sendo cinco em amarelo representando da base para o topo UR1, UR2, UR3, UR4 e UR5. As quatro unidades verdes são UT1, UT2, UT3 e UT4.55
- Figura 30- Seção não-interpretada *Strike 02* da região central do modelo litológico.56
- Figura 31- Seção interpretada *Strike 02* da região central do modelo litológico, onde é possível ver as sete unidades deposicionais interpretadas, sendo quatro em amarelo representando da base para o topo UR2, UR3, UR4 e UR5. As três unidades verdes são UT2, UT3 e UT4.57
- Figura 32- Diagrama em grade do modelo litológico, apresentando conjuntos de seções *dip* e *strike* que mostram a distribuição espacial das quatro litologias modeladas no projeto.59
- Figura 33- Diagrama em grade do modelo litológico, apresentando conjuntos de seções *dip* e *strike* que mostram a distribuição espacial das duas litologias reservatório (arenitos de alto e baixo gama) modeladas no projeto. Em detalhe uma imagem de *zoom* enfatizando a ausência de rochas não-reservatório.60
- Figura 34- Diagramas em grade do modelo litológico em duas vistas, apresentando conjuntos de seções *dip* e *strike* que mostram a distribuição espacial das duas litologias não-reservatório (evaporitos e lamitos) modeladas no projeto.61

LISTA DE QUADROS

- Quadro 1- Exemplo de planilha de dados filtrados a partir dos resultados numéricos da petrografia quantitativa. É possível identificar da esquerda para a direita o nome da lâmina, profundidade, porcentagem mineral, valor de raio gama e classificação litológica petrográfica.25
- Quadro 2- Conjunto de quadros mostrando os quatro poços testemunhados e cada lâmina petrográfica usada neste projeto, com valores de profundidade e RG.28
- Quadro 3- Apresenta os valores dos dados obtidos para a construção do grid básico para o modelo litológico.30
- Quadro 4- Quadro com os quatro tipos litológicos modelados e os valores de anisotropia utilizados no projeto em três direções (N-S, W-E e vertical).35
- Quadro 5- Valores dos intervalos dos pontos de corte entre cada uma das quatro litologias modeladas.38
- Quadro 6- Relação dos tipos litológicos inseridos no modelo e suas respectivas cores que estão representadas nas figuras do modelo 3-D.47

LISTA DE SIGLAS

µs/ft – Microssegundos por pés

AAG- Arenito de Alto Gama

ABG- Arenito de Baixo Gama

ANP- Agência Nacional do Petróleo

CAL- Cáliper

DT- Perfil Sônico

K- Potássio

m- Metros

Mb- Membro

PRG- Perfil Raio Gama

Th- Tório

U- Urânio

UR- Unidade Regressiva

UT- Unidade Transgressiva

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Localização	1
1.2. Caracterização do problema e hipótese.....	2
1.3. Justificativa.....	4
1.4. Objetivos	5
2. ESTADO DA ARTE.....	6
2.1. Bacia do Espírito Santo.....	6
2.2. Perfis Geofísicos	10
2.2.1. Raio Gama (GR).....	10
2.2.2. Perfil Cáliper	11
2.2.3. Perfil Sônico (DT)	12
2.3. Modelagem	12
2.4. Caracterização de reservatórios	13
3. METODOLOGIA.....	16
3.1. Escolha da área de estudo e poços	17
3.2. Definição de linhas e grades de interpretação	19
3.3. Descrição de testemunhos.....	20
3.4. Interpretação Raio Gama, Cáliper e Sônico.....	20
3.5. Determinação dos pontos de corte litológicos.....	23
3.6. Malha horizontal e vertical.....	29
3.6.1. Malha horizontal	29
3.6.2. Malha Vertical.....	31
3.7. Construção de perfis litológicos sintéticos e discretos utilizando métodos numéricos	31
3.8. Intepretação das superfícies limítrofes e construção dos mapas destas superfícies	32
3.9. Modelagem 3-D e Interpretação dos modelos	32

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	37
4.1. Introdução aos resultados e suas discussões.....	37
4.2. Pontos de corte litológicos	37
4.3. Comparação entre Perfis Litológicos Compostos e Sintéticos	40
4.4. Superfícies de base e topo do Membro Mucuri.....	43
4.5. Modelo 3-D.....	47
4.6. Evolução Geológica do Membro Mucuri.....	49
4.7. Caracterização do reservatório	58
5. CONCLUSÕES.....	63
6. REFERÊNCIAS	66

1. INTRODUÇÃO

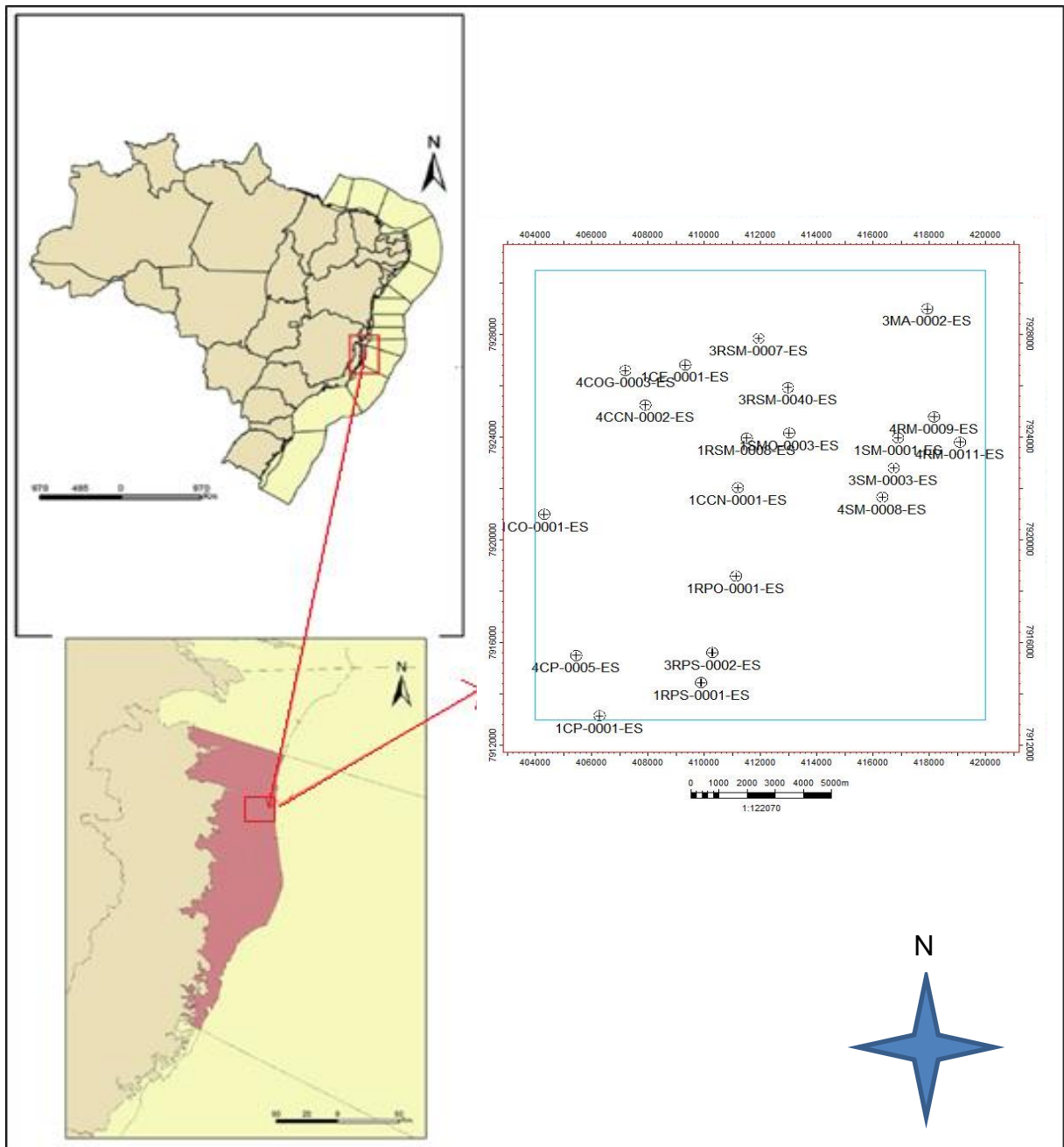
A Bacia do Espírito Santo é explorada para hidrocarbonetos desde 1958, iniciando-se com levantamentos sísmicos além das primeiras perfurações datadas no ano seguinte (BIASSUSI; MACIEL E CARVALHO, 1990). Ao longo dos últimos 50 anos, as atividades na bacia têm se intensificado, com a identificação de diversos campos e separação em tipos distintos de *plays*.

O intervalo a ser caracterizado neste projeto é conhecido como Membro Mucuri, pertencente à Formação Mariricu do Grupo Nativo, de idade Aptiana. Segundo Biassusi, Maciel e Carvalho (1990), esse membro é composto por arenitos e conglomerados aluviais e fluviais, intercalados com folhelhos, anidritas e calcários. Essa variação litológica é importante na caracterização e controle de zonas reservatório e não-reservatório.

1.1. Localização

A área de estudo (Figura 1) situa-se na área centro-norte da região terrestre da Bacia do Espírito Santo, margem leste brasileira. O polígono objeto deste trabalho possui como vértices: 404000/7930500 mN, 420000/7930500 mN, 420000/7913000 mN e 404000/7913000 mN, na zona 24S em UTM. Tem comprimento N-S de 17,5 Km e W-E de 16 km, totalizando uma área total de 280.000 km².

Figura 1- Mapa de localização da área de estudo, mostrando no primeiro mapa o Brasil e suas bacias costeiras, no segundo um foco na área terrestre da Bacia do Espírito Santo e então o mapa da área de estudo com os poços utilizados no projeto.



Fonte: modificado de Tramontina, 2016.

1.2. Caracterização do problema e hipótese

A realização de poços exploratórios por empresas de petróleo segue sempre uma metodologia baseada em nível tecnológico disponível e custo associado. Assim, a obtenção de informações sobre rocha por vezes acaba sendo indireta

(perfis geofísicos) ou limitada (amostras de calha e níveis testemunhados). Por isso, a limitação na determinação de litologias e grupos litológicos é sempre uma situação usual e deve sempre ser relevada na execução de um projeto de pesquisa, seja ele acadêmico ou empresarial. Esta limitação se intensifica quando as unidades perfuradas são compostas por rochas não usuais. Este é o caso do Membro Mucuri, composto por arenitos imaturos com composição arcósea e com alto teor de mica (biotita), e pouco material fino (argilas) e matéria orgânica. Desta maneira, curvas de raios gama podem apresentar variações complexas, e amostras de calha (obtidas a cada 4 metros) não apresentarão a variação no nível de camada necessário.

Por isso, o principal problema abordado neste projeto é a descrição de uma metodologia de estudo que permite a identificação de tendências litológicas preferenciais (*dip e strike*) do polígono de estudo (Figura 1) a partir de ferramentas de poço ou se a distribuição de areia e lama é aleatória ao longo do intervalo de estudo. Essas tendências são preferencialmente composicionais, devido à natureza dos dados aqui usados serem resultados de Perfis Raio Gama.

Como esses depósitos são caracterizados como aluviais, fluviais e costeiros, eles possuem uma distribuição controlada pelos processos formadores dos mesmos, bem como tendências cíclicas e preditivas. Assim foi possível identificar zonas de maior interesse exploratório com predominância de rochas reservatórios em relação às não-reservatório.

Há diversas ferramentas geofísica de poço utilizadas no mercado e na academia, entre elas estão Raio Gama, Sônico e Cáliper que foram utilizadas neste trabalho. Esses métodos se diferenciam pelo tipo de sinal que captam. Além disso, as diferentes composições e feições texturais respondem de maneira distinta em uma mesma curva. Estas respostas petrofísicas em relação às variações nas curvas dos perfis com a profundidade possibilitaram a separação litológica e petrofísica das fácies em múltiplos perfis, que devem ser analisados em conjunto para uma caracterização mais precisa. Assim, obteve-se a delimitação espacial, ou seja, onde e como as diferentes unidades (reservatórios e não-reservatórios) estão distribuídas ao longo do intervalo de estudo através de modelos tridimensionais.

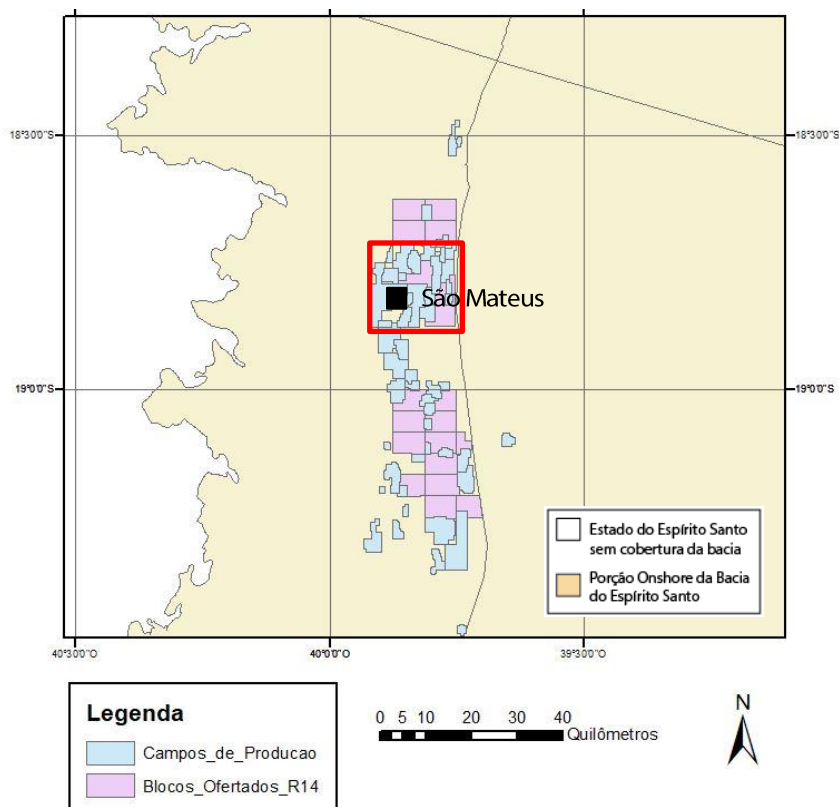
1.3. Justificativa

Apesar do comprovado potencial petrolífero da Bacia do Espírito Santo e a ampla produção em diversos campos, há uma carência em trabalhos publicados voltados à compreensão do reservatório e de suas heterogeneidades nesta bacia utilizando perfilagem geofísica, além da divulgação de metodologias que possibilitem a construção de modelos litológicos do andar Aptiano na região. Esses modelos auxiliam no melhor aproveitamento e estimativa das reservas e possibilitam redução de custos durante a fase de produção de um campo, tornando a locação de novos poços para perfuração mais precisa.

Adicionalmente, o Membro Mucuri é crono-correlato aos carbonatos portadores de petróleo do Pré-Sal, amplamente ocorrentes nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Assim, a caracterização e modelagem faciológica do Membro Mucuri pode diretamente ser estendida e correlacionada, na forma de eventos proximais, para a área do Pré-Sal (distal), permitindo assim uma compreensão regional dos controles deposicionais da ampla bacia sedimentar.

Aliado a estes fatores, a área de estudo está inserida em um ponto estratégico na produção de hidrocarbonetos (Figura 2), sendo composta por diversos campos em produção e blocos ofertados na rodada 14 da ANP (Agência Nacional do Petróleo), ofertados no presente ano. Os campos são quase que em sua totalidade (mais de 80%) operados pela Petrobras, sendo poucos campos operados pelas empresas: Central Resources do Brasil Produção de Petróleo Ltda (1 campo) e Vipetro Petróleo S.A. (2 campos). Além disso, também está inserido um bloco de exploração operado pela empresa Cowan Petróleo e Gás S.A.

Figura 2- Mapa da área de estudo com campos de produção e blocos ofertados na rodada 14 da ANP, com ênfase na área de estudo deste projeto em vermelho.



Fonte: Dados BDEP, mapa do autor.

1.4. Objetivos

O estudo teve como principal objetivo o desenvolvimento e a utilização de uma metodologia para caracterização de um volume geográfico do Membro Mucuri, analisando-o através de suas propriedades petrofísicas e litológicas registrados em poços e dados de rocha como lâminas quantificadas e testemunhos, verificando-se o possível controle deposicional sobre as zonas reservatório e não-reservatório com a construção de modelos tridimensionais.

Através do método de análise e interpretação de perfis geofísicos foi possível registrar como as diferentes litologias respondem às diferentes ferramentas de poços.

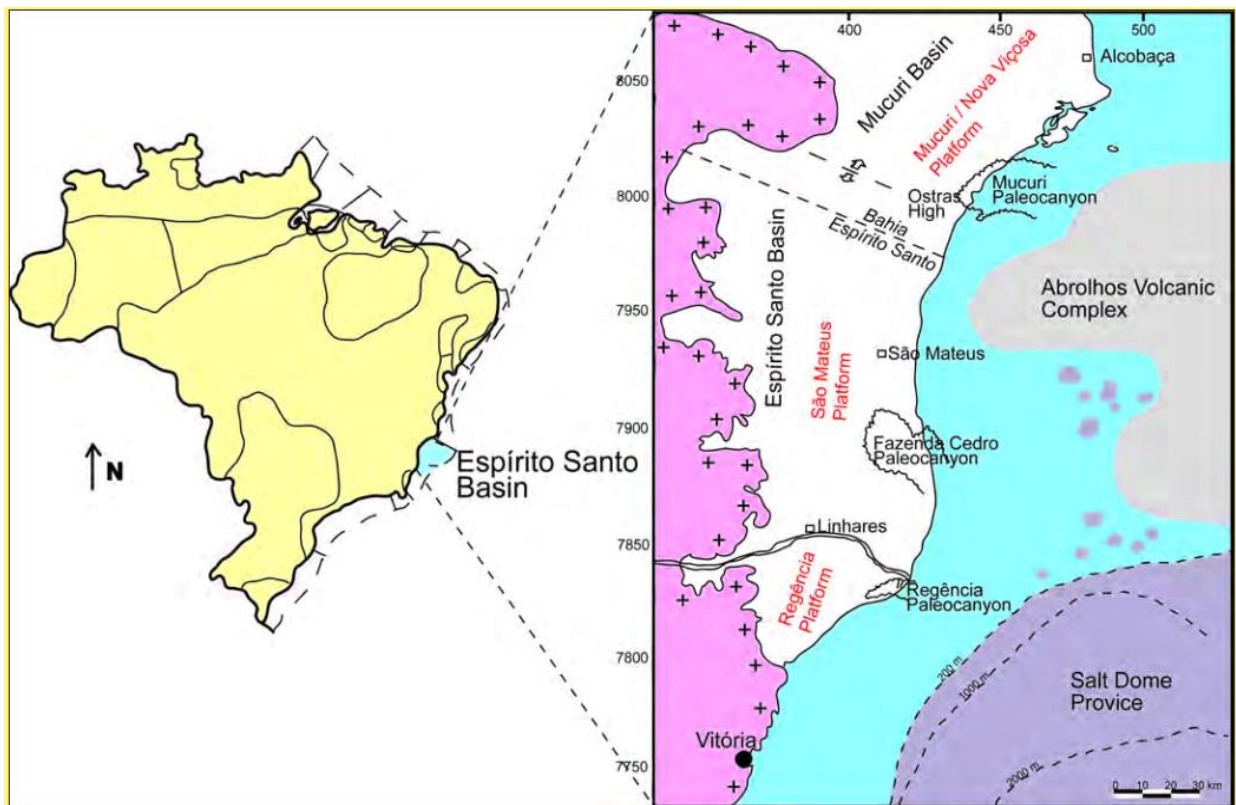
Além disso, foi possível descrever e caracterizar o tipo de reservatório desta zona do Membro Mucuri, sendo essa uma importante informação para a melhor utilização econômica deste intervalo.

2. ESTADO DA ARTE

2.1. Bacia do Espírito Santo

A Bacia do Espírito Santo está situada na região sudeste do Brasil, possuindo áreas tanto emersas como submersas, sendo aproximadamente 3.000 km² *onshore* e aproximadamente 38.000 km² *offshore* (FRANÇA *et al.*, 2007). Ela é limitada ao norte pela Bacia do Mucuri e ao sul pelo Alto de Vitória, que marca o início da Bacia de Campos (Figura 3).

Figura 3- Mapa da Bacia do Espírito Santo, apresentando as divisões estruturais internas e com bacias adjacentes.



Fonte: De Ros *et al.*, 2010

Esta bacia tem como embasamento rochas migmatíticas, granulíticas, gnaisses e granitoides da Faixa Araçuaí, a leste do Cráton do São Francisco, de Idades Arqueanas.

A primeira fase deposicional da bacia ocorreu no Cretáceo Inferior (Figura 4), entre o Valangiano até o Aptiano Inferior, sendo interpretada como uma fase rife

(FRANÇA *et al.*, 2007). Esse intervalo é representado pela Formação Cricaré, introduzido por Rangel, Biassusi e Lima (1990), pertencente ao Grupo Nativo, reconhecido primeiramente por Asmus, Gomes e Pereira (1971) e que tem como base uma discordância entre as rochas do embasamento anteriormente descritas. Os autores afirmam que a deposição era predominantemente lacustre, com contribuição fluvial e aluvial próximo as falhas de borda que controlavam os sistemas à medida que aumentavam seu rejeito ao longo do tempo.

Essa unidade é formada por arenitos médio e conglomeráticos polimíticos de seixos e matriz feldspática nas partes proximais gradando para fácies mais finas distalmente. Uma importante característica deste intervalo é a intercalação com derrames basálticos e rochas vulcanoclásticas da Formação Cabiúnas, que são detectáveis em porções testemunhadas. No mesmo trabalho citado acima, são dadas idades K/Ar para estes derrames entre 118 a 136 Ma.

O início da fase pós-rifte corresponde à base da Formação Mariricu, especificamente o Membro Mucuri, alvo principal de estudo neste projeto. Essa formação foi nomeada pelo trabalho de Asmus, Gomes e Pereira (1971). A sua deposição inicia-se entre o Eo e Mesoaptiano, tendo como base a Discordância Alagoas e como topo a discordância base da seção evaporítica, marcando o início do Membro Itaúnas (FRANÇA *et al.*, 2007).

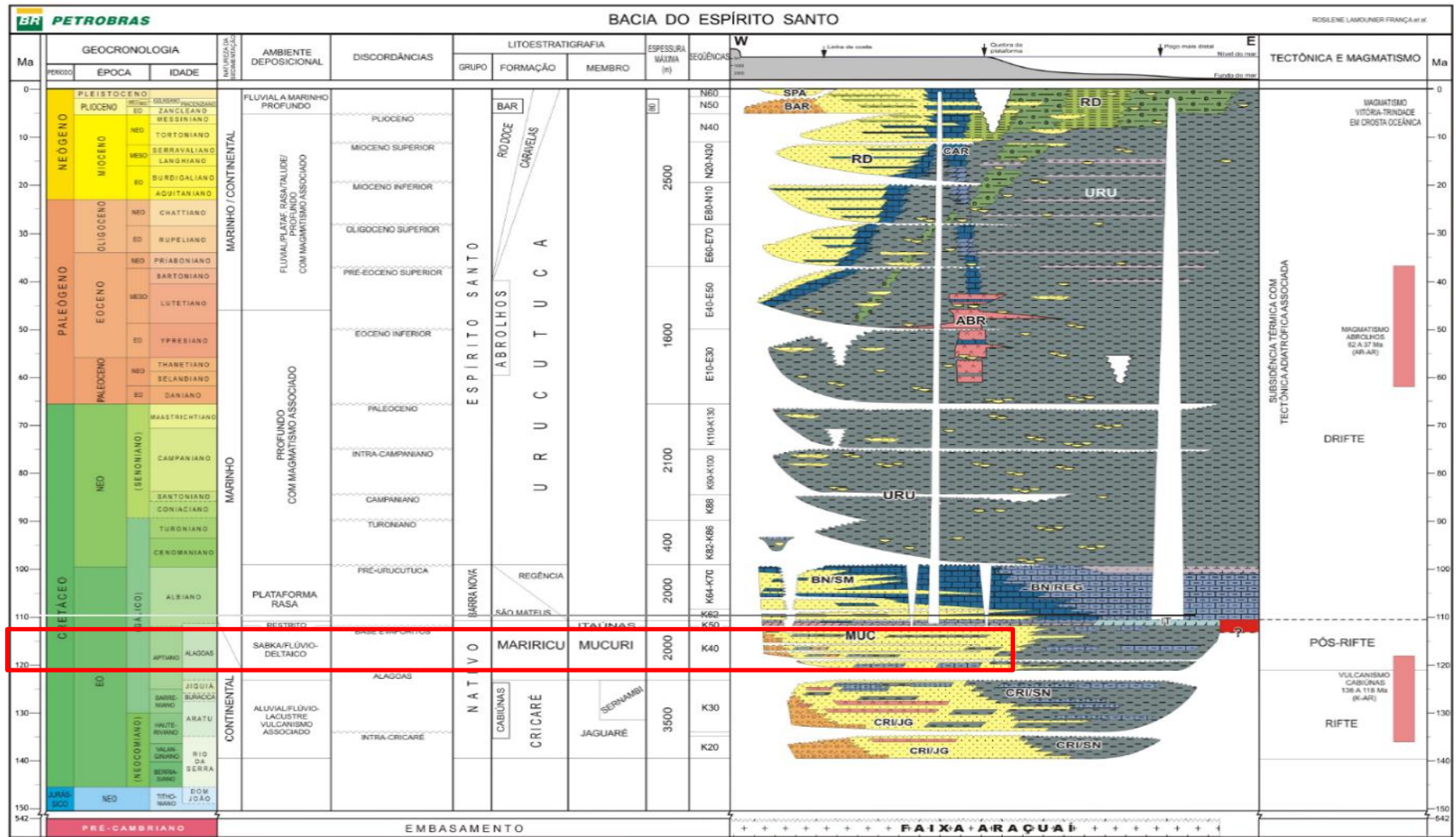
Segundo Vieira (1998) é possível identificar três sequências dentro do Membro Mucuri em ordem temporal. A primeira é caracterizada pelo intenso controle tectônico ainda presente, remanescente da fase rifte. Tem como ambientes deposicionais predominantes leques aluviais e fluviais entrelaçados. Litologicamente representado por ortoconglomerados polimíticos de base, passando à arenitos arcoseanos grossos, arenitos finos, siltitos e por vezes níveis de anidrita e carbonatos brechados. A segunda marcada por uma fase transgressiva onde há afogamento contínuo dos sistemas aluviais e fluviais. Tem como rochas representativas arenitos na base gradando de finos a muito finos, com siltitos relacionados. Finalmente a terceira sequência é composta por depósitos lagunares evoluindo para ambientes evaporíticos (*sabka*). Essa sequência é formada por arenitos finos a grossos, tendo como limite de topo a discordância com o Membro Itaúnas, a seção evaporítica da Formação Mariricu. Esses depósitos evaporíticos representam uma mudança nas condições deposicionais da bacia, que se tornou

mais restrita, aumentando a taxa de evaporação e conseqüentemente facilitando a deposição de halitas na área central e anidrita/carbonatos nas bordas. Isso devido a taxa de erosão maior próximos aos limites externos da bacia (FRANÇA *et al.*, 2007). Esses intervalos evaporíticos são muito importantes no estudo das porções de reservatório desta bacia devido a eles serem selos e por vezes armadilhas para hidrocarbonetos (estruturas positivas de sal).

No início do Albiano, os sistemas deposicionais mudam para essencialmente plataformas rasas, onde foram depositadas as Formações São Mateus e Regência, ambas pertencentes ao Grupo Barra Nova, que tem como superfície limítrofe de topo a Discordância Pré-Urucutuca (VIEIRA *et al.*, 1994).

Por fim no início do Neo-Cretáceo, mais especificamente no Eo-Cenomaniano inicia-se a deposição do Grupo Espírito Santo, que abrange um amplo intervalo temporal, com depósitos finais datados no Pleistoceno. A fase inicial deste grupo é marcada pela acumulação de unidades marinho profundo com magmatismo associados, gradando para seções continental-marinho raso e profundo durante o Meso-Eoceno, já no período Paleógeno. A formação mais expressiva deste grupo é a Urucutuca, que tem sua deposição contínua entre o Neo-Cretáceo e o Neógeno, e foi definida na Bacia de Almada, que é adjacente à do Espírito Santo por Carvalho (1965).

Figura 4- Carta cronoestratigráfica do intervalo de estudo na Bacia do Espírito Santo, mostrando em vermelho a seção representativa do Mb. Mucuri.



Fonte: modificado de França et al., 2007

2.2. Perfis Geofísicos

Na história das explorações minerais, o uso do conhecimento geológico sempre foi de difícil acesso à dados em subsuperfície. Principalmente desde a Revolução Industrial, onde houvera a necessidade do rastreamento de novos depósitos de carvão, e atualmente em áreas como a mineração de metais, mas principalmente na localização de reservatórios de hidrocarbonetos. Entre estes dados requeridos estão tipos litológicos, porosidade, permeabilidade, densidade, estruturação e empilhamento estratigráfico dos pacotes.

A primeira solução encontrada foi a perfuração de poços, porém a obtenção de testemunhos de longos intervalos é considerada impraticável, isso devido ao alto custo que estas operações possuem. Isso começou a ser resolvido com o advento das ferramentas geofísicas de poço, sendo o primeiro perfil elétrico obtido no ano de 1927, no nordeste da França (SCHLUMBERGER, 1989). O uso destes métodos aumentou após o entendimento da radioatividade e seu comportamento com diferentes materiais, como no caso da geologia de exploração, com as rochas formadoras dos sistemas petrolíferos.

A seguir serão contextualizadas as ferramentas de poço que serão utilizadas no presente trabalho, não englobando todos os métodos geofísicos de poço conhecidos até o momento.

2.2.1. Raio Gama (GR)

A ferramenta conhecida como Raio Gama (GR - *gamma-ray log*) é umas das mais difundidas técnicas de perfilagem. Há diversas variações e abordagens que ele pode ser utilizado, porém o presente trabalho enfoca o uso de raio gama natural das formações para identificação de litologias em subsuperfície.

Os folhelhos em geral são ricos em argilominerais, que por sua vez possuem concentrações altas de potássio, tório e urânio preso às suas estruturas minerais. Assim, o aparelho que desce com o cabo do poço mede a concentração de elementos radioativos relativo a profundidades específicas.

Um ponto importante neste método está na aquisição do dado, pois a distância entre o sensor e a rocha a ser medida é importante, quanto mais perto,

maior a intensidade dos raios gamas incidentes sobre o aparelho. Por isso, a importância do perfil Cáliper, descrito na próxima seção, que permite uma confiabilidade sobre os dados obtidos, excluindo este problema de variação da distância.

Segundo Kearey, Brooks e Hill (2002) este método tem a capacidade de identificar horizontes de folhelhos e fornecer uma estimativa da quantidade de argila nas rochas sedimentares. O perfil de maneira geral se comporta da seguinte maneira: baixos valores para arenitos, carbonatos, carvão e evaporitos baixo potássio. Já para folhelhos e evaporitos alto potássio esses valores são altos. É necessário, porém o cuidado com arenitos arcoseanos devido ao alto potássio presente nos feldspatos potássicos deste litotipo, por essa razão são feitas análises com outras ferramentas geofísicas ao mesmo tempo, assim o conjunto delas apresenta uma resposta final mais precisa.

O PGR utilizado no presente estudo é medido em API, e sua amplitude varia entre 0 e 250 nestes poços.

2.2.2. Perfil Cáliper

Essa ferramenta tem como objetivo o controle do diâmetro do poço, conseqüentemente auxilia no controle de qualidade das outras medidas obtidas durante levantamento de poço. Para isso juntamente com os sensores específicos de outros perfis, é introduzido uma espécie de garra articulada, que se move junto às paredes do poço, medindo seu diâmetro em intervalos definidos pelo operador.

Quando há desabamentos ou zonas de alto fraturamento, o Cáliper mostra variações significativas no perfil, simbolizando uma diminuição ou o aumento do diâmetro do poço dependendo do caso. Em geral, zonas com grandes variações nesse perfil são desconsideradas durante a interpretação e definição de zonas de interesse no intervalo de estudo.

O Cáliper utilizado no presente estudo é medido em mm, e sua amplitude varia entre 0 até 22.

2.2.3. Perfil Sônico (DT)

O perfil Sônico (*sonic log*) determina a velocidade que as ondas sísmicas possuem ao atravessar diferentes unidades litológicas. Segundo Kearey, Brooks e Hill (2002), a sonda geralmente possui dois sensores distanciados em 30 cm, e uma fonte acústica a aproximadamente 1 m do receptor mais próximo, que emite pulsos ultrassônicos de 20-40 kHz, que permitem a discriminação de camadas alguns decímetros de espessura além da parede do poço. Esses pulsos são refratados na rocha e parte da energia retorna como onda frontal a sonda, assim é possível medir o tempo de percurso total das ondas sônicas.

Esse método é usado também para o cálculo de porosidade das formações. Para isso é preciso saber outros parâmetros como a velocidade das ondas sísmica no fluido e na matriz da rocha.

O DT utilizado no presente estudo é medido em $\mu\text{s}/\text{ft}$, e sua amplitude varia entre 0 até 160.

2.3. Modelagem

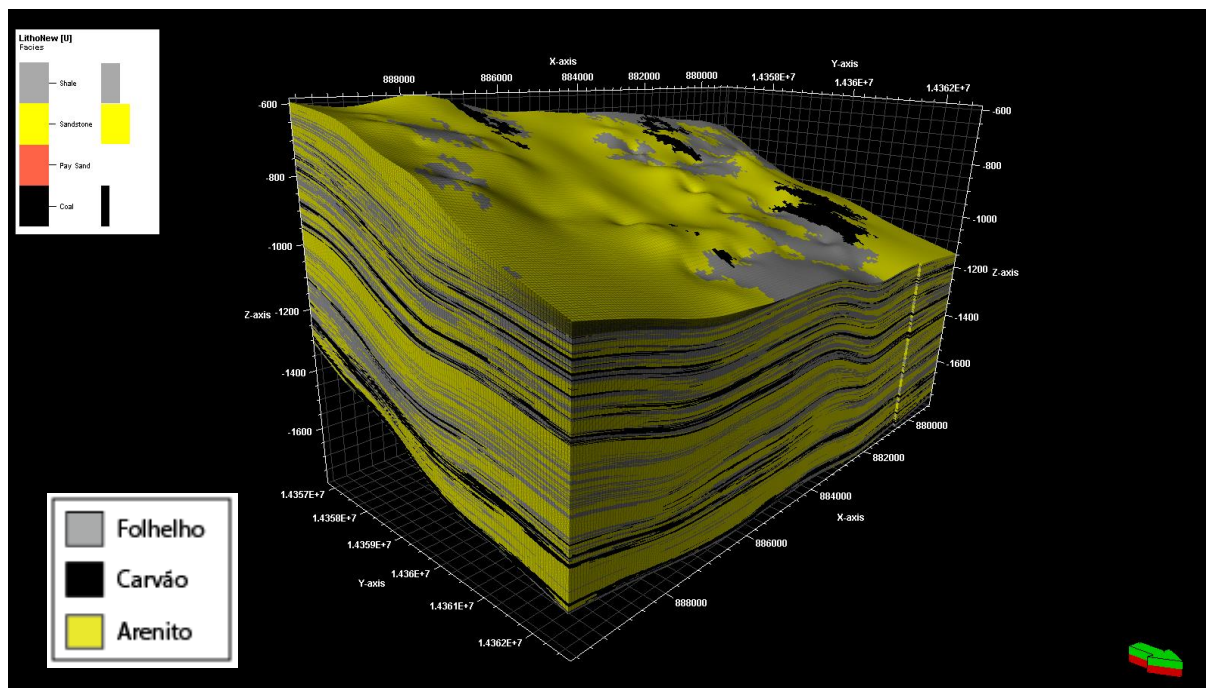
Diversos trabalhos recentes ao redor do mundo mostram a possibilidade do uso integrado de perfis geofísicos (ISYAKU *et al.*, 2015; ALBERTÃO, MULDER e ESCHARD, 2011; MOHAMED, GHAZALA e MOHAMED, 2016) para diversos fins, entre eles a modelagem litológica. Esse método é amplamente usado na indústria do petróleo, porém os dados em geral são secretos, não possibilitando o compartilhamento de conhecimento com a comunidade científica. Apesar disso, ainda existem trabalhos científicos que usam esses tipos de dados para obtenção de diferentes resultados. Outros possíveis produtos são o entendimento da evolução sedimentar e tectônica de intervalos específicos na bacia, modelamento de reservatórios de petróleo, identificação de estruturas regionais e até cubagem de corpos de minério.

A integração de dados interpretados de poços permite a modelagem 3-D (Figura 5) em subsuperfície utilizando programas como o *Petrel*, onde é possível carregar e interpretar estes tipos de arquivos. Assim, com resultado desse modelamento é possível fazer uma melhor interpretação da disposição dos corpos litológicos em três dimensões dentro do intervalo de estudo e como eles variam em

profundidade. Estes produtos auxiliam áreas como a geologia de exploração, produção e a academia.

Neste trabalho, foram utilizados essencialmente dados de perfil raio gama e petrografia quantitativa para a obtenção da *database* da modelagem.

Figura 5- Exemplo de modelo Litológico 3-D, apresentando três litologias distintas obtidas a partir de dados sísmicos e perfis geofísicos.



Fonte: imagem cedida por Travis Moreland, OK, USA.

2.4. Caracterização de reservatórios

A caracterização de reservatórios é uma importante ferramenta na indústria petrolífera, pois este dado determina os locais onde serão perfurados poços, como será executada a produção do poço, além de determinar fatores que impossibilitam áreas de serem férteis devido ao seu contexto litológico desfavorável.

Isso tudo é possível através da interpretação de dados geofísicos, como por exemplo, sísmica e perfilagem, este último, principal alvo deste projeto.

O primeiro fator a ser definido na caracterização de reservatórios são os tipos de heterogeneidade intrínsecos à formação. Galloway e Hobday (1996) definem os seguintes fatores que geram esta heterogeneidade: descontinuidades associadas ao limite entre fácies, unidades de permeabilidade variáveis, variação lateral e vertical

de permeabilidade e porosidade, camadas impermeáveis servindo de barreira de permeabilidade e permeabilidade anisotrópica.

O segundo fator determinado neste trabalho de Galloway e Hobday (1996) são as escalas de heterogeneidade, sendo elas: gigascópica (escala de sistemas deposicionais e tratos de sistemas), megascópica (relação entre unidades de permeáveis e impermeáveis), macroscópica (escala de fácies deposicionais), mesoscópica (escala de camadas, estratificação e variação de laminação) e microscópica (escala de grãos e poros).

Assim, os mesmos autores definiram três tipos (Figura 6) de padrões possíveis a reservatórios de origem sedimentar, tanto para petróleo, quanto para água subterrânea.

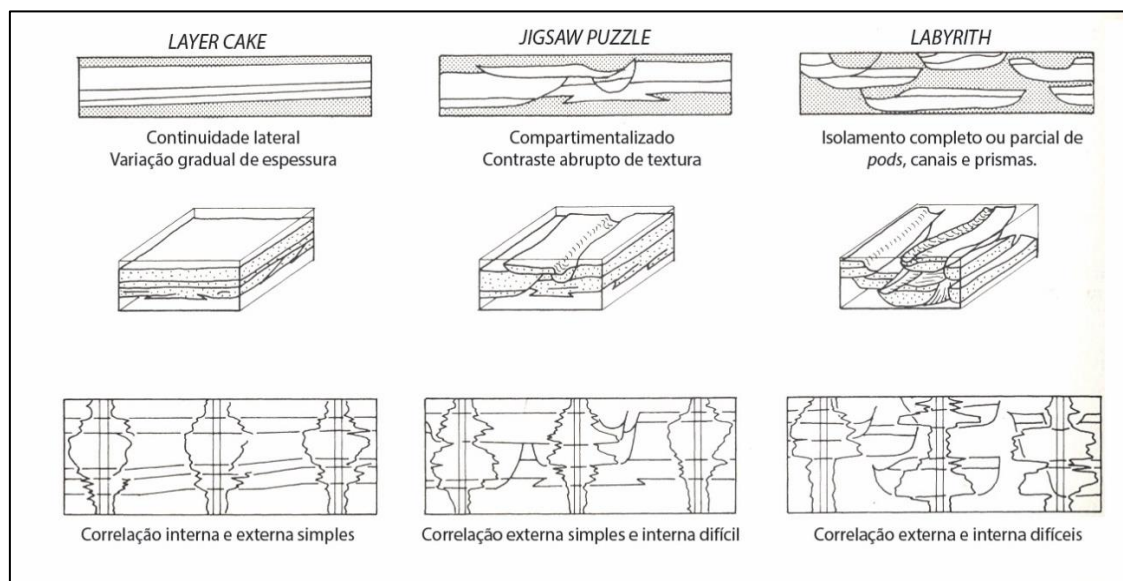
São estes:

- *Layer Cake* é caracterizado por camadas contínuas lateralmente, com variação gradual e lateral de espessura, formadas por corpos com geometria de lençóis e lobos, sendo de fácil correlação e interpretação;

- *Jigsaw puzzle* são reservatórios compartimentados e complexos, com relações de interdigitação entre as litologias, sendo abrupta por vezes a mudança de permeabilidade. A definição da zona produção neste tipo de reservatório é simples, porém a correlação entre as unidades é complicada, devido ao grau de descontinuidade;

- *Labyrinth* é caracterizado pelo grande número de unidades permeáveis isoladas umas das outras, trazendo uma enorme dificuldade na correlação entre estas unidades.

Figura 6- Tipos de reservatórios e suas características internas e externas

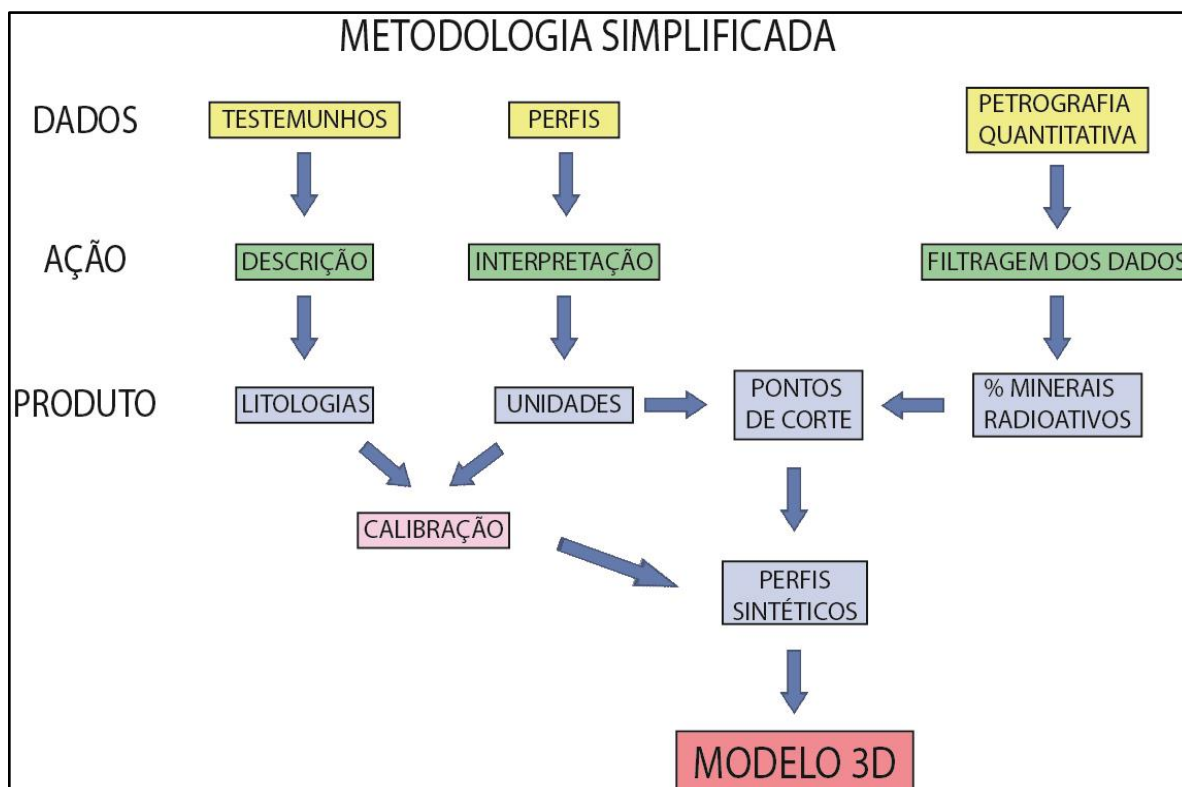


Fonte: Modificado de Galloway e Hobday, 1996.

3. METODOLOGIA

O modelamento das tendências deposicionais através de perfis geofísicos demanda diversas técnicas, tanto interpretativas quanto numéricas. O presente capítulo descreve detalhadamente cada fase (Figura 7) do processo de construção tanto de perfis sintéticos litológicos quanto do modelamento final, através da interpolação de dados dos poços estudados. Isso então formará o arcabouço de informações necessárias para a construção de modelos 3-D, que possibilitaram a interpretação e avaliação da adequabilidade das técnicas aqui propostas.

Figura 7- Fluxograma abordando a ordem metodológica aplicada no presente projeto.

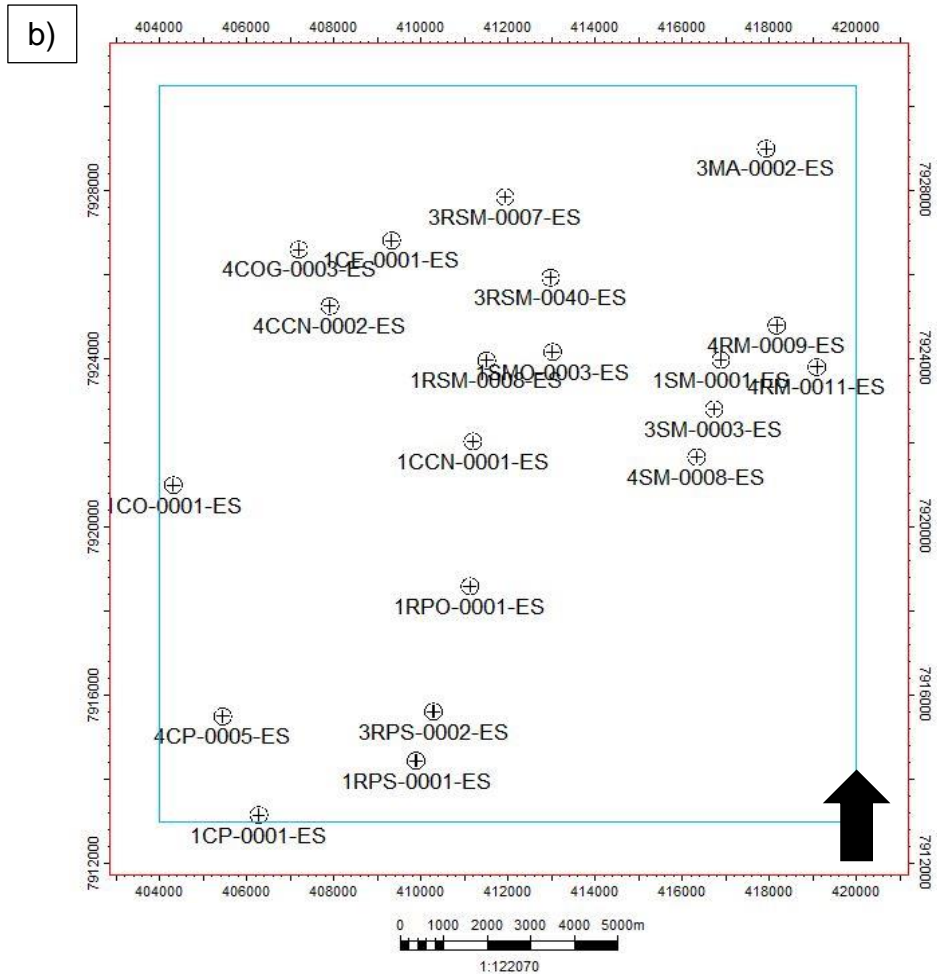
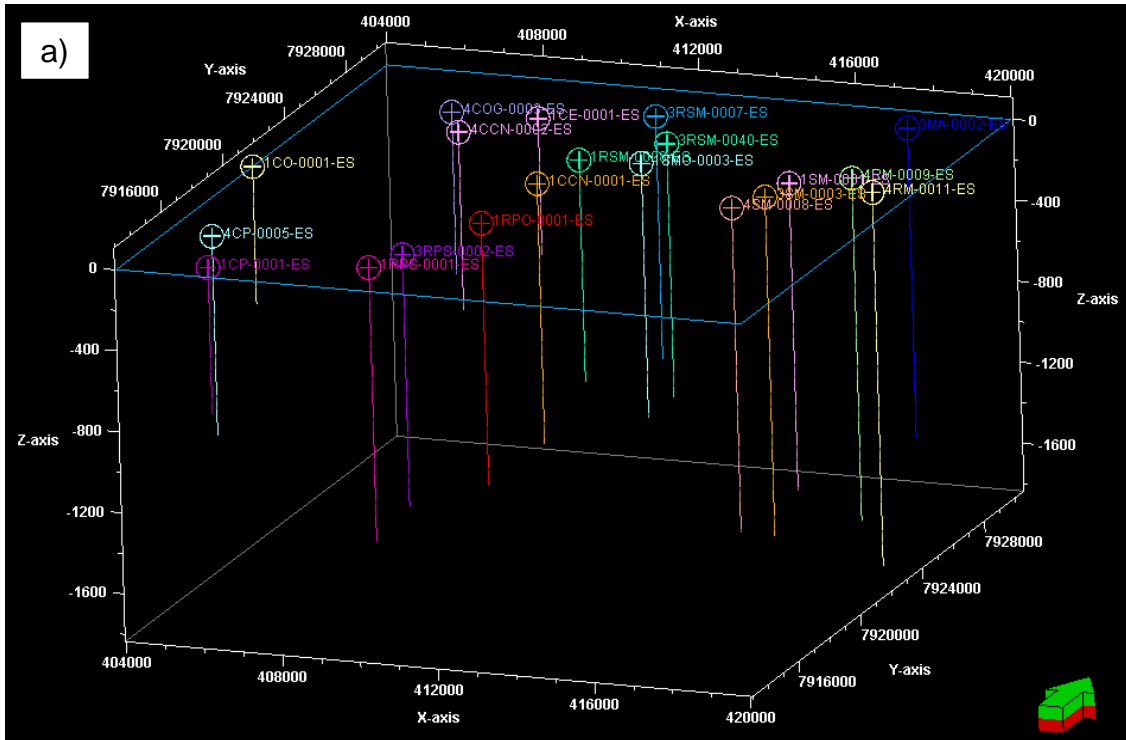


3.1. Escolha da área de estudo e poços

Esta fase inicial do projeto englobou esforços de carregamento no *Petrel* de dados *.las*, que são as curvas de perfis geofísicos brutos e estudo prévio das áreas da Bacia do Espírito Santo que possuíam uma boa densidade de poços para o modelamento. O polígono final foi escolhido devido à qualidade dos dados acima citados e da presença de 19 poços (Figuras 8a e 8b) com diversos perfis, mas principalmente o Raio Gama (PRG), Cáliper e Sônico (DT), sendo localizado no centro-norte da zona *onshore* da bacia (Figura 1).

Outro fator importante nesta fase é a leitura das fichas de poços, para verificar a qualidade e como foi o andamento da aquisição, durante a perfuração. Esses dados foram comprados juntamente com os dados *.las* e foram adquiridos pela Petrobras entre os anos de 1970 e 1980.

Figura 8- a) Distribuição dos poços utilizados no projeto em diagrama 3-D. b) Mapa de distribuição dos poços.



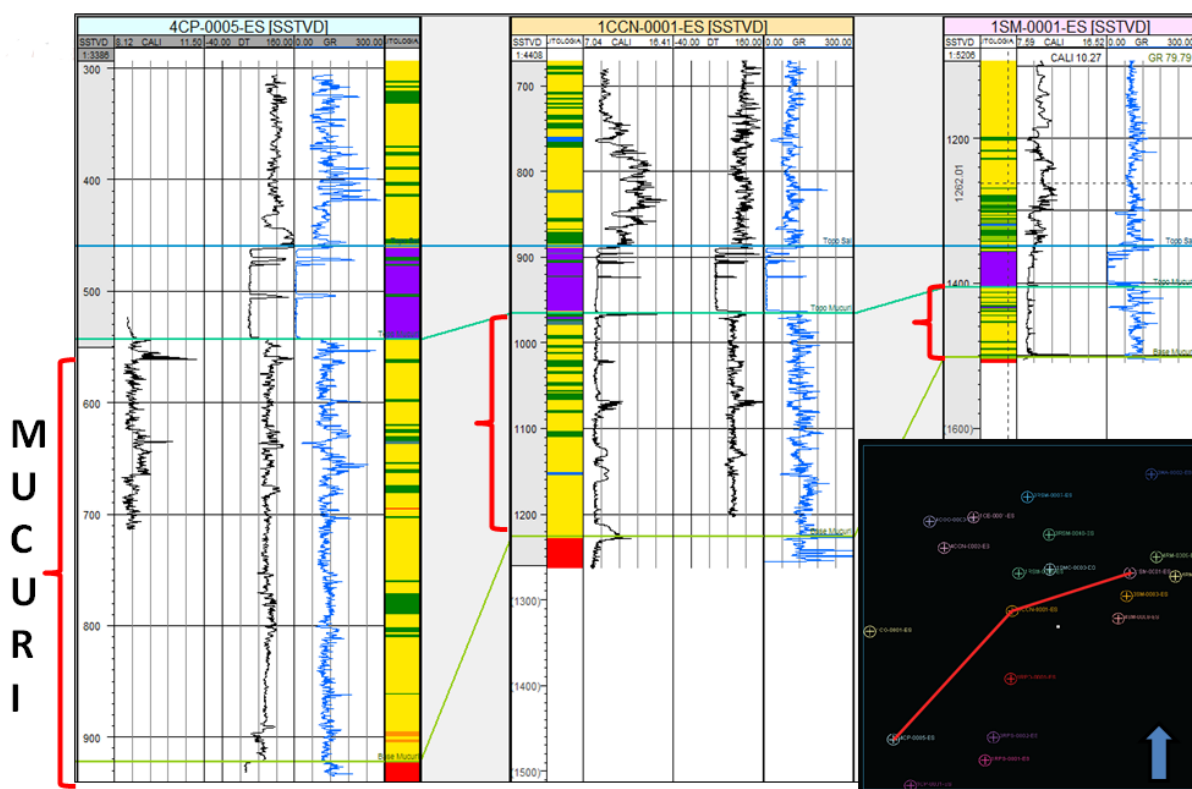
3.2. Definição de linhas e grades de interpretação

A definição de seções que correlacionam os poços geofísicos é relevante, pois ela permite uma maior abrangência e noção global durante a interpretação, o que seria comprometido se fosse feito um perfil por vez.

Estas seções foram criadas por proximidade de uma forma que ao final das 10 seções de correlação fossem contemplados todos os 19 poços.

Assim foi possível dar seguimento ao trabalho de interpretação das superfícies que limitam cada unidade do intervalo de estudo e entender como se comporta o Membro Mucuri ao longo das mais variadas direções de correlação. A junção de cada seção com os poços forma as grades (Figura 9), que auxiliam no acompanhamento da evolução das superfícies.

Figura 9- Grade e mapa de correlação entre os poços 4CP-0005ES, 1CCN-0001ES e 1SM-0001ES. Apresentando a interpretação da base e topo do Membro Mucuri e do topo do Membro Itaúnas.



3.3. Descrição de testemunhos

Os testemunhos usados para calibração das interpretações litológicas foram descritos pelo grupo de estudos do Projeto Mucuri, sendo realizadas três campanhas de descrição entre os anos de 2016 e 2017 nas cidades de Vitória e São Mateus, ambas no estado do Espírito Santo. Dentre essas campanhas, o presente autor esteve em uma delas realizada em março de 2017. Foram descritos mais de 10 poços testemunhados na escala 1:50, totalizando mais de 500 metros.

A metodologia de descrição segue os padrões hierárquicos da estratigrafia, começando por fácies, associação de fácies, padrões de empilhamento e por último a interpretação de ambientes deposicionais. Assim são descritos os testemunhos em folha e então digitalizados no *software Adobe Illustrator* (Figura 10). Ao todo foram descritos os seguintes tipos de litologias predominantes: arenitos a conglomerados arcóseos com abundância de biotita, arenitos finos a muito finos arcóseos com nódulos de anidrita, lamitos e evaporitos. Dentre estes, o total de quatro poços foram utilizados no presente trabalho para fins de calibragem com os perfis raio gama, que são a base para os modelos que serão aqui apresentados.

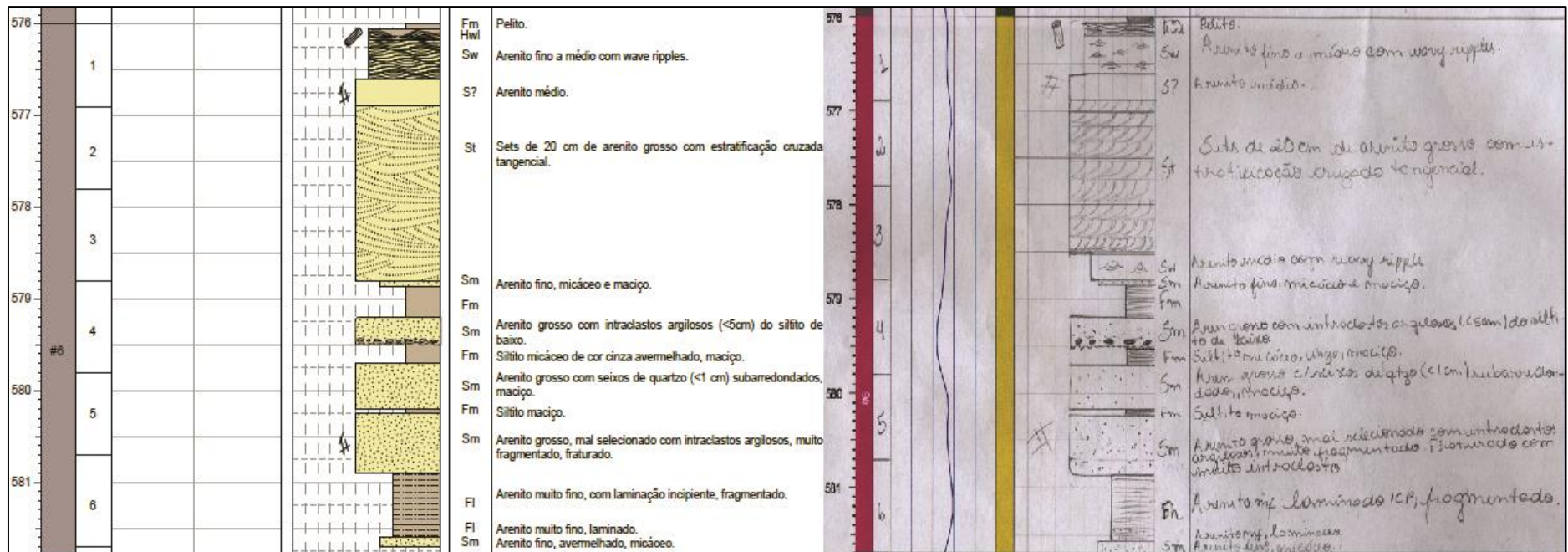
3.4. Interpretação Raio Gama, Cáliper e Sônico

Esta etapa é a primeira interpretativa no processo de construção dos modelos 2-D e 3-D. Os perfis Raio Gama são as principais fontes de informações usadas no presente projeto. Eles são uma fonte confiável da composição química das rochas e de sua variação em profundidade.

Assim como foi anteriormente citado, o PGR é uma resposta da radioatividade natural dos minerais que compõe as rochas. Os elementos mais importantes para o sinal de gama são K, Th e U, podendo ser encontrados em minerais como K-feldspatos, biotitas, muscovita, zircão, monazita, alguns argilominerais entre outros.

A interpretação deste dado se dá a partir de duas premissas. Primeiro, a variação brusca ou do padrão regular da curva de raio gama é um indicativo de mudança litológica e segundo, cada fácies litológica composicional pertence a um intervalo definido de Raio Gama, sendo seus pontos de corte definidos por técnicas de quantificação com base em lâminas quantificadas.

Figura 10- Imagem apresenta do lado direito à descrição de um dos testemunhos que compõe este projeto. Já na imagem à esquerda é possível ver o resultado da digitalização do mesmo testemunho, utilizando Adobe Illustrator.



Após a construção de seções com os poços da área, é feita uma interpretação geral dos PRG e delimitados limites de topo e base do Mucuri. O topo é caracterizado por um aumento brusco do valor de gama (Figura 11), resultado da transição do Membro Itaúnas (fase evaporítica) para as rochas predominantemente siliciclásticas do Membro Mucuri, que possuem gama de valor mais alto, devido à sua composição arcoseana e rica em biotitas. O limite basal do Mucuri é de difícil distinção, assim como em sísmica, devido à similaridade composicional entre ele e a unidade sotoposta, conhecida como Formação Cricaré (Figura 11). Assim é necessário criar padrões para separação, e foi verificada uma variação no padrão da curva entre estas unidades. A Fm. Cricaré possui uma variação positiva brusca na curva muito, tornando-se mais irregular do que o que está sendo considerada o Mb. Mucuri, que possui uma curva mais suave e pouco irregular. Isso devido as variações litológicas na fase pós-rifte devem ter sido menos intensas que sin-rifte. Essas profundidades são calibradas nos poços testemunhados, porém refere-se a base do Mucuri como essencialmente interpretativa, tendo-se muito menos controle do que o topo, que é de alta confiabilidade dentro desta metodologia.

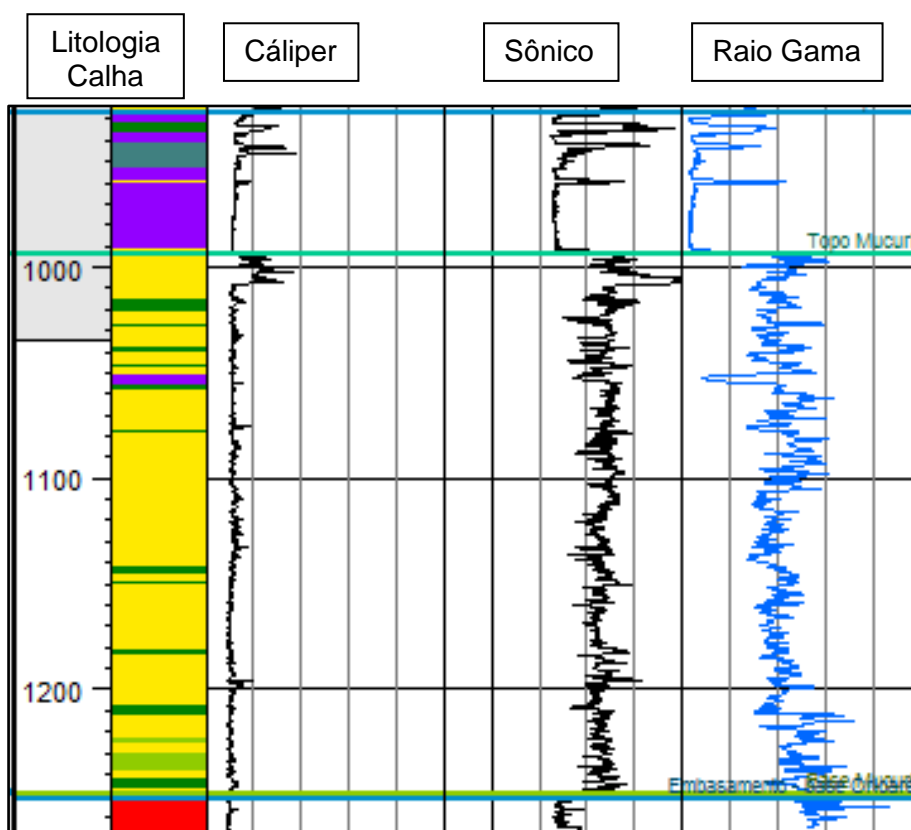
Os perfis Cáliper são usados para o controle de qualidade do dado, sendo o mesmo confiável em zonas onde o Cáliper é contínuo e regular. Regiões onde a curva é muito oscilante podem significar desabamentos da parede do poço, entre outros problemas no mesmo. Assim, a confiabilidade das ferramentas naquela profundidade é diminuída.

As zonas de interesse deste projeto apresentaram valores de curva regulares de Cáliper, podendo-se assim usufruir de toda a informação dos poços, sem problemas de qualidade durante sua aquisição.

Outro perfil usado e interpretado é o Sônico (DT). Ele é usado em conjunto com o gama, pois apresentam similaridades na variação das curvas (Figura 11). Essa ferramenta mede a variação da impedância acústica com a profundidade, sendo essa propriedade física uma relação entre a velocidade da onda sísmica e a densidade da rocha que a mesma está sendo atravessada. Assim quando a onda sai de uma rocha evaporítica (densidade menor), para uma rocha siliciclásticas (densidade maior), o valor de DT aumenta, tendo assim um comportamento similar da curva com PRG no limite entre o Membro Mucuri e o Membro Itaúnas.

Estas interpretações possuem além do risco instrumental durante a aquisição anteriormente citado, a imprecisão do intérprete. Assim é sempre necessária a reinterpretação de todas as seções e calibração com dados litológicos como testemunhos e lâminas, que são a confirmação de que os resultados das interpretações são coerentes com a realidade geológica da região.

Figura 11- Perfil apresentando as três ferramentas de poço utilizadas neste trabalho, além do perfil litológico original obtido durante a perfuração do mesmo. Além disso, apresenta a interpretação de topo e base do Membro Mucuri.



3.5. Determinação dos pontos de corte litológicos

Os pontos de corte são importantes ferramentas no modelamento de perfis litológicos sintéticos, e por consequência no modelamento 3-D final do Membro Mucuri. Para isto o presente trabalho propõe uma metodologia usando três tipos de informações: os valores de gama nos poços, lâminas petrográficas quantificadas e testemunhos para calibração.

Os dados de lâminas foram compartilhados pelo grupo de petrografia do Projeto Mucuri, dos quais o presente autor só teve participação na análise e

organização dos dados. As planilhas cedidas (Quadro 1- página 25 e Quadro 2- página 28) contêm valores numéricos das proporções mineralógicas de cada lâmina, sendo um total de 40 lâminas dentro dos quatro poços testemunhados. Elas são quantificadas por 300 pontos, tendo assim um alto grau de confiabilidade desta medida. Os resultados são tabelas que são tratadas em relação a minerais radioativos e não-radioativos, sendo os radioativos aqueles que são percebidos pelos detectores de raio gama e os não-radioativos são considerados todos os demais não reativos.

Para essa técnica, algumas premissas são adotadas. A primeira é que os minerais possuem uma química mineral semelhante entre si, sem grandes variações de elementos como K, Th e U. Assim, biotitas são consideradas quimicamente idênticas entre si, assim como K-feldspato e os outros elementos do arcabouço. Além de minerais, estão sendo computados em porcentagem fragmentos líticos micáceos de origem metamórfica e intraclastos lamosos.

Além disso, como as amostragens de lâminas para o projeto foram feitas predominantemente em arenitos, são definidos grupos composicionais entre eles, sendo rochas com valor de gama menor que o do menor arenito um evaporito, e rochas com gama maior que o maior arenito são considerados lamitos. Essas inferências se dão com base na literatura (Isyku *et al.*, 2015), onde os valores mais baixos de gama registram evaporitos como anidrita e gipsita e valores de gama mais altos para lamitos, devido ao alto conteúdo de minerais micáceos com K, Th e U.

Para determinação dos pontos de corte em grupos de arenitos, são usados gráficos (Figura 12-Gráficos não-interpretados apresentando no eixo x o valor de Raio Gama e no eixo y a porcentagem mineral obtida em descrição petrográfica. O primeiro gráfico leva em conta os minerais radioativos totais, o segundo apenas a biotita e o terceiro apenas o K-feldspato (Figura 12) com eixo y sendo a porcentagem de minerais radioativos e o eixo x o valor de gama medido no perfil na profundidade da lâmina petrográfica.

São necessários três gráficos para a determinação destes pontos de corte. Primeiramente um com minerais radioativos totais, e então dos dois referentes ao minerais mais abundantes, biotita e K-feldspato.

Assim é possível interpretar esses gráficos e verificar a existência ou não de subtipos de arenitos, tendo seus valores máximos e mínimos também estabelecidos para a construção do perfil litológico sintético na calculadora do *Petrel* (Figura 13).

Quadro 1- Exemplo de planilha de dados filtrados a partir dos resultados numéricos da petrografia quantitativa. É possível identificar da esquerda para a direita o nome da lâmina, profundidade, porcentagem mineral, valor de raio gama e classificação litológica petrográfica.

1	Lâminas	Constituintes	Porcentagem	Raio Gama	Classificação litológica
2	P01	Biotita	0,0633	183,92	Arenito médio arcoseano
3	1420,75	Muscovita	0,02		
4		Fragmentos líticos micáceos	0,01		
5		K-Feldspatos	0,1233		
6		Zircão	0,0067		
7		Outros não-radioativos	0,7767		
8					
9	P02	Biotita	0,0733	88,68	Arenito fino arcoseano
10	1422,15	Muscovita	0,0167		
11		Fragmentos líticos micáceos	0,0033		
12		K-Feldspatos	0,08		
13		Zircão	0,0033		
14		Outros não-radioativos	0,8234		
15					
16	P03	Biotita	0,0767	8,48	Arenito fino arcoseano
17	1433,00	Muscovita	0,02		
18		Fragmentos líticos micáceos	0,0067		
19		K-Feldspatos	0,0734		
20		Zircão	0,0067		
21		Outros não-radioativos	0,8165		
22					
23	P04	Biotita	0,0033	92,84	Quartzarenito
24	1439,30	Muscovita	0		
25		Fragmentos líticos micáceos	0,0033		
26		K-Feldspatos	0		
27		Zircão	0		
28		Outros não-radioativos	0,9934		
29					
30	P05	Biotita	0	109,85	Quartzarenito
31	1439,60	Muscovita	0		
32		Fragmentos líticos micáceos	0		
33		K-Feldspatos	0		
34		Zircão	0		
35		Outros não-radioativos	1		
36					

Figura 12-Gráficos não-interpretados apresentando no eixo x o valor de Raio Gama e no eixo y a porcentagem mineral obtida em descrição petrográfica. O primeiro gráfico leva em conta os minerais radioativos totais, o segundo apenas a biotita e o terceiro apenas o K-feldspato

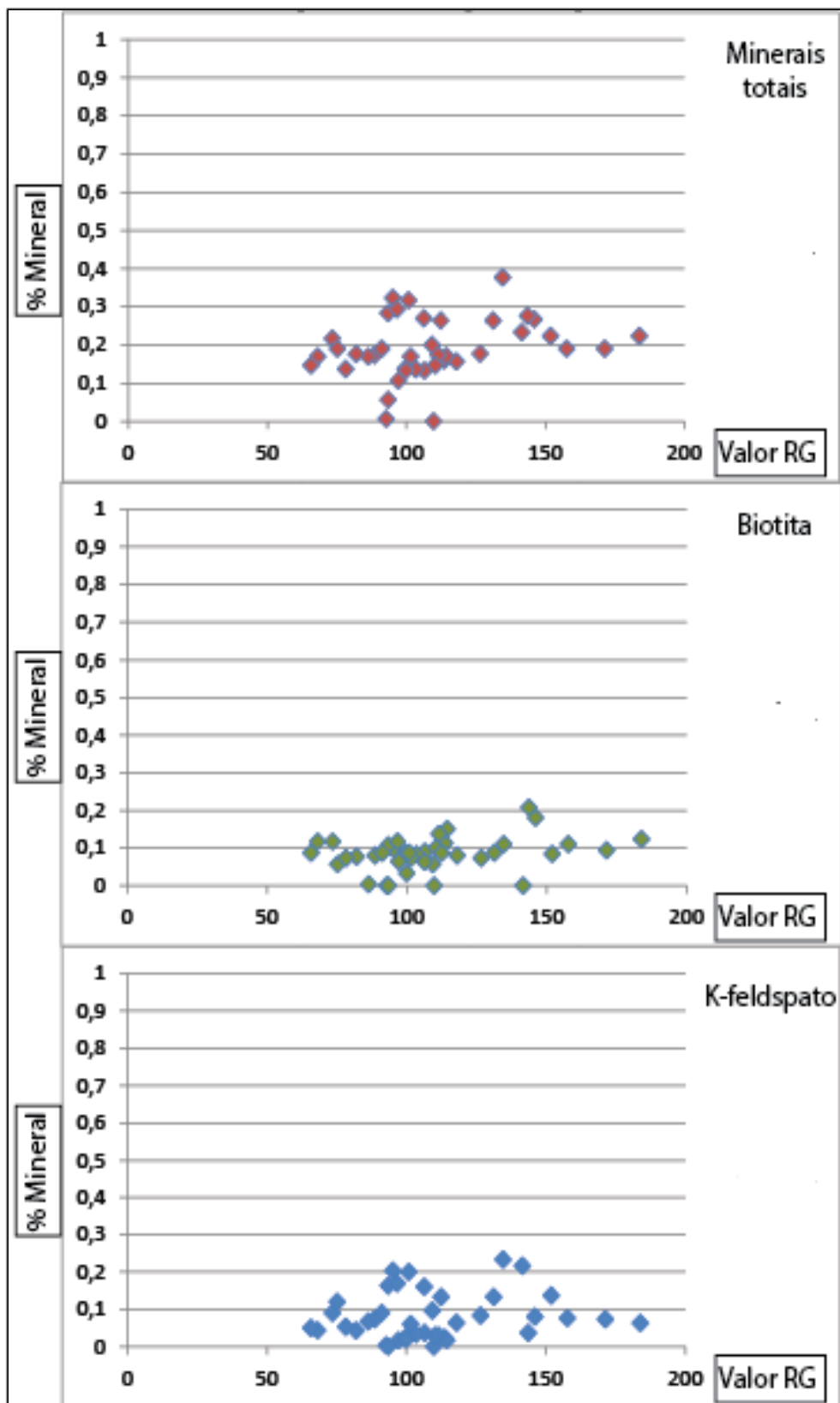
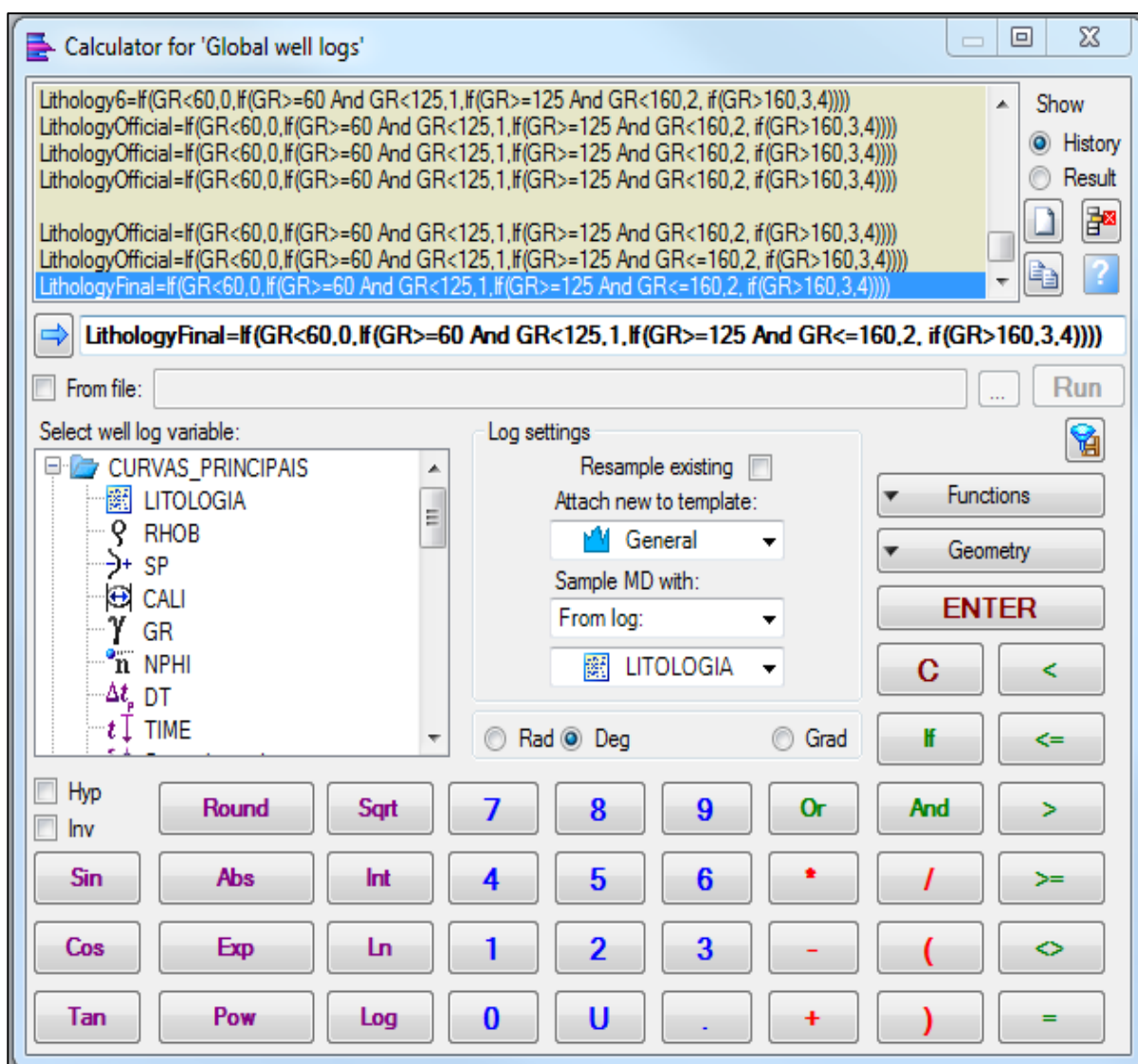


Figura 13- Calculadora do Petrel, apresentando o algoritmo completo utilizado para a construção dos perfis sintéticos.



$$\text{Lithology} = \text{if}(\text{GR} < 60, 0, \text{if}(\text{GR} \geq 60 \text{ and } \text{GR} < 125, 1, \text{if}(\text{GR} \geq 125 \text{ and } \text{GR} \leq 160, 2, \text{if}(\text{GR} > 160, 3, 4))))$$

Quadro 2- Conjunto de quadros mostrando os quatro poços testemunhados e cada lâmina petrográfica usada neste projeto, com valores de profundidade e RG.

1CP-0001		
Lâminas	Profundidade (m)	RG
P47	559.75	75
P48	563.85	81
P49	565.00	77
P50	567.00	74
P51	572.10	66
P53	618.30	75.5
P54	637.25	108

4COG-0003		
Lâminas	Profundidade (m)	RG
P69	612.19	100
P70	725.95	157

1SM-0001		
Lâminas	Profundidade (m)	RG
P01	1420.75	150.5
P02	1422.15	88.5
P04	1439.30	109
P05	1439.60	109
P06	1443.50	97
P07	1448.15	102
P08	1449.80	99
P09	1451.70	102
P10	1453.40	101
P11	1454.80	128
P12	1460.10	129
P13	1461.85	96
P14	1462.35	93
P15	1504.10	82

3RPS-0002		
Lâminas	Profundidade (m)	RG
P81	953.10	116
P82	955.70	116
P84	962.10	75
P85	984.20	118
P86	984.70	118
P89	994.20	141
P91	1004.70	134
P92	1012.50	110
P94	1014.42	123
P96	1016.50	98
P97	1018.40	132
P98	1020.20	148
P99	1027.10	127
P100	1029.90	108
P101	1039.90	119
P102	1041.30	119
P103	1044.36	124
P104	1058.50	95
P105	1060.48	93

3.6. Malha horizontal e vertical

3.6.1. Malha horizontal

A definição das malhas em que cada célula do modelo estará inserida é de extrema importância, pois ela influencia diretamente na interpolação dos dados e no grau de precisão em que se está trabalhando.

No caso de células maiores que o devido, a possibilidade da ausência de detalhes e extrema simplificação das particularidades do modelo são as principais consequências. Por outro lado, se elas possuem tamanho menor que o devido, são gerados detalhes além da escala de precisão, frutos de ruídos do dado, que geram problemas de interpretação, assim comprometendo todo projeto.

Para encontrar um tamanho de célula adequado ao número de poços e distância entre eles, foi utilizada uma metodologia já aplicada por UFRGS (2007) em projetos internos da Petrobras na Bacia do Recôncavo, onde foram obtidos modelos satisfatórios através das células com tamanhos corretos.

Assim, para a obtenção deste valor mínimo de célula, é feito no software *AutoCad* a malha dos poços (Figura 14) sendo eles extremos de segmentos de reta que são as distâncias entre eles. Estes segmentos não são cortados um pelo outro, formando ao todo 49 iterações entre os 19 poços.

Cada iteração é computada e usada para o cálculo da média aritmética (M_d) entre elas. Além disso, calcula-se também o desvio padrão (D_v) das distâncias (Quadro 3).

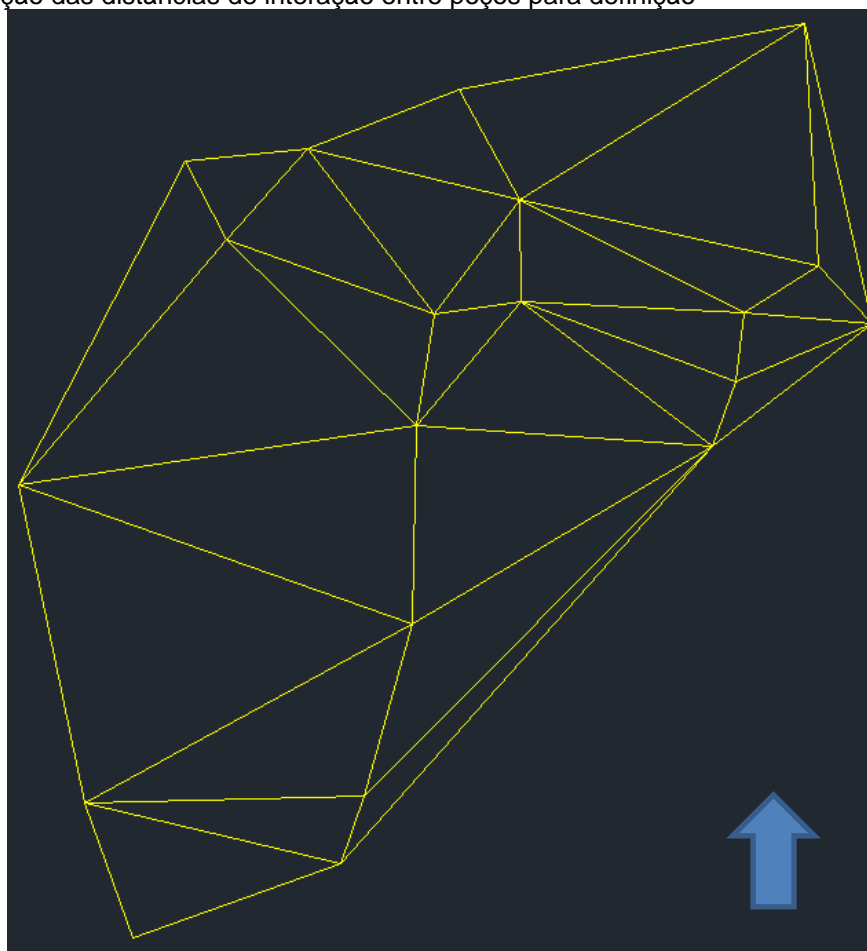
Por fim, o valor mínimo de cada célula é dado pela equação:

$$Dc = (Md - Dv)/3$$

Onde Dc é o valor mínimo ideal de comprimento horizontal que cada célula quadrada deve possuir, já o valor 3 é um número empírico relacionado ao número mínimo de iterações que é necessária para a interpolação de um objeto diferente de uma reta.

Assim o valor obtido neste projeto foi de 622,88 m, optando-se por conveniência pelo arredondamento para 600 m.

Figura 14- Mapa esquemático criado em AutoCad, apresentando as triangulações de correlação entre poços possíveis em amarelo, a distância entre os poços e as intersecções. Este mapa foi criado para a obtenção das distâncias de interação entre poços para definição



Quadro 3- Apresenta os valores dos dados obtidos para a construção do grid básico para o modelo litológico.

Dado	Valor (m)
Maior segmento	1184,94
Menor segmento	9674,61
Média	3856,51
Desvio Padrão	1987,88
$(Md-Dv)/3$	622,88

3.6.2. Malha Vertical

A malha vertical foi definida com base na confiabilidade do dado de poço, juntamente com o dado testemunhado. Assim, foi inferido que o valor mínimo para cada célula vertical é de 1 m, que é o valor mínimo de definição intervalar geofísica, pois todas as ferramentas geofísicas (PGR, CAL e DT) são obtidos com intervalo de 1 pé (0,33 cm), fazendo assim que no intervalo mínimo de 1 metro, hajam 3 medidas de um perfil geofísico – número mínimo necessário para estabelecer um valor intervalar confiável. Por outro lado, não é recomendável gerar células menores, pois células menores podem gerar litologias incorretas, que comprometeriam o modelo por tendenciamento elástico de extrapolação.

3.7. Construção de perfis litológicos sintéticos e discretos utilizando métodos numéricos

Os perfis litológicos sintéticos são importantes ferramentas na construção de modelos litológicos 3-D, pois eles permitem a identificação litológica em profundidade sem a necessidade de amostras rochosas, tão somente são usados dados geofísicos indiretos, como no exemplo deste trabalho, a curva de Perfil Raio Gama.

Para a construção e entendimento destes perfis é importante defini-los teoricamente. Eles são perfis discretos, ou seja, possuem um valor definido a cada profundidade, sendo diferente de uma curva de gama, que possui um valor diferente a cada intervalo infinitesimal em que é analisado.

Assim, são usados os pontos de cortes anteriormente descritos e um algoritmo lógico simples (Figura 13) que define intervalos de valores para cada litologia e um número associado a este intervalo, como por exemplo, evaporitos são considerados número 0 e lamitos são número 3. Finalmente após a definição destes valores é possível rodar o algoritmo na calculadora do *Petrel*, que executa e forma a imagem final do que é a compartimentação litológica dentro do Mucuri e de suas unidades adjacentes.

É importante a verificação junto aos testemunhos da qualidade deste modelo litológico, além disso a escala também é importante, pois geralmente o perfil sintético não possui um grau de detalhamento centimétrico assim como o

testemunho de rocha original, que por vezes tem intercalações milimétricas de litologias como arenitos e lamitos, assim o valor no modelo será um médio do gama destas duas unidades. Este modelo possui uma definição aceitável de 1m vertical, assim discrepâncias dentro deste intervalo aceitas devido à limitação do método.

3.8. Interpretação das superfícies limítrofes e construção dos mapas destas superfícies

As unidades geológicas são limitadas em suas bases e topos por superfícies, podendo elas ser de diferentes origens: não-deposicional, erosional, estrutural e concordante. Assim, elas são importantes chaves no entendimento da evolução das unidades geológicas.

Os limites de base e topo do Membro Mucuri são interpretados com base nas curvas geofísicas anteriormente citadas, possibilitando através da ferramenta de construção de mapas de superfície do *Petrel*, que permite interpretar em planta as feições desta unidade litológica (Figura 15). Para isso são interpolados os dados de topo de cada poço interpretado, formando uma superfície contínua.

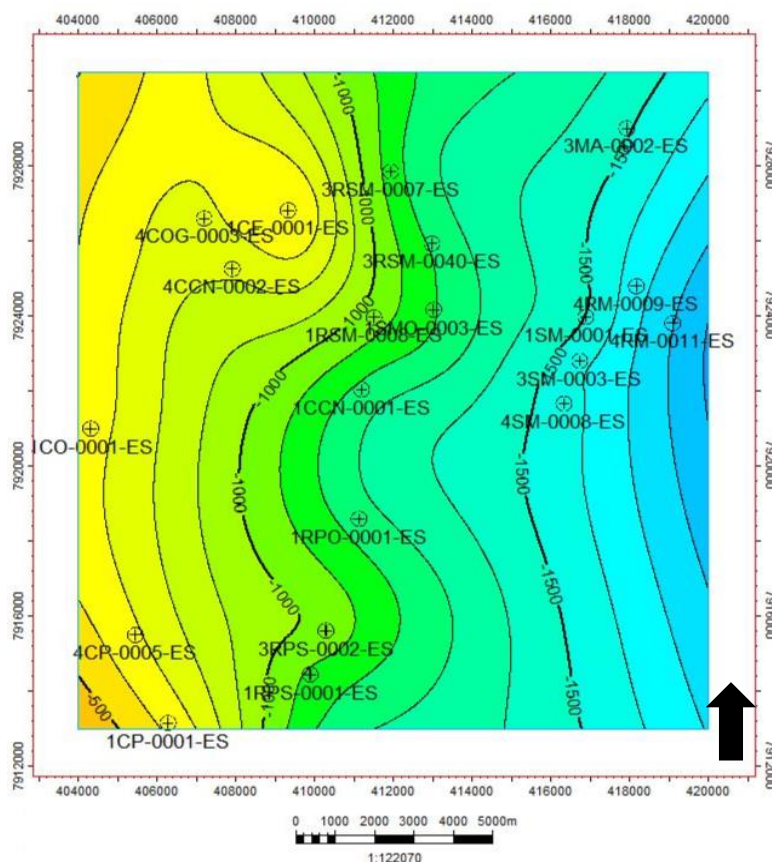
3.9. Modelagem 3-D e Interpretação dos modelos

Os modelos 3-D são importantes ferramentas na visualização de formações geológicas em subsuperfície, sendo utilizadas amplamente em indústrias como mineração e petróleo. Para isso são necessários diversos tipos de dados desde a sua idealização até sua construção.

Neste projeto são usados tanto dados litológicos diretos como lâminas petrográficas quantificadas e testemunhos, quanto indiretos através das curvas de perfilagem.

A modelagem começa com a interpretação dos perfis e a construção dos perfis litológicos sintéticos anteriormente citados. Então é preciso determinar os parâmetros básicos do modelo, como o tamanho das células, sendo elas definidas como o grau de detalhamento máximo, ou seja, abaixo do tamanho da célula não é possível distinguir nenhuma feição.

Figura 15- Mapa de base do Membro Mucuri simplificado apresentando a distribuição dos poços utilizados neste trabalho.

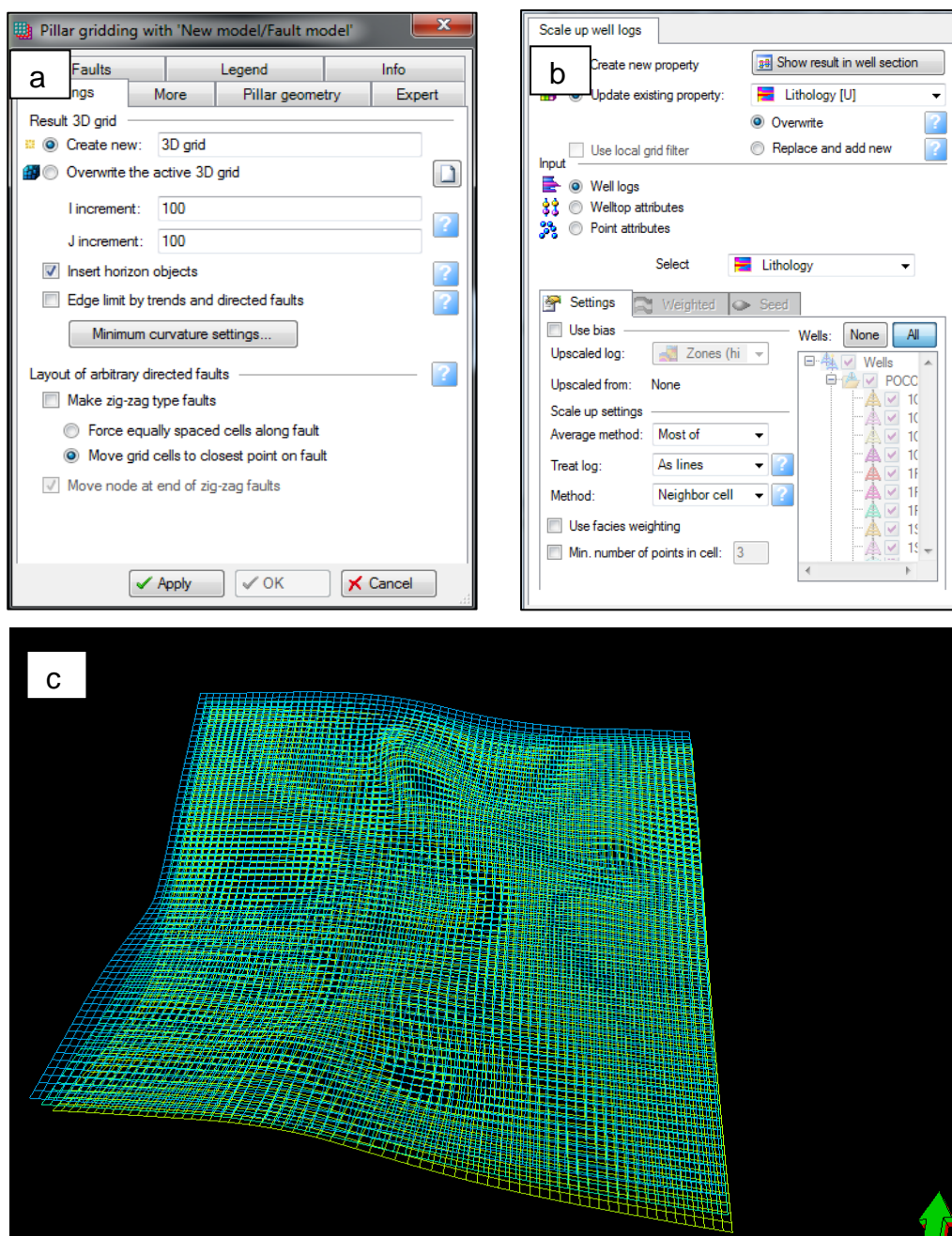


Aqui foi estabelecida a célula mínima de 600 x 600 m em planta e 1 m de definição vertical. Assim todos os modelos são rodados em cima dessas unidades básicas. Após a configuração do *grid* são divididas as zonas do modelo, sendo elas limitadas pelas superfícies interpretadas nos perfis. Foram definidas três zonas, sendo a basal a Formação Cricaré, a medial o Membro Mucuri e a de topo é a zona do Membro Itaúnas. O modelo litológico no presente trabalho foi construído apenas para a zona de Mucuri. Para fins práticos, só será apresentado o modelo litológico para a zona do Membro Mucuri, devido à confiabilidade do dado associada a este intervalo.

Construídas as zonas e o *grid* básico (Figura 16a e 16c), faz-se necessário integrar os dados litológicos dos poços com esse modelo. Para isso a técnica utilizada é *upscaling* (Figura 16b) onde as litologias dos perfis sintéticos são

enquadradas com as células de 1 m de espessura, assim usando o valor médio que mais aparece no intervalo mínimo da célula como valor verdadeiro, ou seja, dentro de uma célula exemplo, a litologia mais recorrente é o arenito, sendo ele então o representante daquela espessura.

Figura 16- a) Janela do Petrel, apresentando a criação de um grid 100x100. b) Ferramenta de upscaling do Petrel. c) Superfícies do Membro Mucuri em grid 100x100.



Por fim, o modelo deve ser rodado pela interpolação dos perfis já reescalados. Neste trabalho o método escolhido dentro do *software* foi o *Sequential Indicator Simulation*. Ele permite a simulação de variáveis discretas,

utilizando simulação gaussiana para criar *grids* de binários. Assim é possível determinar um valor específico para cada célula do modelo.

O modelo deve ser interpretado com cuidado, devido à alta densidade de poços em certas zonas, e a falta deles em outras, assim a interpolação pode ser tendenciosa, sendo mais precisa onde a malha de poços é mais fina. Para resolver este problema é necessário trabalhar com valores de anisotropia para as diferentes litologias modeladas.

Neste trabalho foram feitos três modelos para a definição de anisotropia para cada litologia (Quadro 4), sendo o primeiro um modelo *default*, apenas com os valores dos perfis inseridos, sem nenhuma interferência. Neste foi então interpretada a distribuição N-S e W-E de cada litologia ao longo dos diferentes poços, isso conforme o comportamento geológico de cada litotipo. No segundo modelo, já com anisotropia horizontal aplicada, foram verificados como se comportam cada uma das fácies ao longo da profundidade, assim obtendo-se o valor de anisotropia vertical para cada uma das unidades litológicas encontradas neste trabalho. Por fim o modelo três é considerado o modelo final, onde já estão inseridos os valores de anisotropia horizontal e vertical de cada litologia modelada.

A interpretação destes números é essencialmente relacionada à geometria dos corpos que são formados por estas litologias. As unidades de arenito alto gama mostraram-se mais importantes na direção N-S do que W-E, sendo a razão 2/1 em proporção de relevância. Já os lamitos são extensamente distribuídos em corpos tabulares de longa amplitude, tanto para W-E quanto para N-S. O arenito baixo gama é a litologia predominante, sendo considerada isótropa no eixo horizontal. Os evaporitos são interpretados como ocorrências mais locais e isótropas, por isso possui o menor valor de anisotropia horizontal entre todos.

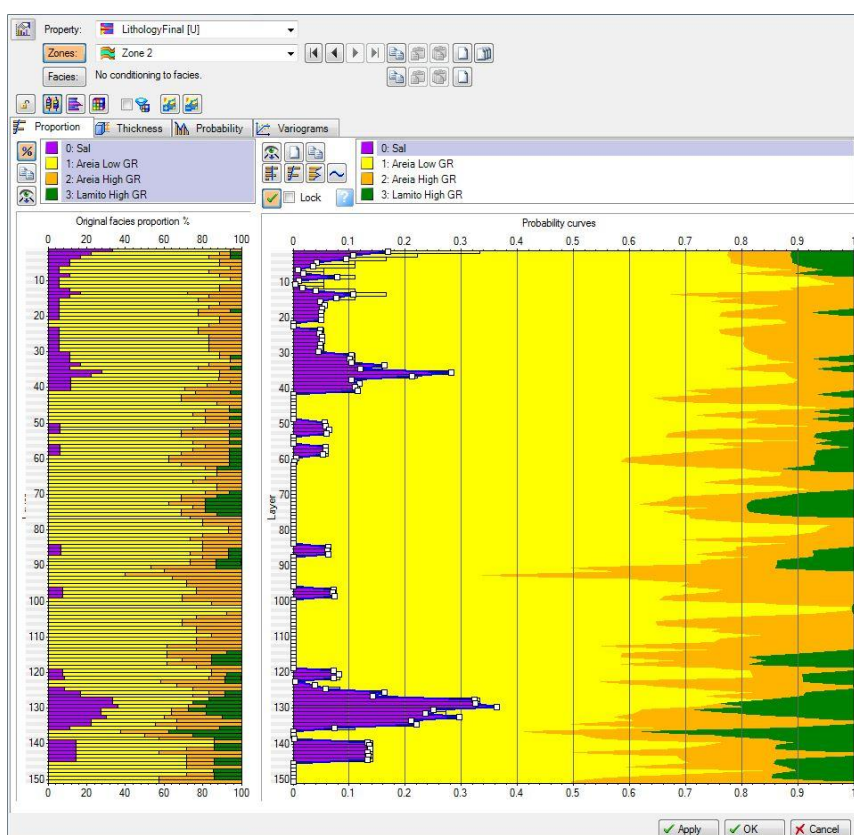
Os valores de anisotropia para este modelo são os seguintes:

Quadro 4- Quadro com os quatro tipos litológicos modelados e os valores de anisotropia utilizados no projeto em três direções (N-S, W-E e vertical).

Litologia	N-S (m)	W-E (m)	Vertical (m)
Evaporito	2000	2000	20
Arenito Bx. Gama	3000	3000	10
Arenito Alto Gama	8000	4000	20
Lamito	10000	10000	30

O último passo antes da interpretação final do modelo é a utilização da ferramenta *Data Analysis* (Figura 17), onde é possível auxiliar o programa a calcular corretamente as probabilidades de cada célula possuir um valor específico na vertical. Assim, o *Petrel* indica os valores originais e as probabilidades de ocorrerem em cada segmento. Manualmente é possível aproximar a curva de cada litologia ao valor mais próximo do original, dado pelos perfis sintéticos anteriores ao tratamento por *upscaling*.

Figura 17- Ferramenta de *Data Analysis* do *Petrel*©, mostrando as quatro litologias modeladas e o processo de ajuste da litologia roxa denominada Evaporitos.



4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. Introdução aos resultados e suas discussões

Nesta seção serão expostos os resultados obtidos ao longo deste trabalho, apresentando-os juntamente com as discussões dos mesmos. Assim ao longo de cada tópico, é possível analisar o dado, suas decorrências e interpretações.

Para isso foram identificados seis tópicos principais que sintetizam os resultados obtidos ao longo de todas as etapas deste projeto, que desenvolveu uma metodologia própria para interpretação e modelagem litológica de dados geofísicos.

4.2. Pontos de corte litológicos

Os pontos de corte litológicos, ou no inglês *cutoffs*, são dados de extrema importância para a interpretação de perfis geofísicos, pois determinam a litologia aproximada em cada profundidade.

Eles consistem no limite numérico do perfil geofísico entre duas diferentes litologias, sendo assim, ao identificar cada ponto de corte é possível determinar através dos valores, por exemplo, de Perfil Raio Gama, a litologia aproximada daquele ponto em questão.

Este trabalho obteve os pontos de corte e suas litologias adjacentes através de um tripé de dados, sendo eles: Perfil Raio Gama interpretado, Valor do Perfil Raio Gama e Petrografia Quantitativa.

O dado interpretado de Raio Gama é a interpretação completa para cada metro dos poços, aliados aos perfis Cáliper e Sônico, para um controle de qualidade mais efetivo. Esta primeira parte é usada como calibração para os valores numéricos que serão apresentados a seguir, sendo eles principais determinantes para a identificação dos pontos de corte.

O Valor do Perfil Raio Gama é o número dentro de uma escala a partir de zero, onde cada ponto possui um valor discreto determinado, sendo usados os valores de gama para as profundidades de cada lâmina, assim como foi apresentado no capítulo de metodologia.

Por fim o último dado utilizado na determinação dos pontos de corte são os dados numéricos de porcentagem mineral, obtidos através de petrografia

quantitativa pelo grupo de petrografia do Projeto Mucuri, sendo estes dados tratados pelo presente autor para otimizar sua utilização neste trabalho.

Assim, os pontos de corte encontrados para o projeto são os seguintes:

Quadro 5- Valores dos intervalos dos pontos de corte entre cada uma das quatro litologias modeladas.

	Litologia	Valor Raio Gama
	Evaporito	RG <60
	Arenito Baixo Gama	$60 \geq \text{RG} \leq 125$
	Arenito Alto Gama	$125 \geq \text{RG} \leq 160$
	Lamito	RG > 160

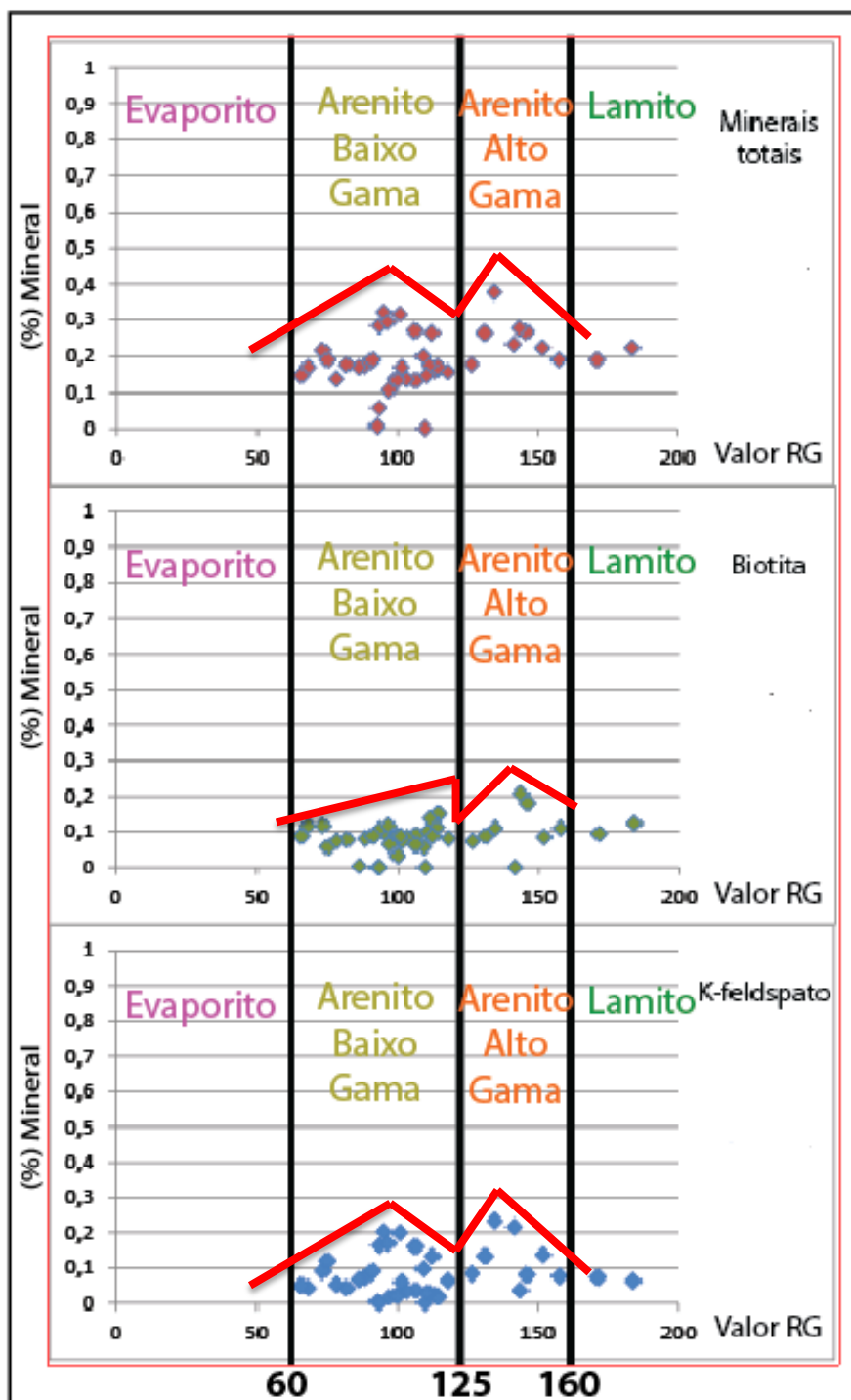
Estes pontos de corte (Quadro 5) são determinantes na modelagem 3-D, pois com estes perfis é possível criar uma malha de células ao longo de área de estudo e profundidade, permitindo assim o completo entendimento da distribuição litológica do volume geográfico.

As litologias evaporito e lamitos são bem definidas, quando depositadas em regiões proximais da bacia, são relacionadas à eventos de inundação da bacia.

Os dois tipos de arenitos, aqui chamados de arenito de baixo e a alto gama, são meramente numéricos. Foram separados de forma interpretativa, onde foram identificados dois picos e um vale (valor de 125 de gama) na nuvem de pontos dos três gráficos, sendo mais nítido no gráfico de K-feldspato (Figura 18). É importante salientar, que dentro dos chamados arenitos, estão também incluídos conglomerados, pois a metodologia utilizada não permite a separação destes dois tipos litológicos devido às suas semelhanças composicionais.

Trabalhos futuros poderão ser realizados com este foco, para uma melhor compreensão destes dois tipos litológicos, que em lâmina não apresentam nítidas diferenças mineralógicas, porém possuem diferenças composicionais, possivelmente ligadas aos elementos K, Th e U contidos nos minerais destas rochas. Uma ideia levantada no decorrer deste trabalho é ligada a maturidade dos arenitos, diminuindo o valor de gama em direção ao depocentro da bacia. Outra possibilidade está ligada estritamente à composição dos minerais.

Figura 18- Gráficos interpretados apresentando no eixo x o valor de Raio Gama e no eixo y a porcentagem mineral obtida em descrição petrográfica. O primeiro gráfico leva em conta os minerais radioativos totais, o segundo apenas a biotita e o terceiro apenas o K-feldspato. Os pontos de corte são delimitados pelos vales da curva vermelha que representa a distribuição dos pontos das lâminas plotadas.



4.3. Comparação entre Perfis Litológicos Compostos e Sintéticos

Os perfis litológicos são construídos pelas empresas que realizam a perfuração dos poços no decorrer deste processo. Para isso geralmente são utilizadas amostras de calha, que sobem junto a lama de perfuração, sendo os fragmentos geralmente pequenos cascalhos ou até tamanho lama-silte, assim o geólogo de poço determina a litologia em um intervalo usualmente de 3 metros, constituindo com a soma destes intervalos o arcabouço litológico. Desta maneira, o perfil litológico fornecido junto com o pacote de dados de poços (em padrão da Agência Nacional do Petróleo), é denominado de *perfil litológico composto*, pois é elaborado a partir de várias amostras intervalares. Camadas menores que 3 metros podem ser diluídas, ou especuladas, e sempre há o risco de contaminação dada a perfuração ser realizada sem revestimento em zonas profundas. Toda essa limitação, associada à discutida complexidade textural dos sedimentos do Membro Mucuri reduz muito a confiabilidade no perfil litológico composto dos poços.

Neste projeto foram usados os perfis litológicos feitos pela Petrobras durante a perfuração de cada um dos 19 poços, e este dado foi comparado na calibração de um dos objetos principais do projeto, os perfis litológicos sintéticos, construídos a partir de dados de perfil Raio Gama.

Os resultados obtidos com ambos os métodos se apresentaram semelhantes (Figura 19), principalmente nas litologias evaporito e arenitos. Isto porque, principalmente os evaporitos, possuem valores de gama e litologia muito particulares, servindo até de guia interpretativo, graças à sua alta confiabilidade.

A maior diferença está relacionada aos lamitos (Figura 20). Porém, ao longo do Projeto Mucuri, o grupo responsável pela petrografia e diagênese, conseguiu apontar a solução para esta disparidade litológica. Isto ocorre devido a imprecisão da descrição litológica de calha, onde a maioria das litologias lamosas apontadas no perfil original eram na verdade arenitos finos a muito finos, altamente arcóseos e com alta concentração de biotita.

O histograma (Figura 20) apresenta os valores em porcentagem das litologias em 3 fases do processo de modelagem. Sendo o vermelho a porcentagem total dos perfis litológicos, a verde é o valor com *upscaling* e a azul o resultado final do modelo após a aplicação de todos os métodos e anisotropia. Assim é possível ver que para as litologias Arenito de Alto Gama e Lamitos possuem variações mínimas

(entre 1 e 2%). Já os evaporitos e Arenitos de Baixo Gama possuem variações maiores, isso devido aos métodos empregados ao modelo, onde foram usados valores de anisotropias mais significativos, tentando buscar as possíveis conexões entre as fases reservatório, além disso, os valores em vermelho apresentam apenas os valores relativos aos poços, não sendo empregados métodos de interpolação a eles. Assim, o valor de Arenito de Baixo Gama possui uma variação de 11,3% do valor dos poços e os Evaporitos de 6,4%.

Portanto é possível afirmar com a utilização do histograma das litologias, que o modelo possui um erro associado de até 11,3% na fácies mais abundante, o que se apresenta como um valor satisfatório para este tipo de trabalho.

Figura 19- Perfil do poço 1RPO-0001ES, apresentando os dados litológicos, raio gama e litológico sintético. Além disso é possível distinguir as unidades do Membro Mucuri e Itaúnas. Foram interpretados da esquerda para a direita o perfil litológico composto de calha, o perfil raio gama e o perfil litológico sintético gerados a partir dos dados anteriormente citados.

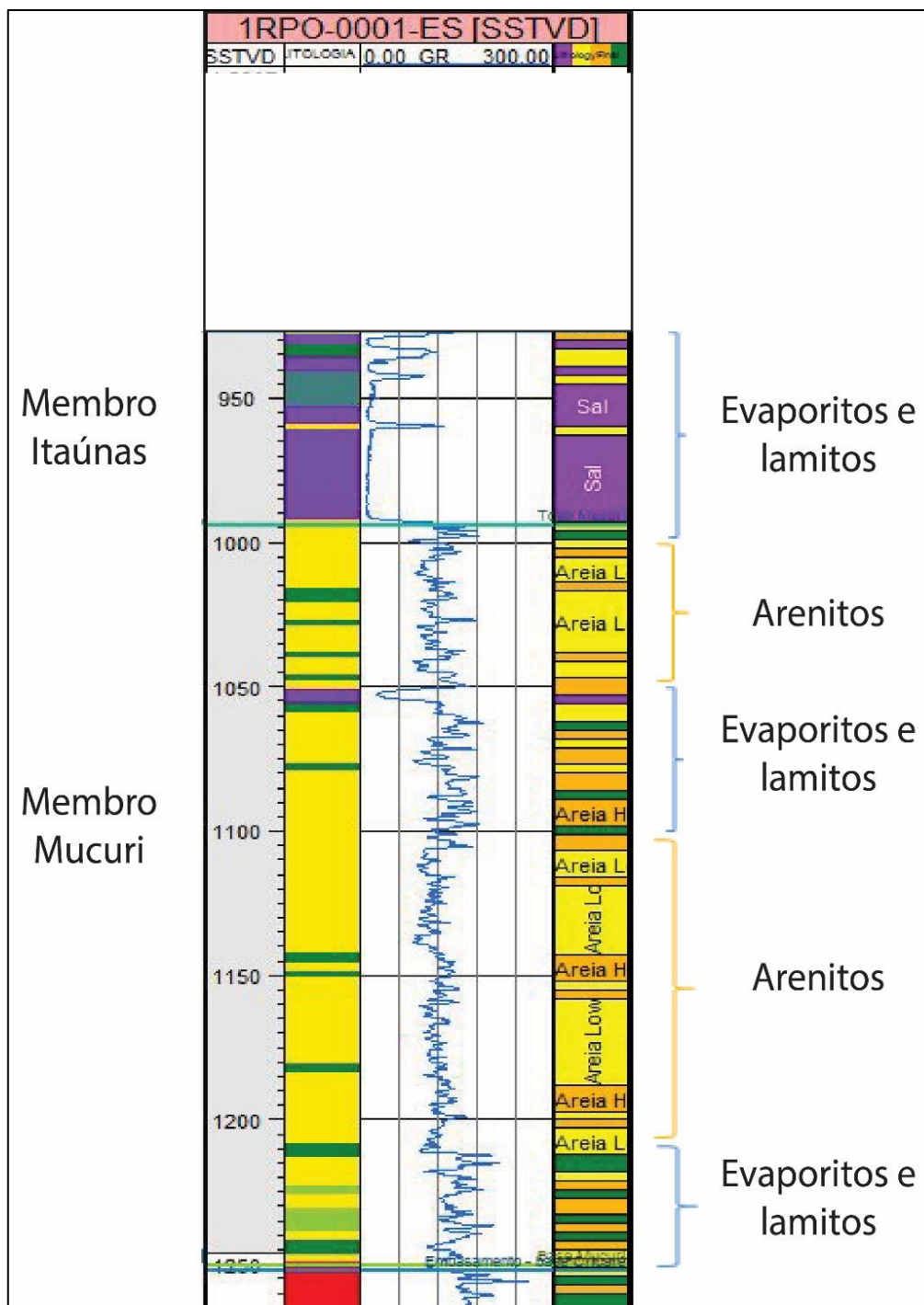
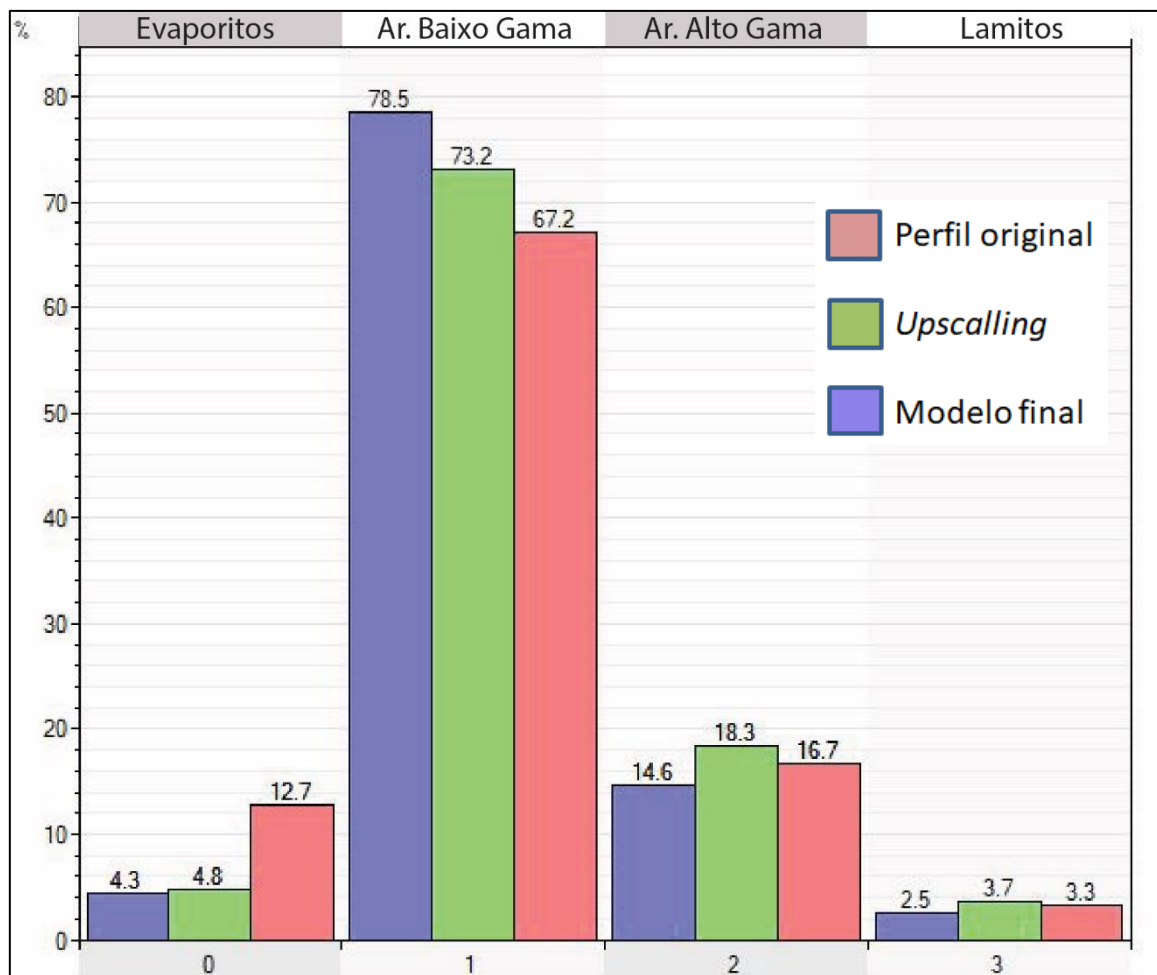


Figura 20- Histograma apresentando as quatro litologias modeladas e seus volumes relativos ao longo do processo de modelamento. A cor azul representa o volume de rocha do modelo final, o verde as rochas após o método de *upscaling* e por fim o vermelho representa o volume relacionado ao perfil litológico original do poço, obtido através de amostras de calha e lama de perfuração.



4.4. Superfícies de base e topo do Membro Mucuri

As superfícies limítrofes de unidades são importantes peças na construção da história geológica de uma região, sendo elas formadas de diversas formas como erosão, não-deposição ou até basculamento de origem tectônica.

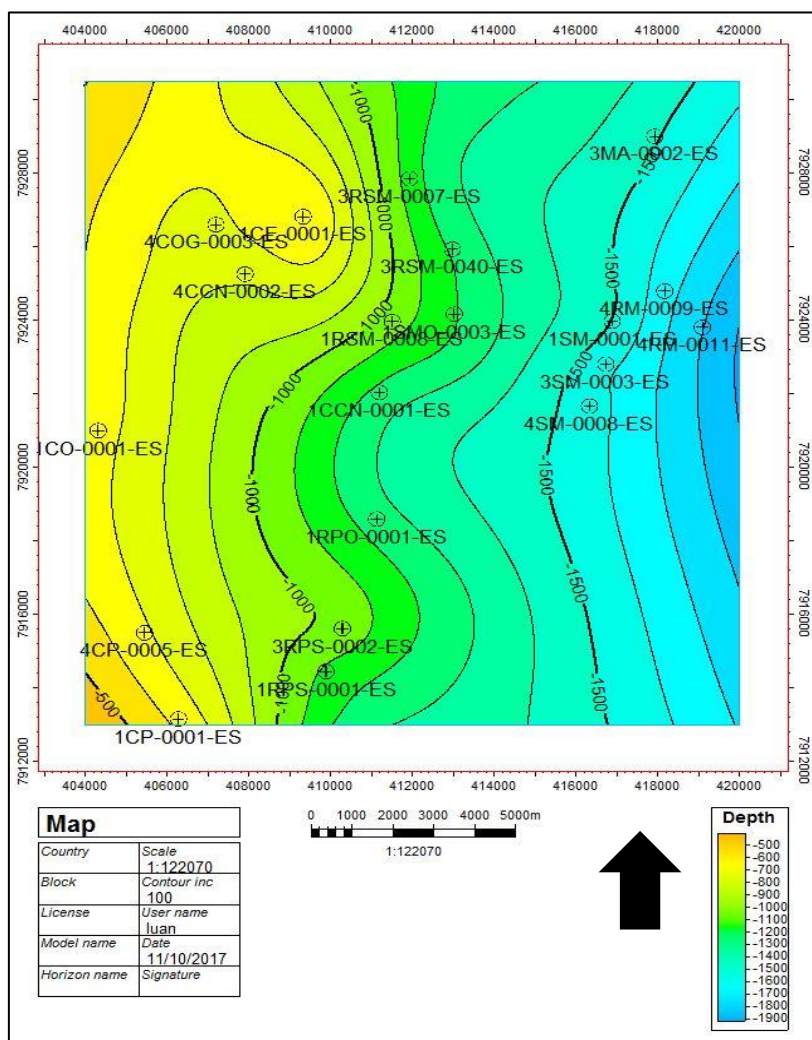
Além disso, estas superfícies delimitam unidades de interesse e podem até ser importantes componentes em sistemas petrolíferos, sendo como selos ou como caminho migratório para hidrocarbonetos e água.

Assim, foram confeccionadas através da interpretação dos 19 perfis neste projeto, superfícies que delimitam a base e o topo do Membro Mucuri, sendo a base o limite entre ele e a Formação Cricaré e o topo entre o Mb. Mucuri e o Membro Itáunas.

A superfície de base (Figura 21) tem como cotas menos profundas à noroeste e sudoeste neste volume geográfico, sendo elas pouco menores que 500 m. De maneira geral, a superfície vai ficando mais profunda em direção leste, que é a direção principal do depocentro da bacia. A menor profundidade encontrada está na região do extremo leste da área, chegando a cotas inferiores a 1900 m.

Considerando a distância entre as extremidades da área de 16000 m e a diferença de profundidade de aproximadamente 1400 m, o ângulo de declive é de aproximadamente 5°.

Figura 21- Mapa de base do Membro Mucuri, apresentando as profundidades de cada isolinha. É possível ver o aumento de profundidade em direção à leste, sendo esta a direção do depocentro da bacia.



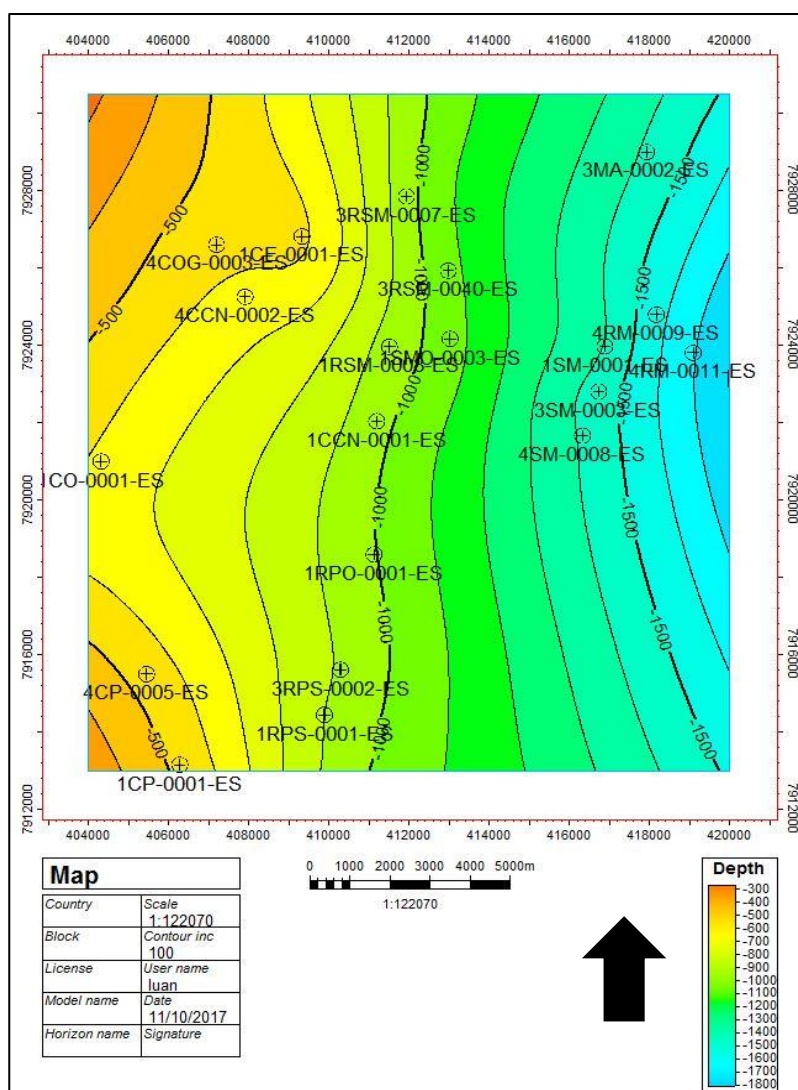
Já a superfície de topo (Figura 22) mantém as características da base, porém com cotas menos profundas próximas a 300 m nas zonas noroeste e

sudoeste da área, com a área mais rasa localizada no extremo leste, com valores de 1850 m de profundidade.

Considerando a distância entre as extremidades da área também é 16000 m e a diferença de profundidade de aproximadamente 1550 m, o ângulo de declive é de aproximadamente $5,5^\circ$, levemente maior que a superfície de base do Membro Mucuri.

Estes mapas também permitem identificar a espessura média da unidade que varia entre 50 e 200 m, sendo 150 m o valor mais comum ao longo da área de estudo.

Figura 22- Mapa de topo do Membro Mucuri, apresentando as profundidades de cada isolinha. É possível ver o aumento de profundidade em direção à leste, sendo esta a direção do depocentro da bacia.



Outra informação importante que estes mapas de superfícies podem indicar é a presença de estruturas regionais. Através da interpretação das isolinhas, é possível identificar uma possível falha (Figura 23), que pode ter origem tanto sin-deposicional quanto pós-deposicional. Porém esta metodologia aplicada no presente trabalho não permite a distinção e nem a confirmação do tipo de estrutura identificado, sendo necessário um futuro estudo, principalmente utilizando sísmica para caracterizar com exatidão as mais diversas estruturas nesta região.

Figura 23- Imagem comparando as superfícies de topo e base do Mb. Mucuri e apresentando uma convergência das isolinhas em ambas as superfícies, representando uma possível falha no local.

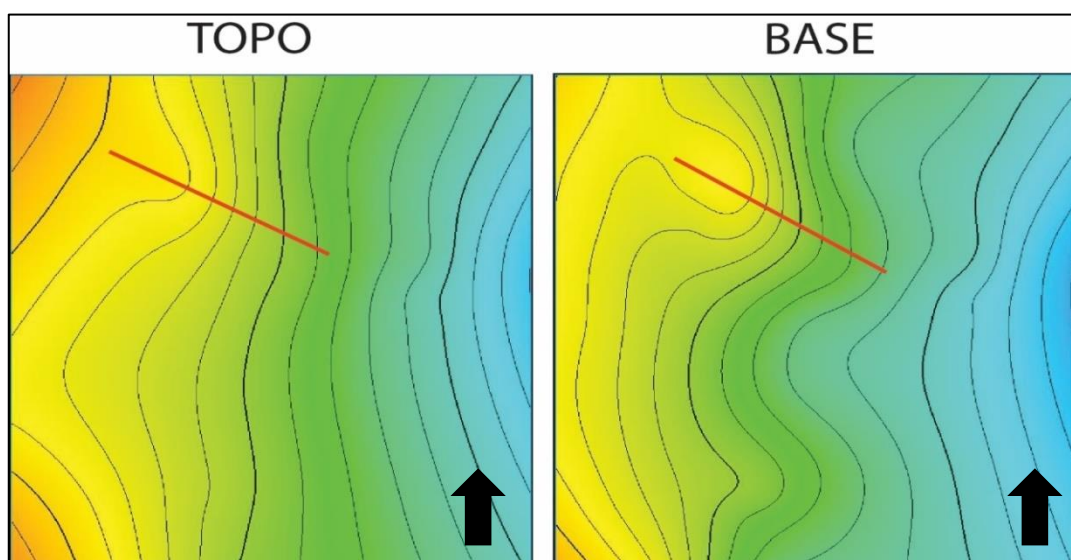
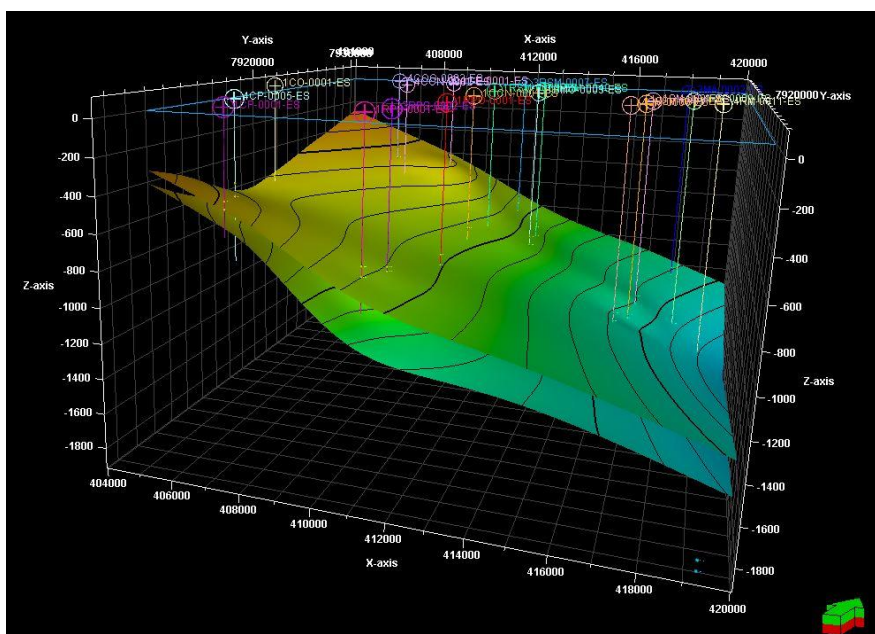


Figura 24- Vista lateral 3-D das superfícies geradas no projeto e os poços utilizados dentro da área de estudo.



4.5. Modelo 3-D

O modelo 3-D é o uma importante ferramenta para o entendimento espacial da variação e distribuição de uma determinada característica.

Neste projeto, o modelo criado tem como objetivo a compreensão da heterogeneidade litológica dentro do Membro Mucuri, auxiliando na interpretação de tendências deposicionais, assim permitindo a construção da história geológica da região com base em dados de subsuperfície.

Para isto, foram utilizados os métodos citados anteriormente, que possibilitaram a concepção de um modelo 3-D completo (Figura 25), com uma zona principal, sem subdivisões internas, para melhor exemplificar o Mucuri como uma única unidade, mesmo que dentro de hajam subdivisões internas, que serão discutidas no tópico seguinte deste trabalho.

O modelo usa como base as superfícies de topo e base do Mucuri, discutidas anteriormente e é preenchido pelos dados litológicos com *upscaling* dos perfis litológicos sintéticos.

É possível descrever como a unidade se comporta em relação à espessura ao longo da área, sendo a zona mais espessa localizada em sudoeste e a mais delgada à nordeste.

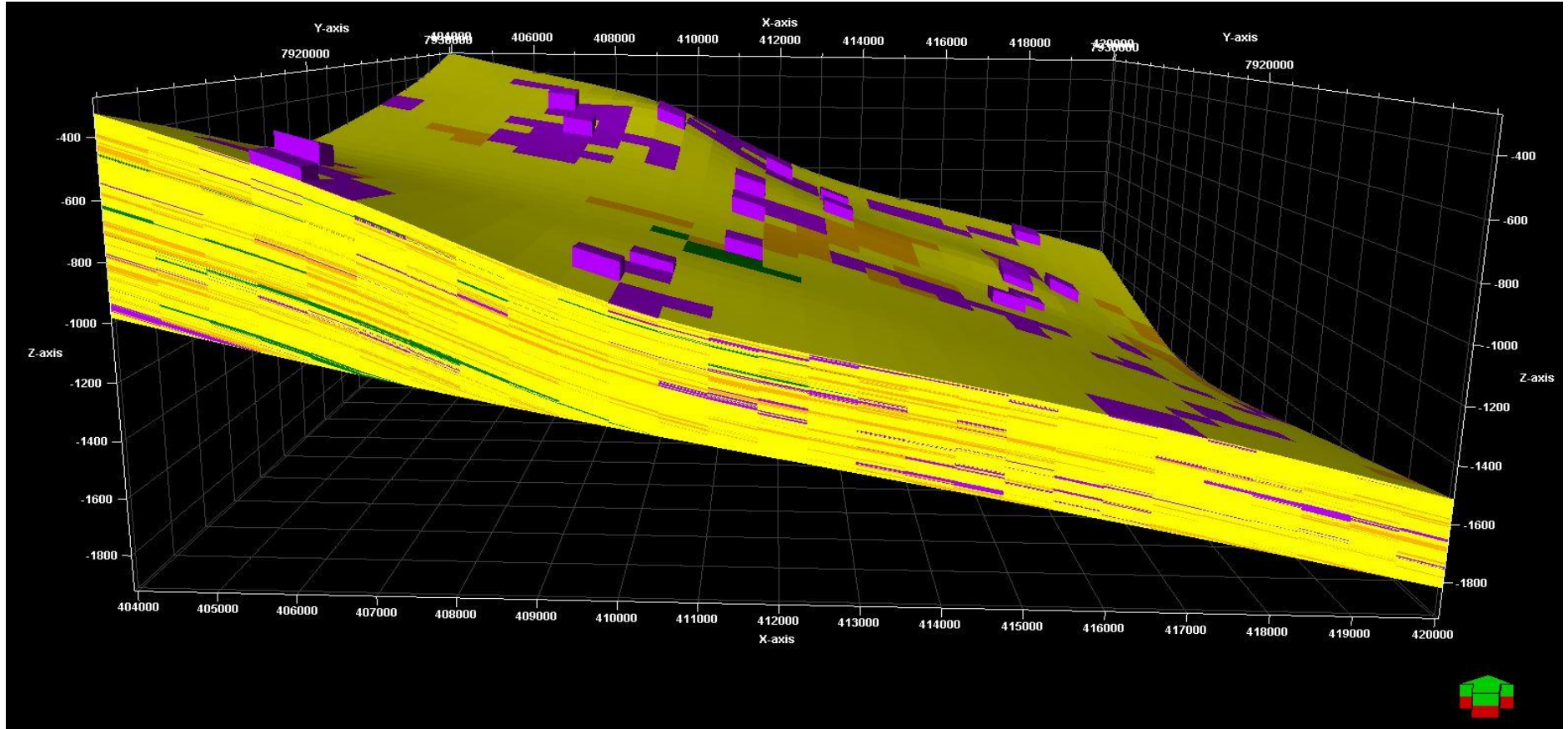
Outra informação básica do modelo 3-D é a diferença de abundância entre as quatro litologias descritas aqui. Sendo arenitos de baixo gama como o principal litotipo, seguido por arenitos de alto gama como segundo e evaporitos/lamitos dividindo os menores valores percentuais.

O modelo 3-D e as figuras derivadas que serão apresentadas a seguir seguem o seguinte esquema de cores:

Quadro 6- Relação dos tipos litológicos inseridos no modelo e suas respectivas cores que estão representadas nas figuras do modelo 3-D.

Litologia	Cor
Evaporito	Magenta
Arenito Baixo Gama	Amarelo
Arenito Alto Gama	Laranja
Lamitos	Verde Escuro

Figura 25- Modelo litológico 3-D completo, apresentando todas as quatro litologias modeladas neste projeto.



4.6. Evolução Geológica do Membro Mucuri

Existem diversas formas de interpretar a evolução geológica de uma área ou bacia específica, entre elas a abordagem tradicional de descrição de afloramentos, com a interpretação das associações de fácies resultando no modelo deposicional. Outra ferramenta é a criação de diagramas de Wheeler e sísmica (TRAMONTINA, 2016) para criar o arcabouço completo.

Neste trabalho a interpretação tem como base em seções do modelo 3-D desenvolvido, uma forma inovadora de identificar eventos estratigráficos associados a determinadas litologias.

É importante salientar, que as superfícies internas a zona chamada Mucuri não são delimitadas necessariamente por diferentes litologias, como acontece nos dados sísmicos, isso porque a presença de uma litologia isolada não é necessariamente sinal de que há aquele tipo de rocha no local. Segundo o conceito de interpolação e probabilidade do modelo, sendo que um tipo litológico isolado pode ser tanto o resultado de ruído do dado, como também a própria litologia presente.

Assim é necessária a análise completa da zona e ver a conexão horizontal entre as fases litológicas, para uma interpretação mais precisa. Assim, deve-se observar um conjunto de células com concentração de uma determinada litologia, indicando que há uma **maior possibilidade de ocorrência da determinada litologia** na região.

As fases de deposição serão chamadas aqui de Unidades, sendo elas divididas em duas categorias. A primeira (UR- unidade regressiva) é formada predominantemente por arenitos de baixo e alto gama na região proximal, podendo apresentar lamitos e evaporitos em direção ao depocentro da bacia, sendo a região *offshore*. Esta fase está provavelmente ligada aos depósitos descritos por Vieira (1998) como sistemas fluviais e aluviais, formando sequências regressivas (EMBRY e JOHANNESSEN, 1992). A segunda categoria (UT- unidade transgressiva) é formada por depósitos *offshore* em regiões proximais, com abundância de lamitos e evaporitos, sendo interpretadas como sequências transgressivas (EMBRY e JOHANNESSEN, 1992).

Também foram utilizadas três diferentes seções para a interpretação das unidades pertencentes ao Membro Mucuri, sendo uma *dip* do extremo sul do polígono, onde a seção é mais espessa e duas *strike*, uma do extremo oeste e outra da região central, mostrando como variam as unidades ao longo do intervalo.

A primeira unidade identificada está presente apenas na região sudoeste do polígono (Figura 26), onde o Membro Mucuri é mais espesso. Ela é caracterizada com um intervalo delgado de arenitos predominantemente, sendo eles localizados a oeste (Figura 27), são depósitos proximais, provavelmente associados a sistema aluviais. A partir destas indicações, esta unidade é chamada de UR1.

A seguir é encontrada a primeira unidade com a presença de evaporitos/lamitos em zona proximal, sendo chamada de UT1. Ela também está presente apenas na região sudoeste do polígono (Figura 28), onde são encontradas as maiores espessuras do Mucuri na área de estudo, chegando a profundidades maiores que 600 m.

A unidade UR2 é caracterizada por ser a primeira unidade que está presente ao longo de quase toda área de estudo na direção *dip* na região sul do polígono, sendo restringido em direção a norte (Figura 29), caracterizando uma unidade alongada em *dip*. Tem como rochas predominantes os arenitos de baixo e alto gama, principalmente nas zonas proximais, sendo então caracterizado como uma unidade regressiva.

Após UR2, novamente as rochas evaporíticas e lamosas tomam conta das regiões proximais, indicando uma nova inundação da bacia, criando a UT2, que é caracterizada por uma distribuição restrita em *strike* (Figura 30), porém ampla em *dip* no sul da área. Esta unidade não está presente na região centro-norte do polígono.

As unidades UR3 e UR4 são muito semelhantes, tanto em espessura quando em distribuição espacial, ambas representam intervalos de amplo domínio de rochas areníticas em zonas proximais, sendo a UR4 possui lentes de rocha evaporítica na zona de transição entre as zonas distal e proximal. Elas estão distribuídas na região centro-sul do polígono amplamente, tanto em *dip* quanto *strike*.

Entre estas duas unidades citadas no parágrafo anterior, está um novo evento transgressivo na bacia, chamado de UT3, representado por uma unidade delgada, mas com ampla distribuição *dip* e *strike* na área centro-sul, assim como UR3 e UR4.

Por fim as duas unidades que são encontradas em todo polígono de estudo, a UT4 e UR5. A primeira é caracterizada como o principal evento de inundação apresentado no modelo, com grande espessura e distribuição ampla, não sendo restringido em nenhuma área, preenchendo amplamente a bacia com rochas evaporíticas e lamitos. A UR5 marca o último intervalo dentro do Membro Mucuri, apresentando rochas areníticas em zona proximal e algumas lentes de evaporitos ao longo do intervalo. É notável o aumento gradual de rochas evaporíticas em direção ao topo do Mucuri, que acabou sendo sotoposto ao intervalo do Membro Itaúnas, que é uma unidade predominantemente formada por evaporitos.

Assim, com a interpretação de seções retiradas do modelo, foi possível identificar nove unidades inseridas no Membro Mucuri, sendo cinco unidades regressivas (UR) e quatro transgressivas (UT).

Além disso, apenas as unidades UT4 e UR5 estão amplamente distribuídas na bacia, não se restringindo a áreas específicas como as outras, que só estão presentes na porção centro sul do polígono (Figura 30 e Figura 31).

Figura 26- Seção não-interpretada *dip* do extremo sul do modelo litológico.

Dip - Não interpretada

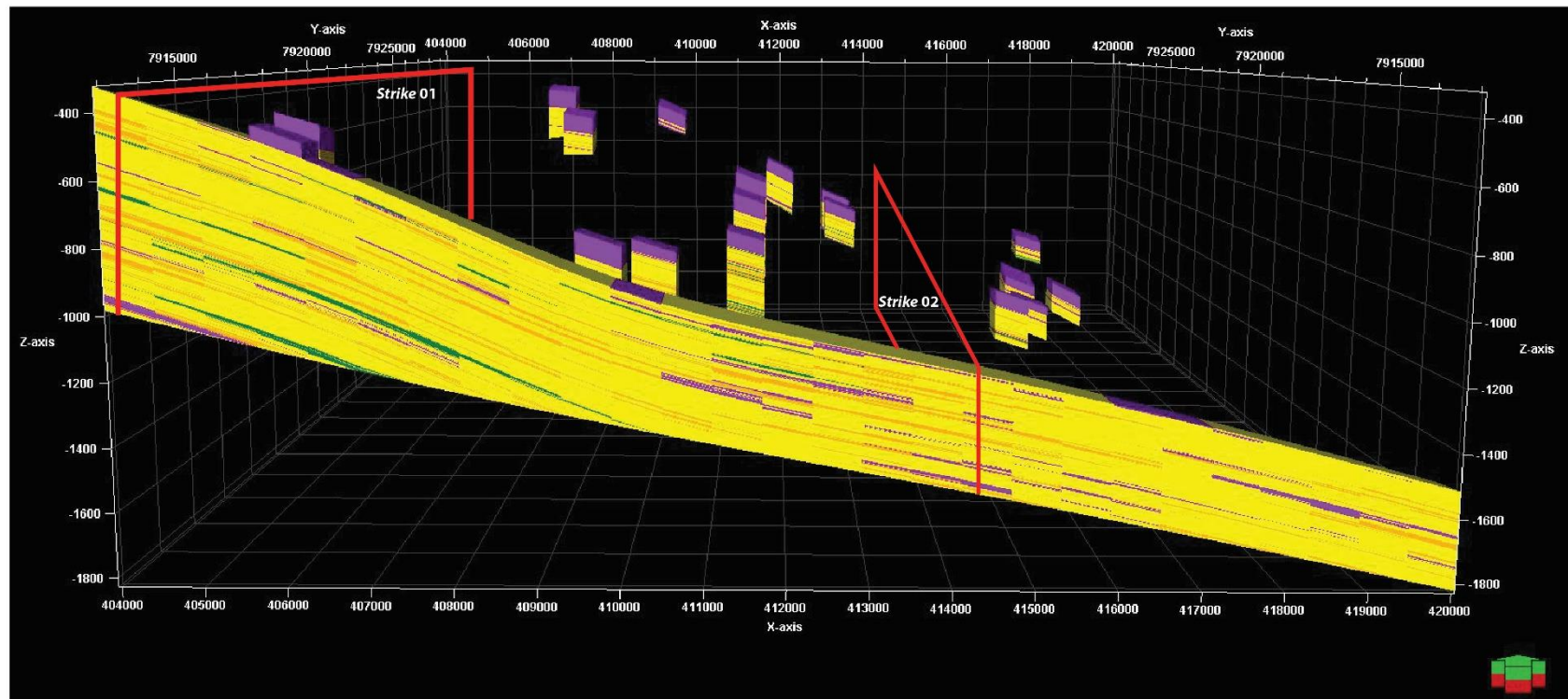


Figura 27- Seção interpretada *dip* do extremo sul do modelo litológico, onde é possível ver as sete unidades deposicionais interpretadas, sendo quatro em amarela representando da base para o topo UR1, UR2, UR3 e UR4. As três unidades verdes são UT1, UT2 e UT3.

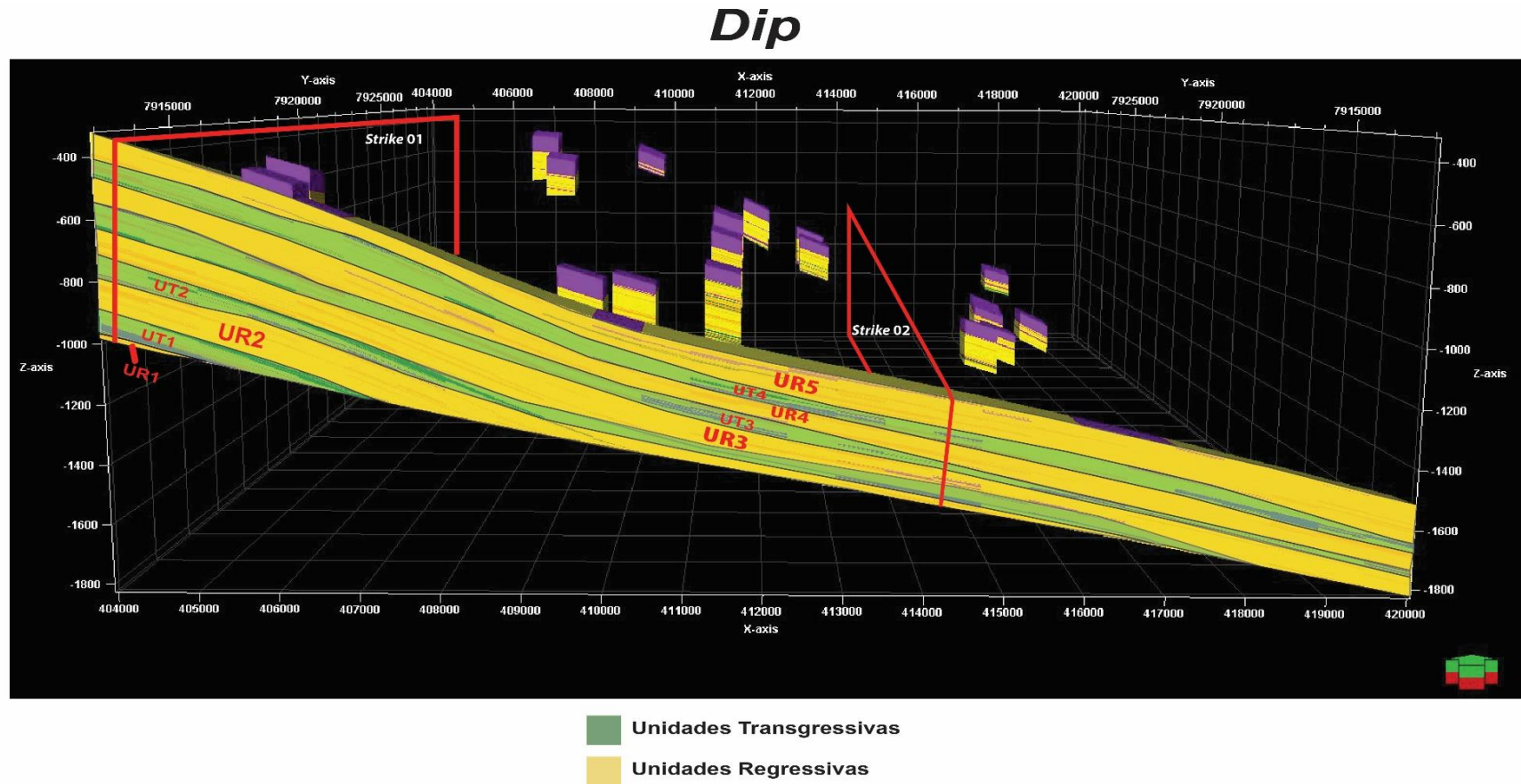


Figura 28- Seção não-interpretada *Strike 01* da região oeste do modelo litológico.

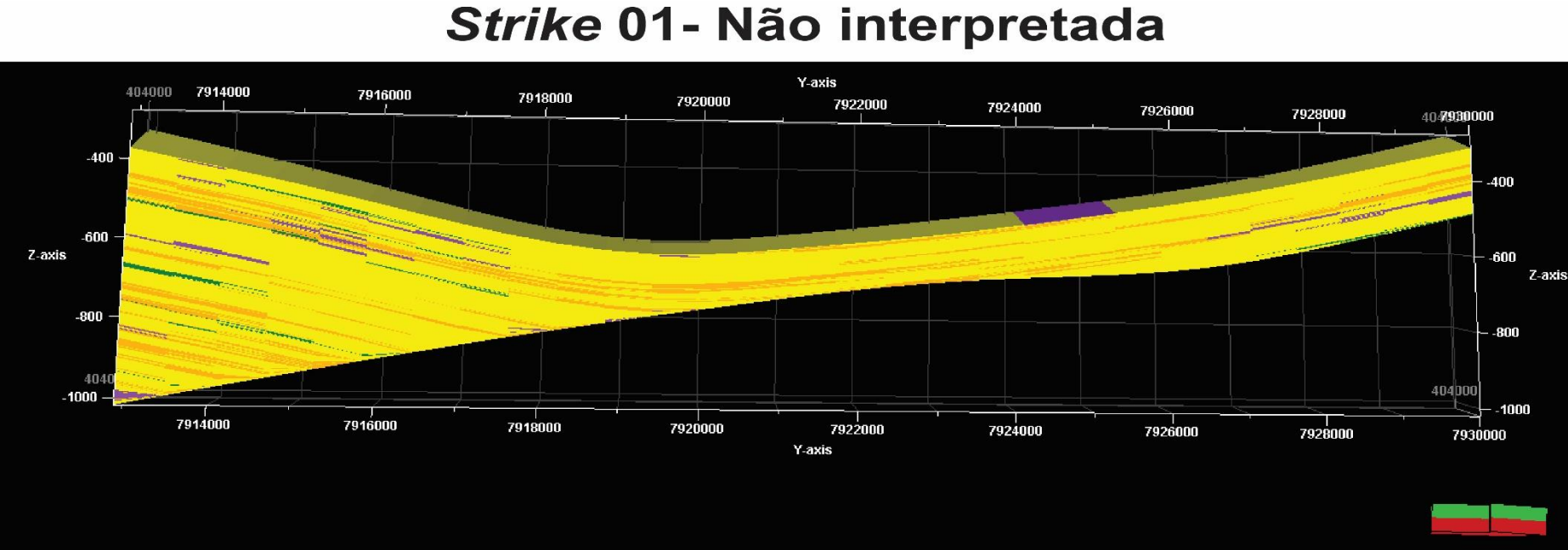
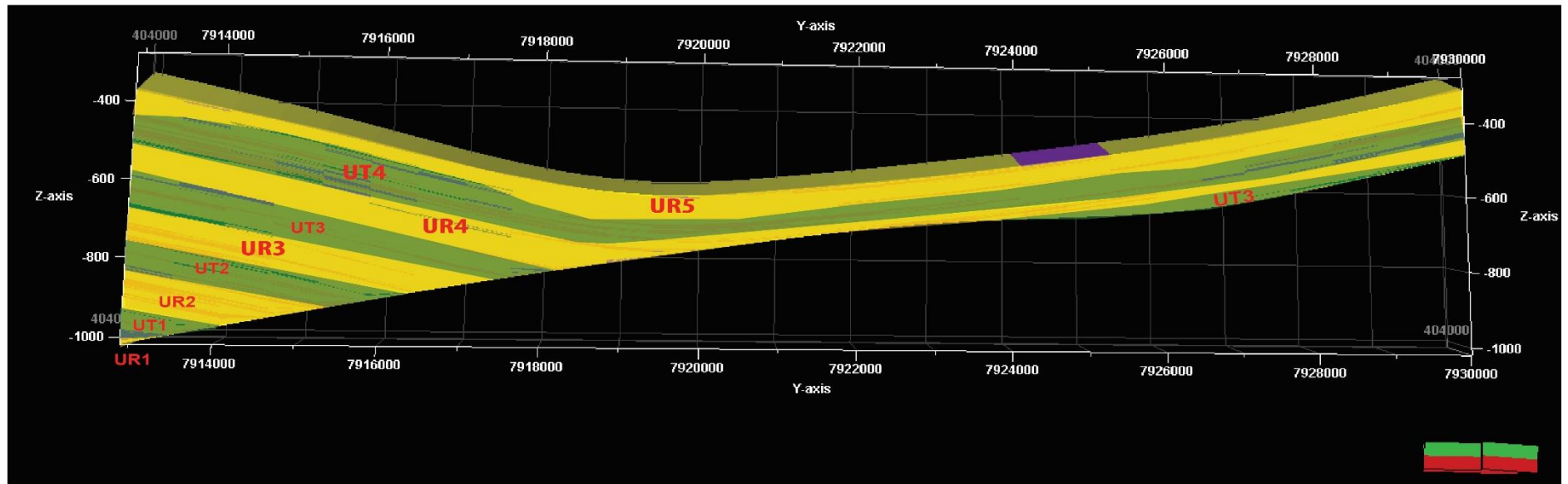


Figura 29- Seção interpretada *Strike 01* da região oeste do modelo litológico, onde é possível ver as nove unidades deposicionais interpretadas, sendo cinco em amarelo representando da base para o topo UR1, UR2, UR3, UR4 e UR5. As quatro unidades verdes são UT1, UT2, UT3 e UT4.

Strike 01



- Unidades Transgressivas
- Unidades Regressivas

Figura 30- Seção não-interpretada Strike 02 da região central do modelo litológico.

Strike 02 - Não interpretada

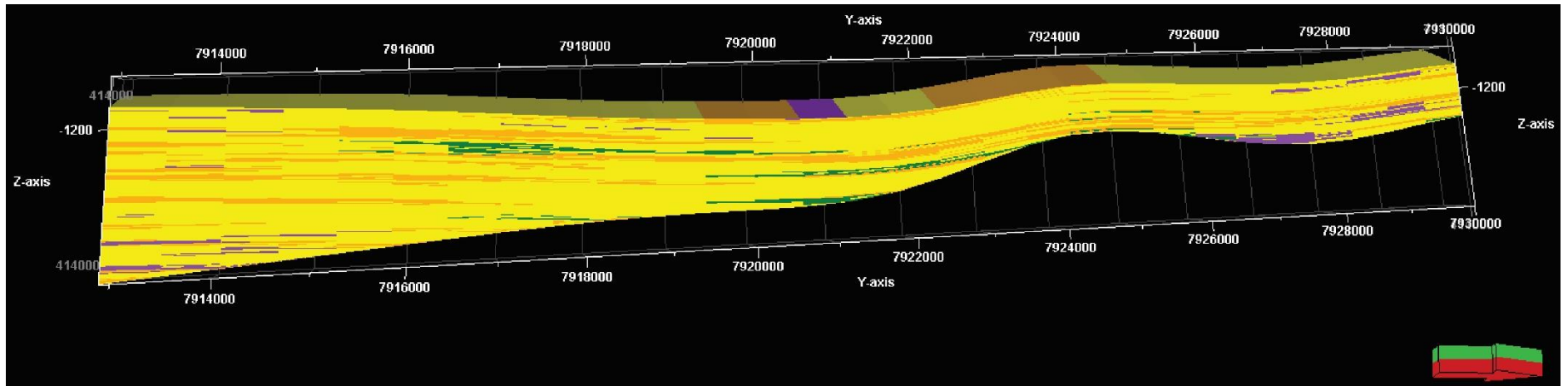
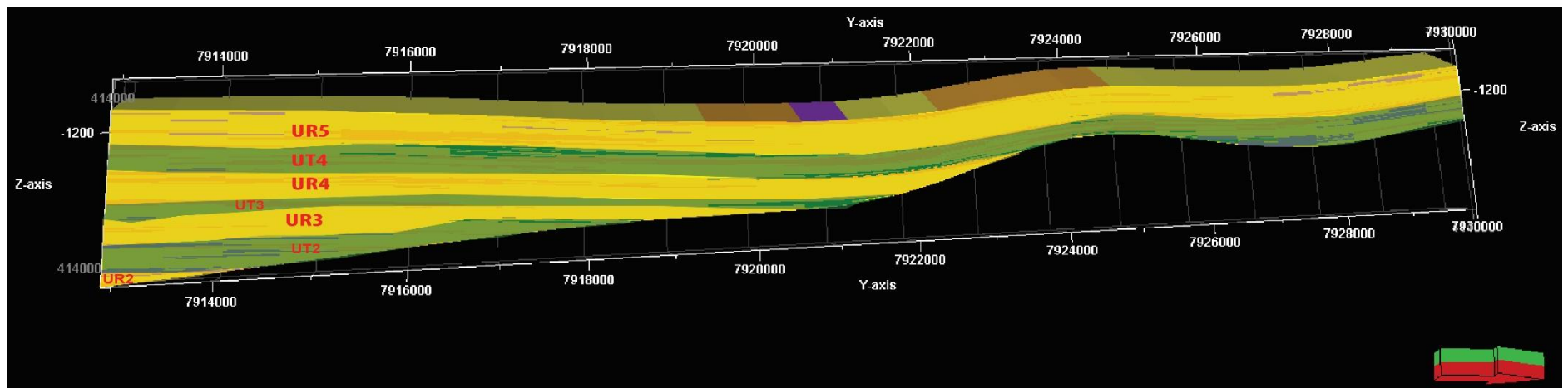


Figura 31- Seção interpretada *Strike 02* da região central do modelo litológico, onde é possível ver as sete unidades deposicionais interpretadas, sendo quatro em amarelo representando da base para o topo UR2, UR3, UR4 e UR5. As três unidades verdes são UT2, UT3 e UT4.

Strike 02



- Unidades Transgressivas
- Unidades Regressivas

4.7. Caracterização do reservatório

A caracterização unidades reservatório é uma importante ferramenta para a indústria petrolífera, tanto na fase de exploração quanto na produção e desenvolvimento de campos. Ela determina como os projetos serão operados e executados.

Assim, foram utilizados os resultados anteriormente apresentados como base para a caracterização da zona do Membro Mucuri como reservatório, dentro do polígono de estudo.

Galloway e Hobday (1996) classificou três tipos de reservatórios: *Layer Cake*, *Jigsaw Puzzle* e *Labyrinth* (Figura 6). Sendo o primeiro como zonas contínuas tanto lateral quanto horizontalmente, com variação gradual de litologias e de fácil correlação. Já *Jigsaw Puzzle* seria um meio termo, com mudanças abruptas de permeabilidade e tipos litológicos, formando interdigitação nos limites litológicos. Este tipo de reservatório é de fácil delimitação da área de produção, porém sua correlação é complicada. Por fim *Labyrinth*, que é formado por reservatórios isolados de difícil correlação e delimitação de sua zona de produção.

Assim com base nestas informações e com o uso dos filtros do *Petrel* é possível isolar as fácies reservatório do Mucuri (Arenitos de Baixo e Alto Gama), das não-reservatório (Evaporitos e Lamitos).

Os primeiros somados formam 93,1% do volume de rocha dentro do modelo (Figura 20), já as rochas não-reservatórios compõem os 6,9% restantes. Assim é claro a ampla dominância das fases reservatórios em detrimento do que seriam as barreiras de fluxo ou selos do sistema.

Assim, para uma melhor visualização da distribuição destas fácies ao longo da área de estudo, é possível gerar modelos 3D em formato cerca (Figura 32), com seções *dip* e *strike*.

Figura 32- Diagrama em grade do modelo litológico, apresentando conjuntos de seções *dip* e *strike* que mostram a distribuição espacial das quatro litologias modeladas no projeto.

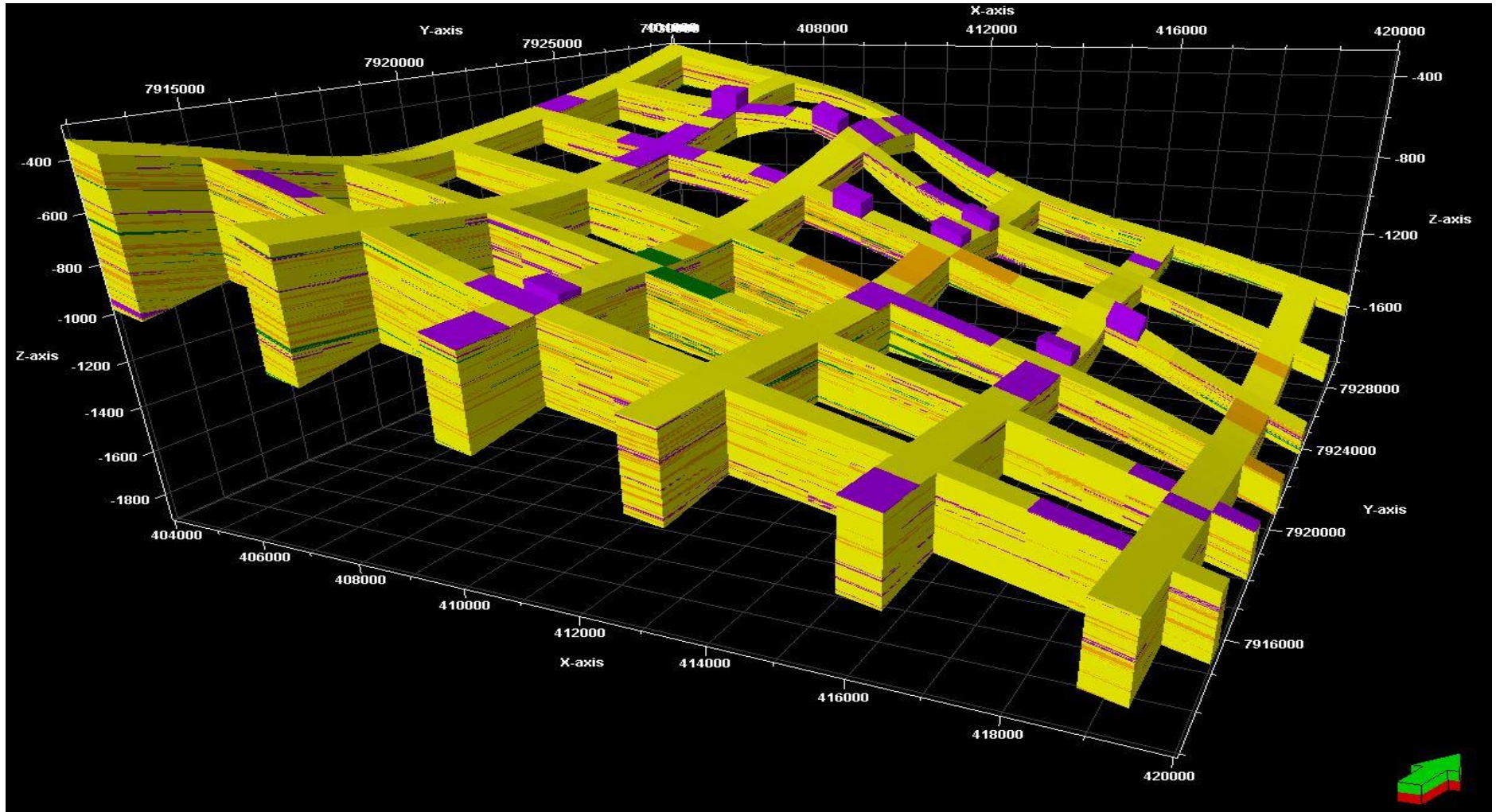


Figura 33- Diagrama em grade do modelo litológico, apresentando conjuntos de seções *dip* e *strike* que mostram a distribuição espacial das duas litologias reservatório (arenitos de alto e baixo gama) modeladas no projeto. Em detalhe uma imagem de *zoom* enfatizando a ausência de rochas não-reservatório.

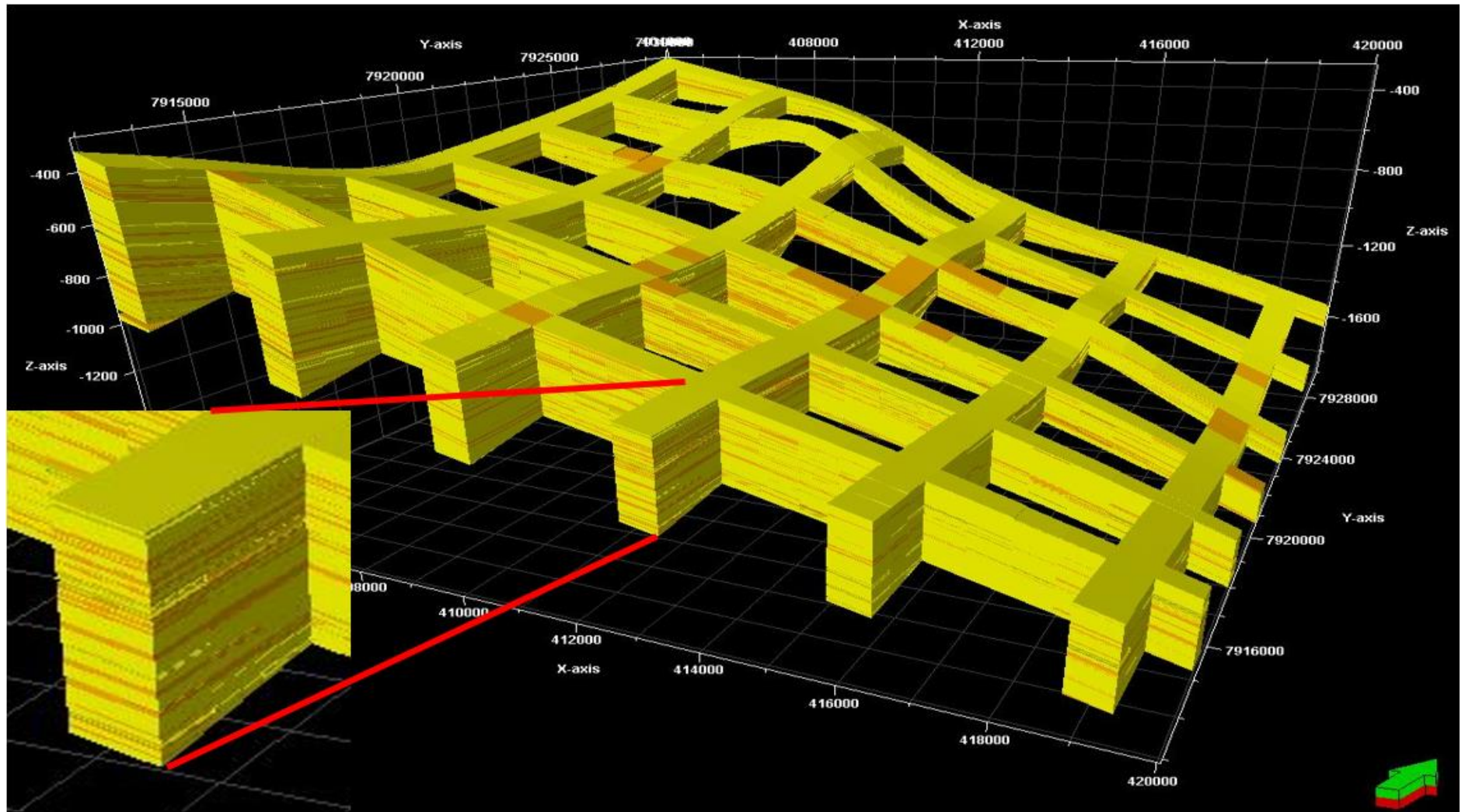
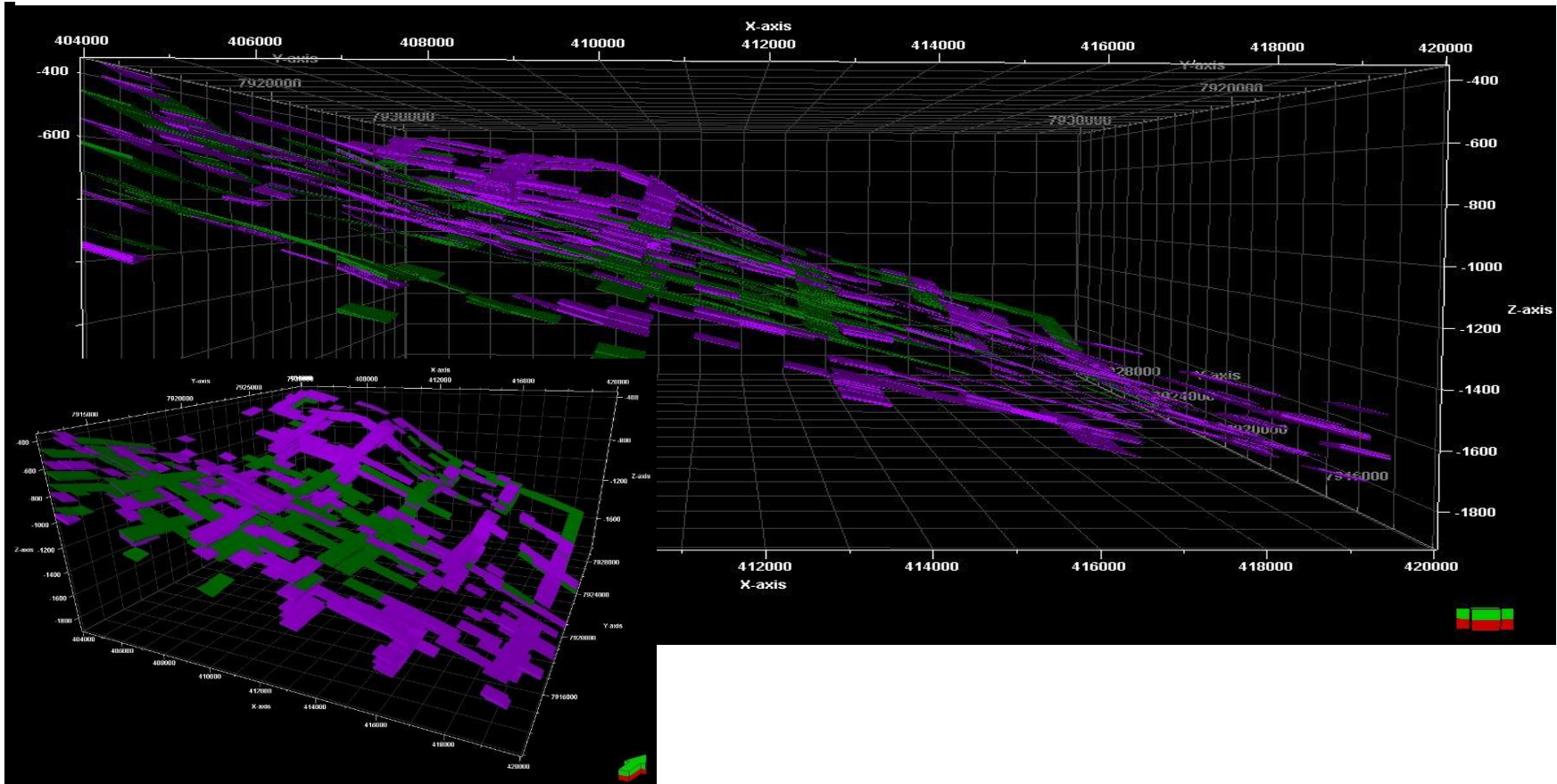


Figura 34- Diagramas em grade do modelo litológico em duas vistas, apresentando conjuntos de seções dip e strike que mostram a distribuição espacial das duas litologias não-reservatório (evaporitos e lamitos) modeladas no projeto.



Assim, com base nas imagens anteriormente apresentadas foi possível interpretar o Membro Mucuri na área de estudo como tipo *Layer Cake*. Isso devido à abundância de fácies reservatórios (Figura 33), ultrapassando 90% do volume total de rocha.

As fácies reservatório possuem continuidade lateral e horizontal, além de boa conectividade. Por outro lado, as fácies não-reservatório (Figura 34) também são lateralmente contínuas, por vezes formando lentes de pouca espessura, porém não formam grandes barreiras de fluxo.

Portanto é possível inferir que o Membro Mucuri possui um volume grande de rochas reservatório, porém devido à grande extensão lateral e vertical destas unidades, o fluído, seja ele gás ou óleo, é transportado ao longo das camadas durante um grande intervalo de tempo até encontrar uma barreira que permita sua acumulação, trazendo assim, possíveis perdas ao longo do trajeto.

Em uma escala mais ampla, os eventos UT, que retratam as transgressões mapeadas no modelo 3D marcam uma maior concentração das fácies não-reservatório, apresentando assim níveis de concentração de barreiras de fluxo ou níveis de deflexão de fluxo, podendo assim gerar intervalos internos ao reservatório, notoriamente trabalhados pelas equipes de engenharia de reservatório como intervalos produtores.

Cabe por fim salientar que toda esta análise foi realizada a partir das fácies deposicionais, sem análise de porosidade ou impacto diagenético, o que seria outro modelo a ser realizado e integrado a este estudo.

5. CONCLUSÕES

Este tópico é dedicado às conclusões e considerações finais deste trabalho, agrupando os diferentes resultados obtidos ao longo do processo e sintetizando-os de maneira concisa e direta.

O modelo tridimensional gerado permite definir as principais conclusões acerca dos procedimentos adotados, testabilidade da metodologia, limitação dos dados, e resultados sobre a interpretação geológica dos dados e inferências sobre a caracterização dos reservatórios.

- Foram interpretados diferentes tipos de perfis geofísicos e com o auxílio de dados numéricos foram obtidos pontos de corte litológicos para a área, levando em conta principalmente o valor de gama obtido no perfil geofísico e a porcentagem de minerais com elementos radioativos como K-feldspato e biotita.

- Foi possível interpretar a partir dos três pontos de corte, quatro diferentes litologias, sendo elas em ordem crescente de gama: evaporitos, arenito de baixo gama, arenito de alto gama e lamitos.

- O limite entre os dois tipos de arenitos foi definido com base na interpretação da nuvem de pontos plotados no gráfico gama-porcentagem mineral. Porém em lâmina não foi possível fazer esta distinção, abrindo possibilidades para um futuro estudo que defina se realmente há um limite litológico e qual o significado geológico destas diferentes litologias.

- Os perfis sintéticos obtidos através do algoritmo lógico no *software Petrel* apresentaram resultados coerentes com os dados do perfil litológico de calha que foi produzido durante a perfuração dos diferentes poços utilizados neste projeto.

- A maior divergência entre os perfis sintéticos e os litológicos está nos lamitos, porém foi possível através dos resultados do grupo de petrografia do projeto Mucuri, verificar que a maioria das rochas descritas como lamito durante a perfuração eram na verdade arenitos finos a muito finos, altamente arcoseanos e ricos em biotita.

- A litologia "Evaporitos" foi usada com êxito tanto para o controle de superfícies quanto para a calibração litológica devido à sua assinatura característica de raio gama, possuindo valores muito baixos deste sinal.

- Os perfis sintéticos se apresentaram como ótimas ferramentas para poços que não possuem dados litológicos descritos, ou com limitações de resolução (perfil litológico composto - usualmente 3 metros por amostra de calha). Entretanto, a união destas duas técnicas consolidou e corroborou para um modelo litológico mais preciso, não sendo elas mutuamente excludentes.

- Os histogramas mostraram como varia cada litologia em termos de porcentagem ao longo da construção do modelo 3-D, assim foi possível inferir que o máximo de variação entre os poços e o modelo é de 11,3%, apresentado pela litologia Arenito de Baixo Gama.

- Através da interpretação dos 19 perfis foi possível criar as superfícies de topo e base do Membro Mucuri. A superfície de base divide a unidade da Formação Cricaré, já a superfície de topo divide-a do Membro Itaúnas, que é a fase evaporítica principal da bacia.

- Estas superfícies apresentam na região noroeste da área de estudo uma anomalia nas isolinhas que possivelmente estão ligadas à uma falha. Por cruzar ambas superfícies, é provavelmente pós-deposicional. Para uma melhor compreensão desta estrutura e de sua gênese seria necessária a aplicação de outras técnicas como a interpretação sísmica. Assim seria possível caracterizar a área estruturalmente e verificar se estas falhas são caminhos de migração ou formam armadilhas estruturais, o que auxiliaria na possível produção de hidrocarbonetos na região.

- O modelo 3-D permitiu a descrição de como a unidade do Membro Mucuri está estabelecida em relação à espessura e distribuição na área de estudo, sendo a zona sudoeste mais espessa e a nordeste mais delgada. Além disso, é possível verificar a relação de abundância de litologia caracterizada no modelo, sendo evaporitos e lamitos as rochas de menor volume total e os arenitos de alto e baixo gama representam a ampla maioria das rochas nesta unidade.

- Outra informação básica obtida do modelo 3-D é a diferença de abundância entre as quatro litologias descritas aqui. Sendo arenitos de baixo gama como o principal litotipo, seguido por arenitos de alto gama como segundo e evaporitos/lamitos dividindo os menores valores percentuais.

- Foram identificadas nove unidades inseridas no Membro Mucuri, sendo cinco unidades regressivas (UR) e quatro transgressivas (UT).

- As unidades UT4 e UR5 estão amplamente distribuídas na bacia, não se restringindo a áreas específicas, já UR1 e UT1 só aparecem no extremo sudoeste do polígono, enquanto UR2, UT2, UR3, UT3 e UR4 estão presentes ao longo de toda extensão dip na região centro-sul do polígono, não estando depositados na região norte.

- O Membro Mucuri possui mais conexões porosas (arenitos) do que barreiras de fluxo formadas pelos lamitos e evaporitos.

- O reservatório foi caracterizado como *Layer Cake*. Ele possui ampla conectividade das fases reservatórios, com raras barreiras de fluxo, marcando assim um intervalo contínuo de bom reservatório para o Membro Mucuri ao longo de toda a área de estudo.

Entretanto, a concentração das fácies não-reservatório nas unidades transgressivas (UTs) pode gerar barreiras ou defletores de fluxo, que podem retardar a migração de óleo ou até fracionar o reservatório em zonas produtoras distintas.

A presente metodologia desenvolvida fornece um volume de resultados de baixo custo, utilizando dados usuais, e critérios geológicos de controle, parâmetros estatísticos e definições claras para gerar um modelo 1D (poço) e 3D modelo de reservatórios para o Membro Mucuri. Os modelos gerados fornecem subsídios importantes para um melhor controle litológico para todo o Membro Mucuri da região terrestre da Bacia do Espírito Santo (a ser utilizado no Projeto Mucuri) como complemento e refinamento do perfil litológico composto dos poços, e o modelo 3D subsidia o gerenciamento de reservatórios na área de estudo.

6. REFERÊNCIAS

- ALBERTÃO G.A., MULDER T., ESCHARD R. *Impact of salt-related palaeotopography on the distribution of turbidite reservoirs: Evidence from well-seismic analyses and structural restorations in the Brazilian offshore*. Marine and Petroleum Geology 28: 1023-1046, 2011.
- ASMUS, H. E.; GOMES, J. B.; PEREIRA, A. C. B. Integração geológica regional da Bacia do Espírito Santo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 25, São Paulo. Anais. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia. v. 3, pp. 235-252, 1971.
- BIASSUSI, A., MACIEL, A., CARVALHO, R. Bacia do Espírito Santo: O Estado da Arte da Exploração. Geoci. PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 4 (1): 13-19, jan./mar. 1990.
- CARVALHO, K.W.B. Geologia da bacia sedimentar do Rio Almada. Boletim Técnico Petrobrás. v. 8, n. 1, 5-56, 1965.
- DE ROS, L. F., GOLDBERG, K., DANI, N., ARMELENTI, G., CARVALHO, A. S. G. & ZAMBONATO, E. E. *Diagenetic processes in clastic pre-salt reservoirs, onshore Espírito Santo Basin, eastern Brazil*. In: AAPG ANNUAL CONVENTION EXHIBITION, 2010, New Orleans. *Abstracts Volume...* New Orleans, pp. 56-56, 2010
- EMBRY, A.F., JOHANNESSEN, E.P. *T–R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic- Lower Jurassic succession, western Sverdrup basin, Arctic Canada*. In: Vorren, T.O., Bergsager, E., Dahl-Stamnes, O.A., Holter, E., Johansen, B., Lie, E., Lund, T.B. (Eds.), *Arctic Geology and Petroleum Potential*, vol. 2 (Special Publication). Norwegian Petroleum Society (NPF), pp. 121–146, 1992.
- FRANÇA, R.L., DEL REY A.C., TAGLIARI C.V., Brandão J.R., Fontanelli P.R. Bacia do Espírito Santo. Boletim Geociências Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, 501-509, 2007.
- GALLOWAY, W. E., and HOBDAV, D. K. *Terrigenous clastic depositional systems: Heidelberg*, Springer-Verlag, 489 p, 1996.
- ISYAKU A.A., RUST D., TEEUW R., WHITWORTH M. *Integrated well log and 2-D seismic data interpretation to image the subsurface stratigraphy and structure in north-eastern Bornu (Chad) basin*. Journal of African Earth Sciences 121: 1-15, 2016.
- KEAREY P., BROOKS M., HILL I. (2002) *Geofísica de exploração – edição traduzida para Português por Coelho M.C.M. Oficina dos Textos*, 2009.
- MOHAMED A.K., GHAZALA H.H., MOHAMED L. *Integration between well logging and seismic reflection techniques for structural analysis and reservoir characterizations, Abu El Gharadig basin, Egypt*. NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, 2016.

RANGEL, H.D., BIASSUSI, A.S., LIMA, F.R.T. Carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo. São Mateus, Relatório Interno Petrobras, 1990.
Schlumberger *Wireline and Testing. Log Interpretation, Principles/Applications*, 1989.

SCHLUMBERGER. Schlumberger *Wireline and Testing. Log Interpretation, Principles/Applications*. 1989

TRAMONTINA, F.R. *Análise tectono-estratigráfica do Membro Mucuri no cubo sísmico 3D fazenda Cedro Sul, Aptiano da Bacia do Espírito Santo*. Porto Alegre, 112 f. Trabalho de Graduação, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2016.

UFRGS. Arquitetura estratigráfica, geometria e heterogeneidade de arenitos reservatórios da Formação Maracangalha, Bacia do Recôncavo, Bahia. Projeto UFRGS-Petrobras (Relatório Interno), 2007.

VIEIRA, R. A. B., MENDES, M. P., VIEIRA, P.E., COSTA, L. A. R., TAGLIARI, C. V., BACELAR, L. A. P. & FEIJO, F.J. Bacias do Espírito Santo e Mucuri. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, 8(1): 191-202, 1994.

VIEIRA, R. A. B. *Análise estratigráfica e evolução paleogeográfica da seção Neoptiana na Porção Sul da Plataforma de São Mateus, Bacia do Espírito Santo, Brasil*. 158 f. Tese de Mestrado – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1998.

GEO 03015 – PROJETO TEMÁTICO EM GEOLOGIA III

Título da Monografia: Caracterização e Modelagem de Reservatórios do Membro mucuri na Plataforma de Regência, Bacia do Espírito Santo	
Autor: Luan Pacheco Timm	
Orientador(es): Prof. Dr. Juliano Kuchle	
Nota final (1 até 10): 8,0	
Examinador: Taís Freitas da Silva	Data: 21/12/2007

		Sim	Não	Em parte
1	O título é informativo e reflete o conteúdo da monografia?	X		
2	O resumo do trabalho informa sobre os tópicos essenciais da monografia?			X
3	As ilustrações são úteis e adequadas?	X		
4	O manuscrito apresenta estrutura organizada?	X		
5	A introdução apresenta os fundamentos para o restante do texto da monografia?	X		
6	Os materiais e métodos são descritos adequadamente?	X		
7	Os resultados são de qualidade e mostrados concisamente?	X		
8	As interpretações e conclusões são baseadas nos dados obtidos?	X		
9	As referências são convenientes e usadas adequadamente?	X		
10	O manuscrito possui boa redação (digitação, ortografia e gramática)?	X		

Página	Correções obrigatórias
VI	Mencionar no resumo os resultados gerados e as conclusões obtidas.
	Algumas Figuras devem ser reposicionadas para que acompanhem a parte do texto onde são citadas.

GEO 03015 – PROJETO TEMÁTICO EM GEOLOGIA III

Título da Monografia: CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM DE RESERVATÓRIOS DO MEMBRO MUCURT...	
Autor: LUAN PACHECO TIMM	
Orientador(es): JULIANO KUCHE	
Nota final (1 até 10): 8,0	
Examinador: CESAR L. SCHULTZ	Data: 19/10/17

		Sim	Não	Em parte
1	O título é informativo e reflete o conteúdo da monografia?			X
2	O resumo do trabalho informa sobre os tópicos essenciais da monografia?			X
3	As ilustrações são úteis e adequadas?			X
4	O manuscrito apresenta estrutura organizada?			X
5	A introdução apresenta os fundamentos para o restante do texto da monografia?			X
6	Os materiais e métodos são descritos adequadamente?			X
7	Os resultados são de qualidade e mostrados concisamente?	X		
8	As interpretações e conclusões são baseadas nos dados obtidos?	X		
9	As referências são convenientes e usadas adequadamente?	X		
10	O manuscrito possui boa redação (digitação, ortografia e gramática)? <i>Muitos erros de ortografia e Gram.</i>			X

Página	Correções obrigatórias
TÍTULO	É o único local do texto onde é mencionada a "PLATAFORMA DE REGÊNCIA". Retirar
RESUMO	Precisa ser inteiramente refeito
* TEXTO	Todo o texto está escrito em forma de PROJETO, inclusive com tempos verbais no presente e no futuro. Refazer.
5	Melhorar Fig. (2). As Figs 4, (5), 8, (9), 15, 21, 22 e 24 apresentam partes ilegíveis. A Fig 14 é desnecessária.
* TEXTO	Em alguns pontos, não fica claro se o autor participou ou não de algumas atividades (Ex: Descrição de testemunhos, petrografia).

(20)