

Trabalho de Conclusão de Curso

Curso de Graduação em Geologia

**ANÁLISE DAS RESPOSTAS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS DOS CARBONATOS
BARREMIANO, ALBIANO E NEÓGENO NO CAMPO DE BONITO, BACIA DE
CAMPOS- RJ.**

Ricardo Otto Rozza Schmidt

Orientador: Prof. Dr. João Carlos Dourado

Co-orientadora: Dra. Maria Gabriela C.Vincentelli

Rio Claro (SP)

2013

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Câmpus de Rio Claro

RICARDO OTTO ROZZA SCHMIDT

**ANÁLISE DAS RESPOSTAS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS
DOS CARBONATOS BARREMIANO, ALBIANO E
NEÓGENO NO CAMPO DE BONITO, BACIA DE
CAMPOS- RJ.**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Instituto de Geociências e
Ciências Exatas - Câmpus de Rio Claro,
da Universidade Estadual Paulista Júlio
de Mesquita Filho, para obtenção do grau
de Bacharel em Geologia.

Rio Claro - SP

2013

551 Schmidt, Ricardo Otto Rozza
S353a Análise das respostas de atributos sísmicos dos carbonatos barremiano, albio e neógeno no campo de Bonito, bacia de Campos - RJ / Ricardo Otto Rozza Schmidt. - Rio Claro, 2013
67 f. : il., figs., tabs.

Trabalho de conclusão de curso (Geologia) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Orientador: João Carlos Dourado
Coorientador: Maria Gabriela C.Vincentelli

1. campo de Bonito. 2. Reservatórios carbonáticos. 3. Caracterização de reservatórios. 4. atributos sísmicos. I. Título.

RICARDO OTTO ROZZA SCHMIDT

ANÁLISE DAS RESPOSTAS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS
DOS CARBONATOS BARREMIANO, ALBIANO E
NEÓGENO NO CAMPO DE BONITO, BACIA DE
CAMPOS- RJ.

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Instituto de Geociências e
Ciências Exatas - Câmpus de Rio Claro,
da Universidade Estadual Paulista Júlio
de Mesquita Filho, para obtenção do grau
de Bacharel em Geologia.

Comissão Examinadora

Prof. Dr João Carlos Dourado (Orientador)

Prof. Dr Mario Luis Assine

Dr. Sergio Antonio Cáceres Contreras

Rio Claro, 18 de Novembro de 2013.

A minha Família, a base de tudo que sou.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a meus pais Ricardo Otto Leão Schmidt e Adriana de Fátima Rozza, por terem me propiciado uma educação maravilhosa, fazendo com que eu valorize e muito a educação, como resultado disto e de todo apoio que me deram, finalizo esta etapa: a graduação. Agradeço minha irmã Anna Carolina, por sempre me ensinar que o mundo merece cabeças abertas para ser compreendido, e que a humildade nessa vida tem muito valor.

Agradeço também meus avós Bea, Valci, Rodolfo e Leopoldo por sempre acreditarem em mim, e servirem de exemplo e motivação na minha busca.

Em especial externo meus agradecimentos ao casal Gabriela e Sérgio por terem me ajudado incontáveis vezes durante a realização deste trabalho e por serem um exemplo para mim.

Ao Prof. João Carlos Dourado pela orientação.

Aos meus amigos e ex-companheiros de “República Milharal”: Roberto (Fruta), André (Lara), Murilo (Senta), Guilherme (Cabrito) e Rafael (Bernie), por terem me oferecido a amizade e companheirismo além dos aprendizados do dia a dia.

Aos atuais companheiros de república Dimitri, Ariane, Gislaine e Flavião que também me ensinaram muito, neste ano de convivência.

A toda turma “Alcool’n’Gel”, que sinceramente é uma turma extraordinária, obrigada pelos cinco melhores anos de minha vida. Em especial agradeço meus amigos Danilo (Lambari), Henrique (Geregia), Bruno (Gozado), Felipe (Pavão), Luis Henrique (Hulk), Aline (Linoka), Ana Patrícia (Paty), Maria Fernanda (Má Fer) pelas risadas e cervejas.

Aos companheiros de Unespetro lata, Zé Maria, Márcia, Renato, Fabiana e Dimas, obrigado pelo apoio.

Ao Programa de Formação de Recursos Humanos em Geociências e Ciências Ambientais Aplicadas ao Petróleo – PRH 05/UNESP, ao PFRH/Petrobrás e ao PRH/ANP – FINEP/MCT, pelo apoio acadêmico e financeiro, indispensáveis à realização deste trabalho de conclusão de curso.

***“O otimismo na dificuldade
reduz o mal pela metade.”
(Plauto)***

RESUMO

O campo de Bonito, localizado porção sul da Bacia de Campos, é explorado desde 1982, apresentando como principal reservatório os calcarenitos da Formação Quissamã (Grupo Macaé) do Albiano. No entanto, também estão presentes os níveis carbonáticos do Aptiano (Formação Coqueiros) e Oligo-Mioceno (Membro Siri), produtores em alguns campos adjacentes e potenciais reservatórios no campo em estudo. O trabalho é justificado pelo desafio exploratório que litologias carbonáticas vêm representando para os geocientistas, no sentido de identificar a real distribuição do reservatório carbonático. O objetivo principal consiste na caracterização geofísico/geológica da distribuição das fácies reservatórios, baseada nas respostas de atributos sísmicos, dos três níveis carbonáticos do Campo de Bonito. Ao longo da análise, os intervalos carbonáticos foram mapeados tridimensionalmente, através da interpretação e correlação de oito poços e da interpretação de um volume sísmico. A interpretação resultou na definição do arcabouço estratigráfico estrutural do campo, a última mostrou o controle da tectônica rifte sob os reservatórios do Barremiano, caracterizado por falhas normais NE/SW, enquanto os reservatórios do Albiano são condicionados por estruturas do tipo *rollovers*, formados por falhas lítricas de idade Albiano Superior descolando na camada de evaporitos (sal). Baseado na definição do arcabouço estratigráfico estrutural dos três intervalos foi realizado a análise quantitativa e qualitativa dos atributos sísmicos, obtendo uma melhor resposta para a distribuição do reservatório carbonático quando aplicados o atributo *Rms Amplitude*, *Maximum Amplitude*, *Maximum Magnitude* que apresentaram anomalias distribuídas segundo as maiores espessuras das fácies reservatório, definidas no mapa de isópacas, em cada um dos três níveis analisados. A confirmação do melhor atributo sísmico, *RMS Amplitude*, para a caracterização do reservatório foi definida pela correlação linear entre a densidade da rocha (RHOB, medida em poço) e os valores do atributo sísmico (calculados sobre os topos dos reservatórios principais), tornando possível a caracterização distribuição das fácies reservatório a partir de análise de atributos sísmicos de superfície.

Palavras – chave: reservatórios carbonáticos. caracterização de reservatórios. *RMS Amplitude*. análise geofísico/geológica. RHOB.

ABSTRACT

The Bonito oil field, located on southwest of Campos Basin-RJ, has been explored since 1982. The main reservoir is composed by calcarenites of Quissamã Formation (Macaé Group) from Albian, but two other carbonate levels are present on the field, firsts is Coqueiros Formation (Aptian) and the second Siri Member (Oligo-Miocene). In this context and considering that carbonates reservoirs are a challenge for exploratory geoscientists, since the difficulty on recognize the effective reservoir distribution. This work aim to characterize the geophysical/geological facies based on seismic attributes responses, related to reservoir geometrical distribution, for the tree carbonates intervals on Bonito oil Field. A tree dimensional interpretation of the levels has been developed, based on well cross correlation and a 3D seismic interpretation, resulting on the stratigraphic and structural framework of the field, which showed a NE-SW fault trend controlling the Aptian carbonates reservoirs, and halocnetics structures showing a structural trap on Albian carbonates reservoirs. The definition of the structural/ stratigraphic framework possibly the seismic attributes calculations over the reservoir intervals. To select the best response in comparison with the reservoir distribution, obtained by seismic interpretation, the attributes response were compared with isopachs maps of each carbonate stratigraphic level.

The attributes Maximum Amplitude, Maximum Magnitude and Rms Amplitude showed a good answer to reservoir distribution. The Rms Amplitude also showed a good correlation with physical rock properties, like RHOB bulk density, for the Albian and Aptian carbonates, as consequence it is possible make a characterization of reservoir distribution based on seismic attribute answer.

Key - words: carbonates reservoirs. seismic attributes. Campos Basin. physical rock properties.RHOB

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Localização do campo de Bonito (em azul) na Bacia de Campos - RJ.....	3
Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Campos.....	6
Figura 3: Carta estratigráfica do campo de Bonito.	9
Figura 4: Mapa estrutural do topo da Formação Quissamã, no campo de Bonito, em vermelho o cubo 3D utilizado no trabalho.	9
Figura 5: Seção geológica entre os campos de Bonito e Bicudo.	10
Figura 6: Respostas típicas do perfil raio gama a diferentes litologias.....	11
Figura 7: Perfil de resistividade em diferentes litologias, com diferentes fluídos.....	13
Figura 8: Respostas esperadas do perfil sônico para diferentes litologias.....	14
Figura 9: Respostas esperadas de diferentes litologias para o perfil de densidade (RHOB).....	15
Figura 10: Esquema mostrando a aquisição sísmica terrestre e marítima.....	16
Figura 11: Exemplos de um traço sísmico, seção 2D e cubo 3D.	17
Figura 12: Exemplo do atributo estrutural “Dip” em um <i>time slice</i> , em comparação com a interpretação das falhas em amarelo da seção A-B.	18
Figura 13: Exemplo do atributo Impedância Acústica Relativa, aplicado sobre um cubo sísmico.	19
Figura 14: Localização dos dados.	21
Figura 15: Respostas dos perfis geofísicos na Formação Coqueiros.	22
Figura 16: Gráfico tempo x profundidade, utilizado na calibração do poço.....	23
Figura 17: Perfil sísmico ilustrando o resultando da calibração do poço 3BO 003 RJS, com base na função tempo x profundidade.....	24
Figura 18: Horizontes interpretados referentes ao topo e base do reservatório Quissamã.....	25
Figura 19: Horizontes do topo e base das coquinas reservatório(esq), e topo e base do Membro Siri(dir).....	25
Figura 20: Exemplo de um <i>crossplot</i> entre atributo sísmico Vs propriedade física da rocha.	27
Figura 21: Mapa de situação da correlação de poços.....	28
Figura 22: Seção A- A'	30

Figura 23: Esquema ilustrando o contato entre a Formação Atafona e a “Coquina Inferior”, intercalada com os Folhelhos Jiquiá.	31
Figura 24: Esquema mostrando o padrão do perfil de raio gama da Formação Itapaboana.	32
Figura 25: Perfis geofísicos ilustrando o contato entre o Grupo Lagoa Feia e o Grupo Macaé, representado pelos dolomitos e calcarenitos da Formação Quissamã.	33
Figura 26: Seção B-B’	34
Figura 27: Resposta do perfil sônico (DT) para o Membro Siri.....	35
Figura 28: Seção esquemática, entre os poços produtores nos intervalos reservatórios aptianos (Formação Coqueiros).	36
Figura 29: Seção esquemática ilustrando o reservatório do Albiano.....	37
Figura 30: Seção dip (em tempo), interpretada.	39
Figura 31: Inline 166 interpretada, mostrando falhas normais cortando os carbonatos do Albiano.	40
Figura 32: Seção strike interpretada.	41
Figura 33: Mapa de contorno estrutural do topo das coquinas reservatório, e em 3D.	42
Figura 34: Mapa de contorno estrutural do topo das coquinas reservatório, em planta.	43
Figura 35: Mapa de contorno estrutural, em profundidade, do topo da Fm. Quissamã em 3D.....	44
Figura 36: Mapa de contorno estrutural do topo da Fm. Quissamã, em planta.....	44
Figura 37: Mapa de contorno estrutural do Membro Siri.	45
Figura 38: Mapa de isópacas das coquinas reservatório(Grupo Lagoa Feia).	46
Figura 39: Mapa de isópacas do reservatório Quissamã.	47
Figura 40: Mapa isópacas do Membro Siri.....	48
Figura 41: Exemplos de respostas Boa, Média e Ruim dos atributos sísmicos do topo da Formação Quissamã.	50
Figura 42: Comparação entre o atributo <i>Rms Amplitude</i> e o mapa de isópacas do reservatório barremiano (Formação Coqueiros).....	52
Figura 43: Comparação entre o atributo <i>Rms Amplitude</i> e o mapa de isópacas do reservatório albiano (Formação Quissamã).	53

Figura 44: Comparação entre o atributo <i>Rms Amplitude</i> e o mapa de isópacas do carbonato neógeno (Membro Siri).....	54
Figura 45: Comparação do atributo Impedância Acústica Relativa e os poços produtores, secos e injetores, no campo de Bonito.....	55
Figura 46: <i>Crossplot</i> entre os valores <i>RMS Amplitude</i> (eixo x) e Densidade (RHOB) (eixo y) do poço 3BO 003 RJS.	56
Figura 47: <i>Crossplot</i> entre os valores <i>RMS Amplitude</i> (eixo x) e densidade (RHOB) (eixo y) do poço 4BO 0038 RJS.	56
Figura 48: <i>Crossplot</i> entre a Impedância Acústica Relativa (eixo x) e a densidade (RHOB) (eixo y) (reservatório Quissamã) poço 4BO 0038 RJS.	57
Figura 49: <i>Crossplot</i> entre o atributo Impedância Acústica Relativa (eixo x) e RHOB (eixo y) (reservatório Quissamã) poço 3BO 003 RJS.....	57
Figura 50: <i>Crossplot RMS Amplitude x RHOB</i> , reservatório coquinas poço 1 RJS 0116 RJ.....	58
Figura 51: <i>Crossplot RMS Amplitude x RHOB</i> , reservatório coquinas poço 1 RJS 0133 RJ.....	58
Figura 52: Mapa de contorno estrutural do topo do reservatório do Albiano.	59
Figura 53: Respostas dos atributos sísmicos <i>RMS Amplitude</i> , <i>Maximum Amplitude</i> , <i>Average Energy</i> e <i>Maximum Magnitude</i> , nos carbonatos do Albiano.	61
Figura 54: Mapa estrutural e as respostas dos atributos sísmicos <i>RMS Amplitude</i> , <i>Maximum Amplitude</i> e <i>Maximum Magnitude</i> dos carbonatos barremianos	63

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVOS	4
2. GEOLOGIA REGIONAL	5
2.1 Evolução Tectono – Sedimentar	5
2.2 Geologia Local	8
3 CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS:	11
3.1 Perfis geofísicos de poço	11
3.1.2 Perfil de raios gama (GR):	11
3.1.3 Perfil de resistividade (ILD)	12
3.1.4 Perfil sônico (DT):	13
3.1.5 Perfil de densidade “ <i>bulk density</i> ” (RHOB):	14
3.2 Sísmica de reflexão:	15
3.3 Atributos sísmicos	17
4. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO	20
4.1. Levantamento bibliográfico.....	20
4.2. Base de dados	20
4.3. Correlação de poços	21
4.4 Interpretações sísmicas.....	22
4.4.1 Calibração dos poços	22
4.4.2 Interpretação sísmica	23
4.5 Análise de atributos sísmicos e distribuição de fácies reservatórios.	26
5 RESULTADOS.....	28
5.1 Interpretação e correlação de poços	28
5.2 Interpretação de dados sísmicos.....	38
5.3 Mapas de contorno estrutural.....	41
5.3.1 Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Coqueiros.	42
5.3.2 Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Quissamã.....	43
5.3.3 Mapa de contorno estrutural do topo do Membro Siri.....	45

5.4 Mapas de isópacas dos intervalos reservatórios.....	46
5.4.1 Mapa de isópacas do reservatório da Formação Coqueiros (Barremiano).....	46
5.4.2 Mapa de isópacas do reservatório da Formação Quissamã (Albiano)	47
5.4.3 Mapa de isópacas do Membro Siri (Oligo-Mioceno)	48
5.5 Análise qualitativa dos atributos sísmicos.	49
5.6 Correlação atributos sísmicos propriedades físicas da rocha.	55
6 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	59
7 CONCLUSÕES	64
8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

1 INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo na Bacia de Campos iniciou-se na década de 1960 com a perfuração de um poço em terra no Cabo de São Tomé. Após a descoberta do primeiro campo, na área submersa da bacia (Campo Garoupa) na década de 1970, seguiram-se pesquisas exploratórias na plataforma continental brasileira, resultando na descoberta do primeiro campo gigante de hidrocarbonetos, o campo de “Namorado”.

Atualmente, a Bacia de Campos é a maior produtora nacional de petróleo, responsável por cerca de 70% da produção nacional, com reservas provadas de 12,143 bilhões de barris de óleo recuperável (ANP, 2012).

As recentes descobertas de grandes acumulações de óleo e gás natural em reservatórios carbonáticos do Neocomiano, denominado intervalo “Pré-sal”, resultaram em excelentes perspectivas para o setor petrolífero nacional e para a pesquisa exploratória focada em reservatórios carbonáticos.

Neste contexto, a Bacia de Campos apresenta cinco intervalos carbonáticos nomeados a seguir: Membro Siri (Neógeno), Formações Outeiro e Quissamã do Grupo Macaé (Albiano), Formações Gargau e Macabu (Aptiano) e Formação Coqueiros do Grupo Lagoa Feia (Barremiano). Destes intervalos alguns são reservatórios de hidrocarbonetos (Tabela 1), na tabela, também são apresentados os reservatórios siliciclásticos, distribuídos por quase toda a coluna estratigráfica da bacia. É importante mencionar neste contexto, que as principais rochas geradora da Bacia de Campos são folhelhos depositados durante o Barremiano, denominados “Folhelhos Jiquiá”, pertencentes à Formação Coqueiros do Grupo Lagoa Feia, o qual representa os sedimentos da fase rifte na bacia.

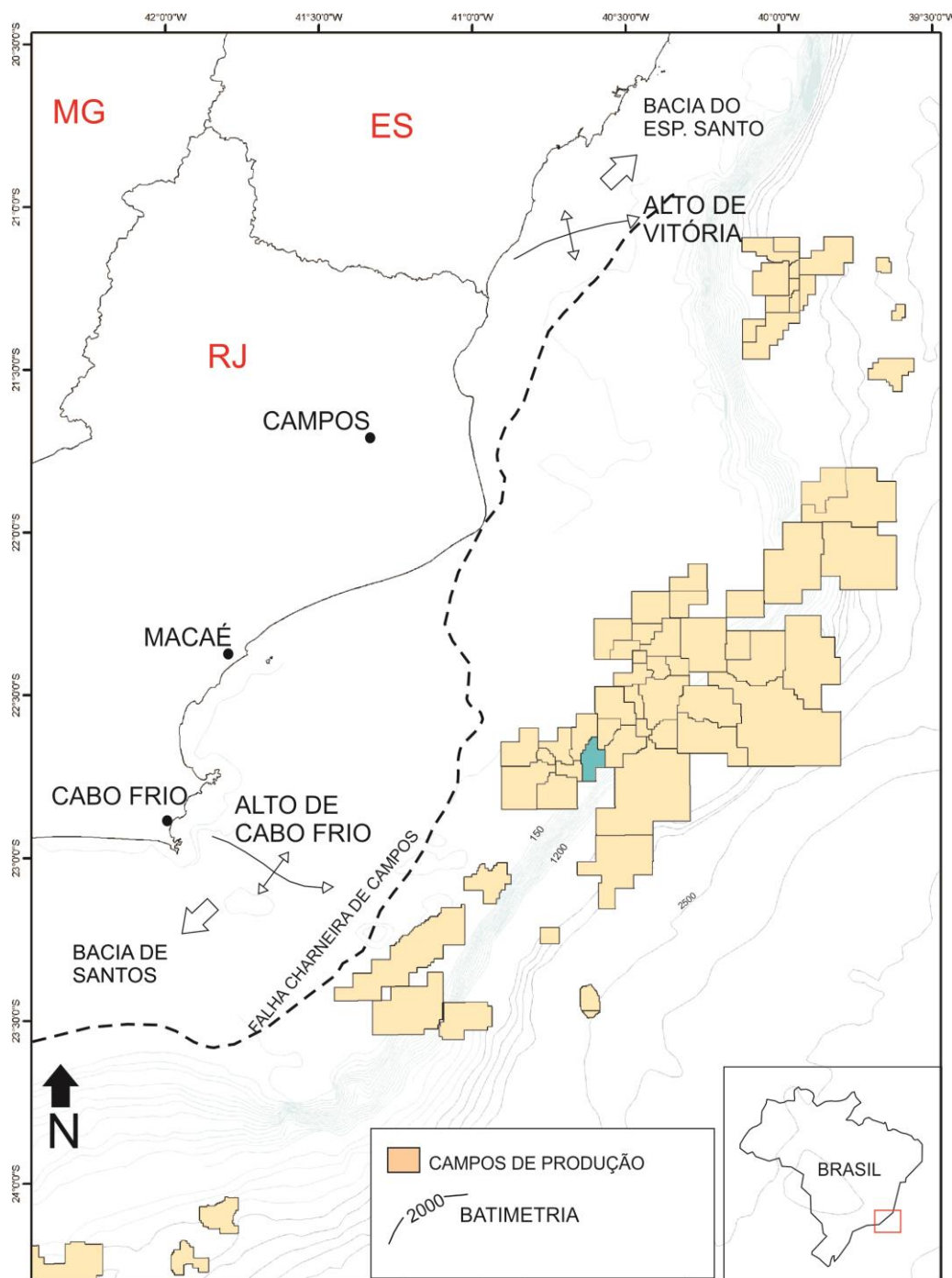
Tabela 1 - Principais níveis produtores da Bacia de Campos - RJ

Reservatórios	Rochas	Campos de petróleo (Campos)
Turbiditos (Mioceno / Oligoceno / Eoceno Superior)	Conglomerados, arenitos e siltitos	Enchova Oeste Caratinga Espadarte Marlim Marlim Sul Albacora Albacora Leste
Turbiditos (Eoceno Médio / Paleoceno)	Conglomerados, arenitos e siltitos	Barracuda Malhado Enchova Corvina Bijupirá Salema Papa-Terra Maromba
Turbiditos (Maastrichtiano / Turoniano)	Conglomerados, arenitos e siltitos	Espadarte Marimba Carapeba Roncador Jubarte Baleia Anã Baleia Azul Baleia Franca
Arenitos (Cenomaniano/ Albiano)	Conglomerados, arenitos e siltitos	Namorado Cheme Albacora
Carbonatos (Albiano)	Calcarenitos, calcilutitos e calcissiltitos	Garoupa Pampo Bonito Bicudo Enchova Linguado Jabuti Catua
Carbonatos (Aptiano)	Microbiolitos	
Coquinas (Barremiano)	Bioacumulados de calcarenitos e calciruditos (conchas de bivalvíos e pelecípodes)	Badejo Pampo Linguado Trilha
Embasamento vulcânico fraturado	Basaltos (Fm. Lagoa Feia)	Badejo Linguado

- Produtor de óleo no Campo de Bonito.
- Produtor de gás no Campo de Bonito.

A Bacia de Campos localiza-se na plataforma continental, no litoral do Estado do Rio de Janeiro. O limite sul da bacia é reconhecido como o Alto de Cabo Frio e o norte o Alto de Vitória, abrangendo uma área de aproximadamente 100.000 Km² (Figura 1). O campo de Bonito encontra-se localizado na porção sudoeste desta bacia, cerca de 90 quilômetros do Cabo de São Tomé e em lâmina d'água variável entre 175 e 210 metros (Figura 1).

Figura 1: Localização do campo de Bonito (em azul) na Bacia de Campos- RJ.



Fonte: MOHRIAK, 2012

Por outra parte, o Campo pertence ao principal alinhamento de campos petrolíferos na Bacia de Campos, como são os campos de Linguado, Pampo, Badejo, Enchova e Trilha. Estes campos, à exceção de Bicudo, são produtores de hidrocarbonetos nas coquinas da Formação Coqueiros (Barremiano). Os campos de Bicudo e Linguado produzem nos calcarenitos do Grupo Macaé do Albiano (ANP, 2012). No campo em estudo, a produção de hidrocarbonetos em carbonatos provém dos calcarenitos da Formação Quissamã (Grupo Macaé), já as coquinas da Formação Coqueiros (Grupo Lagoa Feia) detêm acumulações não comerciais. Os carbonatos do Membro Siri (Neógeno) também estão presentes no campo de Bonito, porém não apresentam, até o momento, registros de acumulações de óleo ou gás.

O campo é explorado desde 1982, e recentemente iniciaram-se pesquisas orientadas ao aumento do fator de recuperação do mesmo, tornando relevantes estudos relacionados a caracterização da distribuição de suas fácies reservatórios, importantes na elaboração de modelos geológicos, os quais requerem alto controle da distribuição das propriedades da rocha como porosidade e permeabilidade. Sendo que estes parâmetros também influenciam a distribuição espacial das unidades de fluxo de hidrocarbonetos no reservatório.

A presença dos três níveis carbonáticos no campo de Bonito justifica o presente estudo, que busca maior compreensão da distribuição de fácies geofísico-geológicas, representativas de reservatórios carbonáticos. Neste sentido, litologias carbonáticas constituem um desafio exploratório para os geocientistas, devido à dificuldade do reconhecimento, no dado sísmico, das variações laterais e verticais das fácies carbonáticas.

Uma menor resolução sísmica também é observada neste tipo de reservatório, quando comparado com reservatórios siliciclásticos, dificultando a determinação da real distribuição dos reservatórios nesta oportunidade exploratória (DONG et al., 2003).

1.1 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho consiste na caracterização e distribuição das fácies geofísico-geológicas dos carbonatos do Barremiano, Albiano e Neógeno, no campo de Bonito. Há a possibilidade de encontrar, através de uma análise comparativa qualitativa e quantitativa entre os três intervalos carbonáticos, um padrão nas respostas dos atributos sísmicos relacionados à distribuição das fácies reservatório e às propriedades físicas das rochas carbonáticas do campo.

2. GEOLOGIA REGIONAL

2.1 Evolução Tectono – Sedimentar

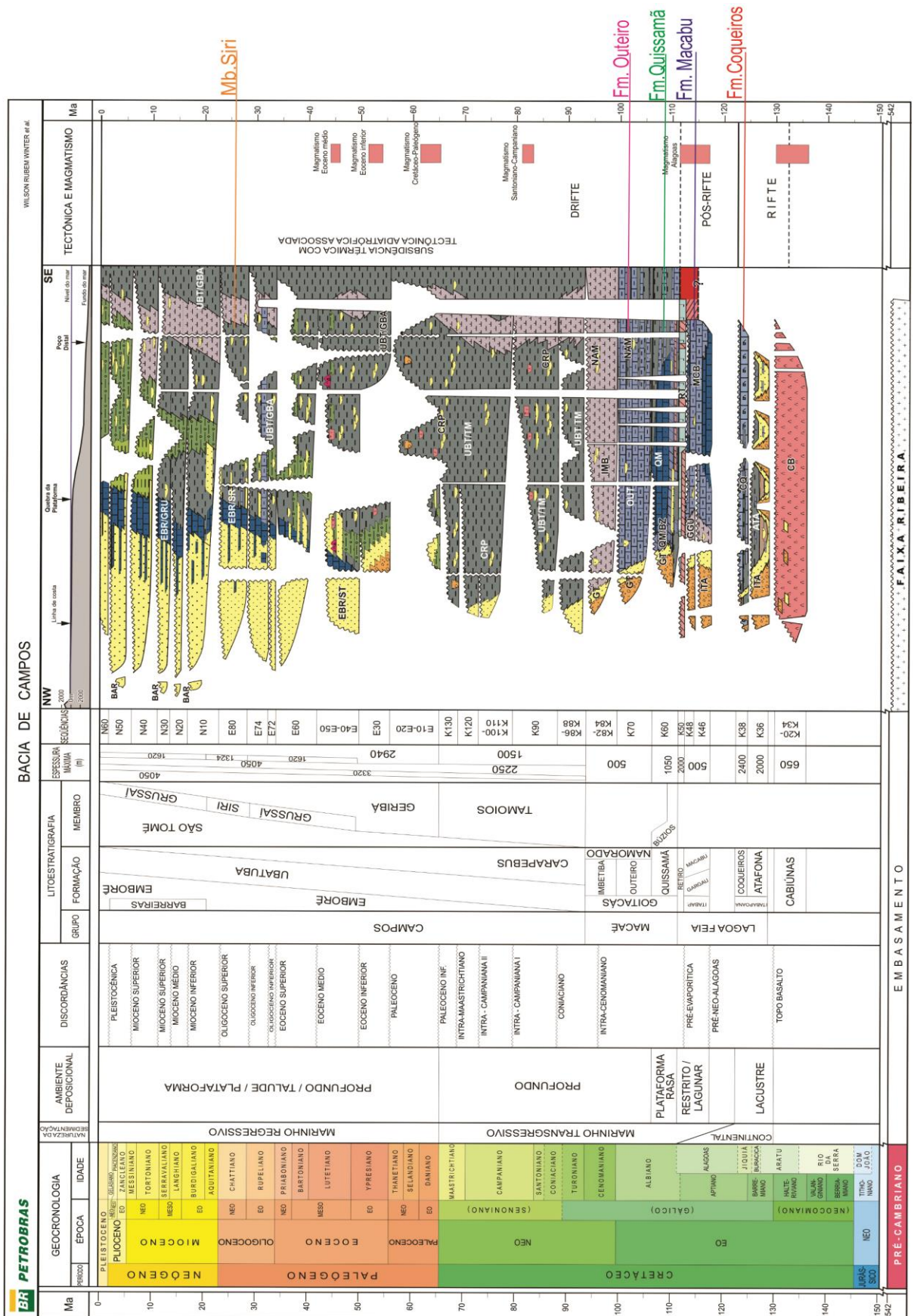
A formação da Bacia de Campos teve seu início com a ruptura do supercontinente Gondwana durante o Jurássico Superior – Cretáceo Inferior, tradicionalmente a evolução da bacia pode ser dividida nas fases: rifte, transicional e drifte (CHANG et al., 1990).

A fase rifte é caracterizada pela presença de processos distensionais que geraram subsidência mecânica originando falhas normais sintéticas e antitéticas, hoje representadas em uma paleogeografia caracterizada por um sistema de *rift valley* alongado na direção NE-SW, formado por horsts, grábens e semi grábens. Este sistema de grábens e semi grábens, condicionou o espaço de acomodação da sequência continental, denominada Grupo Lagoa Feia (DIAS et al., 1990). A base desta sequência é representada pela Formação Cabiúnas, constituída por basaltos alcalinos (), que representam os eventos vulcânicos subaéreos e subaquosos na bacia, marcando o início do processo de rifteamento crustal.

O limite oeste da bacia de Campos é definido pela falha de Campos, que exerceu forte controle sob os depósitos da Formação Itabapoana, sobrejacente a Formação Cabiúnas. A Formação Itabapoana é composta por conglomerados de borda de falha e depósitos arenosos de leques aluviais, os quais gradam lateralmente para arenitos, siltitos e folhelhos que constituem a Formação Atafona de ambiente lacustre (WINTER et al., 2007).

Na fase final do processo de rifteamento, a bacia foi submetida a um novo pulso tectônico que rotacionou os blocos já falhados da fase rifte inicial e seus respectivos sedimentos, como as formações Cabiúnas, Atafona e Itabapoana de idade Barremiana. Sobre estes sedimentos, depositaram-se as Formações Itabapoana e Coqueiros, esta última formada por intercalações de folhelhos ricos em matéria orgânica, “Folhelhos Jiquiá” principais geradores de hidrocarbonetos da bacia (RANGEL, 1994), e coquinas depositadas sob os paleo-altos estruturais, em ambiente de alta energia. Segundo Baumgarten (1985), as coquinas apresentam dois principais intervalos, denominados “Superior” e “Inferior”, com 70 e 150 metros de espessura, em média, respectivamente.

Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Campos.



Fonte: WINTER et al., 2007

O limite cronológico entre fase rifte e pós rifte é definido pela discordância regional que representa a ruptura continental do Gondwana denominada “*break up unconformity*” (FALVEY & MIDDLETON, 1981). Acima da discordância referida, depositaram-se os sedimentos da sequência transicional, composta por carbonatos (Formações Gargau e Macabu) e evaporitos (Formação Retiro), típicos de uma transição entre o ambiente continental e o marinho.

O regime tectônico desse período caracteriza-se pelo início da transição entre a subsidência mecânica e a subsidência termal, resultando em um menor controle das falhas normais sobre os sedimentos do Aptiano Médio/Superior, sendo os mesmos depositados sobre amplos depocentros, em um paleo-ambiente caracterizado como golfo alongado com incursões marinhas periódicas.

Durante o Aptiano Superior - Albiano Inferior, a sedimentação na Bacia de Campos é dominada pelo estabelecimento de uma ampla plataforma carbonática rasa. Os sedimentos desta plataforma são representados, principalmente, por calcarenitos da Formação Quissamã, que apresentam-se frequentemente dolomitizados em sua porção basal. O ambiente deposicional da unidade é caracterizado por uma rampa carbonática (SPADINI et al., 1988) na qual depositaram-se calcarenitos oolíticos e oncolíticos nos locais de alta energia e calcisiltitos e calcilutitos nos ambientes de menor energia.

A variação positiva do nível eustático durante o Albiano Superior - Cenomaniano resultou na deposição de sedimentos pelágicos sobre a Formação Quissamã, representados por calcilutitos e margas da Formação Outeiros e margas e folhelhos da Formação Imbetiba (Figura 2).

A carga litostática dos sedimentos do Aptiano Superior - Albiano Inferior gerou a movimentação do pacote evaporítico (Formação Retiro) em direção as porções distais da bacia, resultando em um novo estilo tectônico dominado por falhas lítricas, almofadas de sal, estruturas do tipo cascos de tartaruga, estruturas tipo *rollover*, diápiros e muralhas de sal associadas a falhas extensionais e compressionais. Este novo estilo tectônico controlou, estruturalmente e estratigraficamente, as sequências carbonática rasa e marinha, Grupo Macaé e Grupo Campos respectivamente (MOHRIAK, 2012).

A base do Grupo Campos (Eoturoniano - Neopaleoceno) representa em definitivo a fase oceânica transgressiva, na Bacia de Campos. Durante este período, depositaram-se os folhelhos e margas da Formação Ubatuba, em ambiente marinho

profundo a batial. Neste período, os sedimentos pelágicos apresentam-se intercalados com corpos turbidíticos, das formações Namorado e Carapebus.

No início do Paleógeno (Paleoceno - Eoceno), a margem sudeste da Bacia de Campos foi afetada por grande aporte sedimentar, relacionado ao soerguimento da Serra do Mar (CHANG et al., 1990), resultando na deposição da sequência siliciclástica progradante (Formação Emborê), formando uma extensa plataforma arenosa. Associada as partes externas desta plataforma, desenvolveram-se bancos carbonáticos representados pelo Membro Siri e Grussaí, enquanto nas porções batiais da Bacia, depositaram-se folhelhos e margas da Formação Ubatuba (Membro Geribá) e corpos turbidíticos associados a eventos regressivos.

2.2 Geologia local

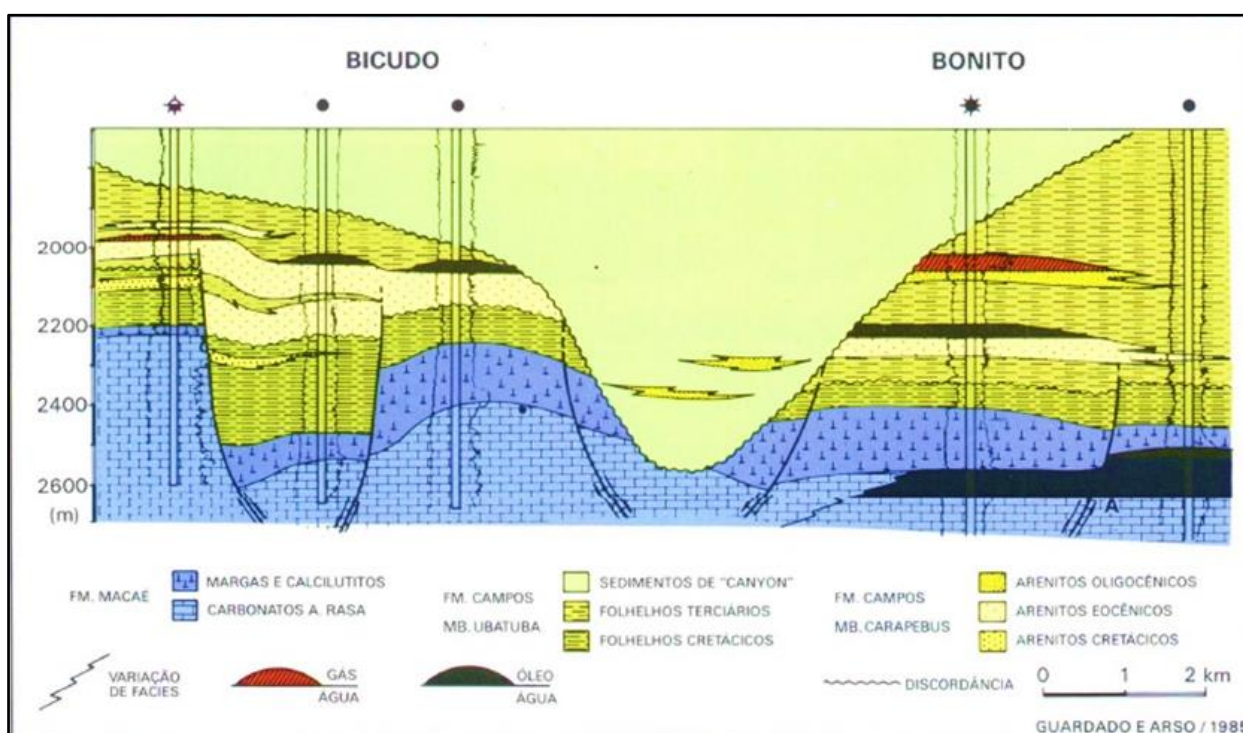
Em relação à estratigrafia no campo de Bonito, observa-se que os carbonatos das Formações Quissamã e Outeiros estão em contato discordante com os folhelhos do Coniaciano (Formação Ubatuba), estes estão intercalados com arenitos turbidíticos da Formação Carapebus, na porção nordeste do campo (Figura 3). Já na área sudoeste do campo, uma discordância do Oligoceno coloca as Formações Quissamã e Outeiros em contato com folhelhos e arenitos do Oligo-Mioceno, também da Formação Ubatuba (Figura 3). O contato entre os carbonatos e folhelhos é importante no trapeamento dos hidrocarbonetos no campo, visto que os folhelhos representam as rochas capeadoras do reservatório albiano.

Nos calcarenitos da Formação Quissamã, principal reservatório do campo, a porosidade varia de 20 a 25%, e a permeabilidade apresenta valores da ordem de 200 mD (SPADINI et al., 1988).

Em relação a estruturas, Baumgarten (1986) descreveu o campo como uma feição alongada na direção NE-SW, com três blocos separados por falhas NW-SE de aproximadamente 40 m de rejeito, que resultam em três estruturas dômicas a sudoeste e a nordeste do campo. O campo é limitado a noroeste e a sudeste por falhas normais que alcançam rejeito de 190 m (Figura 4).

Num contexto mais abrangente, arenitos do Eoceno e Oligoceno produzem hidrocarbonetos, sendo associado petróleo aos primeiros, e gás ao segundo mencionado (). A seção de Guardado & Arso (1985) também apresenta o *canyon* do Oligoceno formados por correntes de turbidez, que comumente erodem os sedimentos da plataforma continental. Observam-se também falhas lístricas, associadas à halocinese, cortando os carbonatos do Albiano (Grupo Macaé) e os folhelhos e arenitos do Eoceno.

Figura 5: Seção geológica entre os campos de Bonito e Bicudo.



Fonte: GUARDADO et al., 1990

3 CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS:

3.1 Perfis geofísicos de poço

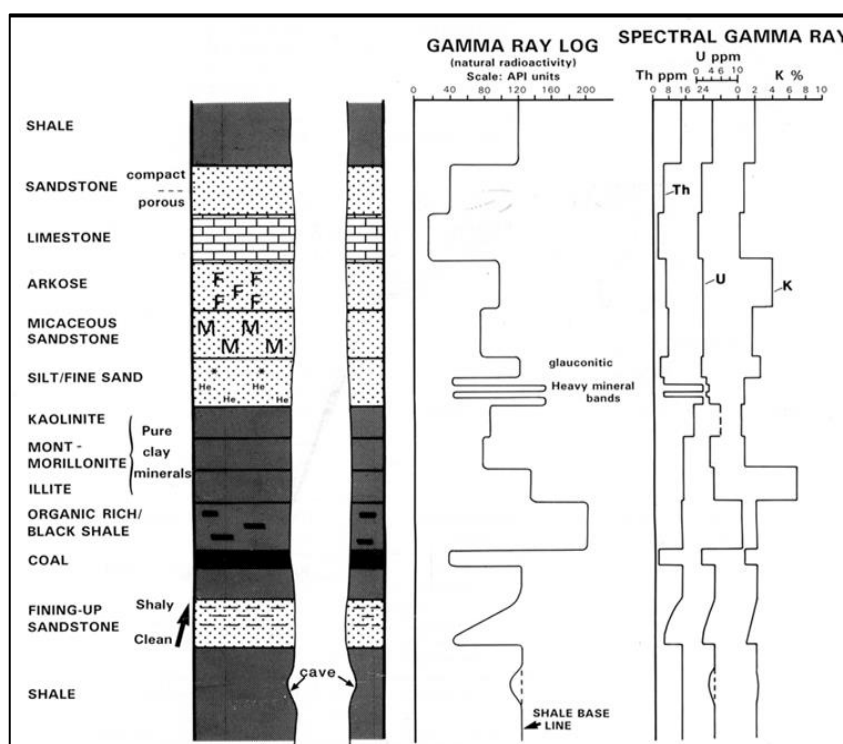
A perfilagem de poço é baseada na obtenção contínua de parâmetros físicos das rochas, durante ou pós a perfuração. Os valores medidos são plotados no eixo x enquanto a profundidade é plotada no eixo y. As propriedades medidas são utilizadas para interpretar litologia, conteúdo de fluido, porosidade, velocidade intervalar etc.

A seguir, será apresentada uma básica conceituação sobre os perfis geofísicos, utilizados no projeto, e suas aplicações:

3.1.2 Perfil de raios gama (GR):

O **perfil de raios gama** (*gamma ray log*, GR) mede a radioatividade natural das rochas emitida pelos elementos instáveis ^{238}U , ^{232}Th e ^{40}K em conjunto (). O **perfil espectral de raios gama** mede os três elementos radioativos separadamente, o que facilita a identificação do reservatório carbonático neste tipo de perfil. A detecção dos Raios Gama é realizada por cintilômetros, e na maioria das vezes o aparelho mede uns poucos centímetros a partir da parede do poço. A radioatividade medida é expressa em graus API (American Petroleum Institute).

Figura 6: Respostas típicas do perfil raio gama a diferentes litologias.



Fonte: RIDER, 2002

O significado geológico dos valores de radioatividade é função dos três elementos citados acima. A maioria das rochas apresenta radioatividade, sendo as rochas sedimentares com argila (folhelho, argilito e siltito) as mais radioativas, devido ao alto conteúdo de potássio (K) presente em minerais como: illita, micas e feldspato potássicos.

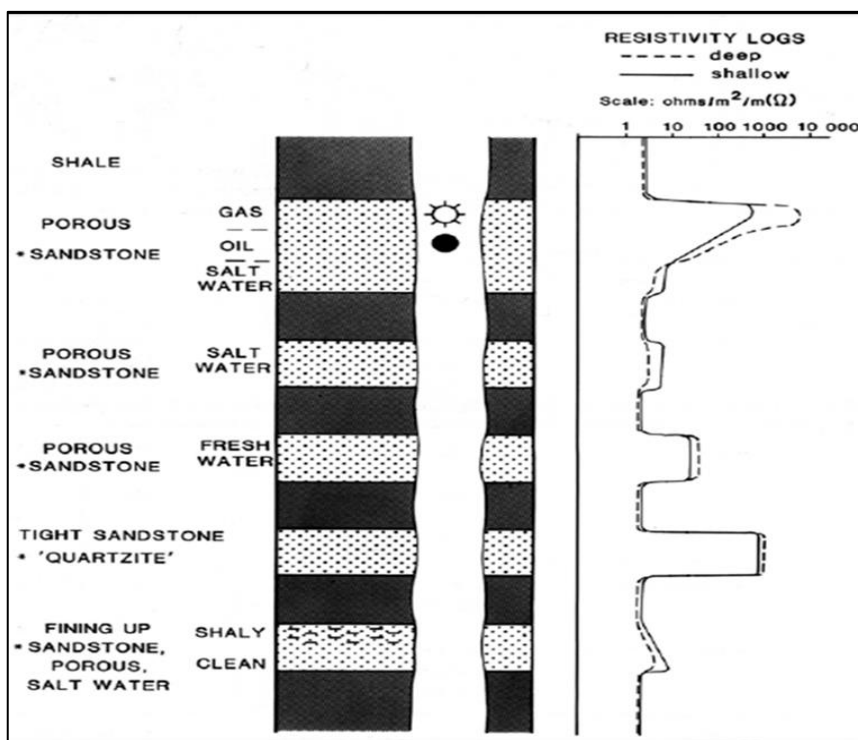
O perfil de raio gama é utilizado principalmente para correlação de poços, identificação geral de litologia (presença de argila), interpretação de sequências sedimentares e quantificação do volume de argila. O perfil espectral pode ser usado adicionalmente para derivar a quantidade de minerais radioativos e auxiliar na identificação litológica.

3.1.3 Perfil de resistividade (ILD)

O perfil de resistividade (*resistivity log*, ILD) mede a resistividade da formação, ou seja, sua resistência à passagem de uma corrente elétrica. A análise das respostas do perfil ILD é um dos métodos primários para identificação do fluido presente no reservatório (Figura 7).

O perfil de resistividade é baseado no fato de que a maioria das rochas é resistiva quando consideradas sem porosidade. No entanto, os poros das rochas comumente apresentam sais dissolvidos (íons), em sua composição, tornando a rocha condutiva. No caso dos poros estarem preenchidos por hidrocarbonetos (óleo ou gás), que são altamente resistivos, os valores no perfil de resistividade serão anormalmente altos. Fatores como litologia e granulometria também influenciam as respostas do perfil (RIDER, 2002).

Figura 7: Perfil de resistividade em diferentes litologias, com diferentes fluídos.



Fonte: RIDER, 2002

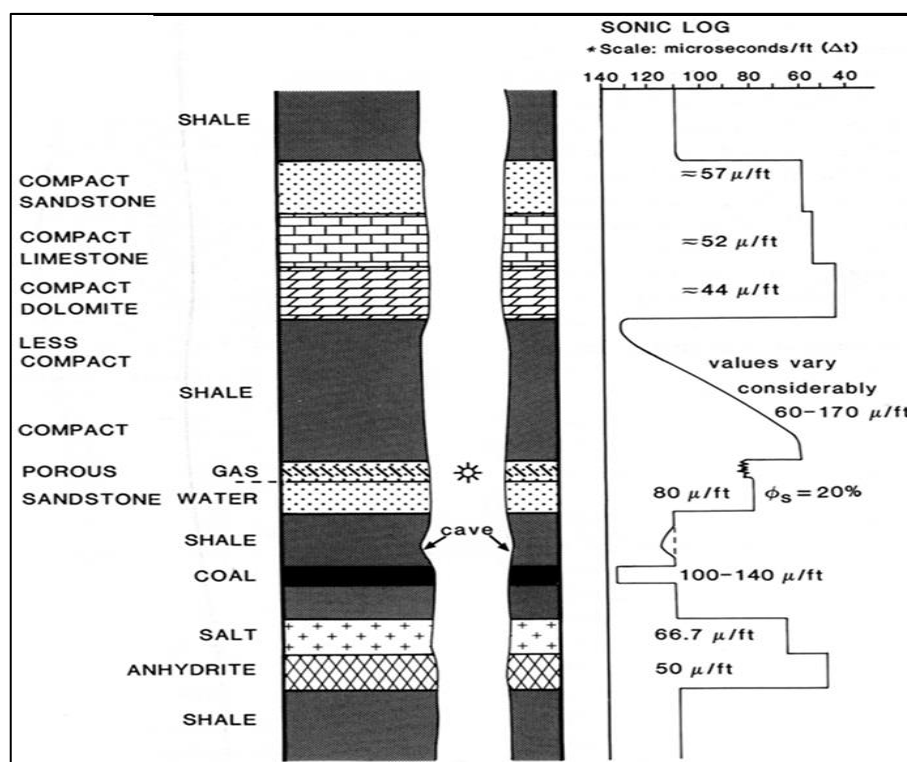
3.1.4 Perfil sônico (DT):

O perfil sônico/acústico mede o tempo de trânsito de uma onda ao percorrer um intervalo de rocha, medindo a velocidade da onda acústica em determinado intervalo de profundidade. A unidade do perfil sônico, na maioria das vezes, é o us/ft (microssegundos por pés), ou seja, quando menor o valor maior é a velocidade.

Qualitativamente, o perfil sônico é pouco utilizado para interpretação litológica, devido à grande variação de velocidades dentro de uma mesma unidade geológica. No geral as altas velocidades estão associadas a carbonatos, sal, basaltos e rochas siliciclásticas compactadas, já as velocidades médias associam-se a arenitos e baixas estão relacionadas com folhelhos (Figura 8).

As aplicações do perfil sônico vão desde a correlação tempo sísmico-profundidade à análises relativas à porosidade, visto que as ondas tem menor velocidade em meios mais porosos. A partir das respostas do perfil sônico é possível fazer inferências quanto ao grau de fraturamento, compactação e cimentação de um intervalo rochoso.

Figura 8: Respostas esperadas do perfil sônico para diferentes litologias.



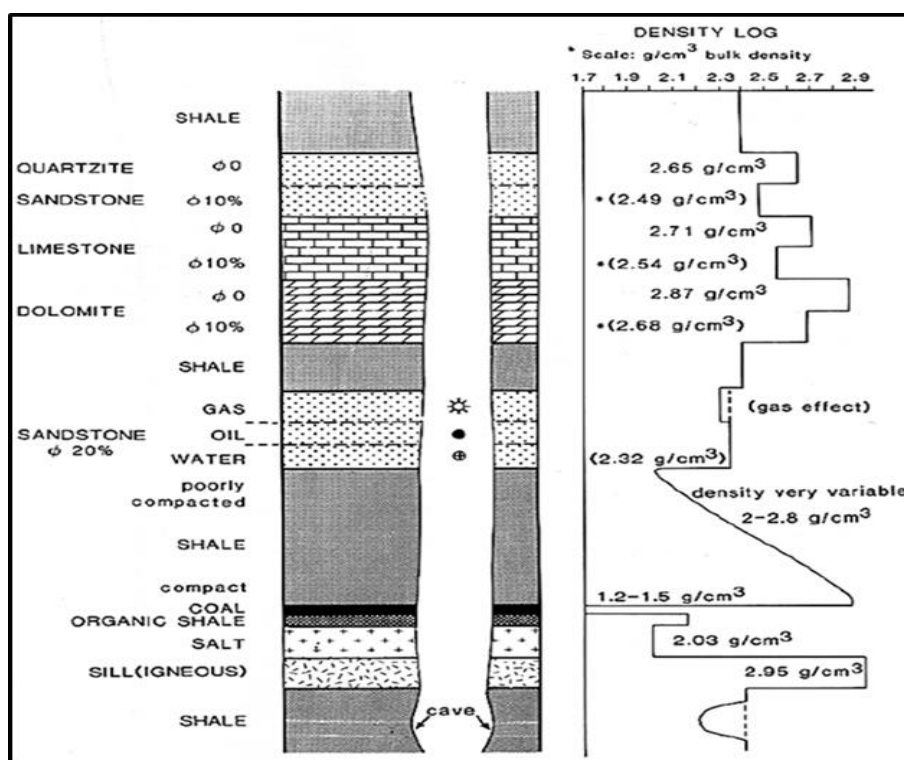
Fonte: RIDER, 2002

3.1.5 Perfil de densidade “*bulk density*” (RHOB):

O perfil de densidade (RHOB) é obtido por uma ferramenta que bombardeia radiação gama para a formação, a quantidade de radiação refletida representa os valores de densidade da rocha, ou seja, quanto maior a radiação refletida maior a densidade do material. A unidade de medida do perfil de densidade é massa por volume, geralmente expressa em g/cm^3 .

Geologicamente, a densidade é função da composição mineralógica (matriz), porosidade e o fluido presente (RIDER, 2002). Para a maioria das litologias, a densidade raramente é utilizada como identificador litológico, devido à alta variação do perfil, relacionados às diferenças de composição, textura e compactação, para uma mesma litologia (Figura 9).

Figura 9: Respostas esperadas de diferentes litologias para o perfil de densidade (RHOB).



Fonte: RIDER, 2002

A densidade é utilizada para os cálculos de porosidade e, juntamente com o perfil sônico, de impedância acústica, utilizada na confecção do sismograma sintético para calibrar o dado sísmico. Qualitativamente, a densidade é usada como indicador litológico e pode auxiliar na identificação de zonas de sobre pressão, fraturadas e de maior porosidade.

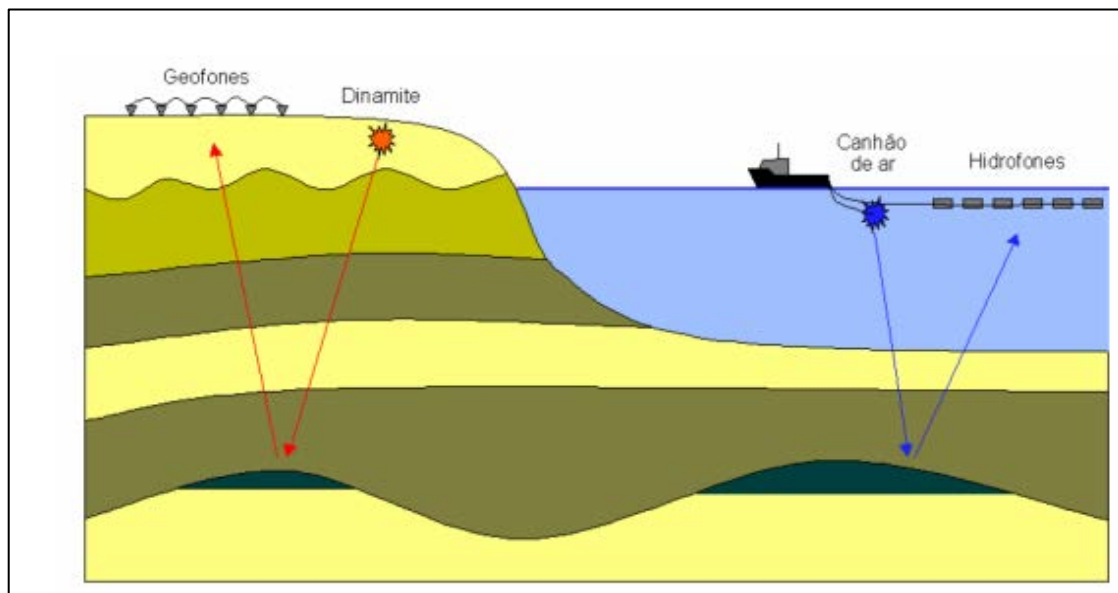
3.2 Sísmica de reflexão:

O método sísmico de reflexão é baseado na emissão, propagação e reflexão de ondas acústicas através de camadas geológicas. O modelo de aquisição dos dados é construído admitindo-se que a propagação de ondas sísmicas (vibrações) através das rochas pode ser entendida fazendo uso das mesmas leis físicas que regem a óptica geométrica (WALTON, 1972).

Uma fonte emissora (canhões de ar, dinamites etc.) emite vibrações acústicas a partir do ponto de origem, que se propagam pelas camadas de rocha (). Quando entre duas camadas adjacentes existem diferenças de densidades e velocidade de propagação da onda acústica, parte da energia incidente da onda é refletida e retorna à superfície, onde é captada por sensores georreferenciados (geofones ou

hidrofones). A outra parte da energia é refratada para o meio inferior, sendo a percentagem de energia que foi refletida diretamente proporcional à diferença de impedância acústica entre os dois meios.

Figura 10: Esquema mostrando a aquisição sísmica terrestre e marítima.



A impedância acústica é o produto da velocidade da onda em um meio pela densidade do mesmo (Equação 2). A diferença entre as impedâncias acústicas, entre duas camadas adjacentes, é diretamente proporcional ao coeficiente de reflexão (R) (Equação 3), que define a proporção de energia incidida e refletida em uma interface.

$$Z = V \cdot \rho \quad (\text{Equação 2})$$

Onde:

Z = Impedância Acústica

ρ = densidade

V = Velocidade

$$R = \frac{A_r}{A_i} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = \frac{v_2 \cdot \rho_2 - v_1 \cdot \rho_1}{v_2 \cdot \rho_2 + v_1 \cdot \rho_1} \quad (\text{Equação 3})$$

onde:

A_i = amplitude da onda incidente

A_r = amplitude da onda refletida

A_t = amplitude da onda transmitida

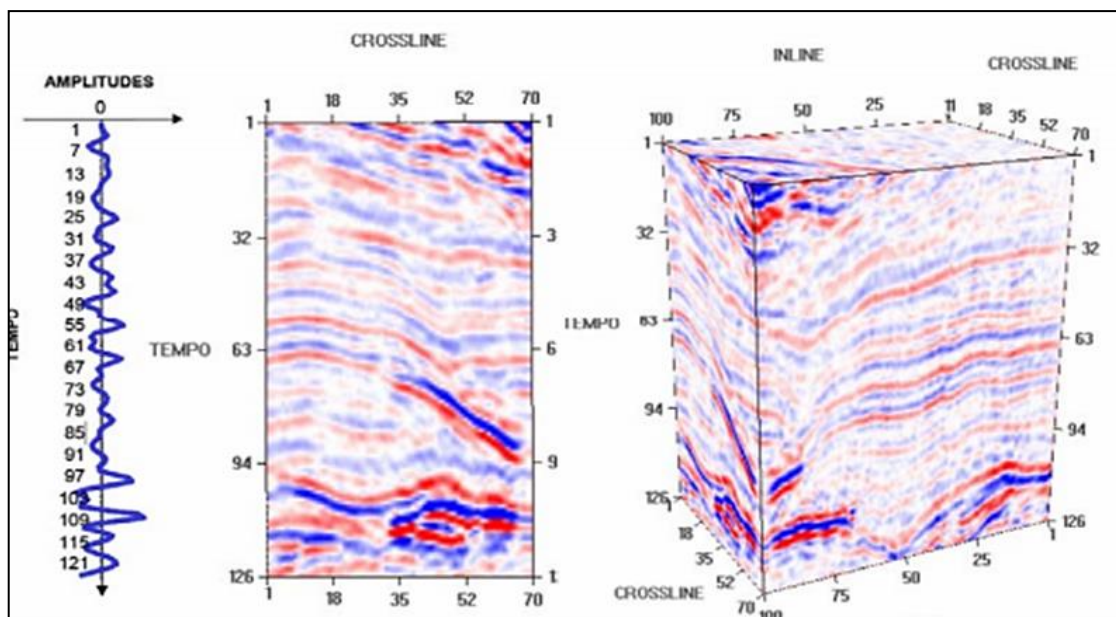
ρ_1, ρ_2 = densidades das camadas 1 e 2

v_1, v_2 = velocidades da onda P nas camadas 1 e 2

$Z_i = v_i \cdot \rho_i$ = impedância acústica da camada

O processamento dos dados adquiridos em cada ponto amostrado na superfície é representado por um conjunto de valores verticais de amplitudes. Essa coluna de amostras, com as mesmas coordenadas espaciais (X, Y) varia apenas no eixo tempo e é definida como traço sísmico (SHERIFF; GELDART, 1983). A integração dos vários traços sísmicos em duas dimensões compõe a seção sísmica 2D, a integração em 3 dimensões configura o cubo sísmico ().

Figura 11: Exemplo de um traço sísmico, seção 2D e cubo 3D.



3.3 Atributos sísmicos

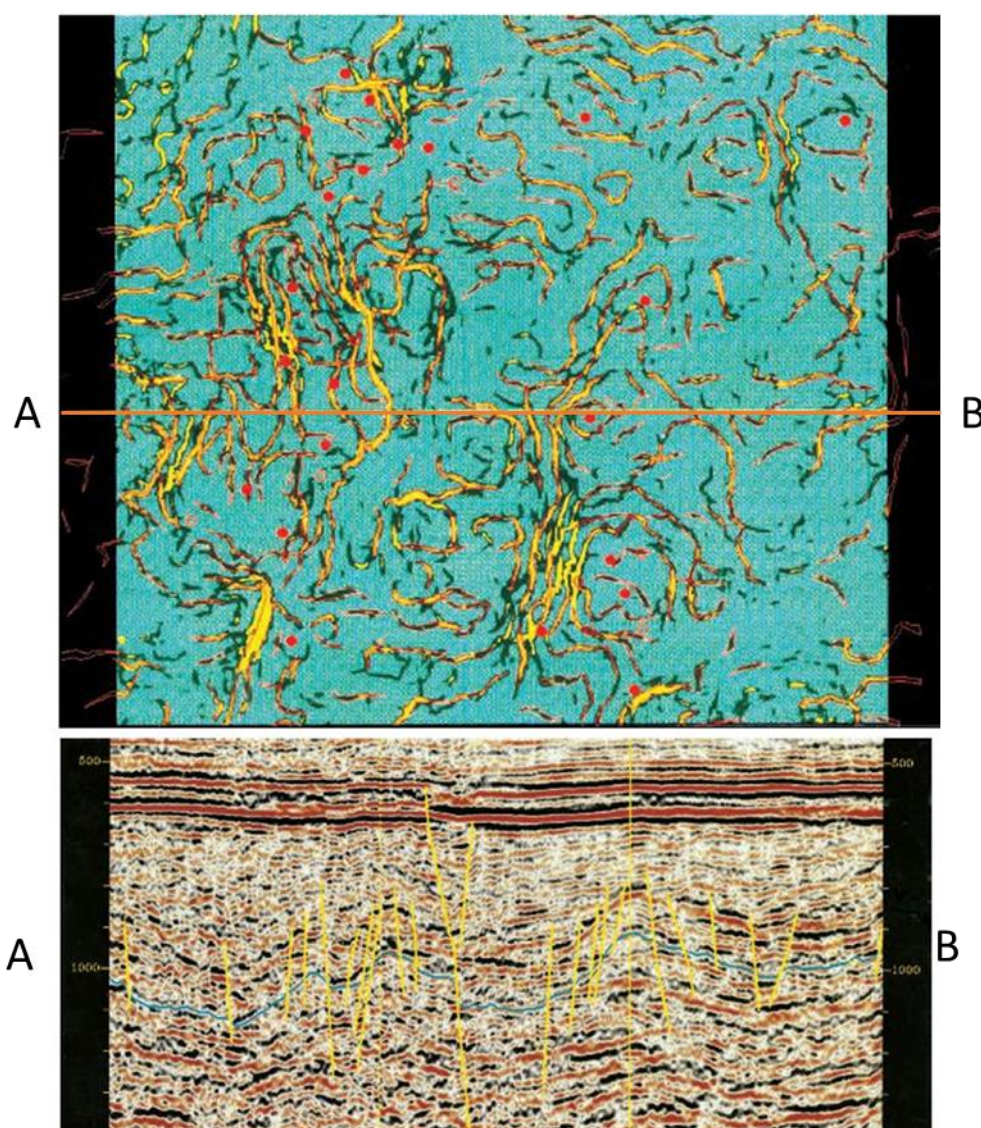
Atributos sísmicos são resultados de algoritmos matemáticos que envolvem o dado sísmico, a fim de enaltecer e/ou quantificar características geológicas do dado não perceptíveis no processo tradicional de interpretação. Os atributos sísmicos auxiliam na caracterização estratigráfica e estrutural, um bom exemplo é apresentado na figura 12, na qual é observado o mapa de dip caracterizado como um atributo estrutural, sendo possível diferenciar o sistema de falhamentos apresentado na seção A-B da mesma figura. Os atributos sísmicos também constituem uma ferramenta eficaz na caracterização de reservatórios, identificando indiretamente zonas de maior porosidade, fraturadas etc.

Segundo Brown (2004), os atributos são classificados em quatro categorias: atributos de tempo (*time attributes*), atributos de amplitude (*amplitude attributes*), atributo de frequência (*frequency attributes*) e atributos de atenuação (*attenuation attributes*). Os atributos de tempo são, em sua maioria, aplicados a caracterização

estrutural, já os de amplitude são utilizados para a identificação de feições estratigráficas e caracterização de reservatórios, assim como os atributos de frequência.

No presente trabalho, foram analisados alguns atributos de amplitude, visto que estes respondem melhor as mudanças relacionadas às fácies geológicas relacionadas ao reservatório carbonático.

Figura 12: Exemplo do atributo estrutural “Dip” em um *time slice*, em comparação com a interpretação das falhas em amarelo da seção A-B.



Fonte: BROWN, 2004

Dentre os atributos de amplitude, destaca-se o *RMS Amplitude*, matematicamente expressado pela raiz quadrada das somas das amplitudes

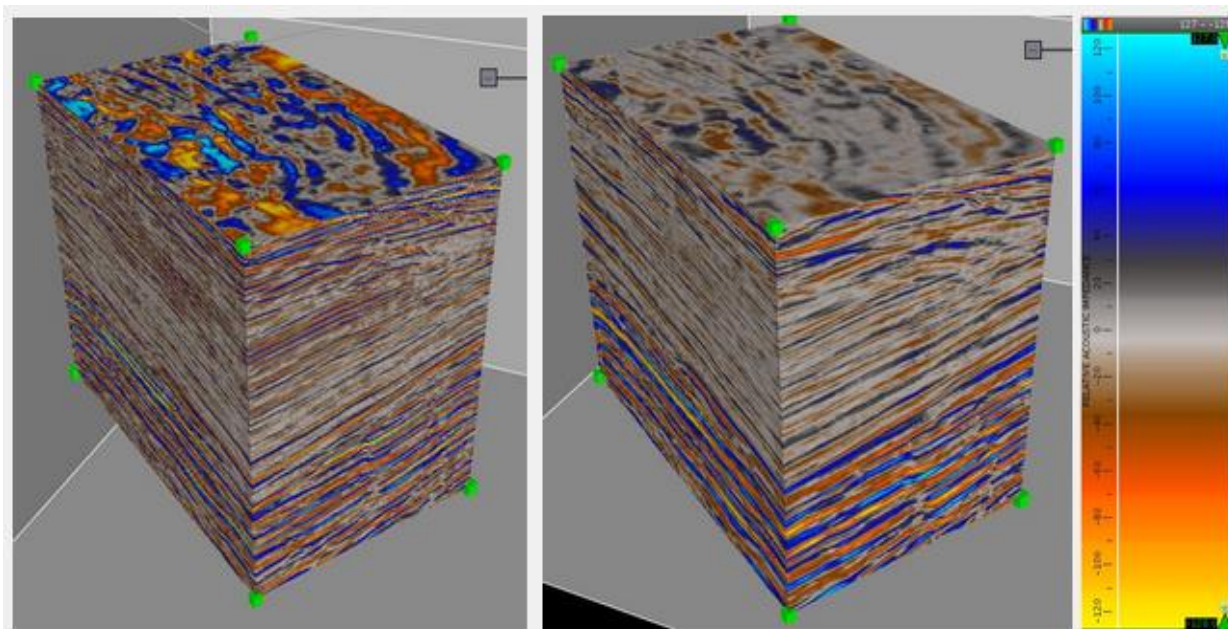
elevadas ao quadrado dividido pelo número de amostras utilizadas na soma (Equação 4). O atributo resalta anomalias de amplitude que podem estar relacionadas à presença de hidrocarbonetos, diferenças de porosidade ou outras características geológicas, que resultem em valores anômalos de amplitude.

$$RMS\ Amplitude = \sqrt{\frac{(\sum_i^n amp^2)}{k}} \quad \text{Equação 4}$$

k: número de amostras

Outro atributo, que obteve destaque, é o Impedância Acústica Relativa (*Relative Acoustic Impedance*). Este representa a soma dos valores de amplitude em um intervalo determinado e, sobre o resultado, é aplicado um filtro “passa alta” que atenua as baixas frequências, enfatizando as anomalias de impedância acústica (Figura 13) (LINES & NEWRICK, 2004).

Figura 13: Exemplo do atributo Impedância Acústica Relativa, aplicado sobre um cubo sísmico.



Fonte: http://esd.halliburton.com/support/LSM/DSD/DSD/5000/5000_8/Help/mergedProjects/attributes/rel_acoustic_impedance.htm

4. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

4.1. Levantamento bibliográfico

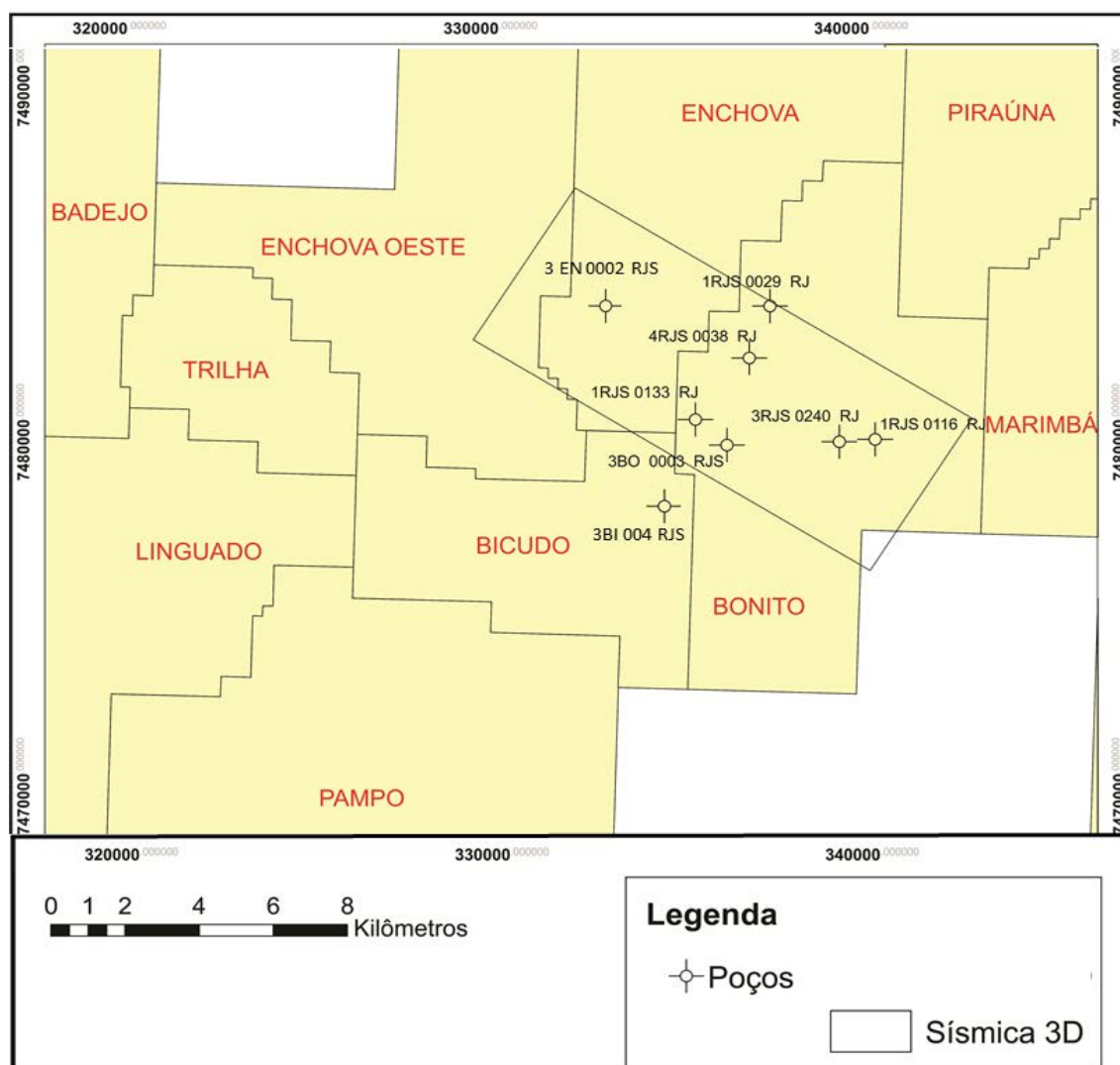
Um levantamento bibliográfico, prévio à interpretação dos dados, foi realizado. O objetivo é compreender o modelo geológico regional e local, a evolução da bacia e as principais características dos níveis estratigráficos de interesse, ou seja, litologias, espessuras e distribuição regional. Nesse sentido, informações referentes aos aspectos estruturais e estratigráficos como: principais falhamentos da bacia, altos regionais, regime eustático vigente, modelos de estratigráficos e sedimentológicos de carbonatos, conceitos referentes à sísmica de reflexão, atributos sísmicos, interpretação litológica e correlação de perfis de poços foram pesquisados.

4.2. Base de dados

O banco de dados utilizado no trabalho foi fornecido pelo BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP – Agência Nacional do Petróleo.

Foi utilizado um cubo sísmico 3D com área de 50 Km² e oito poços contendo os perfis geofísicos básicos (GR, ILD, DT e RHOB), no formato “.las”. Deve-se mencionar que os dados fornecidos são públicos e gratuitos para fins acadêmicos. Em relação a distribuição dos dados no campo, o cubo sísmico 3D abrange a parte central do campo, já os poços estão distribuídos entre a porção centro oeste e centro leste da região estudada, como apresentado na figura 14.

Figura 14: Localização dos dados.

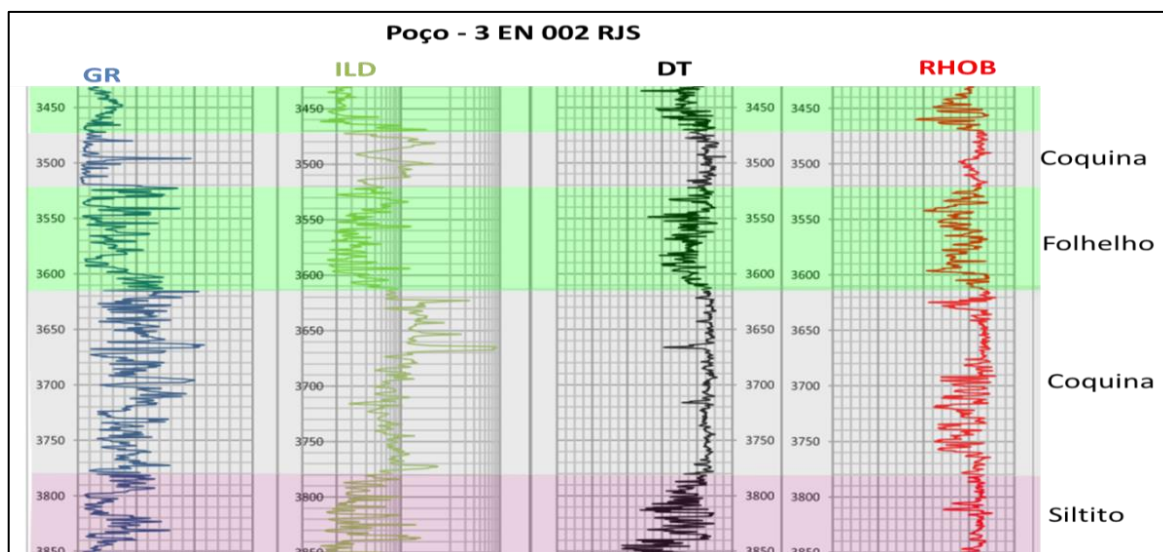


4.3. Correlação de poços

Os dados de poço são plotados em perfis, em que o eixo x corresponde ao parâmetro medido e o y a profundidade. Com base na análise dos perfis geofísicos (GR, DT, RHOB) as características de cada marco estratigráfico foram interpretadas, definindo-se os topos e bases das formações geológicas, em cada poço. Com essas informações, os poços são correlacionados, obtendo-se o arcabouço estratigráfico estrutural dos três níveis carbonáticos.

Os intervalos carbonáticos foram interpretados, principalmente, com base nos perfis sônico(DT) e densidade (RHOB), visto os valores destes perfis mostraram menor dispersão nos intervalos carbonáticos, em comparação com o perfil de raio gama (GR), como o apresentado na figura 15.

Figura 15: Respostas dos perfis geofísicos na Formação Coqueiros.



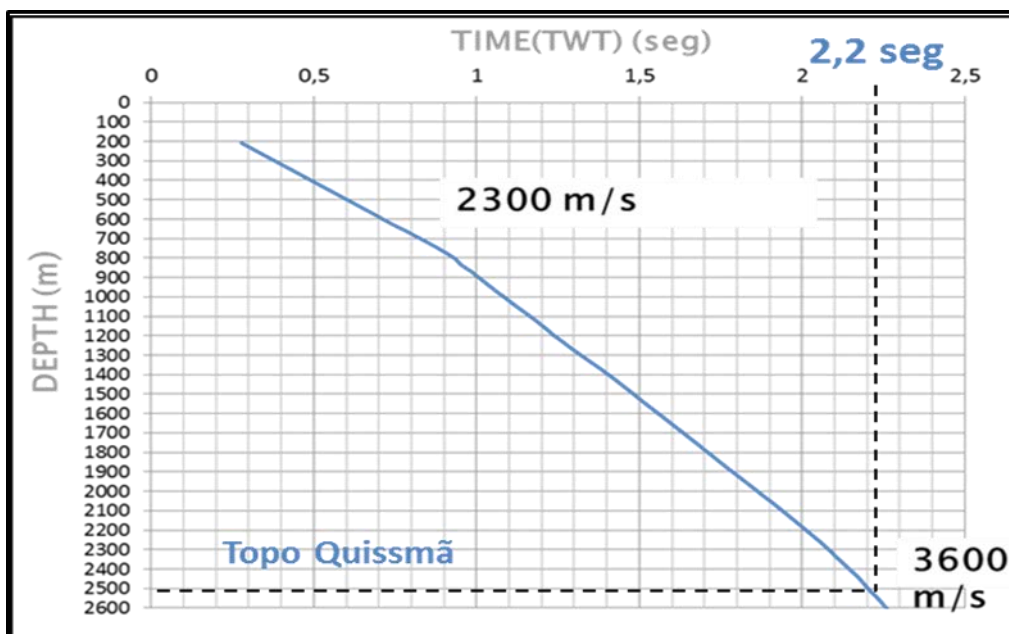
4.4 Interpretações sísmicas

4.4.1 Calibração dos poços

Anteriormente à interpretação do dado sísmico é necessário realizar a calibração entre a sísmica (em tempo) e os poços (em profundidade), os quais contém a informação geológica que orienta a interpretação sísmica. Para isto, foi calculada uma função tempo profundidade, baseada no perfil sônico. A partir desta função, elaborou-se um *pseudoscheckshot*, tabela em que uma coluna (x) é o tempo simples e a outra a profundidade (y), indicando o tempo sísmico das bases e topos de cada formação geológica.

A função tempo Vs profundidade (Figura 16), constitui um gráfico no qual conhecendo a profundidade da formação é possível definir sua posição em tempo sísmico na locação geográfica do poço 3BO 003 RJS, ou seja, se profundidade do topo da Formação Quissamã é de 2500 m, logo, no perfil sísmico, na posição do poço, este topo estratigráfico se encontra no tempo 2,2 segundos.

Figura 16: Gráfico tempo x profundidade, utilizado na calibração do poço.

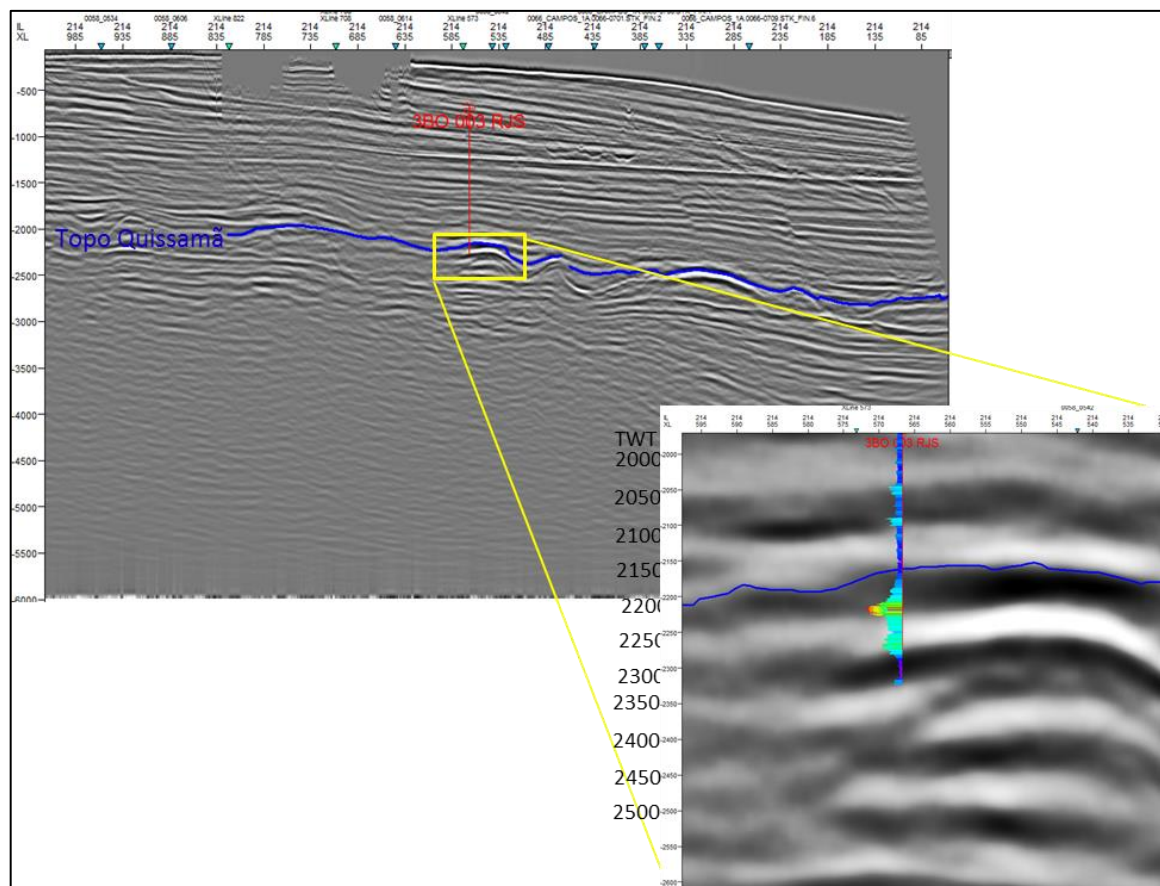


4.4.2 Interpretação sísmica

Os dados sísmicos 3D foram carregados no software Petrel 2011, e as seções interpretadas segundo um grid de 20x20 metros. Os refletores sísmicos interpretados foram: fundo do mar, a fim de acompanhar a variação da lâmina da água, topo do Holoceno com o intuito de fazer uma análise geométrica das unidades estratigráficas superiores aos níveis carbonáticos, sendo estes o Membro Siri (Formação Emborê), Formação Outeiro (topo do Grupo Macaé), Formação Quissamã, topo do Grupo Lagoa Feia e Formação Coqueiros.

Como resultado da calibração do dado sísmico utilizando a função tempo Vs profundidade, os poços são projetados na linha sísmica em tempo, permitindo-se interpretar os horizontes de interesse como o topo da Formação Quissamã (reservatório albio), como mostrado na figura 17.

Figura 17: Perfil sísmico ilustrando o resultando da calibração do poço 3BO 003 RJS, com base na função tempo x profundidade.

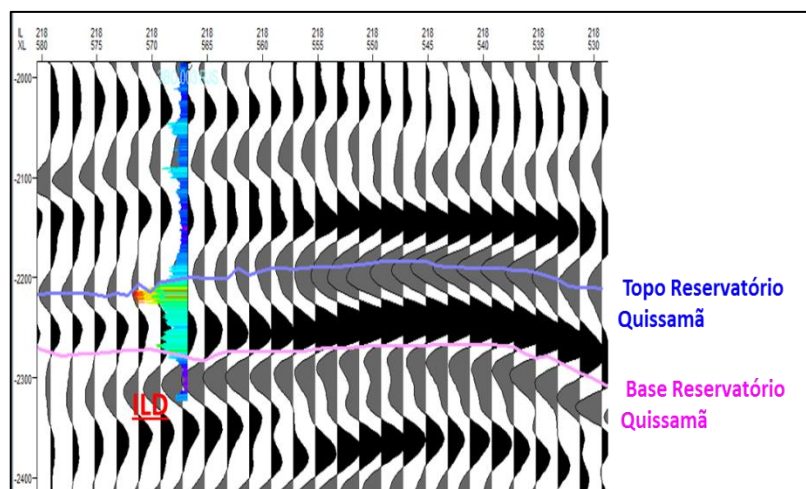


Após a calibração o topo do reservatório da Formação Quissamã foi interpretado a partir de um horizonte de amplitude negativa, já sua base é representada em *zero crossing*, ou seja, uma interface entre duas amplitudes opostas, podendo ser de um máximo para mínimo ou de um mínimo para um máximo, neste caso verifica-se a passagem de uma amplitude máxima para mínima (Figura 18).

O topo das Coquinas reservatório é calculado em um *zerocrossing* de uma amplitude negativa para uma amplitude positiva e sua base consiste em um refletor com amplitude positiva (Figura 18).

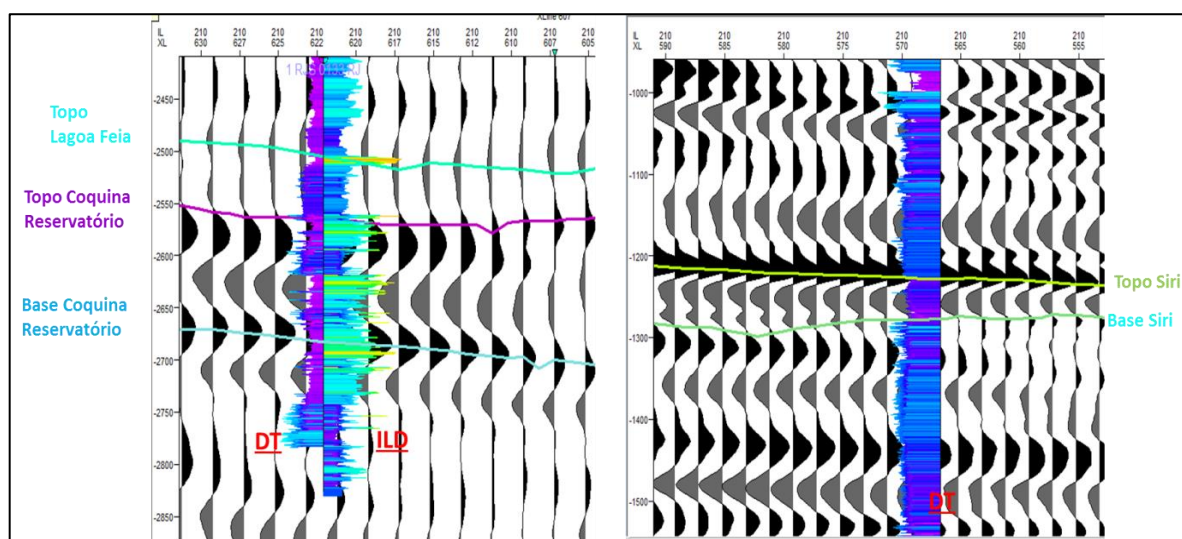
No caso dos carbonatos do Membro Siri, o topo é representado por um horizonte de amplitude positiva e a base por um *zerocrossing* de uma amplitude negativa para uma positiva. (Figura 19).

Figura 18: Horizontes interpretados referentes ao topo e base do reservatório Quissamã



As principais falhas, definidas como aquelas que exercem controle sobre a migração e trapeamento dos hidrocarbonetos também foram interpretadas, resultando na definição do arcabouço estrutural do campo.

Figura 19: Horizontes do topo e base das coquinas reservatório(esq), e topo e base do Membro Siri(dir).



Como resultado da interpretação sísmica foram gerados mapas de contorno estrutural inicialmente em tempo e logo convertidos em profundidade. A conversão tempo profundidade foi realizada com base nas métricas de velocidade intervalar de cada intervalo estratigráfico, obtidas através do perfil sônico(DT), (Tabela 2).

Tabela 2: Velocidades intervalares utilizadas na conversão tempo profundidade.

Intervalo	Velocidade
Lâmina da água	1500 m/s
Fundo do Mar - Holoceno	1800 m/s
Holoceno – Oligoceno	2300 m/s
Oligoceno- Albiano	2600 m/s
Albiano - Aptiano	3300 m/s
Aptiano (sal)	4000 m/s
Aptiano- Barremiano	3600 m/s

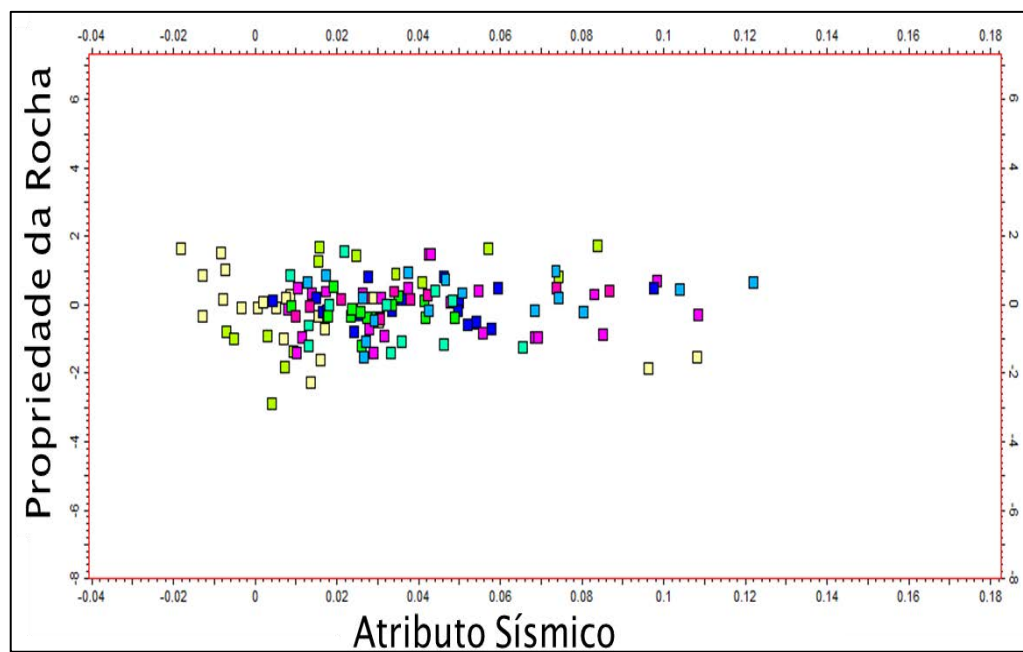
4.5 Análise de atributos sísmicos e distribuição de fácies reservatórios.

Nesta etapa vários atributos sísmicos (*RMS Amplitude, Average Energy, Relative Acoustic Impedance, Sum of negative Amplitudes, Frequency etc.*) foram calculados, com o intervalo de amostragem foi de 40 milissegundos, sobre principais reservatórios, este intervalo é justificado pelas espessura dos reservatórios interpretadas nos dados de poço. Cada um destes resultados foi projetado nos mapas estruturais dos reservatórios interpretados.

Com relação a análise qualitativa dos atributos, foram gerados mapas de isópacas para cada nível reservatório, a fim de comparar a distribuição espacial de cada intervalo reservatório com as anomalias geradas nos mapas de atributos sísmicos. Teoricamente, se o atributo estiver respondendo ao reservatório, ambas as geometrias devem ser análogas.

Os atributos que apresentaram as melhores respostas, em relação à distribuição das maiores espessuras das fácies reservatório, tiveram seus valores de anomalia extraídos ao longo intervalo reservatório no poço. Estes valores foram cruzados com os valores das propriedades físicas da rocha (densidade e resistividade) no mesmo intervalo, resultando em *crossplots* entre os atributos sísmicos e as propriedades físicas da rocha (Figura 20). Através dos *crossplots*, buscou-se identificar uma relação linear, entre o atributo e a propriedade da rocha, que, mostre matematicamente e fisicamente, a relação entre o atributo sísmico e propriedade física da rocha.

Figura 20: Exemplo de um crossplot entre atributo sísmico Vs propriedade física da rocha.



5 RESULTADOS

Os resultados do projeto resumem-se na comparação das respostas dos atributos sísmicos nos três níveis reservatórios carbonáticos analisados, no campo de Bonito, divididos em: Interpretação e correlação de poço, Interpretação sísmica, Mapas de contorno estrutural, Mapas de isótopas dos intervalos reservatórios, Análise de atributos sísmicos.

5.1 Interpretação e correlação de poços

A seguir são apresentadas duas seções geológicas contendo a interpretação e correlação dos perfis geofísicos de poços, as quais tem o objetivo de fornecer uma compreensão estratigráfica/estrutural do campo de Bonito. A primeira A - A' inicia-se no poço 3 EN 0002 RJS e se estende-se até o poço 1 RJS 0133 RJ codireção NW-SE, logo passa a ter direção E-W até o poço 1 RJS 0166 RJ. Já a seção B-B', contendo os poços 3BI 004 RJS, 3BO 003 RJS, 4BO 0038 RJS e 1RJ 0029 RJS, apresenta a distribuição do principal reservatório na direção NE-SW (Figura 21).

Figura 21: Mapa de situação da correlação de poços.

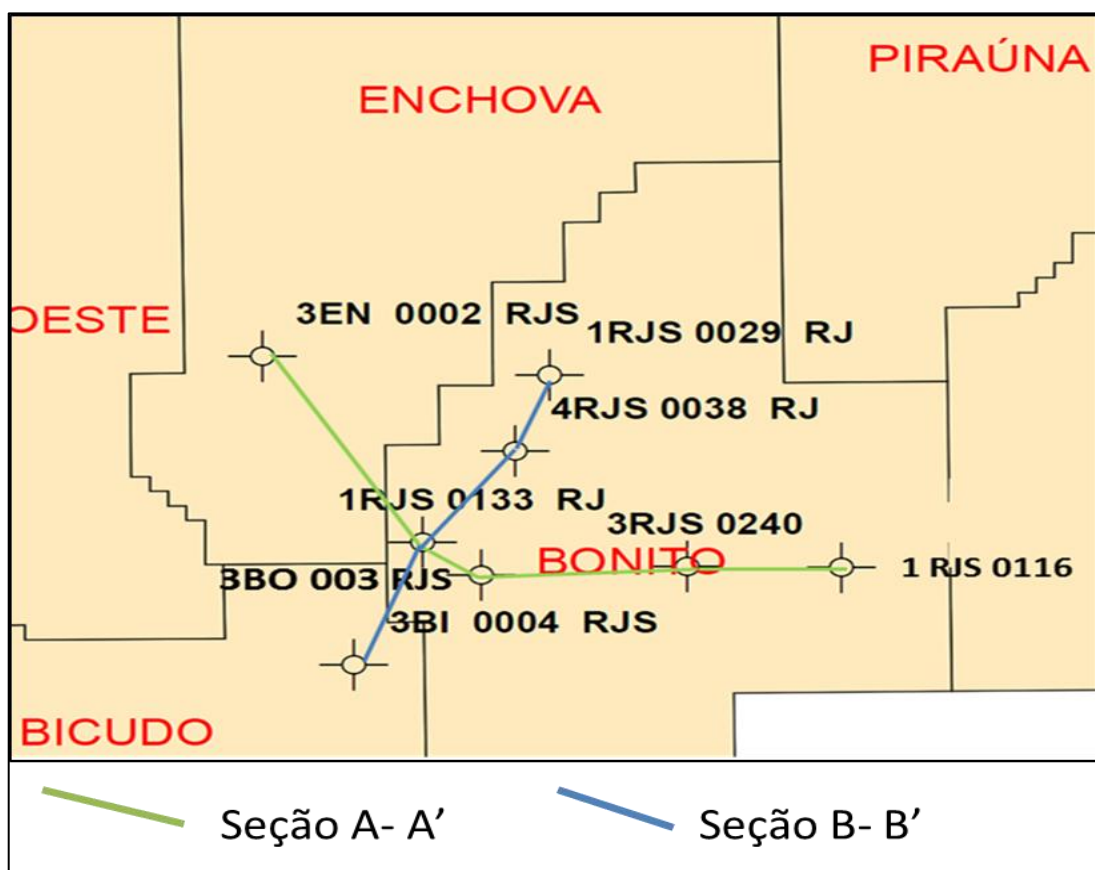
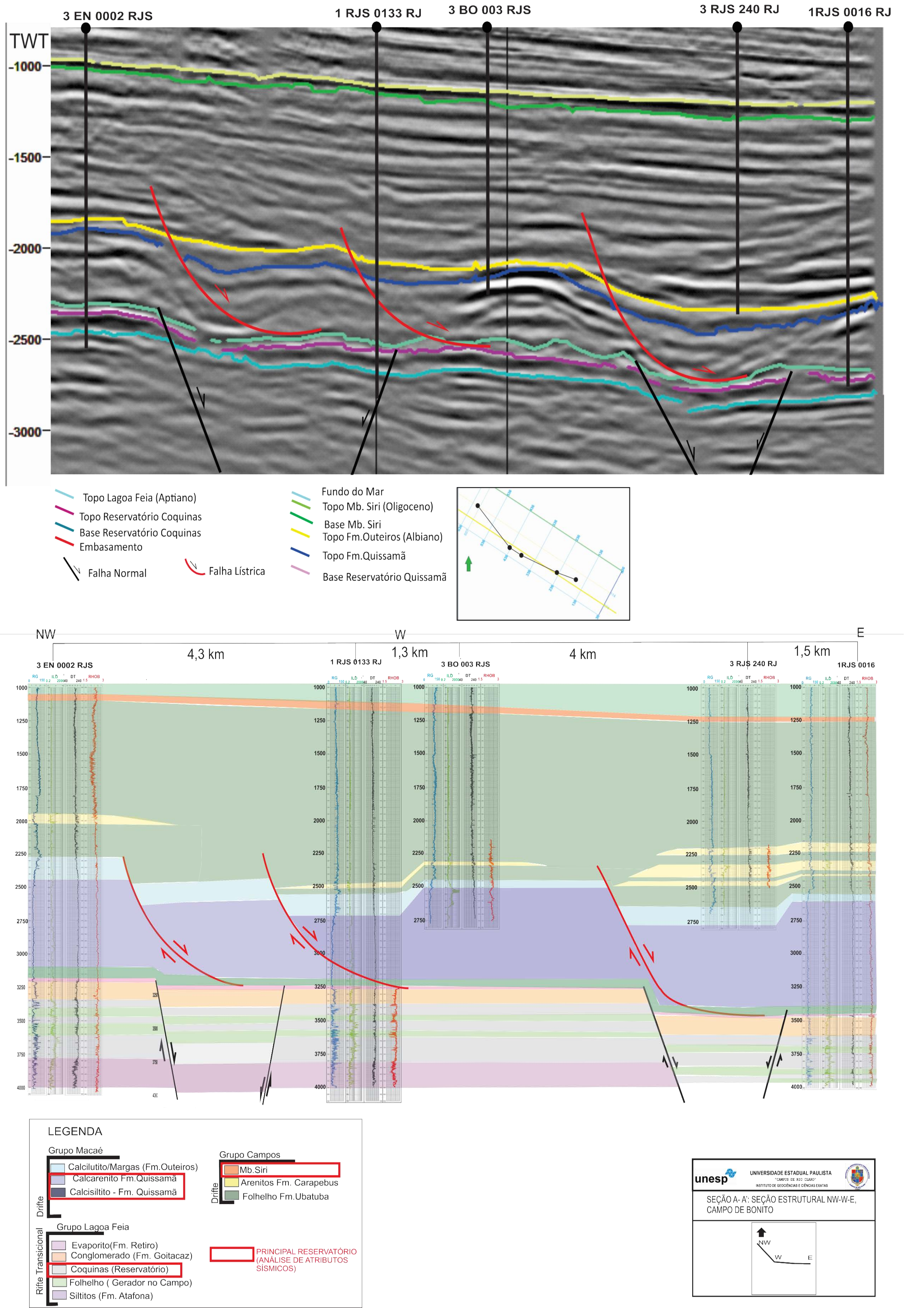


Figura 22: Seção geológica A-A', e perfil sísmico que deu suporte a interpretação.



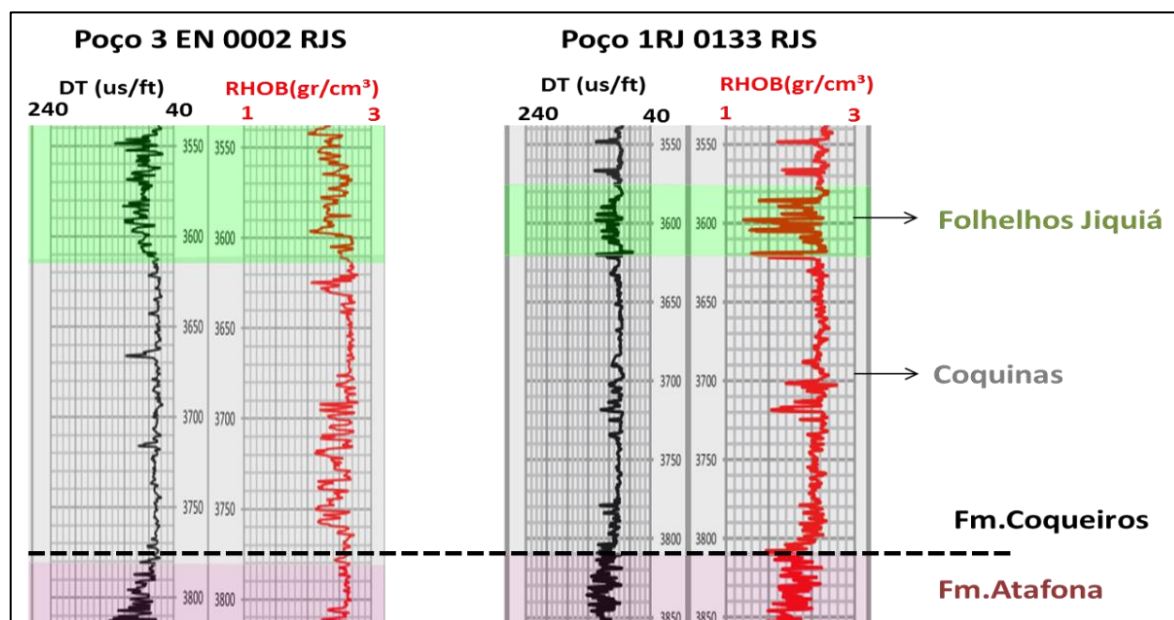
Na seção A-A' (Figura 22), é apresentado a seção geológica e a seção sísmica que deu suporte à interpretação. Na seção observa-se a interpretação dos níveis estratigráficos do Grupos Lagoa Feia, Macaé e Campos. Os sedimentos do Grupo Lagoa Feia estão tectonicamente deformados por falhas normais, constituindo um sistema de grabéns e horts. Em relação aos aspectos estruturais do Grupo Macaé, a seção A-A' mostra falhas lítricas associadas à halocinese, interpretadas pela geometria que as mesmas apresentam, cortando as formações Quissamã e Outeiro e descolando no sal. Outro detalhe observado foi que a Formação Outeiro apresenta maior espessura nos baixos associados às falhas lítricas, sugerindo um controle das mesmas na deposição das fácies de menor energia.

Na parte inferior da seção A-A', foram interpretados siltitos da Formação Atafona, com base nos valores de de 2.2 g/cm^3 do perfil de densidade (RHOB), inferiores aos das coquinas de $2,7 \text{ g/cm}^3$, superiores na coluna estratigráfica.

O contato superior da Formação Atafona com a Formação Coqueiros foi interpretado com base na mudança do perfil Sônico (DT), que apresenta-se constante (60 us/ft) nesta última formação (Figura 23). Este fato ocorre devido aos siltitos da Formação Atafona estarem em contato superior com uma camada de coquina de 150 m de espessura. Esta camada foi definida, regionalmente por Baumgarten (1985), como “Coquina Inferior”. Verificaram-se também outros dois níveis de coquinas com aproximadamente 70 m de espessura, referidas na literatura, como “Coquina Superior”.

Os intervalos carbonáticos estão intercalados por sedimentos siliciclásticos, principalmente pelos “Folhelhos Jiquiá”, os principais geradores da bacia. Esta litologia foi identificada pelos valores de $2,1 \text{ g/cm}^3$ do perfil de densidade (RHOB) e pelos altos valores (120 us/ft) do perfil sônico, em comparação com os 90 us/ft correspondente às coquinas (Figura 23).

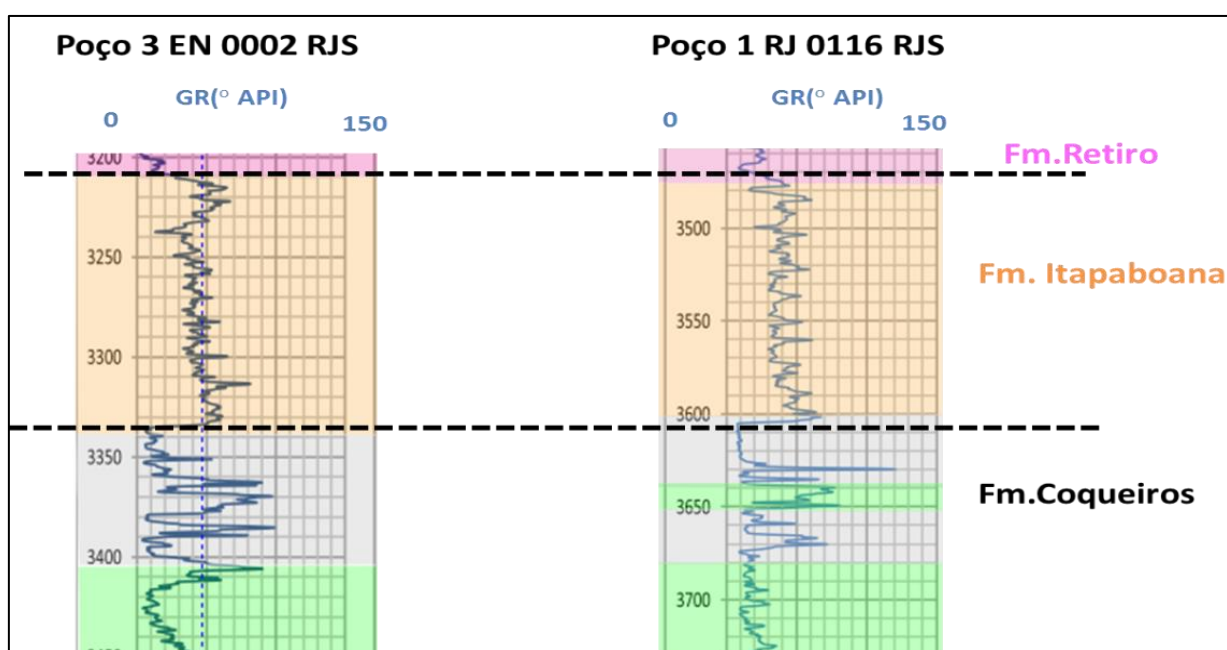
Figura 23: Esquema ilustrando o contato entre a Formação Atafona e a “Coquina Inferior”, intercalada com os Folhelhos Jiquiá



Os sedimentos da Formação Coqueiros estão sotopostos pelos conglomerados da Formação Itabapoana, identificados através do perfil de raios gama, que mostra um padrão relativamente constante (50 API), em comparação com sedimentos da Formação Coqueiros (24).

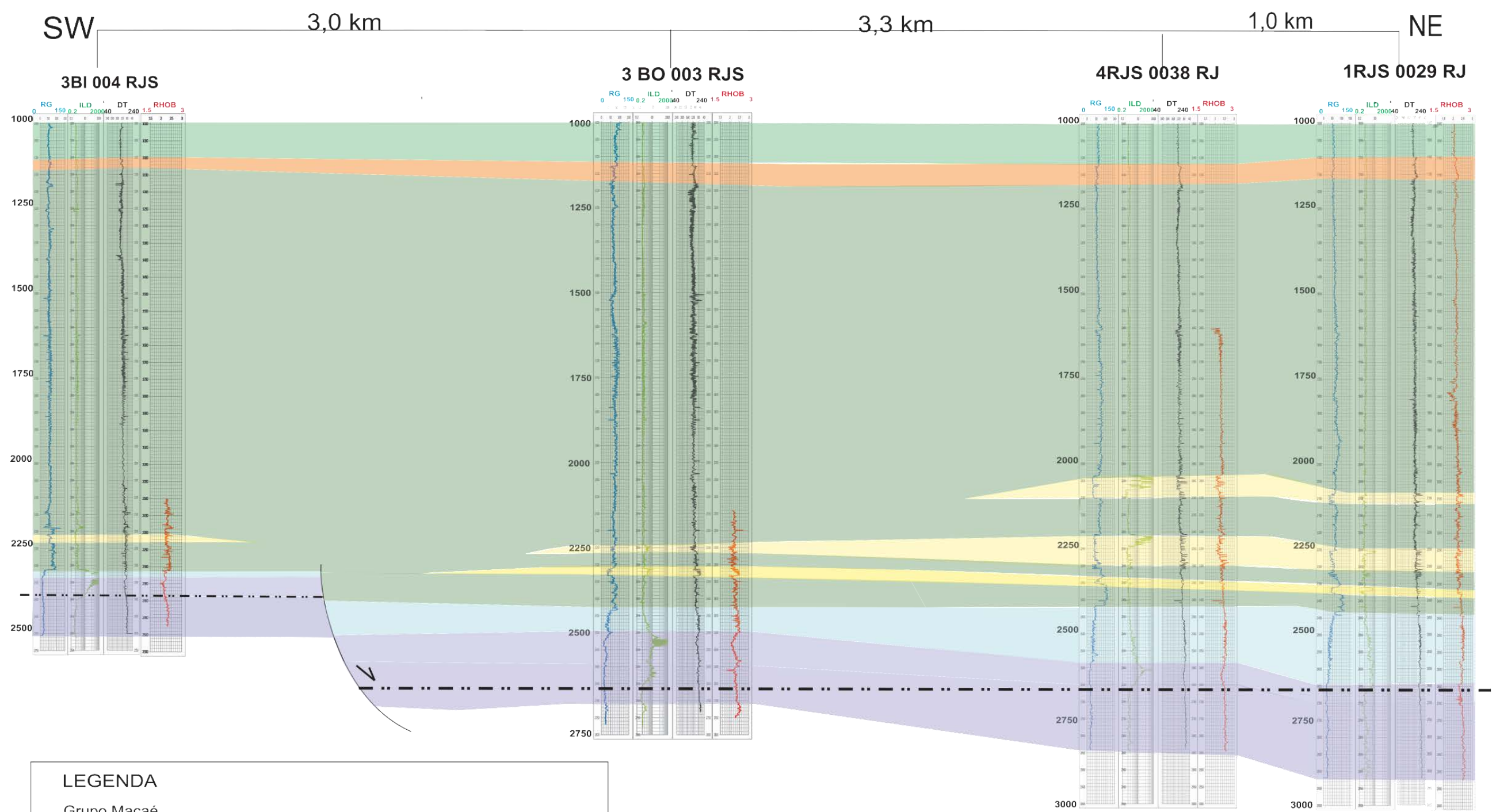
O contato superior da Formação Itabapoana com a Formação Retiro é observado nos perfis de densidade e resistividade, visto que ambos aumentam abruptamente, com valores de $2,9 \text{ g/cm}^3$ e 1500 ohms-m, em resposta ao evaporito anidrita. Os valores de densidade de $2,5 \text{ g/cm}^3$ a $2,7 \text{ g/cm}^3$, acima do pacote evaporítico representam os carbonatos do Grupo Macaé (Figura 25).

Figura 24: Esquema mostrando o padrão do perfil de raio gama da Formação Itabapoana.



É comum a base do Grupo Macaé apresentar-se dolomitizada, este intervalo foi interpretado na seção, com base nos valores de $2,7 \text{ g/cm}^3$ do perfil de densidade (RHOB), maiores que os $2,5 \text{ g/cm}^3$ dos calcarenitos não dolomitizados. O perfil sônico mostrou valores de 50 us/ft para os dolomititos, indicando maiores velocidades que os 70 us/ft observados nos calcarenitos (Figura 25). Este fato, está associado aos dolomititos serem menos porosos que os calcarenitos, e apresentarem maiores velocidades de propagação da onda acústica.

Figura 26: Seção geológica B-B'



LEGENDA

Grupo Macaé

- Calcilituto/Margas (Fm.Outeiros)
- Calcarenito Fm.Quissamã
- Calcisiltito - Fm. Quissamã

Grupo Campos

- Mb.Siri
- Arenitos Fm. Carapebus
- Folhelho Fm.Ubatuba

Grupo Lagoa Feia

- Evaporito(Fm. Retiro)
- Conglomerado (Fm. Goitacaz)
- Coquinas (Reservatório)
- Folhelho (Gerador no Campo)

Drifte

Rifte Transicional

Contato óleo/água

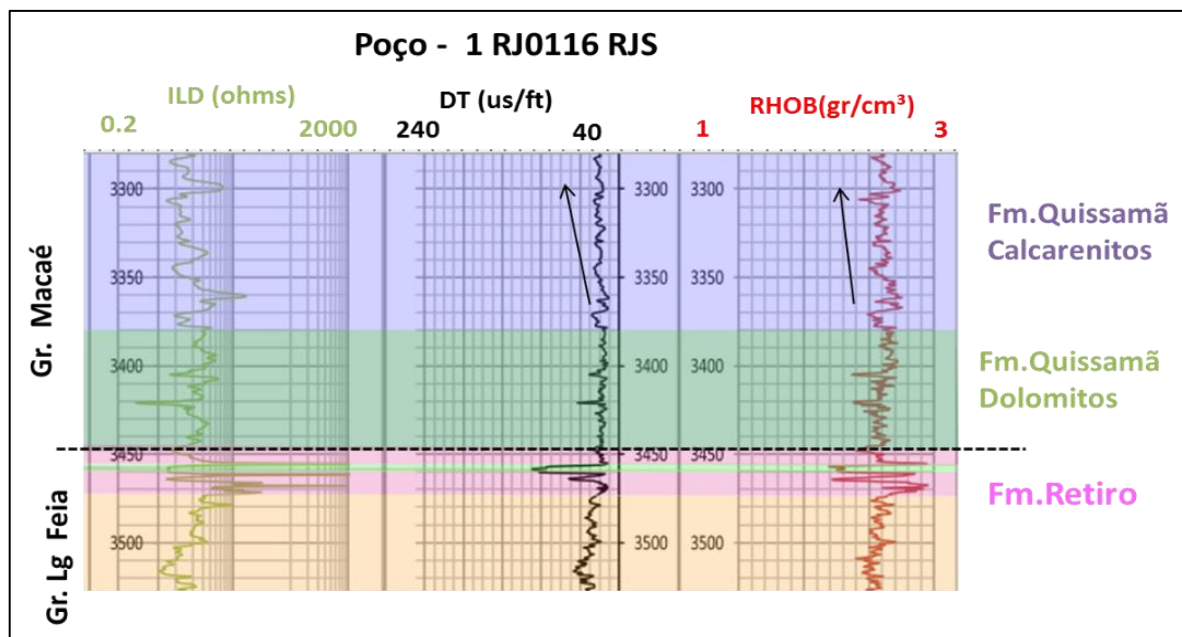
PRINCIPAL RESERVATÓRIO (ANÁLISE DE ATRIBUTOS SÍSMICOS)

unesp UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"CAMPUS DE RIO CLARO"
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E CIÊNCIAS EXATAS

SEÇÃO B- B': SEÇÃO ESTRUTURAL NE-SW,
CAMPO DE BONITO

NE
SW

Figura 25: Perfis geofísicos ilustrando o contato entre o Grupo Lagoa Feia e o Grupo Macaé, representado pelos dolomititos e calcarenitos da Formação Quissamã.



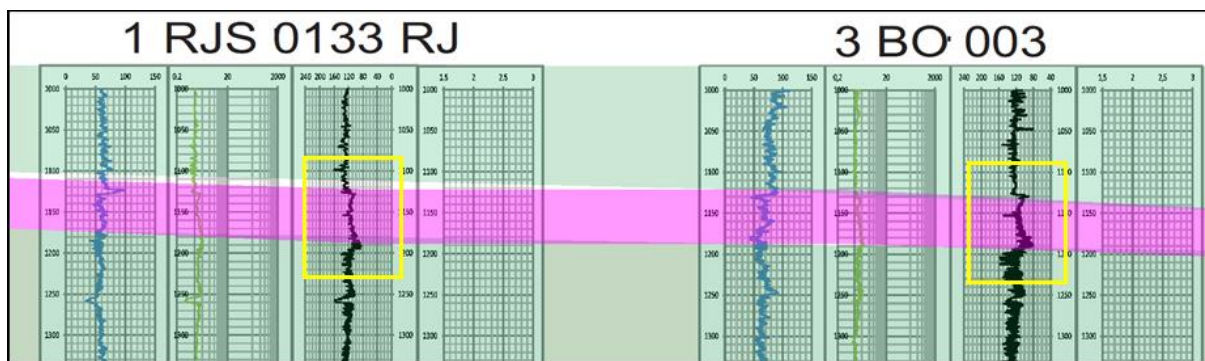
Na seção B-B' (Figura 26), foram interpretados calcarenitos da Formação Quissamã e calcilutitos da Formação Outeiro do Grupo Macaé. Esta última unidade é recoberta por folhelhos da Formação Ubatuba, que apresentam-se intercalados por corpos turbidíticos da Formação Carapebus. Na parte superior da seção foi interpretado o Membro Siri, em meio aos folhelhos da Formação Ubatuba. Observa-se também uma falha lístrica, na parte sudoeste da seção, esta limita o campo de Bonito e Bicudo, a sudoeste.

O contato entre as formações Quissamã e Outeiros foi interpretado com base no perfil de densidade, com valores de 2,65 g/cm³ para os calcilutitos da Formação Outeiros, e 2,3 g/cm³ para o principal reservatório da Formação Quissamã. O perfil raio gama também mostrou um padrão característico para Formação Outeiros, aumentando progressivamente e refletindo o maior conteúdo de argila para o topo da unidade. Este fato representa o início da fase marinha transgressiva da bacia datada entre o Albiano Superior - Cenomaniano.

O topo da Formação Outeiro é marcado por um abrupto aumento nos valores do perfil raio gama, que varia de 70 para 120 API, representado uma camada de folhelhos radioativos da Formação Ubatuba (Membro Tamoios). Verifica-se, no mesmo perfil, a presença de arenitos turbidíticos, com valores de 30 a 40 API, da Formação Carapebus, intercalados aos folhelhos (Figura 26).

Na parte superior das seções A-A' e B-B', os carbonatos do Membro Siri foram interpretados, principalmente pela sua resposta no perfil sônico, que apresenta valores de 40 a 60 us/ft, menores, em relação aos 120 a 160 us/ft dos folhelhos da Formação Ubatuba (Membro Geribá), (Figura 27). A unidade apresenta espessura média de 60m e apresenta mergulho de dois graus para sudoeste.

Figura 27: Resposta do perfil sônico (DT) para o Mb.Siri.

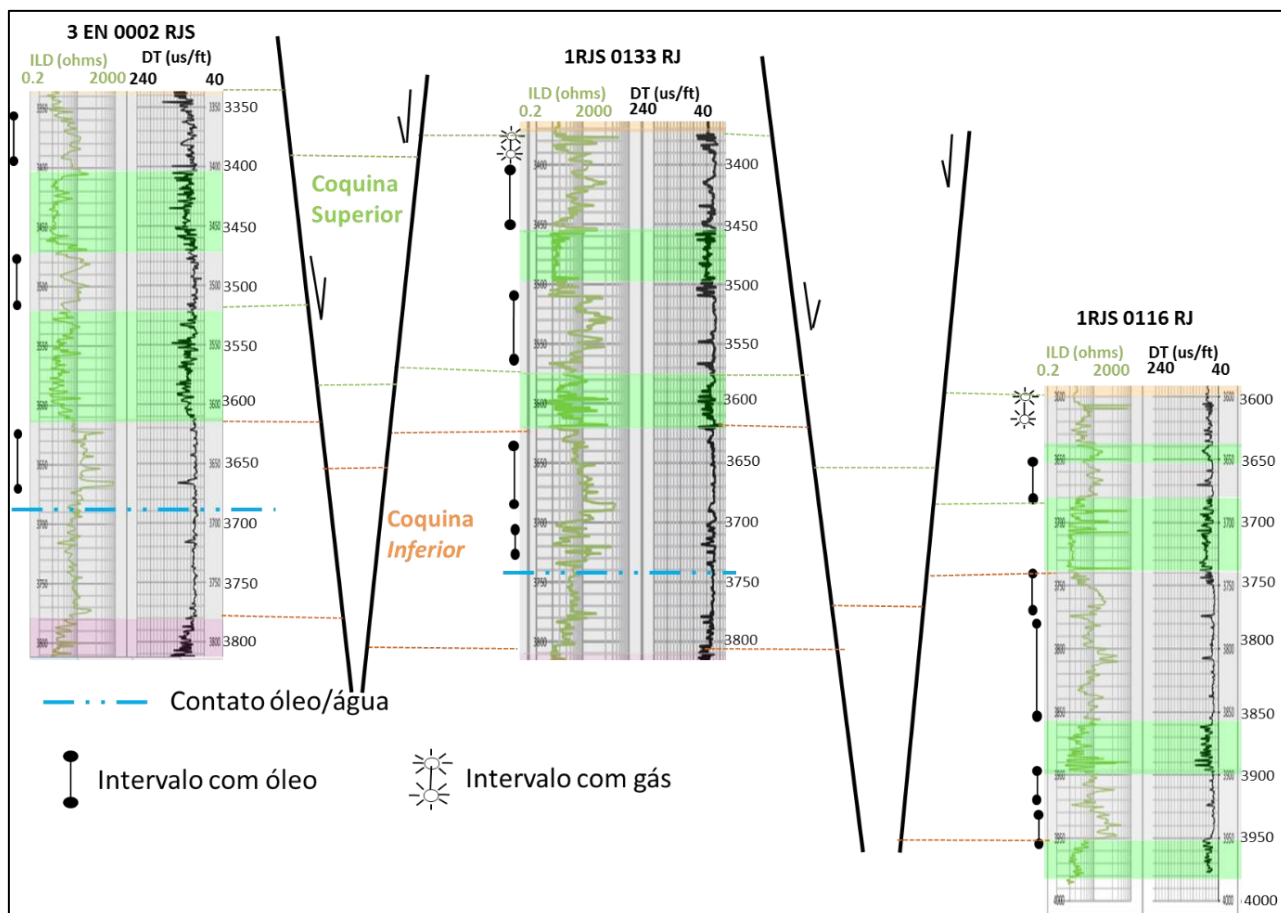


Relacionado as rochas reservatório preenchidas por hidrocarbonetos e identificadas nas seções, são as mesmas coquinas da Formação Coqueiros (Barremiano), calcarenitos da Formação Quissamã (Albiano) e arenitos da Formação Carapebus (Eoceno).

Nos carbonatos do Barremiano, a presença de hidrocarbonetos é constatada nos poços 3EN 002 RJS, 1 RJS 0133 RJ e 1RJS 0116 RJ, porém estes perfuraram objetivos reservatórios distintos, provavelmente este resultado não era compatível com a proposta original de perfuração. Numa análise realizada no perfil geológico interpretado, este resultado pode ser justificado pelo fato destes reservatórios estar separados fisicamente pela presença de falhas normais, as quais estariam condicionando a presença de no mínimo três reservatórios com diferentes níveis de contato óleo/água (Figura 28).

No poço 3 EN 0002 RJS constatou-se a presença óleo no intervalo “Coquina Superior” e “Coquina Inferior”, apresentando valores de 25 ohms-m do perfil de resistividade (ILD). Os intervalos reservatórios apresentam-se intercalados por camadas de folhelhos de 5 a 10 m, e o contato óleo água do reservatório perfurado pelo poço 3EN 0002 RJS foi verificado na profundidade de 3690 m, perfazendo total de 130 m de coquinas preenchidas por óleo, considerando os três intervalos, sendo 40 m de cada intervalo superior e 50 do intervalo inferior.

Figura 28: Seção esquemática, entre os poços produtores nos intervalos reservatórios aptianos (Formação Coqueiros).



No poço 1 RJS 0133 RJ, verificou-se a presença de gás, pelos valores de 1500 ohms-m lidos no perfil de resistividade (ILD) no topo da Coquina Superior, assim como o contato o gás/óleo é interpretado na profundidade de 3395 m. O intervalo reservatório sobrejacente, ao anterior, apresenta-se preenchido por óleo quando os valores de 100 ohms-m. Já na Coquina Inferior a principal acumulação de óleo inicia-se a 3650 m e o contato óleo/água tem seu topo a 3710 m de profundidade, resultando em uma coluna de 60 m de hidrocarbonetos (Figura 28).

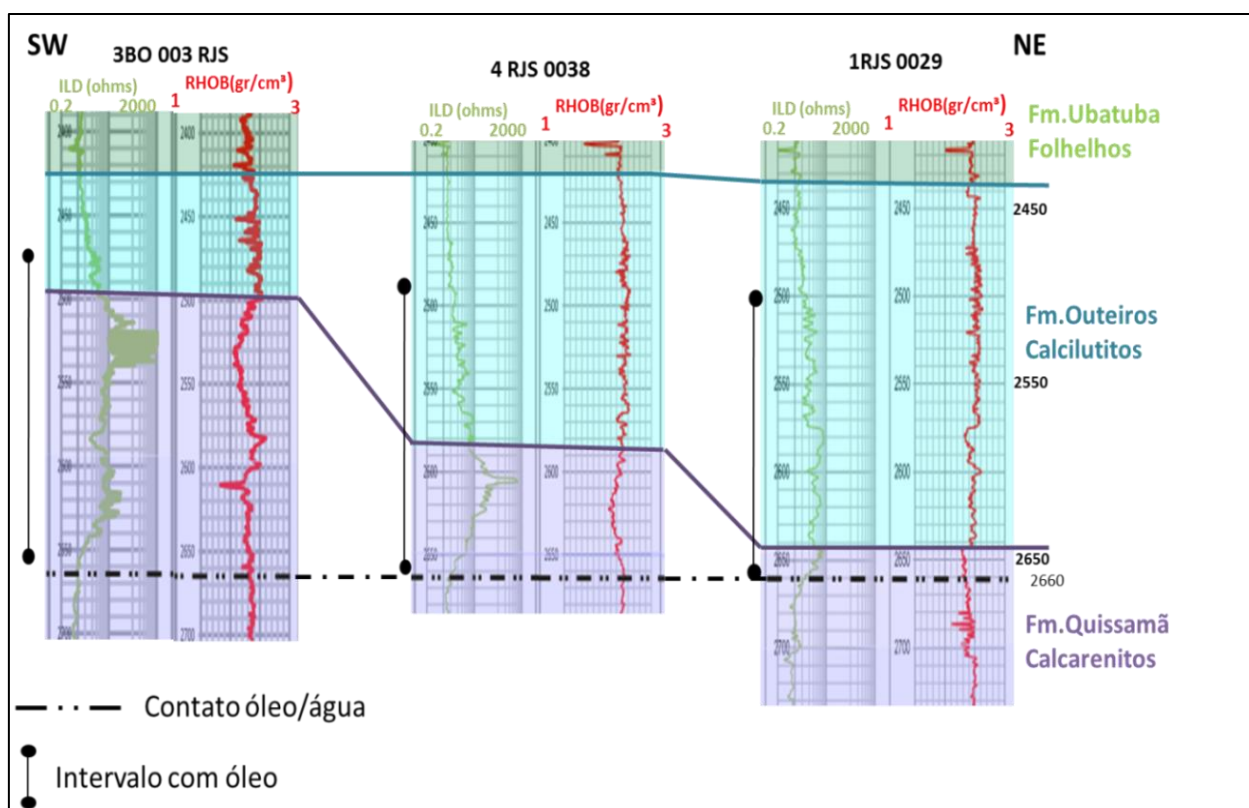
No poço 1 RJS 0116 situado na porção leste do campo, o intervalo mais raso de coquina apresenta valores de resistividade da ordem de 1700 ohms-m, correspondendo a um reservatório de gás. A presença de óleo foi constatada no pacote inferior que apresenta dois níveis reservatórios (3750 a 3770 m e 3800 a 3830 m), provavelmente intercalados por uma zona de baixa porosidade.

Em relação ao carbonatos albianos, verifica-se que o principal reservatório situa-se abaixo do contato entre as formações Outeiro e Quissamã. O intervalo

reservatório foi delimitado com base nos valores de resistividade da ordem de 1500 ohms-m, em conjunto com os baixos valores do perfil de densidade ($2,3 \text{ g/cm}^3$) que indicam um intervalo com porosidade entre 20 e 25 %, correspondente as fácies de calcarenitos depositados em ambiente de alta energia, descritos na literatura por Baumgarten (1986).

A seção B-B' (Figura 26) mostra que o intervalo preenchido por óleo nos poços 3BO 003 RJS, 4RJS 0038 RJ e 1 RJS 029 RJS pertencem ao mesmo reservatório, visto o contato água óleo na profundidade de 2660 m, em comum para os três poços, indicando um alinhamento das fácies reservatório segundo NE-SW. Observa-se também que os calcarenitos mergulham suavemente para nordeste, acompanhado por um aumento de 60 m para 190 m, na espessura da Formação Outeiros. Estes fatos fazem com que o contato água óleo se aproxime do contato entre as formações Quissamã e Outeiros, resultando em um maior preenchimento de óleo na Formação Outeiros no poço 1RJS 0029 RJ (29).

Figura 29: Seção esquemática ilustrando o reservatório do Albiano.



5.2 Interpretação de dados sísmicos.

As interpretações sísmicas foram realizadas com intuito de mapear os intervalos carbonáticos reservatórios da Formação Coqueiros (Barremiano), Formação Quissamã (Albiano) e do Membro Siri (Néogeno), no campo de Bonito. Os resultados das interpretações sísmicas geraram os mapas de contorno estrutural, de cada nível.

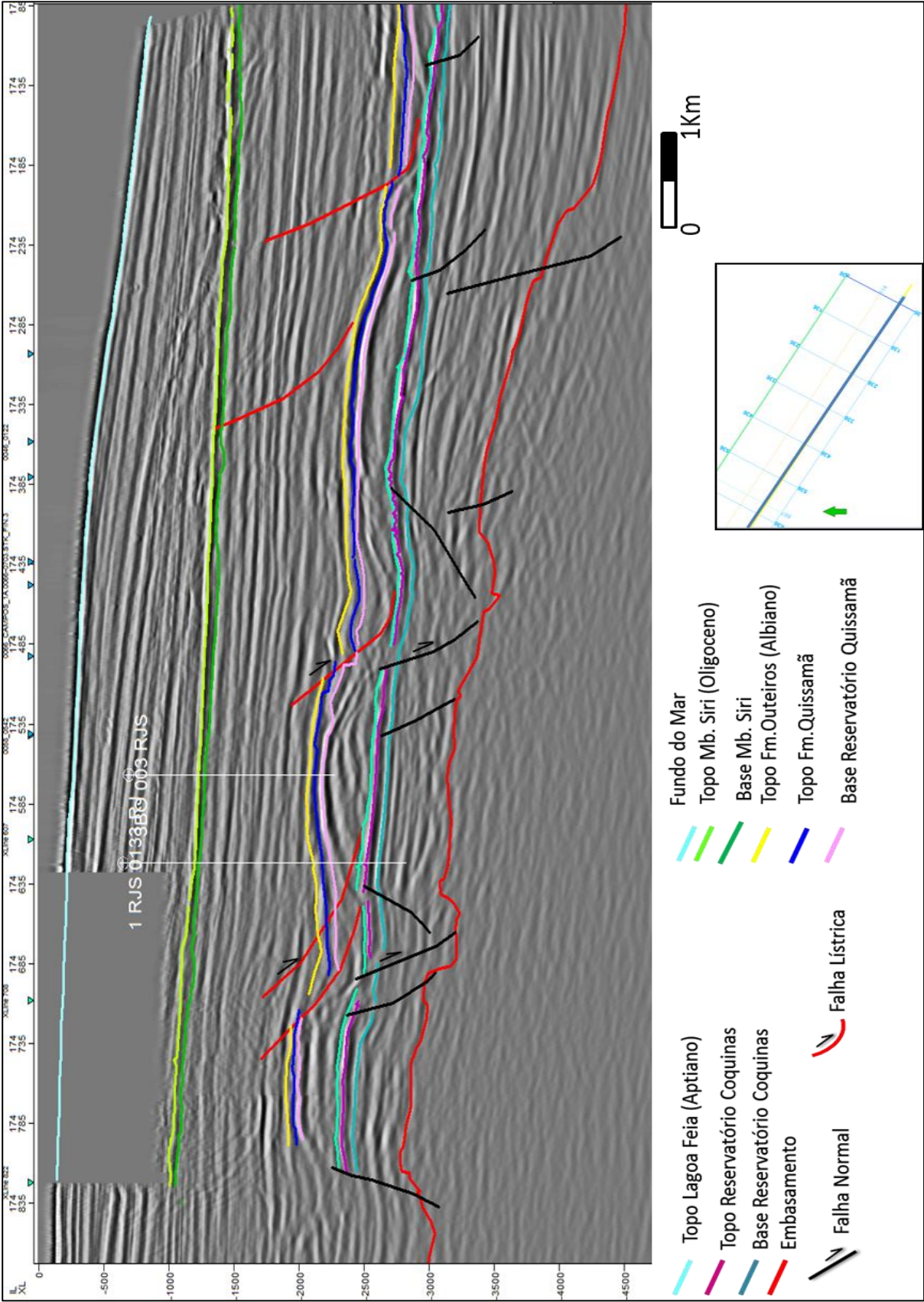
A seção dip, *inline* 174 (Figura 30), (perpendicular à linha de costa) apresenta a interpretação das sequências rifte (topo do embasamento sísmico ao topo Reservatório Coquinas), transicional (topo Reservatório Coquinas ao topo Lagoa Feia), marinha carbonática (topo Lagoa Feia ao topo Fm. Outeiros), marinha transgressiva (topo Outeiro a base Mb.Siri) e marinha regressiva (base Mb.Siri ao fundo do mar). A seção também ilustra a interpretação do embasamento sísmico, horizonte em vermelho.

A sequência rifte é reconhecida na sísmica por apresentar alto contraste de amplitude e sistema de falhamento normal, visualizado abaixo da camada de sal ou base das falhas lítricas. Verifica-se o controle estrutural da tectônica rifte sobre as coquinas reservatórios do Barremiano, caracterizado por falhas sintéticas e antitéticas, que formam pares conjugados e configuram um sistema de grábens e horsts (Figura 30). Algumas destas falhas são reativadas atravessando a sequência do Albiano, sendo estas falhas importantes na migração e trapeamento dos hidrocarbonetos, nas sequências pós-rifte (Figura 31).

Os carbonatos albianos (Grupo Macaé) mostram uma mudança na geometria dos refletores, caracterizada por apresentar geometria em forma de casco de tartaruga (Figura 30). O padrão estrutural observado nos carbonatos albianos está relacionado com os processos de sedimentação carbonática junto a seu padrão de fraturamento e deformação diferentes dos siliciclásticos caracterizados pelos tubiditos e pelitos, na bacia.

Na seção dip (Figura 30), verifica-se três altos estruturais no topo do Grupo Macaé, interpretados como estruturas *rollovers* associada às falhas lítricas, que caracterizam o estilo estrutural dos carbonatos albianos, na bacia de Campos. As estruturas tipo *rollover* são formadas em respostas ao deslocamento oblíquo causado pela falha lítrica, resultando em esforços distensivos que geram este tipo de estrutura.

Figura 30: Seção Dip (em tempo), interpretada.



O mergulho do reservatório da Formação Quissamã para nordeste, acompanhado pelo aumento da espessura da Formação Outeiros, previamente observado na correlação de poços, também foi verificado na sísmica como apresentado na seção strike (paralela à linha de costa), (Figura 32). Observa-se, também, as discordâncias erosivas definidas na carta estratigráfica do campo de Bonito por Baumgarten (1986). A discordância inferior corta os arenitos e folhelhos do cretáceo inferior, a superior do Oligoceno Superior corta os sedimentos do Eoceno e Oligoceno Inferior.

O padrão geométrico dos refletores sobrejacente ao Grupo Macaé caracterizado por refletores planos paralelos, com mergulhos muito suaves, identifica os sedimentos da fase marinha transgressiva. O limite superior deste período é representado pela base dos carbonatos do Membro Siri (Oligo- Mioceno).

O potencial reservatório (Membro Siri) mergulha suavemente para sudoeste acompanhado por um aumento de espessura. O intervalo apresenta pouca ou nenhuma deformação, visto que foi depositado em ambiente tectônico de margem continental passiva.

Figura 31: Inline 166 interpretada, mostrando falhas normais cortando os carbonatos do Albiano.

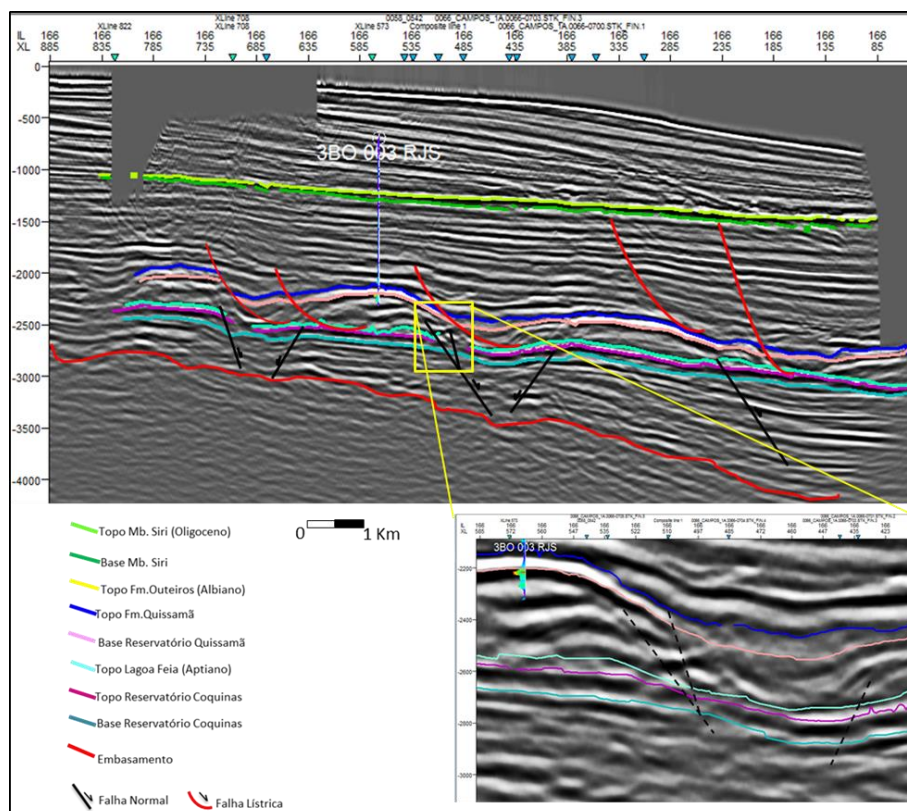
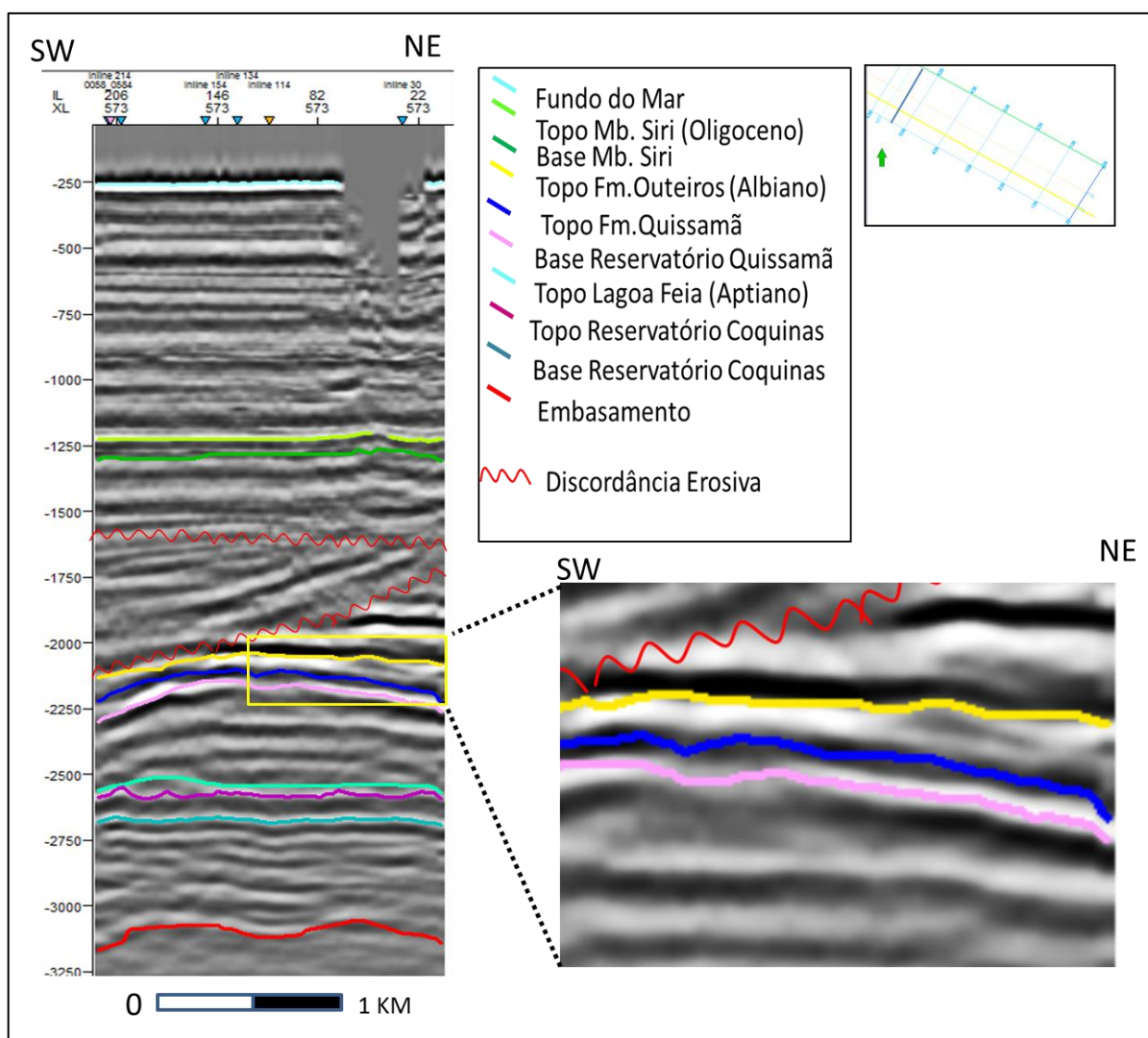


Figura 32: Seção strike interpretada.

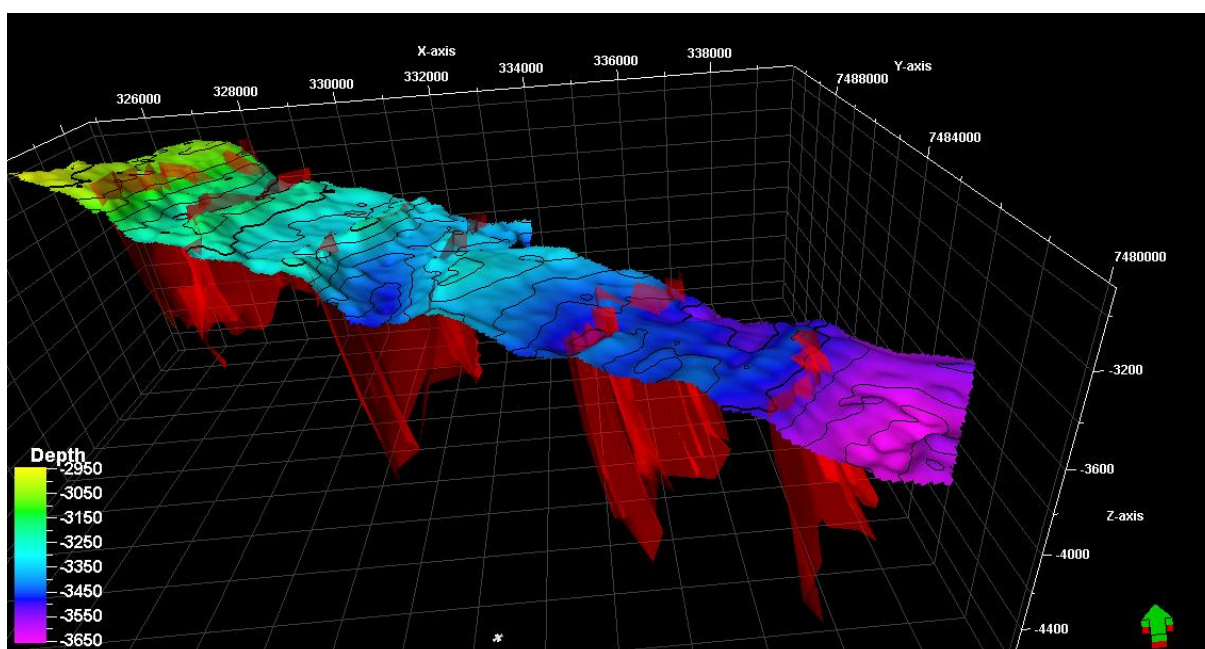
5.3 Mapas de contorno estrutural

Os mapas de contorno estrutural, em profundidade, do topo dos intervalos reservatórios das Formações Coqueiros, Quissamã e do Membro Siri foram confeccionadas a partir da interpolação das interpretações sísmicas de cada horizonte, observando-se estruturas relacionadas à tectônica rifte, nos horizontes dos carbonatos do Aptiano e estruturas relacionadas à halocinese no horizonte que representa o carbonato do Albiano. Já com relação ao Membro Siri, pouca deformação foi constatada.

5.3.1 Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Coqueiros.

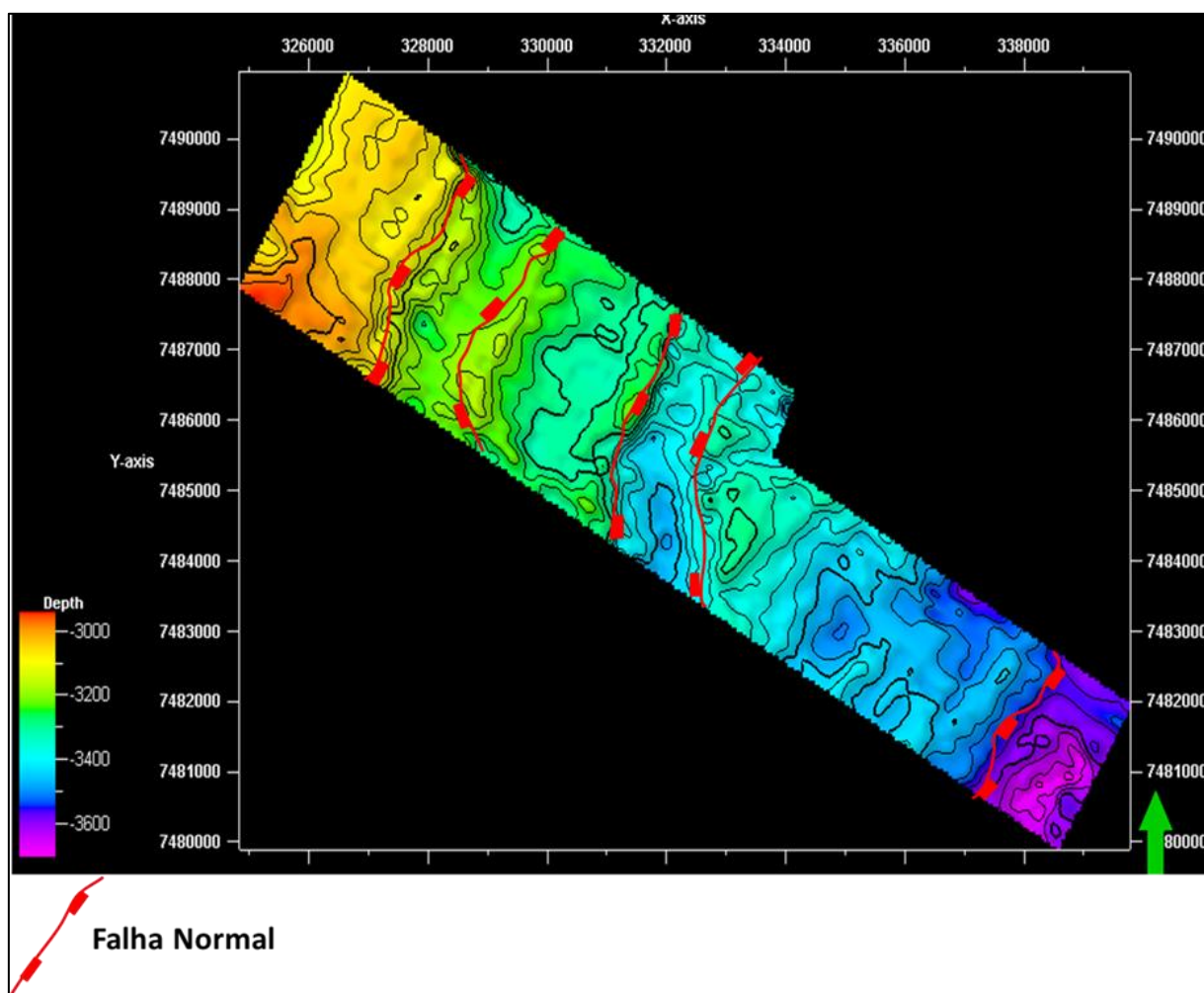
De acordo com o mapa de contorno estrutural do reservatório Barremiano observa-se que o nível está estruturado por falhas normais sintéticas, com mergulho para SE, e antitéticas com mergulho para SW, que formam pares conjugados, constituindo um sistema de grabens e horts alinhados na direção NE-SW (Figuras 33 e 34). Esta direção corresponde ao *trend* regional da tectônica rifte, na Bacia de Campos (RANGEL, H. D et al.,1994). As falhas mapeadas, provavelmente funcionaram como rotas de migração do óleo dos Folhelhos Jiquiá, para os intervalos de coquinas da Formação Coqueiros.

Figura 33: Mapa de contorno estrutural do topo das coquinas reservatório, e em 3D.



Da interpretação do mapa estrutural das Coquinas pode-se destacar o alto estrutural entre as coordenadas X : 334000,338000 e Y:7487000, 7482000, (Figura 33), ainda não perfurado segundo o Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP).

Figura 34: Mapa de contorno estrutural do topo das coquinas reservatório, em planta.



5.3.2 Mapa de contorno estrutural do topo do Quissamã.

O mapa de contorno estrutural do topo do reservatório da Formação Quissamã mostra três altos estruturais, que correspondem às estruturas de tipo *rollovers*, associadas às falhas lístricas em vermelho (Figura 35). Os altos estruturais apresentam-se alinhados segundo a direção NE-SW, e são responsáveis no trapeamento do óleo no campo. Na porção sudeste do campo foram interpretadas duas falhas lístricas com a mesma direção NE-SW das outras, representando um padrão de falhamento na área (Figura 36).

Figura 35: Mapa de contorno estrutural, em profundidade, do topo da Fm. Quissamã em 3D.

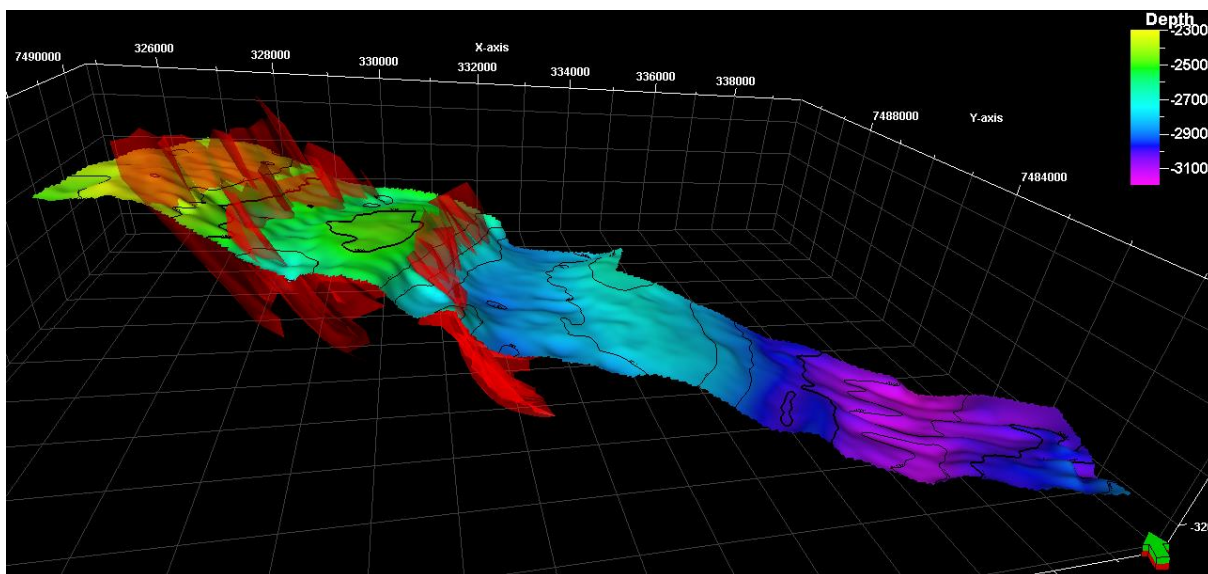
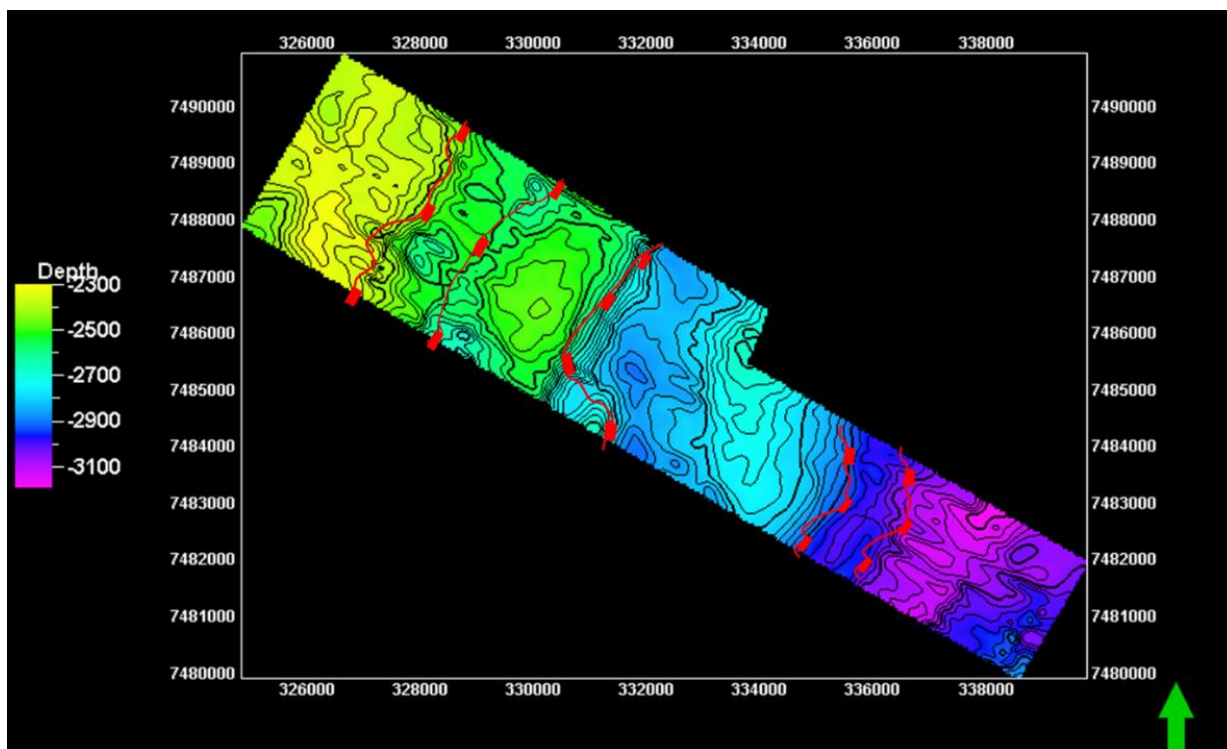


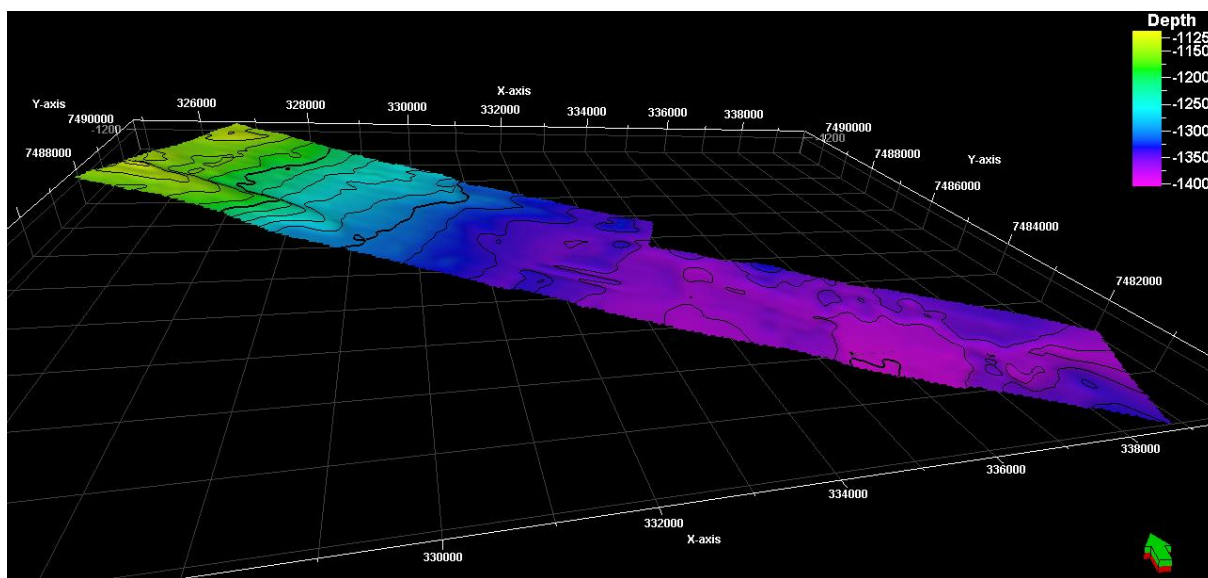
Figura 36: Mapa de contorno estrutural do topo da Fm. Quissamã, em planta.



5.3.3 Mapa de contorno estrutural do Membro Siri.

Em relação ao Membro Siri a unidade não apresenta falhamentos perceptíveis à resolução sísmica. A unidade mergulha, com aproximadamente dois graus, para sudeste (Figura 37).

Figura 37: Mapa de contorno estrutural do Membro Siri.



5.4 Mapas de isópacas dos intervalos reservatórios.

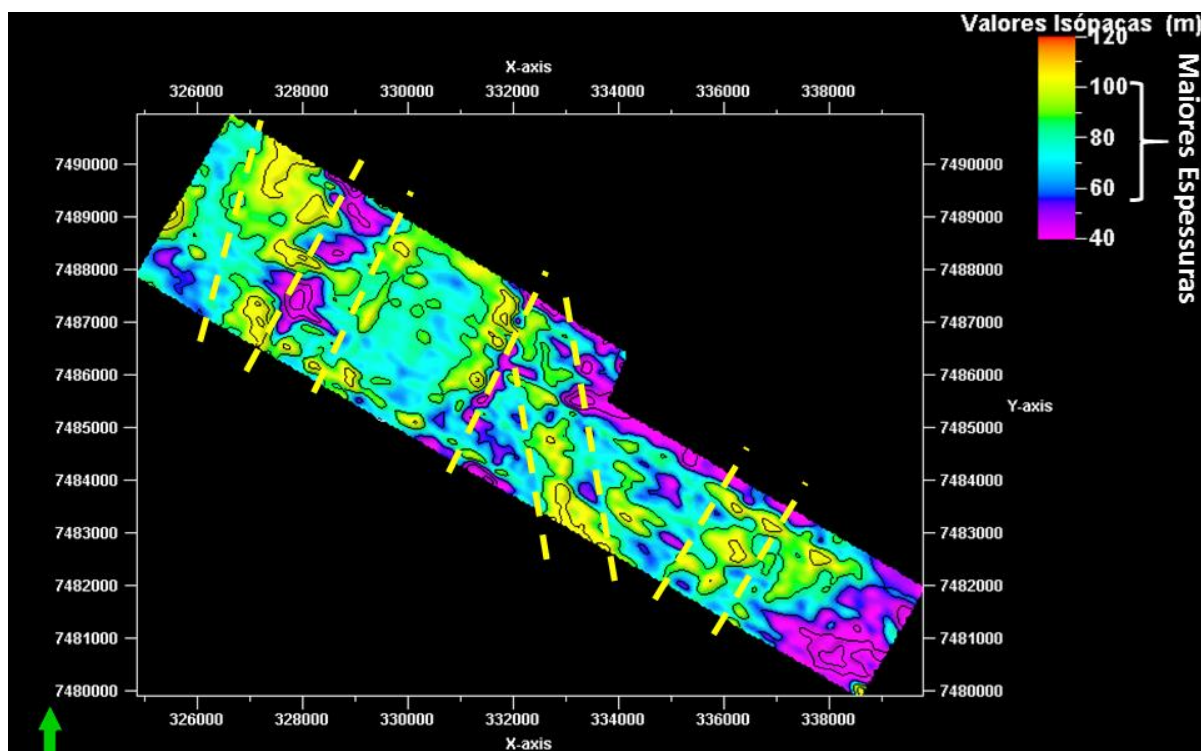
Os mapas de isópacas mostram os valores de iso-espessura dos intervalos reservatórios, resultante da interpretação sísmica, no campo de Bonito. A partir dos mapas de isópacas é possível analisar a distribuição espacial das espessuras das fácies reservatório, identificando possíveis relações entre as maiores espessuras e o arcabouço estratigráfico e estrutural.

5.4.1 Mapa de isópacas do reservatório da Formação Coqueiros (Barremiano)

O intervalo reservatório das Coquinas, apresentam um alinhamento segundo NE-SW (Figura 38), nas porções noroeste e central do campo. Já na porção sudeste observa-se um alinhamento segundo NW-SE e outro predominantemente NE-SW ao sul desta última feição.

Quando o mapa de isópacas é comparado com o mapa de contorno estrutural, observamos que as maiores espessuras do intervalo reservatório estão localizadas sob os altos estruturais da fase rifte, indicando condições ambientais mais favoráveis ao desenvolvimento das fácies carbonáticas, sobre os mesmos.

Figura 38: Mapa de isópacas das coquinas reservatório da Formação Coqueiros (Grupo Lagoa Feia)

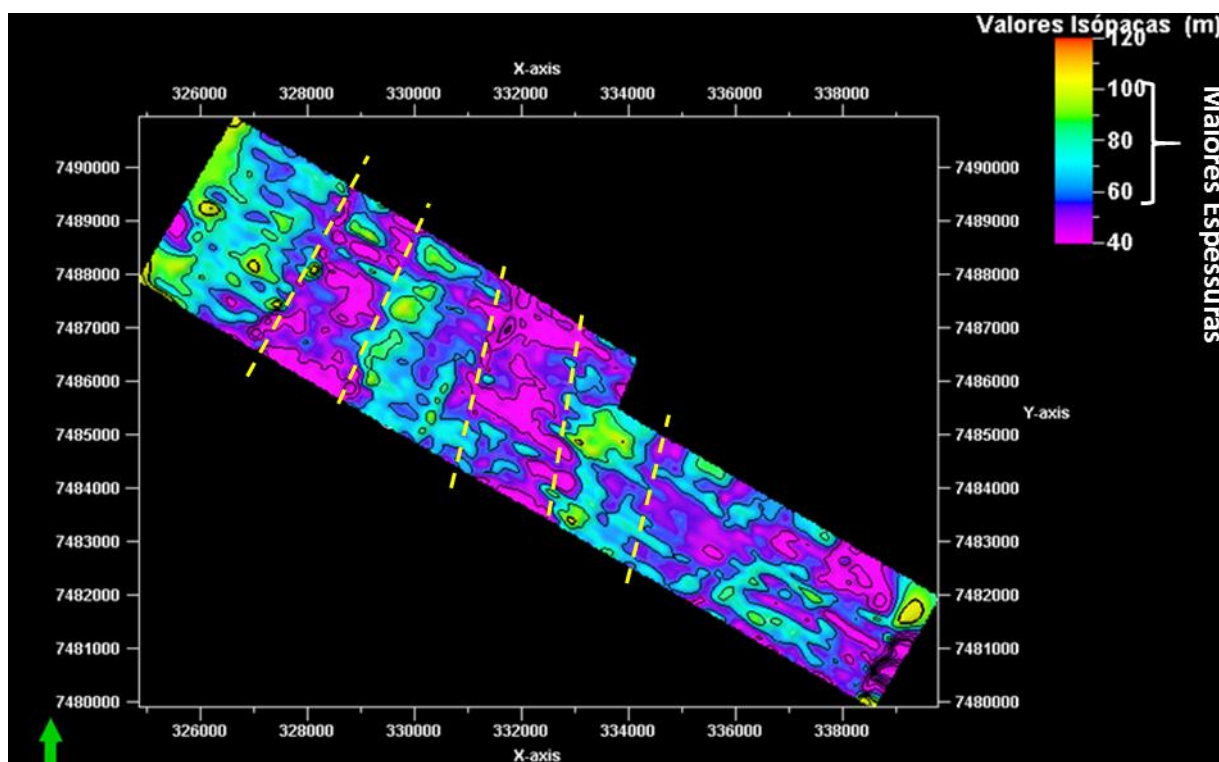


5.4.2 Mapa de isópacas do reservatório Quissamã (Albiano)

Segundo o mapa de isópacas do intervalo reservatório da Formação Quissamã (Figura 39), as maiores espessuras estão alinhadas à direção NNE/SSW (linhas amarelas). O alinhamento da fácies reservatório pode estar associado com geometria de paleo-altos, que controlaram a deposição das fácies de maior energia (calcarenitos), assim como os locais de menor espessura, em roxo, podem corresponder a locais onde a deposição se deu por carbonatos finos, calcisiltitos e calcilutitos.

O mapa também indica as áreas mais favoráveis a ocorrência de hidrocarbonetos, observando-se três áreas principais, uma na região noroeste do mapa, outra na porção central, e uma terceira na região compreendida entre as coordenadas X:3323000, 3325000 e Y:7487000, 7482000, (Figura 39).

Figura 39: Mapa de isópacas do reservatório da Formação Quissamã.

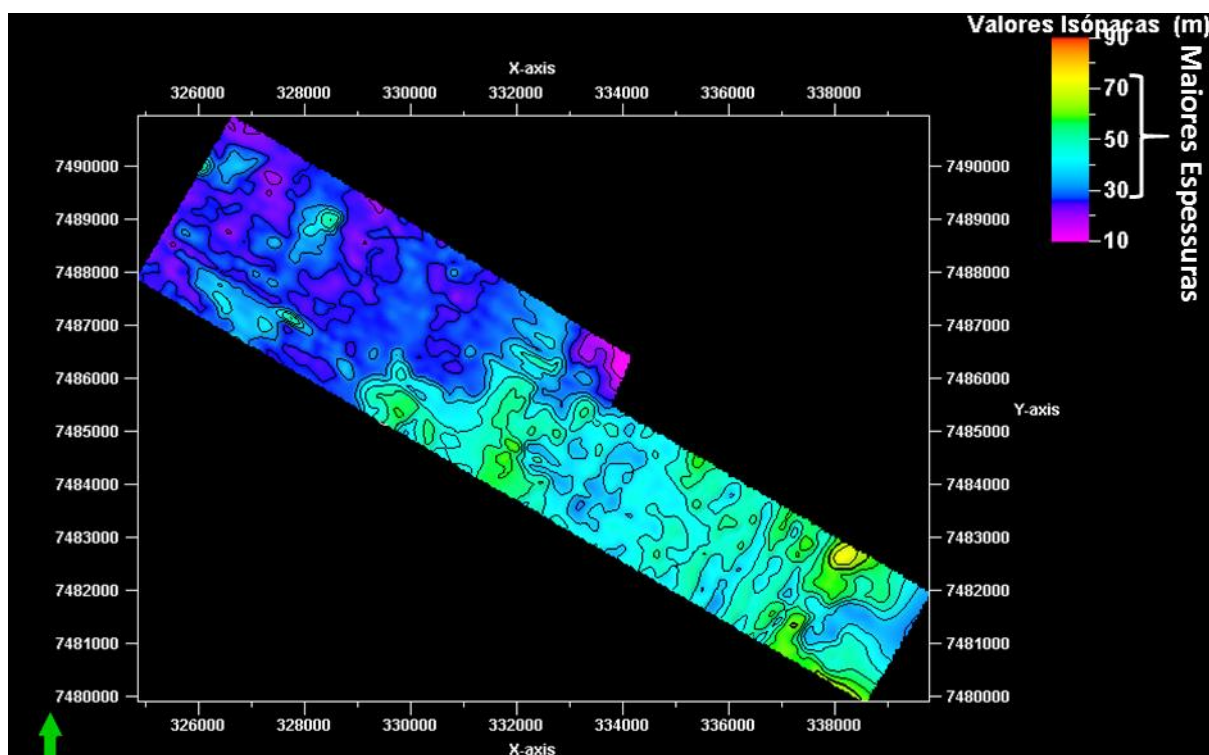


5.4.3 Mapa de isópacas Membro Siri (Oligo-Mioceno)

O Membro Siri apresenta espessuras da ordem de 40 a 60 m, no campo de Bonito, com as maiores espessuras concentradas na porção sudeste do campo (Figura 40)

A pouca variação de espessura do membro siri a nível local é esperado visto que a unidade desenvolvida sob um ambiente tectonicamente passivo.

Figura 40: Mapa isópacas do Membro Siri.



5.5 Análise qualitativa dos atributos sísmicos.

Nesta etapa são apresentados os resultados da comparação entre os mapas os atributos sísmicos e os mapas de isópacas dos intervalos reservatórios do Aptiano, Albiano e Neógeno. Baseado na definição de anomalia no mapa de atributo, as respostas dos atributos foram classificadas entre Boa, Média e Ruim para cada intervalo (Tabela 3). Na figura 41 é apresentado o critério de classificação das respostas dos atributos sísmicos quando comparados com os mapas de isópacas dos reservatórios.

A resposta foi classificada como “Boa” quando as anomalias, do atributo analisado, apresentaram distribuição espacial muito clara à distribuição das maiores espessuras do intervalo reservatório; O caso da correspondência ser parcial, ou seja, imagem não definida, então a resposta foi classificada como “Média”; Por fim, se não houve qualquer correlação espacial, entre a anomalia do atributo e o reservatório, ou, se o atributo não apresentou anomalias, a resposta foi classificada como “Ruim” (Figura 41).

Figura 41: Exemplos de respostas Boa, Média e Ruim dos atributos sísmicos do topo da Formação Quissamã.

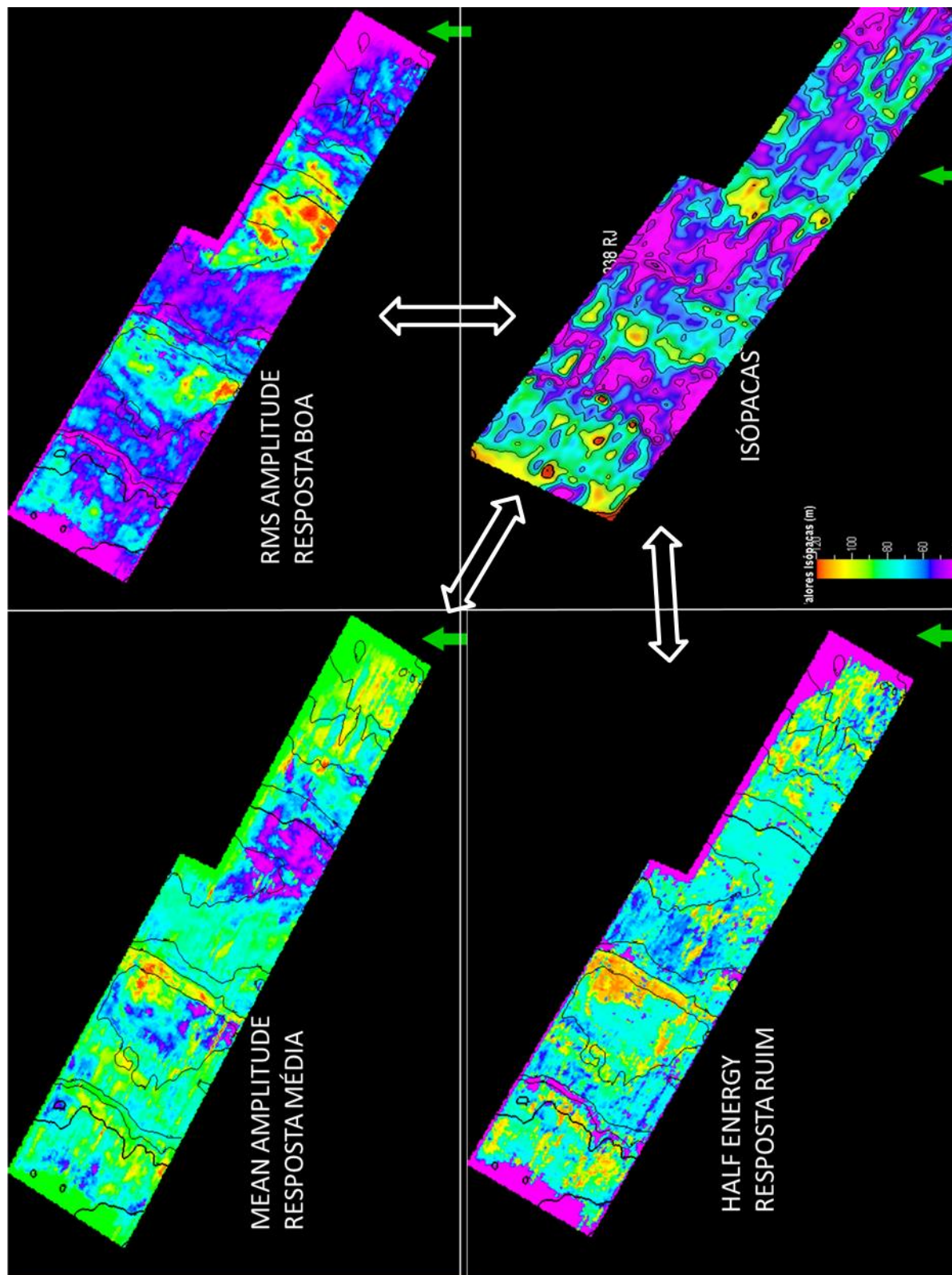


Tabela 3: Análise Qualitativa dos Atributos Sísmicos de Superfície.

Atributo/ Unidade	Formação Coqueiros	Formação Quissamã	Mb.Siri
Average Energy	Média	Boa	Ruim
Average Magnitude	Média	Boa	Ruim
Average Negative Amplitude	Média	Boa	Ruim
Average Peak Value	Ruim	Ruim	Ruim
Average Positive Amplitude	Ruim	Ruim	Média
Average negative Trough Value	Média	Ruim	Ruim
Geometric Mean	Ruim	Ruim	Média
Half Energy	Ruim	Ruim	Ruim
Harmonic Mean	Ruim	Ruim	Ruim
Interval Average	Ruim	Média	Ruim
Maximum Amplitude	Média	Boa	Média
Maximum Magnitude	Média	Boa	Média
Mean Amplitude	Ruim	Média	Média
Median	Média	Média	Média
Minimum Amplitude	Boa	Média	Ruim
RMS Amplitude	Boa	Boa	Média
Relative Acoustic Impedance	Ruim	Boa	Ruim

Dentre os atributos analisados destacaram-se o *Maximum Amplitude*, *Maximum Magnitude* e o *RMS Amplitude*, visto que apresentaram respostas “Boa” ou “Média” para os três intervalos carbonáticos analisados. Dentre estes o *RMS Amplitude* mostrou a melhor correspondência a distribuição dos reservatórios albianos e aptianos, no campo de Bonito (Figuras 42 e 43). O atributo apresentou uma correspondência parcial para o Membro Siri, que pode estar relacionado ao fato do mesmo não apresentar significativas espessuras de suas fácies reservatório (Figura 44).

Figura 42: Comparação entre o atributo Rms Amplitude e o mapa de isópacas do reservatório barremiano (Formação Coqueiros).

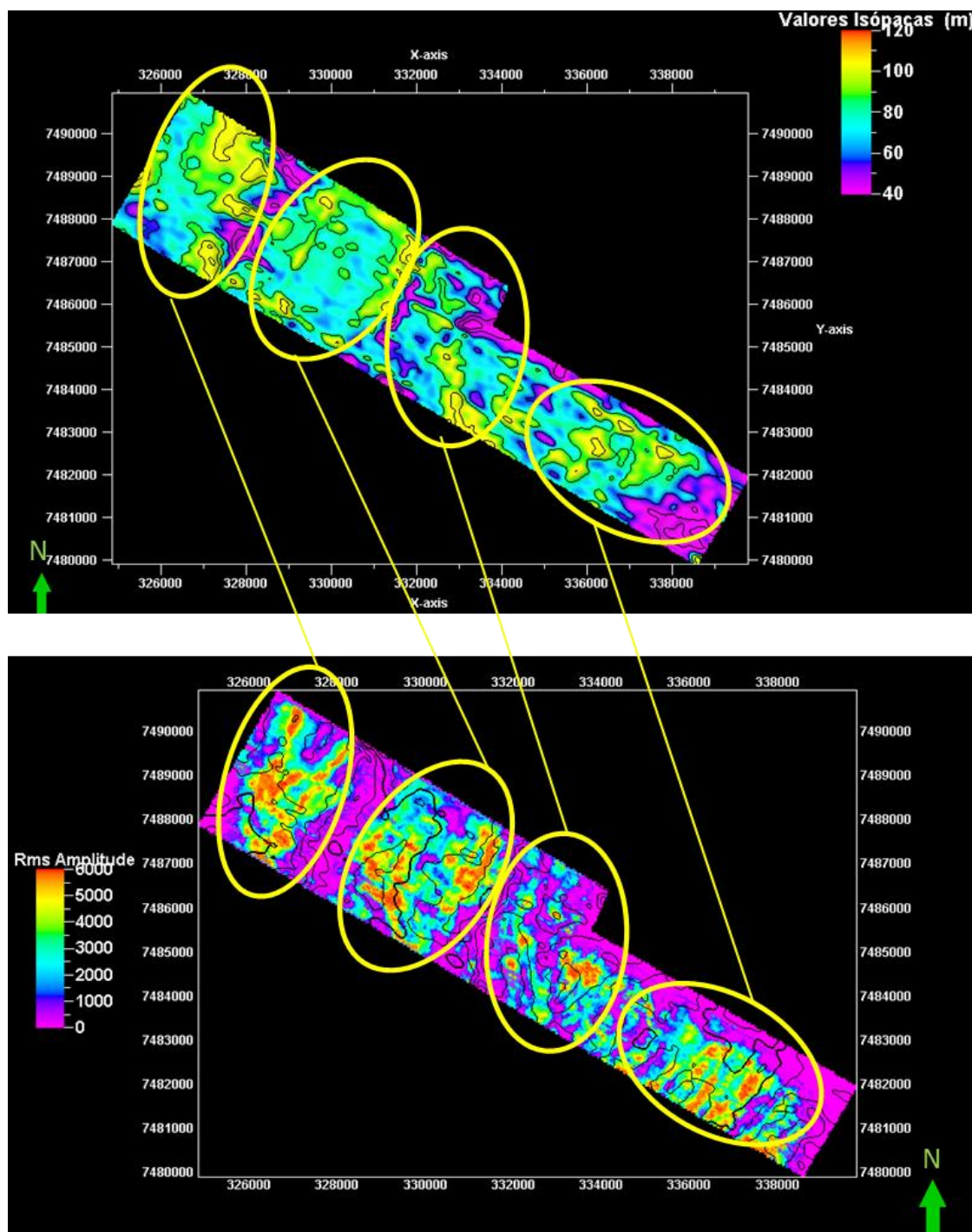


Figura 43: Comparação entre o atributo Rms Amplitude e o mapa de isópacas do reservatório albiano (Formação Quissamã).

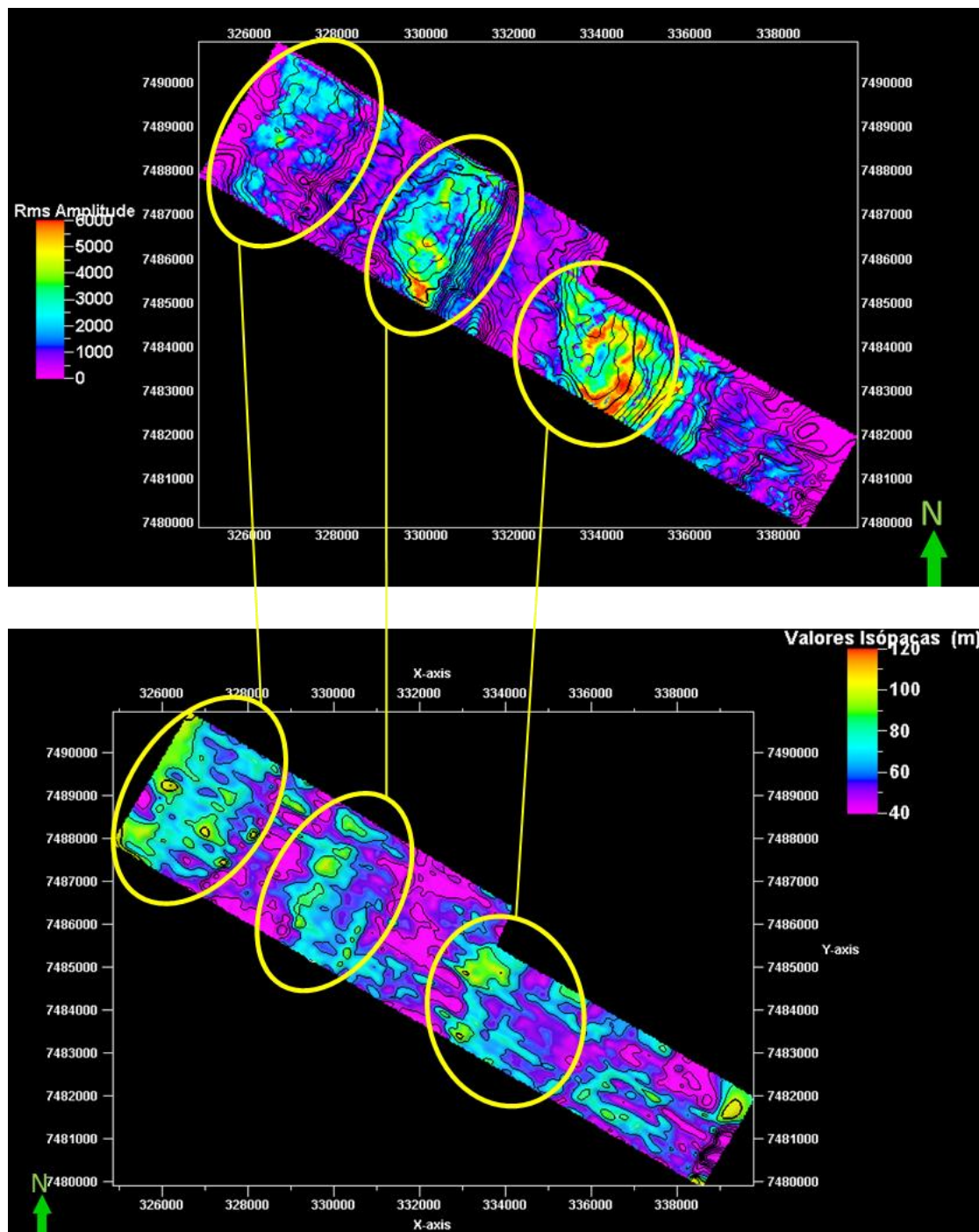
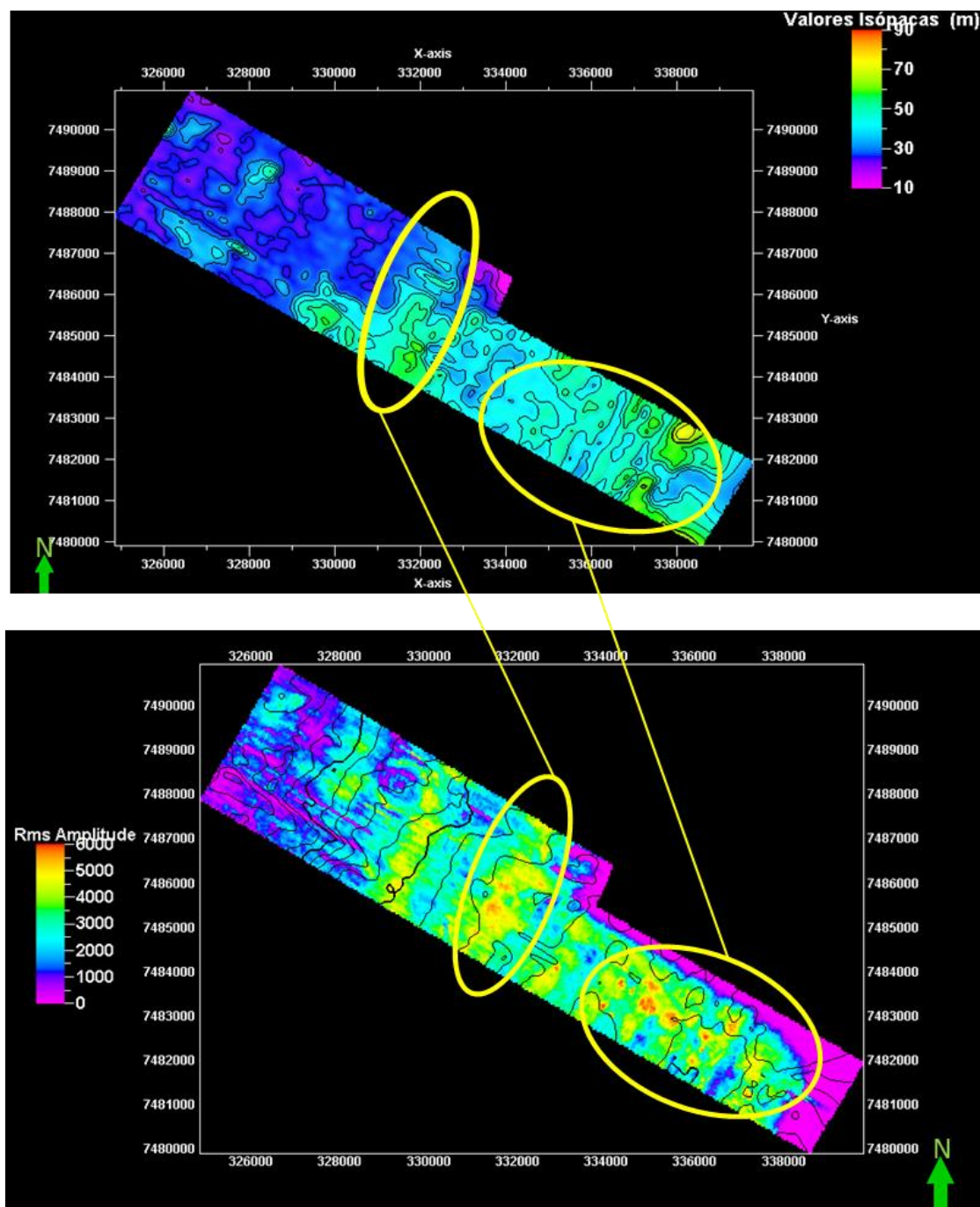
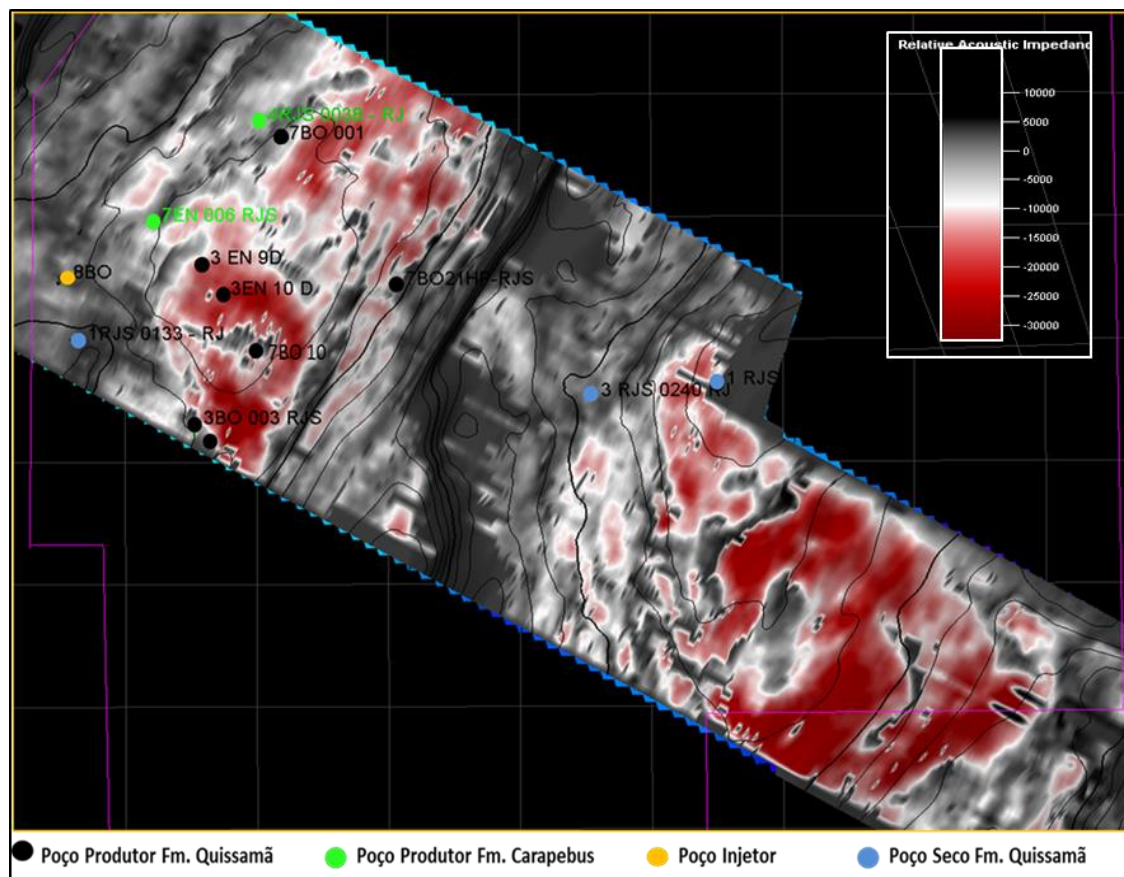


Figura 44: Comparação entre o atributo Rms Amplitude e o mapa de isópacas do carbonato neógeno (Membro Siri).



Em relação ao intervalo Albiano, o atributo *Relative Acoustic Impedance*, apresentou uma resposta relevante à distribuição do reservatório, este fato é corroborado com a comparação das anomalias negativas do atributo com a distribuição dos poços produtores do intervalo, no campo de Bonito (Figura 45).

Figura 45: Comparação do atributo Impedância Acústica Relativa e os poços produtores, secos e injetores, no campo de Bonito.



5.6 Correlação atributos sísmicos propriedades físicas da rocha.

Com o intuito de realizar a interpretação geológica dos atributos sísmicos, foi verificada a relação entre a informação sísmica e os dados de poço. Para isso foram realizados os *Cross Plots* entre os valores do atributo e as propriedades físicas da rocha.

A análise do intervalo reservatório da Formação Quissamã foi realizada utilizando principalmente os dados dos poços 3BO 003 RJS e 4 RJS 0038, por terem amostrado as maiores espessuras do reservatório, como mostrado na seção B-B'. Os maiores valores do atributo *Rms Amplitude* mostraram uma relação, com os menores valores de densidade (maior porosidade) segundo os *crossplots* das figuras 46 e 47.

Como o apresentado nas figuras 48 e 49, as anomalias negativas do atributo impedância acústica relativa também estão associadas aos menores valores de densidade, confirmando a correspondência entre os atributos sísmicos e as fácies reservatório.

Figura 46: Crossplot entre os valores RMS Amplitude (eixo x) e Densidade (RHOB) (eixo y) do poço 3BO 003 RJS.

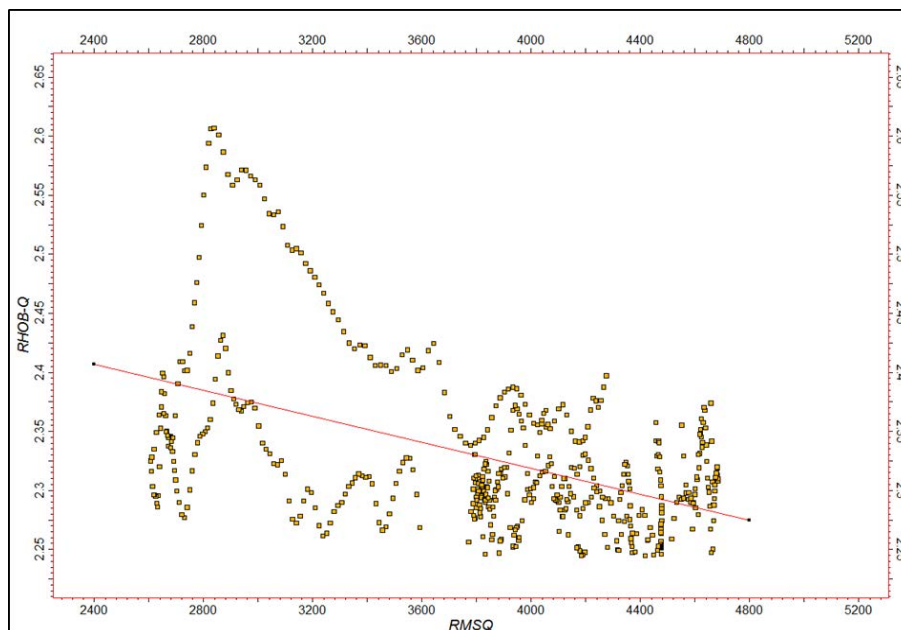


Figura 47: Crossplot entre os valores RMS Amplitude (eixo x) e densidade (RHOB) eixo(y) do poço 4BO 0038 RJS.

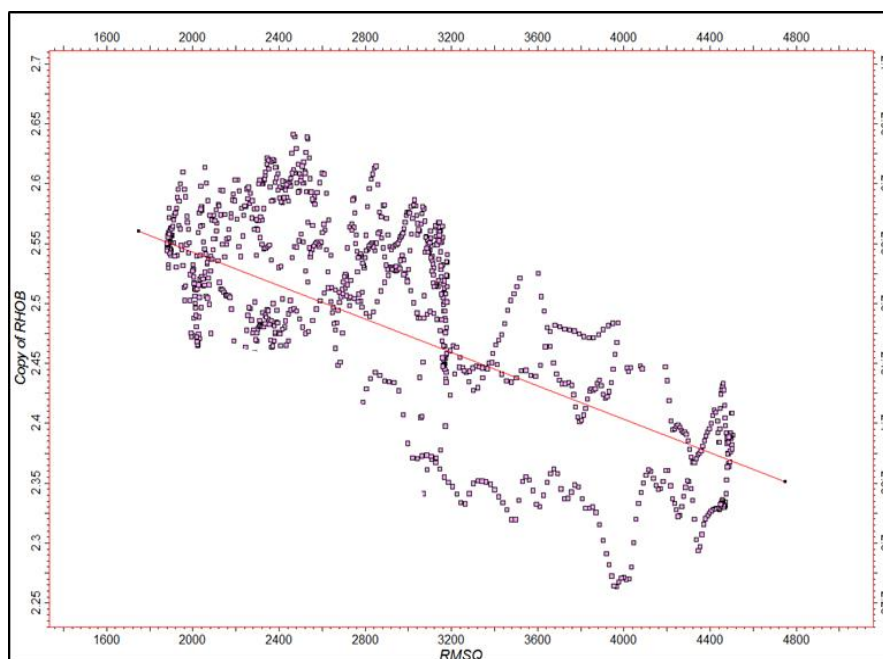


Figura 48: Crossplot entre a Impedância Acústica Relativa (eixo x) e a densidade (RHOB) (eixo y) (reservatório Quissamã) poço 4BO 0038 RJS.

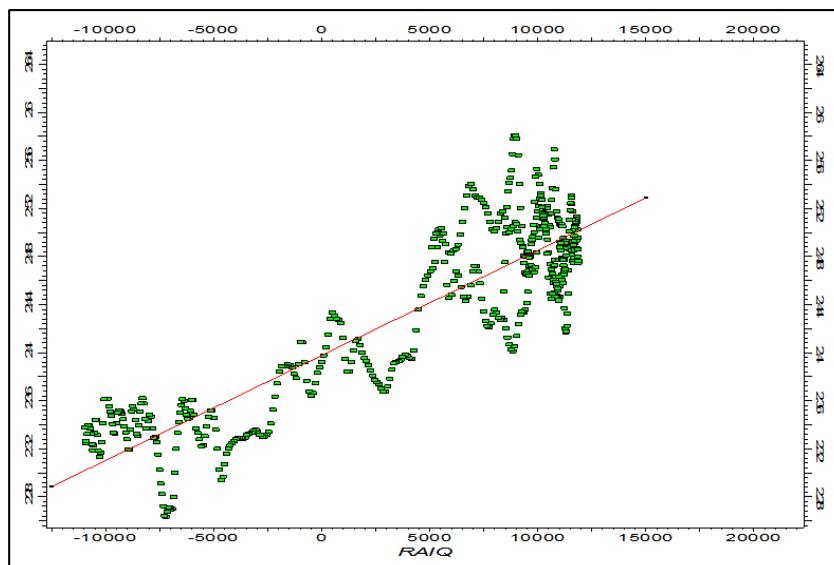
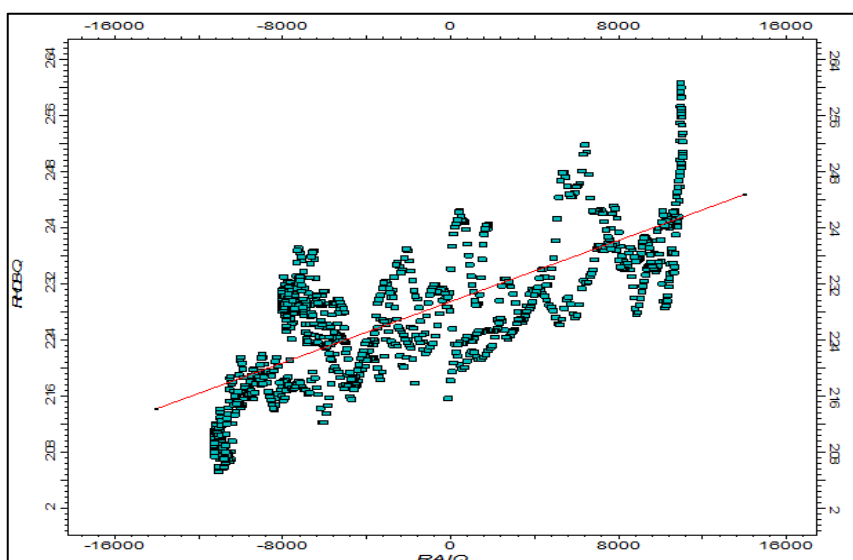


Figura 49: Crossplot entre o atributo Impedância Acústica Relativa (eixo x) e RHOB (eixo y) (reservatório Quissamã) poço 3BO 003 RJS.



No intervalo Barremiano também foi confirmado que os maiores valores do atributo *RMS Amplitude*, nos intervalos reservatórios da Formação Coqueiros, apresentam relação linear com os menores valores de densidade dos poços 1 RJS 0116 RJ e 1 RJS 0133 RJ, segundo os *crossplots* elaborados para o intervalo (Figuras 50 e 51).

O que confirma uma maior confiança da caracterização do reservatório carbonático baseado em análise de mapas de atributos sísmicos *RMS Amplitude*, no campo de Bonito. Este fato poderia ser testado em campos análogos.

Figura 50: Crossplot RMS Amplitude x RHOB, reservatório coquinas poço 1 RJS 0116 RJ.

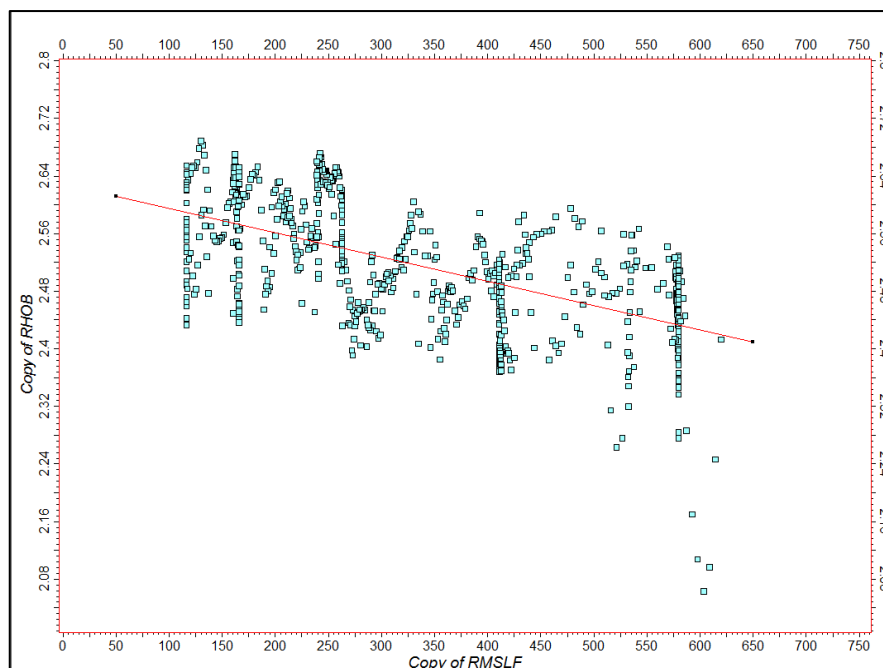
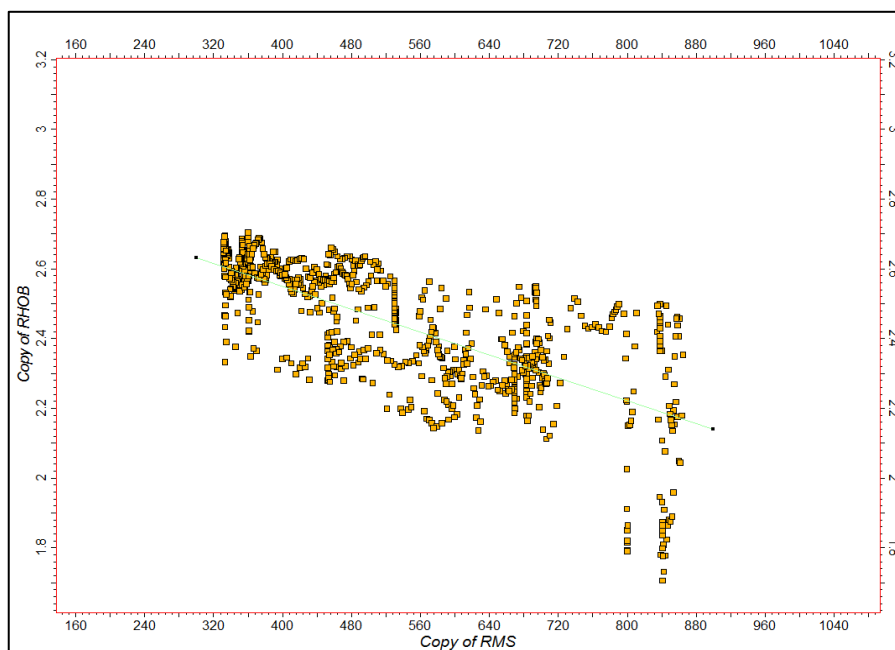


Figura 51: Crossplot RMS Amplitude x RHOB, reservatório coquinas poço 1 RJS 0133 RJ.

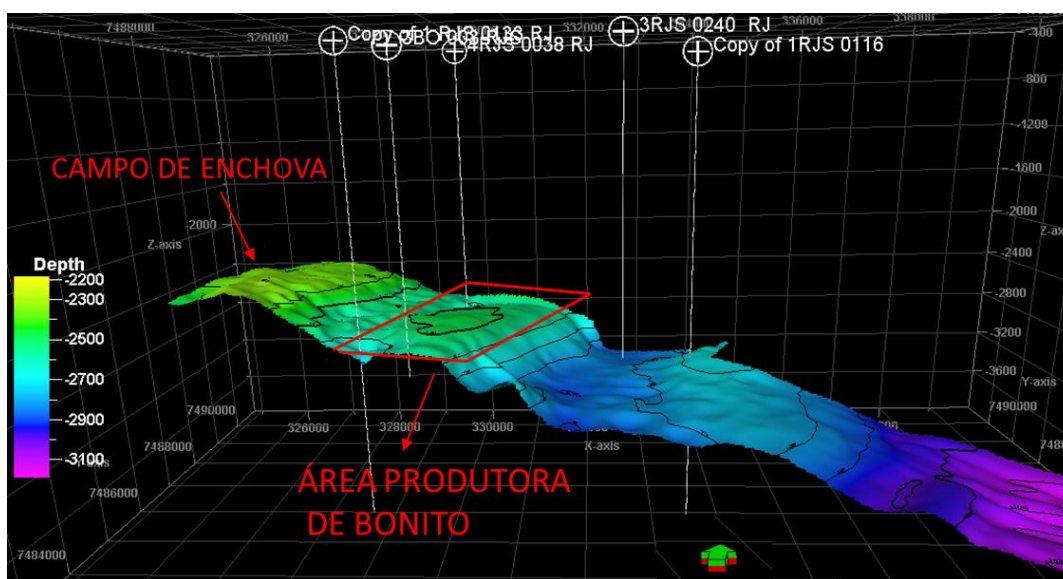


6 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A análise do mapa de contorno estrutural, no volume sísmico avaliado, mostram três altos estruturais, que provavelmente controlam as ocorrências de hidrocarbonetos tanto do Campo de Bonito como no Campo de Enchova (Figura 52), de acordo com a análise sísmica-geológica integrada realizada ao longo desta pesquisa.

No caso específico do Campo de Bonito, produtor do Albiano (Fm. Macaé), é verificado principalmente dois altos estruturais limitados por falhas normais listricas que descolam na camada de evaporitos (sal). Observou-se também a influência da paleo geometria dos bancos carbonáticos na definição das principais armadilhas capazes de conter hidrocarboneto na área.

Figura 52: Mapa de contorno estrutural do topo do reservatório do Albiano.

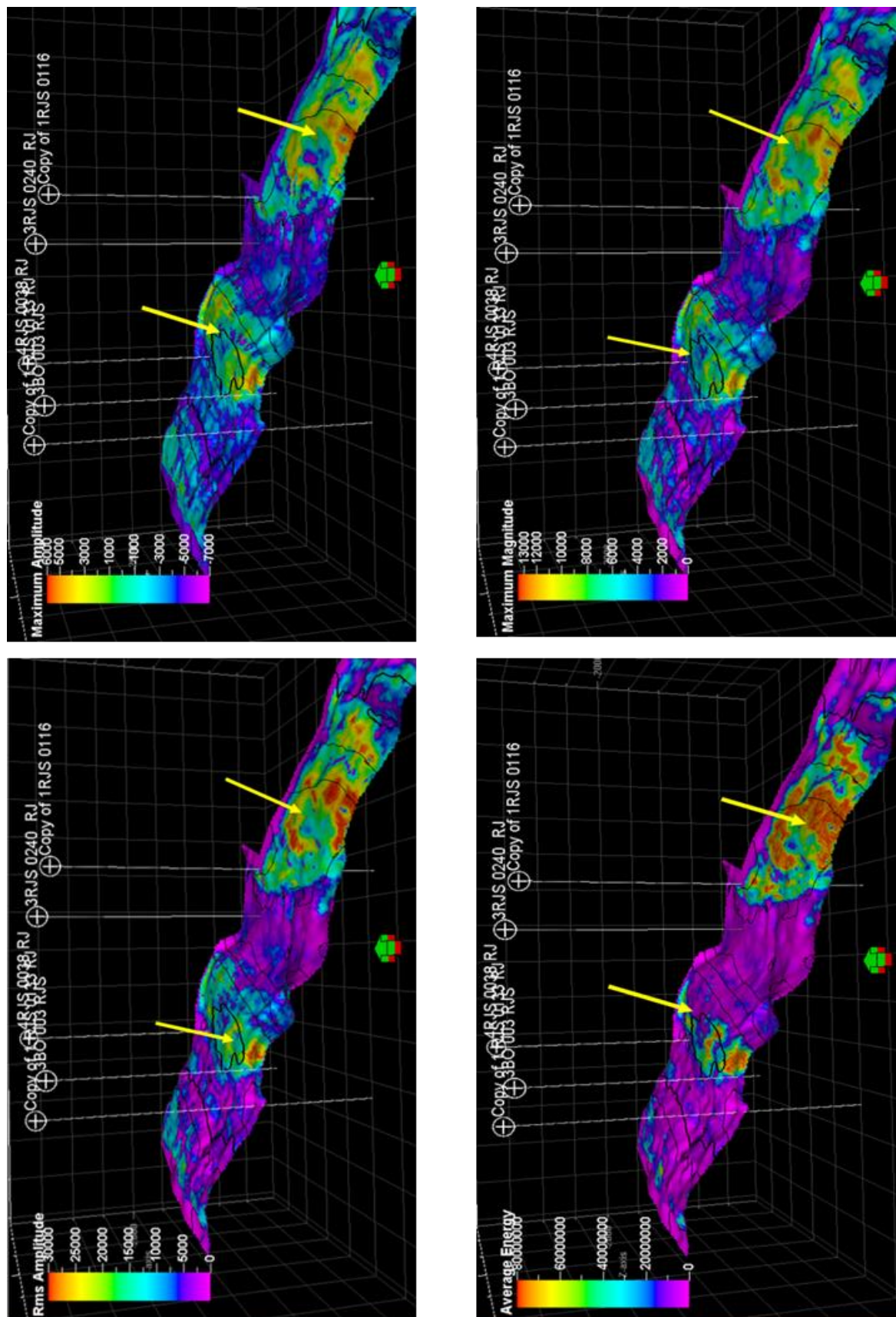


Com relação a distribuição das fácies reservatório, os mapas de atributos sísmicos calibrados com a informação de poço, mostraram a distribuição do principal reservatório na porção central do campo (Figura 52), através da presença de uma clara anomalia de amplitude na área a sudeste do campo (figura 53).

Na figura 53 é apresentada a correspondência espacial entre as anomalias geradas pelos atributos sísmicos: *RMS Amplitude*, *Maximum Magnitude*, *Maximum Amplitude* e *Average Energy* sobre a área produtora de hidrocarbonetos, no campo alvo neste projeto. Também foi verificada uma correlação linear entre os atributos que melhor deram resposta a estas análises e o perfil de densidade de rocha

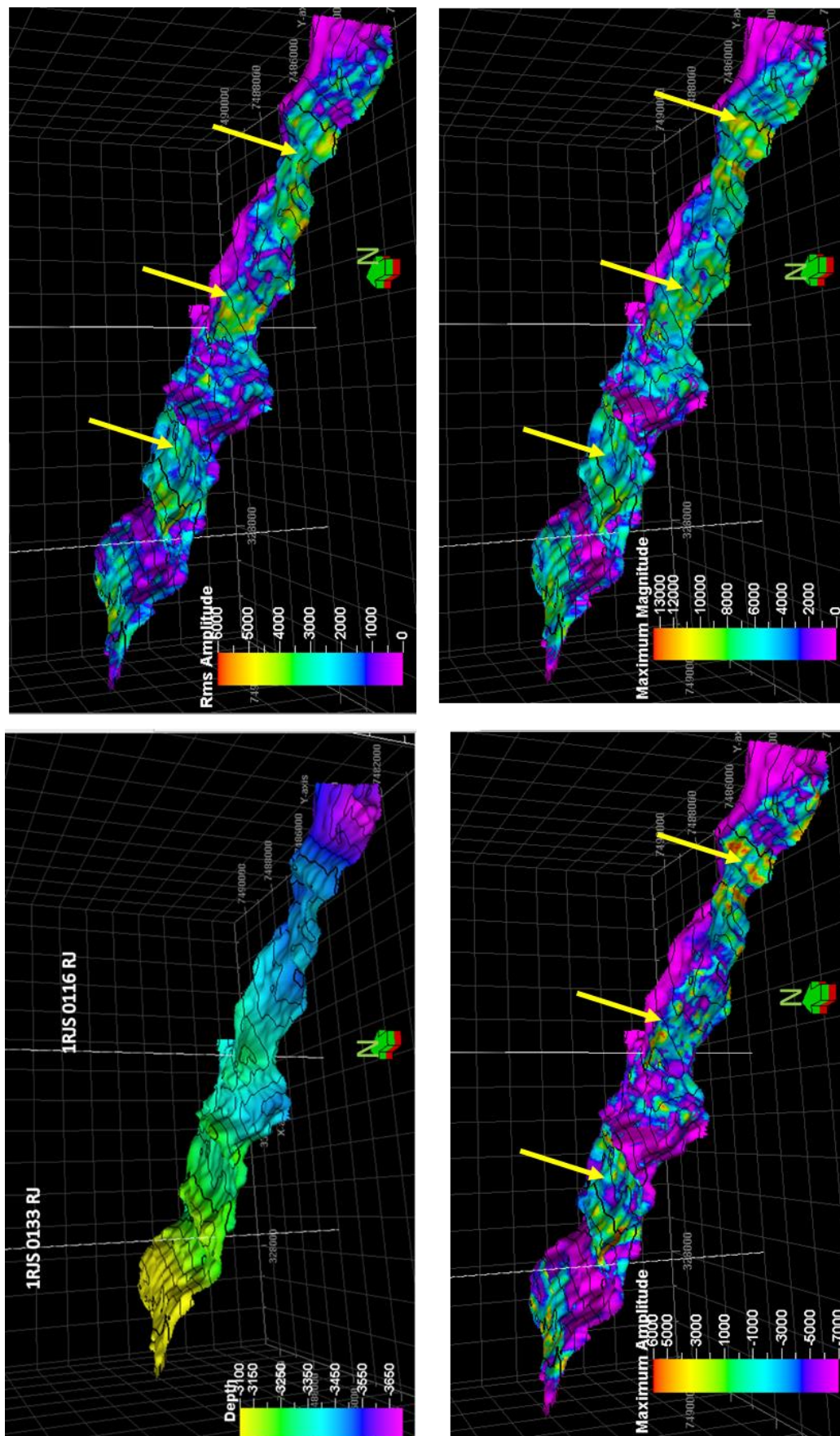
(RHOB), indicando uma melhor eficiência na determinação de áreas alvos de prospecção de hidrocarboneto. Reforçando assim a relação entre as respostas dos atributos sísmicos e às fácies reservatório dos carbonatos do Albiano, no campo de Bonito.

Figura 53: Respostas dos atributos sísmicos *RMS Amplitude*, *Maximum Amplitude*, *Average Energy* e *Maximum Magnitude*, dos carbonatos do Albiano.



As respostas dos atributos sísmicos *RMS Amplitude*, *Maximum Amplitude* e *Maximum Magnitude* dos carbonatos do Barremiano projetadas sobre o mapa estrutural do mesmo nível estratigráfico, também mostraram uma correspondência espacial das anomalias dos diferentes atributos, localizadas sobre os altos estruturais (Figura 54), sugerindo a ocorrência de fácies de maior porosidade sobre os mesmos, considerando a resposta dos *crossplots* entre o atributo *RMS Amplitude* e os dados de densidade (RHOB).

Figura 54: Mapa estrutural e as repostas dos atributos sísmicos *RMS Amplitude*, *Maximum Amplitude* e *Maximum Magnitude* dos carbonatos barremianos.



7 CONCLUSÕES

A análise integrada da correlação de poços, interpretação sísmica e os mapas de atributos sísmicos indica que o principal reservatório da Formação Quissamã é controlado pelos paleo altos estruturais, com uma forte influência da geometria dos bancos carbonáticos.

Os reservatórios do Barremiano (Formação Coqueiros) apresentam-se separados por um sistema de falhas normais, interpretadas nos perfis geológicos e dados sísmicos, como um sistema predominantemente de Horst e grabens da fase rifte da bacia

Infere-se uma provável influência da tectônica do sal sobre o trapeamento dos hidrocarbonetos, nos reservatórios do Albiano, no campo de Bonito, visto que, os poços produtores deste intervalo estão localizados sobre os altos formados pelas estruturas do tipo *rollovers*.

Baseados na resposta dos atributos sísmicos e mapas estruturais o Membro Siri parece não apresentar características reservatório no campo de Bonito.

Os atributos sísmicos *Maximum Amplitude*, *Maximum Magnitude* e *RMS Amplitude* responderam qualitativamente a distribuição dos principais reservatórios do Barremiano e Albiano, no campo de Bonito.

Em relação ao atributo sísmico *RMS Amplitude*, aplicado sobre os mapas estruturais, as anomalias positivas estão relacionadas à fácies de maior porosidade dos carbonatos de idade Albiano e Barremiano, no campo. O que indica o alinhamento destas fácies segundo a direção NE-SW, considerando as geometrias das anomalias do atributo também alinhadas a essa direção.

As anomalias negativas do atributo Impedância Acústica Relativa mostraram uma possível relação com a distribuição das fácies reservatórios dos carbonatos do Albiano (Formação Quissamã), visto a distribuição dos poços produtores, situados acima ou muito próximos da anomalia. Além da relação, quase linear, entre os valores negativos do atributo sísmico e os menores valores do perfil de densidade (RHOB) dos poços 3BO 003 RJS e 4RJS 0038 RJ, ambos produtores no intervalo albiano.

Aparentemente, os atributos sísmicos estão respondendo simultaneamente às fácies reservatório, conteúdo de fluido e as altas velocidades dos carbonatos, visto a relação não linear destas propriedades.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO- ANP - **Anuário Estatístico**, 2012.

ALLEN, P. A.; ALLEN, J. R. **Basin Analysis**. 2. ed. Malden : Blackwell, v. 1, 1990.

BAUMGARTEN, C. S. Evolução estrutural de Pampo, Badejo e Linguado, durante a deposição da Formação Lagoa Feia, Rio de Janeiro, v. 28, n. 2, p. 91-101, 1985.

BAUMGARTEN, C. S. Relacionamento Tectônica Sedimentação do Albiano ao Eoceno, Bol.téc.PETROBRÁS, Rio de Janeiro, v 29, n.2, p 261-269, 1986.

BROWN, A. R. Interpretation of Three Dimensional Seismic Data. **AAPG Memoir**, Tulsa, 42, 2004. 534.

BRUHN, C. H. L.; CAINELLI, C.; MATTOS, R. M. D. HABITAT DO PETROLEO E FRONTEIRAS EXPLORATORIAS NOS RIFTS BRASILEIROS. **B. Geoci. PETROBRÁS**, Rio de Janeiro, 2, n. 2, abr/dez 1988. 217-253.

CASTRO, J. C. Evolução dos Conhecimentos sobre as Coquinas-Reservatório da Formação Lagoa Feia no Trend Badejo-Linguado-Pampo, Bacia de Campos. **Geociências**, São Paulo, v. 25, n. 2, p. 175-186, 2006.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEREDO, A. M. F. Novos Conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro. In: GABAGLIA, G. P. R.; MILANI, E. J. **Origem e Evolução das Bacias Sedimentares Brasileiras**. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, v. 1, 1990. p. 269-278.

CHANG, H.K., KOWSMANN, R.O., FIGUEIREDO, A.M.F. AND BENDER, A.A. **Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview**.1992. Tectonophysics, Amsterdam, p. 97-138, 1992

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. **Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization**. 1. ed. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, v. 2, 2007.

DIAS, J. L. et al. Aspectos da Evolução Tectono Sedimentar e a ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: GABAGLIA, G. P. R.; MILANI, E. J.

Origem e Evolução das Bacias Sedimentares Brasileiras. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, v. 1, 1990. p. 333-359.

DONG, W.; TURA, A.; SPARKMAN, G. An introduction—Carbonate geophysics. **The Leading Edge**, v. 22, n. 7, p. 637–638, 2003.

FALVEY, D. G.; MINDDLETON, M. F. **Passive continental margins:** Evidence for prebrakup deep crustal metamorphic subsidence mechanism. *Geology Continentals Margins*. [S.l.]: [s.n.]. 1981. p. 103-114.

GUARDADO, L. R. et al. Petroleum System of the Campos Basin. **AAPG Memoir**, 73, 1990. 317-324.

GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P. & LUCCHESI, C.F. 1990 Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil: a model for producing Atlantic type basin. In Edwards, J.D & Santogrossi, P.A., (eds). **Divergent/Passive Margin Basins**. Tulsa, Oklahoma, The American Association of Petroleum Geologists. p 3- 79 (AAPG Memoir, n.48)

HALLIBURTON. Landmark. **Site de Suporte da Landmark**. Disponível em: <http://esd.halliburton.com/support/LSM/DSD/DSD/5000/5000_8/Help/mergedProjects/attributes/rel_acoustic_impedance.htm>. Acesso em: 10 out. 2013.

RANGEL, H. D. et al. BACIA DE CAMPOS. **Boletim Geociência Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 3, p. 203-217, 1994.

MOHRIAK, W. Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. In: HASUI, Y., et al. **Geologia do Brasil**. 1. ed. São Paulo: Becca, v. 1, 2012. Cap. 19b, p. 900.

R.LINES, L.; T.NEWRICK, R. **Fundamentals of Geophysical Interpretation**. 1. ed. Tulsa: SEG, v. 13, 2004.

SHERIFF, R. E.; GELDART, L. P. **Exploration seismology**. Cambridge: Cambridge University Press, v. 2, 1983.

SPADINI, A. R. et al. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: It's Evolution in Context of the Intial History of the South Atlantic. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 18, p. 261-272, 1988.

SZATMARI, P. Habitat of petroleum along South Atlantic Margins. **AAPG Memoir**, v. 73, p. 69-76, 2000.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004.

WALTON, G. G. Three-dimensional seismic method. **Geophysics**, v. 37, p. 417-430., 1972.