

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

ANA CARLA DOS SANTOS PINHEIRO

**CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS NOS CAMPOS DE BAÚNA E DE
PIRACABA, BACIA DE SANTOS**

Niterói
2021

ANA CARLA DOS SANTOS PINHEIRO

CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DOS
CAMPOS DE BAÚNA E PIRACABA, BACIA DE SANTOS

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em Geofísica, como parte da Disciplina Projeto Final II requisito para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

NITERÓI - RJ
2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

P654c Pinheiro, Ana Carla dos Santos
CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DOS CAMPOS DE BAÚNA E
PIRACABA, BACIA DE SANTOS / Ana Carla dos Santos Pinheiro ;
Wagner Moreira Lupinacci, orientador. Niterói, 2020.
81 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica)-
Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências,
Niterói, 2020.

1. Caracterização de reservatórios. 2. Perfis de poços.
3. Inversão sísmica. 4. Produção intelectual. I.
Lupinacci, Wagner Moreira, orientador. II. Universidade
Federal Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

Sumário

1. Introdução	15
2. Área de estudo	17
2.1 Contexto Geológico	18
2.1.2 Evolução Estrutural e estratigráfica	19
2.2 Sistema Petrolífero	24
2.2.1 Campos de Baúna e Piracaba.....	26
3. Caracterização de reservatórios	28
3.1 Estimativas de propriedades petrofísicas a partir de perfis geofísicos	28
3.1.2 Perfil densidade (RHOB)	29
3.1.3 Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI)	31
3.1.4 Perfil sônico	32
3.1.5 Perfil de Resistividade (ILD)	34
3.2 Atributos Sísmicos	36
3.2.1 Amplitude RMS	38
3.3. Inversão sísmica	40
3.3.1 Modelo convolucional	41
3.3.2 Impedância Acústica	42
3.3.3 Estimativa do pulso sísmico	44
3.3.4 Amarração de dados sísmicos e de poços	45
3.3.5 Utilização e vantagens da inversão	45
3.3.6 Tipos de Inversão Sísmica	46
3.3.7 Inversão determinística	47
3.3.8 Inversão <i>sparse-spike</i>	48
4. Metodologia	51
4.1 Avaliação de perfis de poços	52
4.2 Amarração sísmica-poço	58
5 Resultados e Conclusões	61
5.1 Avaliação dos perfis de poços	61
5.1.1 Análise de sensibilidade par realização da inversão acústica	65
5.2 Amarração poço sísmica	69
5.3 Atributos sísmicos	70
5.3.1 Atributo de amplitude RMS	71

5.3.2 Impedância acústica relativa	71
6. Conclusão	75
7.Referências.....	76

Lista de Figuras

Figura 1: Bacia de Santos e Campos com destaque os campos de Baúna e Piracaba (Sindicato dos Petroleiros do Rio de Janeiro, 2020).....	16
Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Santos. BP = Bacia de Pelotas; AF = Alto de Florianópolis; ACF = Alto de Cabo Frio; BC = Bacia de Campos (modificado de Gamboa <i>et al.</i> , 2008; CPRM, 2013).....	17
Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira <i>et al.</i> , 2007).....	23
Figura 4: Arquitetura dos plays exploratórios da Bacia de Santos. (A) play pré-sal, (B) play carbonático albiano da Formação Guarujá, (C) <i>play</i> turbidítico do Membro Ilhabela, (D) play turbidítico da Formação Marambaia. (Chang <i>et al.</i> 1992).....	25
Figura 5: Mapa de localização dos Campos de Baúna e de Piracaba (BM-S-40), Bacia de Santos. (Fonte: Lupinacci <i>et al.</i> , 2020).....	26
Figura 6 Histórico de produção do Campo de Baúna (ANP, 2016).....	27
Figura 7: Respostas típicas para o perfil de densidade em algumas litologias (Fonte: Rider, 2002).....	30
Figura 8: Respostas típicas do perfil neutrão em algumas litologias (Fonte: Rider, 2002).....	32
Figura 9: Intervalos de velocidades e de tempo de trânsito das principais litologias (Fonte: Rider, 2002).....	33
Figura 10: Perfil de resistividade e algumas respostas típicas (Fonte: Rider, 2002).....	35
Figura 11: Classificação de atributos sísmicos de acordo com as suas propriedades (Chen e Sidney, 1997; Brown, 2011). Modificado de Barnes (2016).....	37
Figura 12: Da esquerda para a direita: traço sísmico (X), traço RMS (X_RMS) (Lupinacci <i>et al.</i> , 2020).....	39

Figura 13: Mapas de amplitude RMS dos diferentes tipos depósitos de mar profundo encontrados na Bacia de Campos. Por Kang <i>et al.</i> (2018).....	39
Figura 14: Modelo Direto e Inversão (BARCLAY <i>et al.</i> , 2008).....	40
Figura 15: Modelo Convolucional. Modificado de Simm & Bacon (2014).....	42
Figura 16: O modelo convolucional do traço sísmico e a transformada de Fourier da função refletividade, do pulso sísmico, do ruído e do traço sísmico (Lupinacci, 2014).....	44
Figura 17: Subdivisão de alguns tipos de inversão sísmica.....	46
Figura 18: Comparação entre as porosidades por unidades de fluxo (FU) e por litologia. Seções de porosidade FU (A e C) e porosidade litológica (B e D). Mapas de porosidade média dos topos das formações Barra Velha (topo) e (embaixo) Itapema (Adaptado de Penna e Lupinacci, 2021).....	50
Figura 19: Mapa mostrando os limites dos campos de Baúna e Piracaba, a área do volume sísmico e os poços solicitados à ANP.....	51
Figura 20: Fluxo de trabalho aplicado aos dados para estudo do reservatório.....	52
Figura 21: Perfis do poço 1-BRSA-607-SPS. O track 1 mostra a litologia; o track 2 as zonas de arenitos para possíveis reservatórios, track 3 com caliper e raios gama, track 4 com resistividade rasa, média e profunda, track 5 com porosidade RHOB e densidade NPHI, track 6 com sônico.....	53
Figura 22: Perfis originais e de impedância acústica do poço 1_BRSA_607_SPS	55
Figura 23: Perfis de raios gama e de volume de argila estimado no poço 1-BRSA-607-SPS usando o modelo de Larionov (Larionov, 1969).....	56
Figura 24: Perfis originais e estimados e as zonas definidas no poço 1-BRSA-607-SPS.....	57
Figura 25: Perfis de <i>net reservoir</i> e <i>net pay</i> para o poço 1-BRSA-607-SPS.....	59
Figura 26: Janela de amarração poço-sísmica.....	60
Figura 27: Amarração sísmica-poço.....	61

Figura 28: Análise dos perfis do poço 1_BRSA_607_SPS. Tracks: 1) Temperatura (Temp); 2) Perfil litológico (LITH); 3) Zonas reservatório; 4) Raios gama (GR) E CALIPER (cal); 5) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RES D); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Sônico (DTCO); 8) Impedância acústica (IP).....	62
Figura 29: Análise dos perfis do poço 1_BRSA_607_SPS. Tracks: 1) Perfil litológico; 2)Zonas reservatório; 3) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) Volume de argila; 5) Saturação de água (Sw); 6) Porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE); 7) <i>net reservoir</i> (verde) e <i>net pay</i> (vermelho).....	63
Figura 30: Análise dos perfis do poço 3_BRSA_694_SPS. Tracks: 1) Zonas reservatório; 2) Raios gama (GR) e caliper (cal); 3) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RES D); 4) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 5) Sônico (DTCO); 6) Impedância acústica (IP)	64
Figura 31: Análise dos perfis do poço 3_BRSA_694_SPS. Tracks: 1) Zonas reservatório; 2) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 3) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 4) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RES D); 5) Volume de argila; 6) Saturação de água (Sw); 7) Porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE); 8) <i>net reservoir</i> (verde) e <i>net pay</i> (vermelho)	65
Figura 32: Histograma de impedância acústica (eixo X) colorido pela litologia de todos os poços	66
Figura 33: Histograma de impedância acústica (eixo X) colorido pela litologia de todos os poços do Campo de Baúna.....	66
Figura 34: Histograma de impedância acústica (eixo X) colorido pela litologia de todos os poços do Campo de Piracaba.....	67
Figura 35: <i>Crossplot</i> entre porosidade (eixo X) e impedância acústica (eixo Y), e colorido pela litologia do poço 1_BRSA_607_SPS.....	68
Figura 36: <i>Crossplot</i> entre porosidade (eixo X) e impedância acústica (eixo Y), e colorido pela litologia do poço 1_BRSA-694-SPS.....	69
Figura 37: <i>Slice</i> no tempo de 2080ms com atributo amplitude RMS aplicado.....	70
Figura 38: (A) Amplitude sísmica; (B) Atributo RMS; (C) Modelo da impedância acústica relativa gerado a partir da inversão <i>sparse-spike</i> ; (D) Atributo RMS e modelo da impedância acústica relativa	71

Figura 39: Atributo RMS e modelo da impedância acústica relativa com *zoom*. TWT = *two time way*.....72

Figura 40: *Slice* no tempo de 2080ms: (A) Amplitude sísmica; (B) Atributo RMS; (C) Modelo da impedância acústica relativa gerado a partir da inversão *sparse-spike*; (D) Co-renderização do atributo RMS e modelo da impedância acústica relativa.....73

Figura 41: *Slice* no tempo de 2048ms: (A) Amplitude sísmica; (B) Atributo RMS; (C) Modelo da impedância acústica relativa gerado a partir da inversão *sparse-spike*; (D) Co-renderização do atributo RMS e modelo da impedância acústica relativa..74

Lista de Tabelas:

Tabela 1: Valores típicos para arenitos e carbonatos limpos. Fonte: Modificado de Kearey <i>et al.</i> (2009).....	33
Tabela 2: Valores de <i>cutoff</i> usados na área de estudo para obter o intervalo de <i>net pay</i>	55
Tabela 3: Valores de desvio padrão, média, moda, P10, P50 e P90 por litologia ...	66
Tabela 4: Os coeficientes de correlação poço sísmica.....	67

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus por tudo que Ele é e por tudo que faz em minha vida.

A minha família, que me apoiou de todas as formas possíveis para conseguir realizar meus sonhos, sendo a base fundamental, com apoio sentimental, moral e financeiro e meu companheiro de longa data por nunca negar apoio, carinho, incentivo e me deixar desistir. Por ter me ajudado em tudo e qualquer coisa que precisasse e ser o suporte que necessitei durante esta jornada.

A minha avó, que sempre trabalhou muito para dar o melhor para seus netos e foi a pessoa mais guerreira que já conheci, me ensinou que tudo é possível com muita dedicação e força de vontade.

Aos meus pais, que me ensinaram muito ao longo da vida, entre altos e baixos, pelo incentivo e suporte aos meus estudos, acreditando que a educação é transformadora.

Aos meus irmãos, que são os maiores presentes que ganhei na vida. Sempre estiveram ao meu lado me apoiando, brincando, rindo e me fazendo a pessoa mais sortuda por tê-los comigo.

Aos meus amigos da turma de 2015, que sempre em momentos de incertezas, clarearam minha mente e inspiraram, mesmo com simples conversas, pois a felicidade só é verdadeira se for compartilhada. Em especial aos meus amigos de coração Juliana Jannuzzi, Lívia Lovatte e Murilo Saibro. A Ju por ser a pessoa mais meiga que conheci e com poucas palavras conseguiu me acalmar em muitas conversas durante a faculdade. A Lívia por ser tão expressiva quanto eu e por todos os brigadeiros compartilhados no corredor na espera das aulas mais tarde do campus. Ao Murilo por ser um amigo divertido e alegre, aquecendo o coração de qualquer um a sua volta.

Gostaria de deixar meu profundo agradecimento também ao meu orientador, Prof. Dr. Wagner Lupinacci, que aceitou meu convite e me deu a oportunidade de aprendizagem para minha formação acadêmica. Sempre disponível e disposto a ajudar, sendo essencial na minha trajetória na UFF.

Agradeço aos professores, Fernando Freire, Arthur Aguiar e Leonardo Miquelutti, pelo suporte e oportunidades dadas quando mais precisei. Além de todas as aulas incríveis e toda dedicação com os alunos.

Ao Departamento da Geoquímica, em especial a Ana Luiza Albuquerque e Fellippe Bione, pela chance de participar de um projeto tão rico e importante e por todo conhecimento compartilhado.

Estendo os agradecimentos a ANP/BDEP por disponibilizar os dados utilizados e a Emerson e a Senergy pelos programas e licenças acadêmicas que permitiram a realização deste trabalho.

A todos os funcionários da UFF por proporcionarem um ambiente propício para todos os estudantes.

RESUMO

A Bacia de Santos está localizada na porção sudeste da margem brasileira, entre os Altos de Cabo Frio e Florianópolis, a qual abrange uma área de cerca de 350.000 km². Desde a descoberta e produção das reservas do pré-sal, a Bacia de Santos foi alavancada como a bacia de maior potencial de produção do país e entre as primeiras do mundo. Esta bacia apresenta uma alta diversificação de reservatórios tanto no pré-sal quanto no pós-sal, com muitos campos ainda em fase de estudos e que apresentam grande potencial de produção. A Formação Marambaia, do Grupo Itamambuca, de idade Eoceno, pertence a fase de sistema de mar baixo com cunhas progradantes e *onlap* costeiro. Os principais reservatórios desta Formação são os turbiditos do Membro Maresias. Este estudo teve como objetivo propor um fluxo de trabalho para mapear e caracterizar com maior precisão estes turbiditos no Campo de Baúna e Piracaba. Para alcançar este propósito, a metodologia foi dividida em interpretação e estimativa de propriedades petrofísicas nos poços, amarração poço-sísmica e utilização dos atributos de amplitude RMS e impedância acústica relativa. Em diversos poços, os reservatórios não ultrapassam poucas dezenas de metros de espessura, com isso, o mapeamento dos turbiditos só foi possível devido ao método de inversão escolhido conseguir aumentar a resolução sísmica. Nos perfis de poços foi constatada uma boa correlação entre a impedância acústica e a porosidade. Os resultados mostraram se tratar de dois lobos turbidíticos que possuem baixos valores de impedância acústica e altos valores de porosidade.

ABSTRACT

The Santos Basin is located in the southeastern portion of the Brazilian margin, between the Altos de Cabo Frio and Florianópolis, which covers an area of about 350,000 km². Since the discovery of the pre-salt reserves, the Santos Basin has been leveraged as the basin with the highest production potential in the country and among the first in the world. This basin has a high diversification of reservoirs both in the pre-salt and in the post-salt, with many fields still under study and which have great production potential. The Marambaia Formation, of the Itamambuca Group, of the Eocene age, belongs to the low sea system phase with progradational wedges and coastal onlap. The main reservoirs of this Formation are the turbidites of the Maresias Member. This study aimed to propose a workflow to map and characterize these turbidites with greater precision in the Baúna and Piracaba fields. To achieve this purpose, the methodology was divided into interpretation and estimation of petrophysical properties in the wells, well to seismic tie and use of RMS amplitude and relative acoustic impedance attributes. In several wells, the reservoirs do not exceed a few tens of meters in thickness, with this, the mapping of the turbidites was only possible due to the inversion method chosen to increase the seismic resolution. The well logs showed a good correlation between the acoustic impedance and the porosity, and that reservoirs are two turbiditic lobes that have low acoustic impedance and high porosity.

1. Introdução

A caracterização de reservatórios vem se tornando fundamental para o processo de otimização de gerenciamento dos campos de hidrocarbonetos, pois diminui os riscos e custos de exploração e desenvolvimento. A caracterização consiste na produção de um modelo que representa todas as características necessárias para representar o armazenamento do hidrocarboneto presente no campo, (Oil Field Glossary 2006). Esse processo é baseado em reunir dados adquiridos a partir de diferentes fontes e métodos, tais como dados de poços, produção, sísmica, informações sobre a física da rocha e modelos geológicos, tendo como o objetivo final geração de um modelo 3D de permeabilidade, porosidade, litologia e saturação.

O interesse pela inversão sísmica também tem crescido nos últimos anos, principalmente, porque permite inferir informação geológica e petrofísica a partir dos dados sísmicos nas fases iniciais do estudo do reservatório. Devido à sua complexidade, os crescentes desafios da indústria petrolífera são os fatores que mais impulsionam a evolução das técnicas de inversão. Atualmente, a inversão de dado sísmico para impedância acústica está entre uma das técnicas mais utilizadas para auxiliar a caracterização de reservatórios. Ela se mostra bastante eficiente na estimativa de parâmetros petrofísicos a partir da integração dos dados de poços e perfis.

A Bacia de Santos, que durante muitos anos apresentou um grande histórico de descobertas, ainda possui diversas regiões pouco estudadas e muito promissoras. Os Campos de Baúna e Piracaba foram escolhidos como área de estudo dessa monografia. Estes campos, originários dos antigos blocos exploratórios S-M-1288 e S-M-1289, foram descobertos em 2008 pelos poços 1-BRSA-607-SPS (1-SPS-56) e 1-BRSA-658-SPS. Na Figura 1, Bacia de Santos e Campos com destaque os campos de Baúna e Piracaba. Eles estão localizados na porção sul da Bacia de Santos, a aproximadamente 210 km da costa sul do estado de São Paulo, em lâmina d'água entre 225 e 295 metros. Os reservatórios estudados correspondem aos arenitos siliciclásticos Oligocênicos da Formação Marambaia (Membro Maresias), sendo relacionados a um complexo sistema de leques submarinos.



Figura 1: Bacia de Santos e Campos com destaque os campos de Baúna e Piracaba.

O presente estudo tem como foco o detalhamento dos reservatórios turbidíticos dos campos de Baúna e Piracaba. Serão integradas as análises de geologia e geofísica (inversão e avaliação dos perfis), a fim de caracterizar os corpos areníticos na região de interesse. O intuito é compreender e caracterizar os arenitos siliciclásticos da Formação Marambaia com relação a impedância acústica e porosidade.

2. Área de estudo

Na Figura 2 temos a Bacia de Santos, que está localizada na porção sudeste da margem brasileira, entre os Altos de Cabo Frio e Florianópolis, a qual abrange uma área de cerca de 350.000 km². Limita-se ao norte com a Bacia de Campos e ao sul com a Bacia de Pelotas, a oeste com a Serra do Mar e a leste com o limite oriental do Platô de São Paulo. (Gamboa *et al.*, 2008).

A Bacia de Santos corresponde a uma bacia de margem passiva que teve sua formação e desenvolvimento associados aos processos tectônicos relacionado ao evento de ruptura do Supercontinente Gondwana, iniciada no Mesozoico, e que resultou na abertura do oceano Atlântico (Mio *et al.*, 2003).



Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Santos. BP = Bacia de Pelotas; AF = Alto de Florianópolis; ACF = Alto de Cabo Frio; BC = Bacia de Campos (modificado de Gamboa *et al.*, 2008; CPRM, 2013).

2.1. Contexto Geológico

A origem da Bacia de Santos está relacionada com o rompimento do Megacontinente Gondwana, ocorrido há 220Ma, separando as placas Sul Americana e Africana. O evento possibilitou a formação do Oceano Atlântico durante o Cretáceo, após a formação do Oceano Atlântico Norte originário do rifteamento ocorrido no Triássico e no Jurássico. Esses processos foram responsáveis pelas manifestações magmáticas e geração de estruturas rúpteis que influenciaram na compartimentação da bacia e na acumulação de sedimentos.

A estratigrafia da Bacia de Santos foi sintetizada, inicialmente, por Pereira & Feijó (1994), tendo sido atualizada na última revisão das cartas estratigráficas empreendida pela PETROBRAS (Moreira *et al.*, 2007).

2.1.1. Evolução Estrutural e estratigráfica

A tectônica e o magmatismo da Bacia de Santos estão divididos em três fases: a fase rifte, mais antiga que ocorreu entre o Neocomiano e o Eoaptiano, com derrames de basalto e deposição de sedimentos continentais lacustrinos. As fases posteriores são pós rifte e drifte.

O registro sedimentar e magmático da fase rifte teve início no Hauteriviano (131Ma), (Pereira & Feijó, 1994, Mio *et al.*, 2005) e prolongou até o início do Aptiano. Essa fase é composta por um magmatismo basal recoberto por uma sequência sedimentar depositada em ambiente fluviolacustrino representado por folhelhos, carbonatos e depósitos siliciclásticos associados a leques aluviais. Essa supersequência está dividida em três sequências deposicionais, representadas pelas formações Camboriú, Piçarras e Itapema:

1. Fase Sin-Rifte I (Neocomiano, 143-130 Ma): durante o desenvolvimento dessa fase, ocorreu o confinamento dos esforços na porção da crosta caracterizando um estiramento litosférico e provocando falhas crustais e pequeno soerguimento astenosférico (Ojeda, 1982). Nesta fase prevaleceram as condições de *strain hardening* quando a deformação alcançou a ruptura com tensões diferenciais relativamente altas, levando à formação de falhas de borda nas porções onde inexistiam plumas termais, ou zonas soerguidas, nas regiões em que ocorriam anomalias térmicas.

2. Fase Sin-Rifte II (Barremiano, 130-125 Ma): esta fase foi desenvolvida com a litosfera parcialmente afinada. A redução da tensão mínima σ_3 condicionou a ruptura sob condições de diminuição decrescente da resistência ao cisalhamento, representando a evolução do processo do *strain softening*, com o desenvolvimento de uma ampla depressão tipo sag, propiciando o preenchimento sedimentar intracratônico por águas rasas característico de evolução da fase rifte desta bacia durante o Barremiano e Eoaptiano. (Chang *et al.*, 2008). É composta pelas Formações Piçarras e Itapema.
3. Fase Sin-Rifte III (Eoaptiano, 125-118 Ma): Representou a evolução do processo de strain softening, cujo resultado final foi o rompimento litosférico. Essa etapa parece também refletir o início da subsidência térmica em decorrência do afinamento litosférico (Chang *et al.*, 2008).

A fase pós-rifte teve início no Eoaptiano e tem como limite superior a sua discordância de 117 Ma. Essa fase, também chamada de transicional é separada da fase rifte pela discordância pré-Alagoas. É composta por uma espessa seção de rochas evaporíticas depositadas em ambiente marinho restrito e lagunar, condicionada pela presença de altos vulcânicos (Dorsal São Paulo) que causaram restrição à circulação de águas do oceano provindas do sul, além do clima seco e quente, durante o Neoaptiano (Demercian, 1996). Esta fase engloba formação Barra Velha e Formação Ariri. Sobre os evaporitos da fase transicional foi instalado, durante o Albiano Inferior, uma ampla plataforma carbonática, dando início a fase drifte (Chang *et al.*, 2008).

O início da fase drifte é marcada pelo estabelecimento de um ambiente do tipo plataforma rasa-talude com a deposição da Formação Guarujá do Grupo Camburi no Eoalbio. O sistema transicional prevaleceu caracterizado por um sistema deposicional misto com deposição siliciclástica na borda (Formação Florianópolis) e carbonática na porção mais distal (Formação Guarujá). Com a deposição dessas sequências instala-se um sistema marinho na bacia, porém em ambiente hipersalino, com pouca circulação de água oceânica, refletido na escassez e pouca diversidade de organismos que compõe os carbonatos (Moreira *et al.*, 2007; Chang *et al.*, 2008; Caldas & Zálán, 2009).

No Neo-Albiano, a plataforma carbonática desenvolvida durante a fase de margem passiva passou por um processo de subsidência, resultando na deposição de calcilutitos em ambiente profundo, onde a fauna é mais rica e diversificada. O término da fase transgressiva é marcado pelo depósito glauconítico em meio aos calcilutitos. Sobre este nível iniciou um trato de sistema de mar alto, onde é caracterizado pelo aumento de depósitos terrígenos nas porções proximais e de calcilutitos e margas nas porções distais, que se mantém até o início do Cenomaniano, quando a plataforma carbonática (Formação Itanhaém) é completamente extinta (Mohriak, 2003; Chang *et al.*, 2008; Caldas & Zalan, 2009).

Durante o Cenomaniano-Turoniano, há evidências do início de uma grande transgressão do topo, um nível de arenitos sobre o topo da Formação Itanhaém que estaria relacionado a depósitos de trato de mar baixo, representada na bacia pela Formação Itajaí-Açu. Esta formação é composta por folhelhos e margas marinas, na qual está presente a principal rocha geradora da fase pós-rifte (Mohriak, 2003; Chang *et al.*, 2008; Caldas & Zalan, 2009).

Em seguida, desenvolveu então um trato de mar alto representado por folhelhos, siltitos e arenitos finos (formações Jureia e Itajaí-Açu) e arenitos depositados nas calhas, formadas devido a movimentação do sal do Membro Ilha-Bela (Formação Jureia) após o auge da transgressão no Cenomaniano e Turoniano (Pereira & Feijó, 1994; Demercian, 1996, ANP, 2004).

Um megaevento regressivo na bacia foi instalado após a transgressão, associado ao soerguimento da Serra do Mar, relacionada à deposição de sedimentos areníticos de idade Cenomaniano (Pereira *et al.*, 1986, Pereira & Macedo, 1990; Macedo, 1990; ANP, 2003; Módica & Brush, 2004).

Em trato de mar baixo, foi iniciada a deposição com turbiditos de leque de assoalho, na Calha Central. Este prossegue em um sistema progradante de nível de mar baixo (Pereira, 1994), onde no topo da cunha progradante as areias constituem ilhas barreiras e praia, segundo Pereira (1990). Após este episódio é identificada uma seção transgressiva seguida de depósitos de trato de mar alto, constituídos por leques aluviais, rios e depósitos costeiros. Ocorrem outros pulsos mais discretos e com maior influência marinha no Campaniano Inferior ao Cretáceo Superior. Estes eventos foram responsáveis pelo avanço para leste de mais de 200 km da linha de costa em relação à atual.

No Eoceno foi instalado um sistema de mar baixo com cunhas progradantes e *onlap* costeiro, propiciando a formação de importantes reservatórios turbidíticos na base destas cunhas. A Formação Marambaia, que pertence a esta fase, corresponde à seção paleocênica distal, composta por arenitos, folhelhos, margas e carbonatos (Pereira *et al*, 1986).

Analisando a Bacia de Santos por seu aspecto estratigráfico ela é dividida em quatro grupos: Guaratiba, Camburi, Frade e Itamambuca, representada na Figura 3 pela carta de Moreira *et al.* (2007).

O registro sedimentar começa pelo Grupo Guaratiba, depositado durante o rifte e o pós-rifte, sob falhamentos ativos controlando meio-grabens e blocos rotacionados. Essa supersequência está dividida em três sequências deposicionais, representadas pelas formações Camboriú, Piçarras e Itapema. Os basaltos da Formação Camboriú definem o embasamento econômico, representam o limite superior discordante com a Formação Piçarras, composta por conglomerados e arenitos de leques aluviais na porção proximal, e por arenitos, siltitos e folhelhos de origem lacustre na porção distal. O topo da seção é denominado de Formação Itapema, composta por conglomerados e arenitos de leques aluviais na porção proximal e, intercalações de carbonatos e folhelhos escuros na parte distal.

A atividade tectônica diminui na fase pós rifte em transição do ambiente continental ao marinho raso. A supersequência foi depositada entre o Aptiano e início do Albiano. As sequências descritas por Moreira *et al.* (2007) englobam as Formação Barra Velha e Formação Ariri. A Formação Barra Velha constitui a base desta supersequência e está dividida em duas sequências. A mais antiga se depositou a partir da quebra de plataforma e é composta por calcários e lamitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais. A mais recente é datada do Neoptiano e se depositou discordantemente sobre o pacote Eoaptiano. É composta por calcários, no entanto ocorrem leques aluviais de arenitos e conglomerados na porção proximal. O topo da supersequência corresponde aos evaporitos da Formação Ariri, principalmente halita e anidrita, ainda com presença de sais solúveis, tais como, taquidrita, carnalita e silvinita (Moreira *et al.*, 2007). Os evaporitos ocorreram no Neoptiano, atingindo cerca de 2.000 metros de espessura, e o limite superior é com os sedimentos siliciclásticos/carbonáticos das formações Florianópolis e Guarujá.

A fase de deriva continental se superpõe ao Grupo Guaratiba e é composta pelos grupos Camburi, Frade e Itamambuca.

O Grupo Camburi representa o início da transgressão marinha na Bacia de Santos. A deposição do Albiano é caracterizada por siliciclásticos e carbonatos de águas rasas na plataforma e por margas e folhelhos na região distal mais profunda. O Cenomaniano registra siliciclásticos deltaicos e aluviais em leques proximais, passando a folhelhos e margas de plataforma nas regiões distais, com turbiditos arenosos nos baixos tectonicamente controlados. O Grupo Camburi compõe as formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém.

O Grupo Frade registra um episódio de progradação siliciclástica do Cretáceo Superior quando os limites da plataforma continental avançam sobre o oceano por cerca de 200 km para o Leste. Está subdividido em formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu. A Formação Santos é composta predominantemente por conglomerados continentais, a Formação Juréia por arenitos plataformais e costeiros, e a Formação Itajaí-Açu composta de siltitos, folhelhos, diamictitos e margas.

Uma discordância separa os grupos Frade e Itamambuca. Os depósitos marinhos do Grupo Itamambuca (idade Cenozoica) compreendem nas regiões distais siltitos folhelhos, diamictitos e margas da Formação Marambaia, ainda com a presença de arenitos turbidíticos do Membro Maresias. Enquanto tem-se ocorrências de calcarenitos e calcirruditos da Formação Iguape próximas à quebra da plataforma.

2.2. Sistema Petrolífero

Na Bacia de Santos ocorreram dois intervalos geradores de hidrocarbonetos: a porção superior da Formação Itapema e a porção inferior da Formação Itajaí-Açu.

Os hidrocarbonetos relacionados a Formação Itapema foram gerados a partir de rochas depositadas em ambiente lacustre salino, durante o Aptiano, no estágio final da fase rifte. Isso ocorreu quando o sistema de lagos passou a receber influência de águas salinas provindas do sul, tornando-se salinizado em função do incremento da aridez no final do Cretáceo Inferior.

A porção inferior da Formação Itajaí-Açu é um intervalo com importantes características de rocha geradora. Esta porção encontra-se nos estágios iniciais de maturidade térmica, podendo apresentar condições de expulsão de hidrocarbonetos em baixos localizados, adjacentes aos grandes domos e diápiros de sal. A deposição da unidade ocorreu em ambiente marinho anóxico, durante o Cenomaniano/ Meso-Turoniano.

Os processos de migração e acumulação na Bacia de Santos estão ligados à dinâmica da sequência evaporítica que, por sua baixa permeabilidade, atuou como importante condicionamento ao fluxo dos hidrocarbonetos gerados na seção rifte. A migração ocorreu até o contato basal da sequência sedimentar pré-aptiana, utilizada como camada carreadora e, transpassou a sequência evaporítica. O fluxo de hidrocarbonetos se concentrou em falhas distensivas lítricas associadas aos domos e diápiros de sal, ou em falhas de transferência, até as armadilhas (Chang *et al.*, 2008).

A Figura 4 mostra um esquema dos plays exploratórios da Bacia de Santos, que possui boa variedade de rochas reservatórios, desde os carbonatos das Formações Itapema e Barra Velha (carbonatos do pré-sal), até os arenitos turbidíticos eocênicos da Formação Marambaia. Os carbonatos do pré-sal constituem os reservatórios mais importantes da Bacia de Santos, devido ao maior volume de óleo descoberto nestas rochas. Por sua vez, o Membro Ilhabela da Formação Itajaí-Açu e a Formação Marambaia, também constituem importantes alvos exploratórios.

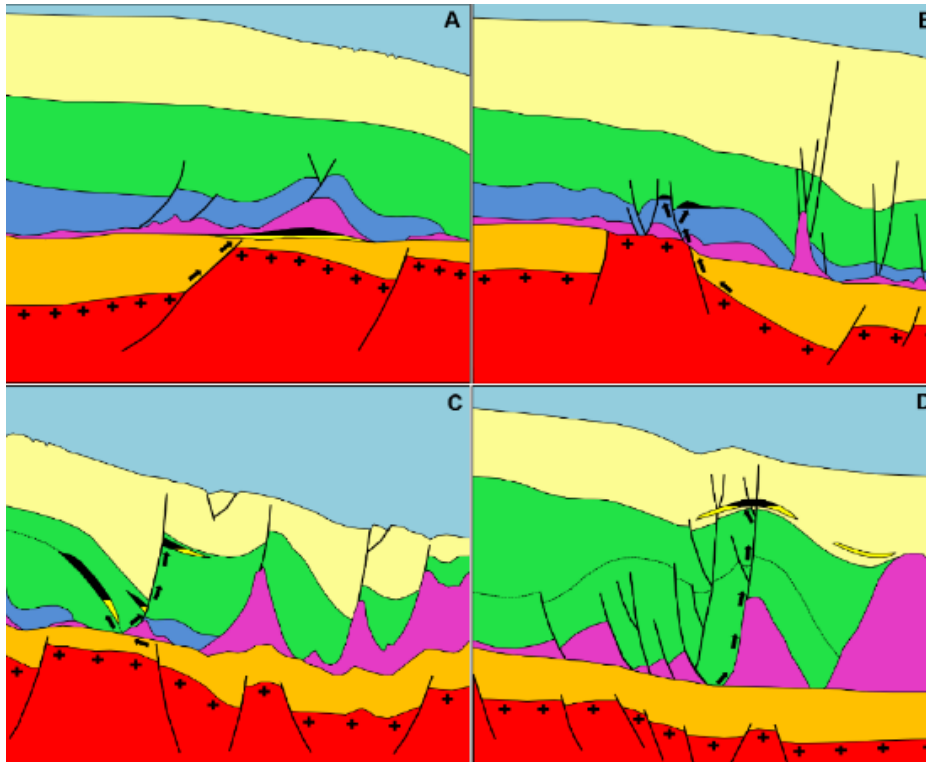


Figura 4: Arquitetura dos plays exploratórios da Bacia de Santos. (A) play pré-sal, (B) play carbonático albio da Formação Guarujá, (C) *play* turbidítico do Membro Ilhabela, (D) *play* turbidítico da Formação Marambaia. (Chang *et al.*, 1992).

De maneira geral, os selos para as diversas rochas do reservatório da bacia são constituídos por pelitos e calcilutitos intercalados aos próprios reservatórios, segundo Chang *et al.* (2008). As principais acumulações da Bacia de Santos mostram selos de caráter estrutural e misto. A conexão entre o aporte sedimentar e o imenso volume de evaporitos depositados durante o Aptiano teve papel fundamental na geração de trapas ligadas à halocinese. O período de formação das trapas ligadas à halocinese estende-se desde o Neo-Albiano, em águas rasas, até o Oligoceno, na região de águas profundas. Em áreas de intensa ocorrência de halocinese, é comum o acunhamento de corpos arenosos contra a parede de domos e diápiros salinos, como a região de águas profundas. Já as trapas estratigráficas podem ocorrer em unidades mais recentes. As trapas associadas aos altos estruturais da seção rifte também são de grande importância para a concentração de hidrocarbonetos, sendo esse o caso de descobertas na seção pré-sal da Bacia de Santos.

2.2.1. Campos de Baúna e Piracaba

Os campos de Baúna e Piracaba foram originados dos antigos blocos exploratórios S-M-1288 e S-M-1289 e descoberto em 2008 pelos poços 1-BRSA-607-SPS (1-SPS-56) e 1-BRSA-658-SPS, localizando-se na porção sul da Bacia de Santos, a aproximadamente 210 km da costa sul do estado de São Paulo, em lâmina d'água entre 225 e 295 metros. A Figura 5 apresenta a localização dos campos na Bacia de Santos.

A Petrobras foi a primeira empresa a adquirir a área junto à ANP, com cem por cento da participação e, depois de quatro anos de estudos, declarou a comercialidade do campo em fevereiro de 2012. A partir de 2019 a cessão passou a ser totalmente controlada pela Karoon (Lupinacci *et al.*, 2020).

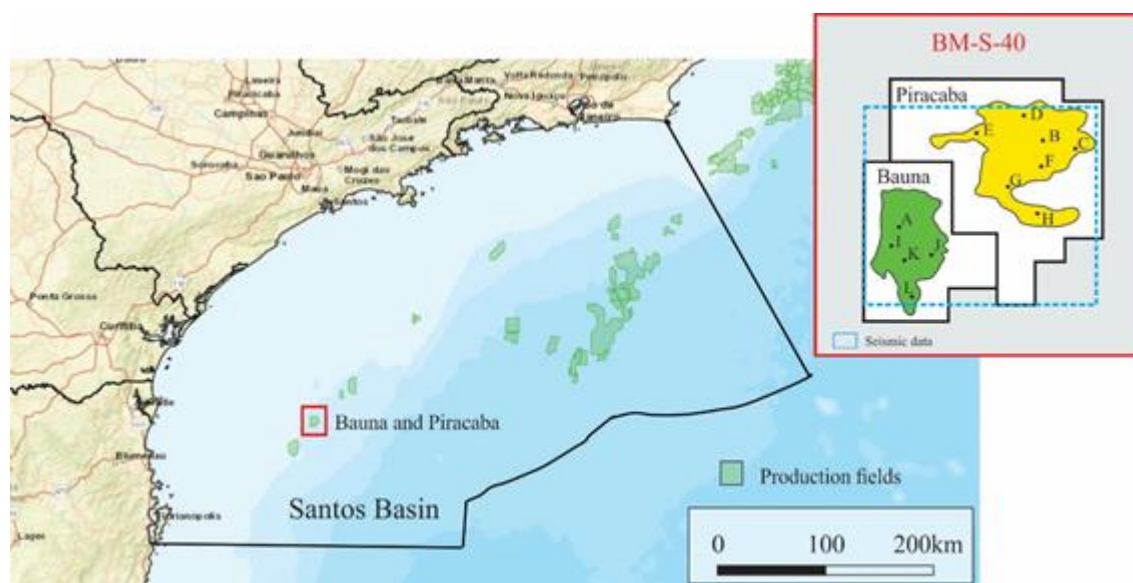


Figura 5: Mapa de localização dos campos de Baúna e de Piracaba (BM-S-40), Bacia de Santos.

(Fonte: Lupinacci *et al.*, 2020).

O sistema de coleta dos campos de Baúna e Piracaba interliga seis poços produtores, três poços injetores de água e um injetor de gás natural a uma unidade flutuante de produção, armazenamento e escoamento (FPSO), denominada Cidade de Itajaí. O escoamento do óleo é realizado por meio de bombas de exportação e mangotes flutuantes conectadas a navios aliviadores. A maior parte do gás natural produzido é reinjetada no reservatório da concessão como método de recuperação secundária e consumida no “gas lift” dos seus poços produtores.

Os reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos siliciclásticos Oligocênicos da Formação Marambaia (Membro Maresias), relacionados a um

complexo sistema de leques submarinos, que ocorrem em profundidades entre 2000 e 2200 metros. Os reservatórios apresentam excelentes características permoporosas, sem contaminantes expressivos. Como apresenta a Figura 6, a exploração começou em 2012, tendo um ótimo histórico de produção. Estudos apontam uma produção até 2031.

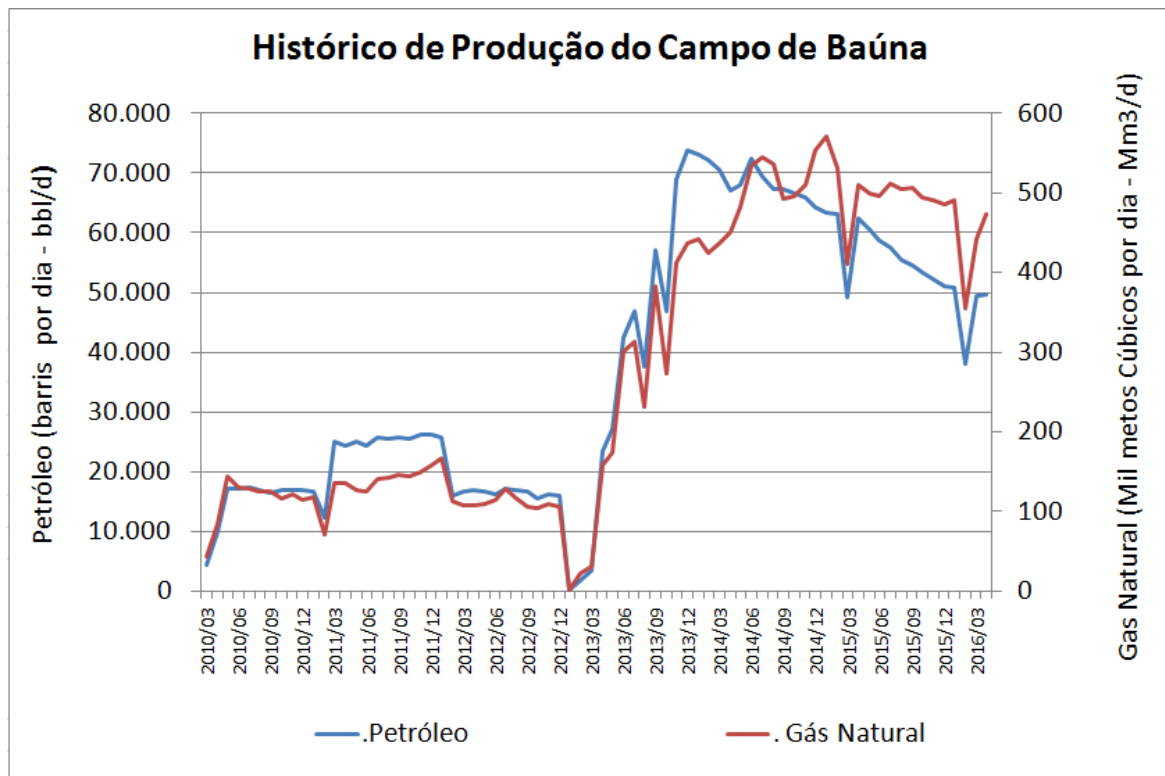


Figura 6: Histórico de produção do Campo de Baúna (ANP, 2016).

3. Caracterização de reservatórios

A caracterização de reservatórios desempenha um papel muito importante na previsão das propriedades do reservatório, bem como no potencial econômico do campo. Um estudo detalhado do comportamento estático de um reservatório produtor de hidrocarbonetos é indispensável para o planejamento do desenvolvimento do local e reduzir riscos e incertezas na escolha de novos locais de perfuração.

Em decorrência da evolução tecnológica e da necessidade de constante aperfeiçoamento da exploração nas camadas mais profundas do oceano, a caracterização de reservatórios é hoje uma ferramenta essencial para a perfuração de novos poços, monitoramento destes reservatórios e implantação de projetos de recuperação avançada de petróleo. As principais tecnologias e métodos utilizados hoje na caracterização de reservatórios são a sísmica (2D, 3D e 4D), a coleta de amostras de rochas e fluidos nos poços para posterior análise, o controle e automação na coleta de dados (pressão, corte de água, RGO) de forma continuada, ou não, em poços (cabos de fibra ótica, sensores, telecomunicações) e os perfis convencionais ou especiais.

Nesta parte é realizada uma revisão dos principais métodos utilizados para a realização deste trabalho. O capítulo foi dividido em estimativa de propriedades petrofísicas a partir de perfis de poços, atributos sísmicos para auxiliar a interpretação sísmica e inversão sísmica de dados pós-empilhamento.

3.1. Estimativas de propriedades petrofísicas a partir de perfis geofísicos

Os perfis de poços são importantes ferramentas exploratórias para geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatório, pelo fato de proporcionarem padrões para correlação entre poços vizinhos, confecção de mapas geológicos e definição da geometria dos corpos e ambientes de sedimentação. A caracterização petrofísica a partir de perfis de poços tem como alvo as propriedades que irão permitir a determinação do volume de argila, porosidade, saturação de fluidos e permeabilidade em uma rocha reservatório. Estas propriedades auxiliam na identificação e quantificação de potenciais zonas reservatório.

3.1.1. Perfil densidade (RHOB)

O perfil densidade registra as variações das densidades das formações com a profundidade. As medições são as densidades volumétricas de uma rocha incluindo a matriz sólida e o fluido entre os poros. A ferramenta de medição consiste em uma fonte radioativa aplicada à parede do poço que emite raios gama de média energia na formação. Assim, esses raios gama pode ser imaginados como partículas de alta velocidade que colidem com os elétrons na formação. Em cada colisão, o raio gama perde parte de sua energia para o elétron. Esse tipo de interação é conhecido como espalhamento Compton. Os raios gama espalhados que conseguem atingir o detector são contados e, assim, a quantidade resultante é uma proporção da densidade da formação (Bassiouni, 1994; Schön, 2011).

O perfil densidade tem como principais aplicações a estimativa da porosidade, a determinação da litologia (sendo útil na identificação de minerais) e o cálculo da impedância acústica (em conjunto com o perfil sônico) para a amarração poço-sísmica. A unidade de medida utilizada é de massa por volume, geralmente expressa em g/cm³. A Figura 7 mostra os valores de um perfil densidade para diferentes litologias.

A porosidade a partir do perfil densidade (ϕ_{den}) pode ser estimada com o conhecimento das densidades da matriz, ρ_{ma} , e do fluido filtrado da lama de porosidade, ρ_{fl} :

$$\Phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}, \quad (1)$$

no qual ρ_b é a densidade lida pela ferramenta.

Além de estimar a porosidade, o perfil de densidade é usado para a determinação da litologia, sendo útil na identificação de certos minerais (por exemplo, pirita), da impedância acústica (em conjunto com o perfil sônico) e identificação de zonas com gás, combinado com o perfil de porosidade neutrão.

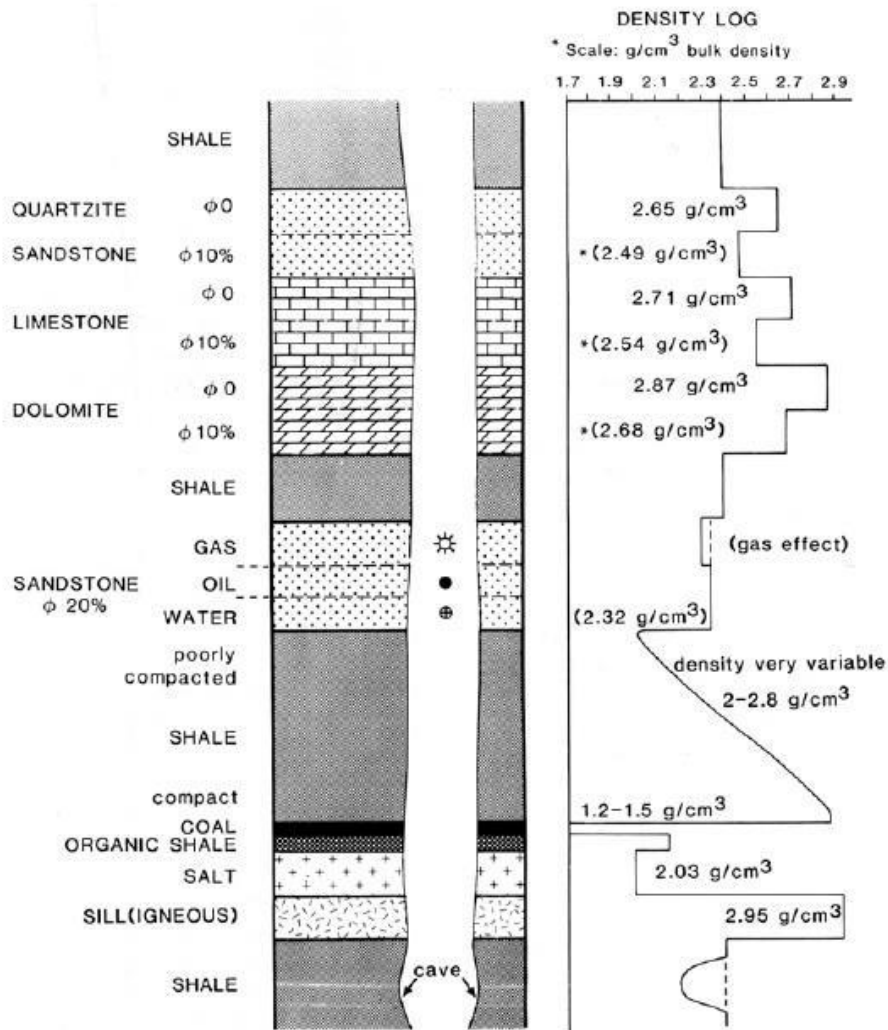


Figura 7: Respostas típicas para o perfil de densidade em algumas litologias (Fonte: Rider, 2002).

3.1.2. Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI)

O perfil neutrão mede uma radioatividade induzida artificialmente, por meio de bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia. Os nêutrons bombardeiam as camadas adjacentes ao poço, onde sucessivas e múltiplas colisões elásticas com os átomos do meio fazem com que os nêutrons percam parte da energia. Esta perda é maior quando se chocam com núcleos de massa próxima, como o hidrogênio (Cossetino). O perfil mede o índice de hidrogênio e, conseqüentemente, o conteúdo de água da formação, podendo haver H na estrutura cristalina dos minerais ou poros livres de água. A unidade de medida é a porcentagem do índice de hidrogênio na formação, e os valores geralmente variam de -15 a 40.

As principais aplicações do perfil neutrão são a determinação da porosidade e como discriminador da zona de gás quando combinado com o perfil sônico. Ele também pode ser usado para identificar evaporitos, minerais hidratados e rochas vulcânicas. A Figura 8 demonstra a variação do perfil neutrão para as litologias mais comuns.

Nery (1990) ressalta que é preciso considerar alguns aspectos para interpretar corretamente a porosidade através do perfil neutrão. Em zonas com presença de argila, a porosidade é superestimada, enquanto na presença de hidrocarboneto subestima-se a porosidade.

Uma forma muito utilizada no cálculo da porosidade em zonas de gás é combinar as porosidades estimadas pelos perfis neutrão, ϕ_{neu2} , e densidade, ϕ_{den2} (Asquith, 1999):

$$\Phi = \sqrt{\frac{\Phi_{den}^2 + \Phi_{neu}^2}{2}}, \quad (2)$$

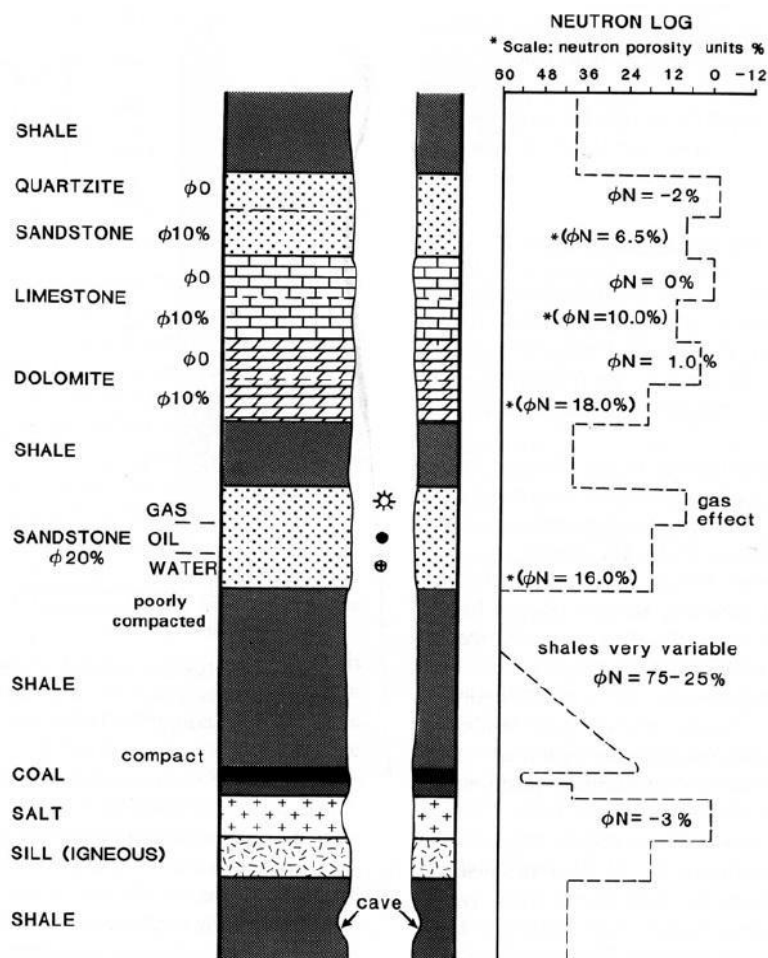


Figura 8: Respostas típicas do perfil neutrão em algumas litologias (Fonte: Rider, 2002).

3.1.3. Perfil sônico

O perfil sônico é uma ferramenta de perfilagem responsável por medir a vagarosidade (inverso da velocidade) de uma onda mecânica que se propaga na formação paralela ao poço. A velocidade de uma onda em uma formação dependerá da composição de sua matriz, de seu fluido, da porosidade, da geometria dos poros e da pressão a que a rocha está submetida.

O perfil sônico é utilizado como uma ferramenta para a amarração poço-sísmica. Este perfil é utilizado na construção de sismogramas sintéticos, que tem como finalidade auxiliar a interpretação dos horizontes sísmicos, permitindo correlacionar esses horizontes com os níveis estratigráficos perfurados pelo poço, além de propiciar a criação de *checkshots*, o que permite migrar uma interpretação sísmica do domínio do tempo para o domínio da profundidade.

Wyllie (1949) demonstrou que o perfil sônico pode ser usado para a determinação da porosidade intergranular das rochas sedimentares. A porosidade e a velocidade compressional normalmente possuem uma relação inversa, ou seja, quanto maior a porosidade menor será a velocidade compressional. E, em muitos casos, esta relação é aproximadamente linear. A Figura 9 mostra os intervalos de valores das vagarosidades em μ/ft e das velocidades compressionais em km/s para diferentes litologias (Rider, 2002).

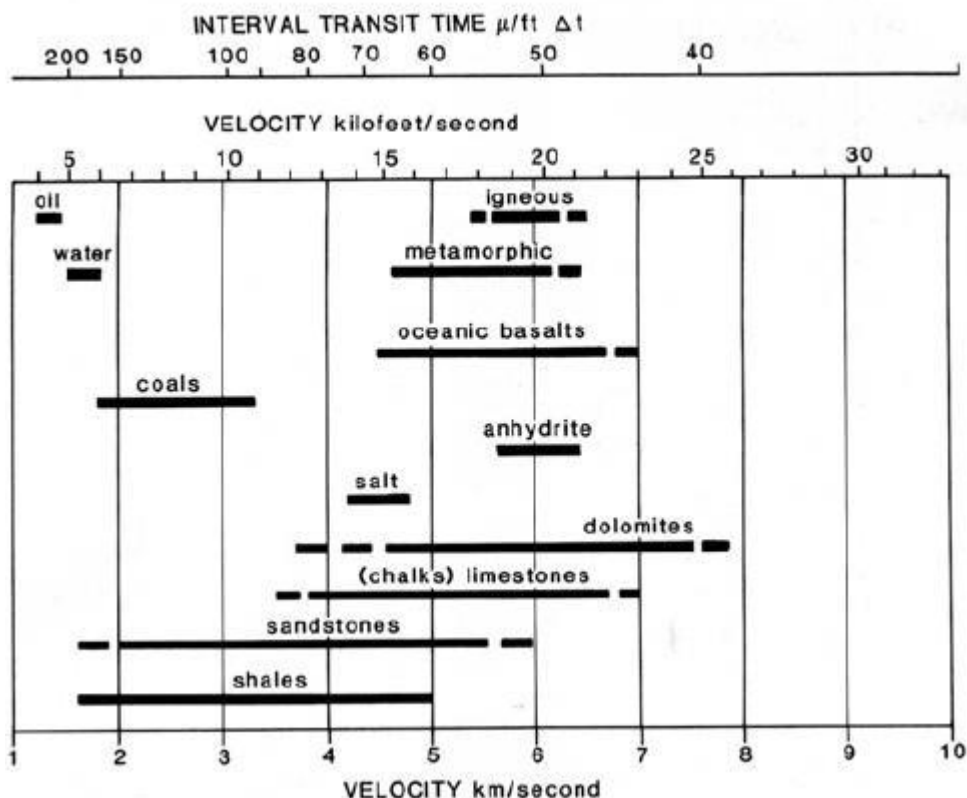


Figura 9: Intervalos de velocidades e de tempo de trânsito das principais litologias (Fonte: Rider, 2002).

Segundo Wyllie (1949):

$$\Phi_{sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}, \quad (3)$$

no qual Δt_{log} , Δt_m e Δt_f são, respectivamente, a leitura da ferramenta, o tempo de trânsito na matriz e o tempo de trânsito no fluido filtrado da lama de porosidade presente no espaço poroso.

3.1.4. Perfil de Resistividade (ILD)

O perfil de resistividade mede a resistência à passagem da corrente elétrica através das camadas localizadas entre um eletrodo que se desloca no poço e outro estacionário na superfície. A mensuração de resistividade da formação é um dos métodos introdutórios de identificação do fluido no reservatório e no cálculo de saturação de água (Nery, 1990).

Keary *et al.* (2009) afirmam que para os perfis de resistividade são usados diferentes arranjos de eletrodos para gerar informações sobre diferentes zonas ao redor do poço. A densidade e resistividade da corrente em uma região homogênea do poço são obtidas a partir da diferença de potencial entre os eletrodos.

Os hidrocarbonetos são maus condutores e causam o aumento na resistividade medida da rocha. Se os poros são preenchidos por água salobra, a resistividade é menor. Os valores de resistividade também dependem da litologia e da granulometria. A Figura 10 mostra a resposta de perfil de resistividade para diferentes litologias e fluidos.

A medida de resistividade determina as zonas de hidrocarboneto e de água e pode indicar as zonas permeáveis.

Para calcular a saturação da água (S_w), podemos utilizar a equação de Archie:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{\Phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (4)$$

no qual a é o fator de tortuosidade, R_w a resistividade da água de formação, Φ a porosidade, R_t a resistividade da formação, n o expoente de saturação e m o fator de cimentação. Os valores de a , m e n , normalmente, utilizados para arenitos e carbonatos são mostrados na Tabela 1 (Kearey *et al.*, 2009).

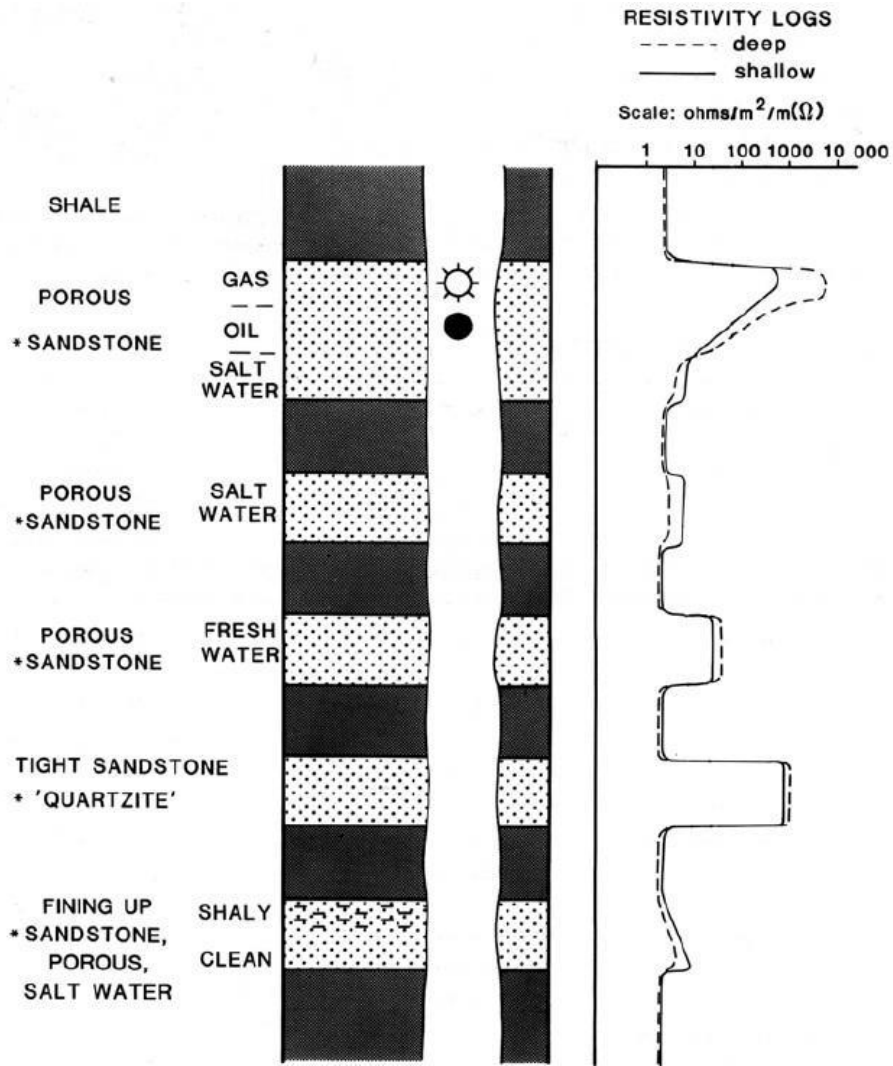


Figura 10: Perfil de resistividade e algumas respostas típicas (Fonte: Rider, 2002).

Tabela 1: Valores típicos para arenitos e carbonatos limpos. Fonte: Modificado de Kearey *et al.* (2009).

Tipos de Rochas	a	m	n
Arenitos Limpos	0.6 – 1.0	2.0	2.0
Carbonatos Limpos	1.0	1.8 – 2.6	1.5 – 2.2

3.2. Atributos sísmicos

Um atributo sísmico é qualquer medida obtida a partir de dados sísmicos, que nos auxilia a aprimorar ou quantificar visualmente os recursos para a interpretação na área de interesse. Um atributo sísmico desejável é diretamente sensível a propriedade geológica de interesse ou permite definir os aspectos estruturais ou deposicionais. Desde a sua introdução, os atributos sísmicos percorreram um longo caminho e se tornaram uma ajuda para os geocientistas na caracterização de reservatórios e como uma ferramenta para controle de qualidade.

Os atributos sísmicos podem ser divididos em físicos e geométricos. Os atributos físicos são definidos como sendo diretamente relacionados à propagação de ondas, litologia e outros parâmetros. Estes tipos de atributos podem ser classificados de acordo com os domínios tempo e profundidade e são aplicados em dados pré-empilhamento e pós-empilhamento (Brown, 1996). Já os atributos geométricos têm como função identificar características como mergulho, azimute e continuidade. Essa classificação de atributos sísmicos é exemplificada na Figura 11.

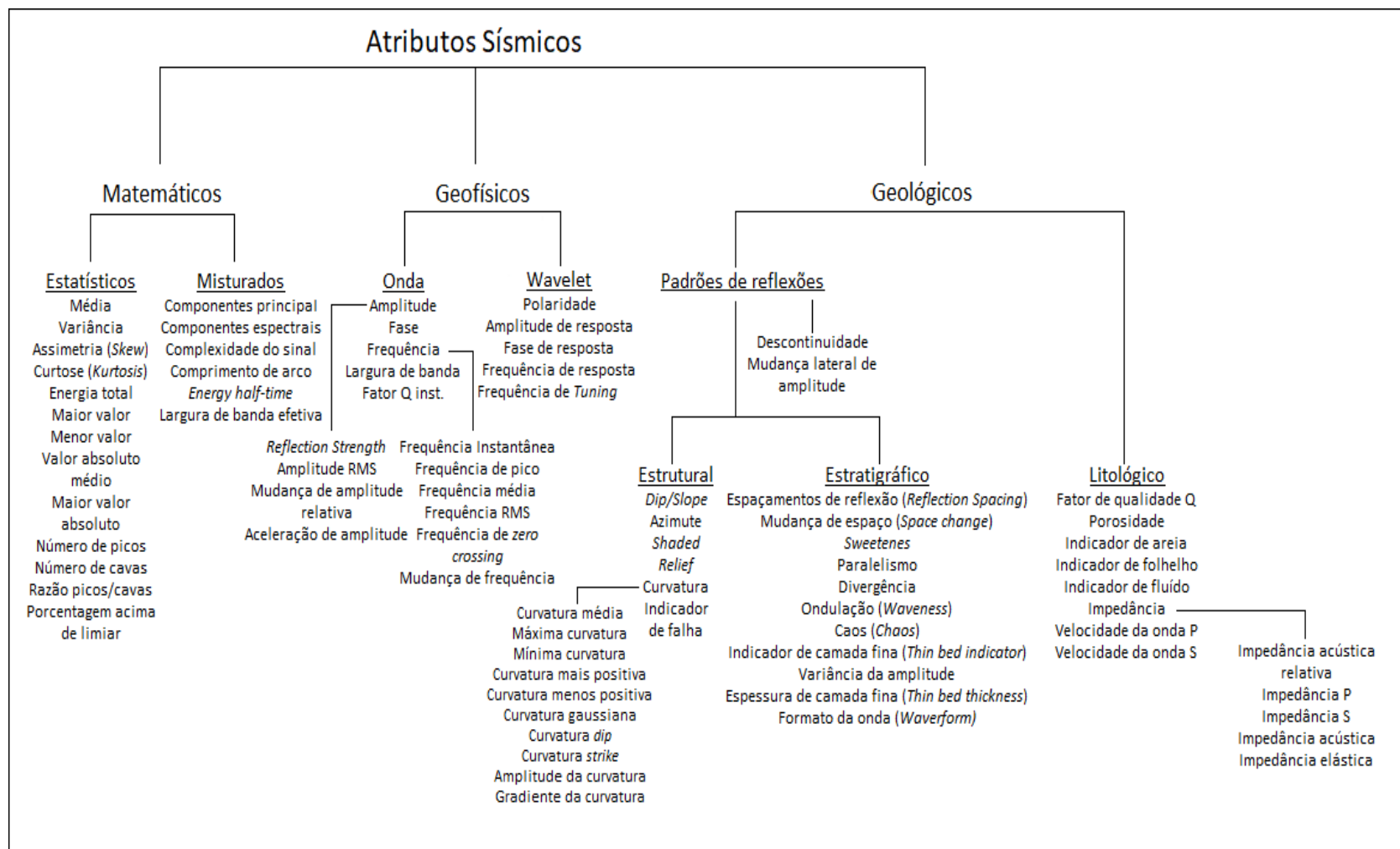


Figura 11: Classificação de atributos sísmicos de acordo com as suas propriedades (Chen & Sidney, 1997; Brown, 2011). Modificado de Barnes (2016).

3.2.1. Amplitude RMS

A amplitude RMS está diretamente ligada às propriedades do reservatório e aos eventos estratigráficos. Pode ser calculada como a raiz quadrada da média das amplitudes elevadas ao quadrado, encontradas dentro da janela de análise especificada para o traço sísmico. Como as amplitudes são elevadas ao quadrado antes de ser feita a média, esse atributo é muito sensível as altas amplitudes absolutas. Matematicamente, pode ser expresso como:

$$A_{\text{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (5)$$

no qual A_{RMS} é amplitude RMS, N é o número de amostras e a é a amplitude da amostra.

Em geral, atributos relacionados ao conteúdo de energia do traço sísmico são usados para distinguir diferentes tipos de litologia. Altos valores de amplitude de RMS são comumente relacionados a mudanças litológicas, canais, rochas de alta porosidade (areias porosas), *bright spots* e, especialmente, zonas de arenitos saturados por gás (Taner *et al.*, 1979; Yushuang & Simiao, 2013). Um traço sísmico e o seu traço RMS são mostrados na Figura 12. Podemos ver que o traço RMS destaca contrastes de alta amplitude absoluta. O resultado da aplicação deste atributo com mapas de amplitude RMS dos diferentes tipos depósitos de mar profundo são mostrados na Figura 13.

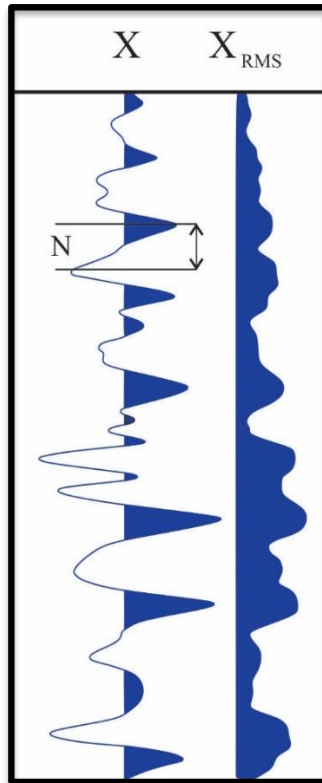


Figura 12: Da esquerda para a direita: traço sísmico (X), traço RMS (X_RMS) (Lupinacci *et al.*, 2020).

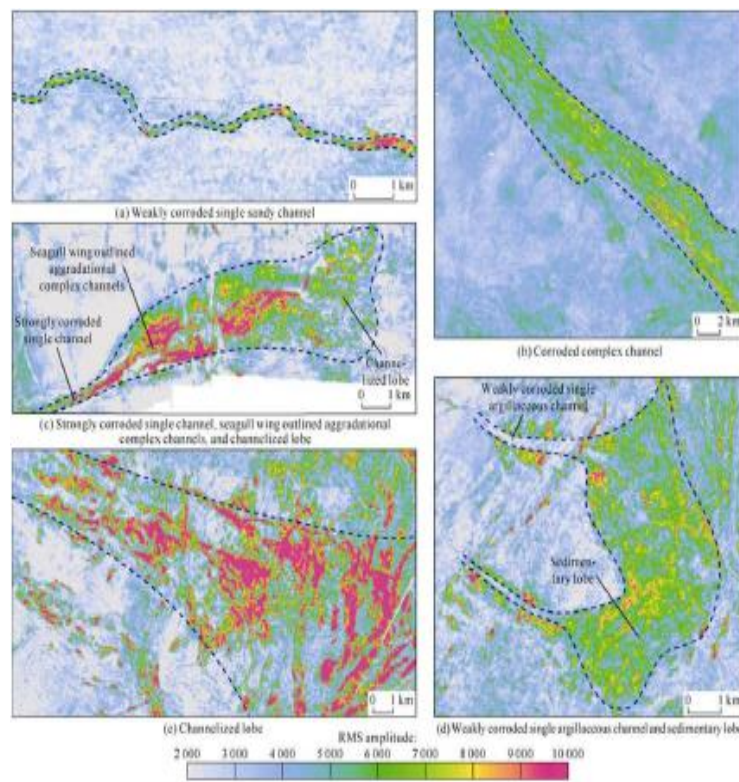


Figura 13: Mapas de amplitude RMS dos diferentes tipos depósitos de mar profundo encontrados na Bacia de Campos. Por Kang *et al.* (2018).

3.3. Inversão sísmica

Muitas medidas na indústria do petróleo dependem, em certa medida, da inversão sísmica para a caracterização do reservatório. Pois a inversão sísmica busca transformar as respostas dos dados de sísmica de reflexão em parâmetros que permitam modelar as propriedades do reservatório.

Segundo Sheriff (2002), inversão é a técnica que gera uma série de parâmetros que podem ter sua origem num conjunto de medições observadas. Estes parâmetros consistem na assinatura física de estruturas geológicas, ou seja, a matriz de coeficientes de reflexão detectados em interfaces geológicas devido à passagem do sinal sísmico.

Kemper (2010) define a técnica de inversão sísmica como um processo de converter a refletividade sísmica para propriedades elásticas da rocha. Quando é utilizado dados empilhados de ondas compressoriais, o resultado da inversão é um modelo de impedância acústica, podendo ser usado para obter propriedades petrofísicas do meio.

Na Figura 14 compara de forma esquemática o método direto e à inversão sísmica. O modelo direto utiliza as propriedades da formação, como por exemplo a impedância acústica convolvida com um pulso sísmico para gerar um traço sísmico sintético. Já a inversão se inicia com traço sísmico gravado e remove o efeito do pulso sísmico, obtendo um modelo de impedância acústica (Barclay *et al.*, 2008).

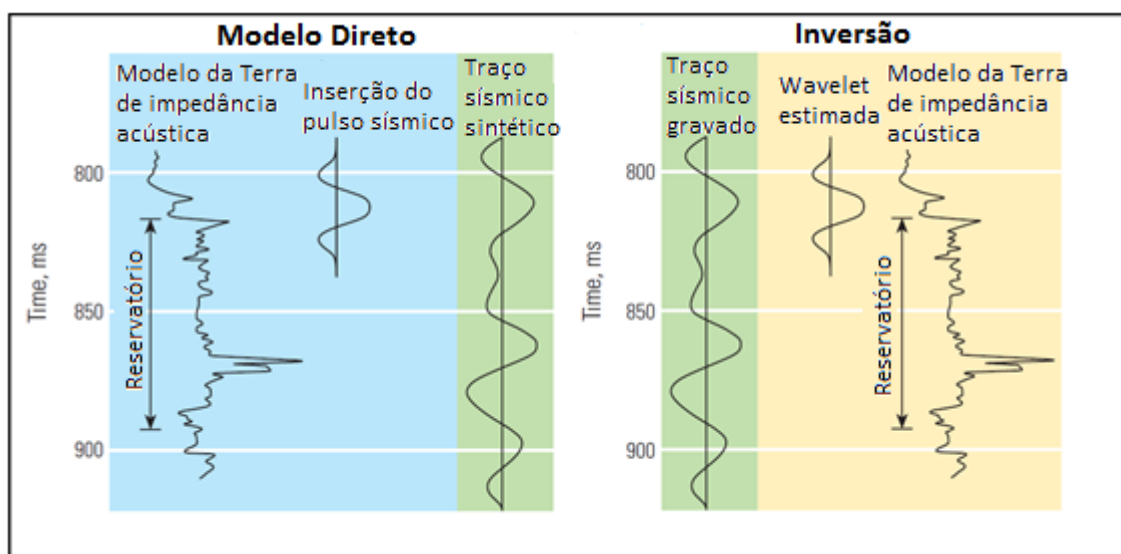


Figura 14: Modelo Direto e Inversão (Barclay *et al.*, 2008).

O dado sísmico possui uma limitação na banda, ou seja, não possui as mais altas e mais baixas frequências, variando normalmente entre 5 e 80 Hz. Isto gera um impacto na resolução sísmica. A incorporação de baixas frequências ao dado, é uma boa prática, já que estas são de extrema importância para uma análise quantitativa das propriedades físicas do meio (Latimer *et al.*, 2000).

A maioria dos métodos de inversão fornecem uma solução para esta questão, na qual as baixas frequências ausentes são incorporadas a partir de um modelo de velocidade criado na análise durante o processamento sísmico, ou através de extrapolação de dados de perfis de poços conjuntamente com horizontes mapeados no volume sísmico.

A fim de compreender melhor a inversão sísmica, é necessário entender alguns dos processos físicos que envolvem a modelagem do dado sísmico de reflexão.

3.3.1. Modelo convolucional

Para o procedimento de inverter traços sísmicos, é preciso entender os processos físicos que dão origem a resposta sísmica. Tais processos são modelados numericamente, dando origem aos dados sintéticos que serão confrontados com os dados reais.

Como já referido, a reflexão sísmica limita os meios rochosos através do contraste de impedância entre elas, possibilitando a geração da função de refletividade sintética com base nas informações de velocidade e densidade das rochas.

Segundo Russel (1988), a refletividade é o conceito físico fundamental no método sísmico, em que cada coeficiente de reflexão pode ser avaliado como a resposta do sinal sísmico pela mudança na impedância acústica. O traço sísmico é representado pelo modelo convolucional. Assumindo $s(t)$ como o resultado da convolução de uma função refletividade das camadas de subsuperfície, com o pulso sísmico gerado na superfície acrescido de um ruído proveniente da aquisição, o modelo convolucional do traço sísmico é definido como:

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (6)$$

no qual $w(t)$ é a wavelet (pulso sísmico), $r(t)$ a função refletividade e $n(t)$ o ruído, * o operador convolucional.

Na equação acima, se a componente ruído for nula, o traço sísmico será simplesmente a convolução do pulso sísmico com a função refletividade do meio:

$$s(t) = w(t) * r(t) \quad (7)$$

Este modelo convolucional é ilustrado na Figura 15.

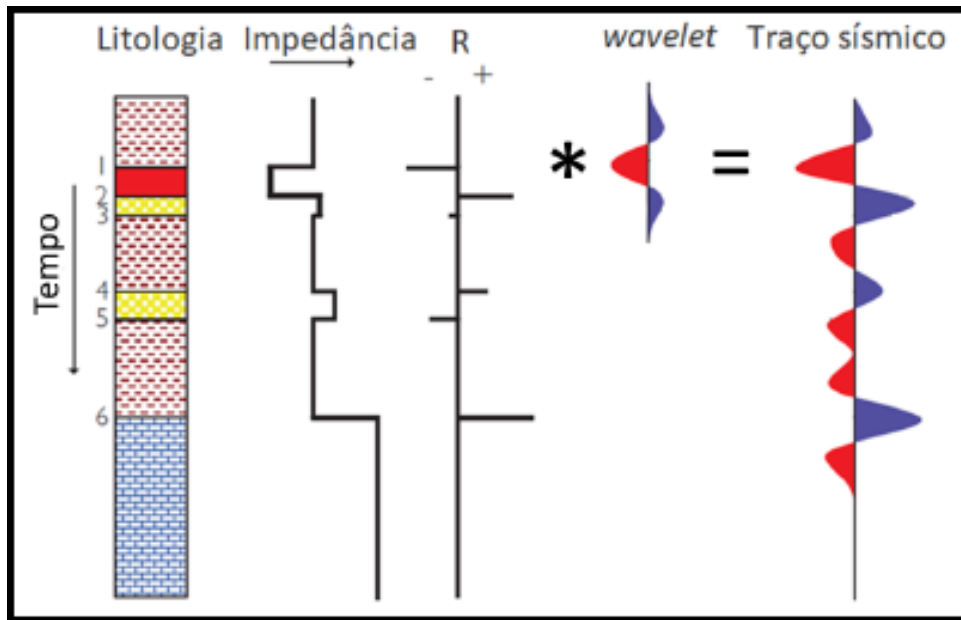


Figura 15: Modelo Convolucional. Modificado de Simm & Bacon (2014).

3.3.2. Impedância Acústica

A impedância acústica é uma propriedade de camada e pode ser definida como o produto da velocidade da onda compressional e a densidade da rocha.

As amplitudes sísmicas são propriedades de interfaces de camadas que refletem mudanças relativas na impedância acústica. Elas são comumente usadas para alvos específicos como um indicador de estruturas de reservatórios e para delinear zonas de hidrocarbonetos. Além disso, quando correlacionadas com dados de perfis de poços, a precisão é maior e isso ajuda a determinar mudanças de fácies mais distantes dos poços (Becquey, 1979). Reciprocamente, pseudo-perfis de impedância acústica são propriedades de rochas que podem prover informações sobre mudanças laterais na litologia, assim como características básicas da rocha, incluindo porosidade e o preenchimento desses poros.

O conceito fundamental da exploração sísmica é enviar um sinal de tempo curto para a terra, que é refletido de volta de um limite entre duas unidades, o refletor. Os sinais são transmitidos como uma onda elástica e trazida de volta com

informações como estrutura geológica, litologia e fluido através do tempo de viagem, amplitude de reflexão e variação de fase. Se assumirmos que o ângulo de incidência é zero e que as camadas são planas, o coeficiente de reflexão pode ser relacionado à impedância acústica por meio de da equação de Zoeppritz:

$$r_t = \frac{Z_{t+1} - Z_t}{Z_{t+1} + Z_t} \quad (8)$$

no qual Z_t é a impedância acústica ($z+1$ refere-se a duas camadas consecutivas numa sequência estratigráfica) da camada no tempo t e r_t a função refletividade.

$$Z = \rho \cdot V \quad (9)$$

no qual Z é a impedância acústica, ρ a densidade e V é a velocidade da onda P ou S.

3.3.3. Estimativa do pulso sísmico

A estimativa do pulso sísmico é um fator determinante para a inversão sísmica. Essa estimativa trata-se de uma fase importante para a análise sísmica, na deconvolução determinística dos dados, na amarração sísmica a poço e na própria inversão, no upscale de dados de perfil para a sísmica, entre outros. A forma inferida do pulso sísmico pode influenciar fortemente nos resultados da inversão sísmica e nas futuras avaliações, interferindo assim na interpretação do reservatório.

É possível segregar os métodos de estimativa do pulso sísmico em duas categorias: métodos puramente estatísticos e métodos que utilizam dados de poço. Segundo Yi *et al.* (2013), o método estatístico estima o pulso sísmico com base no espectro de amplitude ou funções de autocorrelação do dado sísmico registrado, mas não pode determinar a sua fase sem fazer hipóteses como, por exemplo, ser de fase mínima.

Na prática, o espectro de amplitude do dado sísmico é calculado através da Transformada de Fourier sobre uma determinada janela sísmica. Primeiro é assumido que a refletividade da Terra é aleatória e que o pulso sísmico é invariante em toda janela. O espectro de amplitude do pulso é caracterizado como uma versão em escala do espectro de amplitude do traço sísmico, logo, o dado sísmico é limitado pela mesma banda de frequência do pulso sísmico. Para exemplificar isto,

a Figura 16 mostra a função refletividade, o pulso sísmico, o ruído e o traço sísmico nos domínios do tempo e da frequência. (Lupinacci, 2014).

Outra informação necessária é a fase. Um pulso de fase zero é ideal, pois a interface entre duas camadas com diferentes impedâncias será marcada por um pico no tempo ou na profundidade exata do evento, facilitando a interpretação.

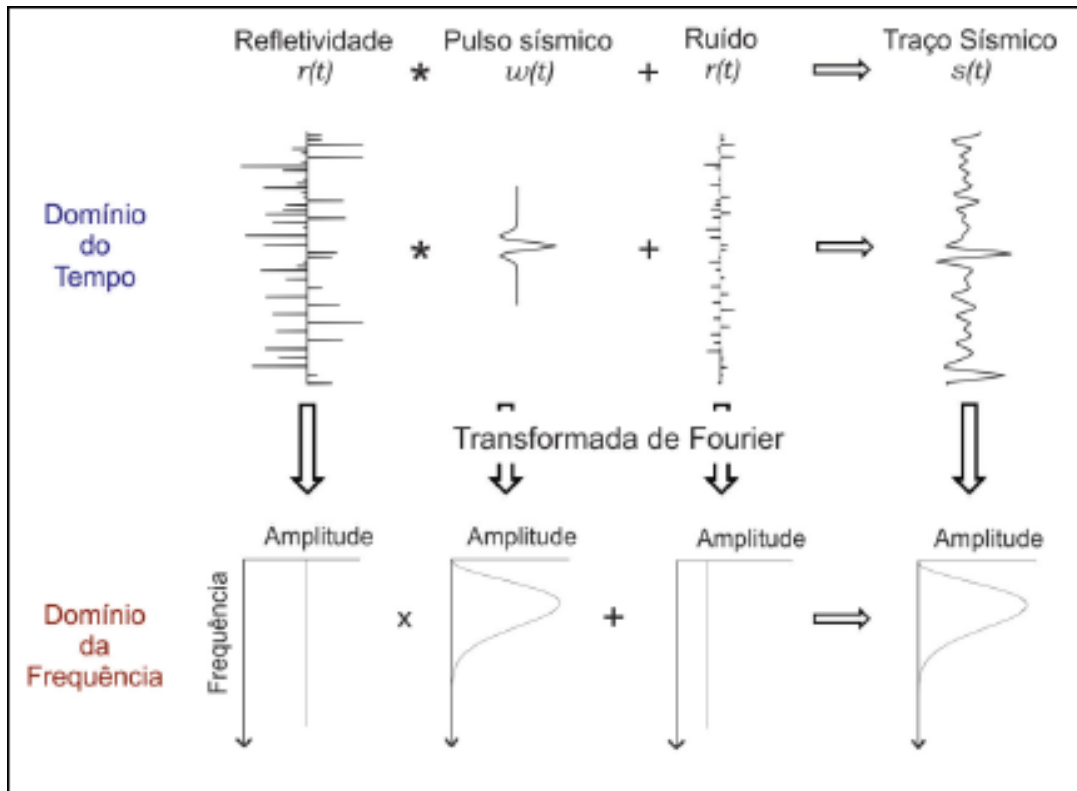


Figura 16: O modelo convolucional do traço sísmico e a transformada de Fourier da função refletividade, do pulso sísmico, do ruído e do traço sísmico (Lupinacci, 2014).

Na presença de dados de poço, emprega-os em conjunto com a sísmica para estimar a amplitude e a fase do pulso sísmico, visando produzir o sintético mais próximo do dado sísmico real.

3.3.4. Amarração de dados sísmicos e de poços

A integração entre dados sísmicos e de poços é essencial para a inversão sísmica ser bem sucedida. A amarração dessas informações permite relacionar horizontes identificados nos poços com reflexões específicas na seção sísmica.

Segundo Ewing (1997), a combinação entre os dados sintéticos e os dados reais pode identificar com precisão o refletor a ser mapeado. Além disso, o sintético pode determinar o detalhamento da forma de onda e amplitude dos refletores perto do alvo, gerados pela litologia.

Para essa etapa, utiliza-se os perfis de densidade e sônico. A impedância acústica, obtida a partir destes, e usando o modelo convolucional determinam o traço sísmico na região do poço. Este traço sintético é comparado com traços sísmicos reais para realizar a amarração poço-sísmica.

A amarração sísmica é feita na escala de tempo, enquanto os perfis de poço são registrados em profundidade. Para a conversão é necessário construir uma curva que relaciona cada profundidade a um tempo duplo de viagem da onda sísmica, conhecida como *check-shot*. Assim, é possível correlacionar os eventos em ambos os domínios.

O processo de amarração deve ser realizado em todos os poços da área de estudo. Após essa etapa, estima-se um pulso sísmico médio de todos os poços para ser utilizado na inversão sísmica. Nessa fase, a quantidade de poços disponíveis irá influenciar a qualidade dos resultados (Jarvis *et al.*, 2006).

3.3.5. Utilização e vantagens da inversão sísmica

Segundo Latimer *et al.* (2000), as principais vantagens de utilizar a impedância acústica como ferramenta para caracterização de reservatórios são:

- i. A maioria dos geocientistas compreende melhor o conceito de impedância e geologia do que o traço sísmico. Assim, trabalhar no domínio da impedância é um excelente mecanismo para a integração em uma equipe multidisciplinar;
- ii. A impedância acústica é uma propriedade da camada, portanto pode tornar a análise de sequências estratigráficas mais direta.

- iii. Um modelo de impedância acústica de boa qualidade pode trazer mais informações do que o dado sísmico, por ser resultado da integração de dados de diferentes fontes.
- iv. Elimina ou reduz problemas relacionados ao pulso sísmico.
- v. Está ligada a propriedades do reservatório, como litologia, porosidade e outros fatores.
- vi. Serve como ferramenta para modelagem de fácies e de propriedades petrofísicas.

3.3.6. Tipos de Inversão Sísmica

Podemos dividir os principais métodos de inversão de acordo com sua origem matemática em determinística e estocástica e, baseada no dado sísmico utilizado pré-empilhamento e pós-empilhamento. Com os dados pré-empilhados de ondas compressoriais estimam-se as de impedâncias compressional e cisalhante e densidade. Já com os dados pós-empilhamento de onda compressional a partir da inversão obtém-se apenas a impedância acústica (Filippova *et al.*, 2011). O método de inversão sísmica pós-empilhamento é um método muito utilizado entre os geofísicos por ser um método robusto e simples de ser empregado (Russel & Hampson, 1991).

A Figura 17 apresenta um esquema dessa subdivisão.

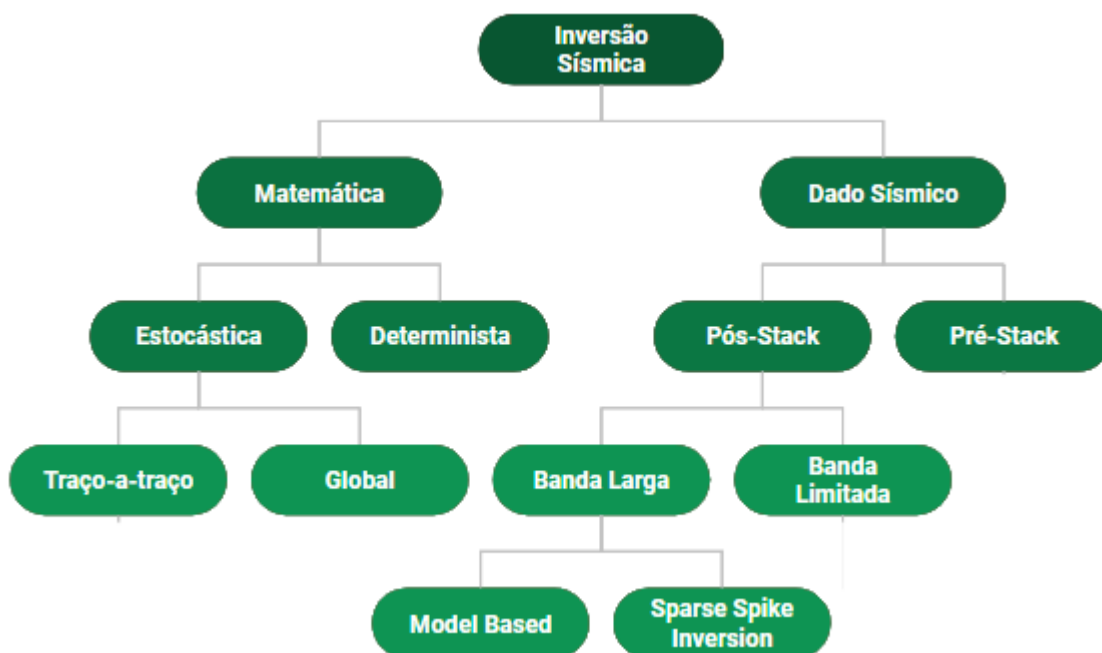


Figura 17: Subdivisão de alguns tipos de inversão sísmica.

3.3.7. Inversão determinística

Grande parte dos métodos de inversão sísmica baseia-se em três pontos fundamentais:

1. Modelo convolucional da série de coeficientes de reflexão dos dados experimentais com wavelet pulso sísmico conhecido.
2. Comparação de traço sísmico modelado com o traço sísmico real.
3. Atualização do conjunto de coeficientes de reflexão, para minimizar a diferença entre os traços sintético e real.

O principal objetivo da inversão sísmica determinística é minimizar a diferença entre a convolução do pulso sísmico com a série de refletividade e o traço sísmico observado - função objetivo (Alves *et al.*, 2012). Além da quantificação do erro, podem ser adicionadas à função objetivo outras condições como o modelo geológico inicial. Estas restrições são utilizadas visando fornecer informações *a priori* do dado que será invertido, a fim de minimizar o problema de a solução do modelo de inversão ser considerada não única.

Segundo Cooke & Cant (2010), a inversão linear generalizada (GLI-*generalized linear inversion*) é o tipo de inversão determinística mais utilizada. De acordo com os autores, dado um modelo inicial das propriedades geológicas obtidas através da impedância acústica, ele será refinado a partir da convolução para gerar um modelo sintético que esteja razoavelmente próximo ao dado de sísmica observado.

Utilizando a GLI, a inversão sísmica terá como solução um modelo único de impedância acústica para cada traço a ser invertido. Este modelo de inversão acústica é parametrizado usando blocos de IA em camadas, que para cada camada são definidos dois parâmetros: um relativo a IA da camada e outro que descreva a espessura dela. O objetivo deste algoritmo GLI é atualizar estes parâmetros, para que um traço sintético obtido a partir do modelo inicial coincida com o traço de sísmica observado.

O modelo de IA inicial funciona como primeira estimativa e, por isso, pode conter erros. Para este modelo inicial, são calculados os coeficientes de reflexão, que convolvidos com wavelet pulso sísmico geram a primeira sísmica sintética. Pela possibilidade de haver erros, o traço sísmico sintético é então subtraído do traço real, gerando uma diferença chamada de erro do traço. Se este erro for considerado

aceitável, ele é selecionado, se não, o algoritmo prossegue e gera uma matriz de sensibilidade que investiga cada parâmetro do modelo de IA e o traço sintético (Cooke & Cant.,2010).

Há duas limitações significativas em toda inversão determinística. Primeiramente, o modelo é incorporado no resultado e com isso, artefatos podem ser introduzidos, causando problemas na interpretação. Para compensar esta questão, é indicado que cortes horizontais sejam comparados entre modelo e inversão. A outra limitação dos sistemas determinísticos é que, por eles produzem melhores soluções, elas são incapazes de reproduzir toda a gama de impedância observada no poço (Technical Note Earthworks, 2008).

3.3.8. Inversão *sparse-spike*

Por meio de um algoritmo de inversão *sparse-spike*, estima-se a série de coeficientes de refletividade que se aproxima do dado sísmico original usando para isso um número mínimo de pulsos (*spikes*) (Debye & Riel, 1990). A solução do problema inverso não é única, ou seja, existem muitas séries de coeficientes de reflexão que quando convolvidas com o pulso sísmico reproduzem o dado sísmico.

Desse modo, a concordância do dado gerado pela inversão *sparse-spike* com o dado sísmico torna-se uma condição necessária, mas não suficiente para a solução do problema inverso. Essas condições adicionais são fornecidas por restrições geofísicas que descrevem como a impedância acústica pode variar lateralmente nas regiões entre poços. Essas restrições são definidas com base em informações *a priori* de um modelo geológico, que fornece um modelo de impedâncias de baixa frequência para gerar a impedância absoluta. Assim, aplicando as restrições ao processo de inversão, as potenciais soluções são limitadas reduzindo a não unicidade da solução do problema inverso. A partir disso, o resultado obtido apresenta um melhor significado geológico e geofísico.

O algoritmo mais conhecido deste tipo de inversão é o de Oldenburg *et al.* (1983), que é construído com base na minimização da norma L1 do modelo dos parâmetros (Aster *et al.*, 2004):

$$f(\mathbf{m}) = \|\mathbf{d}^{\text{obs}} - \mathbf{G}\mathbf{m}\|_2 + \lambda \|\mathbf{m}\|_1 \quad (10)$$

no qual \mathbf{d}^{obs} é o vetor dos dados observados (traço sísmico original), \mathbf{Gm} é o vetor do modelo calculado (traço sintético), \mathbf{m} é o modelo dos parâmetros a serem estimados (série de refletividades) e λ é o parâmetro de regularização.

O modelo mais simples possível que seja consistente com os dados sísmicos é o resultado da inversão *sparse-spike*. Desse modo, ela dá mais peso aos dados sísmicos e cria mudanças de impedância acústica apenas quando são necessárias para corresponder com a resposta sísmica (Simm & Bacon, 2014).

A partir de parâmetros elásticos obtidos da inversão *sparse-spike*, Penna & Lupinacci (2021) propuseram uma nova abordagem para criar volumes de probabilidade de ocorrência de unidades de fluxo (FU) bem como porosidades e permeabilidades. Eles mostraram que essa abordagem é mais robusta do que a estimativa usual de propriedades petrofísicas considerando fácies litológicas. A Figura 18 mostra uma comparação em duas seções das porosidades e os mapas médios de porosidade extraídos considerando intervalos dos topos das formações Itapema e Barra Velha obtidos por FU e por litologia. Nota-se que os resultados usando FU foram mais precisos e com maior resolução na estimativa da porosidade para camadas finas. Por essa abordagem, foi possível identificar camadas com uma faixa intermediária de porosidade que não eram visíveis considerando as fácies litológicas.

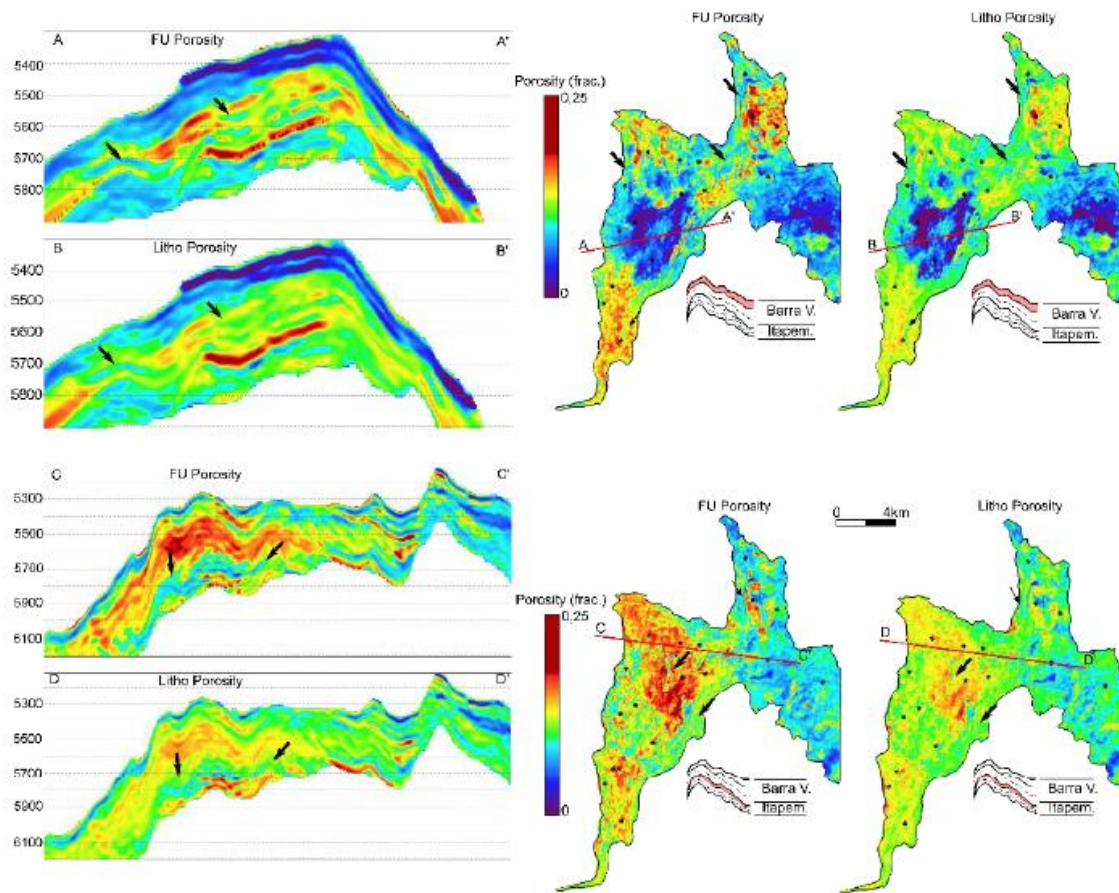


Figura 18: Comparação entre as porosidades por unidades de fluxo (FU) e por litologia. Seções de porosidade FU (A e C) e porosidade litológica (B e D). Mapas de porosidade média dos topos das formações Barra Velha (topo) e (embaixo) Itapema (Adaptado de Penna e Lupinacci, 2021).

4. Metodologia

Para a realização deste trabalho foram utilizados dados de doze poços e um volume sísmico. Todos os dados foram requisitados à agência reguladora ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível) através de um protocolo junto ao órgão responsável BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção).

O dado sísmico utilizado é um volume 3D pós-empilhamento migrado no domínio do tempo (PSTM), que cobre uma área de 100 km^2 . Este dado pertence ao programa R0268_BM_S_40 e teve como objetivo o desenvolvimento dos campos de Baúna e Piracaba, localizados no bloco BM-S-40 do setor SS-RAR4. A área selecionada buscou conter o maior número possível de poços dos campos. A Figura 19 mostra os limites dos campos de Baúna e Piracaba, a área da sísmica e a posição dos poços utilizados neste estudo.

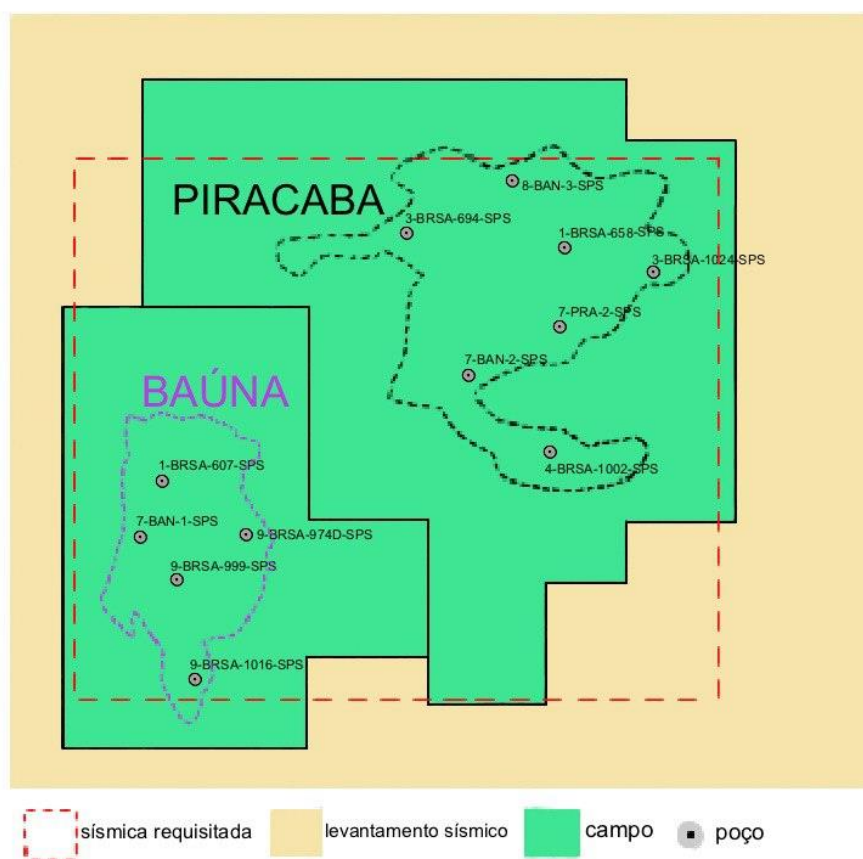


Figura 19: Mapa mostrando os limites dos campos de Baúna e Piracaba, a área do volume sísmico e os poços solicitados à ANP.

O fluxo de trabalho (*workflow*), mostrado na Figura 20, proposto permitiu uma melhor avaliação dos reservatórios no Campo de Baúna e Piracaba, tendo como objeto a utilização de métodos eficazes e fazer um melhor uso dos recursos disponíveis, podendo levar a um estudo mais preciso e coerente.



Figura 20: Fluxo de trabalho aplicado aos dados para estudo do reservatório.

4.1. Avaliação dos perfis de poços

A avaliação dos dados de poços teve como objetivo definir as zonas de reservatórios e estimar as propriedades volume de argila, porosidade e saturação. Para este propósito foram utilizados os perfis de raio gama (GR), caliper (CAL), porosidade (NPHI), densidade (RHOB), resistividade rasa, média, profunda e ultra profunda (RES) e fotoelétrico (PEF).

Esta etapa foi iniciada com o carregamento e controle de qualidade da base de dados no software Interactive Petrophysics (IP) da empresa Lloyd's Register. A Figura 20 mostra as curvas básicas do poço 1-BRSA-607-SPS que foram utilizadas para a avaliação dos reservatórios na área de estudo.

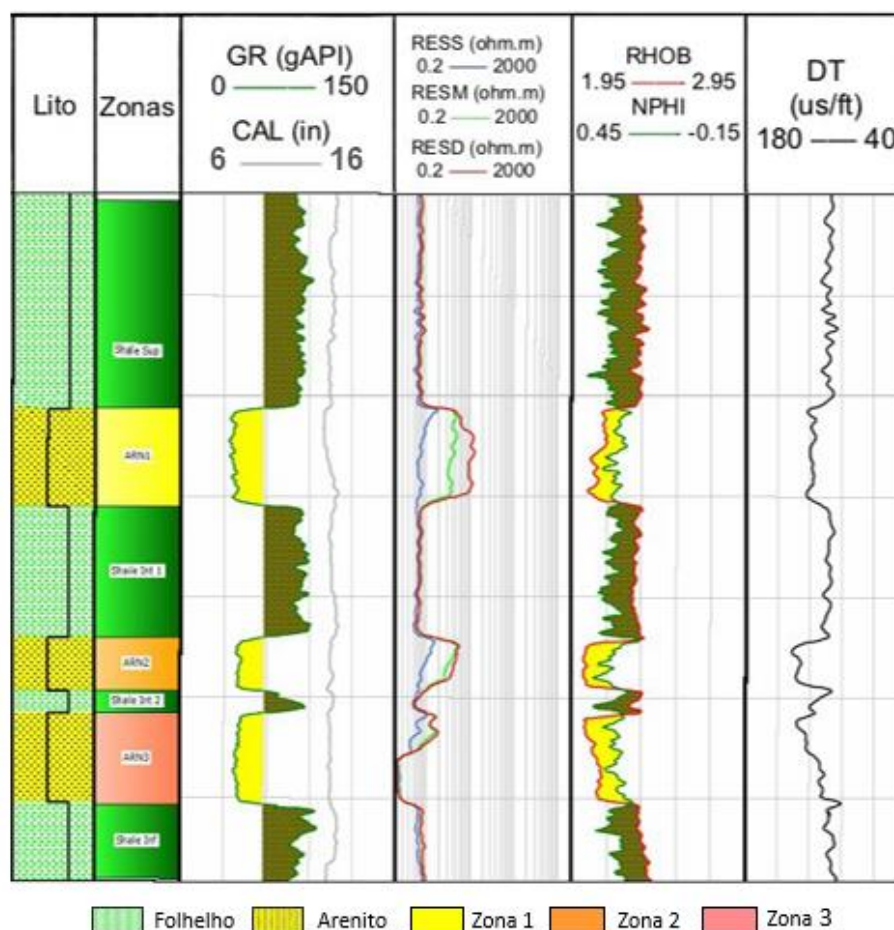


Figura 201: Perfis do poço 1-BRSA-607-SPS. O track 1 mostra a litologia; o track 2 as zonas de arenitos para possíveis reservatórios, track 3 com caliper e raios gama, track 4 com resistividade rasa, média e profunda, track 5 com porosidade RHOB e densidade NPHI, track 6 com sônico.

Em seguida, foi realizado a identificação das zonas com potencial para reservatório de cada poço. Foram utilizados os perfis de raio gama (GR), densidade (RHOB), neutrão (PHIN) e resistividade (ILD).

Para identificar a presença de folhelhos, os perfis densidade e neutrão foram inseridos em um mesmo *track*. Visto que a técnica de *crossover* indica uma zona de folhelho quando o perfil neutrão apresenta valores maiores que o perfil densidade $\Phi_N > \Phi_D$ e a presença de hidrocarbonetos leves quando estes valores são menores que o densidade $\Phi_N \ll \Phi_D$.

A partir desta etapa, foram criadas zonas, indicando regiões de arenito onde ocorreram *crossover* das curvas RHOB e NPHI, e folhelho quando não isto não ocorre.

Também foi utilizado o perfil de raio gama (GR) como um indicativo da quantidade de argila. Em regiões de arenitos com os menores valores de raio gama foram interpretadas como intervalos com maiores possibilidade de ser uma zona reservatório, já que uma menor quantidade de argila determina uma zona mais limpa.

Após o carregamento e controle de qualidade dos perfis foi calculada a curva de temperatura de cada poço. Essas curvas foram adquiridas através da medida de temperatura em duas profundidades e extrapoladas para todo o poço. Quando somente uma temperatura estava disponível, foi utilizado este valor em conjunto com o gradiente de temperatura da área para obter a curva. O gradiente geotérmico obtido para a área de estudo foi de 24 ° C/km. É fundamental ter cuidado com relação a unidade da medida utilizada (Celsius ou Fahrenheit), a qual deve ser igual para todos os poços. A temperatura regula o comportamento físico-químico das propriedades do reservatório e pequenas alterações podem gerar informações equivocadas nas etapas seguintes.

Em seguida foi calculado o perfil de impedância acústica. A impedância acústica é uma propriedade da rocha que envolve diretamente densidade e velocidade, ambas as quais podem ser medidas diretamente durante a perfilagem de poço (Latimer *et al.*, 2000). As vantagens de usar a impedância acústica são notórias para muitos fins geofísicos. É um parâmetro chave para identificar refletores, detectar variações laterais da litologia e investigação detalhada de campos de hidrocarbonetos (Kamel e Mabrouk, 2004; Tetyukhina *et al.*, 2016).

Para obter o perfil IP primeiro foi necessário converter a curva DTCO (sônico compressional) para VP (velocidade acústica). Para isso, foi utilizada a ferramenta *Calculation*, onde foi realizada esta operação. Posteriormente, em *User Formula*, foi aplicada $VP \cdot RHOB$ para obter o perfil de impedância acústica. A Figura 212 apresenta os valores de impedância calculados. A partir dos perfis IP de todos os poços foi realizada uma análise dos valores de IP por fácies através da construção de histogramas. Ele também foi utilizado para construir o modelo inicial de impedância acústica.

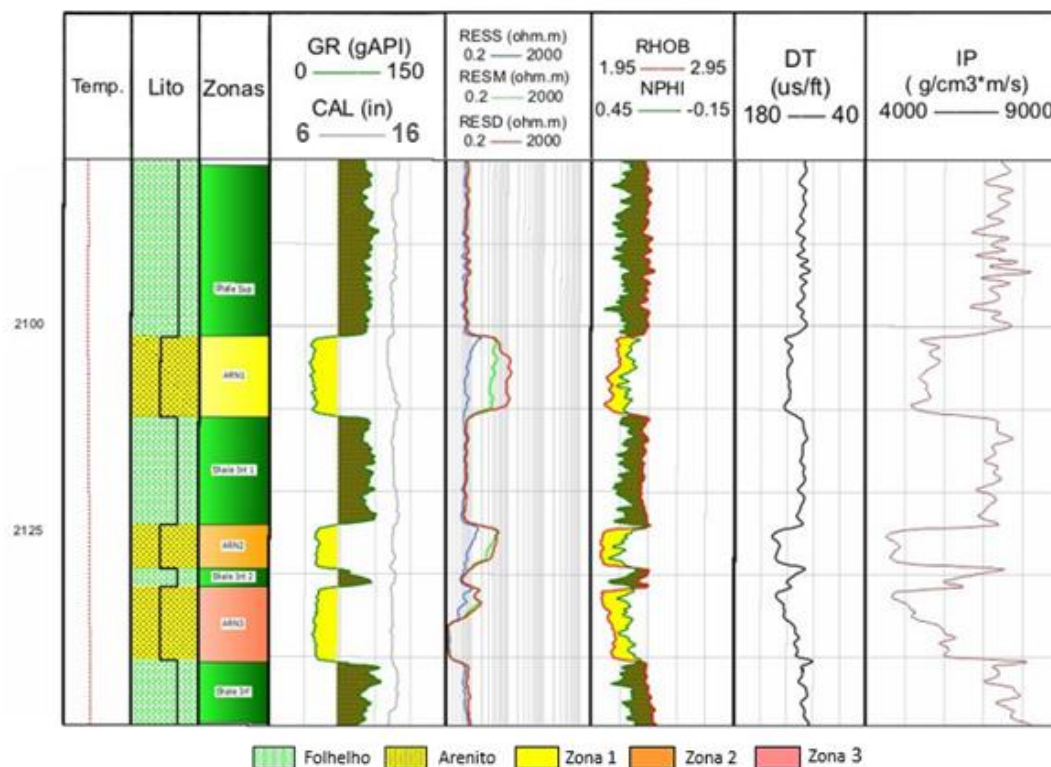


Figura 212: Perfis originais e de impedância acústica do poço 1_BRSA_607_SPS.

O cálculo de volume de argila (Vsh) foi a próxima etapa. A quantidade de argila é um fator determinante para qualificar uma zona de reservatório, isto ocorre, pois, esse elemento pode ocupar o espaço poroso prejudicando as propriedades permo-porosas. Para esta estimativa foi utilizado o perfil de raios gama (GR), o qual mede a radioatividade das rochas, que é resultado da quantidade de potássio, urânio e tório. Este perfil está associado ao volume de argila, devido a argila possuir facilidade em reter minerais radioativos em sua estrutura, gerando assim uma leitura do perfil proporcional a quantidade de argila.

Para obter o volume de argila, podemos utilizar:

$$IGR = \frac{GR_{lido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (10)$$

no qual GR_{lido} é o valor lido pelo perfil, GR_{min} é a média dos valores mínimos lidos em uma zona limpa e GR_{max} é a média dos valores máximos lidos em uma zona de folhelho. Com o valor de IGR podemos usar modelos empíricos para o cálculo do volume de argila (V_{sh}), os mais utilizados são: Linear, Larionov para rochas recentes e mais antigas, o Clavier e o Stieber (Schön, 2011).

Neste estudo foi utilizado o modelo de Larionov para rochas recentes para estimar o volume de argila (V_{clay}):

$$V_{clay} = 0,083(2^{3,7 \cdot IGR} - 1). \quad (11)$$

A Figura 223 mostra a curva estimada do volume de argila do poço 1-BRSA-607-SPS usando o modelo Larionov (Larionov, 1969).

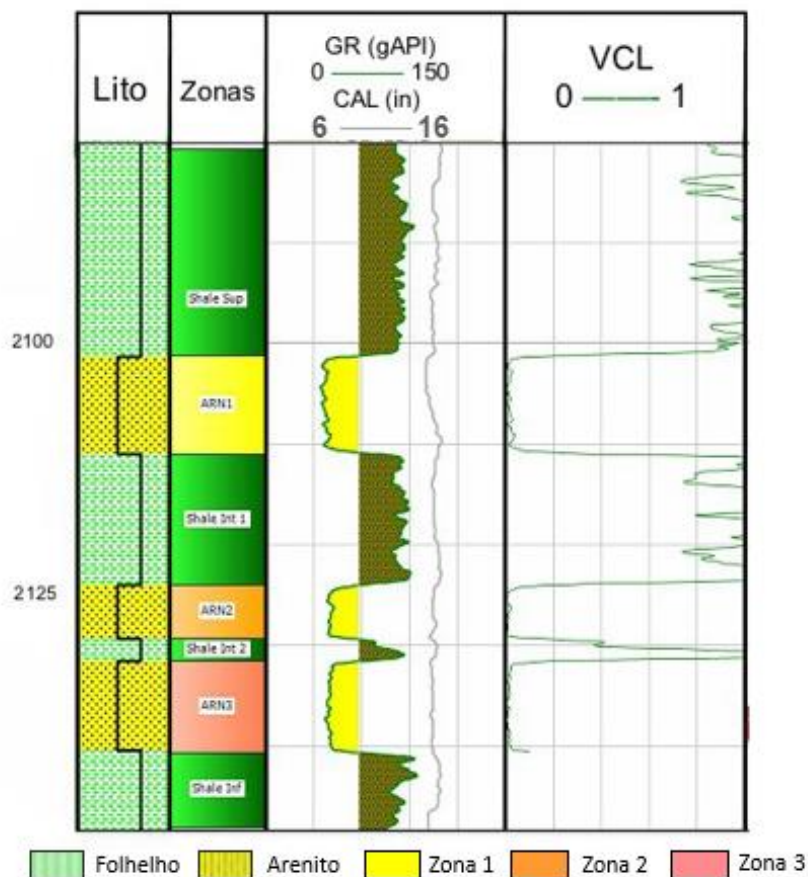


Figura 223: Perfis de raios gama e de volume de argila estimado no poço 1-BRSA-607-SPS usando o modelo de Larionov (Larionov, 1969).

O passo seguinte consistiu no cálculo da porosidade e saturação. Para isto, foram necessários os perfis neutrão (NPHI), densidade (RHOB), volume de argila

(Vclay) e temperatura. Esta etapa foi realizada no software IP usando o módulo *Porosity and Water Saturation Analysis*. O método escolhido para estimar a porosidade foi o *Neutron Density*. As porosidades total e efetiva foram calculadas através da combinação do volume de argila e dos perfis neutrão e densidade.

Para a estimativa da saturação de água (S_w) foi escolhida a equação de Archie (Schön, 2015):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{\alpha R_w}{\Phi^m R_t}} \quad (12)$$

na qual R_t é a resistividade lida pelo perfil, R_w a resistividade da água de formação, Φ a porosidade, m o expoente de cimentação, n o expoente de saturação e α o parâmetro de tortuosidade. Foram usados os seguintes valores para os parâmetros: $m=n=2$ e $\alpha=1$. Foi verificado uma zona 100% saturada com água para obter o valor de R_w e usado a seguinte fórmula:

$$R_w = R_t \times \Phi^2 \quad (13)$$

As propriedades volume de argila, porosidade e saturação permitem ter uma avaliação mais completa do cenário dos poços, para se delimitar com mais precisão os limites do reservatório. A Figura 234 mostra os perfis originais e estimados do poço 1-BRSA-607-SPS.

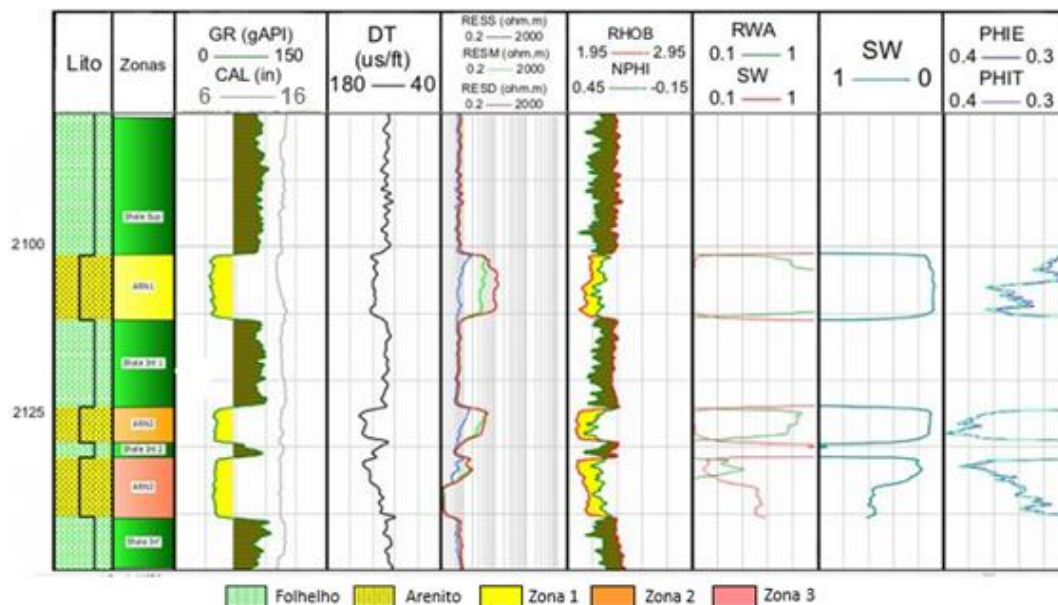


Figura 234: Perfis originais e estimados e as zonas definidas no poço 1-BRSA-607-SPS.

A fase de interpretação qualitativa dos dados envolveu a análise conjunta dos perfis originais e estimados e as descrições de amostras laterais. Essa análise auxiliou na definição das zonas de reservatório e no contato óleo-água.

O cálculo do Net Pay foi o passo final para a interpretação quantitativa dos reservatórios, pois define os intervalos de valores mais favoráveis, com menor volume de argila (V_{clay}), menor saturação de água (S_w) e maior porosidade efetiva (PHIE).

O software IP possui um módulo para o cálculo do Net Pay, sendo necessário apenas informar os parâmetros de entrada argilosidade, porosidade e saturação de água. Estes parâmetros têm um peso na definição dessas zonas e seus valores escolhidos para isto são chamados de *cutoff*, na Tabela são mostrados estes valores para a área de estudo. Na Figura 245, pode ser observado as três zonas definidas como arenitos, os perfis estimados das propriedades de reservatório, e os intervalos de *net reservoir* (*Reservoir Flag*) e de *net pay* (*Play Flag*).

Tabela 2: Valores de *cutoff* usados na área de estudo para obter o intervalo de *net pay*.

Net Pay = $PHI_e > PHI_{cutoff} + S_w < S_{w_{cutoff}} + V_{cl} < V_{cl_{cutoff}}$	
Parâmetro	Valor Aplicado
Saturação de Água	$S_w < 0.5$
Volume de Argila	$V_{cl} < 0.2$
Porosidade	$PHI_e > 0.1$

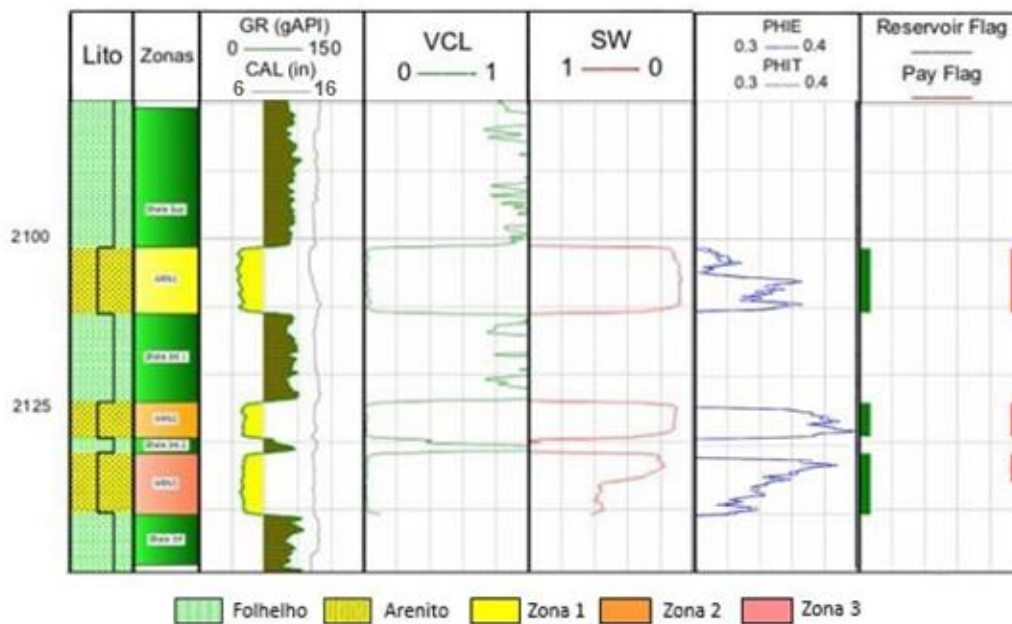


Figura 245: Perfis de *net reservoir* e *net pay* para o poço 1-BRSA-607-SPS.

4.2. Amarração poço-sísmica

A terceira fase para a realização do trabalho consistiu na amarração poço-sísmica, com o objetivo de correlacionar informações extraídas dos dados de poços com sísmicos atributos sísmicos. A Figura 256 mostra uma seção sísmica passando por um poço com o traço sintético.

Neste trabalho foi possível fazer a amarração de dez dos treze poços com o volume sísmico, pois um dos poços não tinha o perfil sônico e os outros apresentaram os valores de correlação abaixo de 50%. Para a amarração, foi gerado um traço sísmico sintético dos poços, usando o modelo convolucional da função refletividade com um pulso sísmico de fase zero, obtido a partir do espectro de frequência em uma janela dado sísmico. Foi utilizado uma janela de 1900 a 2250 ms durante o processo.

A função refletividade de cada poço foi obtida através do perfil de impedância acústica, no qual foi calculado usando os perfis sônico e densidade. A Figura 267 mostra a janela de ajuste de parâmetros. A amarração foi realizada usando um módulo do software da *Emerson Paradigm* conhecido como *Synthetics Utility*. Neste módulo, também é possível a visualização dos parâmetros de calibração como a forma do pulso sísmico e seu comprimento, o coeficiente de correlação

entre o traço sintético e o traço real, a janela do intervalo de amarração, o *shift* aplicado em tempo, o *shift* para a máxima correlação, fator de escala e a posição de *inline* e *crossline* da correlação.

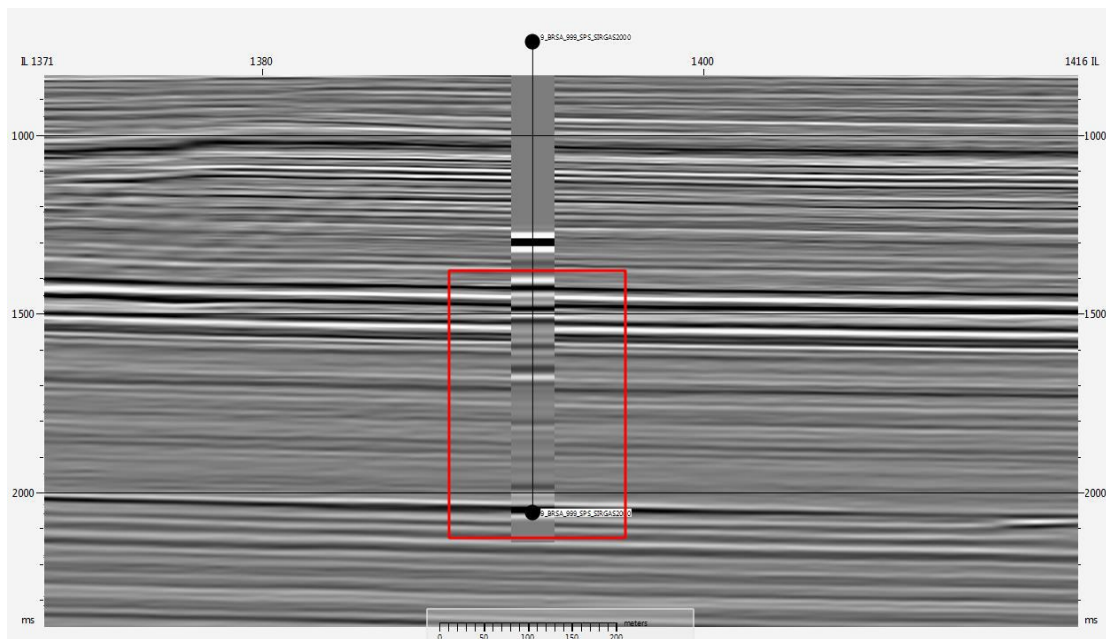


Figura 256: Janela de amarração poço-sísmica.

A amarração iniciou com a seleção de um pulso sísmico, criado através da função *Automatic Wavelet Extraction*, tendo como resultado um pulso de fase zero. Além disso, seu comprimento foi modificado para 110 ms. Após a geração do traço sintético, é possível visualizar junto à sísmica e o painel do módulo qual é a correlação e quanto um *shift* (atraso no sintético) pode ser aplicado.

Na amarração é possível fazer ajustes manuais através de estiramentos (*stretch*) e compressões (*squeeze*), como um último passo, sendo feito com bastante ponderação para evitar a criação de eventos errôneos. Quanto mais perto de 1 o fator de correlação, melhor é a amarração poço-sísmica. Neste trabalho, foi considerado apenas os poços que obtiveram uma correlação maior que 0,5.



Figura 267: Janela de ajuste de parâmetros para a amarração poço-sísmica.

5. Resultados e Discussão

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com uma breve discussão das etapas propostas para a caracterização dos reservatórios turbidíticos eocenos dos campos de Baúna e Piracaba.

Na primeira fase foram avaliados os perfis dos poços para determinar os intervalos de topo e base dos reservatórios, suas propriedades e as zonas de *net pay*. A segunda etapa consistiu na interpretação do atributo de amplitude RMS. Como o foco do estudo foi caracterizar os arenitos da Formação Marambaia, somente os corpos turbidíticos foram avaliados, posteriormente, foram gerados os mapas em tempo. Depois foi realizada a amarração da sísmica com os poços e, por último, a inversão sísmica para obter a impedância acústica relativa.

5.1. Avaliação dos Perfis dos Poços

As avaliações dos perfis foram iniciadas no poço pioneiro (1_BRSA_607_SPS) apresentando os resultados que serviram como um guia na avaliação dos outros poços. Os perfis foram carregados no software Interactive Petrophysics (IP). O foco desta etapa está na avaliação dos arenitos da Formação Marambaia. A Figura 278 mostra as curvas medidas e as calculadas no poço pioneiro. Este poço apresenta três zonas de arenitos, envoltas por camadas de folhelho e com seus limites bem definidos, como pode ser visualizado a partir dos perfis de raio gama (GR), densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESO). Essas três zonas foram nomeadas

como ARN1, ARN2 e ARN3 e apresentam valores de volumes de argila baixos e semelhantes, com uma média de 1,77% obtida pelo método de Larionov.

O intervalo mostrado engloba sete zonas. As zonas reservatório possuem baixos valores de impedância acústica, sendo a zona ARN_2 a que possui os menores valores de IP, em torno de $4500 \text{ g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$. Já os folhelhos possuem maiores valores de IP quando comparado aos arenitos. Isso demonstra o potencial da utilização de IP para a separação de litologias na área de estudo.

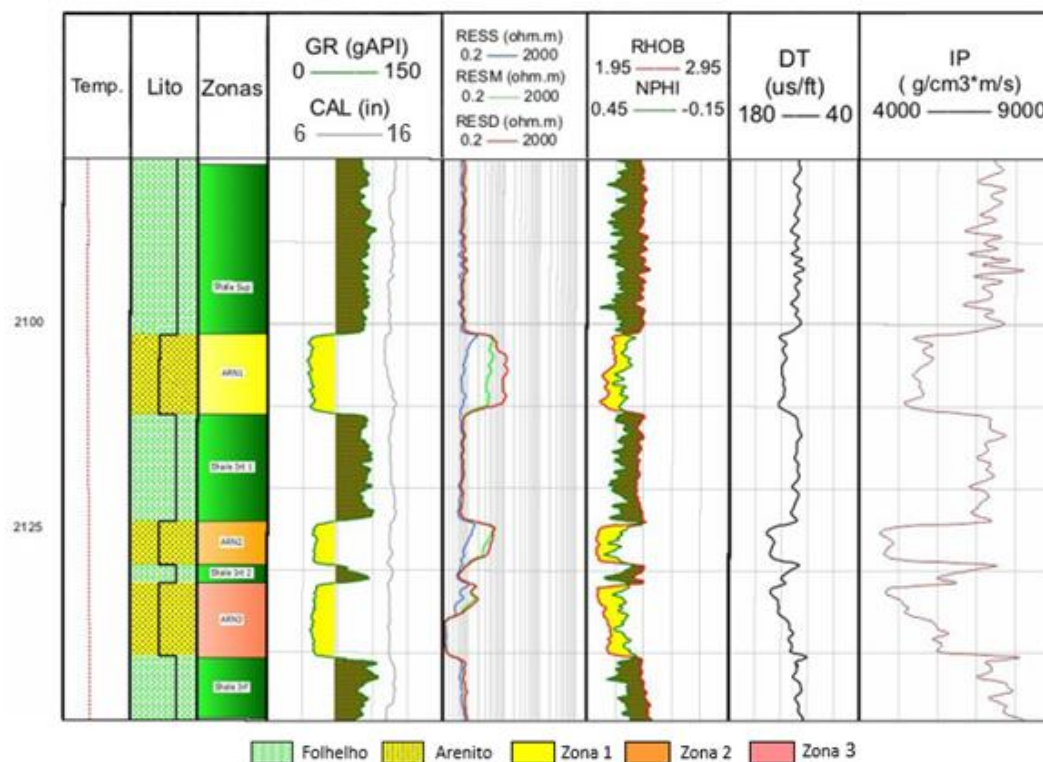


Figura 278: Análise dos perfis do poço 1_BRSA_607_SPS. Tracks: 1) Temperatura (Temp); 2) Perfil litológico (LITH); 3) Zonas reservatório; 4) Raios gama (GR) E CALIPER (cal); 5) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESM); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Sônico (DTCO); 8) Impedância acústica (IP)

Posteriormente, com base na identificação da região de contato água-óleo, que se encontra na zona ARN_3, foi realizado o cálculo da resistividade da água, obtendo o valor de 0,018 ohms. Assim, foi determinado as porosidades total e efetiva e a saturação de água usando o método densidade-neutrão combinado com a equação de Archie. As curvas estimadas são mostradas na Figura 289.

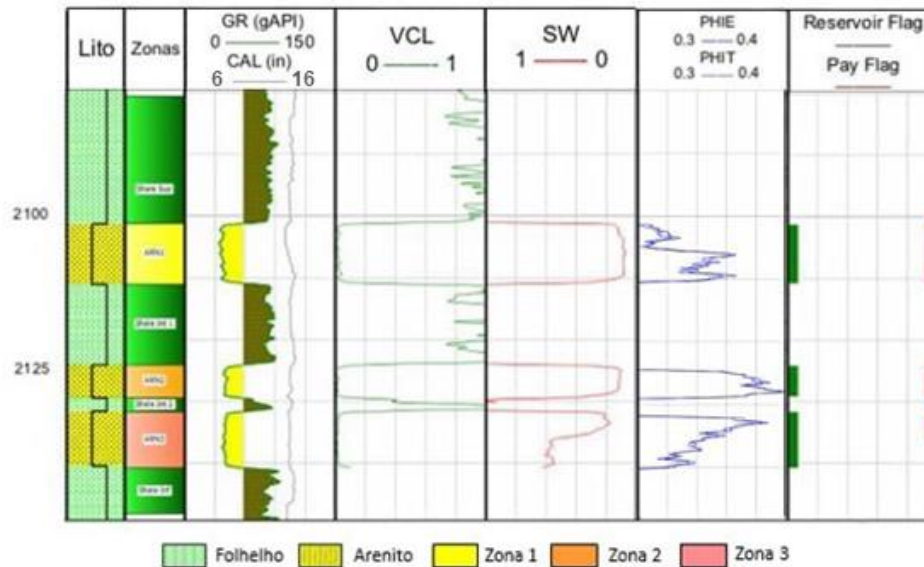


Figura 289: Análise dos perfis do poço 1_BRSA_607_SPS. Tracks: 1) Perfil litológico; 2) Zonas reservatório; 3) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) Volume de argila; 5) Saturação de água (Sw); 6) Porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE); 7) *net reservoir* (verde) e *net pay* (vermelho)

O valor médio de saturação de água encontrado para as três zonas foi de 22% e as porosidades total e efetiva foram, respectivamente, 34% e 33%. Aplicando os valores de *cutoff* para o *net pay*, juntamente com a interpretação dos perfis foi aferido que o contato óleo-água se encontra em 2135 m.

O poço 3_BRSA_694_SPS está localizado no Campo de Piracaba, região mais a NE da área de estudo. Neste poço foram identificadas três zonas de arenitos, que somando-as tem uma espessura de 35,9m, com pequenas intercalações de folhelhos entre essas zonas (Figura 29).

Como pode ser visto na Figura 29, esse poço apresentou problemas de integridade. Em diversos trechos o diâmetro do poço, medido pelo *caliper*, apresentou grandes variações em relação ao tamanho da broca. Nessas profundidades não só o perfil de densidade e neutrão sofreram alterações, mas também o perfil sônico.

Ao se analisar a impedância acústica, nós observamos uma queda significativa na primeira zona de arenito, indicando uma região com maior porosidade e melhores condições de reservatório, análise confirmada com os perfis de porosidade e de saturação. Nas outras zonas de arenito, notamos valores de IP entre 6000 e 6500 $g/cm^3 \cdot m/s$. Este aumento de IP está relacionado com uma

diminuição da porosidade. Já os folhelhos possuem valores de IP mais altos, em torno de 7500 g/cm³*m/s.

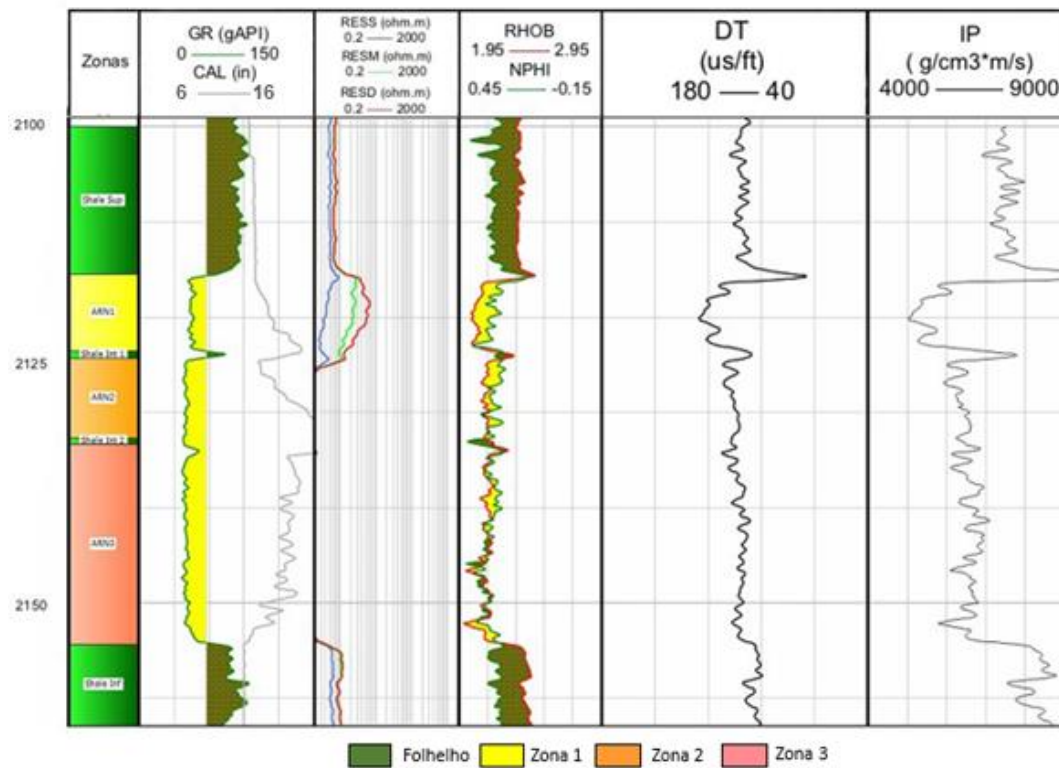


Figura 29: Análise dos perfis do poço 3_BRSA_694_SPS. Tracks: 1) Zonas reservatório; 2) Raios gama (GR) e caliper (cal); 3) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESM); 4) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 5) Sônico (DTCO); 6) Impedância acústica (IP)

A Figura 30 apresenta os perfis originais e calculados do poço 3_BRSA_694_SPS. As zonas ARN_B1 e ARN_B2 possuem um volume médio de argila de aproximadamente 3%, enquanto a zona ARN_B3 tem 15%, mostrando um aumento do conteúdo de argila que reflete em uma piora na qualidade do reservatório. O contato óleo-água foi identificado na profundidade de 2125m. Com isso, a saturação de água é maior na zona ARN_B2 com 61%, quando comparado com a zona ARN_B1 que é de 1,13%. As porosidades total e efetiva na zona ARN_B1 são de 32% e 31%, respectivamente, e a saturação de água é de 2,24%, mostrando se tratar de um reservatório com baixos volumes de argila, excelentes porosidades e alta saturação de óleo.

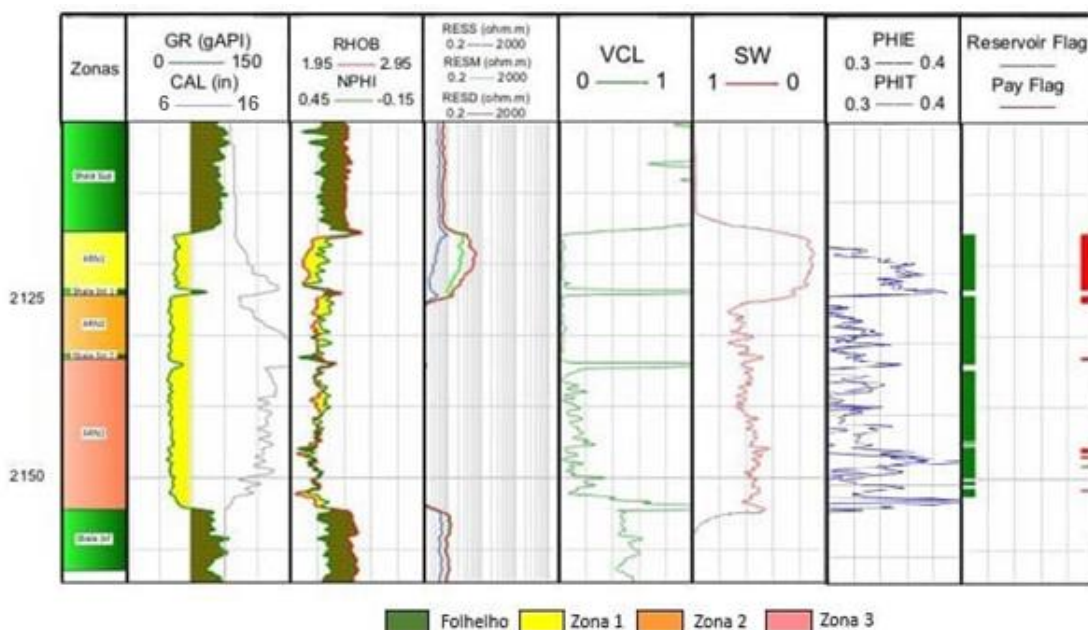


Figura 30: Análise dos perfis do poço 3_BRSA_694_SPS. Tracks: 1) Zonas reservatório; 2) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 3) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 4) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESM); 5) Volume de argila; 6) Saturação de água (Sw); 7) Porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE); 8) *net reservoir* (verde) e *net pay* (vermelho)

5.1.1. Análise de sensibilidade para realização da inversão acústica

Foi realizada uma análise de sensibilidade da impedância acústica (IP) em relação às variações de litologia e porosidade, dos poços pioneiros, 1_BRSA_607_SPS e 1-BRSA-658-SPS. Esta análise teve como objetivo auxiliar na interpretação dos resultados da inversão sísmica.

Os dados de impedância acústica foram analisados com relação à porosidade e à litologia. O perfil de porosidade escolhido foi a porosidade total. As distribuições dos valores de IP para o folhelho concentram-se entre 6000 e 7400 g/cm³*m/s. No caso dos arenitos, os valores de IP estão entre 4500 e 6000 g/cm³*m/s. A zona ARN2 se destacou por possuir os menores valores IP e maiores porosidades.

A Figura 31 mostra todos os poços em um único histograma, as Figuras 33 e 34 representam os poços dos campos de Baúna e Piracaba, respectivamente. Essas imagens sintetizam bem as discussões realizadas, demonstrando que a impedância acústica tem boa capacidade de discriminar os arenitos dos folhelhos.

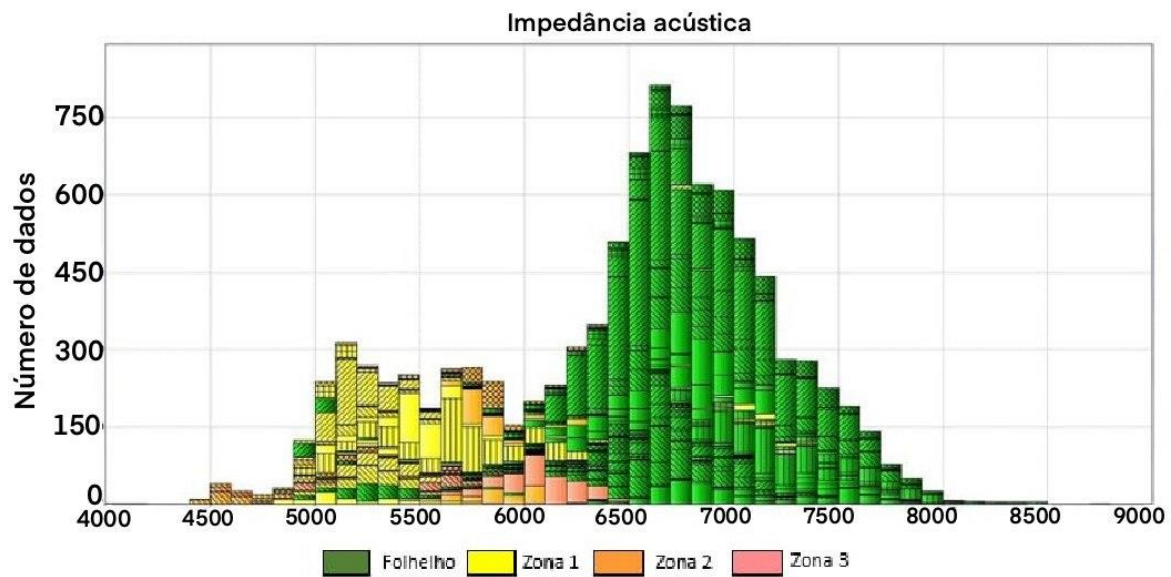


Figura 31: Histograma de impedância acústica (eixo X) colorido pela litologia de todos os poços.

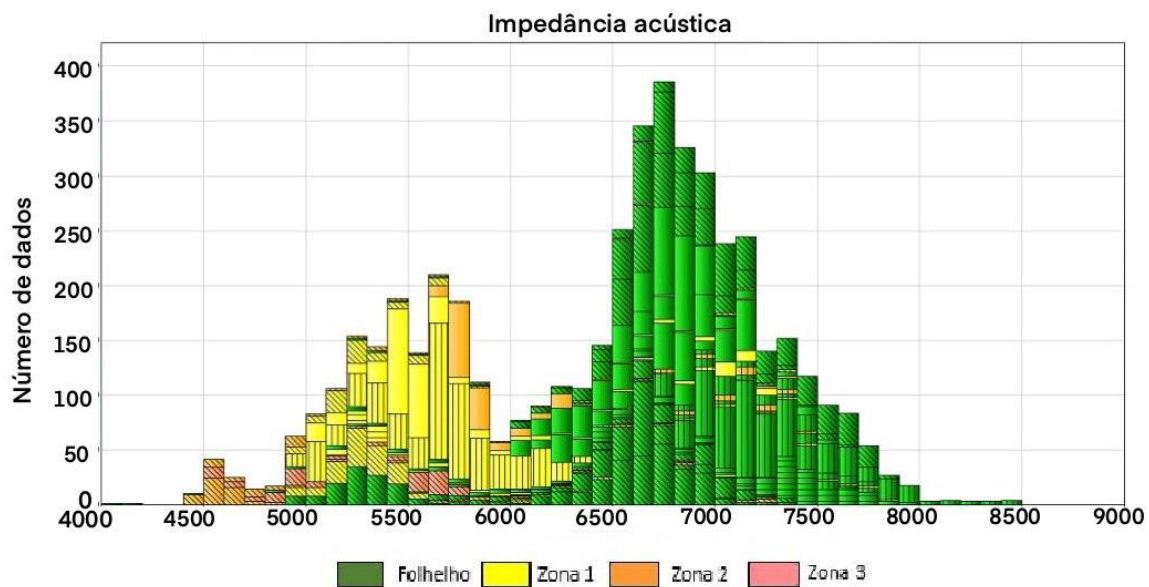


Figura 32: Histograma de impedância acústica (eixo X) colorido pela litologia de todos os poços do Campo de Baúna.

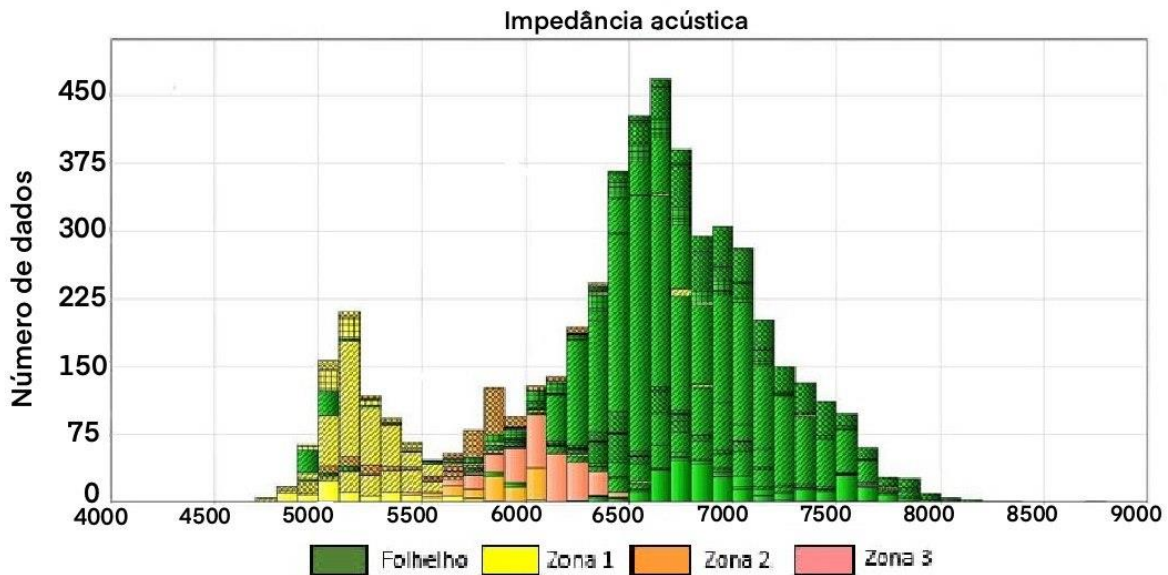


Figura 33: Histograma de impedância acústica (eixo X) colorido pela litologia de todos os poços do Campo de Piracaba.

Foi realizado um estudo estatístico dos valores de impedância acústica encontrados nas fácies. Para isto, foram gerados histogramas para todos os poços. A análise de P10, P50 e P90 é uma tarefa importante para simulação de fluxo, análise de risco, previsão de reservatório e gestão. Um modelo de caso básico é sempre requerido. A distribuição P10 mostra que apenas 10% dos folhelhos estão abaixo de 6302,0 $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$, enquanto 50% dos dados encontram-se acima de 6777,2 $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$.

Podemos observar que a maior porcentagem dos arenitos possui valores até 6232,5 $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$ (P90), mostrando que as melhores zonas de reservatório estão abaixo de 5555,9 $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$ (P50). Além disso, os valores médios, desvio padrão e média também foram analisados. As medidas de desvio padrão dão uma ideia da dispersão de uma distribuição de dados. Um valor baixo para a variância (ou desvio padrão) indica que os valores observados tendem a estar próximos da média, indicando uniformidade dos dados. Podemos constatar que os desvio padrões são baixos para ambas as litologias. Todos esses valores são mostrados na Tabela .

Tabela 3: Valores de desvio padrão, média, moda, P10, P50 e P90 por litologia.

Zonas	Desvio Padrão	Média g/cm ³ *m/s	Moda g/cm ³ *m/s	P10 g/cm ³ *m/s	P50 g/cm ³ *m/s	P90 g/cm ³ *m/s
Arenitos	545	5618,0	5150,0	5047,9	5555,9	6232,5
Folhelhos	498	6790,0	6650,0	6302,0	6777,2	7405,7

Para a interpretação da relação entre porosidade e impedância acústica foram gerados *crossplots*. A porosidade é a medida que reflete a capacidade de uma rocha em armazenar fluidos nos poros. Nos *crossplots* de porosidade *versus* impedância acústica das Figuras 35 e 36 fica claro uma relação inversa entre essas propriedades para o arenito. Também pode-se observar duas tendências distintas, uma para os folhelhos e outra para os arenitos. Os *crossplots* mostram que os arenitos possuem baixos valores de impedância acústica e altos valores de porosidade, enquanto os folhelhos apresentam baixa porosidade e um maior valor de IP.

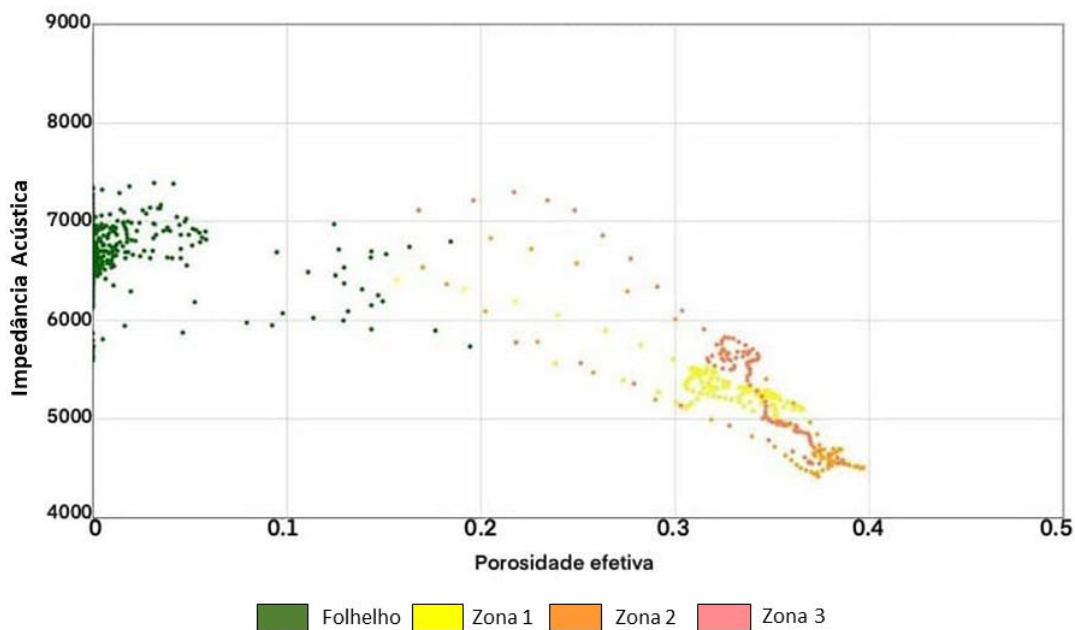


Figura 34: *Crossplot* entre porosidade (eixo X) e impedância acústica (eixo Y), e colorido pela litologia do poço 1_BRSA_607_SPS.

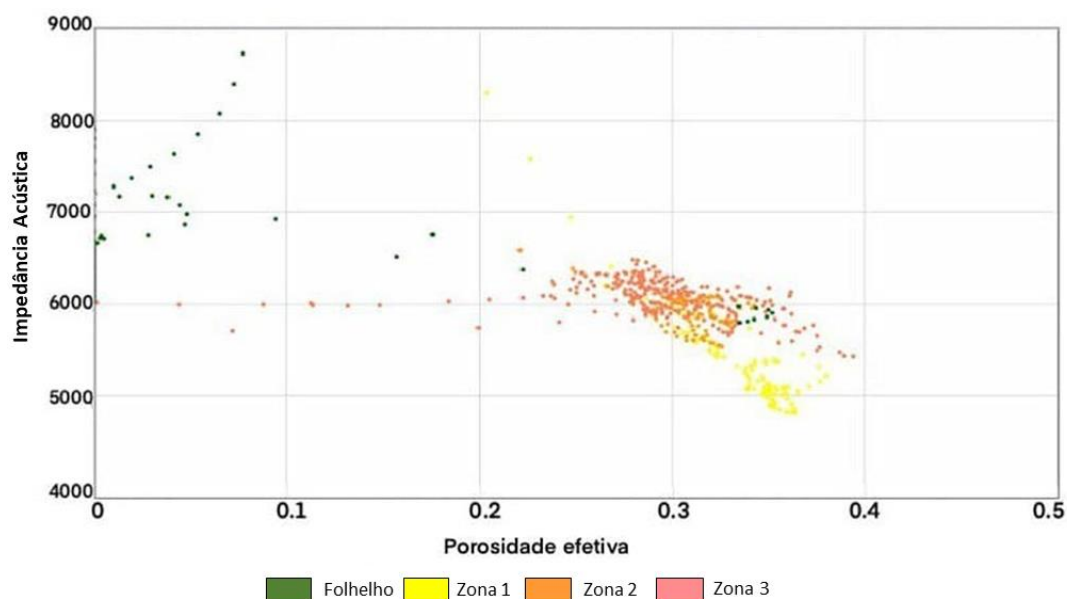


Figura 35: *Crossplot* entre porosidade (eixo X) e impedância acústica (eixo Y), e colorido pela litologia do poço 1_BRSA-694-SPS.

5.2. Amarração poço-sísmica

A integração entre dados sísmicos e de poços é crítica para a inversão sísmica ser bem sucedida. A amarração destas informações permite relacionar horizontes identificados nos poços com reflexões específicas na seção sísmica. É importante ressaltar que os dados de sísmica e de poços medem diferentes propriedades, resultando em parâmetros e escalas distintas que, no entanto, se completam. Na Tabela 4 são apresentados os coeficientes de correlação poço sísmica, onde podemos constatar que a maioria dos poços tiveram um fator de correlação maior que 0.5, o que indica ajustes aceitáveis.

Tabela 4: Fator de correlação obtido na amarração poço sísmica.

Poço	Fator correlação (%)
1-BRSA-607-SPS	0.67
9-BRSA-999-SPS	0.68
9-BRSA-974-SPS	0.64
3-BRSA-694-SPS	0.48
3-BRSA-1024-SPS	0.67
7-BAB-1-SPS	0.69
9-BRSA-1016-SPS	0.69
8-BAN-3-SPS	0.51

1-BRSA-658-SPS	0.58
7-PRA-2-SPS	0.71

5.3. Atributos Sísmicos

Os dois atributos sísmicos utilizados em conjunto para uma melhor compreensão do sistema deposicional foram o atributo RMS e a impedância acústica relativa. Esses atributos são analisados a seguir.

5.3.1. Atributo RMS

O atributo de amplitude RMS destacou a distribuição dos turbidíticos e auxiliou a compreender melhor a forma dos reservatórios nos campos de Baúna e Piracaba. Na Figura 36, este atributo é mostrado em um *time slice* no tempo de 2080 ms, no qual é destacado dois lobos turbidíticos no intervalo de estudo da Formação Marambaia, idade Eoceno. Pode ser observado no lobo principal, ao norte, o canal alimentador e todo o seu espraiamento. Já no depósito turbidítico ao sul é visualizado somente o lobo distal, não sendo possível identificar o seu canal alimentador, pois se encontra fora dos limites da base de dados. Por isso, não é possível concluir se os dois lobo são alimentados pelo mesmo canal.

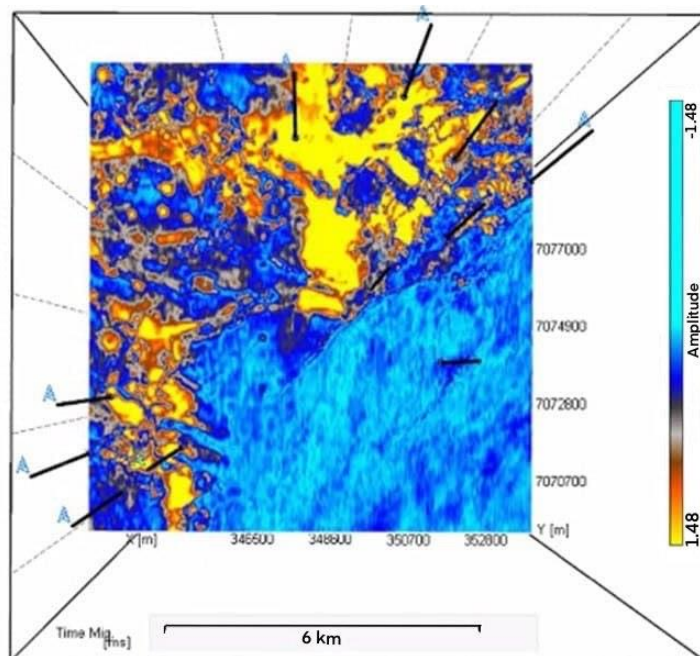


Figura 36: *Slice* no tempo de 2080ms com atributo amplitude RMS aplicado.

5.3.2. Impedância Acústica Relativa

Para análise dos resultados da inversão é mostrada o modelo de impedância acústica relativa obtido em uma seção sísmica na Figura 37.A. No intervalo de interesse, os valores negativos de IP, representados pela cor vermelha, podem corresponder aos arenitos. A análise de IP em conjunto com o atributo RMS (Figura 37.B) possibilita uma melhor interpretação. Aqui associamos os melhores reservatórios com valores de IP negativos e altos valores RMS (cor amarela).

É possível observar na Figura 38, que o modelo relativo de impedância acústica destaca a região central do arenito, indicando as melhores zonas de reservatório.

Segundo as avaliações dos poços, a espessura das camadas de arenitos não ultrapassa 15 metros em nenhum dos poços utilizados no projeto. Com a inversão *sparse-spike* foi possível melhorar a identificação desses corpos, mostrando que este tipo de inversão é eficaz para reservatórios com pouca espessura. Estas zonas são identificadas devido à baixa impedância acústica.

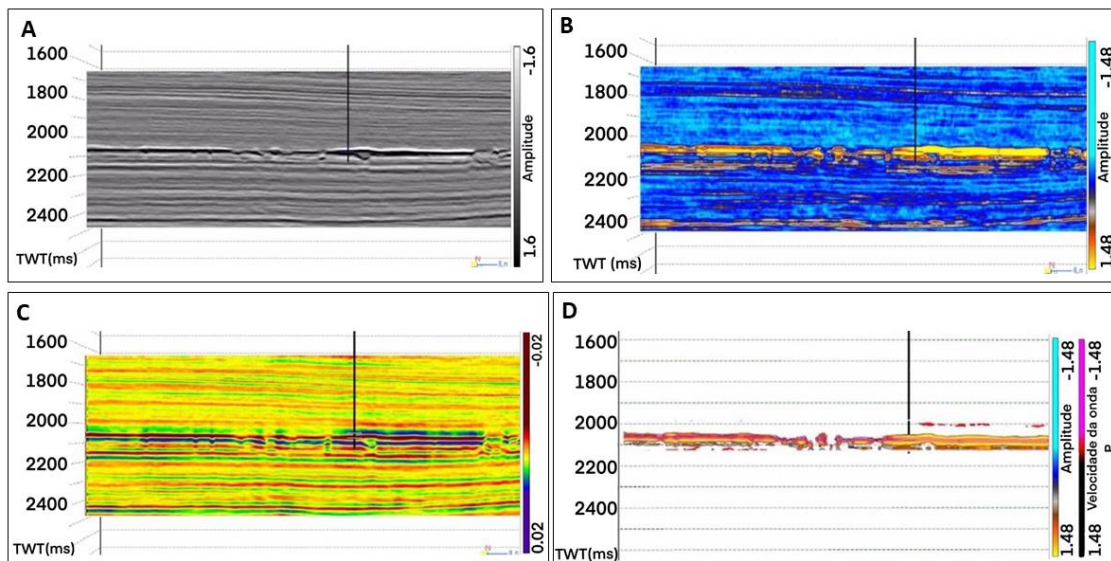


Figura 37: (A) Amplitude sísmica; (B) Atributo RMS; (C) Modelo da impedância acústica relativa gerado a partir da inversão *sparse-spike*; (D) Co-renderização do atributo RMS e modelo da impedância acústica relativa. TWT = *two time way*.

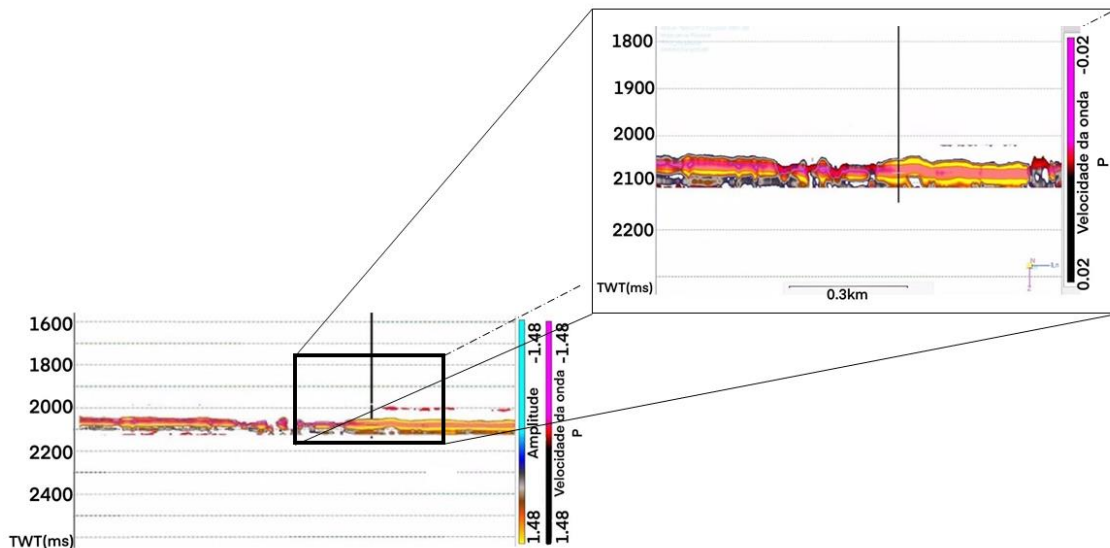


Figura 38: Atributo RMS e modelo da impedância acústica relativa com *zoom*. TWT = *two time way*.

Para analisar o comportamento da impedância acústica relativa na região, são mostradas duas *slices*, uma em 2048 ms e outra em 2080 ms. Nas Figura 39 (*time slice* em 2080ms) e Figura 40 (*time slice* em 2048) são mostradas a amplitude sísmica (A), o atributo RMS (B), a IP relativa (C) e a co-renderização de IP relativa e RMS (D).

Para a co-renderização da IP relativa com o atributo RMS foi aplicado uma opacidade excluindo valores de amplitude menores que 0.42 para o atributo RMS e -0.0025 para impedância acústica relativa.

No Campo de Piracaba, a co-renderização da IP relativa com o atributo RMS destacam menores valores de IP na região central do lobo (Figura 39). Isso é explicado pela energia do sistema, onde os arenitos com maior granulometria e mais limpos (menor quantidade de volume de argila), normalmente, estão na parte central do lobo em um sistema turbidítico, enquanto os sedimentos de menor energia, como areias mais finas e argilosas, se encontram na parte mais distal do lobo.

A mesma característica pode ser observada no Campo de Baúna na *time slice* em 2048ms (Figura 39). Contudo, devido a limitação da área de cobertura do dado sísmico, não é possível afirmar que os valores negativos de IP e altos valores de RMS que aparecem na seção estão realmente associados a parte central do lobo.

Também é possível observar que, na maioria das vezes, os poços foram perfurados nas regiões com altos valores de RMS e IP negativos.

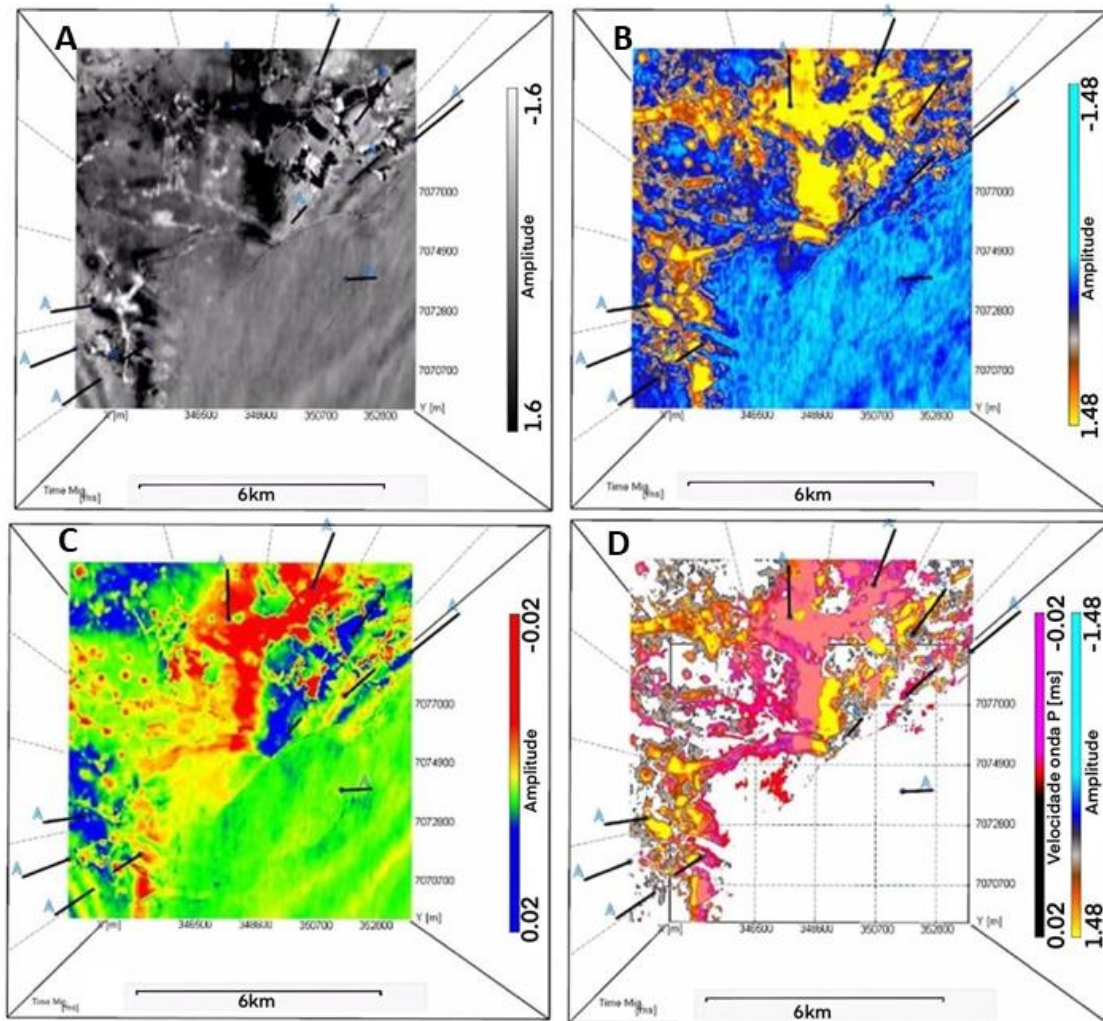


Figura 39: *Slice* no tempo de 2080ms: (A) Amplitude sísmica; (B) Atributo RMS; (C) Modelo da impedância acústica relativa gerado a partir da inversão *sparse-spike*; (D) Co-renderização do atributo RMS e modelo da impedância acústica relativa.

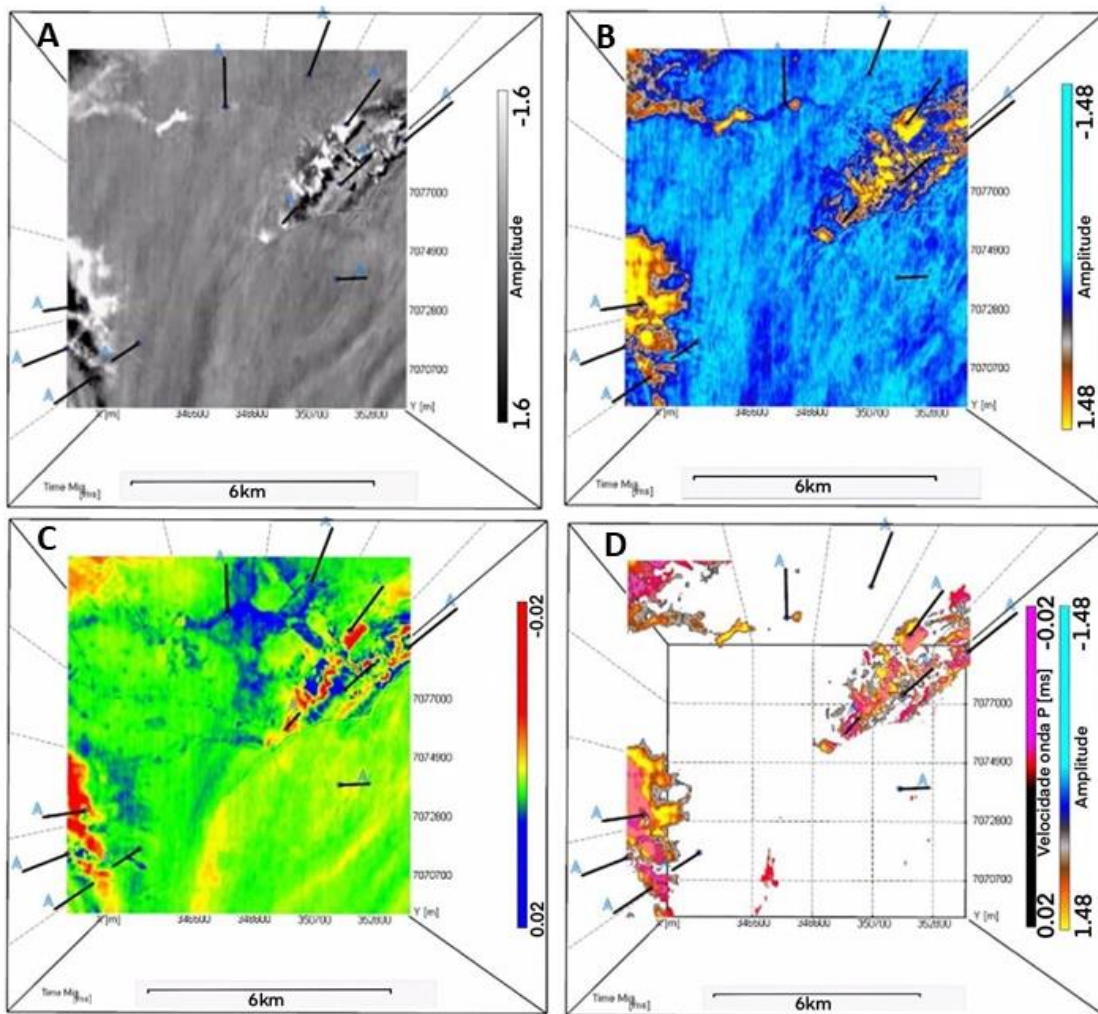


Figura 40: *Slice* no tempo de 2048ms: (A) Amplitude sísmica; (B) Atributo RMS; (C) Modelo da impedância acústica relativa gerado a partir da inversão *sparse-spike*; (D) Atributo RMS e modelo da impedância acústica relativa.

6. Conclusão

O fluxo de trabalho proposto se mostrou eficiente na caracterização qualitativa e quantitativa dos reservatórios turbidíticos eocênicos dos campos de Baúna e Piracaba, da Bacia de Santos. A partir da integração de atributos sísmicos e perfis de poços foi possível detectar, isolar e caracterizar esses reservatórios.

Nos poços foram identificadas de uma a três zonas produtoras, variando de espessuras de 12 a 45 m. Comparando os dois sistemas turbidíticos, o Campo de Baúna apresenta em média reservatórios com espessura de 25m divididos em 2 partes, com intercalações de folhelhos. Já o Campo de Piracaba tem reservatórios com espessura média de 14m e geralmente em um único intervalo.

Avaliando as propriedades de reservatório foi constatado se tratar de reservatórios areníticos com baixo volume de argila, altas porosidades efetivas e alta saturação de óleo. Isto demonstra o alto potencial de produção desses reservatórios, apesar de pouco espessos.

Além disso, foram analisados os dados de impedância acústica com relação à porosidade e à litologia. Os histogramas mostram que os arenitos possuem baixos valores de impedância acústica, enquanto os folhelhos apresentam um maior valor de IP, demonstrando que a impedância acústica tem boa capacidade de discriminar os arenitos dos folhelhos.

O atributo de amplitude RMS destacou a distribuição dos corpos turbidíticos e auxiliou a compreender melhor a forma dos reservatórios. Com este atributo foi possível visualizar o canal alimentador, o lobo e todo seu espraiamento no Campo de Piracaba, enquanto no Campo de Baúna foi possível apenas observar a parte distal do lobo.

A co-renderização da impedância acústica relativa com o atributo RMS possibilitou uma melhor interpretação dos corpos turbidíticos. Foi associado os melhores reservatórios com valores de IP negativos e altos valores RMS. Este conjunto destacou no Campo de Piracaba, menores valores de IP na região central do lobo. Enquanto no Campo de Baúna, não foi possível esta conclusão devido a limitação da área de cobertura do dado sísmico.

7. Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil) (ANP). Anuário estatístico da indústria brasileira do petróleo e gás natural. Rio de Janeiro, 2017.
- ALVES, F. Inversão Estocástica de Sísmica 3D Post-Stack e Dados de Poço para a Caracterização de Reservatórios e Modelação de Propriedades. Dissertação de Mestrado, UNL, Lisboa, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil) (ANP). Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos. Relatório ANP/FUNDUNESP, Tomo 1:1-170. 2003
- _____. _____. _____. _____. 2004.
- BARCLAY, F., BRUNN, A., RASMUSSEN, K., ALFARO, J., COOKE, A., COOKE, D., SALTER, D., GODFREY, R., LOWDEN, D., McHUGO, S., 2008. *Seismic Inversion: Reading Between the Lines*. Oil Review, Spring 2008.
- BARNES, A. (2016). *Handbook of Poststack Seismic Attributes*. (A. Barnes, Ed.) Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
- BASSIOUNI, Z. Theory, Measurement, and Interpretation Of Well Logs. Richardson, Texas, 1994, SPE Textbook Series, Vol. 4.
- BECQUEY M., LAVERGNE, M., WILLM, C. Acoustic impedance logs computed [Periódico] // Geophysics, vol. 44, 1485-1501, 1979.
- BROWN, Alistair R., Seismic Attributes and their classification. The Leading Edge 1090. October, 1996.
- BROWN, Alistair R., 2011. Interpretation of three-dimensional seismic data. seventh ed. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG) and the Society of Exploration Geophysicists (SEG), Tulsa.
- CALDAS, M. F., ZALÁN, P. V. (2009). Reconstituição cinemática e tectonosedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil. Boletim de Geociências da Petrobras, 17(2), 227-248.

- CHANG, H. K., KOWSMNN, R. O., FIGUEIREDO, A. M. F., BENDER, A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics*, 213(1-2), p.97–138, 1992.
- CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORREA, F. S.; TINTEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, vol. 38, n. 2, 29–46, 2008.
- CHEN, Quincy, SIDNEY, Steve. Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. *The Leading Edge*. Houston, TX, EUA. Maio, 1997.
- COOKE, D. & SCHNEIDER, W. Generalized linear inversion of reflection seismic data. *Geophysics*, vol. 48, no. 6, 665-676, 1983.
- COOKE, D., CANT, J. Model-based Seismic Inversion: Comparing deterministic and probabilistic approaches. *Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder*, 2010.
- DEMERCIAN, L.S. 1996. A halocinese na evolução do Sul da Bacia de Santos do Aptiano ao Cretáceo Superior. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Dissertação de Mestrado, 201 p
- DERMECIAN, S., P. SZATMARI, COBBOLD, P. R. Style and pattern of salt diapirs due to thinskinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil, *Tectonophysics*, v. 228, 393–433, 1993.
- ELLIS, D. V., SINGER, J. M. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer, The Netherlands, 2 ed., 692 p., 2008.
- EWING, T. E., 1997. *Synthetic Helps Spot the Target*. Geophysical Corner, AAPG.
- FILIPPOVA, K., KOZHENKOV, A. & ALABUSHIN, A. Seismic inversion techniques: choice and benefits. *First Break*. EAGE, 2011.
- GARCIA, A. J. V. Evolução Sedimentar da Sequência Pré-Rift das Bacias Costeiras e Interiores do Nordeste Brasileiro. *Pesquisas em Geociências*, Porto Alegre, v. 18, no. 1, 3-12, 1991.
- GIRÃO, G. Perfilagem Geofísica de Poço. Apostilas 7: Sônico e Apostila 8: Densidade. Hydrolog Serviços de Perfilagem Ltda, 2004.

- GUARDADO, L. R., GAMBOA, L. A. P., LUCCHESI, C. F. Geologia do Petróleo da Bacia de Campos, Brasil, um Modelo para uma Bacia do Atlântico do Tipo Produtora: PARTE 1. M 48: Bacias de Margens Divergente/Passiva. AAPG Special Volumes, 3-36, 1989.
- KEARY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. 2009. Geofísica de Prospecção. São Paulo. Oficina de Textos. 438p.
- KEMPER, M. Rock physics driven inversion: the importance of workflow. First Break 28. 69–81, 2010.
- LANCASTER, S., WHITCOMBE, D. Fast-track 'coloured' inversion. 70th SEG Annual Conference, Expanded Abstracts, 1572-1575, 2000.
- LANDMARK, Landmark Reference Manual PostStack, USA, 2004. p. 257-300.
- LATIMER, R. B., R. Davison, and P. van Riel, 2000, An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data: The Leading Edge, 19, 242–256.
- LUPINACCI, W. M. Transformadas Tempo-Frequência aplicadas na Estimativa do Fator Q e na Análise de Dados Sísmicos Time-Lapse. Tese de doutorado (LENEP-UENF), 2014.
- LUPINACCI, W. M., SCHANZEMBACH, A., FREIRE, A. F. M., Modeling reservoir properties using seismic attributes and well logs evaluation: a case study in the Bauna and Piracaba Oil Fields, Santos Basin, Brazil. Revista Brasileira de Geofísica, 2020.
- MACEDO J.M. 1990. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. In: Raja Gabaglia G.P. & Milani E.J. (ed.) Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro, PETROBRAS, p.361-376.
- _____. 1989. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 3(3):159-173.
- MANUAL DO JASON, 2012. Introduction to Acoustic Impedance Inversion: Using the Jason Launcher 8.3, Students Course Book –FUGRO-JASON. [Não publicado].

- MODICA C.J. & Brush E.R. 2004. Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deepwater Santos Basin, offshore southeast Brazil. AAPG Bulletin, 88:923-945
- MOHRIAK, W. U. 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: Bizzi, L. A., Schobbenhaus, C., VIDOTTI, R.M. & GONÇALVES, J.H. (eds) Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. CPRM, São Paulo, Capítulo III, p: 87-165.
- MOREIRA, J. L. P., MADEIRA, C. V., Gil, J. A., MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, vol. 15, n. 2, 531-549, 2007.
- Oil Field Glossary, Disponível em: <www.sbl.com>, acessado em junho de 2012.
- OJEDA y OJEDA, H.A.O. 1982. Structural Framework, Stratigraphy, and Evolution of Brazilian Marginal Basin. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.66,p. 32-749.
- PEDREL, J., RIEL P. V. Methodology for Seismic Inversion and Modeling: A Western Canadian Reef example. CSEG Recorder, 1997.
- PENDREL, J. Seismic Inversion -Still the best tool for reservoir characterization. CSEG Recorder, 5-12, 2006.
- PENDREL, J. Seismic Inversion -The Best Tool for Reservoir Characterization. CSEG Recorder, 2001.
- PENNA, R., LUPINACCI, W. M. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate. Marine and Petroleum Geology v. 124, p. 104829, 2021.
- PEREIRA M.J. & MACEDO J.M. 1990. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. Boletim Geociências da Petrobrás, 4:3-11.
- PEREIRA M.J. 1990. Análise estratigráfica e deposicional das formações Itajaí superior e Juréia inferior (Mesoturoniano/ Eo-Santoniano), Bacia de Santos, Brasil. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 165p.

- PEREIRA M.J., BARBOSA C.M., AGRA J., GOMES J.B., ARANHA L.G.F., SAITO M., RAMOS M.A., CARVALHO M.D., STMATO M., BAGNI O. 1986. Estratigrafia da Bacia de Santos. Análise das seqüências, sistemas deposicionais e revisão litoestratigráfica. In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 34, Goiânia, anais, v.1, p.65-79.
- PEREIRA, M. J., FEIJÓ, F. J. Santos Basin; Bacia de Santos. Brazil. Boletim de Geociências da Petrobras, volume: 8, 219-234, 1994.
- PESSOA, J., MARTINS, C. C., HEINERICI, J., JAHNERT, R. J., FRANCA, A. B., TRINDADE, L. A., FRANCISCO, C. Petroleum system and seismic expression in the Campos basin, Brazil. In: 6th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 1999.
- RANGEL, H. D., MARTINS, F. A. L., ESTEVES, F. R., FEIJÓ, F. J. Bacia de Campos, Brasil. Boletim de Geociências da Petrobras, vol. 8, 203-217, 1994.
- RANGEL, H. D., SANTOS, P. R., QUINTAES, C. M. S. P. Roncador Field, a New Giant in Campos Basin, Brazil. Offshore Technology Conference, 1998.
- RUSSELL, B. H. & HAMPSON, D. The old and the new in seismic inversion. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, pag.5 -11, 2006.
- RUSSELL, B. H. Introduction to seismic inversion methods. Society of Exploration Geophysicists, 1988.
- SCHÖN, J.H. Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics. Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration. Pergamon, Vol. 8, 494 p., 2011.
- SHERIFF, R. E. Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics. Society of Exploration Geophysicists, 2002.
- SIMM, R., BACON, M. Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook. Cambridge University Press, United Kingdom. 280 p., 2014.
- TANER, M. T., F. Koehler, and R. E. Sheriff, 1979, Complex seismic trace analysis: Geophysics, 44, 1041– 1063.
- TECHNICAL NOTE EARTHWORKS. Coloured, Deterministic & Stochastic Inversion. Earthworks Environment & Resources Ltd., 2008.

- WYLLIE, M. R. J.; GREGORY, A. R.; & GARDNER, G. H. F. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, vol. 23, 3, 459-493, 1958.
- YI, B. Y., LEE, G. H., KIM, H. J., JOU, H. T., YOO, D.G., RYU, B. J., LEE. Comparison of wavelet estimation methods. *Geosciences Journal*, v.17, n°1, 55 –63, 2013.
- YUSHUANG, Hu., SIMIAO, Zhu. (2013) Predict channel sand body distribution characteristics of south eighth district based on RMS amplitude attributes & frequency division. *Adv Mater Res* 734:404–407.