

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA
TERRA

ANA GIZELE SCHANZEMBACH

**MODELAGEM DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO
USANDO ATRIBUTOS SÍSMICOS: UM ESTUDO DE CASO
NO CAMPO DE BAÚNA, BACIA DE SANTOS**

NITERÓI
2019

ANA GIZELE SCHANZEMBACH

MODELAGEM DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO
USANDO ATRIBUTOS SÍSMICOS: UM ESTUDO DE CASO
NO CAMPO DE BAÚNA, BACIA DE SANTOS

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

NITERÓI - RJ
2019

MODELAGEM DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO
USANDO ATRIBUTOS SÍSMICOS: UM ESTUDO DE CASO
NO CAMPO DE BAÚNA, BACIA DE SANTOS

ANA GIZELE SCHANZEMBACH

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em 11 de julho de 2019.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Álvaro Favinha Martini (PETROBRAS)

Prof. Dr. Cleverson Guizán Silva (GIECAR/LAGEMAR/UFF)

Prof. Dr. Luiz Antonio Pierantoni Gamboa (GIECAR/LAGEMAR/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (GIECAR/LAGEMAR/UFF)

Agradecimentos

Este trabalho de conclusão de mestrado tem a mim como autora, mas é fruto de um esforço coletivo. Cada membro deste programa de pós-graduação teve uma participação neste texto e ele não seria possível sem sua ajuda. Cada aluno, colega e professor me ensinaram lições valiosas que pretendo levar para não só minha vida acadêmica, como profissional e pessoal. Ser aluna no programa DOT/UFF é um orgulho e ter colegas como vocês um privilégio.

Em especial devo agradecer ao meu orientador Wagner Lupinacci por toda sua paciência e parceria nestes últimos dois anos. Agradecer também a CAPES pela bolsa de pesquisa; a empresa EMERSON por fornecer licenças acadêmicas da suíte EPOS e o suporte técnico dos profissionais Marcos Junior, Raisal Carvalho, Thiago Cuzzatti, Priscilla Silva e Gerardo González; a empresa LR Lloyd's Register pelas licenças acadêmicas do software Interactive Petrophysics (IP).

E, por último, mas não menos importante, minha família e amigos.

RESUMO

O desenvolvimento de reservatórios de hidrocarbonetos da margem leste brasileira representa uma importante fração da economia brasileira. A descoberta de novas reservas e a reavaliação de áreas produtivas é essencial para se conhecer as reais reservas do país. No cenário econômico atual, qualquer variação das reservas pode representar grandes mudanças no desenvolvimento da economia interna e representatividade no mercado mundial. A Bacia de Santos, desde a descoberta das reservas do pré-sal, foi alavancada como a bacia com 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. O Campo de Baúna, ao sul dessa bacia, foi descoberto em 2008 e com comercialidade declarada em 2012 (BID 5) pela Petrobras. Desde então, o campo vem sendo desenvolvido com previsão de término de produção para 2031. Este trabalho teve como objetivo avaliar, compreender o sistema geológico dos reservatórios, realizar uma modelagem de porosidade e de volume de óleo no Campo de Baúna. Para alcançar este objetivo foi utilizado a interpretação e atributos sísmicos combinados com a avaliação de perfis de doze poços. Em seguida, foi construído um *geobody* dos arenitos turbidíticos do reservatório da Formação Marambaia de idade Oligoceno. Os resultados mostraram se tratar de dois lobos turbidíticos, criando assim duas zonas produtivas independentes, que apresentam excelentes propriedades porosas e consideráveis volumes de óleo.

Palavras-chave:

Atributos sísmicos, reservatório turbidítico, modelagem de porosidade.

ABSTRACT

The development of hydrocarbon reservoirs on the eastern Brazilian margin represents an important fraction of the Brazilian economy. The discovery of new reserves and the re-evaluation of productive areas is essential to estimate the real reserves of the country. In the current economic scenario, any change in reserves may represent major changes in the development of the domestic economy and representation in the world market. The Santos Basin, since the discovery of the pre-salt reserves, has been leveraged as the basin with the highest production potential in the country and among the first in the world. This basin presents a high diversification of reservoirs in both pre- and post-salt, with many fields still under study and which present great production potential. The Baúna Field, south of this basin, was discovered in 2008 and commerciality declared in 2012 (BID 5) by Petrobras. Since then, the field has been developed with an expected completion of production for 2031. This work had the objective of evaluating, understanding the geological system, performing a porosity and oil volume modeling in the Baúna Field. To achieve this objective, the interpretation and seismic attributes combined with the evaluation of 12 wells were used. Then, a geobody of the turbidite sandstones of the Marambaia Formation reservoir of Oligocene age was constructed. The results showed that they are two turbiditic lobes, thus creating two independent productive zones, which have excellent porous properties and considerable oil volume.

Keywords:

Seismic attributes, turbidite reservoir, porosity modeling.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas.....	xi
1. Introdução	1
2. Geologia Regional	3
2.1. Evolução Estrutural e Estratigráfica.....	6
2.1.1. Megassequência Pré-Rifte	6
2.1.2. Megassequência Sin-rifte.....	6
2.1.3. Megassequência Transicional.....	7
2.1.4. Megassequência Pós-rifte.....	8
2.1.5. Turbiditos da sequência Pós-rifte (marinha regressiva)	8
2.2. Características Estratigráficas e Estruturais das Bacias Sedimentares da Margem Leste	9
2.2.1. Bacia de Santos	10
2.3. Sistema Petrolífero.....	13
2.3.1. <i>Plays</i> Exploratórios	15
2.3.2. Campo de Baúna: Histórico	16
3. Caracterização de Reservatórios.....	18
3.1. Atributos Sísmicos.....	19
3.1.1. Amplitude RMS	21
3.1.2. Atributo TecVA.....	21
3.2. Perfis geofísicos	22
3.2.1. Avaliação de perfis geofísicos	23
3.2.2. Porosidade.....	26
3.2.3. Saturação	28
4. Metodologia.....	30

4.1. Interpretação sísmica	32
4.2. Atributos sísmicos utilizados	32
4.3. Avaliação dos perfis dos poços	34
4.4. Amarração sísmica-poço.....	44
4.5. Construção do modelo do reservatório e preenchimento do geobody com as propriedades de reservatório	45
5. Resultados e discussão.....	48
5.1. Interpretação sísmica	48
5.2. Avaliação dos perfis dos poços	52
5.3. Amarração sísmica-poço.....	60
5.4. Modelo de reservatório e suas propriedades.....	61
6. Conclusões.....	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Área de estudo destacada no setor SS-AR4 da Bacia de Santos (Campo de Baúna, Bacia de Santos). Fonte: ANP.	2
Figura 2: Diferentes estágios da deriva continental desde a Pangea. Fonte: https://www.vecteezy.com/vector-art/108126-continental-drift-vector-maps	4
Figura 3: Modelo geodinâmico da margem continental divergente e seus estágios evolutivos. Fase (a) marcada pelos primeiros processos extensionais, (b) de estiramento litosférico e extrusão de lavas basálticas, (c) fim do rifteamento, extensão litosférica e surgimento da crosta oceânica, (d) magmatismos e divisão de ambientes de deposição e (e) aumento da paleobatimetria e fim da deposição carbonática (Mohriak <i>et al.</i> , 2003).....	5
Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira <i>et al.</i> , 2007).....	12
Figura 5: Arquitetura dos plays exploratórios da Bacia de Santos. (A) play pré-sal, (B) play carbonático albiano da Formação Guarujá, (C) play turbidítico do Membro Ilhabela, (D) play turbidítico da Formação Marambaia. (Chang <i>et al.</i> , 1992).	15
Figura 6: Mapa de Localização do Campo de Baúna, Bacia de Santos (ANP, 2016) (Modificado).	16
Figura 7: Histórico de produção do Campo de Baúna (ANP, 2016).....	17
Figura 8: Etapas para a construção de um modelo de reservatório utilizado na previsão e simulação de fluxo.	18
Figura 9: Classificação dos atributos sísmicos (Modificado de Brown, 1996).	20
Figura 10: Etapa para o cálculo do atributo TecVA onde (1) é o traço de entrada, (2) seu valor absoluto, (3) traço com média dos valores absolutos de amplitude, (4) traço com média dos valores de RMS e (5) traço resultante do TecVA (Modificado de Meneses, 2010).	22
Figura 11: Interpretação dos perfis de raio gama, resistividade, porosidade e densidade para definir as litologias e os tipos de fluido em um poço (Modificado de Oilfield Review, Spring, 2011).	24
Figura 12: Modelo de distribuição de argilas (Modificado de Steiber, 1975).	25

Figura 13: Fluxo mostrando a integração de atributos sísmicos com a avaliação de perfis para se prever as propriedades de um reservatório.	26
Figura 14: Ilustração mostrando o conceito de permeabilidade (Fonte: alemdasaulas.wordpress.com).....	27
Figura 15: Ilustração mostrando a relação entre porosidade e permeabilidade (Fonte: alemdasaulas.wordpress.com).	28
Figura 16: Contato óleo/água e o limite de <i>net pay</i>	29
Figura 17: Mapa mostrando os limites do Campo de Baúna, a área do volume sísmico e os poços solicitados à ANP.....	30
Figura 18: Fluxo de trabalho aplicado aos dados para estudo do reservatório.	31
Figura 19: Comparação de seção sísmica (<i>crossline</i>) com atributos sísmicos TecVA auxiliando na interpretação de falhas.....	33
Figura 20: <i>Slice</i> em tempo (2080ms) com o atributo de amplitude RMS aplicado para evidenciar os lobos turbidíticos.	34
Figura 21: Perfis do poço 1_BRSA_607_SPS. O track 1 mostra a litologia, track 2 as zonas de arenitos para possíveis reservatórios, track 3 com raios gamas e caliper, track 4 com porosidade RHOB e densidade NPHI, track 5 com o sônico, track 6 com o fotoelétrico e o track 7 com as resistividades rasa, média e profunda.....	36
Figura 22: Gráfico da temperatura em graus Celsius dos poços 1_BRSA_607_SPS, 1_BRSA_658_SPS e 9_BRSA_974D_SPS.	37
Figura 23: Correlação empírica de <i>Vsh</i> e IGR para diferentes modelos.	38
Figura 24: Perfis de raios gama e de volume de argila estimado no poço 1_BRSA_607_SPS usando o modelo de Larionov para rocha do recente.	39
Figura 25: Perfis originais e estimados e as zonas definidas no poço 1_BRSA_607_SPS.....	40
Figura 26: Histogramas de porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE) para as zonas de arenitos do poço 1_BRSA_607_SPS.	40
Figura 27: Histogramas de saturação de água das três zonas de arenitos do poço 1_BRSA_607_SPS.....	41

Figura 28: Definição dos intervalos de <i>nets</i>	42
Figura 29: Valores de <i>cutoff</i> usados na área de estudo para obter o intervalo de <i>net pay</i>	43
Figura 30: Perfis de <i>net reservoir</i> e <i>net pay</i> para o poço 1 _BRSA_607_SPS.....	43
Figura 31: Amarração sísmica-poço.....	44
Figura 32: Janela de ajuste de parâmetros para a amarração sísmica-poço.....	45
Figura 33: Mapa de distribuição da porosidade efetiva (A) e saturação de óleo (B).	47
Figura 34: Superfície do HORIZONTE 1 gerada em tempo.....	49
Figura 35: Superfície do HORIZONTE 2 gerada em tempo.....	49
Figura 36: Superfície do HORIZONTE 3 gerada em tempo.....	50
Figura 37: Falhas mapeadas na área de estudo.	50
Figura 38: <i>Slice</i> no tempo de 2080ms com atributo amplitude RMS aplicado e a delimitação de dois turbiditos (zonas rosa e verde).....	51
Figura 39: Análise dos perfis do poço 1_BRSA_607_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESO); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE); 12) <i>net reservoir</i> (vermelho) e <i>net pay</i> (preto).	53
Figura 40: Análise dos perfis do poço 9_BRSA_999_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESO); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) <i>net reservoir</i> (vermelho) e <i>net pay</i> (preto).	54
Figura 41: Análise dos perfis do poço 9_BRSA_974D_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4)	

Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESO); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).56

Figura 42: Análise dos perfis do poço 3_BRSA_694_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESO); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).57

Figura 43: Análise dos perfis do poço 3_BRSA_1024_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESO); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).58

Figura 44: Análise dos perfis do poço 7_BAN_2_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESO); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).59

Figura 45: *Geobody* dos lobos turbidíticos extraído a partir do atributo RMS.62

Figura 46: Comparação entre o atributo de amplitude RMS (lado esquerdo) e a forma do *geobody* detectado (azul) (lado direito) na *time slice* em 2052ms.63

Figura 47: *Geobody* (verde): sobreposto ao mapa de distribuição de porosidade efetiva (Phi_E) em 2100 e 2300ms (lado esquerdo); *geobody* (rosa) sobreposto ao mapa de saturação de óleo (S_o) em 2100 e 2300ms (lado direito).64

Figura 48: (A) Propriedade de porosidade efetiva distribuída no <i>geobody</i> ; (B) Distribuição de saturação de óleo no <i>geobody</i>	66
Figura 49: Localização do Campo de Baúna e posição das zonas dos reservatórios (A e B). Fonte: ANP (modificado).....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparativo das informações obtidas a partir de perfis de poços (Modificado de Rider, 1996).....	23
Tabela 2: Poços na área de estudo e sua funcionalidade. As siglas significam: A (poço abandonado), T (poço abandona temporariamente), A (injeção de água) e G (injeção de gás).....	52
Tabela 3: Valores de correlação obtidos na amarração poço-sísmica.....	61

1. INTRODUÇÃO

O processo de caracterização de reservatórios consiste na determinação tridimensional e quantitativa da estrutura e das propriedades de um campo de petróleo. Neste processo é necessário combinar conhecimentos de geocientistas e de engenheiros, com o objetivo de construir um modelo onde se possa incorporar todas as informações e dados disponíveis sobre o reservatório. Esses modelos integrados são importantes para se prever, monitorar e otimizar a performance de um campo durante todo o seu ciclo de vida.

A análise de reservatórios turbidíticos usando atributos sísmicos e a avaliação de perfis de poços é um estudo de grande abrangência e que sempre nos leva a novas conclusões e abordagens de desenvolvimento de uma área. Cada atributo, normalmente, tem mais de uma aplicação e quando combinados pode levar à novas informações e conclusões. A utilização de atributos sísmicos para compreender o sistema deposicional e gerar um *geobody* dos reservatórios foi escolhido como tema dessa dissertação por se tratar de uma importante etapa do desenvolvimento de um campo de petróleo. A integração de dados sísmicos e de poços foram usados para a avaliação e caracterização dos reservatórios de um campo, que teve suas reservas descobertas recentemente e apresenta um desenvolvimento promissor.

A Bacia de Santos possui um grande histórico de descobertas, ainda com diversas regiões pouco estudadas e muito promissoras. O Campo de Baúna, pertencente a esta bacia, foi escolhido como a área de estudo dessa dissertação. Este campo, originário dos antigos blocos exploratórios S-M-1288 e S-M-1289, foi descoberto em 2008 pelos poços 1-BRSA-607-SPS (1-SPS-56) e 1-BRSA-658-SPS (Figura 1). Ele está localizado 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) e estão relacionados a um complexo sistema de leques submarinos, que ocorrem em profundidades entre 2000 e 2200 metros. Estes reservatórios apresentam excelentes características permo-porosas.

Com a mudança de operadora do bloco em abril de 2018, antes operado pela Petrobras e agora pela Karoon, comprova que a área de estudo ainda desperta grande interesse econômico e estudos como o realizado nesta dissertação auxiliam a exploração do campo. Com este estudo se buscou chegar a uma avaliação mais precisa dos reservatórios turbidíticos de idade Eoceno do Campo de Baúna. Estes reservatórios são alvos exploratórios secundários nessa bacia, já que no momento os grandes alvos estão no pré-sal, o que leva a uma maior escassez de informações e motivou este estudo a dar um passo além na área de estudo.

O principal objetivo foi identificar com maior precisão os limites dos reservatórios e sua distribuição espacial, através da utilização de atributos sísmicos e a criação de um *geobody*, a fim de entender como se deu o processo de deposição dos turbiditos. Em seguida, o *geobody* foi preenchido com as propriedades de porosidade e saturação para mensurar os valores dessas propriedades no volume e identificar as melhores áreas para a produção dos reservatórios.

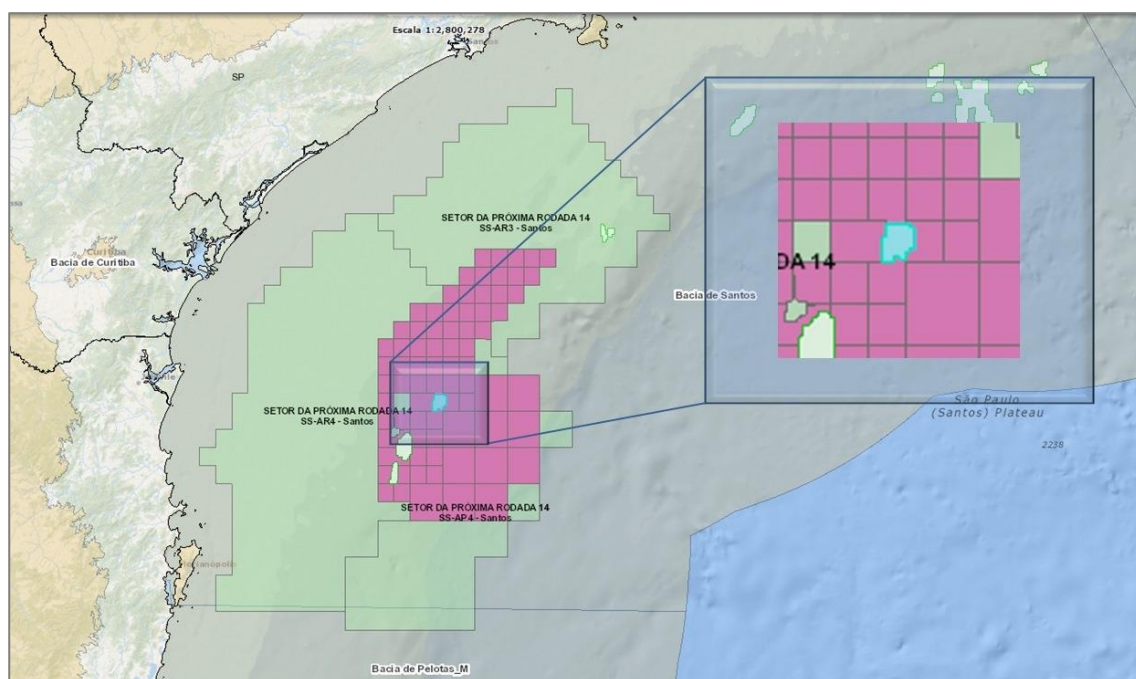


Figura 1: Área de estudo destacada no setor SS-AR4 da Bacia de Santos (Campo de Baúna, Bacia de Santos). Fonte: ANP.

2. GEOLOGIA REGIONAL

O surgimento da Bacia de Santos tem início no processo de quebra do supercontinente Gondwana. O processo de rifteamento deste continente deu origem ao Oceano Atlântico. O ajuste das margens brasileira e africana é um dos aspectos mais importantes para o entendimento da evolução geodinâmica do Oceano Atlântico Sul e neste contexto a Bacia de Santos se comporta como um importante marcador para a cinemática da abertura, por se situar na transição entre zonas crustais com diferentes taxas médias de estiramento, a norte e a sul (Chang *et al.*, 1992).

No rompimento do Gondwana, três etapas principais ocorreram dentro do estágio inicial de rifteamento, começando há aproximadamente 180 Ma (Hawkesworth *et al.*, 1999) (Figura 2). A partir de um ponto inicial na Antártica, estabeleceram-se os assoalhos oceânicos entre a América do Sul e a África, a oeste, e entre a Antártica e a Austrália, a Índia e a Nova Zelândia a leste. A segunda etapa foi no Eo-Cretáceo, há aproximadamente 130 Ma, quando a América do Sul se separou da África e a placa África-Índia se separou da Antártica. A terceira etapa marca o completo rompimento do Gondwana, há aproximadamente 90-100 Ma, no Neo-Cretáceo, quando a Austrália e a Nova Zelândia se separaram da Antártica e de outros blocos continentais menores, como Madagascar e Ilhas Seychelles, destacados da Índia quando esta se moveu para norte em relação à África e à Antártica (Chang *et al.*, 1992).

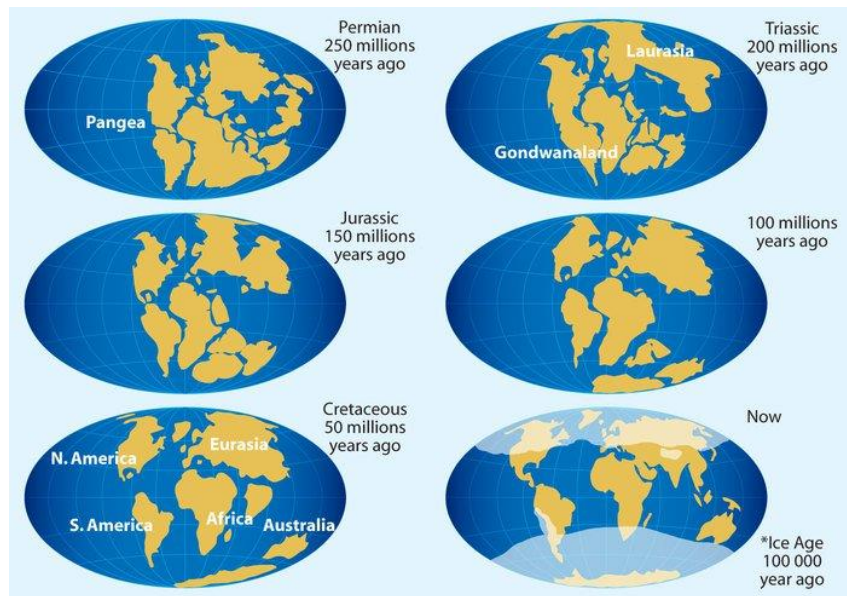


Figura 2: Diferentes estágios da deriva continental desde a Pangea. Fonte: <https://www.vecteezy.com/vector-art/108126-continental-drift-vector-maps>.

Segundo os modelos de McKenzie (1978) e Royden & Keen (1980), a abertura do Atlântico Sul consistiu em processo misto entre fenômenos controlados por estiramento litosférico e por anomalia termal (Figura 3). A atividade termal da Pluma de Tristão da Cunha levou à formação de uma faixa mais larga de afinamento crustal (Platô de São Paulo) com menor taxa de estiramento na porção referente à Bacia de Santos, diferente das bacias a norte e a sul (White & McKenczie, 1989; Chang *et al.*, 1992).

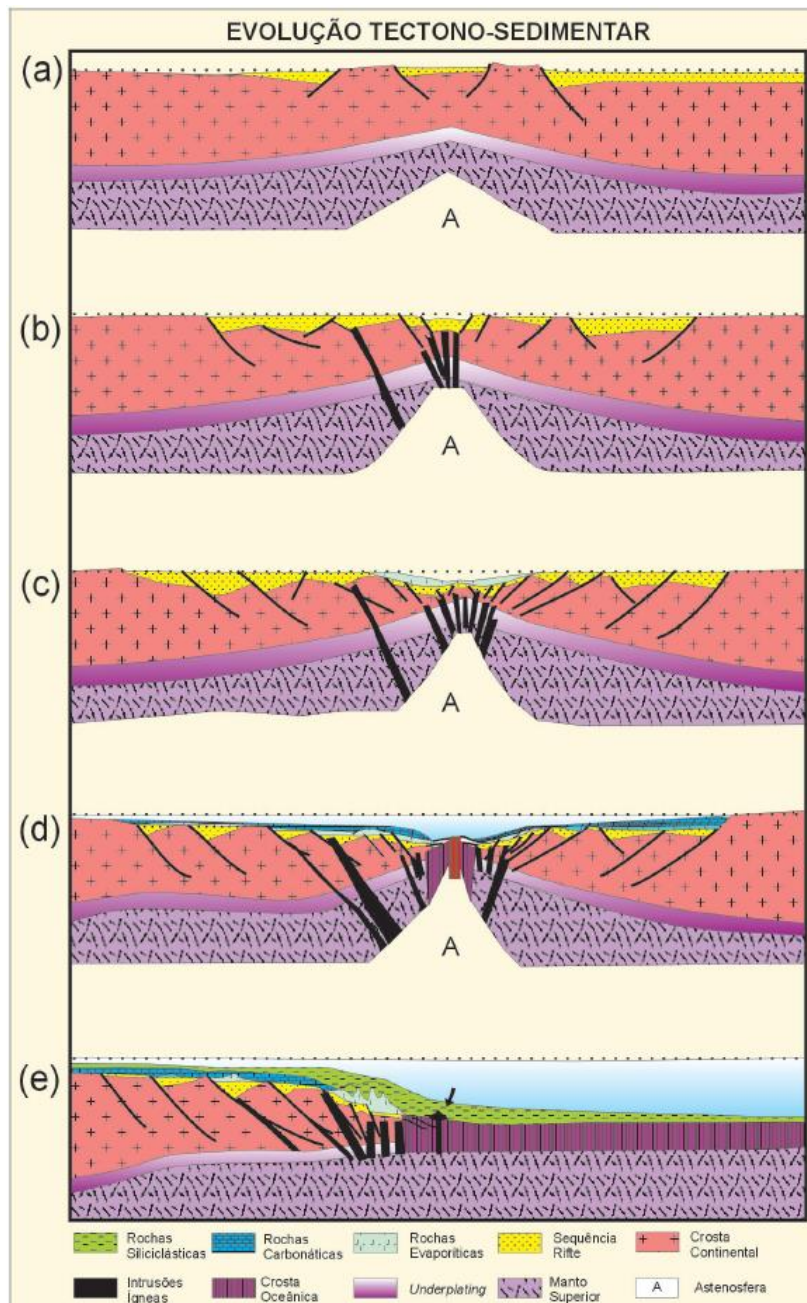


Figura 3: Modelo geodinâmico da margem continental divergente e seus estágios evolutivos. Fase (a) marcada pelos primeiros processos extensionais, (b) de estiramento litosférico e extrusão de lavas basálticas, (c) fim do rifteamento, extensão litosférica e surgimento da crosta oceânica, (d) magmatismos e divisão de ambientes de deposição e (e) aumento da paleobatimetria e fim da deposição carbonática (Mohriak *et al.*, 2003).

2.1. EVOLUÇÃO ESTRUTURAL E ESTRATIGRÁFICA

Com o advento da Tectônica de Placas, o conhecimento do arcabouço estratigráfico da margem continental brasileira tem evoluído significativamente desde então já que foi possível relacionar a formação das bacias sedimentares da margem atlântica à separação das placas Sulamericana e Africana. A partir dessa teoria é possível definir megassequências sedimentares que estão relacionadas a cada fase evolutiva da margem continental passiva e podem ser reconhecidas através de discordâncias angulares e erosivas. São definidas quatro megassequências: a pré-rifte, a sin-rifte, a transicional e a pós-rifte (Asmus & Ponte, 1973; Asmus, 1982).

2.1.1. MEGASSEQUÊNCIA PRÉ-RIFTE

A Megassequência da fase pré-rifte representa a fase intracratônica do Supercontinente Gondwana, precedendo o rifte do Atlântico Sul e formando amplas e suaves depressões que foram preenchidas por sedimentos de águas rasas. A super-sequência paleozoica é notavelmente desenvolvida nas bacias intracratônicas do Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná (Zalán *et al.* 1990; Milani & Zalán, 1999). A super-sequência do Jurássico é separada da sequência do Paleozóico por um hiato que envolve todo o Triássico. Um novo pulso de subsidência resultou no desenvolvimento de depressões regionais relacionadas ao estiramento litosférico inicial que precedeu a fase principal de rifteamento e formou uma grande bacia que é designada como “depressão afro-brasileira” (Garcia, 1991). As rochas pré-rifte na margem continental sudeste podem ser associadas ao derrame de lavas do Jurássico Superior–Cretáceo Inferior da Formação Serra Geral, que se estende da Bacia do Paraná até a região da plataforma continental, constituindo o embasamento econômico¹ das bacias de Pelotas até Espírito Santo (Cainelli & Mohriak, 1998).

2.1.2. MEGASSEQUÊNCIA SIN-RIFTE

A Megassequência de sin-rifte foi depositada em ambiente continental (fluvial e lacustre), durante o rifteamento crustal associado à movimentação divergente entre as placas sul-americana e africana, principalmente no Jurássico Superior a Cretáceo Inferior (Cainelli & Mohriak, 1998). O rifte da margem leste

brasileira estende-se por cerca de 3.500 km, sendo em geral limitado a oeste por falhas normais sintéticas com rejeitos variáveis (chegando a 2.000 m nas bacias de Campos e Sergipe–Alagoas), ou por linhas de charneira que apresentam pequenos rejeitos nas bacias de Santos e Pelotas (Dias, 1993). Esta megassequência também é conhecida como megassequência continental e na margem divergente brasileira seu limite oeste em geral é controlado por uma flexura no embasamento ou por um sistema de falhas normais com mergulho predominante para leste (falhas sintéticas, como nas bacias do Espírito Santo ou Campos) ou para oeste (falhas antitéticas, como na Bacia de Pelotas). É possível notar que nas bacias de Pelotas, Santos e Campos, sedimentos sin-rifte estão ausentes na região emersa, uma vez que o limite oeste do rifte encontra-se na plataforma continental, exceto nas proximidades do Cabo de São Tomé na Bacia de Campos, onde o limite pré-aptiano aproxima-se da linha de costa. A megassequência sin-rifte é composta por três principais associações de fácies sedimentares e litológicas (Figueiredo *et al.*, 1985; Dias *et al.* 1988; Cainelli & Mohriak, 1998): (i) leque aluvial/leque deltaico e depósitos transicionais; (ii) folhelhos e margas lacustres; e (iii) carbonatos com pelecípodas lacustres (coquinas). Na Bacia de Santos, a megassequência sin-rifte aprofunda-se rapidamente na direção da plataforma continental, onde atinge profundidades maiores que 5.000 m em grande parte da área.

2.1.3. MEGASSEQUÊNCIA TRANSICIONAL

A Megassequência Transicional marca a transição da megassequência continental (sin-rifte) para a megassequência marinha (pós-rifte ou drifte), conhecida também como a fase de deriva continental. A sucessão litológica inicia com sedimentos siliciclásticos do Aptiano Inferior e termina com sedimentos evaporíticos (predominantemente halita), depositados no Aptiano Superior ao Albiano Inferior. Esta megassequência desempenha importante papel como a principal camada selante para a movimentação de fluídos gerados na megassequência sin-rifte. Além disso, a tectônica salífera controla a migração e distribuição de hidrocarbonetos para os reservatórios superiores por meio de falhas lítricas, as fácies sedimentares dos carbonatos albianos e eventualmente dos reservatórios siliciclásticos do Cretáceo Superior (Figueiredo *et al.*, 1985). Esses reservatórios estão estruturados pela movimentação do sal subjacente (almofadas

de sal, diápiros penetrantes, grábens de evacuação e mini-bacias), resultando numa série de trapas combinadas, estratigráficas e estruturais, onde estão localizados vários campos de hidrocarbonetos (Figueiredo *et al.*, 1985).

2.1.4. MEGASSEQUÊNCIA PÓS-RIFTE

A transição para a Megassequência pós-rifte ou marinha (carbonática a siliciclástica) é gradacional, pontuada por várias pequenas discordâncias (Cainelli & Mohriak, 1998). O decaimento temporal da anomalia térmica gerada durante a fase de estiramento litosférico (McKenzie, 1978) e o progressivo movimento das placas Sulamericana e Africana, afastando-se do centro de espalhamento ativo na cordilheira meso-oceânica, resultou no resfriamento e contração da litosfera e, como consequência, isostática, no aumento da subsidência termal na direção da bacia profunda. A subsidência contínua resultou na dissipação das barreiras de restrição no proto-oceano, com o ambiente tornando-se marinho aberto. A partir desse momento é possível dividir esta megassequência em duas super-sequências uma transgressiva e outra regressiva (Cainelli & Mohriak, 1998).

A super-sequência marinha transgressiva é composta por uma espessa seção sedimentar mais restrita e carbonática. E por outro lado, a super-sequência marinha regressiva já é composta por uma espessa seção siliciclástica, em ambiente marinho aberto (Koutsoukos, 1984).

2.1.5. TURBIDÍTOS DA SEQUÊNCIA PÓS-RIFTE (MARINHA REGRESSIVA)

No Terciário, o maior aporte sedimentar em uma área com cada vez menos espaço para acomodação, resultou na construção de uma cunha progradante bem definida entre a plataforma e o talude (Cainelli & Mohriak, 1998). A margem é uma plataforma mista clástica-carbonática, com arenitos costeiros e plataformais gradando para carbonatos na direção do talude. Os depósitos turbidíticos surgem de forma extensiva no Terciário Inferior a Médio, justamente acima de uma discordância regional do Eoceno, que é bem marcante particularmente na Bacia de Campos (Rangel *et al.*, 1994) e também observada na Bacia de Santos.

A formação dos depósitos turbidíticos da Bacia de Santos, assim como da Bacia de Campos, pode ser atribuída ao fato de que no intervalo do Cretáceo Superior ao Terciário Médio grandes áreas da parte externa da plataforma e do talude se tornaram instáveis devido a halocinese e eventos magmáticos que provocaram o colapso gravitacional dos depósitos arenosos e conseqüentemente em uma maciça transferência de sedimentos como fluxos de massa na direção da bacia profunda, formando lençóis de turbiditos e de fluxos detríticos (Peres, 1993; Cainelli & Mohriak, 1998). Registram-se espessas seqüências de turbiditos no Maastrichtiano, no Eoceno Médio e no Oligoceno, várias delas com grandes acumulações de hidrocarbonetos (Rosa, 1987; Guardado *et al.*, 1989; Mohriak *et al.* 1990; Candido e Costa, 1990; Rangel *et al.*, 1998). Falhas lítricas que estruturaram os turbiditos do Oligoceno subsequentemente surgiram após a cumulação de mais de 1.000 m de sedimentos pelíticos do Mioceno que cobriram o complexo turbidítico do Oligoceno, resultando em nova sobrecarga sedimentar sobre a camada de sal e criando assim caminhos de migração para a acumulação de óleo nos reservatórios superiores (Guardado *et al.* 1989; Pessoa *et al.* 1999).

2.2. CARACTERÍSTICAS ESTRATIGRÁFICAS E ESTRUTURAIS DAS BACIAS SEDIMENTARES DA MARGEM LESTE

A margem continental brasileira pode ser dividida em diversos domínios tectônicos, englobando o segmento transformante da margem equatorial, o segmento transversal (passagem da margem equatorial para a margem nordeste) e os segmentos divergentes das margens nordeste, leste, sudeste e sul, cada qual com características estratigráficas e estruturais distintas (Cainelli & Mohriak, 1998). A Bacia de Santos encontra-se no segmento divergente da margem, no setor leste, sudeste e sul, junto com as bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha, Cumuruxatiba, Mucuri, Espírito Santo, Campos e Pelotas.

Ao longo da Margem Leste e Sudeste, entre as bacias de Camamu e Santos, destaca-se a ocorrência de evaporitos de idade aptiana que formam grandes diápiros e muralhas de sal na região. A plataforma continental de uma forma geral é relativamente estreita na margem nordeste, mas alarga-se na direção

sul, até a região das bacias de Campos e Santos. Ao adentrar-se a Bacia de Pelotas, ao sul do lineamento de Florianópolis, desaparecem os evaporitos aptianos, e a megassequência sin-rifte é caracterizada por falhamentos antitéticos.

2.2.1. BACIA DE SANTOS

A Bacia de Santos está localizada na porção sudeste da margem brasileira, em frente ao litoral sul do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e norte de Santa Catarina. A bacia abrange uma área de cerca de 350.000 km², dos quais 200.000 km² encontram-se em lâminas d'água até 400 m e 150.000 km² entre as cotas de 400 e 3.000 m. No aspecto geológico, trata-se de uma depressão limitada a norte pelo alto de Cabo Frio e a sul pela Plataforma ou Alto de Florianópolis.

Analisando a bacia por seu aspecto estratigráfico ela é dividida em quatro grupos: Itamambuca, Frade, Camburi e Guaratiba (Figura 4). O grupo Itamambuca representa todos os sedimentos depositados após o limite Cretáceo/Paleogeno até os dias atuais. Neste grupo a Formação Ponto Aguda é representada por conglomerados finos, arenitos grossos a finos, intercalados a sedimentos pelíticos recorrentes em todo Cenozoico. Ainda no mesmo grupo a Formação Iguape, originalmente definida por Pereira & Feijó (1994) é representada por calcarenitos e calcirruditos bioclásticos intercalados com argilitos cinza-esverdeados, siltito e marga, e secundariamente arenitos finos a médios cinzentos, onde esta unidade foi depositada a partir do Oligoceno. E finalizando este grupo temos a Formação Marambaia e o Membro Maresias que é caracterizado pelo intercamamento de sedimentos pelíticos da formação com os corpos areníticos de dezenas de metros que compõe o grupo. Os arenitos cinza-esbranquiçados, de seleção variando de boa a moderada, ocorrem de forma canalizada ou na forma de leque, e estão relacionados a fluxos gravitacionais turbidíticos.

O Grupo Frade engloba todos os sedimentos depositados do topo do Cenomaniano até o limite Cretáceo/Paleógeno e a unidade representa uma fase de regressão. Este grupo é composto pelas formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e o Membro Ilhabela. Os sedimentos deste grupo variam de aluviais até pelitos e arenitos batiais.

O Grupo Camburi vai desde os leques aluviais até os pelitos e arenitos batiais depositados após a Formação Ariri até o topo do Cenomaniano, e representa uma fase transgressiva. Esta unidade é composta pelas formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém com o Membro Tombo. Este membro é caracterizado por corpos arenosos de dezenas a centenas de metros que estão intercalados com os sedimentos pelíticos da Formação Itanhaém, e podem ser descritos como arenitos cinza-esbranquiçados, de seleção boa a moderada, e que ocorrem de forma canalizada ou sob a forma de leques, relacionados a fluxos gravitacionais turbidíticos ou hiperpicnais.

Finalizando temos o Grupo Guaratiba que representa todos os sedimentos depositados entre a formação Camboriú e a Formação Ariri, sendo assim, os depósitos carbonáticos e siliciclásticos da fase rifte. Este grupo é composto por três formações: Barra Velha, Itapema e Piçarras. A formação Barra Velha engloba os sedimentos depositados no estágio em que as falhas de rifteamento haviam cessado e a bacia iniciou sua subsidência térmica. Ela é composta por calcários estromatólitos, laminitos microbiais, microbiólitos ricos em talco e argilas magnesianas e folhelhos carbonáticos. A Formação Itapema é composta de sedimentos depositados no estágio final da formação dos meio-grábens. A formação é representada por *grainstones* a coquinhas, *wackestones* e *packstones* bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos escuros. A Formação Piçarras é uma unidade que abrange os sedimentos depositados desde o estágio inicial até o de máxima atividade dos meio-grábens. Está representada por arenitos e pelitos de composição talco-estevensita e folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica (Moreira *et al.*, 2007).

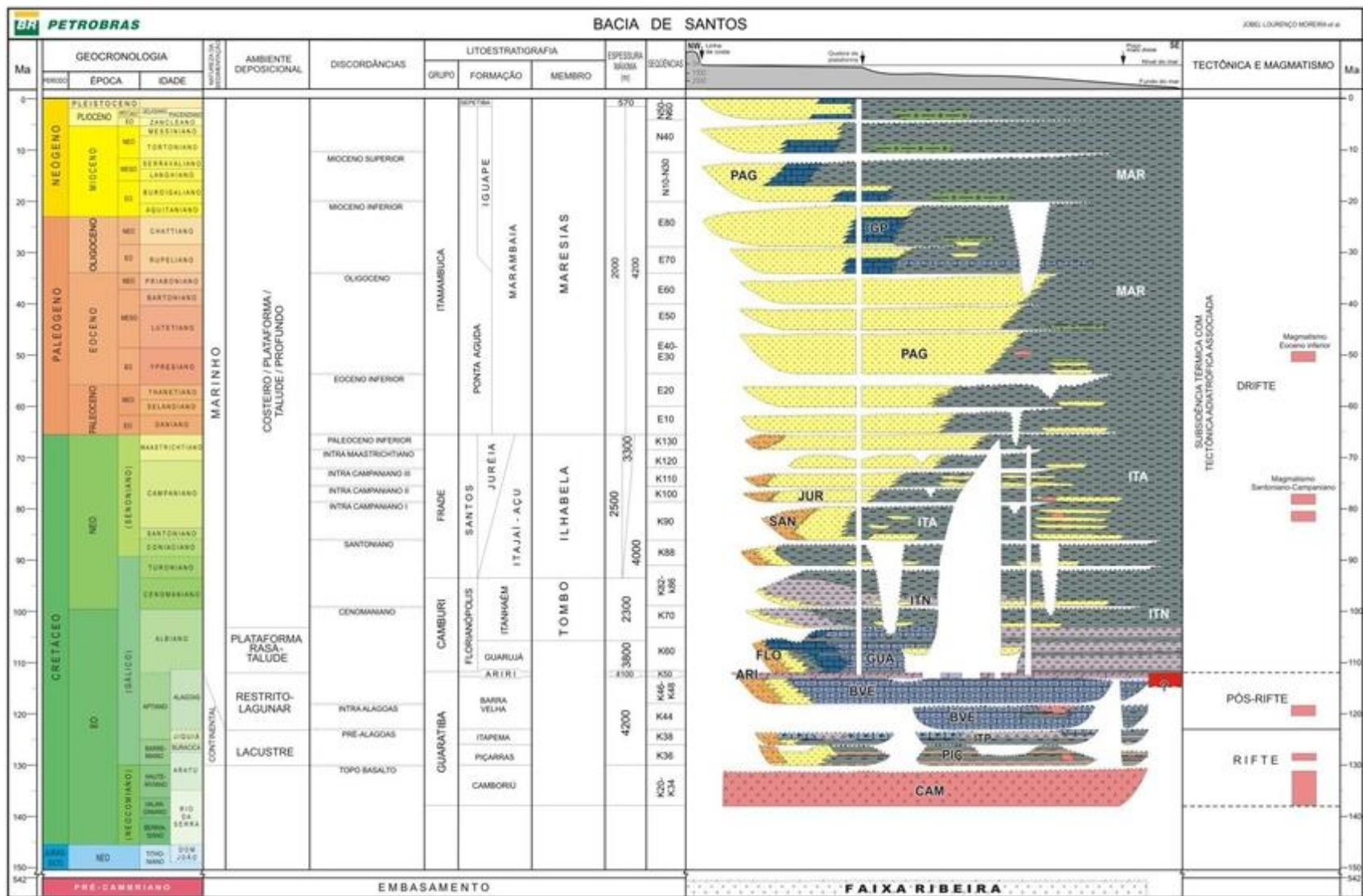


Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira et al., 2007).

2.3. SISTEMA PETROLÍFERO

Para se definir um sistema petrolífero é necessário identificar um sistema natural de hidrocarbonetos fluidos que engloba elementos chave para sua existência, como a rocha geradora ativa e em volume considerável, rochas reservatórias, os selos, a sobrecarga sedimentar, além dos processos formadores de armadilhas e da sequência geração-migração-acumulação. Para que aconteça a acumulação de hidrocarbonetos é necessário que elementos e processos funcionem de forma sincronizada. Outro fator a ser considerado é o perfeito entendimento do processo de migração, pois entender como funciona o fluxo de fluidos entre a rocha geradora e o reservatório é fundamental para se entender a evolução do sistema petrolífero e o seu comportamento ao longo da exploração e nisso a geologia e geoquímica são ferramentas essenciais.

Os principais sistemas petrolíferos reconhecidos na Bacia de Santos são Piçarras-Itapema/Barra Velha, Piçarras-Guarujá e Itajaí-Açu-Ilhabela. Sob o aspecto de geração e migração, na Bacia de Santos existem dois intervalos geradores de hidrocarbonetos: a Formação Piçarras e a Formação Itajaí-Açu. As rochas geradoras da Formação Piçarras foram depositadas em ambiente lacustre salino no estágio final da fase rifte, no Aptiano. Supõe-se que nesse ambiente, o sistema de lagos passou a receber influência de águas salinas do Sul, tendo se tornado salinizado devido ao acréscimo de aridez ao final do Cretáceo Superior (Chang *et al.*, 2008). Já de acordo com Moreira *et al.* (2007), a Formação Piçarras corresponde a depósitos de leques aluviais compostos por conglomerados e arenitos polimíticos, nas porções proximais, e por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco-estevensita, nas porções lacustres. Já as rochas da Formação Itajaí-Açu são representadas por folhelhos e argilitos cinza-escuros depositados nos ambientes de plataforma distal, talude e bacia (Moreira *et al.*, 2007). E para as rochas geradoras da Formação Itajaí-Açu, a geração ocorreu a partir do Maastrichtiano, de acordo com estudos de modelagem. Houve, portanto, a existência de sincronismo para todos os reservatórios da seção pós-evaporítica.

Os processos de migração e acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos estão fortemente relacionados à dinâmica da sequência evaporítica, atuando como fundamental condicionante ao fluxo dos hidrocarbonetos gerados na

seção rifte devido à baixíssima permeabilidade. A migração ocorreu até o contato basal da sequência sedimentar pré-aptiana, que funcionou como uma camada carreadora (*carrier-bed*), e transpassou a sequência evaporítica a partir de janelas ou zonas de espessura adelgada. Assim, o fluxo de hidrocarbonetos foi concentrado em falhas distensivas lítricas associadas aos domos e diápiros de sal, ou em falhas de transferência, até as armadilhas (Chang *et al.*, 2008).

A Bacia de Santos possui um conjunto diversificado de rochas reservatório, como os carbonatos oolíticos de águas rasas da Formação Guarujá, os arenitos turbidíticos de idade Oligoceno da Formação Marambaia e do Membro Ilha Bela, da Formação Itajaí-Açu (Chang *et al.*, 2008). Além deles, há também os carbonatos das formações Itapema e Barra Velha, que constituem os principais reservatórios da seção pré-sal, com gigantescos volumes de óleo descobertos nos campos de Lula, Sapinhoá, Búzios, entre outros. Os reservatórios das formações Itapema e Barra Velha são compostos por rochas carbonáticas formadas por coquinas e/ou microbialitos, além de coquinas de ostracodes e clastos de estromatólitos. Os carbonatos microbiais ocorrem nas seções rifte superior (sin-rifte) e sag (pós-rifte), podendo estar sobrepostos a depósitos de coquinas da Formação Itapema (rifte superior), de idade Neobarremiana-Eoaptiana. Os carbonatos da Formação Guarujá representam os reservatórios mais importantes da seção pós-sal devido ao grande volume de óleo descoberto nessas rochas nos campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalo-Marinho. Além dos reservatórios citados, outras unidades litoestratigráficas compõem reservatórios siliciclásticos, como os arenitos das formações Santos e Juréia e os arenitos turbidíticos do Paleoceno, Eoceno e Oligoceno da Formação Marambaia, que são reservatórios para os campos de Oliva, Atlanta e Baúna.

Os selos dos reservatórios da Bacia de Santos são formados de maneira generalizada por pelitos e calcilitos intercalados aos reservatórios, segundo Chang *et al.* (2008). E as trapas têm natureza estrutural e mista. O aporte sedimentar e o enorme volume de evaporitos depositados durante o Aptiano colaboraram amplamente com a geração de trapas relacionadas à halocinese desde o Neo-Albiano até o Oligoceno, formando armadilhas em forma de domos ou diápiros de sal. O acunhamento de corpos arenosos contra a parede de domos e diápiros salinos é muito comum em áreas de intensa ocorrência de halocinese,

como a região de águas profundas. Já as trapas estratigráficas podem ocorrer principalmente em unidades mais recentes, principalmente no Terciário e, mais raramente, no Maastrichtiano e as trapas associadas a 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.

2.3.1. PLAYS EXPLORATÓRIOS

A Bacia de Santos apresentou diversos modelos de acumulação ao longo de sua exploração, que resultaram em campos e descobertas em variados níveis estratigráficos, principalmente na seção pós-rifte. Dentre os principais *plays* exploratórios da Bacia de Santos (Figura 5) estão os carbonatos aptianos das formações Itapema e Barra Velha (*play* pré-sal), os carbonatos albianos da Formação Guarujá, arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela) e arenitos turbidíticos da Formação Marambaia (Membro Maresias).

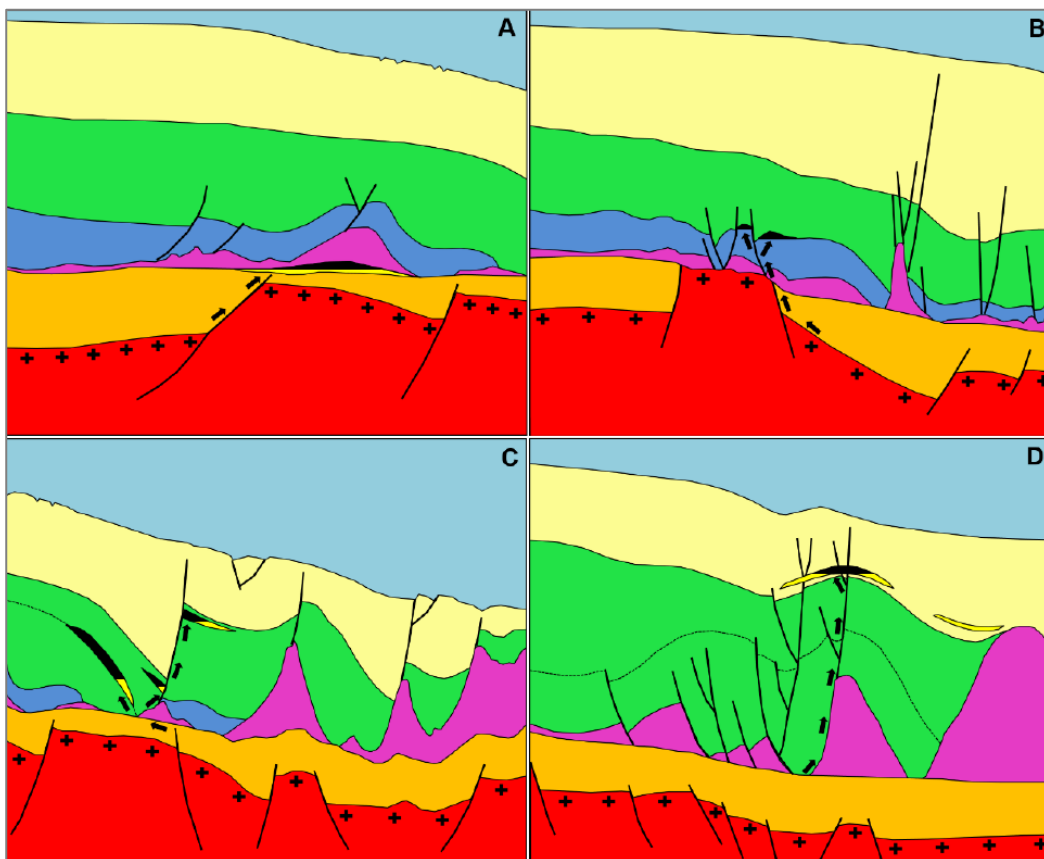


Figura 5: Arquitetura dos plays exploratórios da Bacia de Santos. (A) play pré-sal, (B) play carbonático albianos da Formação Guarujá, (C) play turbidítico do Membro Ilhabela, (D) play turbidítico da Formação Marambaia. (Chang *et al.*, 1992).

2.3.2. CAMPO DE BAÚNA: HISTÓRICO

Este campo localiza-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, e possui uma área de 114 km² (Figura 6). O Campo de Baúna é originário 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. A primeira empresa a arrematar a área junto à ANP foi a Petrobras com 100% de participação e após quatro anos de estudos declarou a comercialidade do campo em fevereiro de 2012. Atualmente o campo já não é mais explorado pela Petrobras e desde 2018 a cessão passou a ser totalmente controlada pela Karoon.

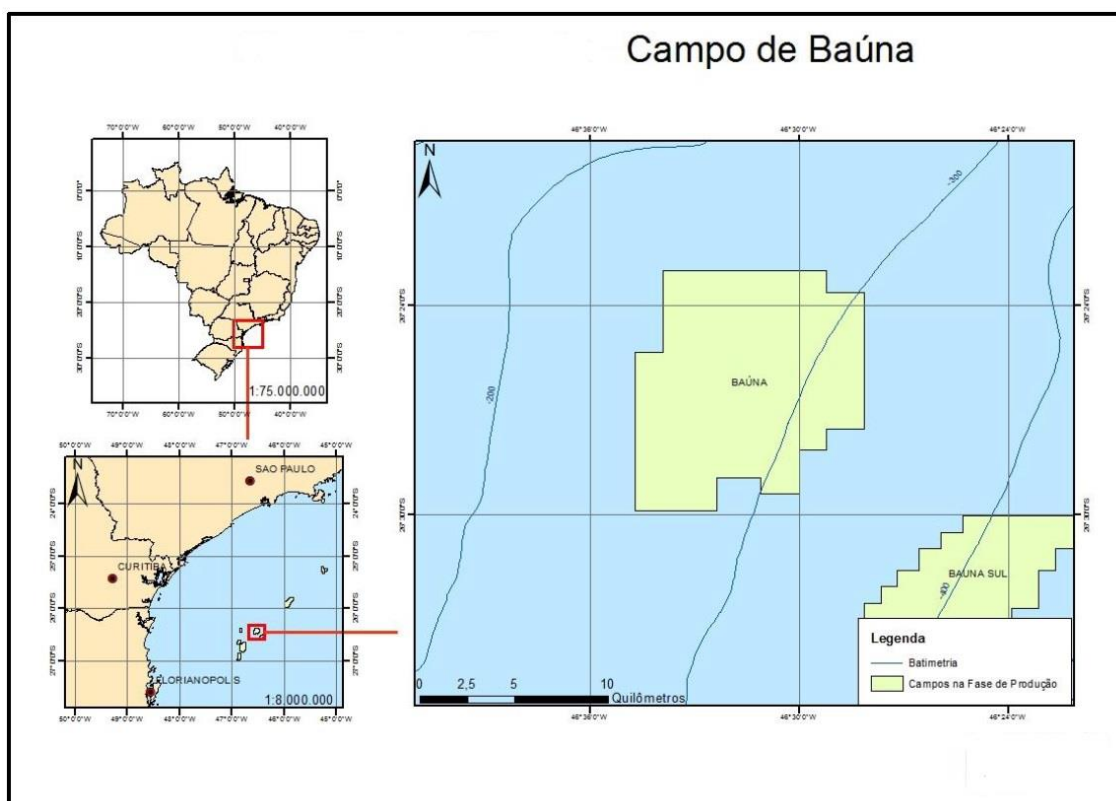


Figura 6: Mapa de Localização do Campo de Baúna, Bacia de Santos (ANP, 2016) (Modificado).

O sistema de produção e escoamento do campo ocorre através de um sistema de coleta que interliga três poços injetores de água e um injetor de gás natural ao FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Cidade de Itajaí. O escoamento do óleo é realizado por meio de bombas de exportação e mangotes flutuantes conectados 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 do Membro Maresias (Formação Marambaia), relacionados a um complexo sistema de leques submarinos, que ocorrem em profundidades entre 2000 e 2200 metros. Os reservatórios apresentam excelentes características permo-porosas, sem contaminantes expressivos. O campo vem sendo explorado desde 2012 e até o momento os estudos apontam que o campo pode produzir até 2031 e tem mantido um ótimo histórico de produção desde então (Figura 7).

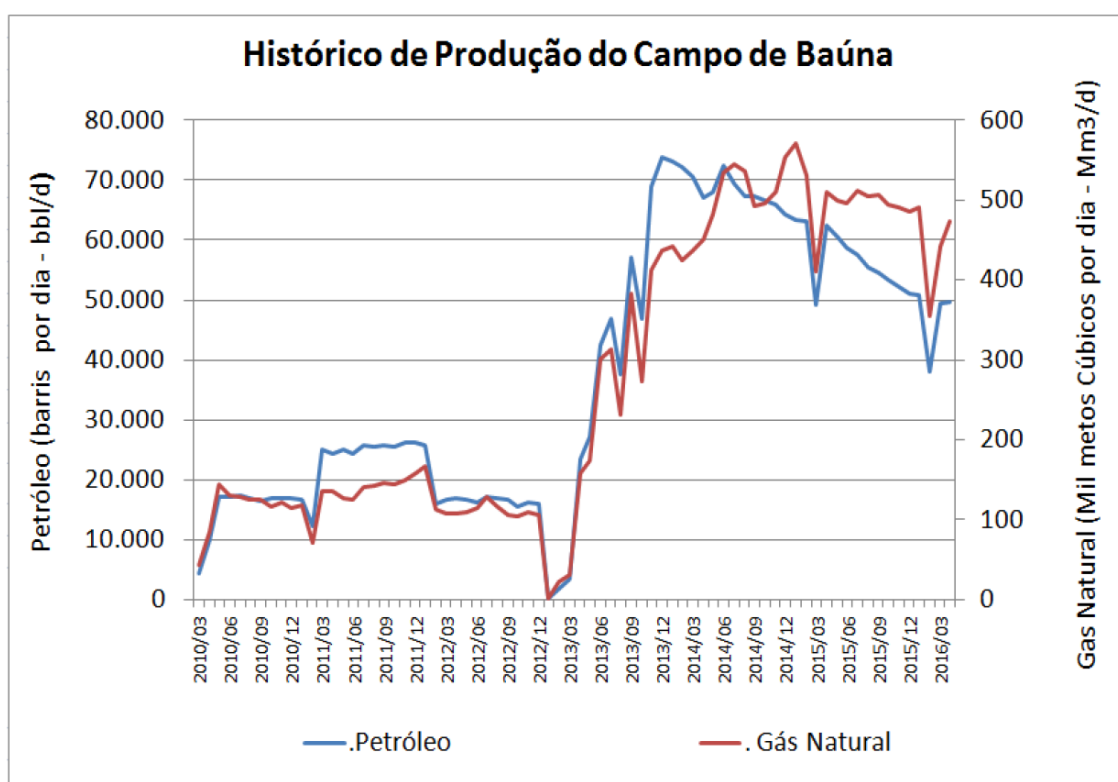


Figura 7: Histórico de produção do Campo de Baúna (ANP, 2016).

3. CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

O processo de caracterização de um reservatório consiste na determinação tridimensional de propriedades quantitativas e estas informações integradas permitem avaliar, monitorar e traçar estratégias para um campo. O uso de dados sísmicos 3D para o mapeamento dos reservatórios é fundamental, mas a sua aplicação pode ser limitada quando avaliamos os reservatórios turbidíticos e a complexa distribuição dos corpos areníticos, devido ao nível de resolução do dado e a natureza dessa informação. Ao avaliarmos os dados sísmicos é preciso ter em mente as limitações de resolução do dado, o que torna um desafio na identificação e caracterização de corpos arenosos, acarretando erros na definição e estimativa de reservas de um campo. A partir da integração de dados sísmicos, de perfis de poços e de rocha passa a ser melhor caracterizado o alvo. Os perfis de poços fornecem informações 1D com uma maior resolução do que os dados sísmicos e realizar o *upscaling* do poço para a sísmica ainda é um dos grandes desafios enfrentados pela indústria do petróleo. A Figura 8 mostra um esquemático das etapas para a construção de um modelo de reservatório utilizado para a previsão de reservas e simulação de fluxo.

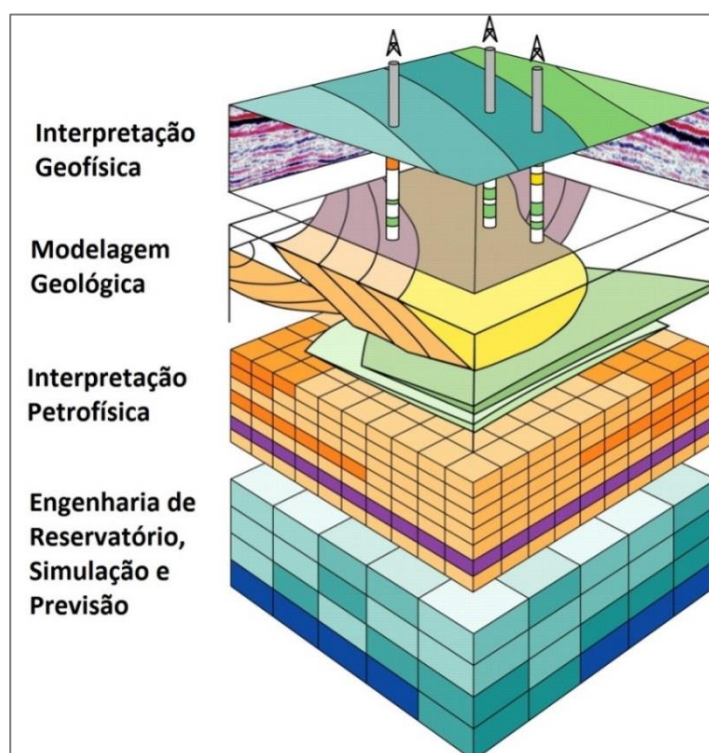


Figura 8: Etapas para a construção de um modelo de reservatório utilizado na previsão e simulação de fluxo.

3.1. ATRIBUTOS SÍSMICOS

A análise de um dado sísmico é um processo sistemático, que pode ser comparado a uma arte, pois depende muito da qualidade do dado e da habilidade do interprete em saber tirar o melhor daquilo que tem em mãos. Os atributos sísmicos passaram a ser reconhecidos como importantes ferramentas de avaliação em meados dos anos 70 e desde então são fundamentais no processo de interpretação sísmica. Existem muitos atributos sísmicos e sua aplicabilidade pode focar em estruturas, estratigrafia e/ou nas propriedades de rochas. Um ponto a se destacar nesse tema é como o avanço tecnológico influenciou no uso prático dessas ferramentas, pois foi a partir da progressão computacional que a qualidade das avaliações sísmicas tem avançado (Chopra & Marfurt, 2005).

Taner *et al.* (1994) dividiram os atributos sísmicos em duas categorias: geométricos e físicos. Os atributos geométricos têm como função identificar características geométricas como mergulho, azimute e continuidade. Já os atributos físicos são associados as propriedades físicas das rochas. Os atributos também podem ser classificados de acordo com os domínios tempo e profundidade e se são aplicados em dados pós-empilhamento ou pré-empilhamento, como proposto por Brown (1996) e apresentado na Figura 9. Neste trabalho foram utilizados os atributos RMS e o TecVA que apresentaram os melhores resultados para auxiliar na identificação e isolamento dos lóbulos dos corpos turbidíticos e na interpretação de falhas. As seguir são descritos de forma mais detalhadas estes dois atributos sísmicos.

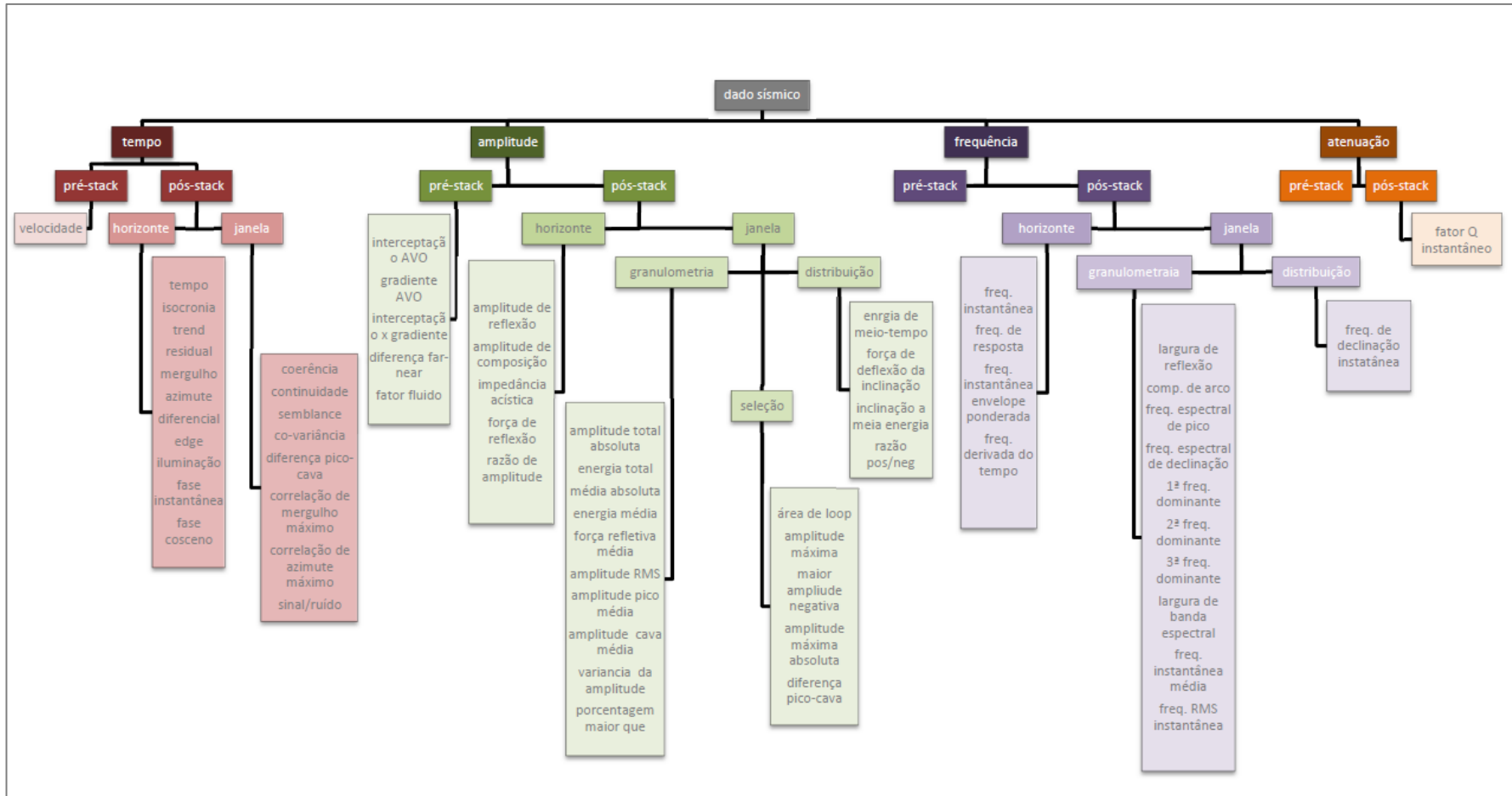


Figura 9: Classificação dos atributos sísmicos (Modificado de Brown, 1996).

3.1.1. AMPLITUDE RMS

O atributo de amplitude RMS, ou apenas atributo RMS, é calculado como a raiz quadrada da média das amplitudes elevadas ao quadrado, encontradas dentro da janela de análise especificada para o traço sísmico. A computação do atributo RMS no intervalo de um traço é dada por:

$$\bar{X}_{RMS_i} = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{j=i-\frac{M}{2}}^{j=i+\frac{M}{2}} x_j^2}, \quad (1)$$

e:

$$\bar{X}_{ABS_i} = \frac{\sum_{j=i-\frac{M}{2}}^{j=i+\frac{M}{2}} |x_j|}{M}, \quad (2)$$

na qual M é o número de amostras na janela, j é a posição da amostra e x_j a amplitude da amostra na posição j .

Como as amplitudes são elevadas ao quadrado antes de tirar a média, o cálculo da RMS é muito sensível para valores extremos de amplitude (Eq. 1). Normalmente, atributos relacionados ao conteúdo energético do traço sísmico são usados para distinguir diferentes tipos de litologias. Altos valores de amplitude de RMS são comumente relacionados a litologias de alta porosidade, como areias porosas, que são potenciais reservatórios de hidrocarbonetos de alta qualidade.

3.1.2. ATRIBUTO TECVA

O atributo Técnica de Volume de Amplitude (TecVA) foi desenvolvida por Bulhões & Amorim (2005) e é baseada no princípio da sismocamada elementar (SCE). A SCE, por definição, é a camada de rocha de menor espessura que o dado sísmico consegue imagear, sendo o elemento chave no cálculo dessa técnica. O SCE fornece a janela de tempo que dará o número de amostras a ser utilizada no cálculo da média móvel ao longo do traço sísmico. A TecVA é um atributo com potencial de mostrar pequenas variações na amplitude que numa correlação lateral traço a traço revelam características geométricas de feição como falhas e canais

(Bulhões & Amorim, 2005). Este atributo pode ser calculado em duas etapas (Figura 10):

1. Calcular a amplitude RMS (1) ou o valor absoluto do traço (2), obtendo assim uma estimativa do envelope desse traço, no qual este é afetado proporcionalmente com a janela de SCE.
2. Em seguida é necessário aplicar a rotação de fase no dado na amplitude RMS.

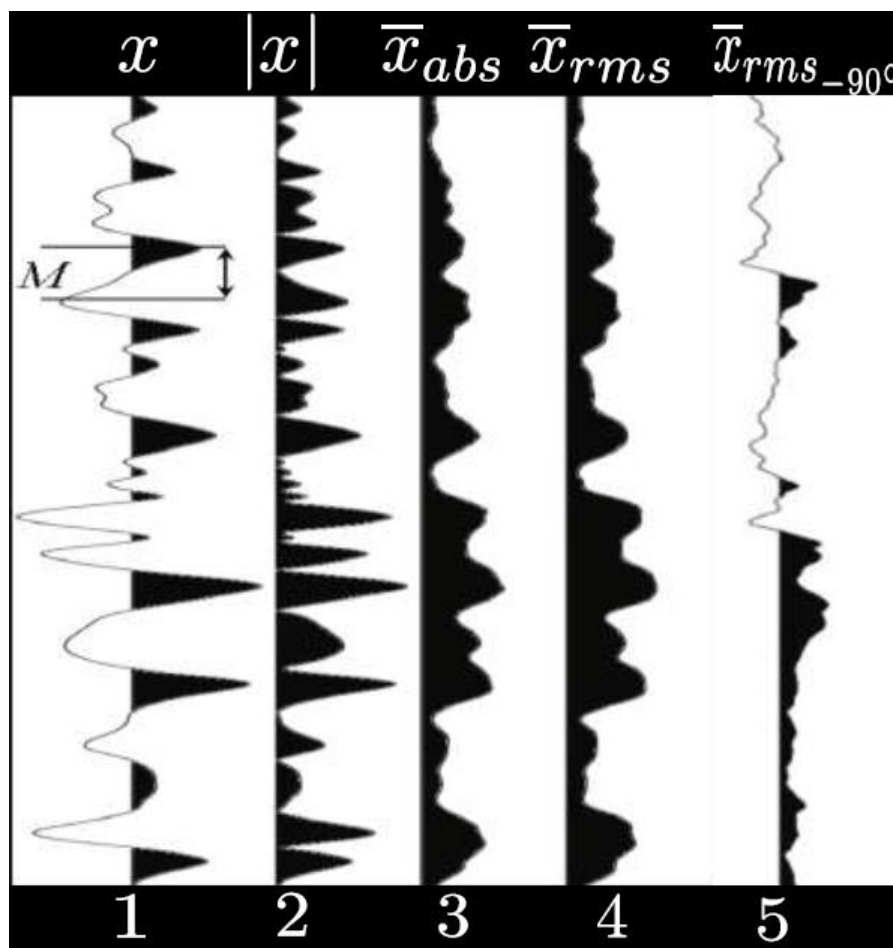


Figura 10: Etapa para o cálculo do atributo TecVA onde (1) é o traço de entrada, (2) seu valor absoluto, (3) traço com média dos valores absolutos de amplitude, (4) traço com média dos valores de RMS e (5) traço resultante do TecVA (Modificado de Meneses, 2010).

3.2. PERFIS GEOFÍSICOS

Análise dos perfis geofísicos também foi uma parte fundamental na realização deste estudo. Os perfis geofísicos fornecem uma medida 1D indireta do poço, com uma resolução vertical muito maior do que o dado sísmico. Cada tipo de

perfil fornecer uma ou mais características sobre o meio, podendo essas informações serem qualitativa ou quantitativa. A Tabela 1 mostra um resumo dos principais perfis geofísicos e as possíveis informações que cada pode fornecer.

Tabela 1: Comparativo das informações obtidas a partir de perfis de poços (Modificado de Rider, 1996).

Perfilagem	Geologia Geral				Geologia de Reservatório		Geoquímica		Petrofísica				Sísmica		
	Litologia	Identificação Mineral	Correlação Estratigráfica	Fácies Depositionais	Identificação de Fraturas	Identificação de Altas Pressões	Identificação da Rocha Geradora	Maturidade	Porosidade	Permeabilidade	Volume de Folhelho	Saturação de Hidrocarbonetos	Identificação de Gás	Velocidade Intervalar	Impedância Acústica
Temperatura						Δ		○				Δ			
Cáliper					Δ					Δ					
Potencial Espontâneo			Δ	Δ						Δ	○				
Resistividade	Δ		Δ	Δ		○	○	○	○	Δ	*	Δ			
Raios Gama	Δ	Δ	Δ	Δ			○				○				
Sônico	○		Δ		○	○	○		*				Δ	*	*
Densidade	○	Δ		Δ	○	Δ	○		*				Δ		*
Fotoelétrico	○	○													
Nêutron	○	Δ		Δ			Δ		*		Δ		Δ		

Δ uso quantitativo
 ○ uso qualitativo
 * uso semi-quantitativo/quantitativo

3.2.1. AVALIAÇÃO DE PERFIS GEOFÍSICOS

A interpretação qualitativa das informações dos perfis consistiu de procedimentos para a determinação de zonas de arenitos e folhelhos. Essa avaliação levou em consideração a leitura direta dos perfis dos poços e todos os outros gerados a partir dos cálculos derivados deles. A indústria de petróleo vem desenvolvendo há anos procedimentos e ferramentas que juntos permitem resultados mais assertivos com uma alta resolução. As leituras dos perfis podem nos fornecer uma delimitação da possível zona de reservatório, apenas avaliando os perfis de raios gama (GR), resistividade (RES), porosidade (NPHI) e densidade (RHOB), como mostrado de forma esquemática na Figura 11.

Por sua vez, a interpretação quantitativa das informações faz uso dos valores lido pelos perfis, podendo ser calculado propriedades como: temperatura, volume de argila, porosidades total e efetiva, saturação de água e o *net pay*.

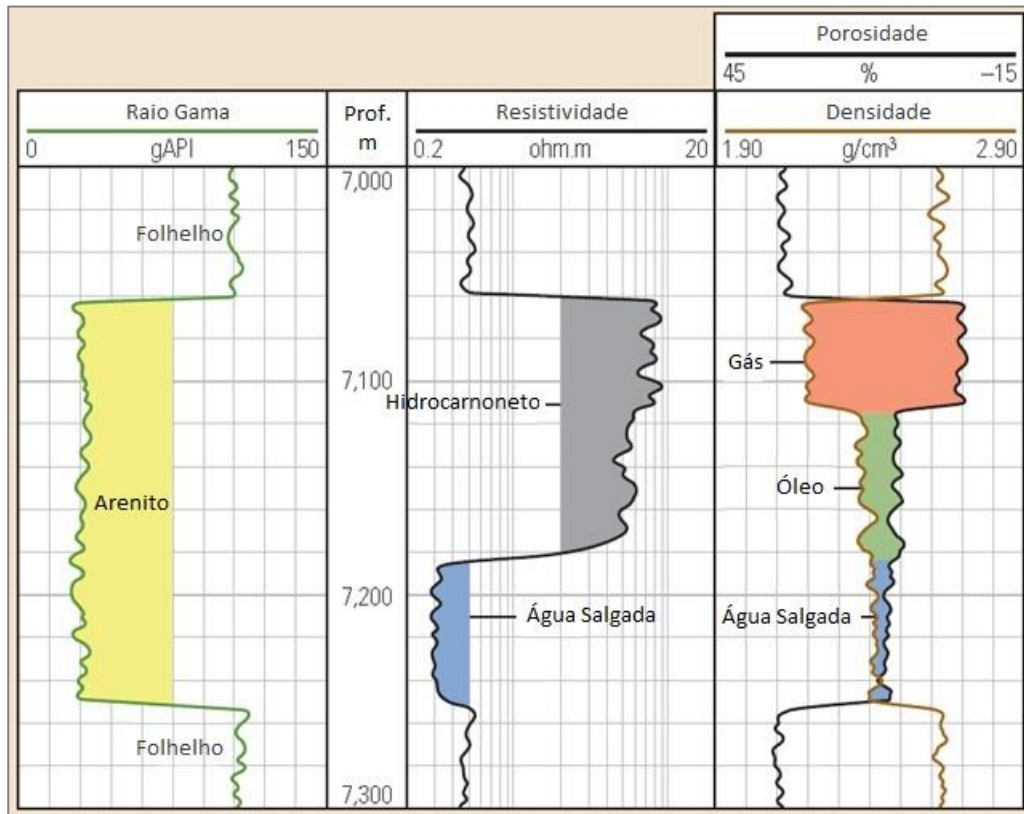


Figura 11: Interpretação dos perfis de raio gama, resistividade, porosidade e densidade para definir litologias e os tipos de fluido em um poço (Modificado de Oilfield Review, Spring, 2011).

A curva de temperatura é usada para os cálculos de outras propriedades, visto que algumas propriedades são dependentes da temperatura. Esta é um fator importante a ser determinado, pois as resistividades da lama de perfuração (R_m), do filtrado de lama (R_{mf}) e da água de formação (R_w) variam de acordo com a temperatura.

O cálculo do volume de argila fornece a quantidade de argila na formação. A presença da argila interfere diretamente na porosidade e, conseqüentemente, nas propriedades permo-porosas de reservatório. Na Figura 12 é apresentado os modelos de distribuição de argila dispersa (V_{disp}), laminada (V_{lam}) e estrutural (V_{shale}) em uma rocha siliciclástica, relacionando a quantidade do tipo de argila com a porosidade total.

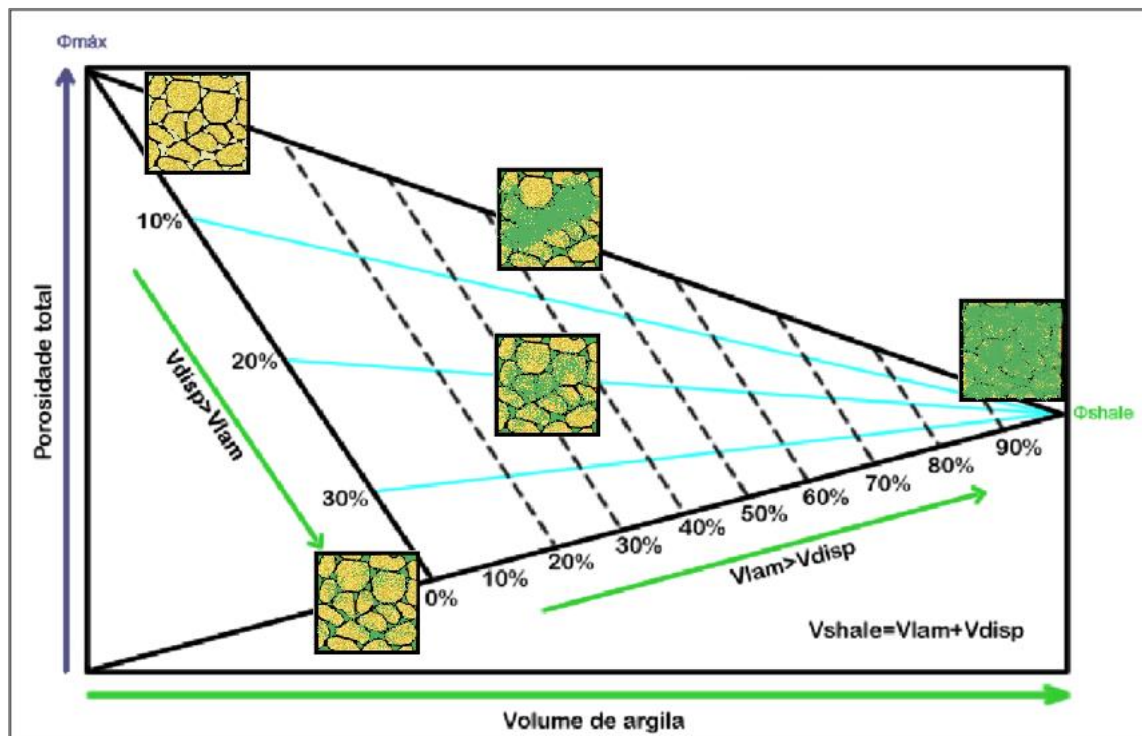


Figura 12: Modelo de distribuição de argilas (Modificado de Steiber, 1975).

Com as curvas de temperatura e de volume de argila é possível se obter a porosidade efetiva e saturação de água, podendo assim delimitar o contato óleo/água e calcular o *net reservoir* (espessura do reservatório). Em seguida, podem ser estabelecidos os valores de *cutoff* dos parâmetros de volume de argila, de porosidade efetiva e saturação de água para determinar o *net pay* (intervalos do reservatório com hidrocarboneto e boas condições permo-porosas).

A Figura 13 mostra um fluxo de integração de atributos sísmicos com a avaliação de perfis de poços para a construção de um modelo estático de propriedades do reservatório. Neste fluxo, primeiro é realizado a amarração sísmica-poço. Após a amarração são identificados os atributos sísmicos que melhor individualizam os possíveis corpos reservatórios, gerando assim o *geobody*. Por último, o *geobody* é preenchido com as propriedades de reservatórios a partir da extrapolação de informações dos poços.

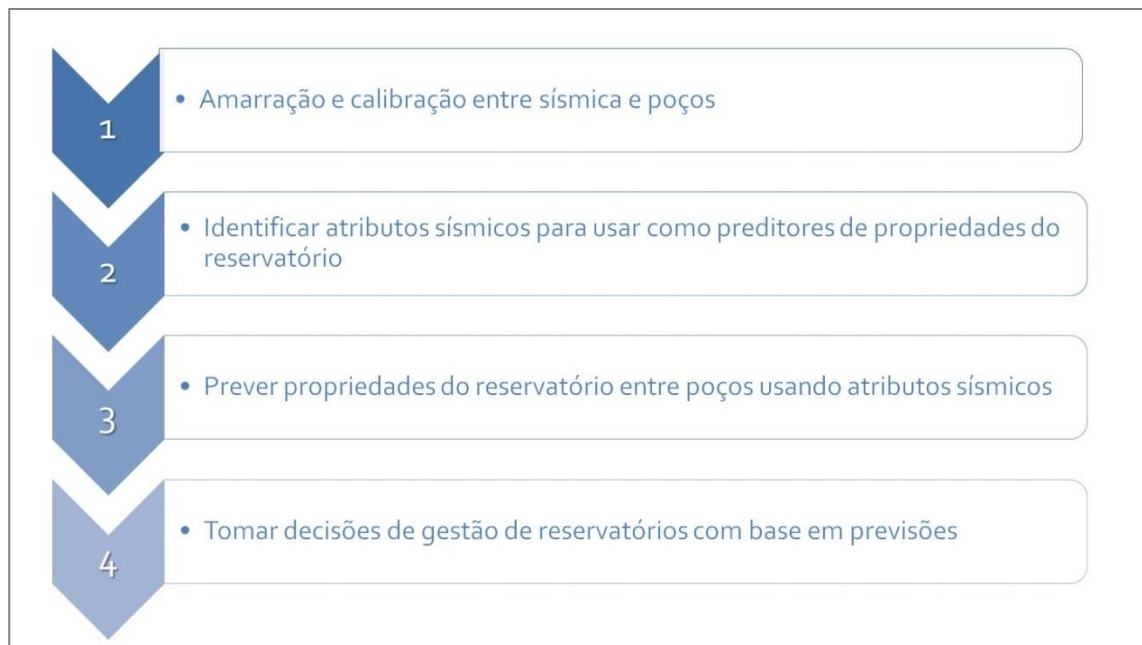


Figura 13: Fluxo mostrando a integração de atributos sísmicos com a avaliação de perfis para se prever as propriedades de um reservatório.

3.2.2. POROSIDADE

A porosidade é a medida que reflete a capacidade de uma rocha em armazenar fluidos nos poros. Outro conceito que deve ser observado nessa propriedade é a interconexão dos poros, a qual impacta diretamente na permeabilidade (Figura 14 e Figura 15). Segundo Donaldson & Tiab (2003), a permeabilidade é controlada principalmente pela quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros. A permeabilidade raramente é a mesma em todas as direções numa rocha sedimentar, sendo geralmente maior na horizontal do que na vertical, graças aos processos de deposição e de litificação. Sendo assim, a porosidade deve ser avaliada a partir de dois pontos de vista: a porosidade total e a porosidade efetiva. A porosidade efetiva para este estudo foi considerada mais importante, pois ela reflete não só a capacidade de armazenamento como o possível escoamento do fluido presente nos poros.

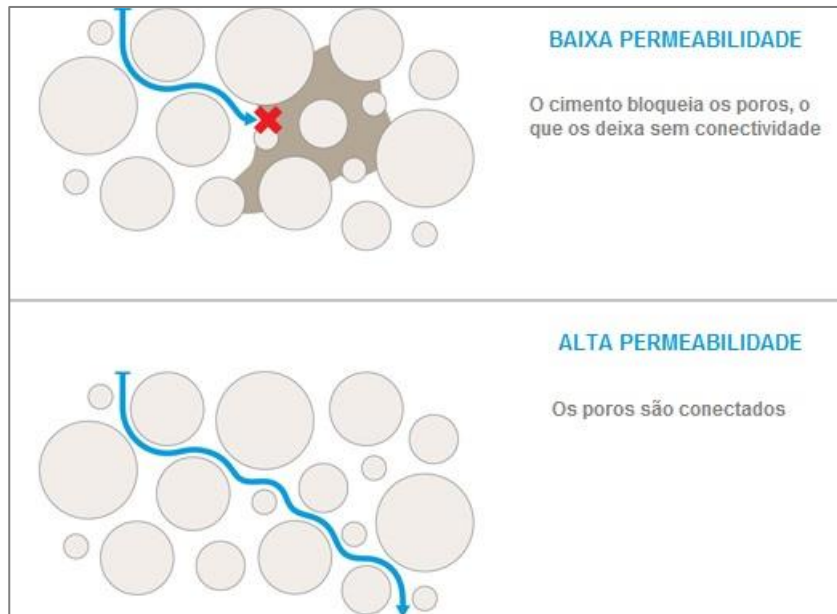


Figura 14: Ilustração mostrando o conceito de permeabilidade (Fonte: alemdasaulas.wordpress.com).

A porosidade total de uma rocha representa a soma de todos poros que estão conectados e também dos isolados. A porosidade total (ϕ) é dada pela razão entre o volume de espaço poroso (V_P) de uma rocha pelo o volume total (V_T) da mesma, sendo uma propriedade adimensional, podendo ser expressa em percentual ou fração:

$$\phi = \frac{V_P}{V_T}. \quad (3)$$

Por sua vez, a porosidade efetiva (ϕ_E) se refere apenas aos espaços vazios interconectados (V_{PE}) e é expresso pela seguinte equação:

$$\phi_E = \frac{V_{PE}}{V_T}. \quad (4)$$

A porosidade também pode ser classificada como porosidade primária ou secundária. A primária é aquela formada pela deposição original dos sedimentos, podendo ser intergranular ou intragranular. A porosidade intragranular consiste no espaço vazio existente dentro do grão do sedimento. Já a porosidade intergranular consiste nos espaços vazios entre os grãos dos sedimentos e este tipo de

porosidade tende a diminuir com o soterramento, pelo efeito de compactação e diagênese.

Já a porosidade secundária surge após a deposição e geralmente como resultado da dissolução de minerais, faturamento e cimentação. Devido a estes fatores cada material sedimentar em geral tem sua porosidade variando, normalmente, com a profundidade e também de acordo com os processos diagenéticos.

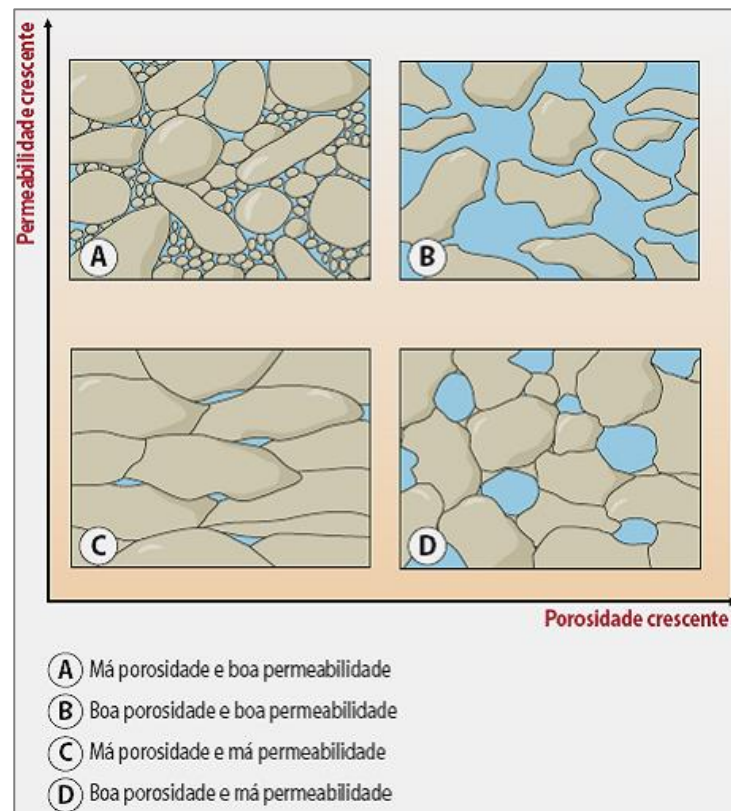


Figura 15: Ilustração mostrando a relação entre porosidade e permeabilidade (Fonte: alemdasaulas.wordpress.com).

3.2.3. SATURAÇÃO

A saturação de um fluido em meio poroso é definida como a porcentagem ou fração do volume de poros que é ocupada por este fluido. Os espaços vazios de um meio poroso podem estar parcialmente preenchidos por um determinado líquido e os espaços remanescentes por um gás, ou ainda, dois ou três líquidos imiscíveis podem preencher o espaço poroso. Nesses casos, é de grande importância o

conhecimento do conteúdo de cada fluido no meio poroso, pois as quantidades dos diferentes fluidos podem definir o valor econômico de um reservatório.

No momento em que um reservatório de hidrocarbonetos é avaliado, a saturação de água (S_w) existente é denominada de saturação de água conata, ou inata ou inicial. Esta consiste em uma água marinha que foi trapeada no espaço poroso dos sedimentos durante o processo de deposição e litificação da rocha. Na zona de óleo, não existe gás quando a pressão é maior ou igual à pressão de bolha. A identificação da zona do contato óleo/água é fundamental para se determinar os limites do reservatório e saber a real zona de produção de hidrocarboneto (Figura 16).

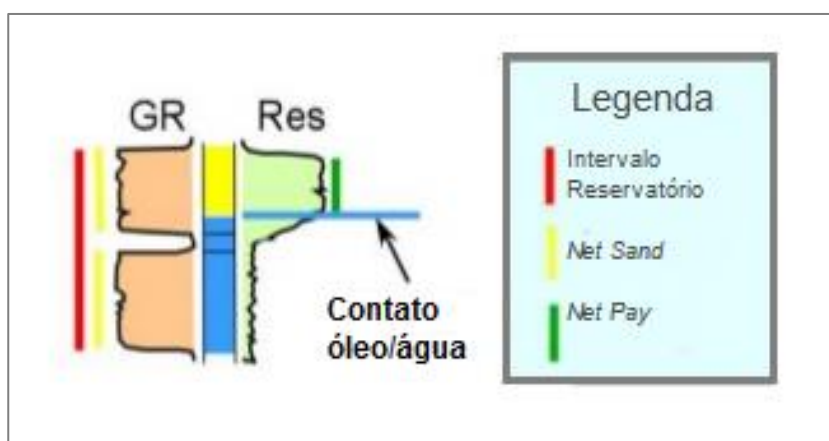


Figura 16: Contato óleo/água e o limite de *net pay*.

A medida que o campo vai produzindo, a pressão do reservatório vai diminuindo e se torna menor que a pressão de bolha, gerando assim o aparecimento de gás na zona de óleo. A saturação média do reservatório é, então, calculada através de um balanço de materiais. Os métodos para determinação da saturação dos fluidos podem ser tanto diretos quanto indiretos. Os diretos consistem na determinação da saturação dos fluidos através de amostras de rochas ensaiadas em laboratório. Já os indiretos permitem a obtenção das saturações através da medição de alguma propriedade física da rocha, usando os perfis de poços. No caso deste estudo, a saturação de água foi estimada a partir dos perfis de poços e, em seguida, foi obtida a saturação de óleo fazendo a diferença da saturação total dos fluidos adotado como 1 menos a saturação de água, visto que a região estudada apresenta apenas gás em solução.

4. METODOLOGIA

Para a realização deste estudo foram utilizados dados sísmicos e dados de perfis de doze poços. 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 (Banco de Dados de Exploração e Produção - BDEP). O dado sísmico utilizado é um volume 3D pós-empilhamento migrado no domínio do tempo (PSTM), que cobre uma área de 100 km². Este dado pertence ao programa R0268_BM-S-40 e teve como objetivo o desenvolvimento do Campo de Baúna, localizado no bloco BM-S-40 do setor SS-AR4.A sísmica é parte de uma aquisição que abrange uma região maior na área, mas para fins de estudos acadêmicos na modalidade de mestrado só foi possível requisitar uma área de 100 km². Esta área selecionada buscou conter o maior número possível de poços do campo. A Figura 17 mostra o limite do Campo de Baúna, a área que a sísmica e a posição dos poços utilizados neste estudo.

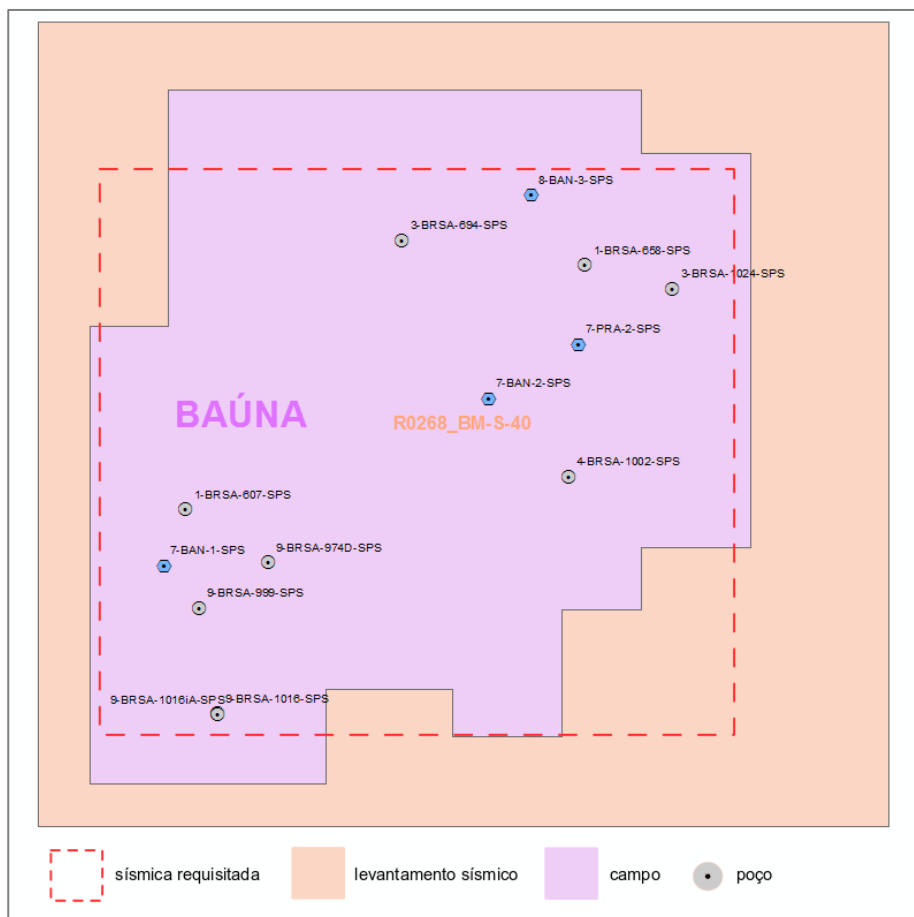


Figura 17: Mapa mostrando os limites do Campo de Baúna, a área do volume sísmico e os poços solicitados à ANP.

O fluxo de trabalho (*workflow*) proposto permitiu uma melhor avaliação dos reservatórios no Campo de Baúna, tendo como objeto a utilização de métodos eficazes e fazer um melhor uso dos recursos disponíveis, levando a um estudo mais preciso e coerente. A Figura 18 mostra o *workflow* utilizado neste trabalho.

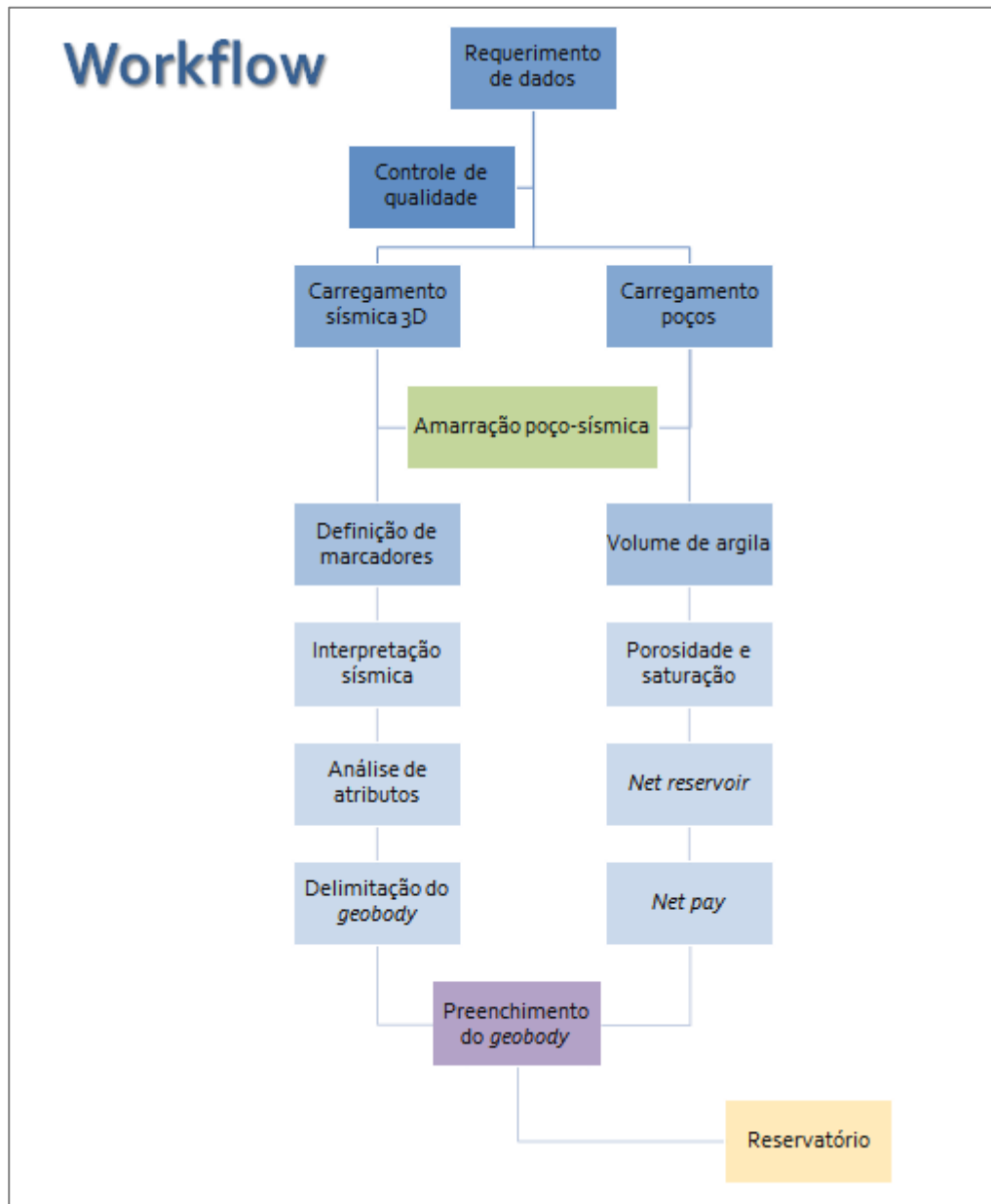


Figura 18: Fluxo de trabalho aplicado aos dados para estudo do reservatório.

4.1. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

A interpretação sísmica foi realizada em um volume PSTM (*pre-stack time migration*), que contou com 12 poços para auxiliarem na limitação das zonas de reservatório. O espaçamento entre as *inlines* e *crosslines* é de 12,5m por 25m. A interpretação foi feita a partir de uma malha de *inlines* e *crosslines*, a qual foi adensada de maneira progressiva, iniciando a partir de uma malha de 32 linhas por 32 linhas e avançando até chegar a uma malha de 4 linhas por 4 linhas. Também foram interpretadas as falhas presentes.

A interpretação sísmica avaliou os limites de tempo máximo de todos os reservatórios da área e foram criadas duas superfícies, uma limitando o topo e outra a base que englobaram os reservatórios da Formação Marambaia. Mesmo que os alvos sejam reservatórios turbidíticos holocênicos, também foi avaliado com atenção o comportamento das camadas inferiores e sua interferência nos depósitos acima, pois a região também é afetada por movimentos de halocinese, o que pode impactar na configuração dos reservatórios.

A interpretação sísmica, assim como a análise de perfis geofísicos, foi a base para a avaliação dos reservatórios. O primeiro passo para a interpretação sísmica foi o carregamento do volume sísmico, com a checagem da geometria e o posicionamento espacial do dado (orientações de *inlines* e de *crosslines*). Em seguida, os poços foram carregados e foi realizada a amarração sísmica-poço. Com o auxílio dos dados adicionais, que acompanharam os perfis de poços (perfis compostos e relatórios de exploração), foi possível delimitar os limites dos reservatórios na área de estudo. A partir dessa etapa foram mapeados em tempo três horizontes, nomeados como: HORIZONTE 1, HORIZONTE 2 e HORIZONTE 3. Esses três horizontes representam os topos e base das duas possíveis zonas de reservatório da região (Zona A e Zona B).

4.2. ATRIBUTOS SÍSMICOS UTILIZADOS

Para este estudo foram avaliados os seguintes atributos sísmicos: amplitude absoluta integrada, integração, impedância acústica relativa, *sweetness*, frequência RMS, TecVA e envelope do sinal. Os atributos desconsiderados neste estudo não

detectaram as litologias ou estruturas e, por isso, foram selecionados os atributos sísmicos que destacassem os seguintes critérios: visibilidade estrutural e de falhas e os lóbulos turbidíticos. Atendendo a tais critérios, os atributos de amplitude RMS (numa janela de 50ms) e o TecVA foram os escolhidos.

O atributo TecVA auxiliou na visualização das características estruturais, como no mapeamento das falhas. Uma seção sísmica não interpretada e interpretada com o atributo TecVA é mostrada na Figura 19, na qual é possível notar o destaque dado para a visualização das falhas na área de estudo.

Já para a delimitação dos depósitos siliciclásticos no intervalo dos reservatórios na Formação Marambaia, o atributo de amplitude RMS apresentou o melhor resultado, sendo assim utilizado para a modelagem do *geobody*. A Figura 20 mostra o atributo RMS em uma *time slice* em 2080 ms em uma janela de 25ms, no qual em amarelo aparecem destacados os lóbulos turbidíticos dos canais.

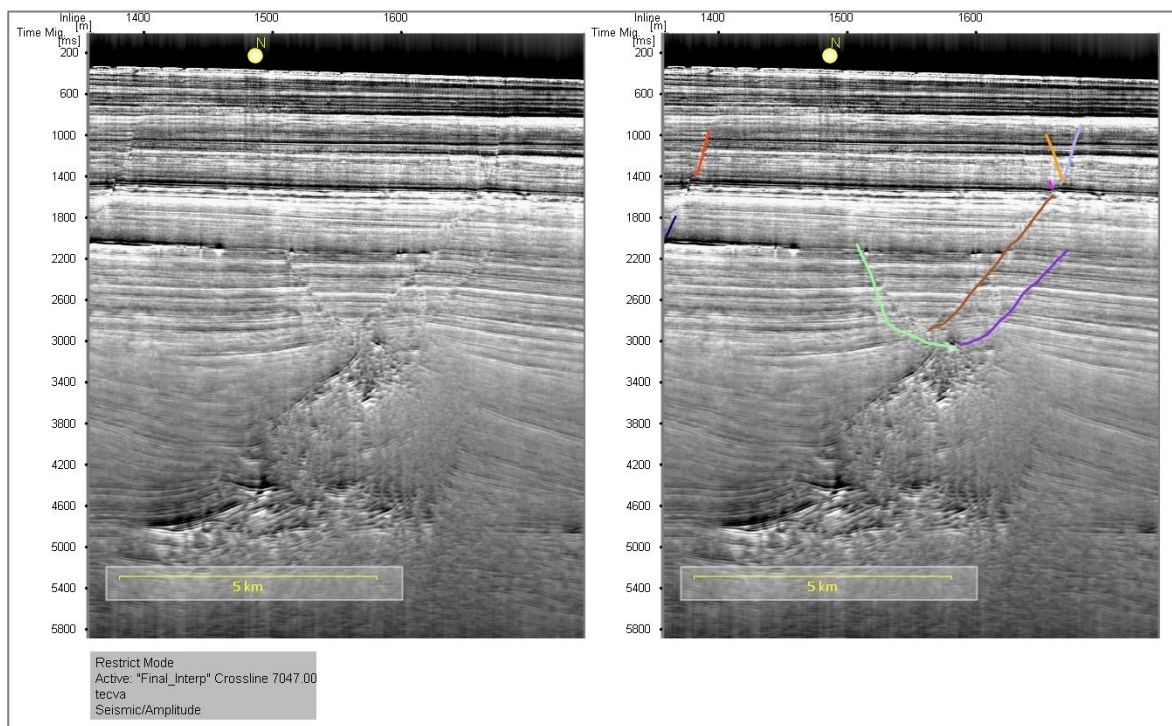


Figura 19: Comparação de seção sísmica (*crossline*) com atributos sísmicos TecVA auxiliando na interpretação de falhas.

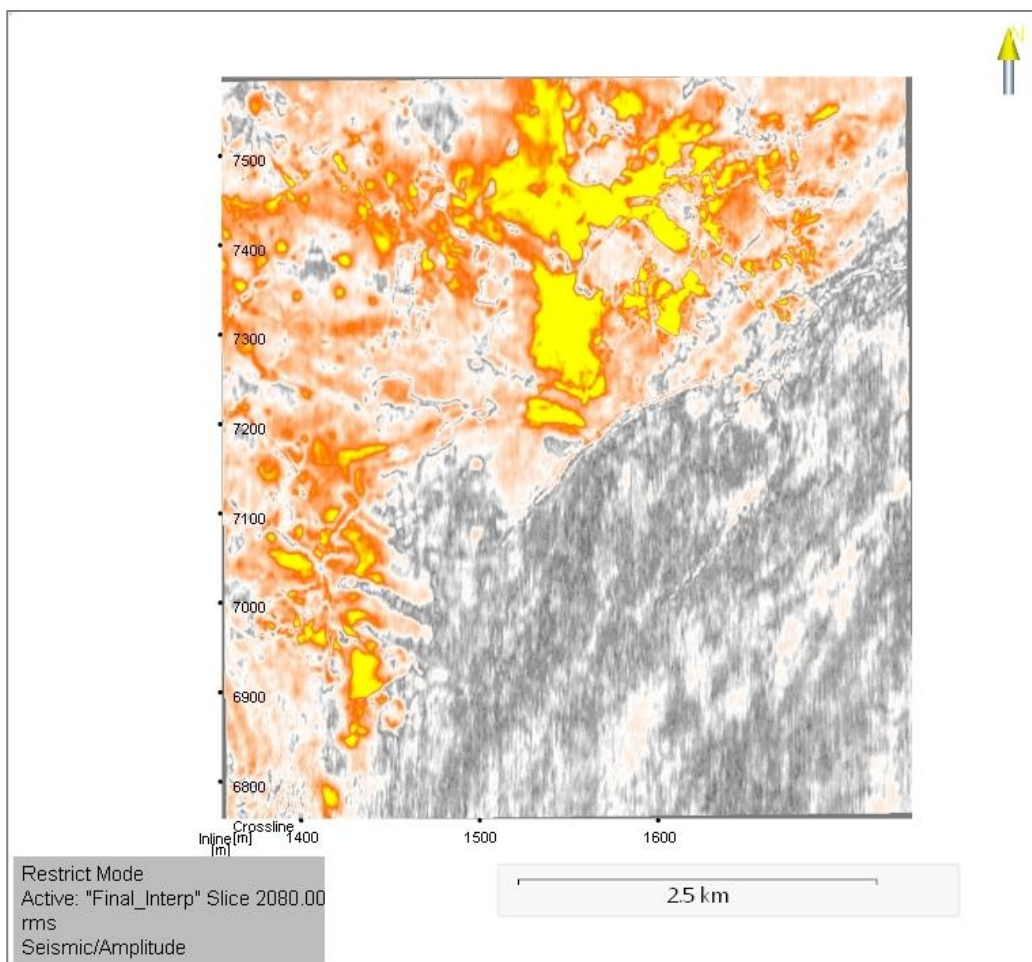


Figura 20: *Slice* em tempo (2080ms) com o atributo de amplitude RMS aplicado para evidenciar os lobos turbidíticos.

4.3. AVALIAÇÃO DOS PERFIS DOS POÇOS

A base de dados dos perfis de poços para este estudo é composta por doze poços com um conjunto de dados distintos para cada poço e, conseqüentemente, com informações diferentes que variam quanto ao tipo e número de perfis, profundidade perfilada, taxas de amostragem e presença ou não de amostras laterais.

A avaliação dos dados de poços teve como objetivo definir as zonas de reservatórios e estimar as propriedades de reservatórios: percentual de argila, porosidade e saturação. Para isto, foram utilizados os seguintes perfis: raios gama (GR), caliper (CAL), porosidade (NPHI), densidade (RHOB), resistividades rasa, média, profunda e ultra profunda (RES) e fotoelétrico (PEF).

A etapa de avaliação dos perfis dos poços teve início com o carregamento e controle de qualidade da base de dados no software Interactive Petrophysics (IP) da empresa Lloyd's Register®. A Figura 21 mostra as curvas básicas do poço 1_BRSA_607_SPS que foram utilizadas para a avaliação dos reservatórios na área de estudo. Nesta fase é importante checar o posicionamento do poço, sua classificação junto à ANP, se o poço é vertical ou desviado, se ele possui complementações ou ajustes. Como é comum, a base de dados é composta por poços perfurados por diferentes empresas e devido a isto as informações adquiridas são nomeadas de forma distinta, apesar de possuírem informações similares. Isto leva à necessidade de se normalizar os nomes/nomenclaturas dos perfis, assim como as unidades e taxas de amostragem dos dados.

Após o carregamento e controle de qualidade dos perfis foi calculada a curva de temperatura de cada poço. Esta informação regula o comportamento físico-químico das propriedades do reservatório e pequenas variações podem desencadear em informações equivocadas nas etapas subsequentes. As curvas de temperaturas foram adquiridas através da medida de temperatura em duas profundidades e extrapoladas para todo o poço. Quando somente uma medida de temperatura estava disponível foi usado este valor em conjunto com a gradiente de temperatura da área para obter a curva de temperatura. É necessário ter atenção com relação a unidade de medida utilizada (Celsius ou Fahrenheit), a qual deve ser igual para todos os poços. Neste trabalho foi utilizada a unidade de graus Celsius. A Figura 22 mostra as curvas de temperatura calculadas para três poços e a região apresentou um gradiente geotérmico de 24°C/km.

A etapa seguinte foi o cálculo do volume de argila (V_{sh}). A quantidade de argila é um fator determinante para que uma zona possa ser considerada reservatório, porque a argila em grande quantidade pode ocupar espaço poroso prejudicando as propriedades permo-porosas. Para esta estimativa foi usado o perfil de raios gama (GR). Este perfil mede a radioatividade natural das rochas, que é proveniente de três elementos radioativos: potássio, urânio e tório. A característica deste perfil é associada ao volume de argila, pois as argilas possuem a facilidade de reter minerais radioativos em sua estrutura, gerando assim uma leitura do perfil proporcional a quantidade de argila, com exceção quando existe mineral feldspato, que não é o caso no intervalo analisado.

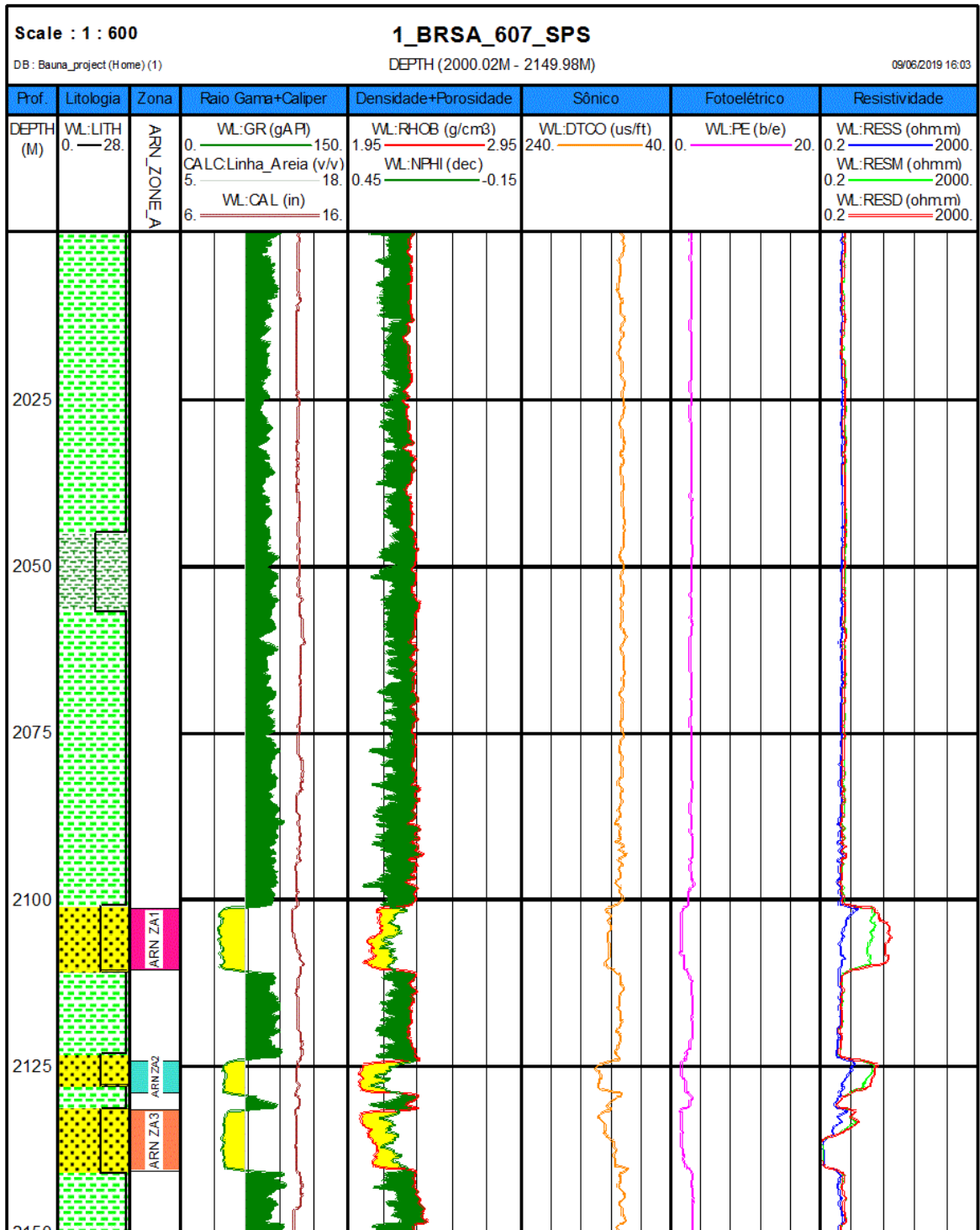


Figura 21: Perfis do poço 1_BRSA_607_SPS. O track 1 mostra a litologia, track 2 as zonas de arenitos para possíveis reservatórios, track 3 com raios gamas e caliper, track 4 com porosidade RHOB e densidade NPHI, track 5 com o sônico, track 6 com o fotoelétrico e o track 7 com as resistividades rasa, média e profunda.

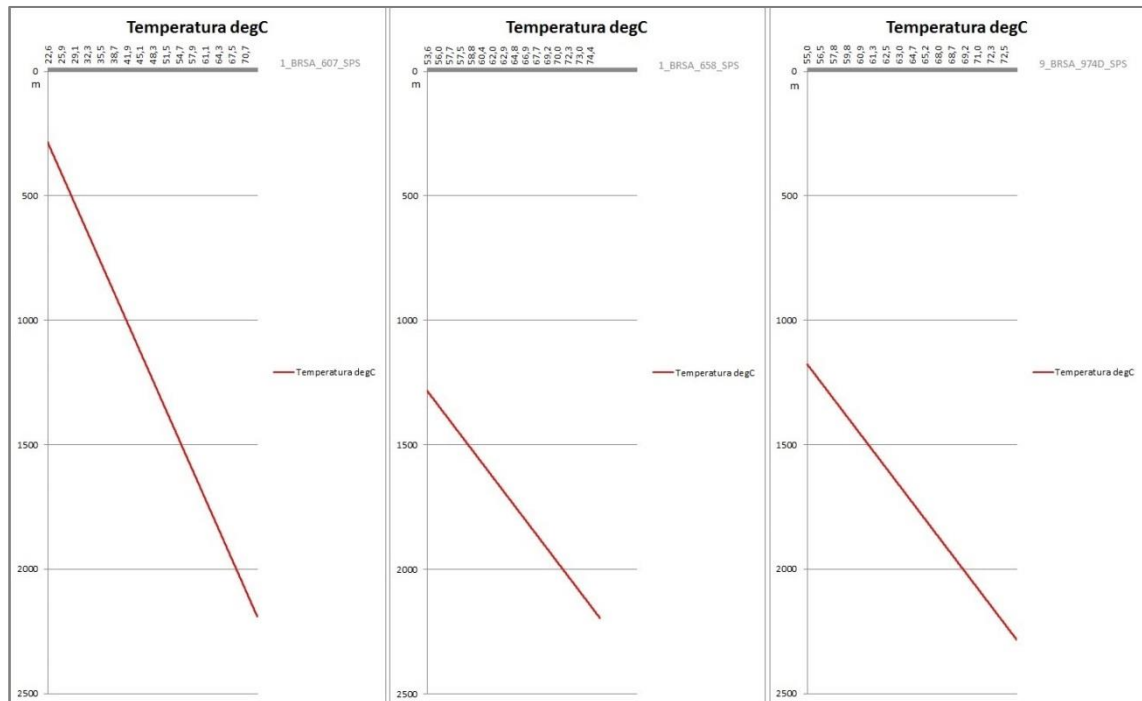


Figura 22: Gráfico da temperatura em graus Celsius dos poços 1_BRSA_607_SPS, 1_BRSA_658_SPS e 9_BRSA_974D_SPS.

Para se obter o volume de argila é utilizado o índice de raios gama (IGR):

$$IGR = \frac{GR_{lido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (3)$$

no qual o GR_{lido} é o valor lido pelo perfil GR na profundidade de investigação, GR_{min} é a média dos valores mínimos lidos pelo perfil de raios gama em uma zona limpa (sem presença de argila) e GR_{max} é a média dos valores máximos lidos pelo perfil em uma zona de folhelho. Com o valor de IGR calculado pode-se usar modelos empíricos para o cálculo do volume de argila (V_{sh}). Entre os modelos empíricos mais utilizados têm-se: o Linear, o Larionov para rochas recentes e mais antigas, o Clavier e o Stieber (Schön, 2011). A Figura 23 mostra um gráfico de IGR por V_{sh} comparando os diferentes modelos empíricos, no qual é possível notar que os maiores valores de V_{sh} são obtidos pelo método linear (curva preta) e os menores pelo método de Larionov para rochas mais recentes (curva amarela).

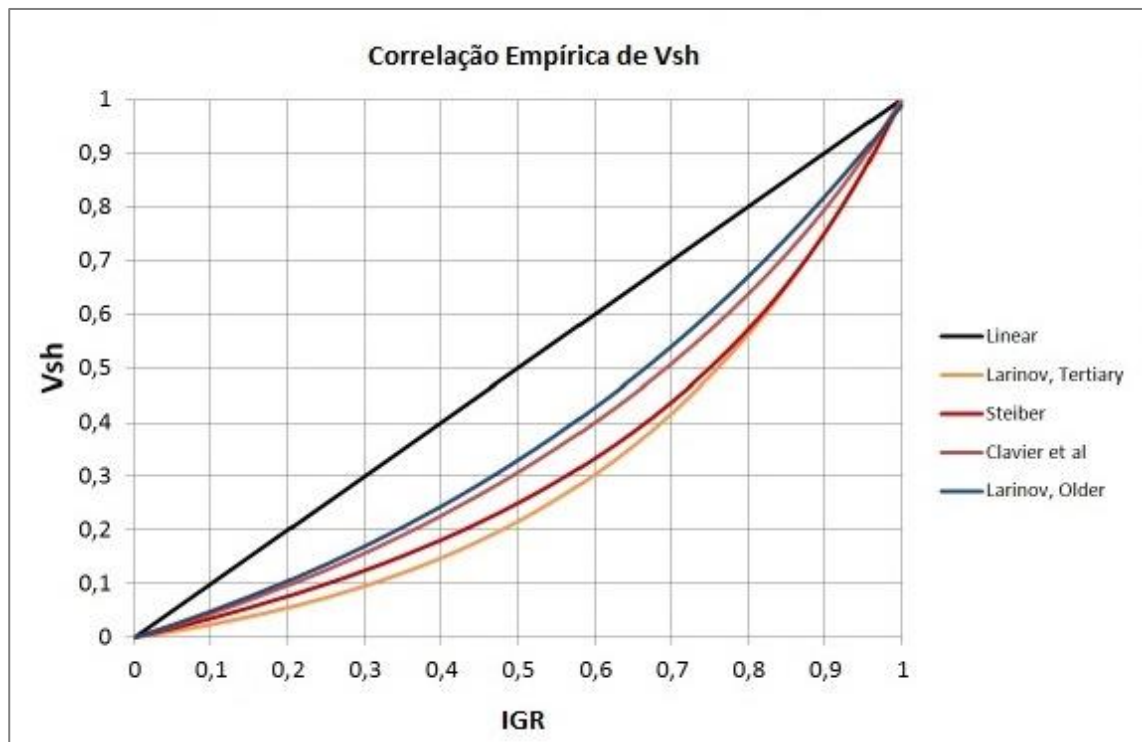


Figura 23: Correlação empírica de Vsh e IGR para diferentes modelos.

Para este estudo o modelo empírico utilizado para a estimativa do volume de argila (Vsh) foi o modelo de Larionov para rochas do recente:

$$Vsh = 0,083(2^{3,7*IGR} - 1). \quad (4)$$

Este modelo foi usado por estimar os menores valores de argila e o intervalo de interesse e os reservatórios são de idade Oligoceno. A Figura 24 mostra a curva que estima o volume de argila no poço 1_BRSA_607_SPS usando o modelo de Larionov.

Após obter as curvas de volume de argila nos poços, o passo seguinte foi calcular a porosidade e a saturação. No software IP, isto é realizado usando o módulo *Porosity and Water Saturation Analysis*. Para o cálculo conjunto da porosidade e da saturação são necessários os seguintes perfis: neutrão (NPHI), densidade (RHOB), volume de argila (Vsh) e Temperatura. O método escolhido para estimar a porosidade foi o *Neutron-Density*. Este método combina os perfis neutrão e densidade e o volume de argila para estimar as porosidades total e efetiva. Para a estimativa de saturação de água (S_w) foi escolhida a equação de Archie (Schön, 2015):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a R_w}{\phi^m R_t}} \quad (5)$$

no 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 a o parâmetro de tortuosidade. Foram usados os seguintes valores para os parâmetros: $m = n = 2$ e $a=1$. Para obter o valor de R_w foi verificado uma zona 100% saturada com água e usado a seguinte fórmula:

$$R_w = R_t \times \phi^2. \quad (6)$$

Vale ressaltar que a equação de Archie foi escolhida por ser a mais indicada em zonas com baixo volume de argila, com até 15%.

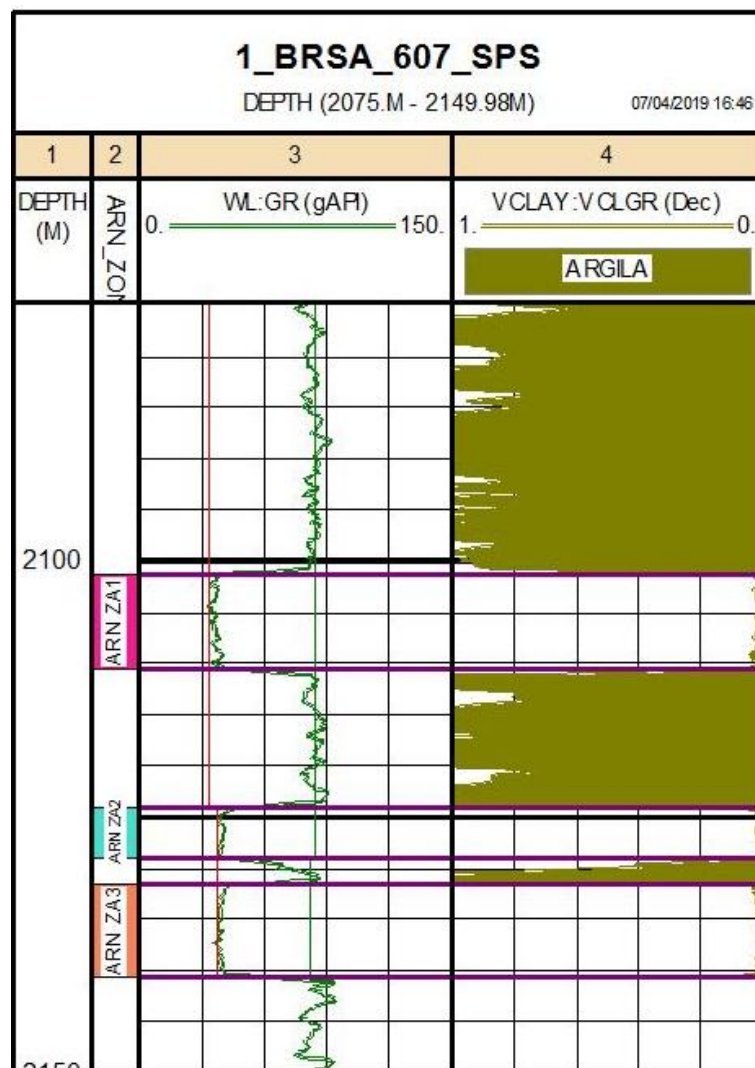


Figura 24: Perfis de raios gama e de volume de argila estimado no poço 1_BRSA_607_SPS usando o modelo de Larionov para rocha do recente.

Com as propriedades de volume de argila, porosidade e saturação foi possível se obter uma avaliação mais completa do cenário dos poços, para se delimitar com maior precisão os limites dos reservatórios. A Figura 25 exemplifica esta análise mostrando os perfis originais e estimados do poço 1_BRSA_607_SPS, bem como as três zonas de arenitos definidas. A Figura 26 mostra os histogramas das porosidades total e efetiva e a Figura 27 a saturação de água nos três intervalos definidos como arenitos.

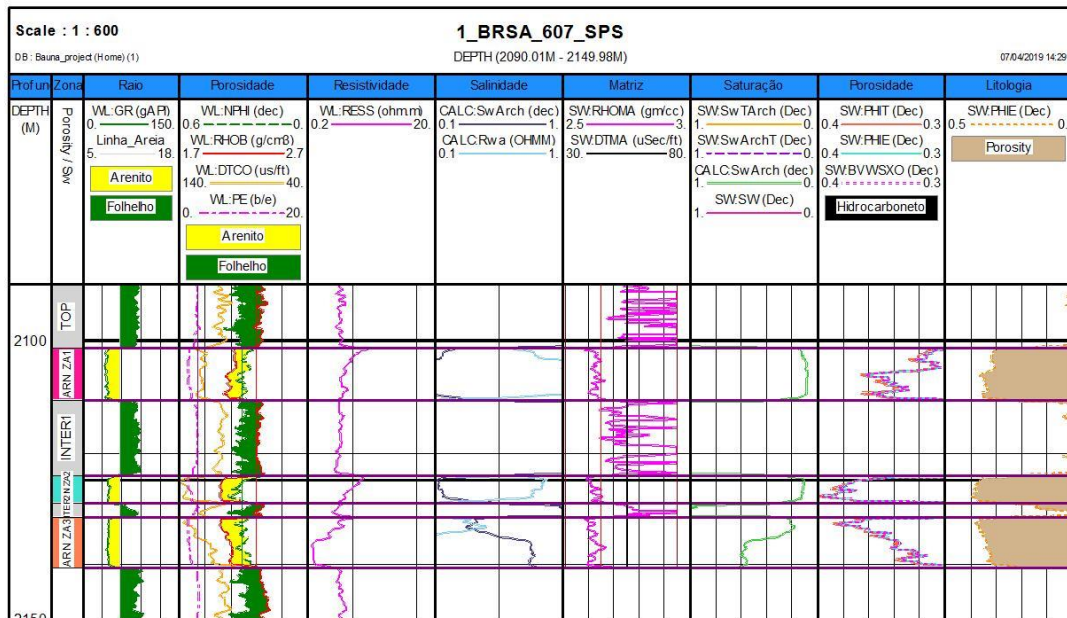


Figura 25: Perfis originais e estimados e as zonas definidas no poço 1_BRSA_607_SPS.

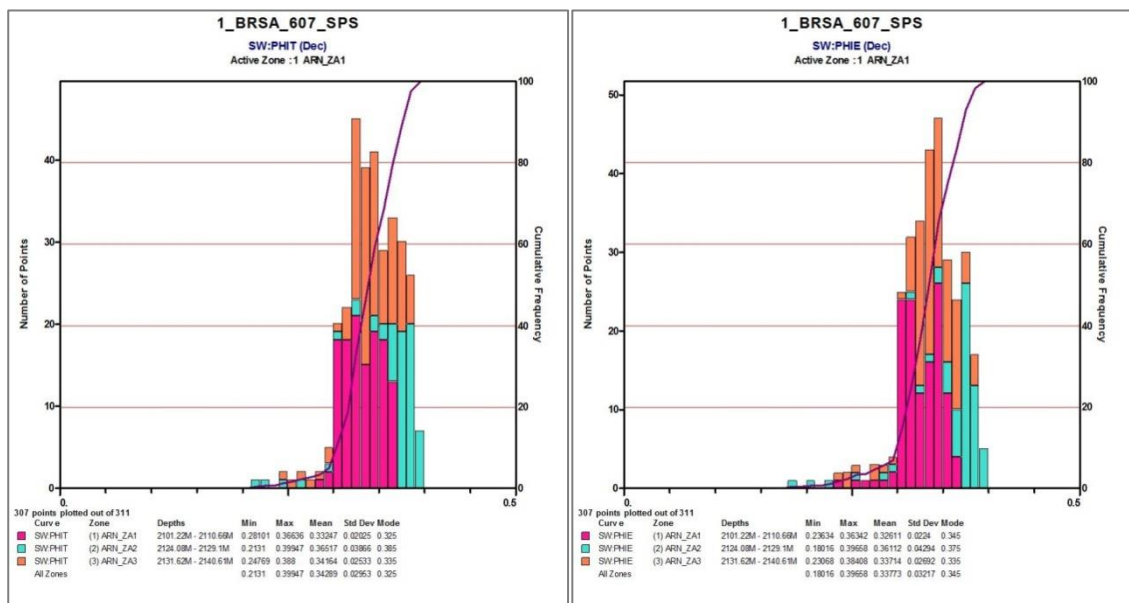


Figura 26: Histogramas de porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE) para as zonas de arenitos do poço 1_BRSA_607_SPS.

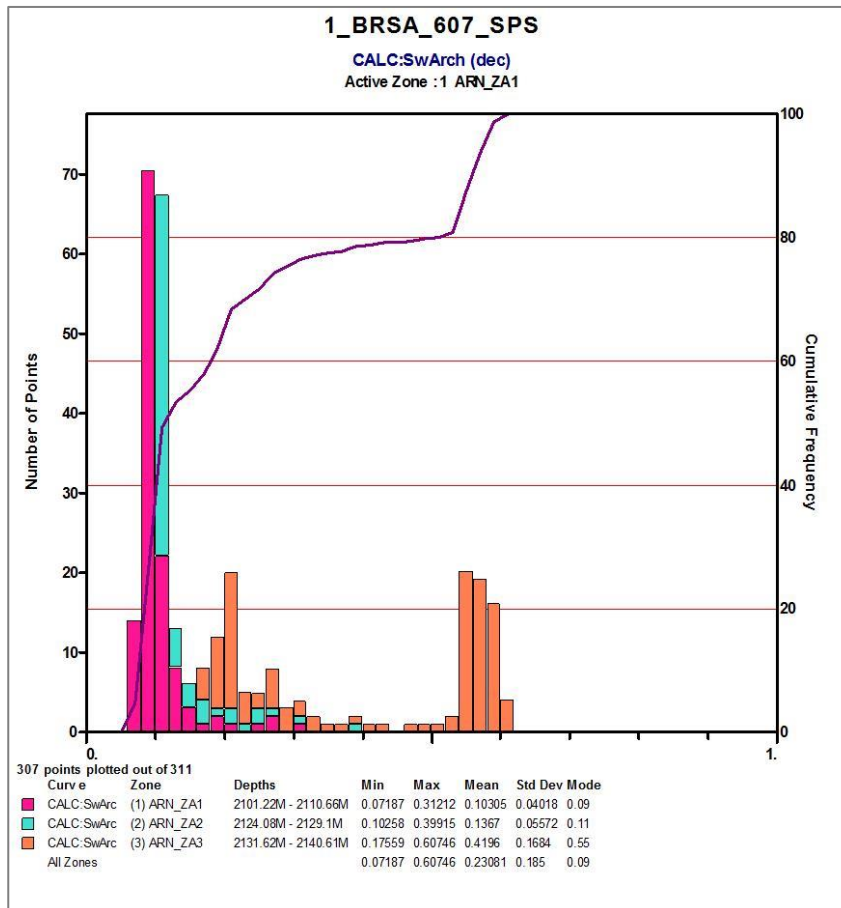


Figura 27: Histogramas de saturação de água das três zonas de arenitos do poço 1_BRSA_607_SPS.

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

É importante entender alguns conceitos que envolvem certos termos utilizados na caracterização de reservatório. O primeiro é o *net sand* que corresponde aos intervalos contendo os arenitos e representam zonas com potencial de reservatórios. Já o termo *net reservoir* corresponde aos intervalos de arenitos situados acima do contato óleo/água e que podem conter hidrocarbonetos. E contido no *net reservoir* está o *net pay* que corresponde ao intervalo que contém hidrocarbonetos em uma região como boa porosidade e baixa saturação de água. A Figura 28 mostra um quadro com as definições dos termos e dos intervalos de *net sand*, *net reservoir* e *net pay* em um poço.

Todas as etapas anteriores da avaliação dos perfis quando comparadas levam a definição desses cenários, mas o intervalo *net pay* é variável de acordo com os parâmetros para estimativas mais otimistas ou pessimistas. O cálculo de *net reservoir* e de *net pay* são baseados nos perfis estimados de volume de argila, de porosidade efetiva (PHIE) e de saturação de água (S_w). Estes parâmetros tem um peso na definição dessas zonas e seus valores escolhidos para esta definição são chamados como *cutoff*. Os valores de *cutoff* do volume de argila, da porosidade e da saturação de água para a área de estudo são mostrados na Figura 29. Na Figura 30 podem ser observados os perfis estimados das propriedades de reservatório, as três zonas definidas como arenitos e os intervalos de *net reservoir* (*Reservoir Flag*) e de *net pay* (*Pay Flag*), usando os valores de *cutoff* da Figura 29, no poço 1 _BRSA_607_SPS.

Poço	Net Sand	Net Reservoir	Net Pay
Toda a rocha dentro do intervalo de avaliação	Reservatório em potencial (todas as areias)	Areias que podem conter hidrocarbonetos estando acima do contato óleo/água	Quantidade acima da crítica de hidrocarbonetos recuperáveis
	Exemplos: evaporitos, lamitos, embasamento não fraturado	Porosidade e permeabilidade de caráter subcrítico	Quantidade subcrítica de hidrocarbonetos

Figura 28: Definição dos intervalos de *nets*.

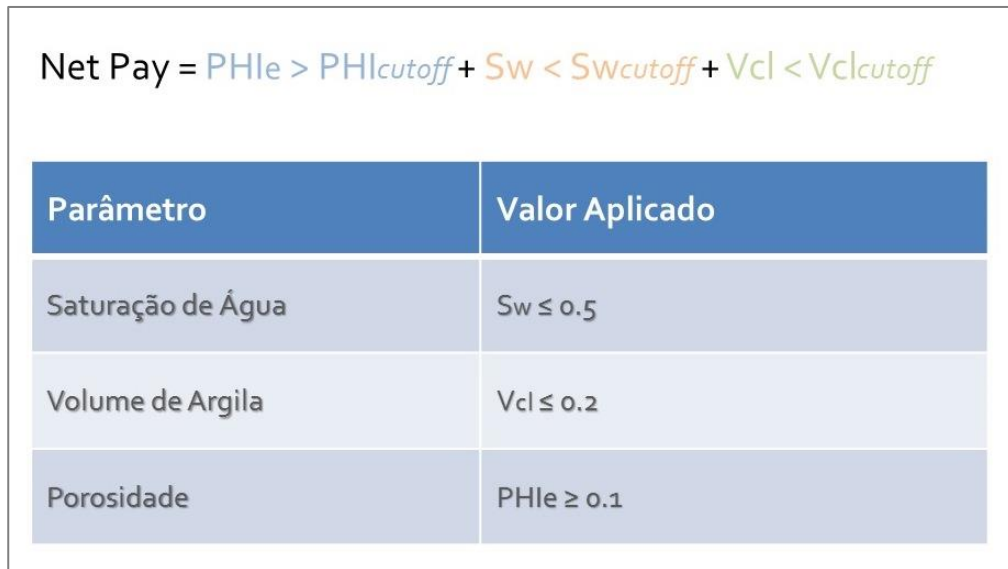


Figura 29: Valores de *cutoff* usados na área de estudo para obter o intervalo de *net pay*.

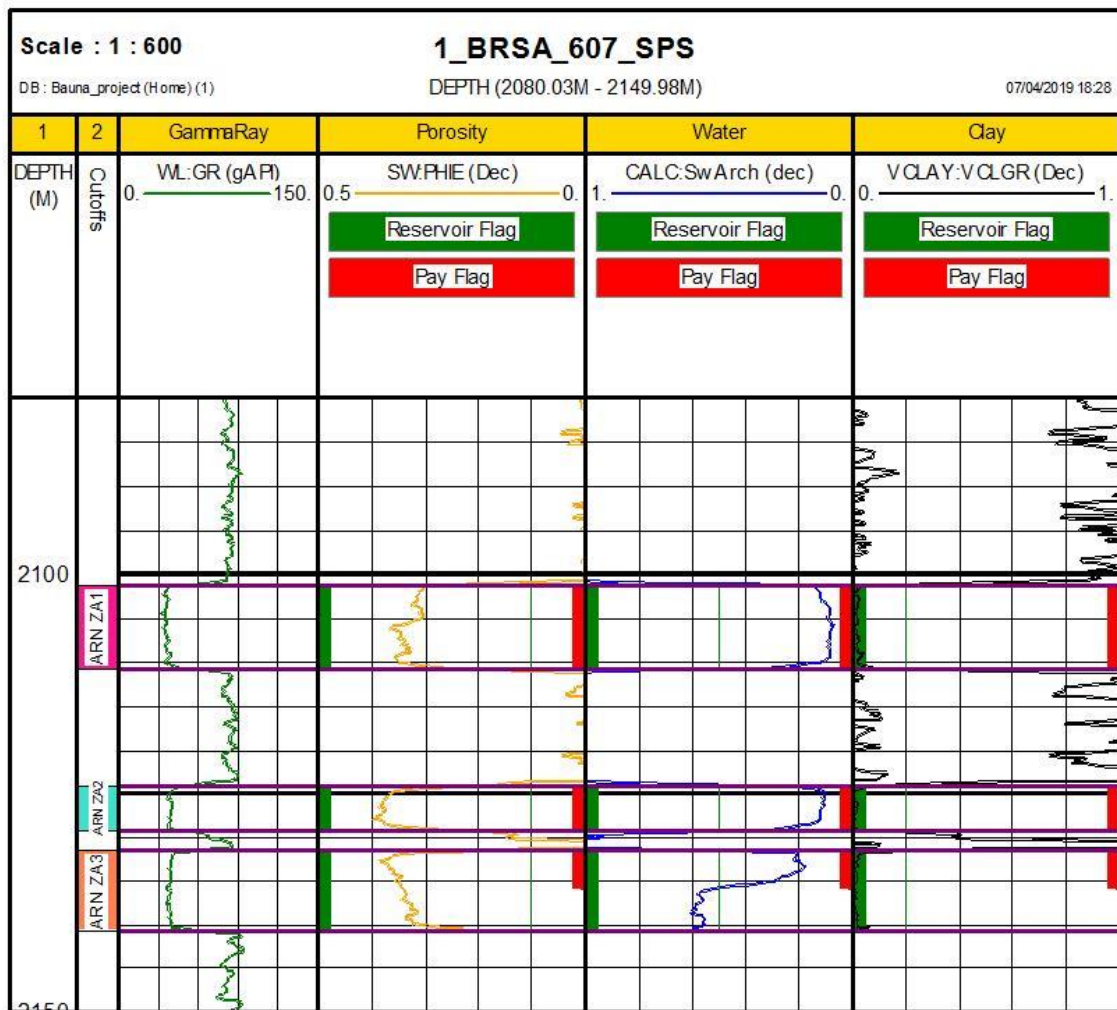


Figura 30: Perfis de *net reservoir* e *net pay* para o poço 1_BRSA_607_SPS.

4.4. AMARRAÇÃO SÍSMICA-POÇO

A etapa amarração sísmica-poço (*well-tie*) consiste na sincronização das informações provenientes dos poços com a informação da sísmica (Figura 31). Neste trabalho foi possível fazer a amarração de doze dos treze poços com o volume sísmico, pois um dos poços não tinha o perfil sônico. Para a amarração foi gerado um sismograma sintético, a partir do modelo convolucional, usando o perfil sônico e de densidade e um pulso sísmico (*wavelet*) de fase zero obtido a partir do espectro de frequência de uma janela do dado sísmico. As curvas de entrada para a geração do sintético são o perfil sônico (DT), o perfil de densidade (RHOB), a curva de conversão de tempo em profundidade (*checkshot*) e o pulso sísmico. A amarração foi realizada usando um módulo do software da *Emerson Paradigm* conhecido como *Synthetics Utility*. É neste mesmo módulo que visualizamos os 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* máximo para a correlação, fator de escala e a posição de *inline* e *crossline* da correlação.

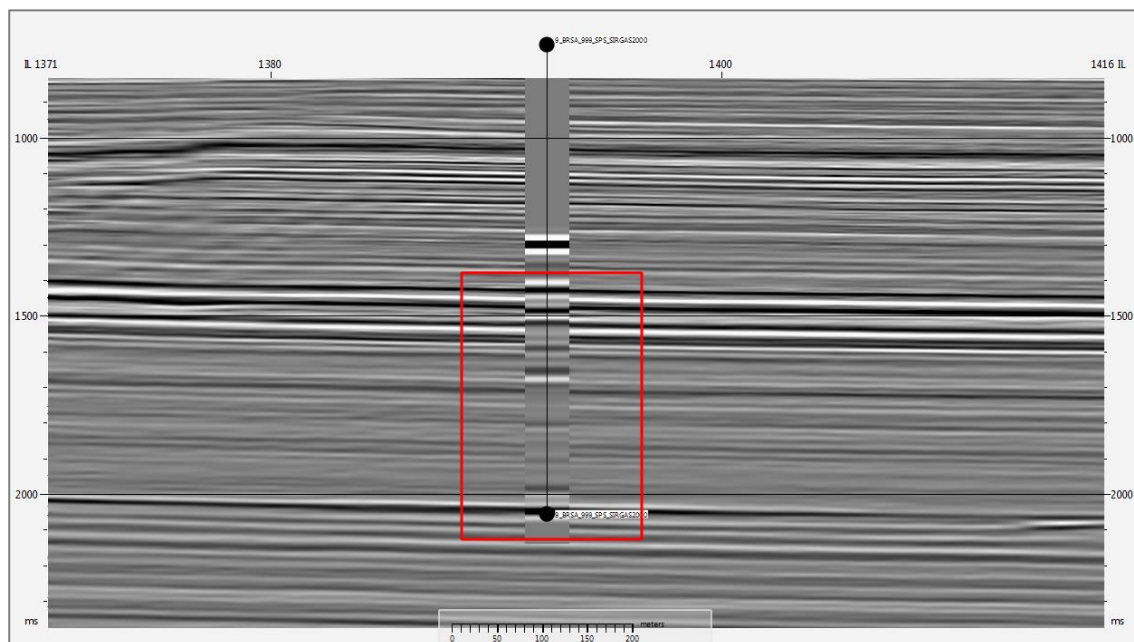


Figura 31: Amarração sísmica-poço.

A amarração se iniciou com a seleção de um pulso sísmico do tipo *band pass*, ou seja, um pulso criado a partir de quatro pontos de controle (quatro frequências). O ajuste dele pode ser feito de forma dinâmica no espectro de

amplitude manipulando estes quatro pontos (ver Figura 32). Após ser gerado o traço sintético é possível visualizar junto à sísmica e o painel do módulo qual é a correlação e quanto de *shift* (ajuste fixo no traço sintético) pode ser aplicado. A amarração pode sofrer outros pequenos ajustes manuais através de estiramentos (*stretch*) e compressões (*squeeze*) feitos na janela da seção sísmica com o traço sintético onde ocorre a correlação. Isso deve ser feito por último e com bastante ponderação para evitar a criação de eventos errôneos, ou seja, velocidades inexistentes para o intervalo analisado. Para uma amarração bem-sucedida deve-se ter atenção ao coeficiente de correlação, que quanto mais próximo de 1 melhor é a correlação. Valores de correlação menores que 0,5 são considerados baixos e, muitas vezes, os poços que obtêm baixos valores de correlação são removidos das modelagens 3D de propriedades de reservatórios.

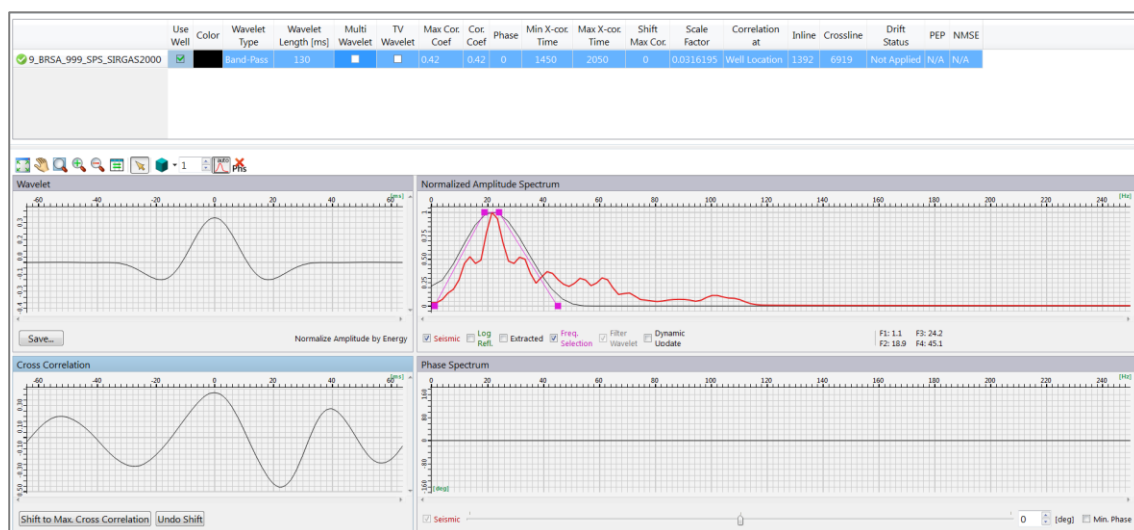


Figura 32: Janela de ajuste de parâmetros para a amarração sísmica-poço.

4.5. CONSTRUÇÃO DO MODELO DO RESERVATÓRIO E PREENCHIMENTO DO GEOBODY COM AS PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO

O primeiro passo no processo de construção do *geobody* é compreender o sistema turbidítico e o tipo de reservatório da área. Em seguida, um atributo sísmico foi escolhido a fim de destacar as características dos lóbulos turbidíticos e depois a geração do *geobody* seguiu as etapas de: identificação, isolamento e extração.

A identificação dos elementos que irão compor o *geobody* se iniciou com o carregamento do volume com o atributo que destacou o corpo que se desejou identificar. Neste estudo, o atributo selecionado foi a amplitude RMS. Este atributo foi obtido a partir do volume sísmico PSDM usando uma janela contendo um intervalo de 500ms (de 1700 a 2200ms). Os valores da amplitude RMS obtidos variam de -9,687 e 9,687. Em seguida, manipulando a opacidade desse atributo foi possível filtrar e destacar o intervalo de valores em que se encontravam os arenitos turbidíticos dos reservatórios e selecionar as *seeds* (sementes) para a detecção. Um *seed* nada mais é que uma ferramenta computacional que trabalha através da renderização, onde a análise da propriedade é feita por cubos que detectam e correlaciona esta propriedade, no caso deste estudo a propriedade que identifica o depósito turbidítico através de um intervalo de valores do atributo RMS. Todo este processo foi executado usando do módulo VoxelGeo da suíte Epos (Emerson®). A detecção do subvolume aconteceu num intervalo de amplitude que variava de -9,68 a 9,68, e a análise foi feita apenas no intervalo de interesse (2,004s a 2,172s). Após definida a técnica de identificação do alvo foi isolado o subvolume com a manipulação da opacidade, que também auxiliou no controle de qualidade do *geobody*.

A etapa de preenchimento do *geobody* com as propriedades de reservatórios obtida a partir dos perfis de poços foi realizada com o uso do módulo SKUA-GOKAD (Emerson®). O *geobody* é uma *t-surface* e nesse módulo ele foi transformado em um *intrusive boundary*, o que garantiu assim a superfície ser fechada.

Antes de popular o *geobody* foram criados mapas de tendências para se avaliar como as propriedades porosidade efetiva (Figura 33A) e saturação de óleo (Figura 33B) se comportam dentro do volume sísmico. O mapa de tendência é um recurso geoestatístico que ajuda a prever o comportamento de distribuição bidimensional (eixos x e y) da propriedade. Cada poço fornece uma informação precisa da propriedade em um único valor de x e y, mas é preciso entender como a propriedade está distribuída nas outras áreas aonde não existem poços. Para este estudo foi usado a média aritmética para se estimar tais valores. O próximo passo foi definir qual o método de interpolação a ser usado e quantos poços poderiam contribuir no preenchimento do *geobody*. Para a interpolação duas opções estavam

disponíveis: krigagem simples e krigagem ordinária. Krigagem pode ser entendido como uma predição linear e parte do princípio que pontos próximos no espaço tendem a ter valores mais assertivos do que pontos mais afastados. A krigagem simples assume que as médias locais são relativamente constantes e de valor muito semelhante à média da população, sendo esta utilizada para estimar os valores locais em conjunto com os pontos vizinhos. Enquanto, a krigagem ordinária assume que as médias locais não são necessariamente próximas da média da população e usa os pontos vizinhos e as médias locais para a estimação (Yamamoto e Landim, 2013).

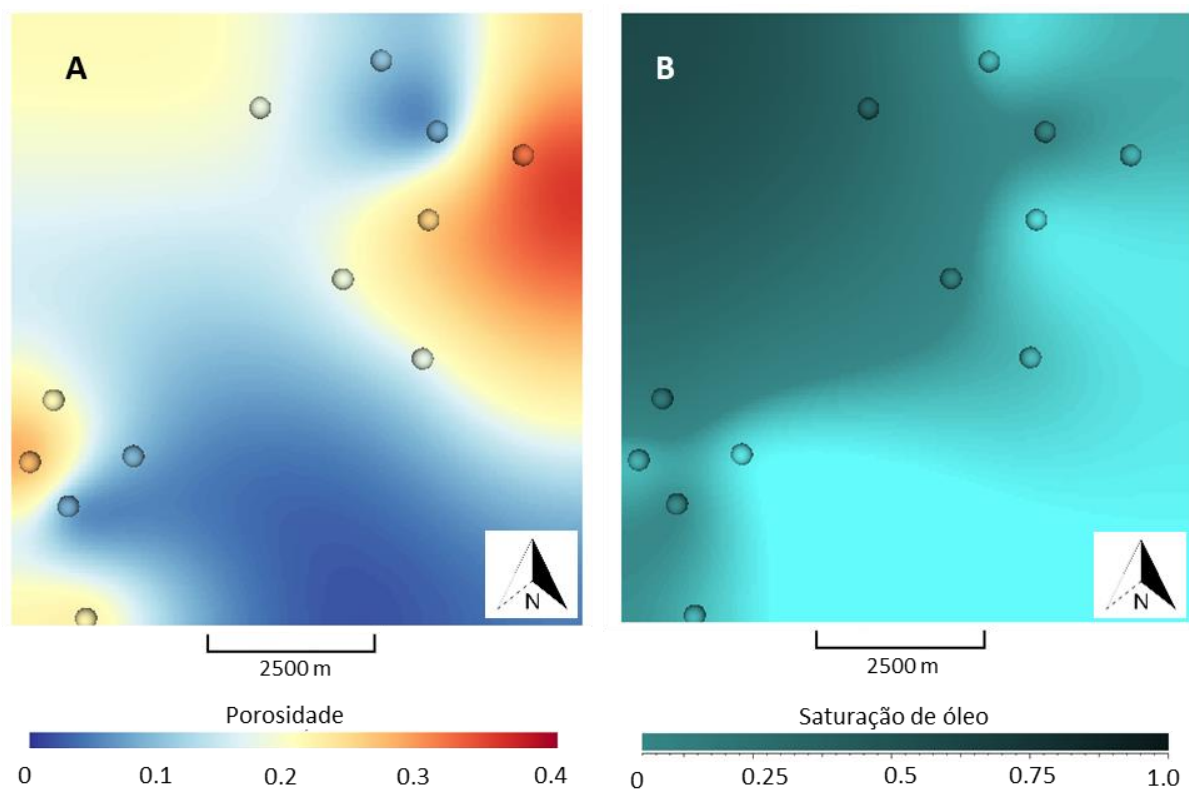


Figura 33: Mapa de distribuição da porosidade efetiva (A) e saturação de óleo (B).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A metodologia apresentada no capítulo anterior foi aplicada com objetivo de modelar e mensurar as propriedades dos reservatórios da Formação Marambaia, de idade Oligoceno, no Campo de Baúna, Bacia de Santos.

A primeira fase desta pesquisa consistiu na interpretação sísmica para a geração dos horizontes e falhas na área de estudo, em conjunto com a avaliação dos intervalos de interesse e uma análise preliminar dos perfis compostos dos poços. Em seguida, alguns atributos sísmicos foram testados, avaliados e selecionados para auxiliarem na interpretação sísmica. Na fase seguinte foram avaliados os perfis dos poços para se determinar os intervalos de topo e base dos reservatórios, as propriedades de reservatórios e as zonas de *net reservoir* e de *net pay*. Depois foi realizada a amarração da sísmica com os poços e, por último, a modelagem e preenchimento do *geobody* com as propriedades de porosidade efetiva e saturação de óleo dos reservatórios.

5.1. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

A interpretação sísmica forneceu informações estruturais da área para se entender a posição espacial dos reservatórios e como estes se relacionavam. As interpretações foram guiadas nos intervalos de arenitos, que tiveram suas profundidades identificadas e convertidas em tempo com o auxílio dos *checkshots*. Após a análise dos intervalos contendo corpos areníticos foram definidos três horizontes, nomeados HORIZONTE 1 (Figura 34), HORIZONTE 2 (Figura 35) e HORIZONTE 3 (Figura 36), nos quais englobam o topo e a base de todos os reservatórios areníticos no intervalo de interesse.

Junto ao mapeamento dos horizontes foi realizado o mapeamento das falhas da região, tendo o atributo TecVA para auxiliar neste mapeamento. Foi constatada a presença de dois grandes grupos de falhas, um a NE e outro a SO (ver Figura 37), da mesma forma como estão divididas as duas zonas onde se encontram os arenitos. O grupo de falhas de NE se destaca pela presença de uma grande falha lístrica, que vem desde o topo do sal e, conseqüentemente, particiona os reservatórios de idade Oligoceno.

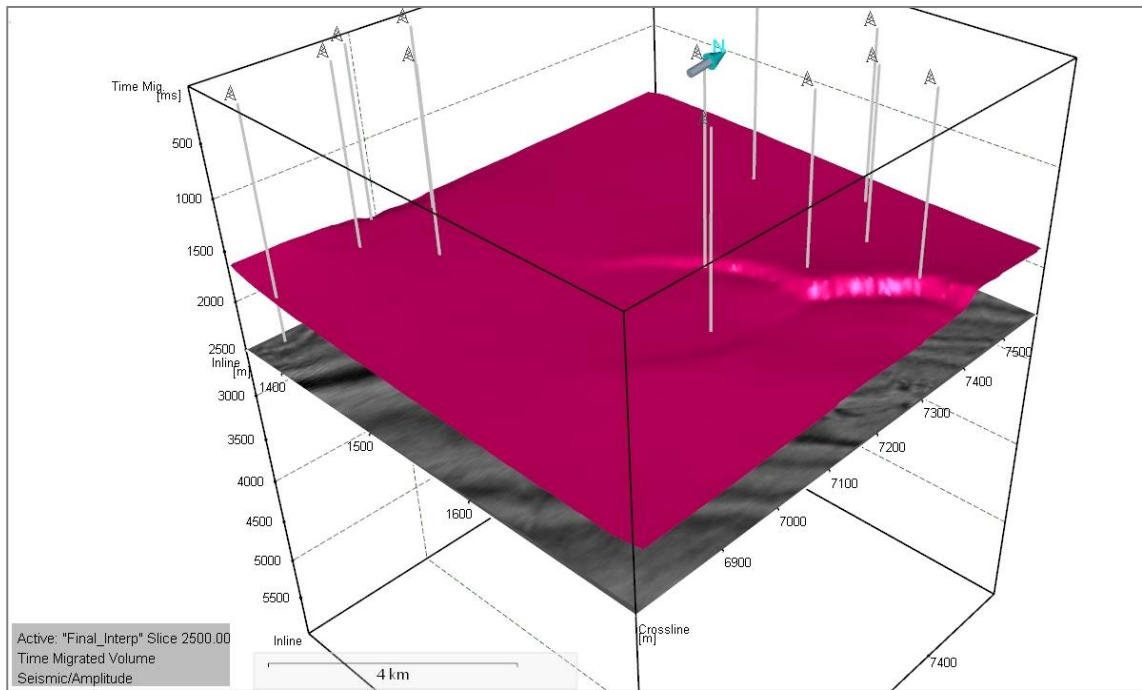


Figura 34: Superfície do HORIZONTE 1 gerada em tempo.

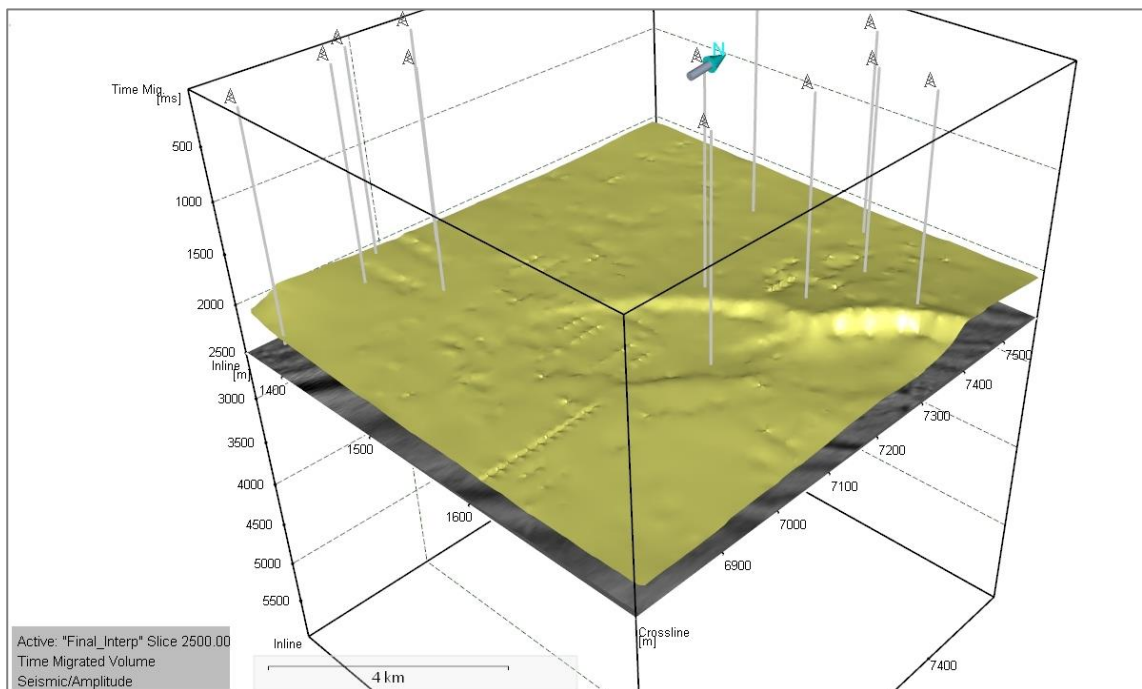


Figura 35: Superfície do HORIZONTE 2 gerada em tempo.

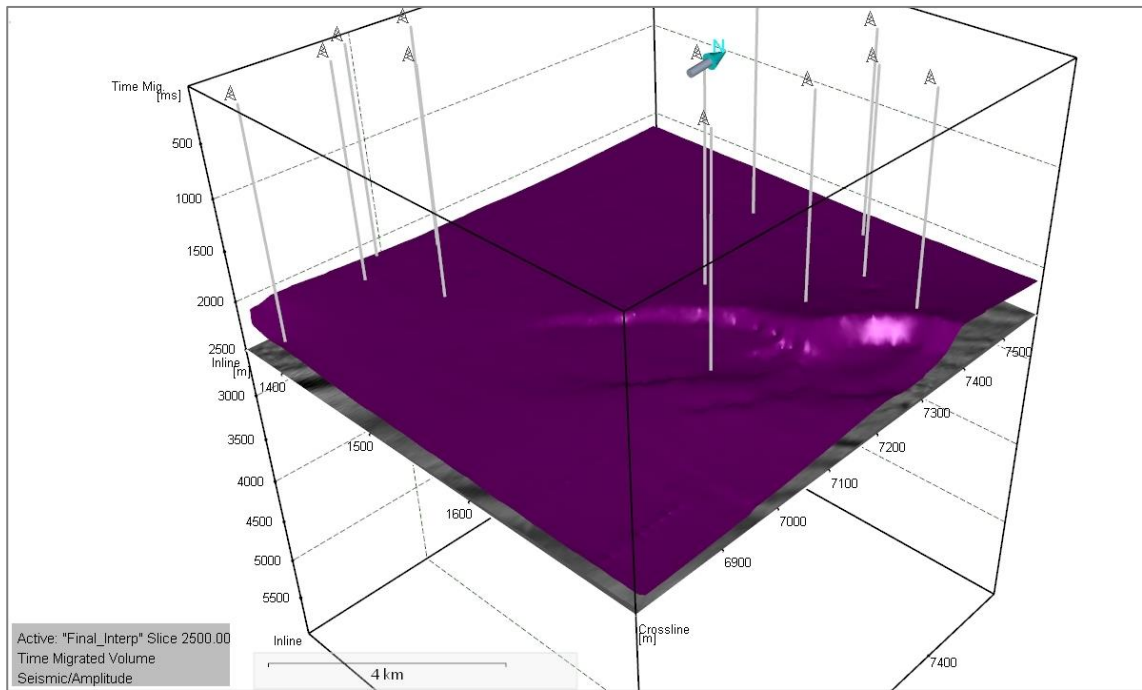


Figura 36: Superfície do HORIZONTE 3 gerada em tempo.

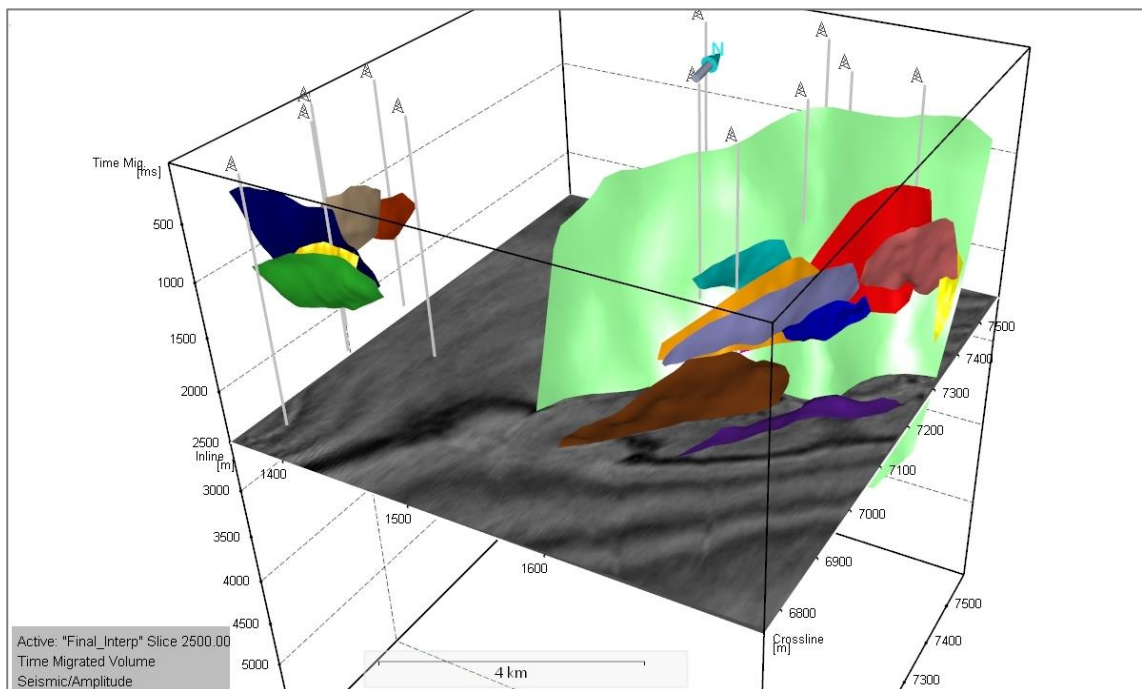


Figura 37: Falhas mapeadas na área de estudo.

A última parte da interpretação sísmica foi selecionar o atributo que mais destacou os corpos turbidíticos para compreender melhor a forma dos reservatórios siliciclásticos. Entre os atributos sísmicos citados na metodologia, o atributo de amplitude RMS apresentou a melhor visualização e identificação dos corpos turbidíticos. Este atributo é mostrado em um *time slice* no tempo 2080ms (Figura 38), no qual são destacados dois lobos turbidíticos no intervalo de estudo (Formação Marambaia, idade Oligoceno).

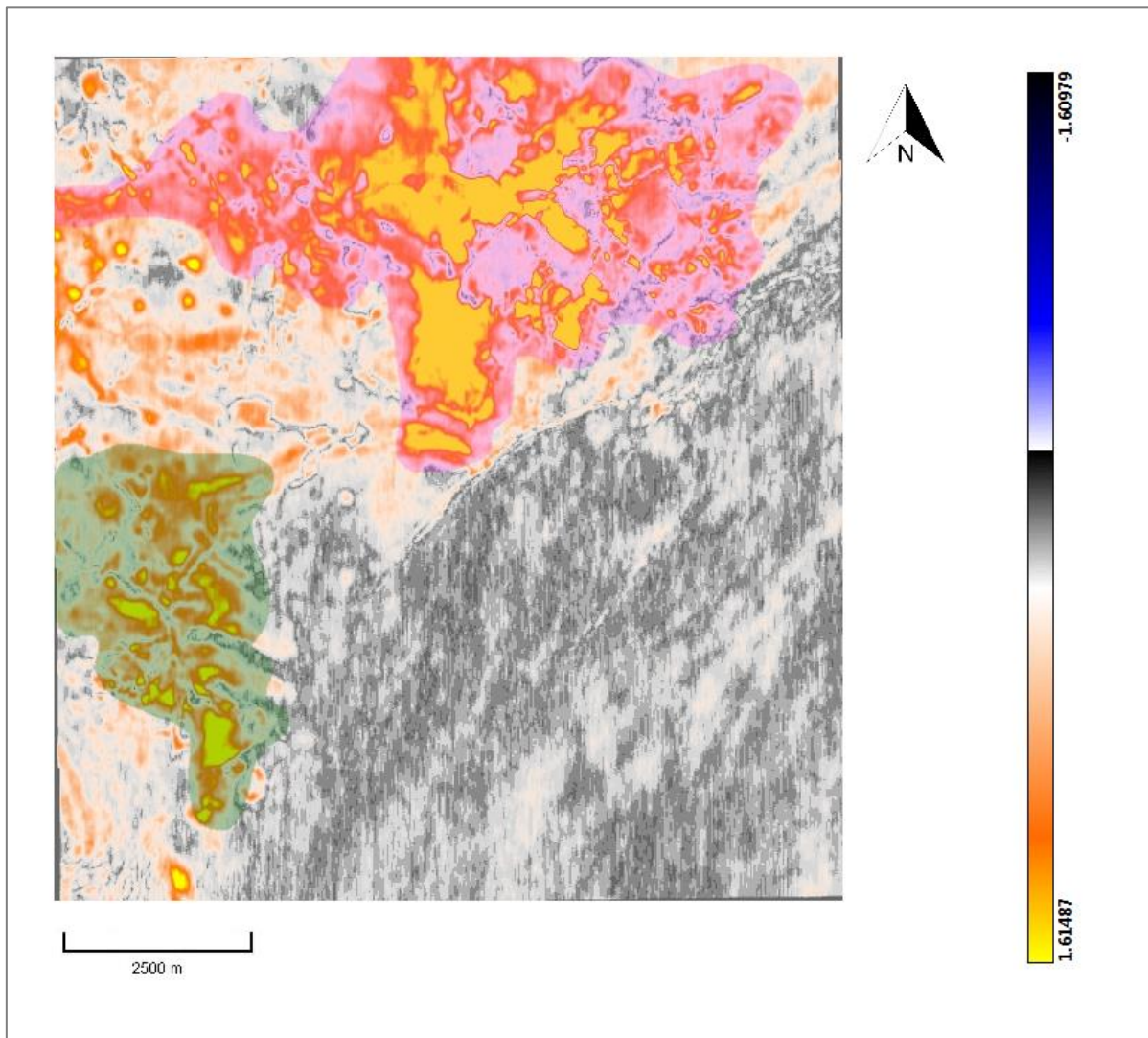


Figura 38: *Slice* no tempo de 2080ms com atributo amplitude RMS aplicado e a delimitação de dois turbiditos (zonas rosa e verde).

5.2. AVALIAÇÃO DOS PERFIS DOS POÇOS

A Tabela 2 mostra a relação dos poços com respeito as suas funcionalidades. Entre os doze poços na área de estudo seis poços são produtores, quatro injetores e dois abandonados definitivamente.

Tabela 2: Poços na área de estudo e sua funcionalidade. As siglas significam: D (poço abandonado), T (poço abandona temporariamente), A (injeção de água) e G (injeção de gás).

Poço	Pioneiro	Descobridor	Especial	Direcional	Adjacente	Abandono	Produtor	Injetor	Desenvolvimento	Exploração
1_BRSA_607_SPS	•	•				T		•		•
9_BRSA_999_SPS			•			T	•			•
9_BRSA_974D_SPS			•	•		T		• A		•
3_BRSA_694_SPS		•				D				•
3_BRSA_1024_SPS						T		•		•
7_BAN2_SPS							•		•	
7_BAN1_SPS							•		•	
9_BRSA_1016_SPS			•			T		• G		•
8_BAN3_SPS							•		•	
1_BRSA_658_SPS	•	•				D				•
7_PRA2_SPS							•		•	
4_BRSA_1002_SPS		•			•	T	•			•

As avaliações dos perfis nos poços foram iniciadas no poço pioneiro (1_BRSA_607_SPS) apresentando os resultados que serviram como um guia na avaliação dos outros poços. A Figura 39 mostra as curvas medidas e as calculadas no poço pioneiro. Este poço apresenta três zonas de arenitos, todas envoltas por camadas de folhelhos e com os seus limites muito bem definidos, como pode ser visualizado a partir dos perfis de raios gama (GR), densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESO). Essas três zonas de arenitos foram denominadas como ARN_AZ1, ARN_AZ2 e ARN_AZ3 que possuem, respectivamente, espessuras de 12,1m, 5,2m e 9,8m. Essas zonas apresentam valores de volumes de argila baixos e similares, com uma média de 1,77% obtido a partir do método de Larionov para rochas mais antigas (equação 4), o que demonstra serem reservatórios limpos.

Em seguida, a partir da identificação da região de contato água-óleo, que se encontra na zona ARN_AZ3, foi realizado o cálculo da resistividade da água. O valor encontrado foi 0,018 ohms. Com o valor da resistividade da água e as curvas calculadas de temperatura e volume de argila foram calculadas as porosidades

total e efetiva e a saturação de água usando o método densidade-neutrão combinado com a equação de Archie.

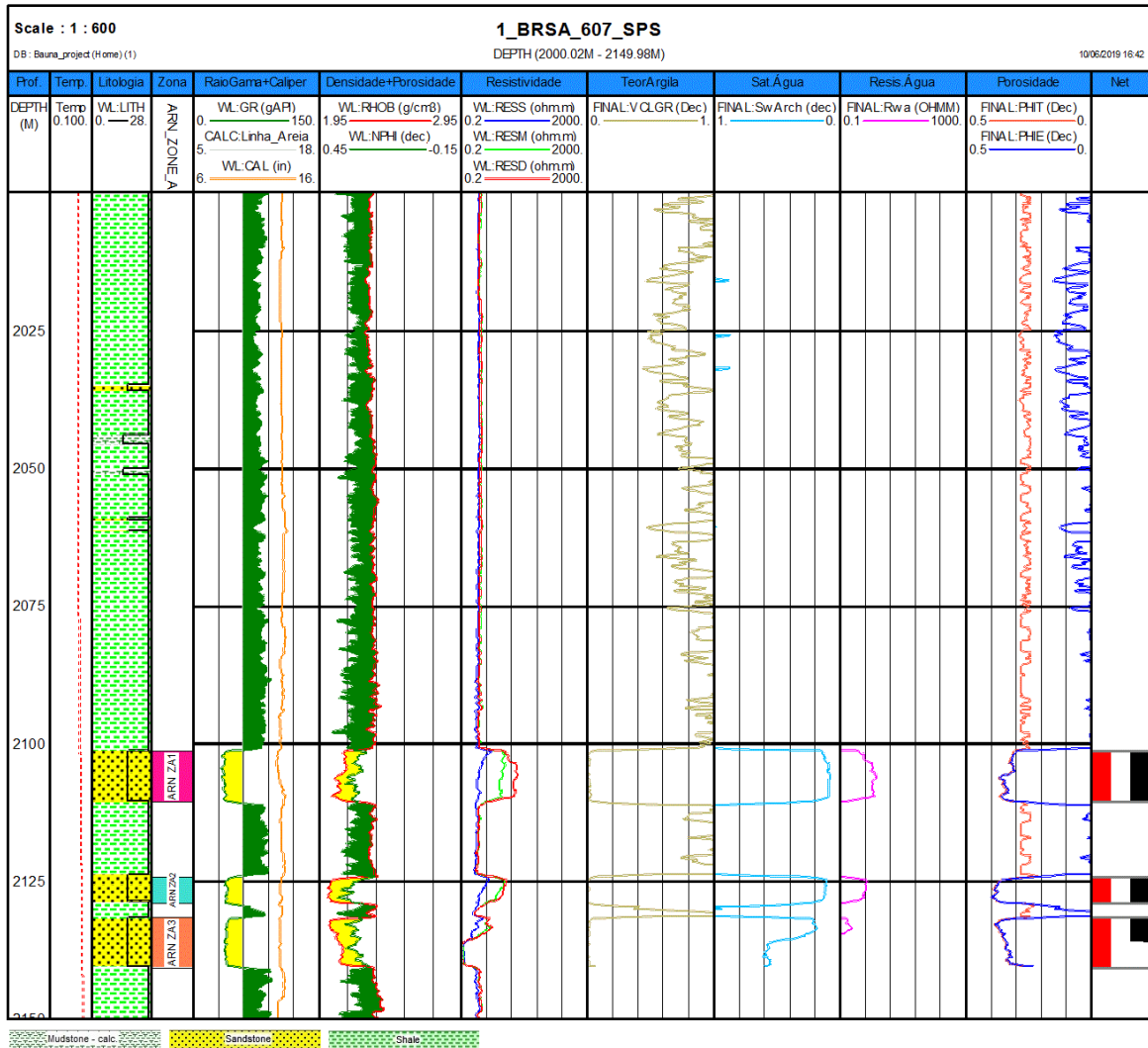


Figura 39: Análise dos perfis do poço 1_BRSA_607_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESD); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).

O valor médio de saturação de água para as três zonas encontrado foi de 22% e as porosidades total e efetiva foram, respectivamente, 34% e 33%. Ao se aplicar os valores de *cutoff* para o *net pay* mostrou-se que o contato óleo-água se encontra na zona mais distante (ARN_AZ3) e na profundidade de 2135m. Essa zona tem apenas metade dela saturada de óleo e o restante com água. Já as outras duas zonas estão preenchidas somente com óleo (ARN_AZ2 e ARN_AZ1).

O poço 9_BRSA_999_SPS está localizado na mesma região do poço pioneiro. Este poço apresenta apenas duas zonas de arenitos, ARN_ZA1 e ARN_AZ2, com espessuras de 8m e 4m, respectivamente, como pode ser visualizado na Figura 40. O volume de argila médio nessas zonas foi de 6,56%, um pouco maior que o encontrado no poço pioneiro, mas ainda pode ser considerado também como um reservatório limpo.

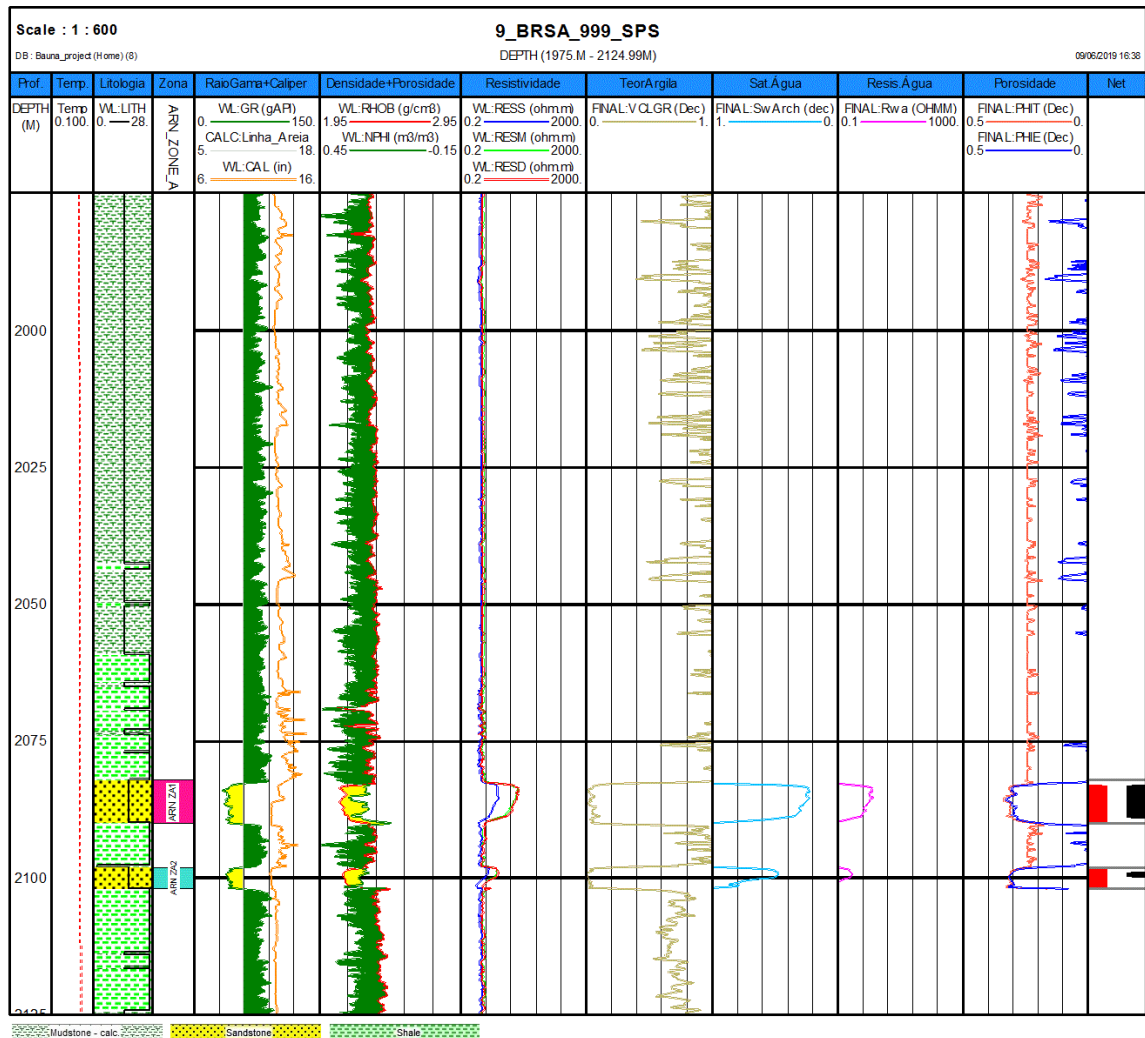


Figura 40: Análise dos perfis do poço 9_BRSA_999_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESD); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).

A média da saturação de água obtida foi de 52% e as porosidades médias total e efetiva foram de 29% e 28%, respectivamente. Apesar de ter altos valores de porosidades, esses valores são menores do que os observados no poço

pioneiro. A partir da avaliação dos perfis em conjunto com o *net pay* mostra que o contato óleo-água se encontra na zona ARN_AZ2 na profundidade de 2100m. Essas análises mostram uma piora tanto com relação ao número de zonas e suas espessuras, quanto em relação às propriedades de reservatório (aumento do volume de argila e diminuição das porosidades).

O poço 9_BRSA_974D_SPS também está na mesma zona que os dois poços apresentados anteriormente. No intervalo de interesse, este poço possui duas zonas de arenitos, ARN_ZA1 e ARN_AZ2, com espessuras de 45m e 2m, respectivamente. A partir da Figura 41 é possível notar que essas zonas se encontram em profundidades maiores do que as dos outros dois poços já apresentados. Como o contato óleo-água aparece logo na primeira zona, é discutido apenas os valores das propriedades de reservatório para essa zona. O volume de argila na zona mais espessa é de apenas 2,05%, mostrando novamente um reservatório com pouca presença de argila. A saturação de água média obtida foi de 52% e as porosidades total e efetiva foram de 35% e 34%, respectivamente.

Ao analisar os perfis dos poços e o *net pay* do poço 9_BRSA_974D_SPS foi possível verificar que o contato óleo-água se encontra na profundidade de 2215m. Neste poço, apesar de apresentar a primeira zona de arenito com uma maior espessura, quando comparado com os poços anteriores, ele apresenta uma espessura de reservatório com óleo de 15m. Já os volumes de argila e porosidades médias foram bem similares aos encontrados no poço pioneiro.

O poço 3_BRSA_694_SPS está localizado numa região diferente dos poços apresentados anterior, ele se encontra em uma zona mais a NE (como mostra a Figura 17). No perfil composto é informado que se trata de um poço de extensão. 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, como pode ser visualizado na Figura 42. Nestes intervalos é observado que o perfil caliper aparece bem arrombado, o que pode estar comprometendo nas leituras e avaliações dos perfis.

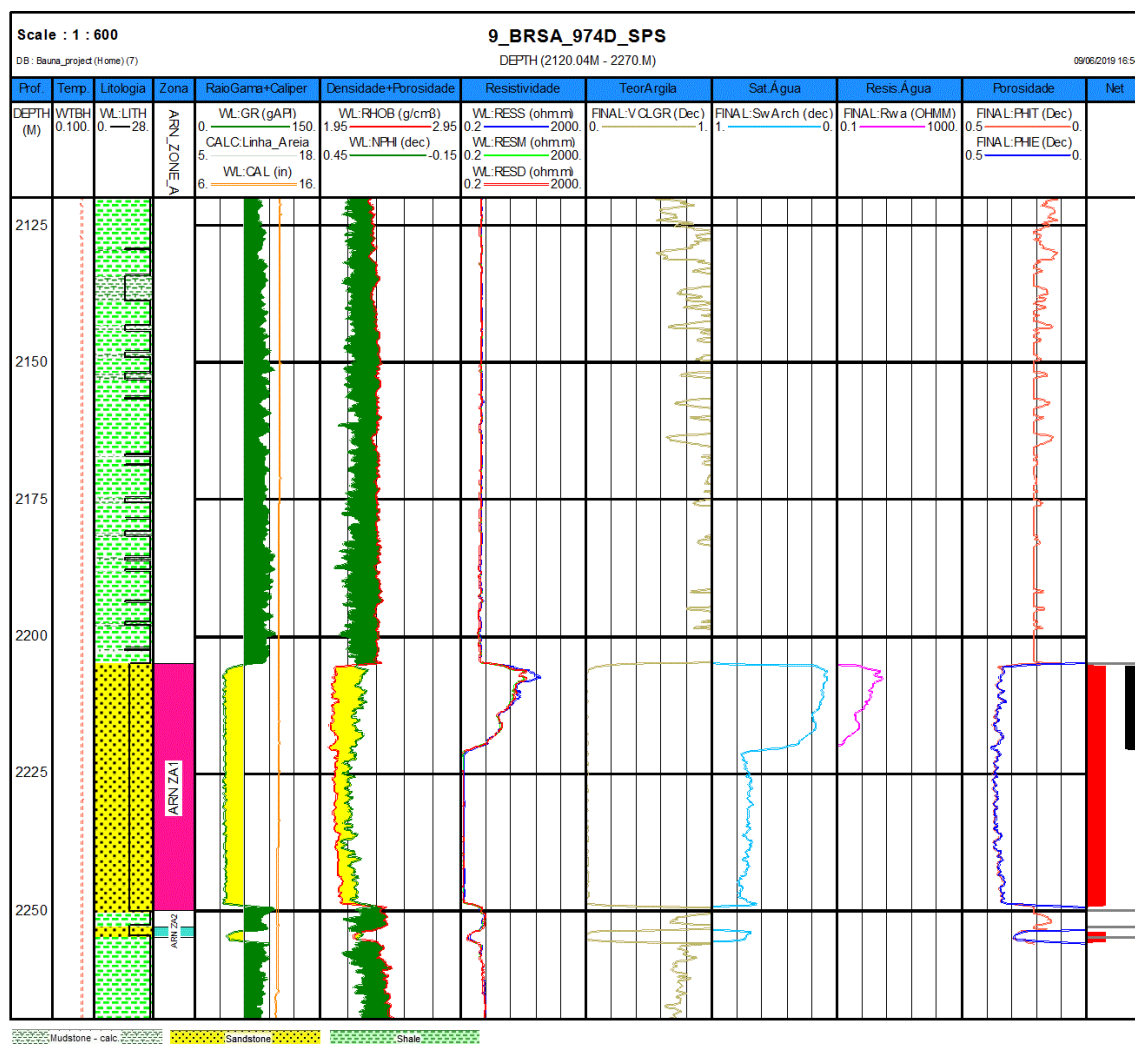


Figura 41: Análise dos perfis do poço 9_BRSA_974D_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESD); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).

Mesmo sabendo dessa possibilidade, essas zonas foram analisadas seguindo os mesmos procedimentos apresentados nos outros poços. As zonas ARN_ZB1 e ARN_ZB2 possuem um volume médio de argila de aproximadamente 3%, enquanto a zona ARN_ZB3 tem 15%, mostrando uma piora na qualidade do reservatório na zona mais profunda. O contato óleo-água foi identificado na profundidade de 2125m, no início da segunda zona (ARN_ZB2). Com isso, a saturação de água é maior na zona ARN_ZB2 com 61%, quando comparado com a zona ARN_ZB1 que é de 1,13%. As porosidades total e efetiva na zona ARN_ZB1

são de 32% e 31%, respectivamente, e a saturação de água é de 2,24%, mostrando se tratar de um reservatório com baixos volume de argila, excelentes porosidades e alta saturação de óleo.

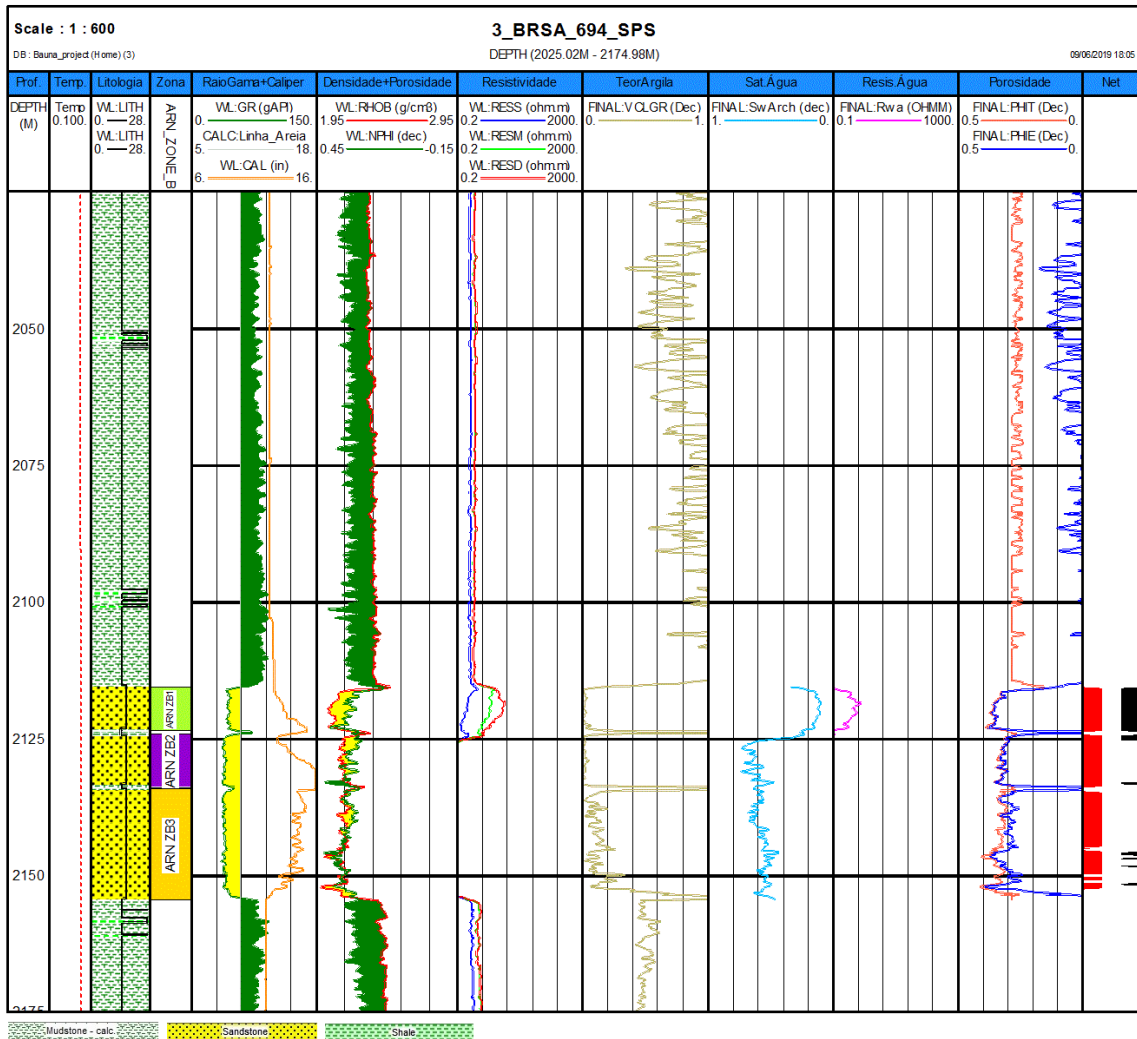


Figura 42: Análise dos perfis do poço 3_BRSA_694_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESM); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).

O 3_BRSA_1024_SPS também está localizado na zona NE do bloco. Este poço possui quatro zonas delgadas de arenitos, totalizando uma espessura de apenas 13,4m. Somente as duas primeiras zonas são produtoras de óleo com o contato óleo-água identificado na profundidade 2025m, como pode ser observado na Figura 43. A zona ARN_ZB1 apresenta a maior espessura de *net pay*, com 6,4m. Esta zona possui um volume de argila de 2,22%, saturação de água de 41% e porosidades total e efetiva de 34% e 33%, respectivamente.

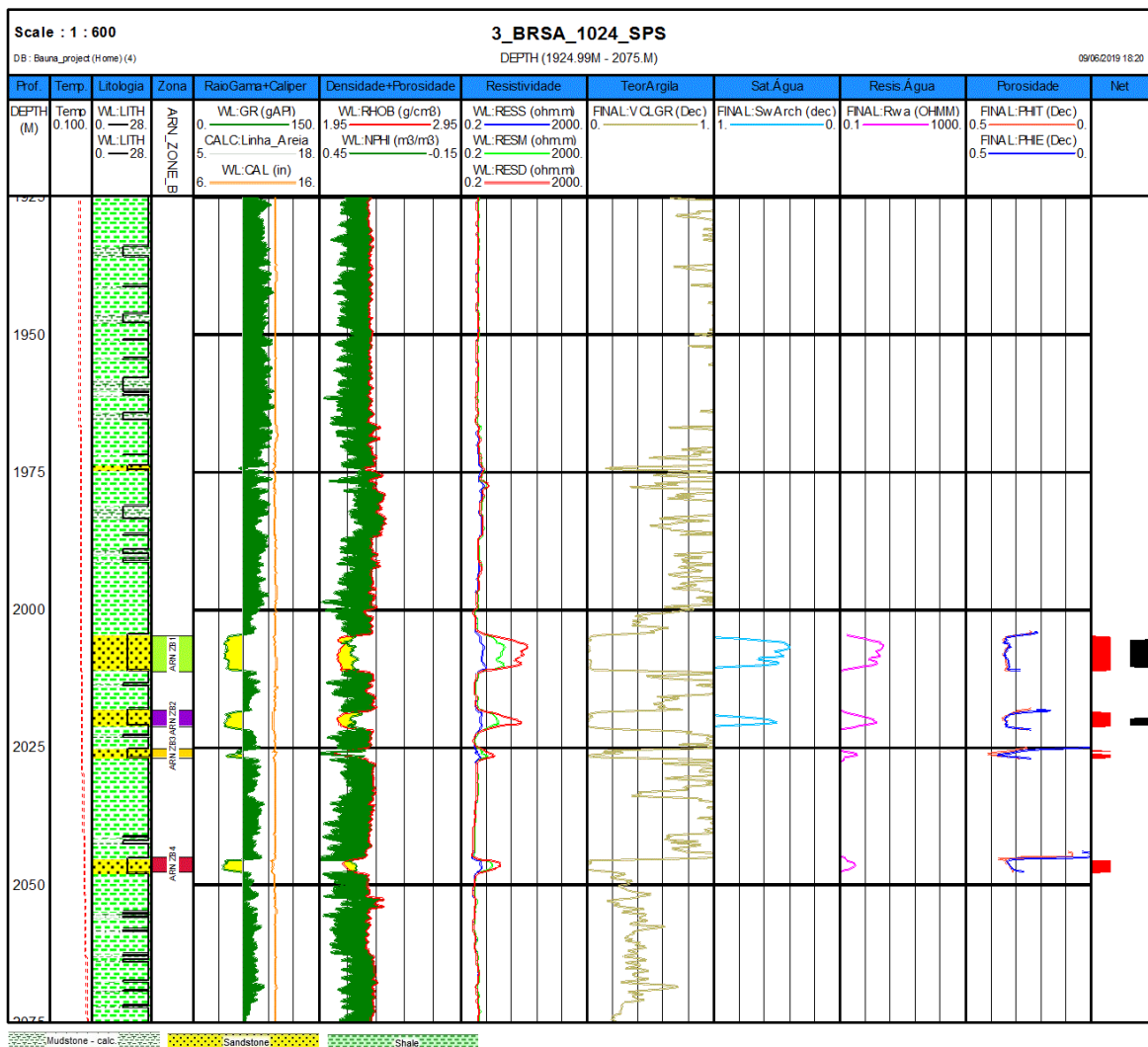


Figura 43: Análise dos perfis do poço 3_BRSA_1024_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESM); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) *net reservoir* (vermelho) e *net pay* (preto).

O último poço com as avaliações mostradas nesta dissertação é o 7_BAN_2_SPS, localizado na zona NE do campo. Este poço é classificado como poço produtor e foi identificado somente uma zona de arenito com espessura de 9 m (Figura 44). Este intervalo se encontra um pouco acima dos valores de profundidades dos contatos óleo-água identificados anteriormente nos outros poços. A partir da avaliação dos perfis o volume de argila é de 4,14%, porosidades total e efetiva de, respectivamente, 35% e 34% e uma saturação de água de 44%.

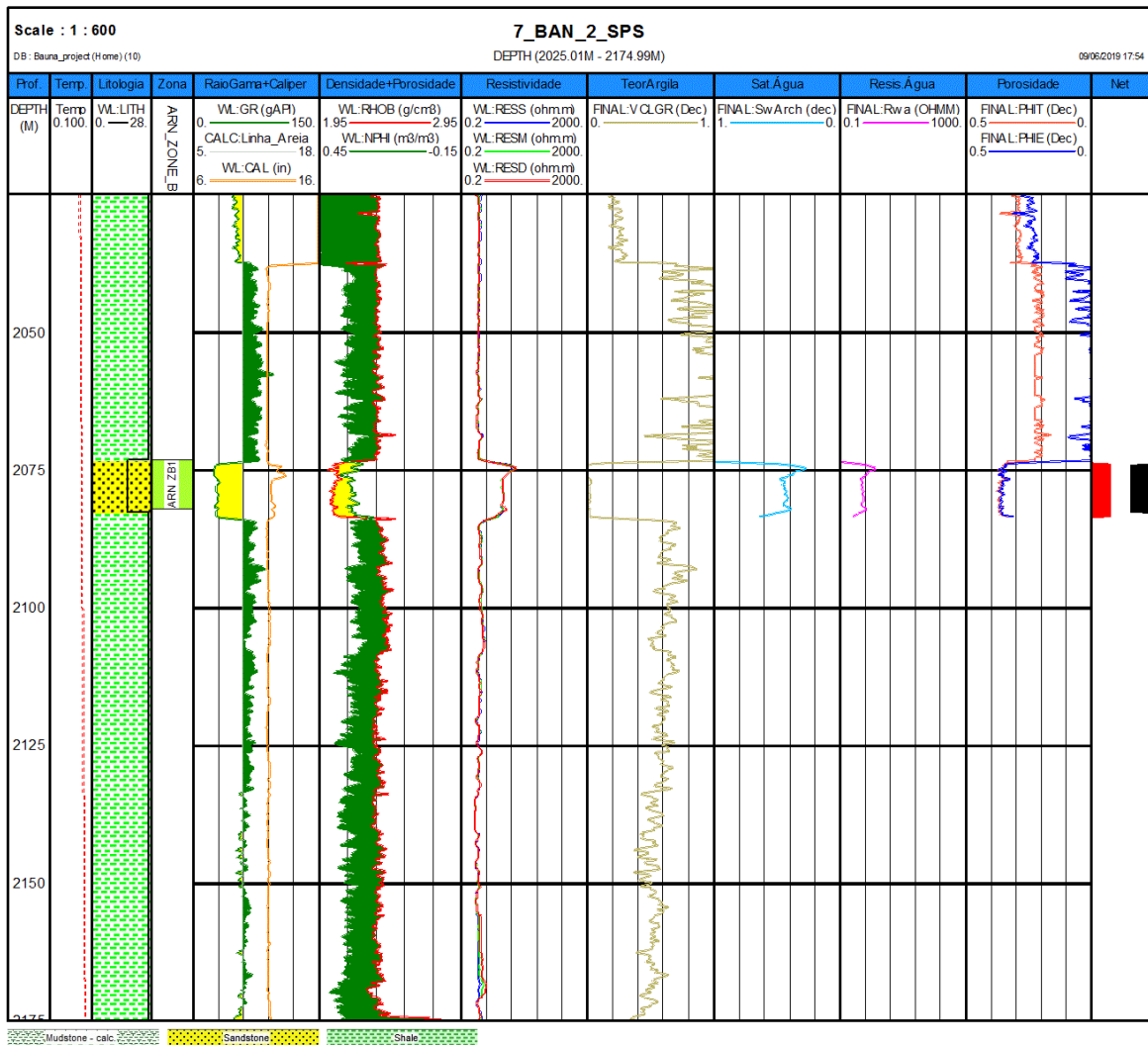


Figura 44: Análise dos perfis do poço 7_BAN_2_SPS. Tracks: 1) Profundidade (Depth); 2) Temperatura (Temp); 3) Perfil litológico (LITH); 4) Zonas reservatório; 5) Raios gama (GR) e caliper (CAL); 6) Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI); 7) Resistividades rasa (RESS), média (RESM) e profunda (RESM); 8) Volume de argila (TeorArgila); 9) Saturação de água (Sw); 10) Resistividade da água; 11) Porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE); 12) net reservoir (vermelho) e net pay (preto).

A partir das análises dos seis poços (1_BRSA_607_SPS, 9_BRSA_999_SPS, 9_BRSA_974D_SPS, 3_BRSA_694_SPS, 3_BRSA_1024_SPS, 7_BAN_2_SPS) apresentados anteriormente foi possível constatar se tratar de reservatórios areníticos delgados, com baixo conteúdo de argila, excelentes porosidades e boa saturação de óleo. Na Zona A foi constatado que o contato óleo-água se encontra aproximadamente em 2100m e na Zona B na profundidade em 2000m (Figura 49).

Os demais seis poços da base de dados (7_BAN1_SPS, 9_BRSA_1016_SPS, 8_BAN3_SPS, 1_BRSA_658_SPS, 7_PRA2_SPS e 4_BRSA_1002_SPS) também foram avaliados. Contudo, não são apresentados os seus resultados nesta dissertação, pois eles não apresentaram características favoráveis no preenchimento do *geobody*.

5.3. AMARRAÇÃO SÍSMICA-POÇO

A amarração dos poços com a sísmica foi essencial para identificar e confirmar no volume sísmico que os horizontes mapeados contemplassem os reservatórios no intervalo de estudo. Além disso, esta etapa foi importante para o preenchimento do *geobody* com as propriedades de porosidade efetiva e saturação de óleo.

Na Tabela 3 são apresentados os coeficientes de correlação poço-sísmica, sendo os seis primeiro poços os que foram utilizados no preenchimento do *geobody*. Pode ser observado na maioria dos poços uma boa correlação, com exceção para os poços 7_BAN_2_SPS, que devido ao intervalo de corrida dos perfis geofísicos se concentrarem apenas no intervalo do reservatório, isso deixou o intervalo inferior à 400ms, o que torna a amarração com a sísmica inadequada, pois a *wavelet* tem 120ms e para a amarração adequada a janela de análise de ser pelo menos de 3 a 4 vezes maior que a *wavelet*. Já para os demais poços a janela de análise foi de 500ms.

Tabela 3: Valores de correlação obtidos na amarração poço-sísmica.

Poço	Coefficiente de Correlação
1_BRSA_607_SPS	0,65
9_BRSA_999_SPS	0,74
9_BRSA_974D_SPS	0,77
3_BRSA_694_SPS	0,59
3_BRSA_1024_SPS	0,85
7_BAN_2_SPS	0,25
7_BAN_1_SPS	0,77
9_BRSA_1016_SPS	0,36
8_BAN_3_SPS	0,53
1_BRSA_658_SPS	0,47
7_PRA_2_SPS	0,80
4_BRSA_1002_SPS	0,61
Média do Coeficiente	0,61

5.4. MODELO DE RESERVATÓRIO E SUAS PROPRIEDADES

Após o cálculo do atributo de amplitude RMS, o *geobody* foi criado com base no intervalo dos valores de amplitudes desse atributo que foram associados aos arenitos (Figura 45). Um controle de qualidade foi realizado para a checagem de posicionamento, intervalo de amplitude e coerência com modelos geológicos de sistemas de lobos turbidíticos. Na Figura 46 pode ser visualizada a presença de lobos e canais. No lobo principal (mais ao norte) é observado o canal alimentador e todo o seu espraiamento. Já no depósito turbidítico mais ao sul é visualizado somente o lobo distal, não sendo possível identificar o seu canal alimentador, pois ele se encontra fora dos limites da base de dados. Por isso, não é possível concluir se os dois lobos são alimentados pelo mesmo canal.

Em seguida, a modelagem do reservatório foi realizada com o preenchimento das propriedades de porosidade efetiva (PHIE) e saturação de óleo (S_o) no *geobody*. Esta etapa foi realizada com o auxílio dos mapas de tendência das propriedades (Figura 33) e o *geobody* foi populado por krigagem simples, por apresentar os resultados mais coerentes após serem avaliados outros tipos de krigagem. Duas *time slices* em 2100ms e 2300ms do *geobody* preenchidas com essas propriedades são mostradas na Figura 47.

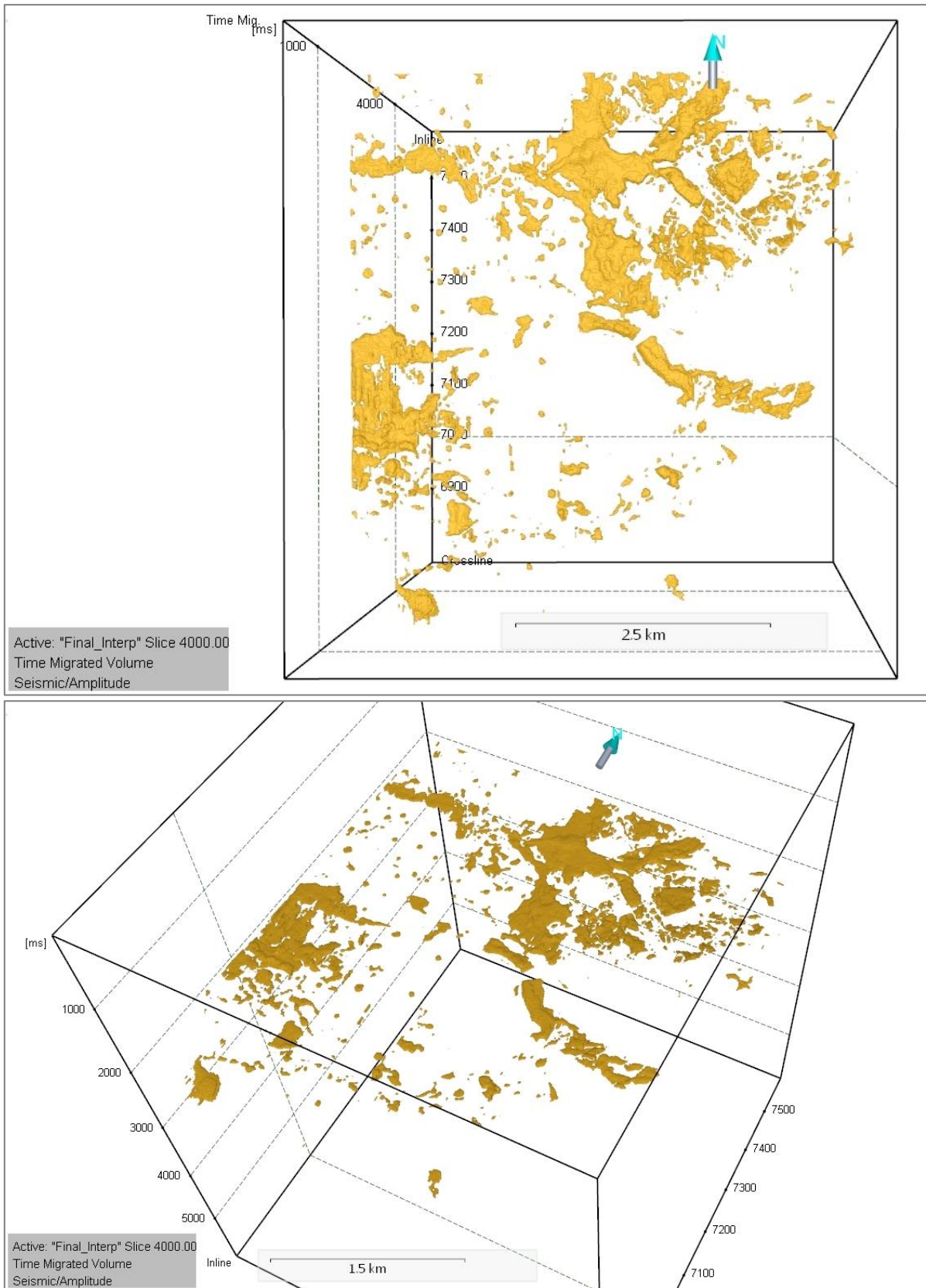


Figura 45: Geobody dos lobos turbidíticos extraído a partir do atributo RMS.

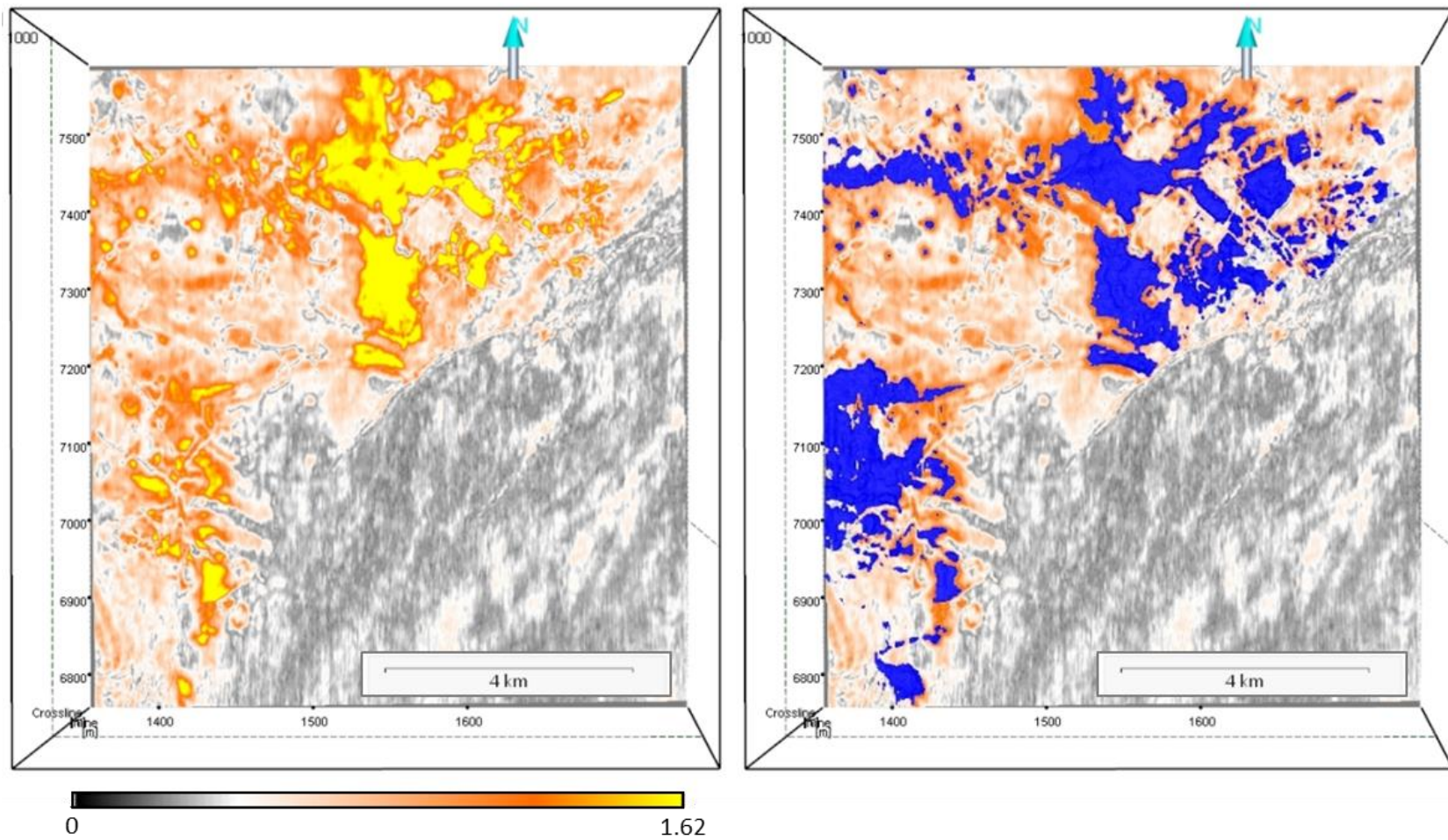


Figura 46: Comparação entre o atributo de amplitude RMS (lado esquerdo) e a forma do *geobody* detectado (azul) (lado direito) na *time slice* em 2052ms.

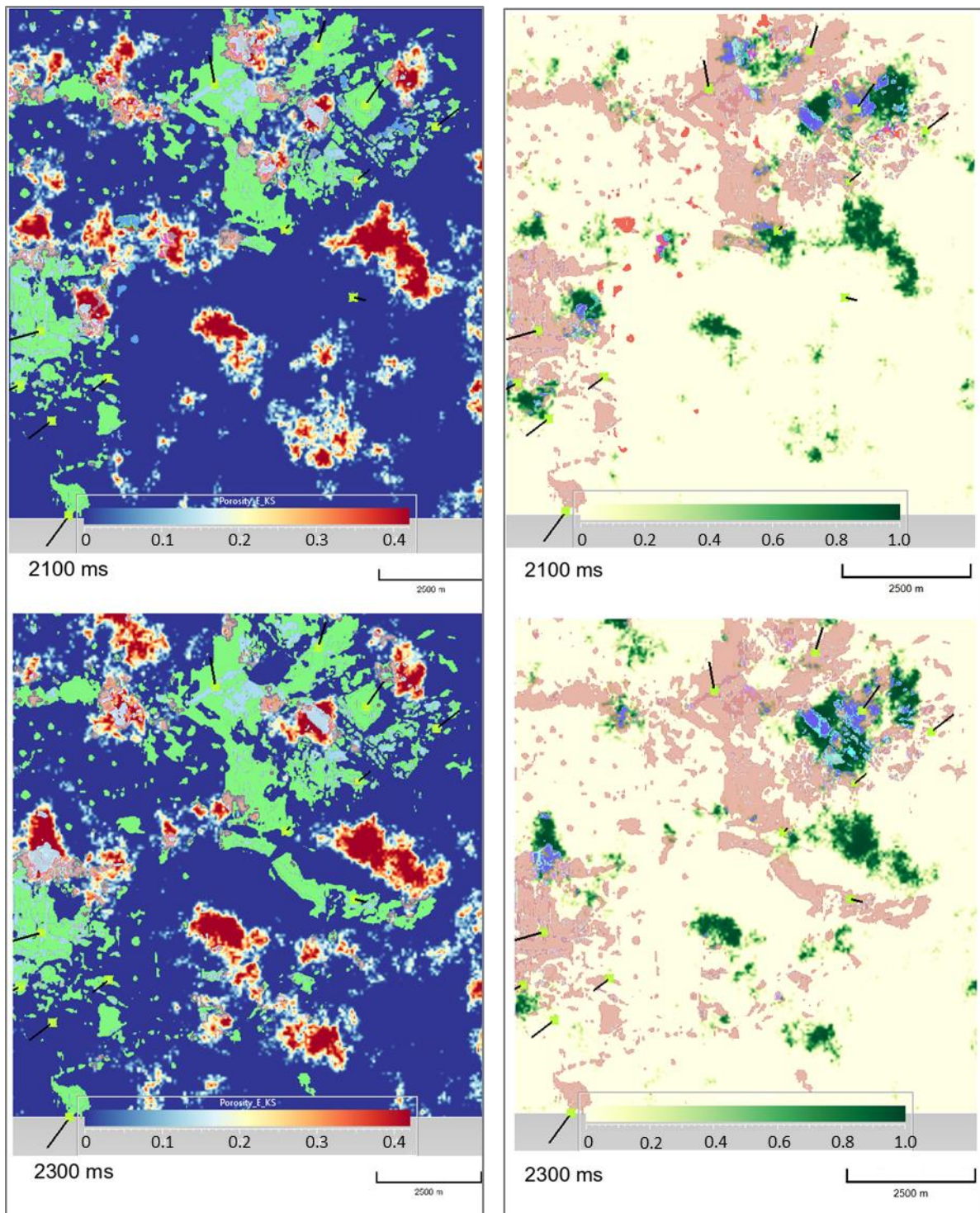


Figura 47: *Geobody* (verde): sobreposto ao mapa de distribuição de porosidade efetiva (Φ_{E}) em 2100 e 2300ms (lado esquerdo); *geobody* (rosa) sobreposto ao mapa de saturação de óleo (S_o) em 2100 e 2300ms (lado direito).

As modelagens do *geobody* com as propriedades de porosidade efetiva e saturação de óleo são mostradas na Figura 48. Pode ser notado que essas propriedades se distribuem de forma bastante coerente ao longo dos lobos turbidíticos e a localização dos poços produtores. Também é observado que no depósito turbidítico mais ao norte, os maiores valores de porosidade efetiva estão na parte mediana do lobo. Isto era esperado, pois em um sistema turbidítico, nesta parte se depositam as areias com maiores espessuras. Já na parte mais distal possui uma menor espessura e uma maior presença de finos, devido à perda de energia do sistema.

Como resultado da interpretação sísmica e da modelagem do reservatório foi possível delimitar o campo em duas zonas (A e B), como mostrado na Figura 49. A partir de uma revisão bibliográfica deste campo, foi possível entender que estas zonas correspondiam a dois campos denominados anteriormente como Campo de Baúna (Zona A) e Campo de Piracaba (Zona B). Foi essencial identificar esta compartimentação do campo, que é cortada por uma falha lístrica de sentido NE-SO, sendo esta a primeira evidência de que os reservatórios são compartimentados, como também sugeridos pela distribuição espacial dos poços perfurados na área.

A análise dos perfis geofísicos dos 12 poços distribuídos no campo fez compreender que os reservatórios se localizavam em distintas profundidades e que foram formados por dois lobos turbidíticos. Nos poços da zona A, vale ser destacar o 1_BRSA_607_SPS, que é o descobridor, mas que atualmente o 7_BAN1_SPS é o maior produtor da zona. Os demais 5 poços do bloco complementam o grupo dos 6 poços produtores. Já o reservatório da zona B se encontra quase completamente abaixo da grande falha que compartimenta o campo. Esta zona foi descoberta a partir do poço 1_BRSA_658_SPS e 4_BRSA_1002_SPS, sendo os poços 7_PRA2_SPS e 7_BAN2_SPS os responsáveis pela produção dessa zona, que conta com o auxílio de 4 poços injetores distribuídos pelo bloco.

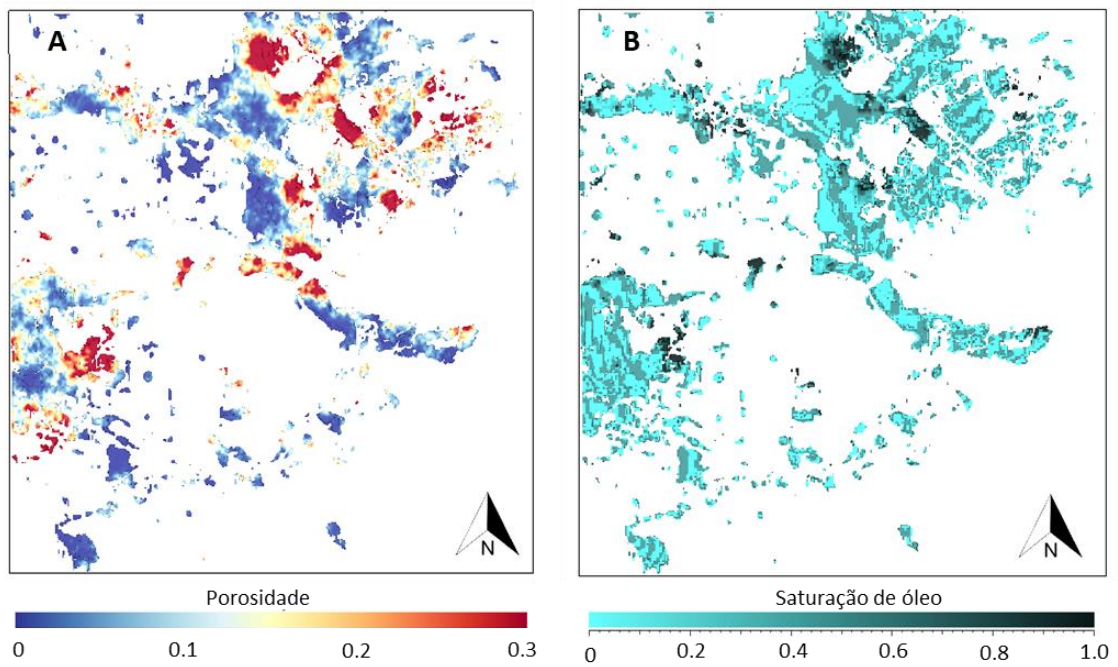


Figura 48: (A) Propriedade de porosidade efetiva distribuída no *geobody*; (B) Distribuição de saturação de óleo no *geobody*.

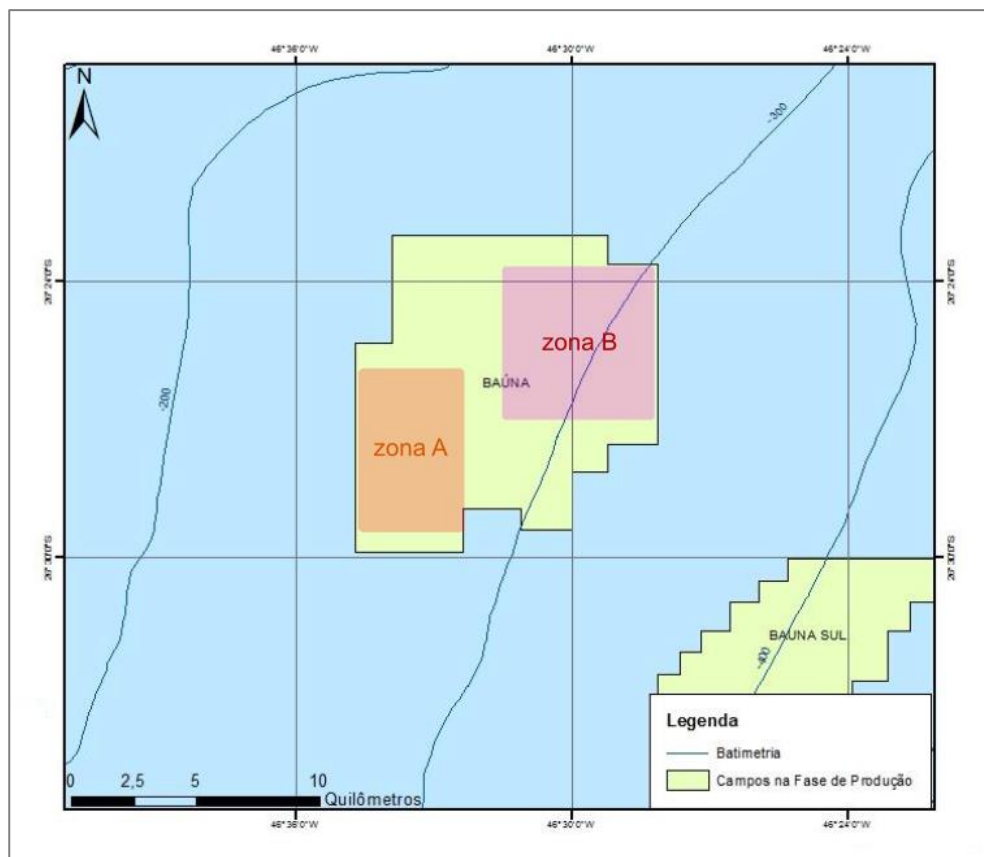


Figura 49: Localização do Campo de Baúna e posição das zonas dos reservatórios (A e B). Fonte: ANP (modificado).

6. CONCLUSÕES

Esta pesquisa teve como objetivo identificar e compreender os reservatórios do Campo de Baúna ao sul da Bacia de Campos. Os resultados comprovaram que com a integração de dados sísmicos e perfis de poços foi possível detectar, isolar e caracterizar esses reservatórios.

O processo sedimentar dos reservatórios se mostrou tratar de fluxos gravitacionais detríticos, construindo depósitos siliciclásticos na forma de turbiditos. A forma e distribuição dos lobos desses corpos podem ser comprovadas através da construção do *geobody* feito a partir dos depósitos areníticos mapeados através da sísmica e com o uso de atributos. Nesta área foram identificados dois sistemas turbidíticos e o melhor atributo sísmico que conseguiu identificar estes sistemas foi o atributo amplitude RMS.

Nos poços foram identificados de uma a três zonas produtoras, variando de espessuras de 2 a 45m. Comparando os dois sistemas, a Zona A apresenta em média reservatórios com espessura de 25m divididos em média em 2 partes, já a Zona B tem reservatórios com espessura média de 14m e geralmente em um só intervalo.

Avaliando as propriedades de reservatório, a Zona A tem volume de argila médio de 8,68%, porosidade efetiva média de 29% e saturação de óleo média de 54%. Já a Zona B possui um volume de argila médio de 7,72%, porosidade efetiva média de 30% e saturação de óleo média de 47%. O contato óleo-água foi identificado em todos os poços. Na Zona A, ele se encontra na profundidade de 2100m e na Zona B na profundidade de 2000m. A partir dessa avaliação foi constatado se tratar de reservatórios areníticos com baixo volume de argila, altas porosidades efetivas e alta saturação de óleo. Isto demonstra um alto potencial de produção desses reservatórios, apesar de pouco espessos.

O fluxo de trabalho para o preenchimento do *geobody* com as propriedades de porosidade e saturação de óleo se mostrou eficiente. A partir disto, foi possível calcular e verificar as regiões com maiores porosidades e com maior quantidade de óleo.

Como trabalhos futuros são sugeridos:

- Análise do sistema turbidítico usando todo o levantamento realizado na área, não apenas em 100 km² como foi realizado;
- Construção de um modelo de velocidade na área para que se possa realizar cálculos de volumes de reservas;
- Modelagem de porosidade usando cokrigagem colocalizada, tendo como variável secundária a impedância acústica obtida através da inversão acústica.

REFERÊNCIAS

- ASMUS, R. Field measurements on seasonal variation of the activity of primary producers on a sandy tidal flat in the northern Wadden sea. Netherlands Journal of Sea Research, 16, p. 389–402, 1982.
- ASMUS, H. E.; PONTE F.C. The Brazilian Marginal Basins. The South Atlantic. Springer, 1973.
- BROWN, A. R. Seismic attributes and their classification. The Leading Edge, vol.15, no. 10, p. 1090-1195, 1996.
- BULHÕES, E. M.; AMORIM, W. N. Princípio da sismocamada elementar e sua aplicação à técnica volume de amplitudes (TecVA). In: 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Salvador, Bahia, Brazil, 11-14, 2005.
- CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. Brazilian Geology part II: Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins. Rio'98 AAPG International Conference and Exhibition, American Association of Petroleum Geologists/Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo, Short Course Notes, Rio de Janeiro, Brasil, 1998.
- 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, pag. 29–46, 2008.
- CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Seismic attributes: a historical perspective. Geophysics, v. 70, n. 5, 2005.
- DIAS, J. L. Evolução da fase rift e a transição rift/drift nas bacias das margens leste e sudeste do Brasil. In: SBGf, International Congress of the Brazilian
- DIAS, J. L., DE OLIVEIRA, J.Q., VIEIRA, J.C. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore Brazil. Revista Brasileira de Geociências, vol.18, no. 3, p. 252-260, 1988.

- DONALDSON, E.; TIAB, D. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, 2nd Edition, Elsevier, 880p., 2003.
- FIGUEIREDO, M. F., PEREIRA, M. J., MOHRIAK, W. U., GAGLINONE, P. C., TRINDADE, L. A. F. Salt Tectonics and Oil Accumulation in Campos Basin, Offshore Brazil. AAPG Bulletin, vol. 69, no. 2, p. 255, 1985.
- 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, n. 1, p. 3-12, 1991.
- GUARDADO, L. R., GAMBOA, L. A. P., LUCCHESI, C. F. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin: PART 1. M 48: Divergent/Passive Margin Basins. AAPG Special Volumes, p. 3-36, 1989.
- HAWKESWORTH, C.; KELLEY, S., TURNER, S., ROEX, A. L., STOREY, B. Mantle processes during Gondwana break-up and dispersal. Journal of African Earth Sciences, vol. 28, no. 1, p. 239-261, 1999.
- KOUTSOUKOS, E. A. M. Evolução paleoecológica do Albiano ao Maestrichtiano na área noroeste da bacia de Campos, Brasil, com base em foraminíferos. XXXIII Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, 1984.
- MENESES, A. R. A. S. Estudo Teórico De Atributos Sísmicos em dados sísmicos de reflexão. Universidade Federal da Bahia (Monografia), 2010.
- McKENZIE, D. Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth and Planetary Science Letters, vol. 40, p. 25-32, 1978.
- MILANI, E. J., ZALÁN, P. V. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. Petrobras, Episodes, vol. 22, no. 3, p.199-205, 1999.
- MOHRIAK, W. U.; BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C. (Eds.). Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil. 1ª ed., CPRM, Cap.III. p. 87–168, 2003.

- MOHRIAK, W. U.; MELLO, M. R., DEWEY, J. F., MAXWELL, J. Petroleum geology of the Campos Basin, offshore Brazil. Geological Society of London, p.119-141, 1990.
- 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, p. 531-549, 2007.
- PEREIRA, M. J., FEIJÓ, F. J. Santos Basin; Bacia de Santos. Brazil. Boletim de Geociências da Petrobras, volume: 8, p.219-234, 1994.
- PERES, W. E. Shelf-Fed Turbidite System Model and its Application to the Oligocene Deposits of the Campos Basin, Brazil. AAPG Bulletin, vol. 77, no. 1, p. 81-101, 1993.
- 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. Campos Basin, Brazil. Boletim de Geociências da Petrobras, vol. 8, p. 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.
- RIDER, M. H. The geological interpretation of well logs. Hardcover, Gulf Publishing, 280 p.,1996.
- ROSA, A. L. R. The Albacora field: A case history of seismic amplitude mapping. SEG Technical Program Expanded Abstracts, p.499-501, 1987.
- ROYDEN, L., KEEN, C. E. Rifting process and thermal evolution of the continental margin of Eastern Canada determined from subsidence curves. Earth and Planetary Science Letters, vol. 51, no. 2, p. 343–361, 1980.
- SCHÖN, J. H. Physical properties of rocks: a workbook. Elsevier: volume 8, 1st Edition, 494 p., 2011.

- SCHÖN, J. H. Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics. Elsevier: volume 65, 2nd Edition, 2015.
- TANER, M. T., SCHUELKE, J. S., O'DOHERTY, R., BAYSAL, E. Seismic attributes revisited. SEG Technical Program Expanded Abstracts, 1994.
- WHITE, R., MCKENZIE, D. Magmatism at Rift Zones: The Generation of Volcanic Continental Margins and Flood Basalts. Journal of geophysical research, vol. 94, no. B6, p. 7685-7729, 1989.
- YAMAMOTO, J. K.; LANDIM, P. M. B. Geoestatística - conceitos e aplicações. Oficina de Textos, 1ª edição, 215 p., 2013.
- ZALÁN, P. V., WOLFF, S., ASTOLFI, M. A. M., VIEIRA, I. S, CONCEIÇÃO, J. C. J., APPI, V. T., NETO, E. V. S., CERQUEIRA, J. R., MARQUES, A. The Parana Basin, Brazil. Selected Analog Interior Cratonic Basins: Analog Basins, p. 681-708, 1990.