



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
CURSO DE BACHARELADO EM GEOFÍSICA

LÍVIA LOVATTE FONSECA

**AVALIAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EM CORPOS TURBIDÍTICOS DA  
PORÇÃO NORDESTE DO NOVO CAMPO DE JUBARTE, PARQUE DAS BALEIAS,  
BACIA DE CAMPOS**

Niterói  
2020

LÍVIA LOVATTE FONSECA

**AVALIAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EM CORPOS TURBIDÍDICOS DA  
PORÇÃO NORDESTE DO NOVO CAMPO DE JUBARTE, PARQUE DAS BALEIAS,  
BACIA DE CAMPOS**

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

Orientador:

Prof. Dr. ANTONIO FERNANDO MENEZES FREIRE

Niterói

2020

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

F676a Fonseca, Livia Lovatte  
Avaliação de atributos sísmicos em corpos turbidíticos da porção nordeste do Novo Campo de Jubarte, Parque das Baleias, Bacia de Campos / Livia Lovatte Fonseca ; Antonio Fernando Menezes Freire, orientador. Niterói, 2020.  
83 f. : il.

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

1. Atributos sísmicos. 2. Corpos turbidíticos. 3. Campo de Jubarte. 4. Bacia de Campos. 5. Produção intelectual. I. Freire, Antonio Fernando Menezes, orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD -

LÍVIA LOVATTE FONSECA

**AVALIAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EM CORPOS TURBIDÍDICOS DA  
PORÇÃO NORDESTE DO NOVO CAMPO DE JUBARTE, PARQUE DAS BALEIAS,  
BACIA DE CAMPOS**

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

Aprovada em 10 de dezembro de 2020.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (GIECAR/GGO/UFF)  
(Orientador)

---

Dr. Roberto Salvador Francisco d'Ávila (PETROBRAS)

---

M.Sc. Ronan Magalhães Ávila (ANP/SAG)

---

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (GIECAR/GGO/UFF)

Niterói

2020

## RESUMO

A partir do avanço tecnológico de ferramentas úteis para a caracterização de reservatórios, a utilização dos atributos sísmicos na predição litológica tem crescido cada vez mais desde sua considerável popularidade a partir de 1970. As incertezas a respeito da interpretação sísmica podem ser tratadas com a aplicação de um atributo específico e assim colaborar para uma melhor compreensão da geologia em subsuperfície. Nesse sentido, o objetivo deste trabalho é avaliar a aplicação de determinados atributos sísmicos, escolhidos com base nas características específicas da região, sob a influência dos reservatórios turbidíticos do Novo Campo de Jubarte, na Bacia de Campos. A região em questão está inserida em um contexto tectônico extensional que apresenta complexa geometria relacionada à halocinese, com diversas falhas associadas. Considerar aspectos da geologia local com base nas informações disponíveis é fundamental para a escolha dos atributos sísmicos. Desta forma, a metodologia proposta se baseia inicialmente no mapeamento dos principais horizontes de interesse, com base na carta estratigráfica da Bacia de Campos. Compreendendo o contexto em que ocorreu a deposição dos reservatórios turbidíticos, é possível identificá-los e mapeá-los no dado sísmico, observando as principais características a serem reforçadas com a aplicação dos atributos sísmicos. Como resultado, este trabalho possibilitou o reconhecimento de particularidades para cada atributo aplicado, por exemplo, sua resposta à presença de uma determinada estrutura, representada por falhas ou presença de rocha vulcânica, assim como o tratamento das amplitudes dos corpos turbidíticos com óleo.

**Palavras-chave:** Atributos Sísmicos, Corpos Turbidíticos, Campo de Jubarte, Bacia de Campos.

## ABSTRACT

From the technological advance of useful tools for the characterization of reservoirs, the use of seismic attributes in lithological prediction has grown more and more since its considerable popularity since 1970. Uncertainties regarding seismic interpretation can be addressed with the application of a specific attribute and thus collaborate for a better understanding of subsurface geology. In this sense, the objective of this work is to evaluate the application of certain seismic attributes, chosen based on the specific characteristics of the region, under the influence of the turbiditic reservoirs of the Novo Campo de Jubarte, in the Campos Basin. The region in question is inserted in an extensional tectonic context that presents complex geometry related to halokinesis, with several associated faults. Considering aspects of local geology based on the available information is fundamental for choosing seismic attributes. Thus, the proposed methodology is based initially on the mapping of the main horizons of interest, based on the stratigraphic chart of the Campos Basin. Understanding the context in which the deposition of the turbiditic reservoirs occurred, it is possible to identify and map them in the seismic data, observing the main characteristics to be reinforced with the application of the seismic attributes. As a result, this work enabled the recognition of particularities for each attribute applied, for example, its response to the presence of a certain structure, represented by faults or the presence of volcanic rock, as well as the treatment of the amplitudes of the turbiditic bodies with oil.

**Keywords:** Seismic Attributes, Turbiditic Bodies, Jubarte Field, Campos Basin.

## AGRADECIMENTOS

Como disse Isaac Newton: “Se vi mais longe, foi por estar sobre ombros de gigantes”. Nesta importante jornada vivenciada dentro faculdade me deparei com situações e momentos que seriam muito mais difíceis de serem contornados caso não tivesse a ajuda de amigos e familiares.

Aos meus amigos da turma de 2015, o meu eterno agradecimento por tê-los conhecido. Nossa união para estudar qualquer matéria, os trabalhos de campo memoráveis e a vivência quase cinco dias por semana durante anos, me fizeram construir amizades que certamente carregue para além da faculdade. Em especial, Murilo, Ana Carla e Juliana, o meu muito obrigada por todos os momentos juntos.

Agradeço também imensamente ao meu orientador, Fernando Freire, pelo suporte e oportunidades me dadas quando mais precisei. Oportunidades essas que me abriram portas para grandes experiências.

Em um momento em que pensei não poder mais usufruir de experiências profissionais fora da faculdade, uma porta se abriu. O meu eterno agradecimento à Rodrigo Morelato por ter me dado a oportunidade de estagiar na ANP, onde conheci pessoas incríveis e obtive conhecimento e vivências do mundo empresarial que certamente serão um diferencial futuramente. À equipe da SAG (saudosos SDB), obrigada por serem um time acolhedor, amigo e sempre disposto a ajudar e ensinar, especialmente ao Júlio, (Andressa) Yumi, Raquel, Ricardo, Hemert, Elaine, Heloísa, minha amiga de todas as horas Juliana e Ronan, cujo suporte foi fundamental para a construção desse trabalho. Vocês foram essenciais no meu crescimento como pessoa e, agora, geofísica.

Estendo os agradecimentos ao BDEP/ANP pela liberação dos dados técnicos e à Schlumberger pela licença acadêmica do *software* Petrel, utilizado nesse trabalho.

Por fim, mas nem um pouco menos importante, estendo meu agradecimento aos meus pais, pelo incentivo e suporte aos meus estudos, acreditando que a educação é transformadora, e meu companheiro de longa data por nunca me deixar desistir, ter me ajudado em tudo e qualquer coisa que precisasse, inclusive neste trabalho, e por sempre ser o suporte que necessitei durante esta jornada.

## SUMÁRIO

1-	INTRODUÇÃO .....	9
2-	ÁREA DE ESTUDO.....	11
2.1 -	Geologia Regional da Bacia de Campos .....	12
2.2 -	Sistema Petrolífero da Bacia de Campos .....	17
2.2.1 -	Geração e Migração .....	18
2.2.2 -	Rochas Reservatório .....	19
2.2.3 -	Rochas Selantes.....	20
2.2.4 -	Trapas.....	20
2.3 -	Parque das Baleias.....	20
2.3.1 -	Campo de Jubarte .....	22
3-	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	24
3.1 -	Depósitos Turbidíticos .....	24
3.2 -	Atributos Sísmicos .....	32
3.2.1 -	Amplitude RMS .....	36
3.2.2 -	Atributo TecVA.....	37
3.2.3 -	Atributo de Coerência .....	39
3.2.4 -	Atributo de Curvatura.....	40
3.2.5 -	Fase Instantânea .....	42
4-	MATERIAIS E MÉTODOS .....	44
5-	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	49
5.1 -	Calibração Sísmica-Poço e Análise dos Gradientes de Pressão.....	49
5.2 -	Superfícies de Interesse .....	53
5.3 -	Definição dos Corpos Turbidíticos .....	56
5.4 -	Aplicação e Análise dos Atributos Sísmicos .....	64
6-	CONCLUSÃO .....	80
7-	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	81



## 1- INTRODUÇÃO

O processo de descoberta de um reservatório economicamente explorável demanda uma série de análises estruturais e geológicas da região. Nesse aspecto, a sísmica possui um papel essencial, uma vez que auxilia no estudo de caracterização do reservatório. A partir do avanço tecnológico que possibilitou o registro do sinal digital, os atributos sísmicos ganharam uma considerável popularidade por serem uma ferramenta útil para obter informações qualitativas da geometria e dos parâmetros físicos de subsuperfície, afim de contribuir na avaliação litológica e caracterização de reservatórios (Taner, 2001).

Por muitos anos, os atributos sísmicos têm sido usados como uma maneira de se inferir qualitativa e quantitativamente as propriedades de rocha e fluido a partir do dado sísmico. Alguns deles se correlacionam bem com propriedades individuais de reservatórios, aumentando a capacidade de se obter um modelo geológico mais consistente, reduzindo as incertezas na descrição e previsão do reservatório. Cada atributo, normalmente, possui mais de uma aplicação, mas quando necessário, podem ser combinados e assim levar à novas interpretações, desde que possuam boa fundamentação física ou geológica e sejam matematicamente independentes.

A análise de reservatórios turbidíticos utilizando atributos sísmicos é um estudo de grande abrangência na indústria que leva a novas conclusões e abordagens de desenvolvimento de uma determinada área. A utilização de atributos sísmicos em sistemas deposicionais de reservatórios turbidíticos foi escolhida como tema deste trabalho por se tratar de uma importante técnica utilizada na etapa de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo. A aplicação dos atributos foi usada para auxiliar no entendimento das características deposicionais em que os reservatórios do Parque das Baleias estão inseridos, representando uma das áreas mais produtivas de óleo do país e que ainda tem um desenvolvimento promissor.

A Bacia de Campos possui características na sua evolução tectono-sedimentar que a tornam singular em termos de potencial petrolífero. Fatores como baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e variações globais do nível do mar durante o Neo-Cretáceo e o Paleógeno interagiram de forma tal que propiciaram a acumulação de enorme volume de reservatórios turbidíticos (Dias *et al.* 1990, *apud* UNESP, 2006).

A bacia é considerada a segunda mais prolífica do país, representando 45% da produção nacional de óleo em 2019, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2019). Durante a última década foi observado um declínio na produção dos reservatórios na camada Pós-sal em campos maduros no Brasil (UNESP, 2018). Este fato torna ainda mais importante os trabalhos que sirvam de auxílio para a identificação de possíveis ocorrências de hidrocarbonetos remanescentes, que possam incrementar a produção nos campos.

O presente trabalho tem como objetivo avaliar a aplicação de atributos sísmicos na região Pós-sal do Campo de Jubarte, localizado no Parque das Baleias, Bacia de Campos. Para atingir este objetivo foi necessário realizar a interpretação sísmica na região, definir e estudar os corpos turbidíticos através do processo de calibração sísmica-poço e da análise dos gradientes de pressão dos poços. Em conjunto com a análise geológica regional, a utilização de tais atributos auxiliou no entendimento deposicional dos depósitos turbidíticos presentes e de estruturas como falhas e discordâncias.

Ao término deste trabalho, foi possível compreender as especificidades de cada atributo sísmico quando aplicado sob determinado contexto, e entender um pouco mais sobre os processos de deposição turbidítica do Parque das Baleias de idade do Eoceno ao Maastrichtiano, inferindo o ambiente em que se deu a acumulação de hidrocarbonetos.

## 2- ÁREA DE ESTUDO

A Bacia de Campos compreende uma área de aproximadamente 100.000 km<sup>2</sup> na margem leste brasileira e é distribuída ao longo do litoral que banha o Norte do Estado do Rio de Janeiro e o Sul do Estado do Espírito Santo (Figura 1). Seu limite ao Sul é estabelecido pelo Alto de Cabo Frio, fronteira com a Bacia de Santos, e ao Norte pelo Alto de Vitória, fronteira com a Bacia do Espírito Santo (ANP, 2017).

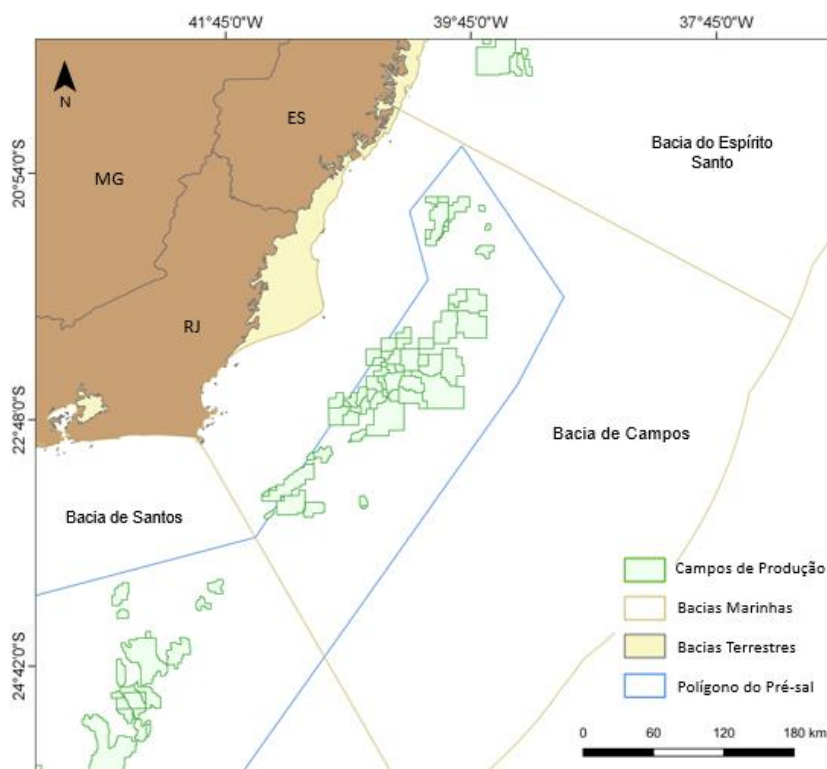


Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Campos.

A exploração de petróleo na Bacia de Campos teve começo no final da década de 1950, quando uma campanha para aquisição de dados sísmicos bidimensionais em águas rasas foi iniciada pela Petrobras. Após a descoberta do Campo de Garoupa, em carbonatos do Albiano, diversos campos foram descobertos nas águas rasas nesta bacia em diferentes *plays* exploratórios, como o de Namorado, primeiro campo gigante do país, em turbiditos do Cenomaniano (ANP, 2017).

Após a aquisição de dados em águas profundas, no início da década de 1980, iniciou-se uma campanha de perfuração de poços que culminou com a descoberta de campos gigantes em *plays* turbidíticos, como exemplo, Campo de Marlim (Oligo-Mioceno). Com o desenvolvimento da sísmica tridimensional em conjunto com a maior disseminação dos

atributos sísmicos e investimentos em tecnologias de perfuração de poço, foi possível descobrir arenitos turbidíticos em águas ainda mais profundas, como foi com o Campo de Roncador (Maastrichiano), possuindo aproximadamente 9 bilhões de barris de óleo *in place* (Mendonça *et al.*, 2004, apud ANP, 2017).

Após a promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e a criação da ANP, iniciou-se uma fase de exploração de petróleo em águas ultraprofundas nas bacias de Campos e Santos, além da continuidade das descobertas em águas mais rasas. Entre as descobertas importantes nesta fase na Bacia de Campos, destacam-se as acumulações dos campos de Maromba, Xerelete e Parque das Conchas. As descobertas do Parque das Baleias nessa época foram importantes pela descoberta de reservatórios em carbonatos aptianos anterior às descobertas do Pré-sal da Bacia de Santos.

Na Bacia de Campos, as reservas 1P (provadas) de hidrocarbonetos são da ordem de 5,7 bilhões de barris de óleo e 92.480,39 milhões de metros cúbicos de gás natural. Em junho de 2020, a Bacia de Campos foi responsável por 29% da produção total de óleo do país (ANP, 2020).

## 2.1 - Geologia Regional da Bacia de Campos

A Bacia de Campos é uma bacia de margem passiva, cuja formação está associada à ruptura do Supercontinente Gondwana e abertura do Atlântico, há cerca de 150 Ma. A interpretação mais aceita atualmente para o processo de abertura do Atlântico é a de um estiramento litosférico e afinamento da crosta (McKenzie, 1978, *apud* ANP, 2017) e, posteriormente, uma subsidência associada ao resfriamento da astenosfera (Royden e Keen, 1980).

O afinamento da crosta levou à ruptura do rifte em zonas de fraqueza e gerou a deposição da seção rifte em zona regionalmente soerguida (semelhante aos lagos do rifte africano atual) com contribuição expressiva de rochas vulcânicas no fundo da bacia. Posteriormente, ocorreu uma fase de subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera (ANP, 2017).

Segundo Chang *et al.* (1988, *apud* Chang *et al.*, 1992) a estratigrafia das bacias da margem leste pode ser dividida em cinco Megassequências: Continental, Transicional Evaporítica, Plataforma Carbonática Rasa, Marinha Transgressiva e Marinha Regressiva (Figura 2). A nomenclatura litoestratigráfica utilizada neste trabalho é apresentada na Figura 3.

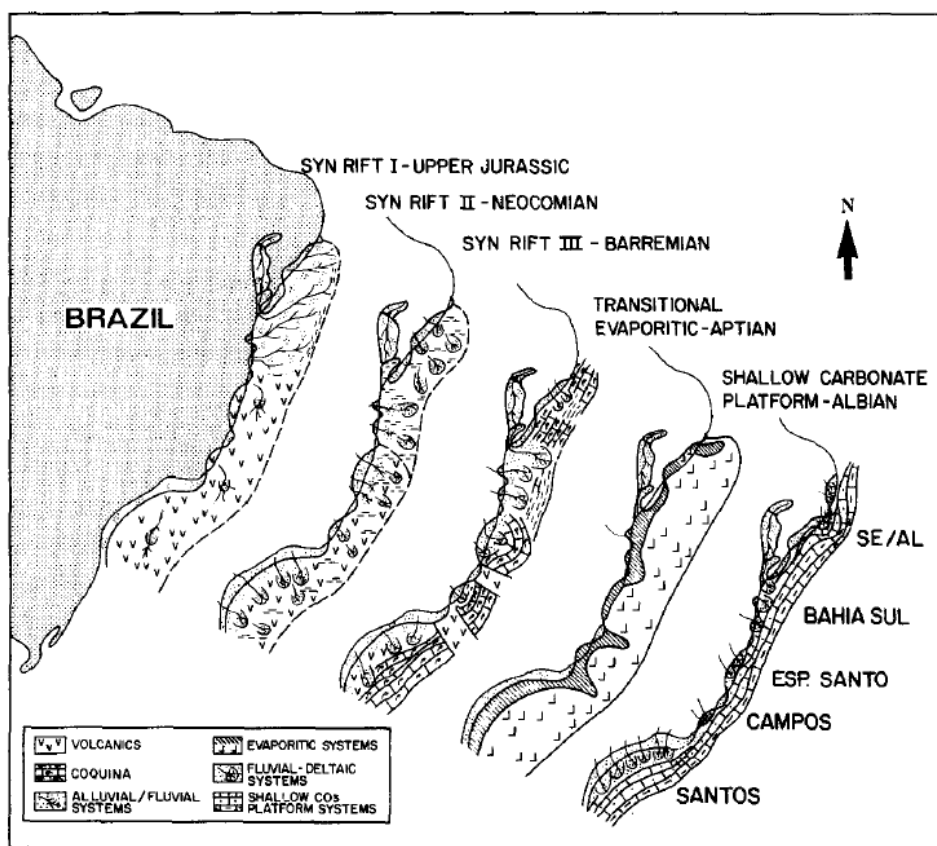


Figura 2: Reconstrução paleogeográfica das sequências sin-rifte, transicional evaporítica e plataforma carbonática rasa da margem leste brasileira (Chang *et al.*, 1988, *apud* Chang *et al.*, 1992).

Figueiredo (1981, *apud* Chang *et al.*, 1992) subdividiu a megassequência continental em três sequências deposicionais (Sin-Rifte I, II e III) caracterizadas por diferentes associações de fácies e estilos estruturais.

A sequência Sin-Rifte I consiste na deposição de sedimentos do Neo-Jurássico em uma grande depressão, que sucedeu o desenvolvimento das bacias intracratônicas do Paleozoico. Esses baixos, com direção N-S, foram preenchidos por leques aluviais e depósitos fluviais de granulometria grossa, depósitos eólicos e, em menor escala, evaporitos, em forma de *playa-lakes*. Os remanescentes erosionais destes sedimentos são preservados nas Bacias Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Jatobá e Recôncavo-Tucano. O topo da Sequência Sin-Rifte I e início da sequência Sin-Rifte II é marcado pelo Membro Tauá, folhelhos fossilíferos lacustrinos cinza-escuros, com laminação paralela e ricos em mica, que caracteriza a transição entre os depósitos deltaicos da Formação Itaparica e os depósitos lacustres da Formação Candeias.

Na Bacia de Campos, assim como nas Bacias de Santos, Pelotas e Espírito Santo, a porção basal do Sin-Rifte II é marcada pela deposição de basaltos intercalados com

rochas vulcanoclásticas e sedimentares (Mizusaki, 1986, Mizusaki, 1988, apud Chang *et al.*, 1992) depositados em meio grabens gerados pela rápida distensão crustal, compondo a Formação Cabiúnas (Neocomiano). Acima dos basaltos, está a Formação Atafona, composta de folhelhos carbonáticos, depositados em ambiente lacustre salino, que formam a principal rocha geradora da bacia. A transição para a sequência Sin-Rifte III se dá pela substituição de depósitos lacustres no interior do rifte por depósitos aluviais-fluviais.

Durante o Barremiano, a sedimentação lacustre do sistema rifte foi sucedido pela deposição de sedimentos predominantemente flúvio-deltaicos, lacustre e leques aluviais da sequência Sin-Rifte III. Com o aumento da salinidade nesta sequência, ocorreu a deposição das rochas da Formação Coqueiros, intercalações de folhelhos e carbonatos lacustres (Winter, Jahnert e França, 2007). As plataformas carbonáticas foram depositadas sobre os altos estruturais sindeposicionais, enquanto as margas e folhelhos ricos em matéria orgânica se acumularam nas porções mais baixas da bacia. Os folhelhos desta formação representam as rochas geradoras de óleo na Bacia de Campos, e as coquinas porosas depositadas em ambiente de alta energia representam as rochas reservatório.

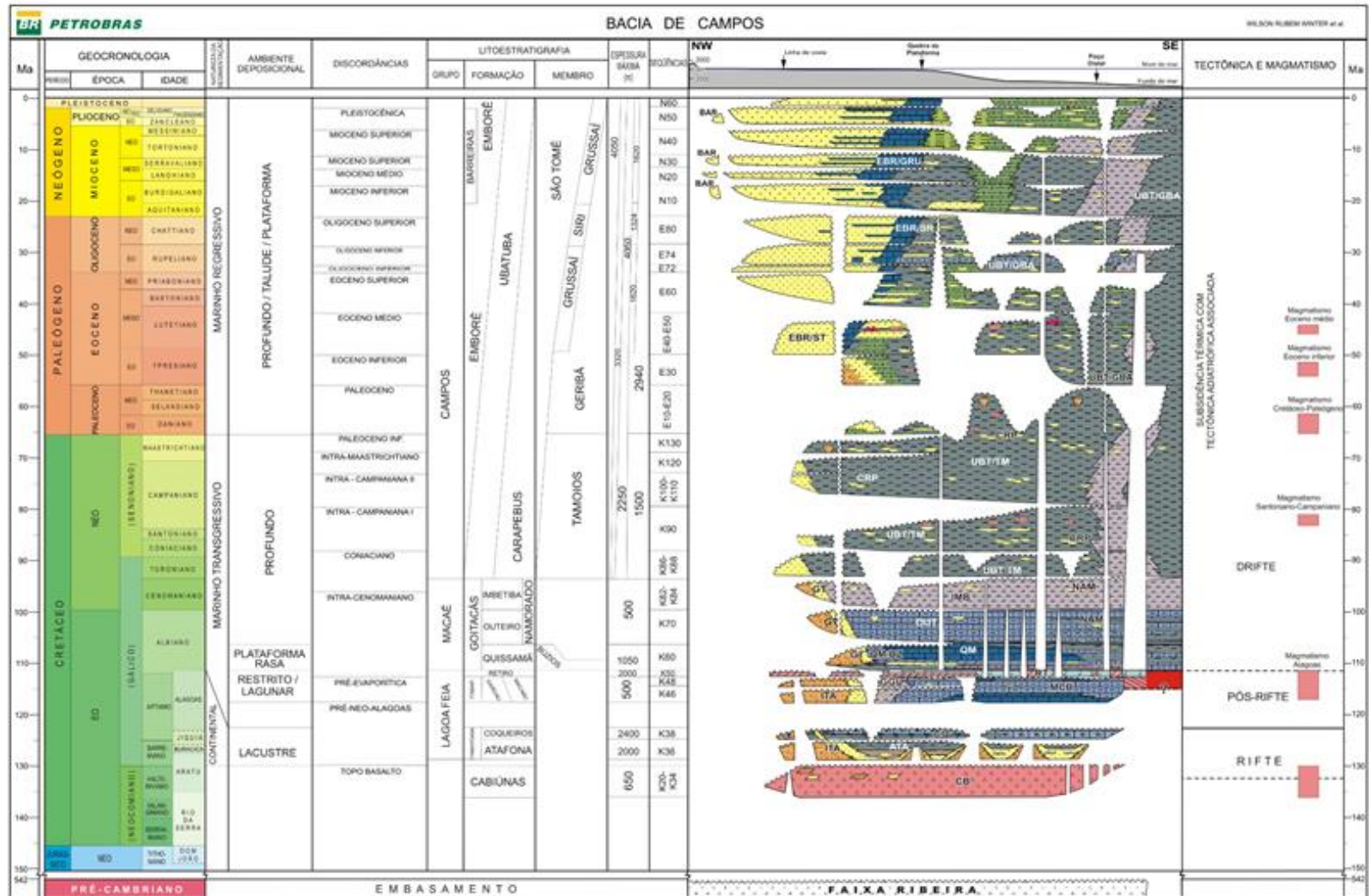


Figura 3: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Winter, Jahnert e França, 2007).

A Megassequência Transicional Evaporítica é composta por sedimentos depositados durante o andar local Alagoas (Aptiano), e uma discordância a separa da Megassequência Continental, chamada pré-Aptiano Superior (Dias, 2005), demarcando o limite rifte/pós-rifte. Ao longo da margem continental leste brasileira, os depósitos Sin-Rifte são revestidos por uma espessa seção de sedimentos clásticos e evaporíticos, formando parte da Megassequência Transicional Evaporítica, também chamada de fase *sag*. O desenvolvimento de sedimentos aluviais e fluviais na parte basal da sequência dá início a um novo período de intensa atividade tectônica e reativação de fontes clásticas. Neste contexto, nas áreas mais altas os sedimentos siliciclásticos deram lugar aos carbonatos, principalmente estromatólitos e nódulos, depositados em águas muito rasas (Chang *et al.*, 1992).

Com a evolução da abertura do Atlântico, a transgressão marinha desenvolveu uma passagem estreita de água pela atual margem leste brasileira, formando condições favoráveis para a deposição de salinas, devido à existência da Cadeia Walvis-São Paulo, formada por depósitos vulcânicos da pluma de Tristão da Cunha. Desta deposição, as halitas acumularam-se nas partes que se rebaixavam mais rapidamente, enquanto que a anidrita foi depositada em elevações e plataformas adjacentes, compondo assim, a Formação Retiro (Aptiano), podendo chegar a 4.000m de espessura.

A partir da abertura gradual do Oceano Atlântico Sul e o rompimento da barreira Walvis-São Paulo, foi refletido um ambiente semi-restrito que propiciou a deposição de plataformas carbonáticas do Albiano à medida em que a passagem estreita da água do mar aumentava, caracterizando a Megassequência de Plataforma Carbonática Rasa. Neste ambiente, os depósitos predominantes consistiam de calcários oolíticos, oncolíticos, pelóides e bioclásticos, que foram fortemente afetados pela tectônica de sal. Nas áreas mais profundas, as plataformas carbonáticas são substituídas por *mudstones*, margas e folhelhos carbonáticos. Essa megassequência corresponde principalmente à Formação Quissamã, do Grupo Macaé (Chang *et al.*, 1992 e ANP, 2017).

Após o Albiano, na Megassequência Marinha Transgressiva, devido à subida global do nível do mar houve um progressivo afundamento da bacia que, acompanhado da transgressão marinha, resultou no afogamento da plataforma carbonática (Chang *et al.*, 1988 apud Chang *et al.*, 1992) e na consequente deposição de sedimentos de baixa energia como folhelhos, margas e *mudstones*. Em toda a sequência estão presentes dois modelos de depósitos turbidíticos: canalizado, em estreitas depressões formadas em resposta à intensa halocinese no final do Cretáceo e em lençol, acumulados durante



períodos de baixa do nível do mar, durante o Cenozoico (Barros *et al.*, 1982, apud Chang *et al.*, 1992). Esta Megassequência é caracterizada pelas Formações Outeiro (*mudstones* e folhelhos), Imbetiba (*mudstones*) e Namorado (arenitos), do Grupo Macaé; Formação Ubatuba (folhelhos) do Membro Tamoios e Formação Carapebus (arenitos) (ANP, 2017).

A Megassequência Marinha Regressiva foi depositada sob regime de margem passiva durante o Cenozoico logo após a Transgressiva. É composta pela predominância de sequências flúvio-deltaicas, contendo leques deltaicos e plataformas siliciclásticas, além de turbiditos em águas profundas. As Formações Ubatuba (folhelhos), Carapebus (arenitos) e Emborê (carbonatos) representam esta megassequência. A seção esquemática das sequências deposicionais da Bacia de Campos é mostrada na Figura 4.

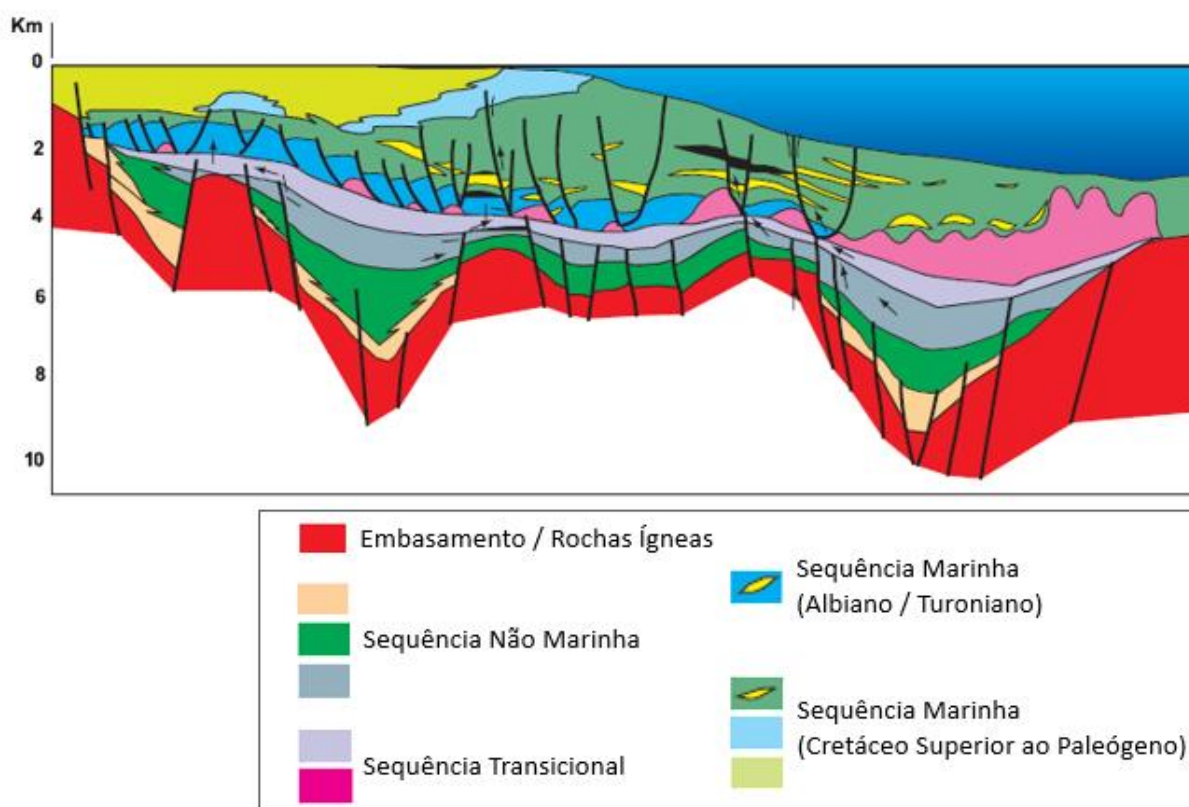


Figura 4: Seção geológica regional da Bacia de Campos mostrando o arcabouço estrutural e estratigráfico ao longo das compartimentações (Modificado de Guardado *et al.*, 2000).

## 2.2 - Sistema Petrolífero da Bacia de Campos

A abundância de petróleo em uma bacia é o resultado da existência no tempo e no espaço de todos os elementos e processos necessários para um sistema de petróleo de nível mundial. Isto inclui: rocha geradora, rocha reservatório, rocha selante, presença de

vias de migração efetivas e trapas eficazes para o transporte do óleo da rocha geradora até a rocha reservatório (Guardado *et al.*, 2000). Para que haja geração de petróleo, todas essas condições devem ocorrer de forma sincronizada (*timing*) em relação ao tempo geológico (UNESP, 2006).

### 2.2.1 - Geração e Migração

A principal rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia de Campos está presente no Grupo Lagoa Feia, depositado no Barremiano-Aptiano, mais especificamente nos andares locais Buracica e Jiquiá (Barremiano) (ANP, 2017). É composta por folhelhos intercalados com carbonatos, depositados em ambiente lacustre salino durante a fase Sin-Rifte II da Megassequência Continental (Chang *et al.*, 1992) que apresentam querogênio tipo I e teor de carbono orgânico total (COT) variando entre 2% a 6% (Mello *et al.*, 1994, apud Guardado *et al.*, 2000).

A geometria da base do sal direcionou o fluxo de migração por vias com janelas de sal, ausência de evaporitos, devido ao seu deslocamento. Com isso, foi possível o deslocamento dos hidrocarbonetos para as unidades superiores da sequência aptiana, devido às falhas lítricas geradas pela halocinese. Uma vez vencida as barreiras impostas pelos evaporitos, o fluxo se concentrou nas falhas distensionais lítricas associadas aos domos e diápiros de sal, ou em falhas de transferência. A migração também pode ocorrer por contato lateral por falha, como ocorre nos basaltos da Formação Cabiúnas (Neocomiano) em contato com os folhelhos do andar local Jiquiá (Barremiano-Aptiano) do Grupo Lagoa Feia (ANP, 2017). O modelo dos elementos presentes no sistema petrolífero da Bacia de Campos é mostrado na Figura 5.

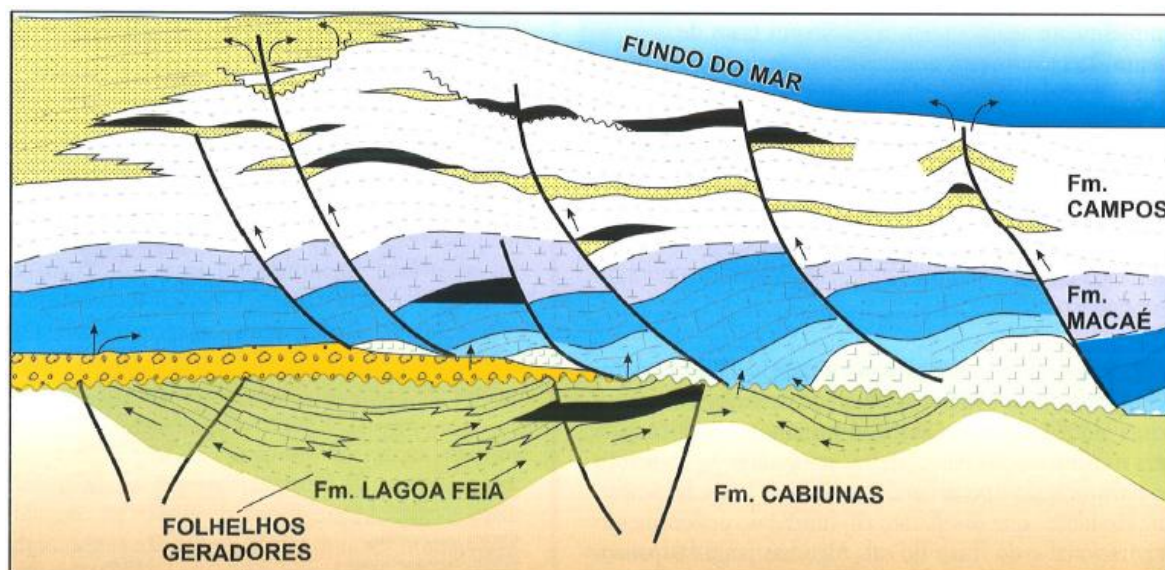


Figura 5: Modelo de geração, migração e acumulação de petróleo da Bacia de Campos. A figura também destaca os folhelhos geradores do Pré-sal (Fm. Lagoa Feia) e reservatórios do Pós-sal (Fm. Macaé e Fm. Campos) afetados por falhas listricas associadas à halocinese (Guardado, 1989, apud Waisman, 2008).

### 2.2.2 - Rochas Reservatório

São considerados reservatórios da Bacia de Campos estruturas como basaltos fraturados, coquinas e calcarenitos, importantes reservatórios em alguns dos campos onde foram feitas as primeiras descobertas em águas rasas da bacia. Turbiditos siliciclásticos também contêm significativas reservas em alguns campos de águas rasas, e a sua importância tem crescido à medida que avança a prospecção e produção em campos de águas profundas e ultra profundas. Na Figura 6 é mostrado os campos de produção da bacia e suas respectivas rochas reservatório.

Os basaltos fraturados vesiculares, intercalados com camadas vulcanoclásticas e sedimentares, são encontrados na fase rifte da bacia e compõem a Formação Cabiúnas (Neocomiano). Este tipo de reservatório pode ser encontrado nos campos de águas rasas (80 a 120 m), como Badejo e Linguado. A acumulação é controlada por falhas distensionais relacionadas à fase rifte, que se justapõem aos basaltos fraturados e às rochas geradoras (UNESP, 2006).

As coquinas barremianas correspondem aos reservatórios de águas rasas depositados em ambiente lacustre confinado, relacionado com rápida subsidência na fase rifte. São reservatórios muito heterogêneos, com porosidades médias entre 10% e

20%, que podem chegar a 200 m de espessura e estão presentes nos campos de Badejo, Pampo, Linguado e Trilha.

Nos campos de Garoupa, Pampo, Bonito, Bicudo, Enchova e Linguado, os calcarenitos do Albiano constituem reservatórios em águas rasas depositados durante a seção drifte da bacia, e fazem parte das Formações Quissamã (Albiano) e Imbetiba (Cenomaniano). Falhas e dobras relacionadas à halocinese foram essenciais para a acumulação que excede 100 m de coluna de óleo, além do controle estratigráfico, nos campos citados, devido à transição lateral dos calcarenitos para calcarenitos ricos em lama. Estes reservatórios possuem porosidades variando entre 20% e 30%.

### **2.2.3 - Rochas Selantes**

Os selos para as diferentes rochas reservatório da bacia consistem, no geral, em pelitos e *mudstones* intercalados com os próprios reservatórios. Na Formação Lagoa Feia, as rochas selantes são os folhelhos intercalados às coquinas (rochas reservatório) assim como a sequência evaporítica no topo da formação. Nos carbonatos da Formação Macaé, os principais selos são os *mudstones* da Formação Outeiro e Imbetiba. Considerando os reservatórios turbidíticos, as rochas selantes são os pelitos intercalados com os arenitos das Formações Macaé e Ubatuba.

### **2.2.4 - Trapas**

As principais acumulações de hidrocarbonetos da Bacia de Campos estão relacionadas as trapas estratigráficas e mistas, ligadas à halocinese. Em muitos casos, mesmo quando são observadas feições possíveis de trapas estratigráficas, a deformação pela movimentação dos evaporitos acaba gerando trapas mistas, como os *pinch-outs* e estruturas de *roll-over* associadas a falhas lítricas (UNESP, 2006).

## **2.3 - Parque das Baleias**

A área estudada neste trabalho é o complexo petrolífero do Parque das Baleias, localizado na porção norte da Bacia de Campos, já no estado do Espírito Santo (Figura 6). Consistem como principais rochas geradoras os folhelhos dos andares Buracica e Jiquiá (Barremiano/Aptiano), do Grupo Lagoa Feia. Na seção Pós-sal, *play* em foco deste

estudo, as janelas de sal e as falhas lísticas formadas pela halocinese serviram de rotas de migração para o hidrocarboneto. Os principais reservatórios desta seção são compostos por corpos turbidíticos aprisionados em trapas estratigráficas da Formação Carapebus (ANP, 2017).

As descobertas de petróleo na região acima da camada de sal (Pós-sal) no Parque das Baleias foram feitas a partir de 2001, nos Campos Cachalote, Baleia Franca, Jubarte, Baleia Azul, Baleia Anã, Pirambu e Caxaréu (Morais, 2013). Além destes, os Campos Baleia Anã e Cachalote também têm volume expressivo de produção.

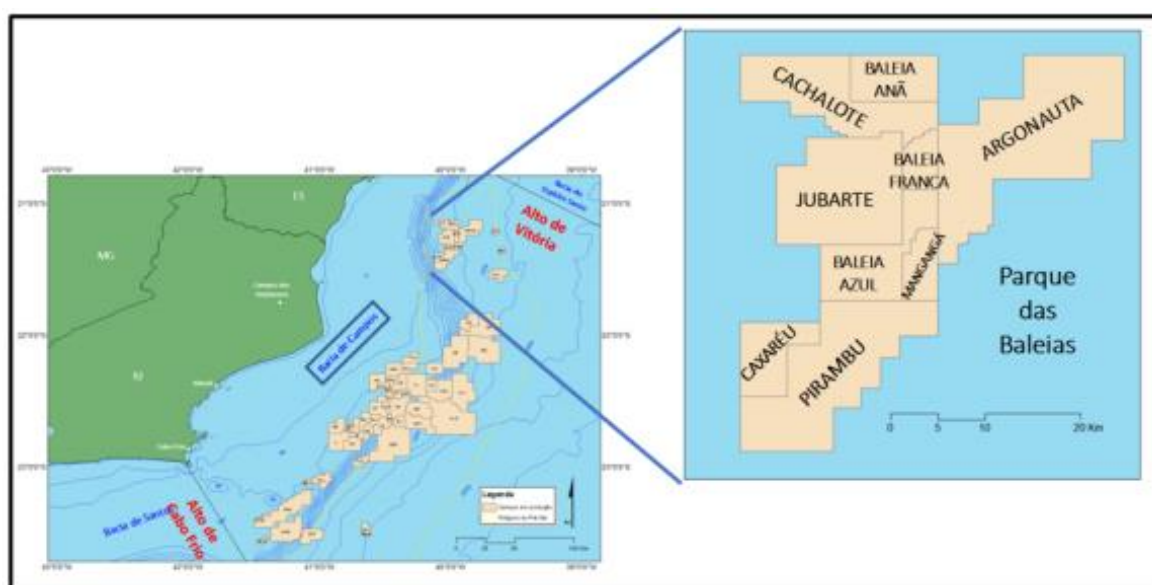


Figura 6: Mapa de localização dos campos produtores do Parque das Baleias, até 2019, Norte da Bacia de Campos (Alves, 2020).

Segundo estimativas da Petrobras, as reservas totais do Parque das Baleias, Pré-sal e Pós-sal, podem chegar a 3,5 bilhões de barris de petróleo. Apenas os Campos de Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte, no Pré-sal, são responsáveis por cerca de 50% do volume de óleo recuperável (Barbassa, 2008). Como forma de contribuir para a longevidade da produção da Bacia de Campos, em 2021 a Petrobras iniciará o projeto Integrado Parque das Baleias, que consiste na interligação de onze novos poços à plataforma nos campos de Jubarte, Baleia Franca e Cachalote (Agência Petrobras, 2018).

### 2.3.1 - Campo de Jubarte

O Campo de Jubarte está localizado a aproximadamente 80 km do litoral de Anchieta, um município do sul do Estado do Espírito Santo, com cotas batimétricas que variam de 1.240 a 1.550 m. A descoberta das reservas de petróleo do Campo de Jubarte ocorreu em janeiro de 2001 com o poço 1-BRSA-33-ESS (1-ESS-100) e em 2002 se iniciou a produção de óleo no Pós-sal.

Após a confirmação de significativos reservatórios no Pré-sal da Bacia de Santos, foi feita uma avaliação dos intervalos da mesma seção no Campo de Jubarte e, em 2008, foi constatada a continuidade da jazida, se prolongando para os campos de Cachalote e Baleia Franca. Os avanços da produção de óleo se intensificaram e o Campo de Jubarte se tornou em 2019 o terceiro maior campo produtor de petróleo do Brasil, com 247 Mbb/d (ANP, dez 2019). O histórico de produção do campo até 2015 é ilustrado na Figura 7.

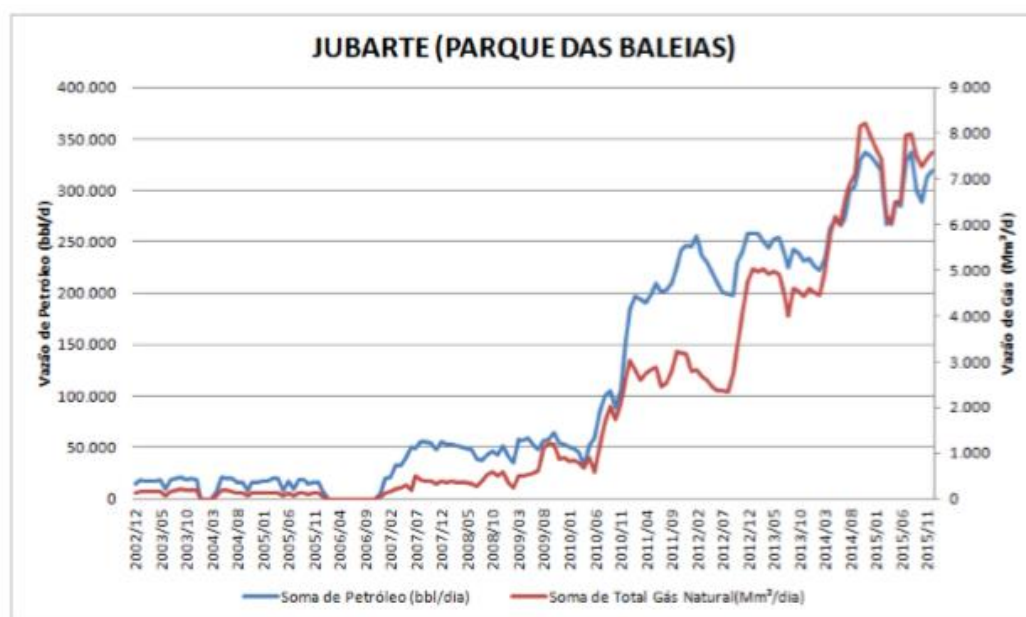


Figura 7: Histórico de produção de petróleo do Campo de Jubarte, em bbl/dia (ANP, 2016).

A partir da confirmação das reservas de petróleo no Pré-sal diversos estudos nos campos vizinhos sugeriram uma mudança de seus *ring fences* a fim de adequar os limites dos campos aos limites das acumulações de hidrocarbonetos descobertos. Desta forma, em 2019 foram incorporados integralmente ao Campo de Jubarte os campos de Baleia Azul e Baleia Franca e parcialmente os campos de Cachalote, Pirambu, Mangangá e Caxaréu, compreendendo o Novo Campo de Jubarte (Figura 8). Com esta nova

distribuição dos limites que acabou por aumentar sua área, o Novo Campo de Jubarte em 2020 produziu 179 Mbb/d, correspondendo ao quarto maior campo produtor de petróleo do país (ANP, junho 2020).

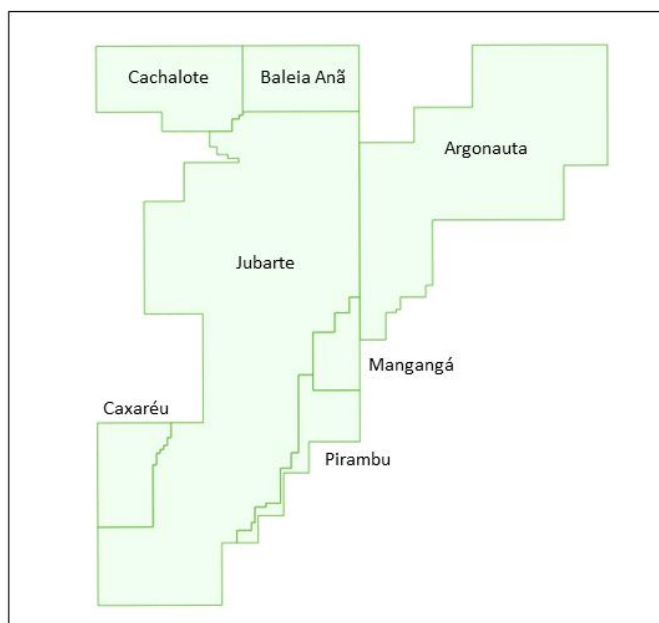


Figura 8: Limites dos campos de produção do Parque das Baleias após a redefinição dos *ring fences*.



### 3- FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

#### 3.1 - Depósitos Turbidíticos

Turbiditos são depósitos resultantes das correntes de turbidez, um tipo de fluxo gravitacional, que devido à ação diferencial da gravidade causada pelo contraste de densidade entre o fluxo e o meio circundante, fluem declive abaixo. Estas correntes são originadas como resultado de eventos catastróficos de curta ou longa duração, como ondas de tempestade e grandes cheias fluviais, respectivamente, e por isto, deslocam-se como um fluxo de alta velocidade (d'Ávila & Paim, 2003).

Uma corrente de turbidez pode ser dividida em três partes: a) cabeça, uma porção frontal até duas vezes mais espessa que o resto do fluxo, seguida pelo b) corpo, onde o fluxo é uniforme e c) a cauda, zona de rápida redução do fluxo, como mostrado na Figura 9.

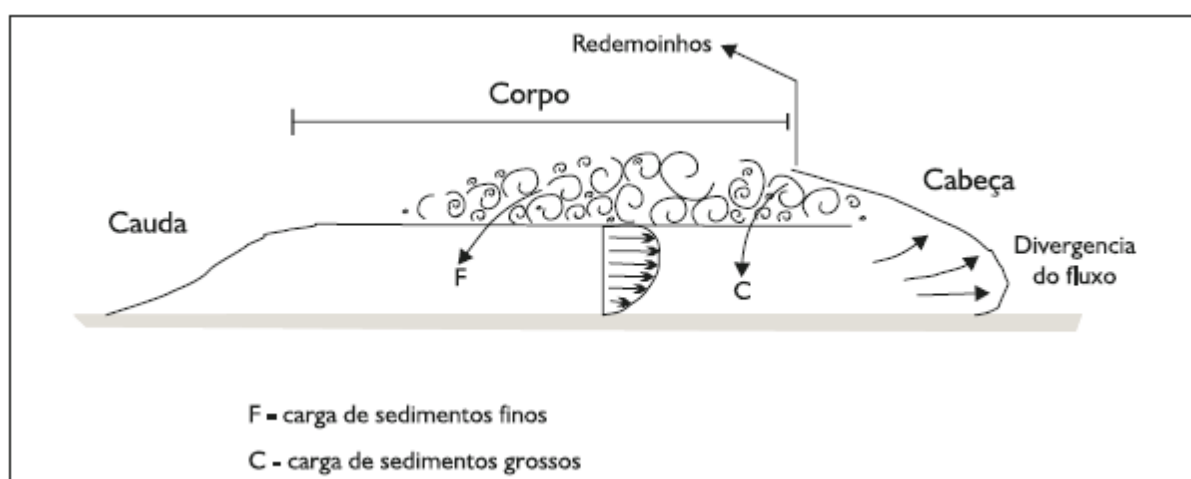


Figura 9: Subdivisão de uma corrente de turbidez. Redemoinhos se formam atrás da cabeça quando há mistura da porção basal da corrente (alta velocidade) com a água do ambiente (Pieckering *et al.*, 1986, *apud* d'Ávila & Paim, 2003).

A região da cabeça possui intensa turbulência que, ao passar pelo talude, região de alto declive, erode o substrato e incorpora o sedimento erodido, aumentando a densidade do corpo. De acordo com d'Ávila & Paim (2003), quanto maior o gradiente do talude, maior será a aceleração do fluxo e, conseqüentemente, maior processo de erosão do substrato, contribuindo para o aumento da densidade da corrente. Desta forma, o fluxo se torna capaz de transportar grãos mais grossos a maiores distâncias. Esta sequência de eventos mantém a corrente de turbidez em movimento, em um processo chamado



auto suspensão, que permanecerá enquanto houver um equilíbrio entre o ganho de densidade e as perdas de fluidos do fluxo.

A partir do momento em que as correntes de turbidez começam a perder energia, normalmente quando deixam de estar confinados em canais, a deposição da carga sedimentar adquire características diferenciadas, variando em razão dos diferentes tipos de sedimentos contidos no fluxo.

Para o padrão de deposição dos turbiditos, Arnold Bouma propôs em 1962 uma sequência básica de estruturas sedimentares em uma camada ideal de turbiditos gradados, conhecida como Sequência de Bouma, demonstrada na Figura 10. Quando completa, a sucessão vertical é constituída por uma porção basal maciça de arenitos (TA), seguido por arenitos com laminações paralelas (TB), arenitos finos com marcas de ondulação (TC), siltes depositados em lâminas paralelas (TD) e, por fim, sedimentos lamosos pelágicos e hemipelágicos (TE).

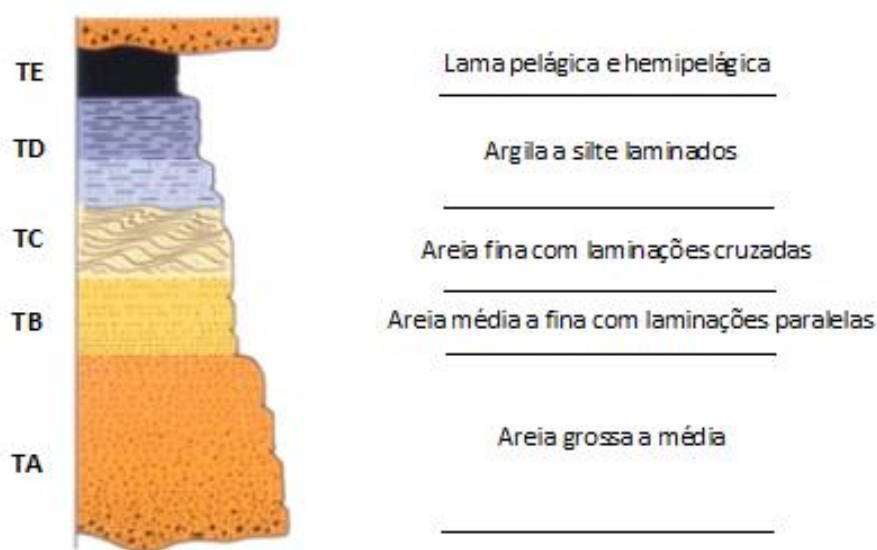


Figura 10: Sequência de Bouma (Modificado de Oliveira, 2013).

Porém, Mutti (1985) indicou que esta sequência é restrita aos turbiditos originados por correntes de turbidez de baixa densidade. Então, desenvolveu um modelo deposicional turbidítico para a evolução dos sistemas de leques aluviais em corrente de turbidez de alta eficiência (Figura 11) durante às variações do nível relativo do mar, que considera três tipos de sistemas, tipos I, II e III, onde cada tipo compõe um sistema turbidítico característico (Figura 12).

- Tipo I: Este sistema é caracterizado por depósitos lobulares com geometria tabular e boa continuidade lateral. Nas porções proximais do sistema é predominante espessas camadas de areia, enquanto que na região distal, são mais ocorrentes as intercalações areno-lamosas. É depositado em um período de queda relativa do nível eustático e corresponde a um modelo de alta eficiência.

- Tipo II: Corresponde a transição entre o canal e lobo, constituído por extensos arenitos limpos e arenitos cascalhosos canalizados. Após a deposição da fração mais densa do fluxo, a corrente segue transportando os sedimentos mais finos, gradando assim, para os depósitos lobulares. Esta deposição ocorre durante a fase de início da subida relativa do nível estático.

- Tipo III: Se constitui por canais de camadas arenosas pouco espessas gradando para uma sequência predominantemente argilosa, depositadas na região distal do sistema. Está relacionado ao estágio final de subida eustática relativa.

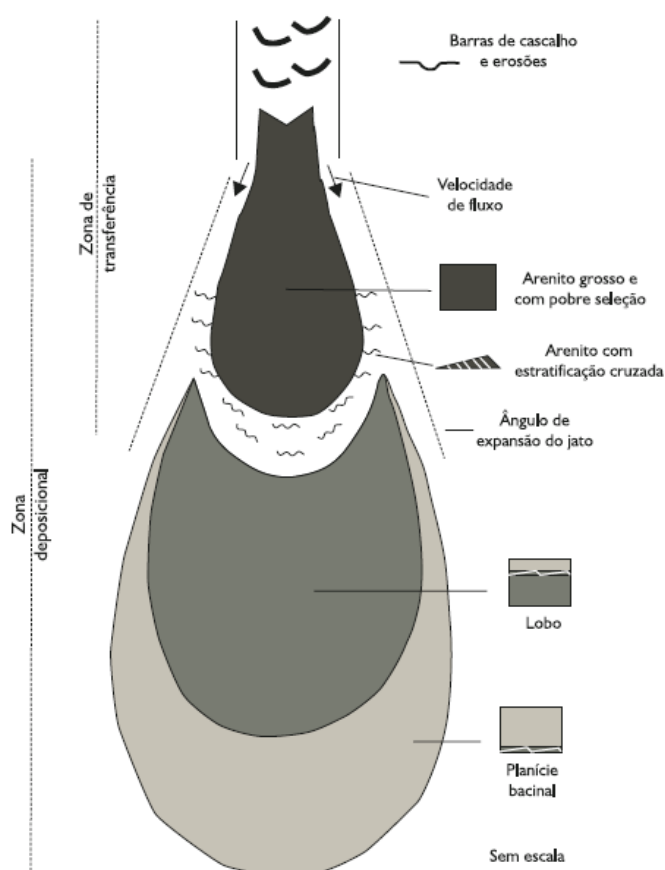


Figura 11: Modelo deposicional padrão de um turbidito para corrente de turbidez de alta eficiência (Mutti *et al.*, 1999, *apud* d'Ávila & Paim, 2003).

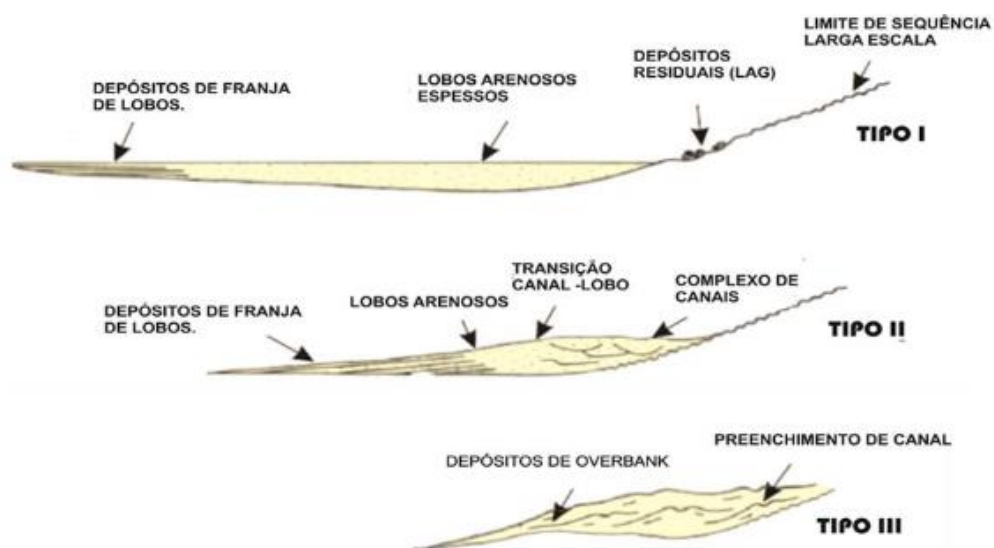


Figura 12: Ilustração demonstrando os modelos de depósitos turbidíticos propostos por Mutti, 1985.

Em seguida, Mutti (1992) desenvolveu o conceito de fácies turbidíticas e definiu uma divisão em oito fácies (F2 a F9) que constituiriam o depósito turbidítico (Figura 13). A divisão foi baseada nos tamanhos dos grãos e a diminuição da densidade é progressiva das fácies F2 até F9. Nesta classificação, o modelo de sistema tipo I seria correspondente às fácies F2 e F3, o tipo II às fácies F4, F5 e F6 e tipo III às fácies F7 e F8. Além disso, a Sequência de Bouma está representada nas fácies F8 e F9.

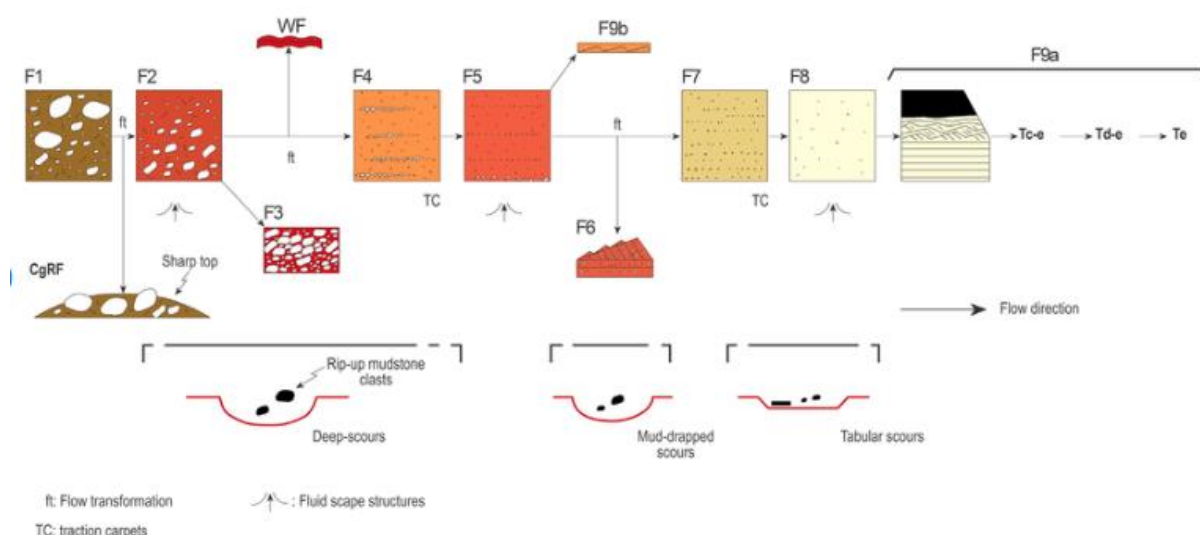


Figura 13: Fácies turbidíticas de uma corrente de turbidez ideal (Modificado de Mutti, 1992).

Considerando um modelo ideal para o depósito, a fácies F2 é composta em geral por paraconglomerados de matriz areno-lamosa, resultado de um fluxo hiperconcentrado. A F3 consiste em conglomerados clasto-suportado, formando acamamentos com presença

de superfícies erosionais na base. Dentre as fácies de granulometria grossa, a F4 é caracterizada por sua espessa camada e presença de carpetes de tração de sedimentos grossos. A F5 não possui quaisquer estruturas internas, mas apresenta baixa seleção com marcas de escape de fluidos. Já a fácies F6 possui granulometria grossa com estratificação cruzada e é relativamente bem selecionada. Marca a mudança de um turbidito de alta densidade para um fluxo de baixa densidade.

As fácies de granulometria fina, como a fácies F7, ocorrem em muitos sistemas turbidíticos e são caracterizadas pela presença de laminação horizontal. A fácies seguinte, F8, consiste em um depósito sem estrutura interna, composta por areia média a fina. Por último, a F9, é composta basicamente por areia fina a silte, depositados por processos de tração ou decantação.

Os sistemas turbidíticos originados de fluxos de alta eficiência são desenvolvidos pelas correntes de turbidez que sofrem acelerações maiores, ao longo de taludes mais íngremes, e distribuem os sedimentos arenosos (rochas-reservatório) por uma ampla região. Dessa forma, as fácies são melhor distribuídas no espaço, podendo desenvolver uma melhor qualidade dos reservatórios e maior espessura na região dos lobos (d'Ávila & Paim, 2003).

Devido à grande extensão que os lobos podem atingir, Mutti & Normark (1987) os dividiram em três regiões: proximal, intermediária e distal (franja de lobos). A zona de transição canal-lobo (Figura 14) possui características tanto de canais quanto de lobos, apresentando uma morfologia variável de acordo com o sistema presente. Para a região distal, a presença de sedimentos finos, de tamanho silte a argila, pode estar relacionada a um maior grau de cimentação, dificultando a acumulação de hidrocarbonetos. De forma geral, a zona mais propícia a se tornar um reservatório de hidrocarbonetos é a região intermediária, podendo ocorrer também na região proximal e distal, mas em condições não tão favoráveis.

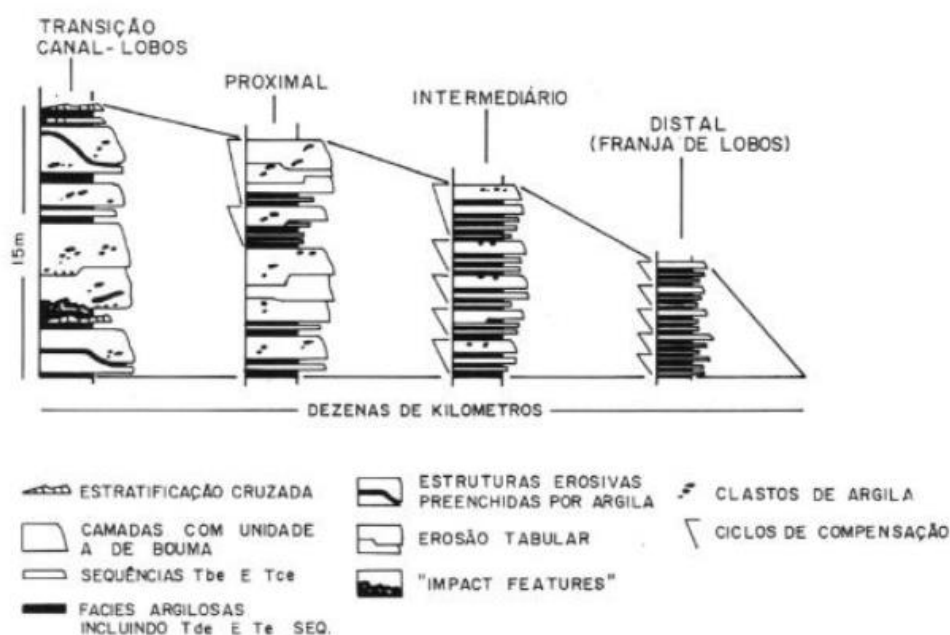


Figura 14: Zonas de um lobo turbidítico e suas associações de fácies (Modificado de Mutti & Normark, 1987).

Os depósitos da região do lobo podem conter estruturas que irão refletir a distribuição de sedimentos da área fonte, uma vez que os depósitos turbidíticos preservam acontecimentos do momento de deposição, sendo assim, um importante elemento a ser estudado quanto a suas geometrias e contatos. A respeito da geometria, Moraes *et al* (2006) os classificaram em três tipos: canais discretos, canais amalgamados e canais distributários e lobo (Figura 15).

- Canais discretos: corpos dominados por arenitos e/ou conglomerados maciços, com significativa presença de folhelho. São caracterizados pelo empilhamento vertical dos corpos, resultando em estruturas parcialmente segregadas, mas conectadas no espaço tridimensional.

- Canais amalgamados: possuem corpos tabulares areníticos extensos com boa continuidade lateral, porém baixa continuidade vertical, gerando reservatórios extensos, mas de baixa espessura.

- Canais distributários e lobo: canais rasos associados a lobos que alimentam os lobos frontais de grande extensão lateral. Apesar de serem canais de grande extensão e boa continuidade lateral, há pouca erosão durante a movimentação da corrente de turbidez, fato que diminui a permeabilidade e continuidade vertical do reservatório.

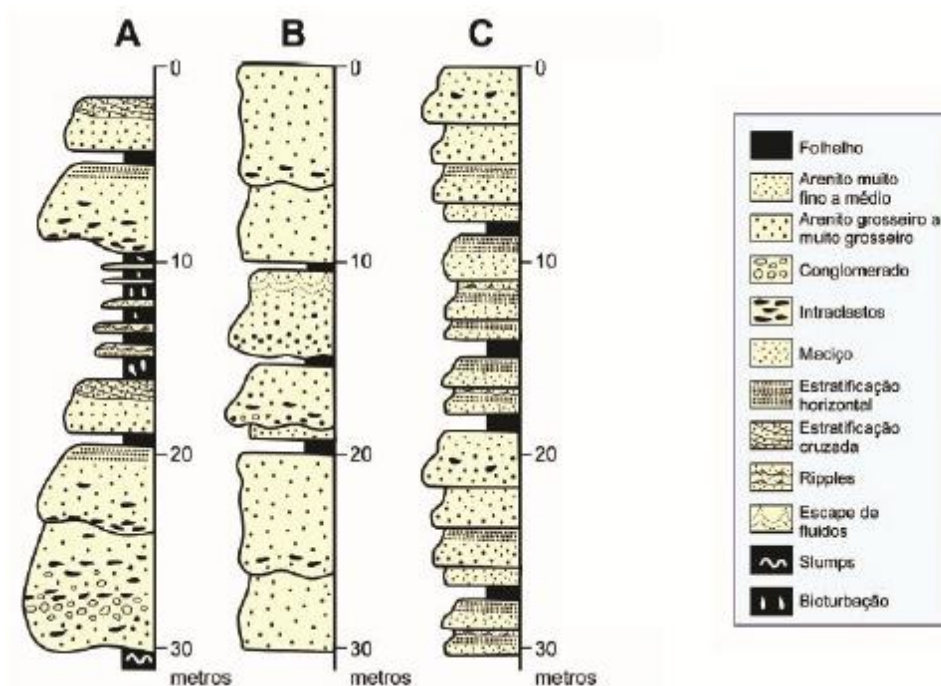


Figura 15: Coluna estratigráfica típica dos três tipos de canal turbidítico: a) canais discretos, b) canais amalgamados e c) canais distributários e lobo (Moraes *et al.*, 2006).

Depósitos de canais turbidíticos podem estar associados a fácies caóticas, principalmente quando desenvolvidos em contexto de maior declividade dos taludes. Isto pode indicar a possibilidade de os reservatórios estarem segmentados pela remobilização, o que leva a uma desconexão do reservatório e sua consequente redução em área. Diferente dos canais, a região dos lobos é caracterizada por reservatórios geralmente tabulares, que na sísmica descrevem uma sucessão conforme de refletores delimitados, na base e topo, por discontinuidades (Figura 16).

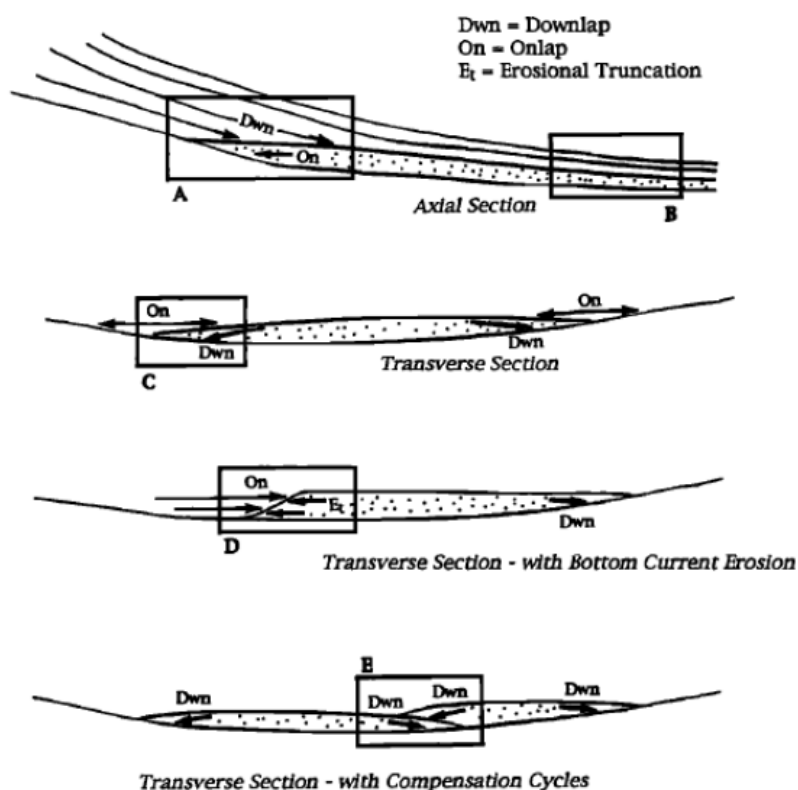


Figura 16: Seções transversais de lobos turbidíticos e seus possíveis contatos no topo, base e lateral (Normark *et al.*, 1993).

A descontinuidade no topo pode apresentar uma superfície com contato *onlap* ou *downlap*. O primeiro irá representar os baixos topográficos nos flancos do lobo, preenchidos posteriormente, e o contato *downlap* indica a consecutiva progradação dos deltas ou do talude. Quando há sucessivos depósitos de lobos possuindo considerável mudança lateral, podem ocorrer baixos entre os corpos, desenvolvendo assim, ciclos de compensação em larga escala. Em situações com presença de correntes de fundo retrabalhando os depósitos, alguns truncamentos erosionais podem caracterizar o limite superior do lobo.

Se tratando de descontinuidades da base, os refletores são representados pelo contato *downlap* bidirecional ou *onlap* com a margem da bacia. Nas áreas distais do limite da bacia, tanto o topo quanto a base podem ser caracterizadas por superfícies conformes (Normark *et al.*, 1993).

### 3.2 - Atributos Sísmicos

Segundo Taner (2001), atributos sísmicos podem ser classificados como “todas as informações obtidas do dado sísmico, tanto por medições diretas ou lógica, ou análises baseadas em experiência”, e afirma que os atributos de traços sísmicos complexos ganharam considerável popularidade a partir da década de 1970, primeiro como uma forma conveniente de visualização e posteriormente, como uma ferramenta analítica válida para predição litológica e caracterização de reservatório.

A necessidade de se instaurar uma nova forma de interpretação sísmica se deu devido a precariedade destes estudos até o início dos anos 1960. Na época, os experimentos práticos da sísmica de reflexão se reduziam a mapear a cronologia dos eventos e convertê-los em profundidade para determinar a estrutura do subsolo em registros de papel e fita magnética (Barnes, 2001). Com a introdução do registro digital dos dados sísmicos em 1963, a investigação das variações de amplitude se tornou viável. Este avanço possibilitou diretamente a descoberta dos primeiros indicadores de hidrocarbonetos, os *bright spots*. Desta forma, para Barnes (2001), a amplitude é considerada o primeiro atributo sísmico desenvolvido.

Nas décadas seguintes, a partir da introdução do conceito de atributos complexos por Taner *et al* (1979) somada a evolução de tecnologias propícias, foram surgindo centenas de novos atributos sísmicos. Durante este processo de evolução, observou-se que o conteúdo de amplitude dos dados sísmicos é o principal fator na determinação de parâmetros físicos, enquanto que a componente de fase é primordial na detecção das formas dos refletores (Taner, 2001), mas os atributos podem revelar características que não são facilmente vistas nos próprios dados de amplitude ou fase.

Para Barnes (2001), os cálculos de atributos decompõem o dado sísmico em atributos constituintes e essa decomposição é considerada informal, pois não há qualquer regra que regule tais cálculos. Com isso, qualquer parâmetro obtido a partir dos dados sísmicos pode ser considerado um atributo. Podem ser pré ou pós-empilhamento, inversão, velocidade, amplitude, frequência, e os mais comuns são os derivados a partir do empilhamento do dado.

O desenvolvimento de cada atributo sísmico colaborou para a compreensão da subsuperfície e reduziu as incertezas e o risco (Taner, 2001). Porém, como qualquer técnica individual, possui falha de dependência implícita. Mais recentemente com os



avanços matemáticos dos *softwares*, o poder das combinações de múltiplos atributos está sendo reconhecido e técnicas bem-sucedidas estão sendo utilizadas.

Diversos autores classificaram os atributos sísmicos, entre eles: Taner (2001), Brown (1996) e Chen e Sidney (1997). Neste trabalho será utilizada a classificação de Taner (2001).

Uma das classificações feita por Taner (2001) separou os atributos sísmicos por suas relações com a geologia, podendo ser: reflexivos, transmissivos, geométricos e físicos, sendo os dois últimos utilizados neste trabalho. Os atributos geométricos descrevem a relação espacial e temporal de todos os outros atributos e têm como função identificar características geométricas como mergulho, azimute e continuidade, portanto são muito usados na interpretação estratigráfica. Já os atributos físicos são associados as propriedades físicas das rochas e, conseqüentemente, são mais utilizados para classificação litológica e caracterização de reservatório.

Outra classificação proposta por Taner (2001) sugere o agrupamento de atributos pelas suas características computacionais, podendo ser atributos de *wavelet* e atributos instantâneos. Este último, presente no trabalho, são computados amostra a amostra pelo traço complexo do dado e representam variações instantâneas de diversos parâmetros.

Os atributos também podem ser classificados com base em seus domínios, como pré-empilhamento e pós-empilhamento. Os primeiros possuem como dado de *input* o *Common Depth Point* (CDP) e são derivados de métodos envolvidos de inversão geofísica, fornecendo informações sobre litologia e conteúdo de fluido. Já os atributos pós-empilhamento podem ter dados de CDP empilhado ou migrado e são derivados de filtros, transformadas, inversões e estatísticas, quantificando propriedades estratigráficas e estruturais (Barnes, 2016).

A interpretação dos dados por diferentes pontos de vista muitas vezes resulta em novas descobertas e *insights* que antes não eram evidentes. Neste sentido, transformações do dado de uma forma para outra são comuns na análise do sinal, e diversas técnicas são usadas afim de extrair informações significativas do dado sísmico. As análises do dado sísmico como um sinal analítico, traço complexo, é um exemplo dessas técnicas de transformação. Então, Taner *et al* (1979) descreveram matematicamente a utilização da Transformada de Hilbert para o cálculo da parte imaginária de um sinal analítico complexo possibilitando assim, o cálculo dos primeiros atributos sísmicos instantâneos.

A análise do traço complexo trata o traço sísmico como a parte real de um sinal analítico, sendo representado pela fórmula:

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) \quad (1)$$

A parte imaginária  $f^*(t)$  pode ser obtida unicamente pelo sinal real  $f(t)$  através da Transformada de Hilbert se  $f^*(t)$ :

1. Seja determinado de  $f(t)$  por uma operação de convolução linear, e
2. Reduz à uma representação de fase se  $f(t)$  é uma senoidal, isto é,  $f^*(t) = A\sin(\omega t + \theta)$  se  $f(t) = A\cos(\omega t + \theta)$ , para todos os valores reais de  $A$  e  $\theta$ .

Dessa forma,  $f^*(t)$  é determinado unicamente para qualquer  $f(t)$  que possa ser representada por uma série de Fourier. Partindo da premissa que os traços real e imaginário podem ser expressos em função da amplitude  $A(t)$  e fase  $\theta(t)$  independente do tempo. O traço complexo  $F(t)$  pode então ser escrito como:

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) = A(t)e^{j\theta(t)} \quad (2)$$

Com o uso do traço  $F(t)$ , é possível definir amplitude instantânea, fase e frequência de maneira a usar a definição em (1) para uma oscilação harmônica simples. O traço complexo também pode ser usado no cálculo de similaridade, fornecendo com mais precisão o tempo relativo de chegada de um sinal comum que aparece em diferentes traços.

Segundo Taner *et al.* (1979), os traços real  $f(t)$  e quadratura  $f^*(t)$  podem ser plotados de diversas formas, a Figura 17 mostra um exemplo. Gráficos de amplitude variável para uma parte de um traço sísmico são mostrados nas figuras 17a e 17b, para os traços reais e em quadratura respectivamente. O traço complexo  $F(t)$  pode ser considerado o traço no espaço complexo de um vetor que muda continuamente seu comprimento e gira, traçando uma hélice irregular, como mostra a figura 17e.

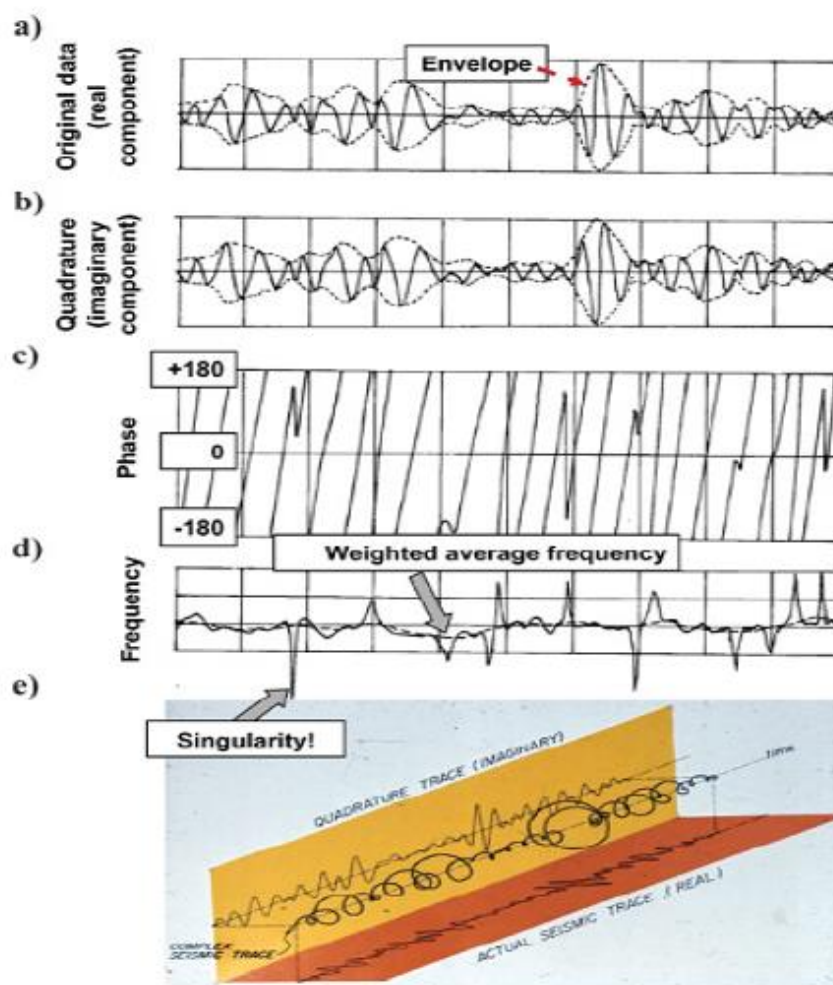


Figura 17: Traços real (a) e quadratura (b) de um traço sísmico, fase instantânea (c), frequência instantânea e frequência média ponderada (d) e diagrama isométrico de um sinal analítico (e) (Chopra & Marfurt, 2005).

Os valores de amplitude observados na equação 2 e nas Figuras 17a e 17b são resultado do cálculo do coeficiente de reflexão, relacionado à mudança de velocidade e/ou densidade aparente das camadas sobrepostas:

$$RC = \frac{V_{p2} \rho_2 - V_{p1} \rho_1}{V_{p2} \rho_2 + V_{p1} \rho_1} \quad (3)$$

A Figura 18 ilustra a resposta em termos de amplitude em um cenário hipotético de duas camadas sobrepostas, com velocidades e densidades diferentes. O traço da esquerda representa um coeficiente de reflexão maior, ou seja, a diferença das propriedades entre as camadas é maior do que quando comparada ao traço da direita, onde esta diferença é menor e, conseqüentemente, também é a amplitude.

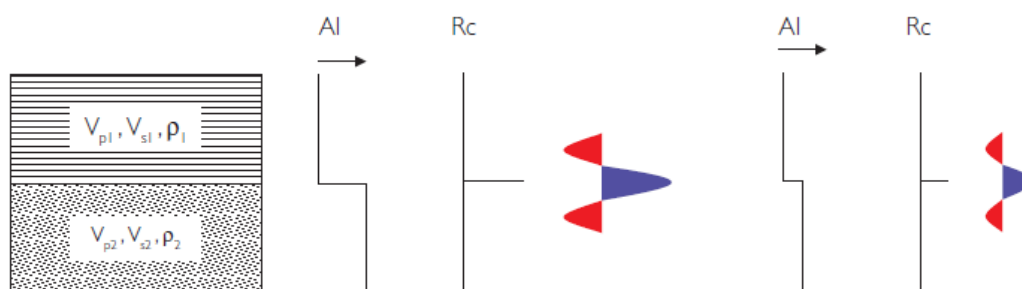


Figura 18: Duas camadas sobrepostas e as respostas de amplitude. A curva da esquerda representa um maior coeficiente de reflexão (maior amplitude) enquanto que a curva da direita possui um coeficiente menor (menor amplitude). Esta diferença é causada por valores distintos de impedância acústica (produto da velocidade compressional e densidade) das camadas (Simm e Bacon, 2014).

O entendimento da amplitude do sinal, sendo reconhecido por Barnes (2001) como a primeira forma de atributo sísmico, é fundamental para a identificação e análise dos corpos turbidíticos, foco deste trabalho. Através da geração de um modelo convolucional e com os ajustes necessários para que os dados de poço fiquem bem relacionados com o dado sísmico, é possível identificar os reservatórios de interesse com base na análise de amplitude, uma vez que turbiditos preenchidos com óleo possuem uma alta amplitude negativa, assim como as principais superfícies deposicionais correspondem a amplitudes positivas.

Para este trabalho foram escolhidos os atributos de amplitude RMS e TecVA, os atributos geométricos de coerência e curvatura, além do atributo complexo de fase instantânea, visando destacar feições dos refletores, interfaces e estruturas que auxiliem no entendimento local de deposição dos reservatórios do Pós-sal no Novo Campo de Jubarte.

### 3.2.1 - Amplitude RMS

O atributo de amplitude RMS é definido por diversos autores como o correspondente intervalar da amplitude instantânea (Chopra & Marfurt, 2007 e Barnes, 2016). É calculado segundo um traço sísmico  $x_n$  com N amostras:

$$x_{RMS}^2 = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x_n^2} \quad (4)$$

O fato de os valores de amplitude serem elevados ao quadrado antes do cálculo da média, torna este método sensível aos valores altos de amplitude. Em contraste com a intensidade da reflexão, a resolução pode ser definida alterando o comprimento da janela, se forem mais longas produzem uma estimativa de amplitude mais suave. Esse atributo revela pontos brilhantes e anomalias de amplitude nos dados sísmicos, sendo útil para destacar fácies de granulação mais grossa, efeitos relacionados à compactação e inconformidades (Figura 19).

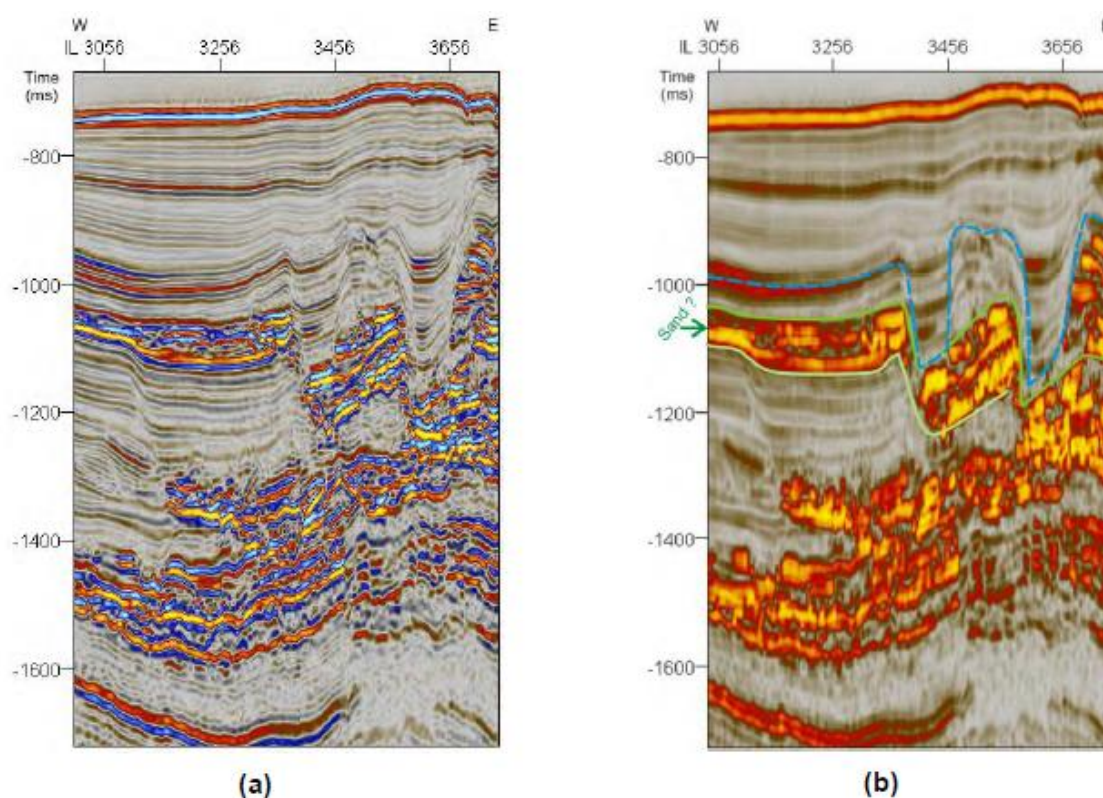


Figura 19: Exemplo de uma seção sísmica (a) original e (b) aplicado o atributo RMS. Baseado no conteúdo de energia do dado sísmico, diferentes pacotes de litologia são mais facilmente diferenciados (Pereira, 2009).

### 3.2.2 - Atributo TecVA

O atributo Técnica de Volume de Amplitude, mais conhecido como TecVA, foi desenvolvido por Bulhões e Amorim (2005) como uma ferramenta para a obtenção de mapas de variação lateral de sismofácies utilizando-se a média RMS ( $x_{RMS}$ ) ou a média dos valores absolutos das amplitudes ( $A_j$ ). O cálculo deste atributo é baseado no

princípio da sismocamada elementar (SCE), que, por definição, é a camada de rocha de menor espessura que o dado sísmico consegue imagear.

Definido o topo ( $t_1$ ) e base ( $t_2$ ) da SCE, teremos uma janela de tempo, a qual dará o número de amostras a ser utilizado no cálculo da média móvel ao longo do traço. Este cálculo consiste, de forma simplificada, em duas etapas:

1. Calcular a amplitude RMS ou o valor absoluto do traço, pela fórmula demonstrada em (4), obtendo uma estimativa do envelope deste traço, o qual é afetado proporcionalmente com a janela de SCE.
2. Aplicar a rotação de fase no dado da amplitude RMS pela Transformada de Hilbert.

A informação obtida com a técnica de volume de amplitude compreende, a um só tempo, dados sobre a amplitude e sobre flutuações na frequência fundamental. Assim, este atributo sísmico tem o potencial de mostrar pequenas flutuações que, pela correlação lateral traço a traço, podem revelar características tais como discontinuidades, para a identificação de falhas e fraturas, e geometria dos corpos presentes (Bulhões & Amorim, 2005). A Figura 20 mostra um exemplo da aplicação desta técnica sobre um volume sísmico.

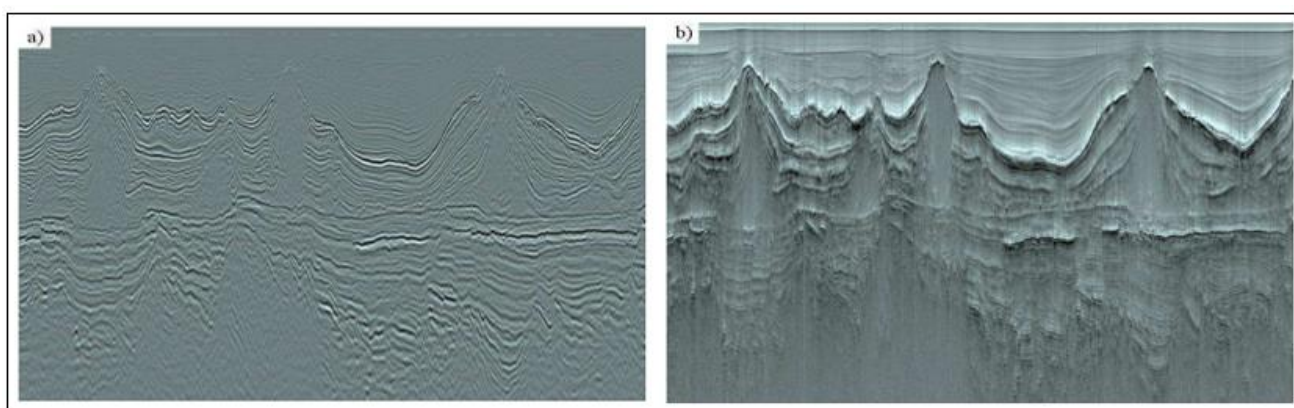


Figura 20: Exemplo de aplicação do atributo TecVA. a) seção sísmica original e b) seção aplicada a TecVA, evidenciando discontinuidades e separação de camadas com contrastes de impedância similares (Modificado de Bulhões & Amorim, 2005).

### 3.2.3 - Atributo de Coerência

O atributo de coerência mede a semelhança entre as formas de onda ou traços em dados sísmicos. Este atributo foi projetado para enfatizar eventos descontínuos, como falhas na interpretação estrutural. Na visualização do mapa, ou em intervalos de tempo, também pode ser usado para auxiliar na interpretação estratigráfica.

Coerência é uma medida de similaridade entre as formas de onda ou traços. A resposta sísmica muda em termos de amplitude, frequência e fase, dependendo do contraste da impedância acústica e da espessura das camadas acima e abaixo do limite de reflexão. Como a impedância acústica é afetada pela litologia, porosidade, densidade e tipo de fluido das camadas, então fortes mudanças laterais nos contrastes de impedância dão origem a fortes mudanças laterais no caráter da forma de onda. Essas mudanças laterais são medidas pelo atributo de coerência (Chopra & Marfurt, 2007).

Existem diversas abordagens para o cálculo da coerência, sendo as mais conhecidas *semblance* e variância. No presente trabalho foi abordado o método de variância. Este método mede a diferença de posição de uma amostra em torno do valor médio do conjunto de dados, segundo a equação 5, ou seja, calcula o desvio padrão. Além disso, requer uma janela de análise 3D para ser definida, bem como um mergulho e um azimute para cada ponto no volume sísmico.

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^l (x_i - \bar{x})^2 \quad (5)$$

O atributo de coerência é um método de detecção e imageamento de borda, portanto o tamanho da janela de atuação é o parâmetro mais crítico para obter o nível de nitidez desejada (Figura 21). As janelas de tempo verticais curtas transformam o atributo de variância em um bom atributo estratigráfico, onde características deposicionais são evidenciadas, como canais (Pereira, 2009). Além disso, para a visualização deste atributo se opta pela utilização da escala de cor com valores binários, onde o valor 1 significa as discontinuidades em um evento sísmico representado pelo valor zero.



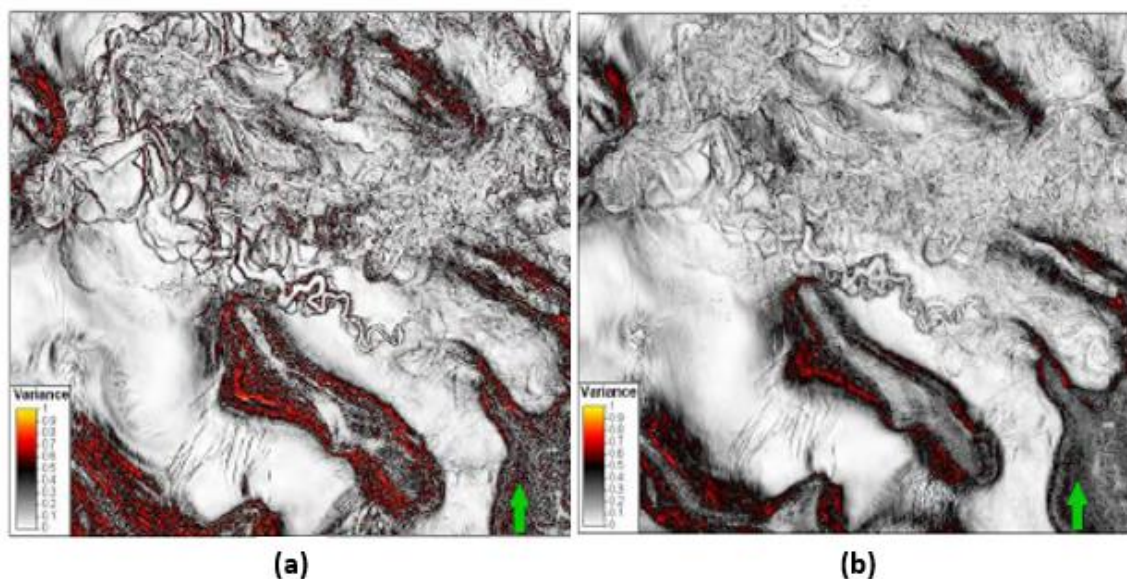


Figura 21: Comparação entre o mesmo *time slice* de variância mas computado em a) janela de 15 ms de comprimento vertical e b) 65 ms. Janelas verticais maiores suavizam os limites deposicionais (Modificado de Pereira, 2009).

### 3.2.4 - Atributo de Curvatura

O atributo de curvatura se refere à taxa de variação dos valores de *dip*, ângulo que uma reflexão sísmica faz com a horizontal, e azimuth, ângulo medido de um norte geográfico, ao longo de uma reflexão sísmica ou horizonte. A importância deste atributo é, principalmente, devido à sua associação com as formas geométricas dos corpos.

Segundo Roberts (2001), se considerarmos um ponto P em uma curva, então sua curvatura será definida como a razão da variação do ângulo  $\partial\omega$  pelo comprimento de arco  $\partial S$ , como mostra a Figura 22.

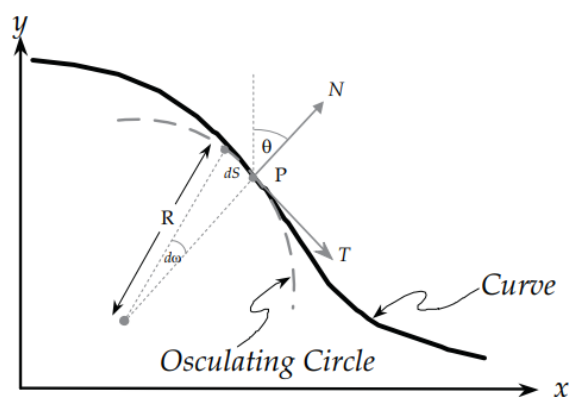


Figura 22: Definição matemática de curvatura para um dado ponto P (Roberts, 2001).



Além disso, há um círculo de raio  $R$ , chamado círculo osculatório, que possui uma tangente no ponto  $P$ , fazendo o melhor contato possível com a curva. Desta forma, a curvatura  $K$  é calculada como:

$$K = \frac{\partial \omega}{\partial S} = \frac{2\pi}{2\pi R} = \frac{1}{R} \quad (6)$$

O cálculo do atributo de curvatura também pode ser expresso em termos de segundas derivadas, sendo assim, susceptíveis a ruídos:

$$K = \frac{\partial^2 y / \partial^2 x}{(1 + (\partial y / \partial x)^2)^{3/2}} \quad (7)$$

Sendo os vetores  $N$  normais à superfície, onde o horizonte não possui mergulho, os vetores correspondentes serão paralelos e indicarão curvatura zero. Para uma anticlinal, os vetores são divergentes, correspondendo a uma curvatura positiva. Já os horizontes que formam uma sinclinal possuem curvatura negativa, pois os vetores convergem. A Figura 23 define um tipo de convenção do sinal da curvatura.

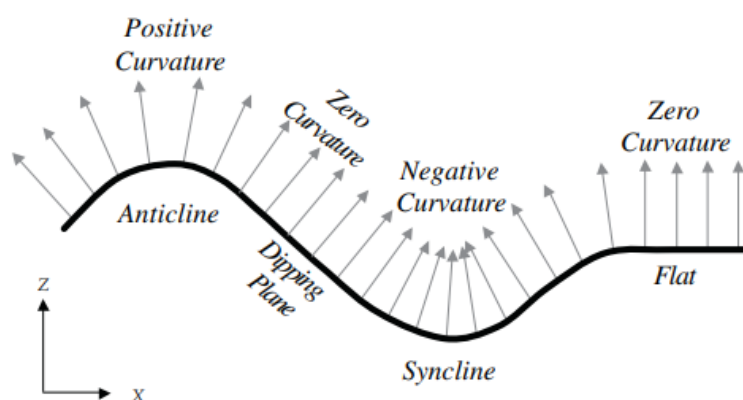


Figura 23: Convenção de sinal para o atributo de curvatura segundo Roberts, 2001.

Assim como o atributo de coerência, a curvatura é também um método propício para a utilização de valores binários para destacar as falhas e fraturas. Outros atributos relacionados à curvatura também são utilizados para a interpretação de canais, diques e lineamentos estruturais, como a curvatura mais positiva e curvatura mais negativa (Figuras 24b e 24c). Estes preservam o sinal original da curvatura, mas acentuando

algumas regiões onde existam topos anticlinais (curvatura mais positiva) e fundos sinclinais (curvatura mais negativa).

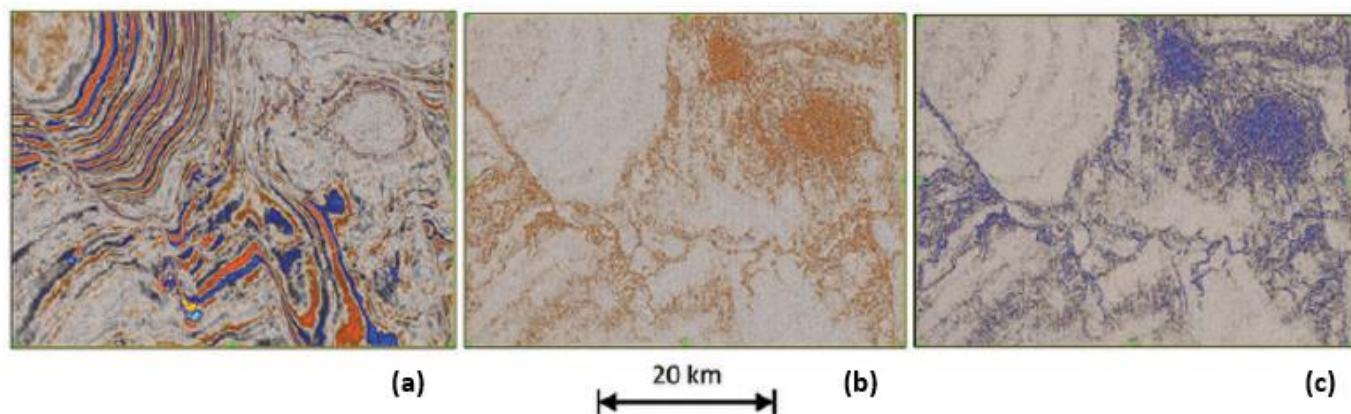


Figura 24: Comparação em *time slice* entre (a) dado sísmico original, (b) curvatura mais positiva e (c) curvatura mais negativa (Barnes, 2016).

### 3.2.5 - Fase Instantânea

O atributo de fase instantânea representa uma medida angular da posição relativa em uma onda de forma senoidal e é baseado em análises complexas do traço sísmico, enfatizando a continuidade dos eventos. É definido pela equação:

$$\Theta(t) = \tan^{-1}[f^*(t) / f(t)] \quad (8)$$

Sendo  $f^*(t)$  a parte imaginária do sinal real  $f(t)$ .

Em um determinado instante, a fase instantânea representa a fase da senoide que melhor corresponde ao traço sísmico em uma pequena janela naquele instante. Assim, seu valor é  $0^\circ$  nos picos,  $180^\circ$  nos vales,  $90^\circ$  em cruzamentos de zero descendentes e  $-90^\circ$  em cruzamentos de zero ascendentes, como mostrado na Figura 25. A curva em azul corresponde ao traço sísmico e sua fase instantânea, em vermelho, ao longo do tempo em milissegundos. A imagem deixa claro a descontinuidade da fase, possuindo a forma de uma função dente de serra.

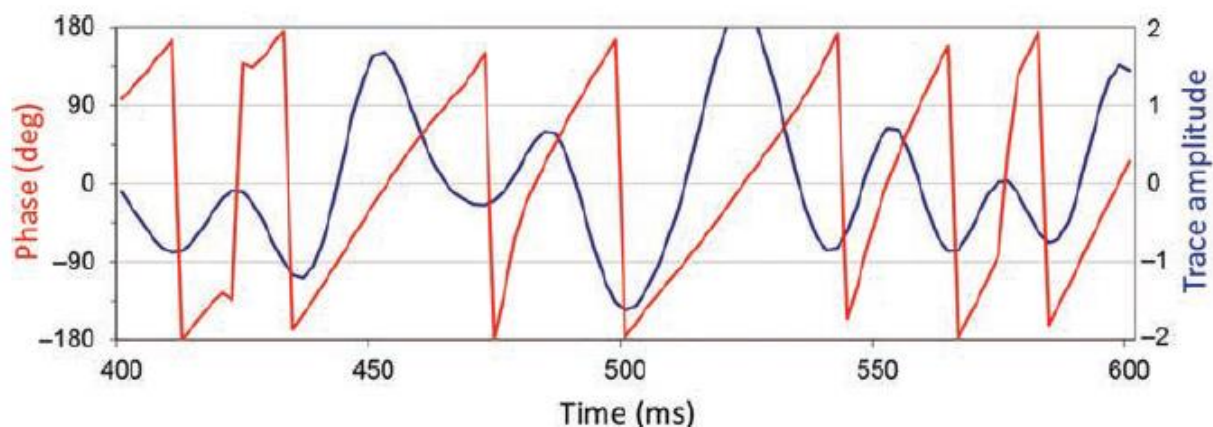


Figura 25: Gráfico do traço sísmico (em azul) e sua fase instantânea (em vermelho) através do tempo (Barnes, 2016).

Como as frentes de onda são definidas como linhas de fase constante, o atributo de fase instantânea também é um atributo físico e pode ser efetivamente usado como um discriminador para classificações de formas geométricas. As exibições de fase são eficazes para mostrar descontinuidades, falhas, *pinch-outs*, angularidades e eventos com diferentes atitudes de imersão que interferem entre si (Figura 26). A progressão dos padrões de camadas sedimentares e regiões de camadas *onlap* e *offlap* são mostradas com certa clareza, de modo que as exibições de fase são úteis na definição dos limites de sequência sísmica.

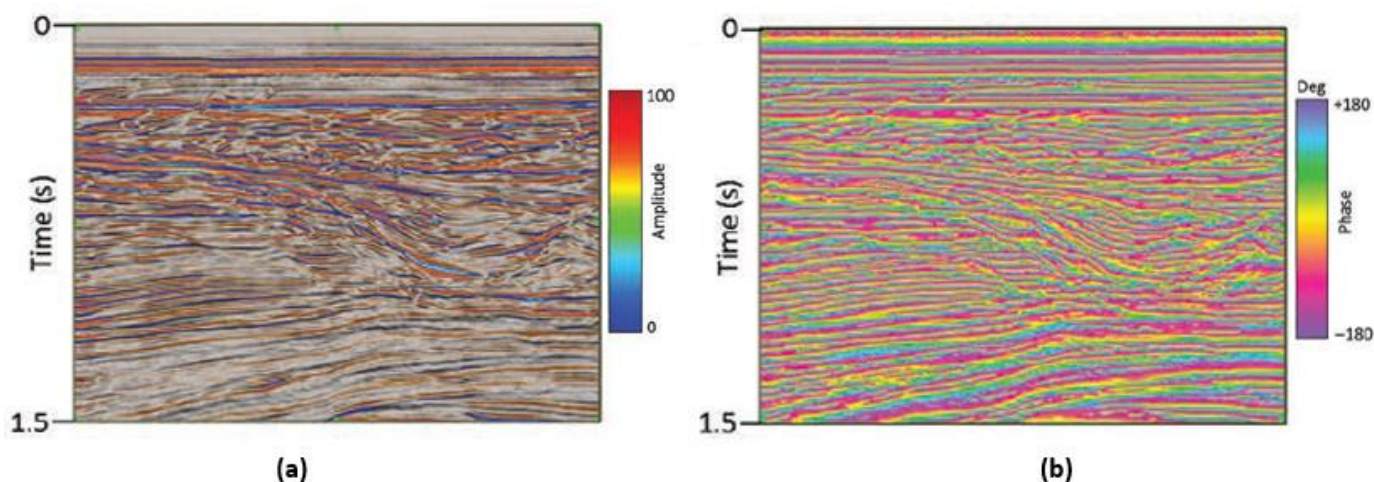


Figura 26: Exemplo de uma linha sísmica com (a) sua amplitude original e (b) aplicado a fase instantânea (b), evidenciando as sequências deposicionais (Modificado de Barnes, 2016).

#### 4- MATERIAIS E MÉTODOS

A fim de avaliar a resposta dos atributos sísmicos para os corpos turbidíticos da região Pós-sal na parte nordeste do Novo Campo de Jubarte, o presente trabalho tem como dados utilizados o cubo sísmico 3D pós empilhamento migrado no domínio da profundidade R0258\_3D\_SPEC\_BC\_5\_10\_60\_ANISOTROPIC.3D.PSDM e os poços 6-BRSA-639-ESS, 6-BRSA-497-ESS, 3-BRSA-240-ESS, 3-BRSA-177-ESS, 1-BRSA-192-ESS e 1-BRSA-171-ESS. O levantamento sísmico original cobre toda a área do Parque das Baleias, mas apenas uma área menor foi utilizada no trabalho, como mostra a Figura 27. A metodologia abordada segue o fluxograma ilustrado na Figura 28.

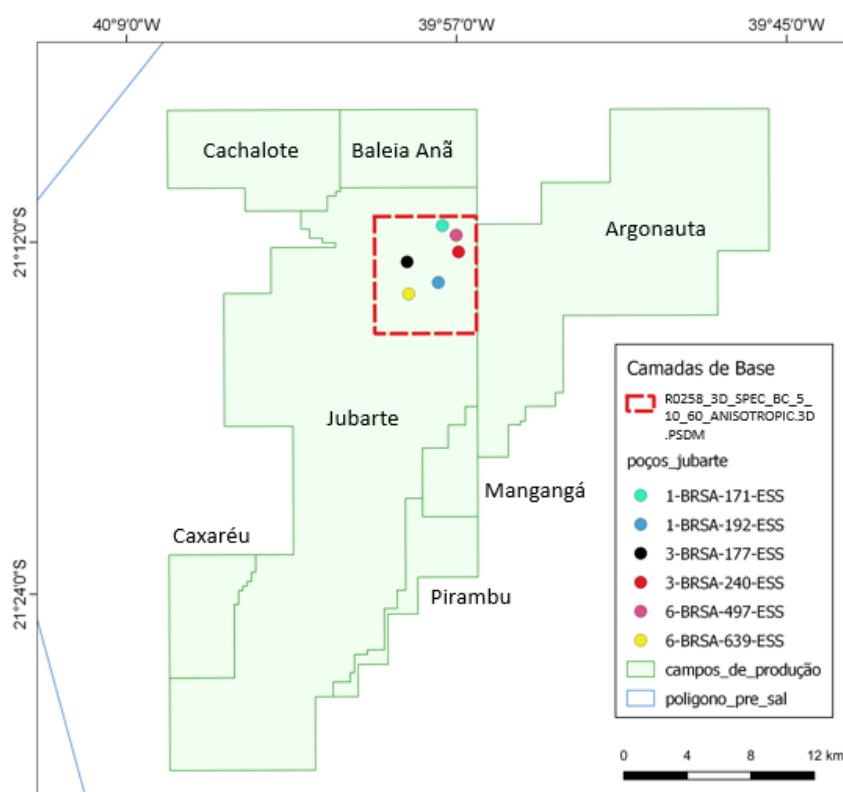


Figura 27: Mapa de localização dos dados utilizados.

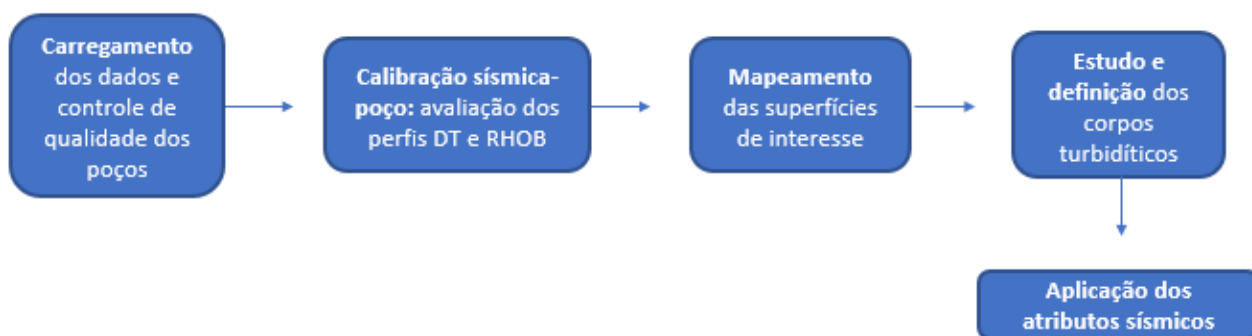


Figura 28: Fluxograma adotado para o presente trabalho.

A primeira etapa para a realização do trabalho consiste em carregar os dados de sísmica e poço no *software* Petrel, da empresa Schlumberger, além de *shapefiles* do mapa do Brasil, bacias sedimentares e os campos de produção obtidos pelo site Geo ANP. Nesta etapa também foram criados os marcadores de litologia e litoestratigrafia dos poços de acordo com as informações obtidas nos perfis compostos.

Antes do efetivo processo de calibração, foi realizada uma edição dos perfis de tempo de trânsito (DT) e densidade (RHOB) para remover alguns pontos anômalos, tornando-os propícios a servirem de *input* para a calibração. O procedimento de *Depth Seismic Calibration* foi realizado juntamente com a análise dos gradientes de pressão dos poços para o reconhecimento dos reservatórios no dado sísmico. A etapa de calibração sísmica-poço é realizada quando se tem um dado sísmico migrado em profundidade e um poço, para corrigir as diferenças de profundidade que podem existir entre eles. O cálculo deste método envolve a convolução entre o coeficiente de reflexão e uma *wavelet*, gerando o sismograma sintético, ilustrado na Figura 29. Para cada interface entre as camadas existe uma medida de coeficiente de reflexão, relacionado com as propriedades de densidade e velocidade das camadas, que é convolvido com o pulso sísmico.

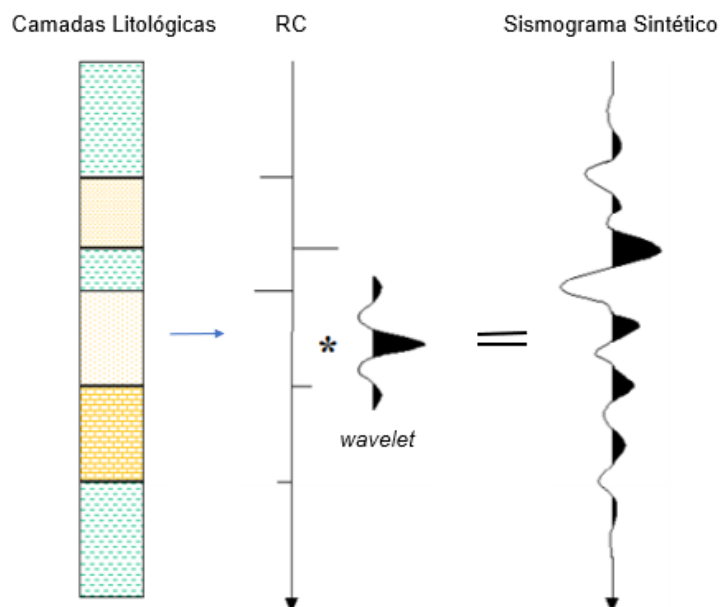


Figura 29: Modelo convolucional para a geração do sismograma sintético, necessário para o procedimento de calibração sísmica-poço (Modificado de Gerhardt, 1998).

As medições de pressão estática são realizadas em profundidades previamente determinadas para se ter informações a respeito do fluido presente na rocha analisada. Seus resultados estão presentes nos relatórios e históricos de perfuração de cada poço. A principal propriedade envolvida nesta análise é a densidade do fluido. Os diferentes valores de densidade da água, óleo e gás resultam em gradientes de pressão bem distintos quando plotados em um gráfico pressão *versus* profundidade, de forma que quanto menor a densidade, mais verticalizada será a reta do gradiente do fluido. O ponto de interseção entre os gradientes de gás e óleo indica o GOC (*gas-oil contact*), enquanto que a interseção entre os gradientes de óleo e água indica o nível da água livre (FWL – *free water level*), que está relacionado ao contato óleo-água (OWC – *oil-water contact*) através da zona de transição (Jahn, Cook & Graham, 2008), como mostrado na Figura 30.

Ao final da etapa de calibração sísmica-poço e análise do gradiente de pressão dos poços, as informações cronoestratigráficas e sobre a qual profundidade foi identificada a presença de óleo, se tornam compatíveis com os horizontes da sísmica, sendo assim possível realizar a etapa de interpretação das superfícies de interesse e dos reservatórios turbidíticos.



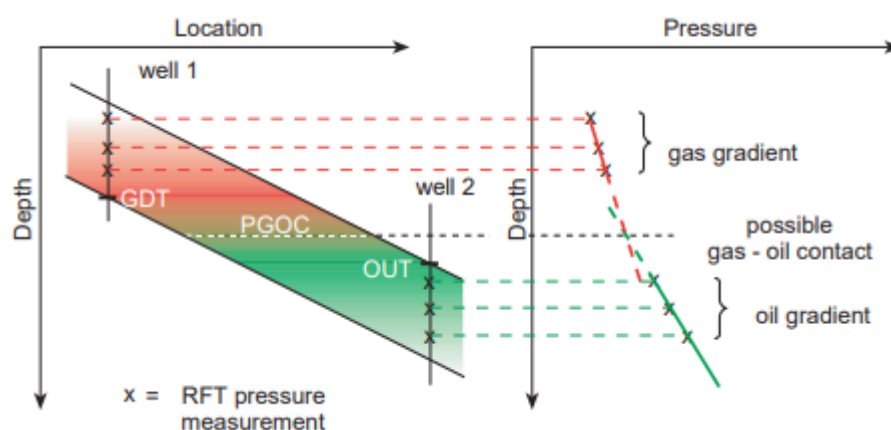


Figura 30: Método de interceptação de gradiente, demonstrando o comportamento dos gradientes de gás e óleo (Jahn, Cook & Graham, 2008).

Na etapa de interpretação das superfícies de interesse é feita a delimitação dos intervalos de ocorrência dos reservatórios, neste caso, os corpos turbidíticos, através do mapeamento dos horizontes sísmicos que correspondem às discordâncias baseadas nas informações cronoestratigráficas do poço. Para este estudo, focado no *play* do Pós-sal, foram mapeados sete horizontes, que correspondem às discordâncias do Paleoceno inferior (Maastrichtiano), Eoceno superior, Oligoceno inferior, a discordância que marca a passagem do Oligoceno para o Mioceno e o fundo do mar (Figura 31). Além disso, também foram interpretadas as superfícies do Aptiano, representando a passagem do Aptiano para o Albiano, e o Turoniano, marcando o fim da deposição do Turoniano e o início do Coniaciano.

Na etapa posterior foi realizado o mesmo procedimento de mapeamento, porém o resultado da interpretação gerou informações a respeito das características geométricas de cada reservatório.

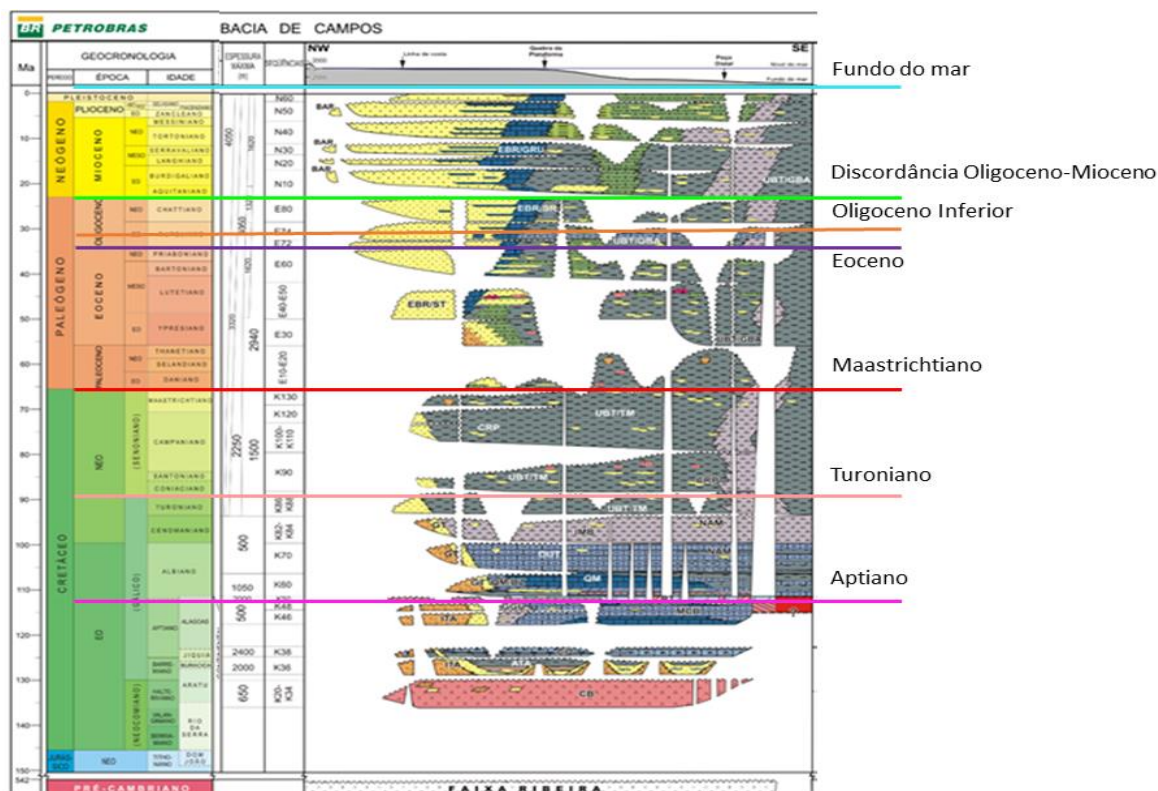


Figura 31: Superfícies mapeadas de acordo com a carta estratigráfica da bacia (Modificado de Winter, Jahnert e França, 2007).

A última etapa do fluxograma proposto consiste em buscar as respostas da questão principal deste estudo: “Como os atributos sísmicos se comportam na presença de um corpo turbidítico?”. Para isto, é necessário entender como os diversos atributos funcionam, explicado na seção 3.2, e ao final deste processo ser possível analisar qualitativamente os resultados.



## 5- RESULTADOS E DISCUSSÃO

A metodologia apresentada no capítulo anterior foi aplicada com objetivo de avaliar a aplicação de atributos sísmicos sobre os corpos turbidíticos do Pós-sal no Novo Campo de Jubarte, Bacia de Campos. Os resultados das etapas do fluxograma proposto são discutidos neste capítulo.

### 5.1 - Calibração Sísmica-Poço e Análise dos Gradientes de Pressão

De acordo com o fluxograma proposto, a primeira etapa após o carregamento dos dados consistiu no processo de calibrar a sísmica ao poço e analisar o gradiente de pressão dos poços selecionados, para que se tenha a correta relação entre as estruturas relatadas nos relatórios e sua identificação no dado sísmico.

O resultado do procedimento de *Depth Seismic Calibration* é mostrado na Figura 32. Através do cálculo de convolução entre o coeficiente de reflexão, mostrado no quinto *track* da esquerda para direita, e uma wavelet, foi gerado o sismograma sintético no sétimo *track* da esquerda para direita, para corrigir a diferença de profundidade que existe entre o dado sísmico migrado em profundidade e o poço. O track de *cross correlation* é uma forma de controle de qualidade da calibração, demonstrando todos os pontos vermelhos sobre o mesmo horizonte junto ao asterisco. Este fato indica que a diferença entre as profundidades do dado sísmico e do poço foram corrigidas.

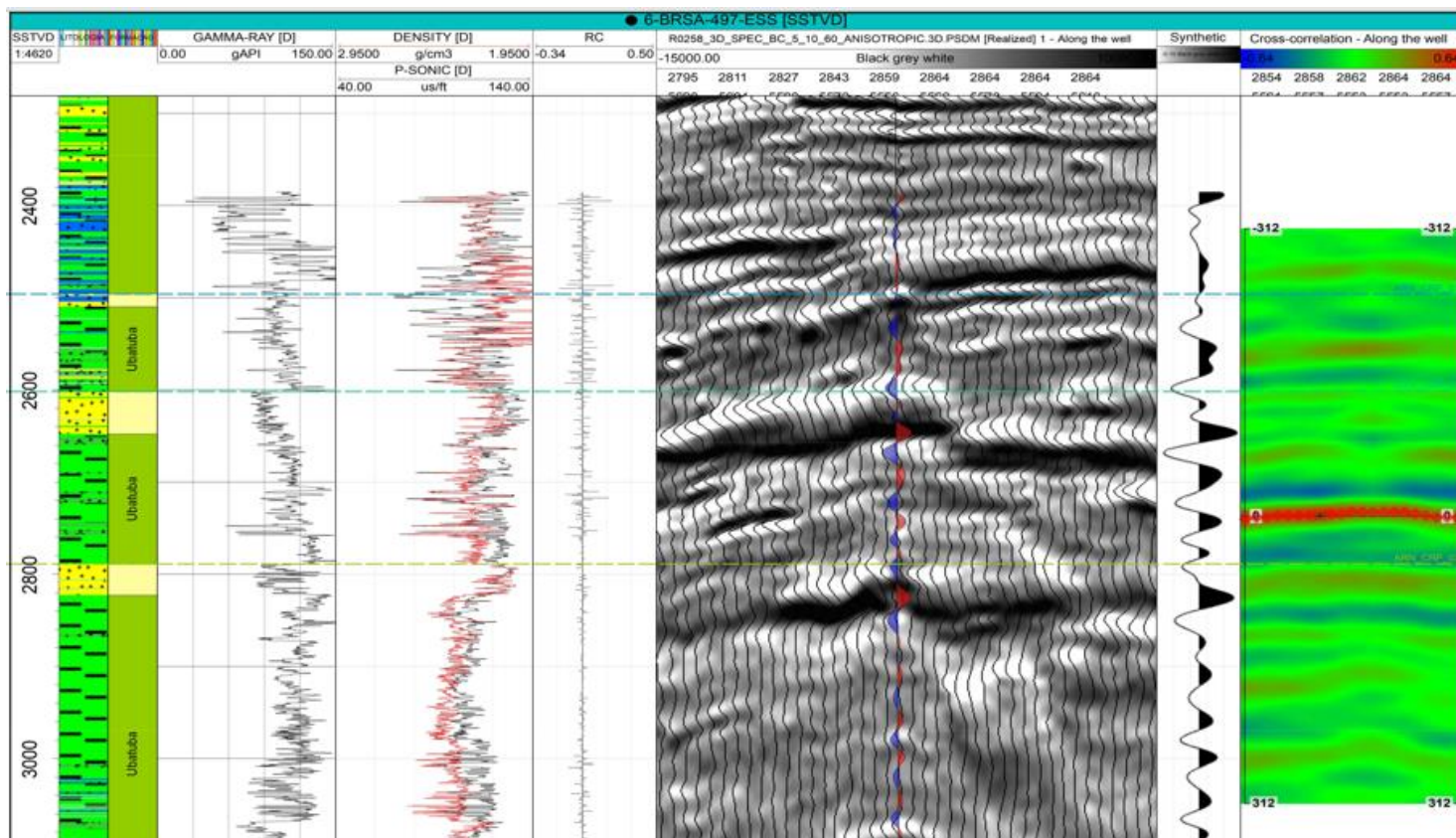


Figura 32: Janela de *Depth Seismic Calibration* do poço 6-BRSA-497-ESS, mostrando, da esquerda para a direita: litologia, litoestratigrafia, curva de raio gama, curvas de densidade e sônico, coeficiente de reflexão, sísmica utilizada, sismograma sintético e o perfil de correlação sísmica-poço.

A primeira avaliação dos dados de pressão estática foi aplicada no poço 6-BRSA-497-ESS e seu gráfico de pressão estática versus profundidade é mostrado na Figura 33. As retas identificadas na cor verde foram construídas com base nos indicativos de óleo no perfil composto do poço. Como uma reta não conseguiu agrupar todos os pontos de interesse, foi necessário inserir mais duas retas, o que indica a presença de três reservatórios distintos. Abaixo da região dos reservatórios, existe uma presença significativa de água, representada pela reta em azul, que está extrapolada.

O resultado observado retrata com fidelidade o método de interceptação de gradiente descrito por Jahn, Cook & Graham (2008), em que o óleo, acima da camada de água, possui um gradiente maior que o gradiente da água devido à sua densidade menor. Para a verificação e confirmação destes fluidos existentes, foi necessário transformar o valor do gradiente, obtido pela equação da reta e em unidade de  $m/kgf/cm^2$ , em densidade,  $kg/m^3$ . Desta forma, foi ratificada a presença de óleo nos três reservatórios acima da camada de água, como segue a Tabela 1.

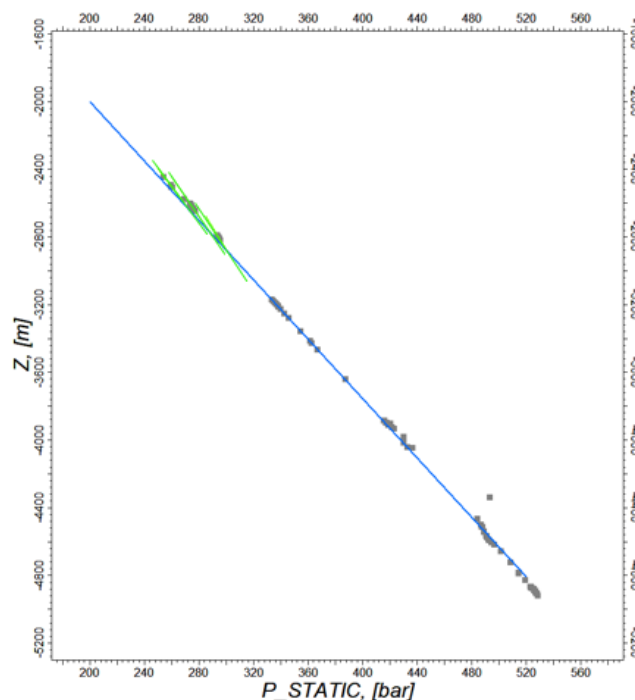


Figura 33: Gráfico pressão estática versus profundidade para a avaliação do gradiente de pressão do poço 6-BRSA-497-ESS. As linhas verdes indicam a presença de óleo em três reservatórios diferentes, enquanto a linha azul é indicativa de água.

Tabela 1: Dados do gradiente de pressão utilizados na conversão para densidade e os fluidos esperados.

<b>Gradiente (m/kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Densidade (kg/m<sup>3</sup>) (-1/GRADIENTE*98066,5/9,8)</b>	<b>Fluido</b>	<b>Corpo</b>
-10,651	939,5160749	Óleo pesado	Arenito 1
-11,81	847,3146244	Óleo médio/pesado	Arenito 2
-13,3962	746,9868854	Óleo médio	Arenito 3
-8,76881	1141,179443	Água	-
Valores de Referência (kg/m <sup>3</sup> )	Gás = 7 - 40 / Óleo = 400 - 1120 / Água = 1000 - 1150		

A Figura 34 expõe os três reservatórios turbidíticos identificados ao lado dos *tracks* de litologia, litoestratigrafia, sônico, raios gama, densidade e velocidade, da esquerda para a direita, e suas identificações na sísmica junto ao poço. É notória a presença dos corpos areníticos na Formação Carapebus, possuindo refletores bem marcados, com uma boa continuidade lateral, exceto pelo Arenito 3, e valores de velocidades baixos em comparação ao resto do poço.

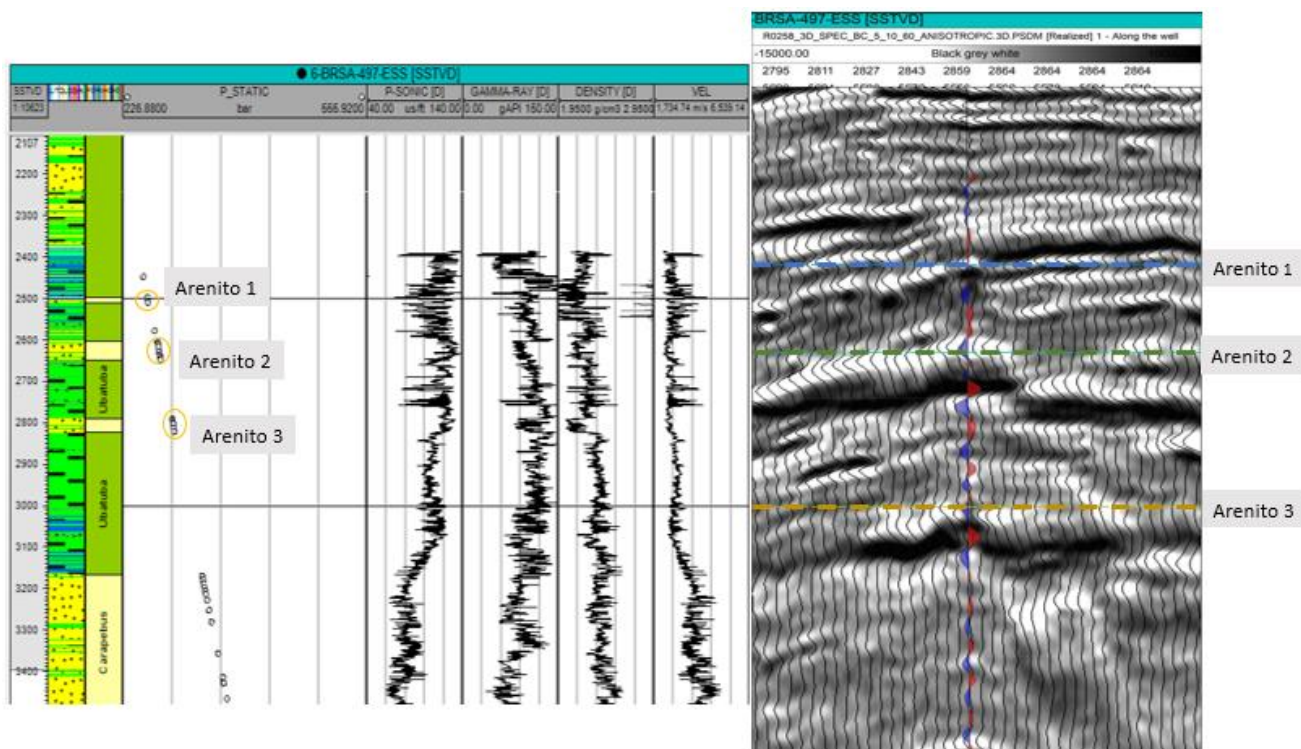


Figura 34: Relação entre a presença dos três corpos turbidíticos com seus respectivos valores de sônico, raios gama, densidade e velocidade. À direita, a identificação destes corpos na sísmica.

Após a verificação da continuidade dos três turbiditos nos poços restantes, foi constatado que o Arenito 1 é perfurado por todos os poços utilizados. O Arenito 2 é atravessado pelos poços 1-BRSA-171-ESS, 3-BRSA-177-ESS e 6-BRSA-497, enquanto o Arenito 3 só é observado neste último poço.

Seguindo os mesmos procedimentos adotados no poço descrito anteriormente, foi identificada a presença de outro turbidito no poço 3-BRSA-240-ESS, também presente nos dados do poço 1-BRSA-192-ESS, chamado de Arenito 4. Os valores do gradiente e densidade para este corpo, calculados a partir do gráfico de pressão estática, estão na Tabela 2.

Tabela 2: Dados do gradiente de pressão utilizados na conversão para densidade e os fluidos esperados do Arenito 4.

Gradiente (m/kgf/cm <sup>2</sup> )	Densidade (kg/m <sup>3</sup> ) (-1/GRADIENTE*98066,5/9,8)	Fluido	Corpo
-12.6084	793.660	Óleo médio	Arenito 4

Valores de Referência (kg/m <sup>3</sup> )	Gás = 7 - 40 / Óleo = 400 - 1120 / Água = 1000 - 1150
--	---

A Figura 35 mostra a correlação entre os dois únicos poços que perfuram o Arenito 4, confirmando a presença de óleo no arenito da Formação Carapebus.

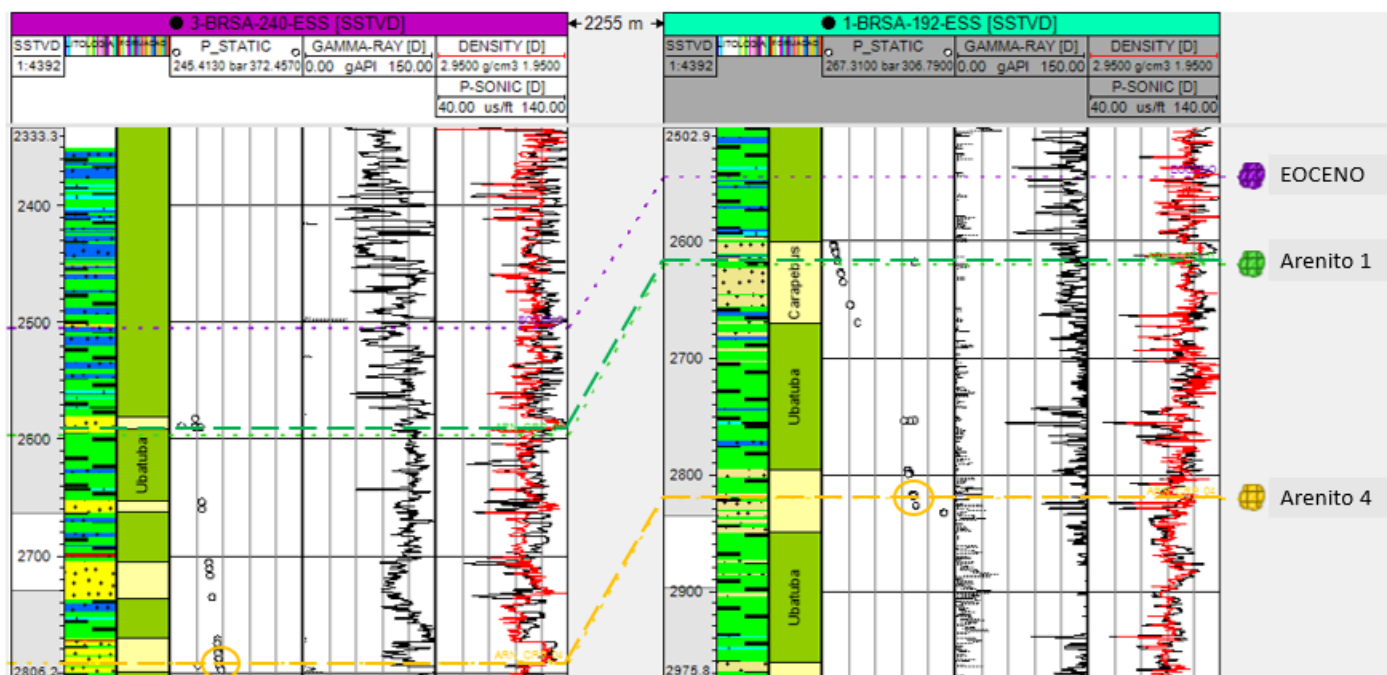


Figura 35: Correlação entre os poços 3-BRSA-240-ESS e 1-BRSA-192-ESS, indicado, em amarelo, a superfície do Arenito 4, em verde, o Arenito 1 e em roxo a superfície do Eoceno. A região circulada corresponde ao ponto em que se teve indicativo de óleo.

## 5.2 - Superfícies de Interesse

A partir da calibração do poços, foram feitas as interpretações das principais superfícies de interesse, sendo estes: Aptiano, correspondendo ao topo do sal, em rosa; o final da deposição do Turoniano em rosa claro; Maastrichtiano em vermelho; Eoceno em roxo; início da deposição do Oligoceno em laranja; discordância Oligoceno-Mioceno em verde; fundo do mar em azul claro. Nesta etapa também foram identificadas duas grandes falhas regionais, registradas pela cor azul escuro (Figuras 36 e 37).



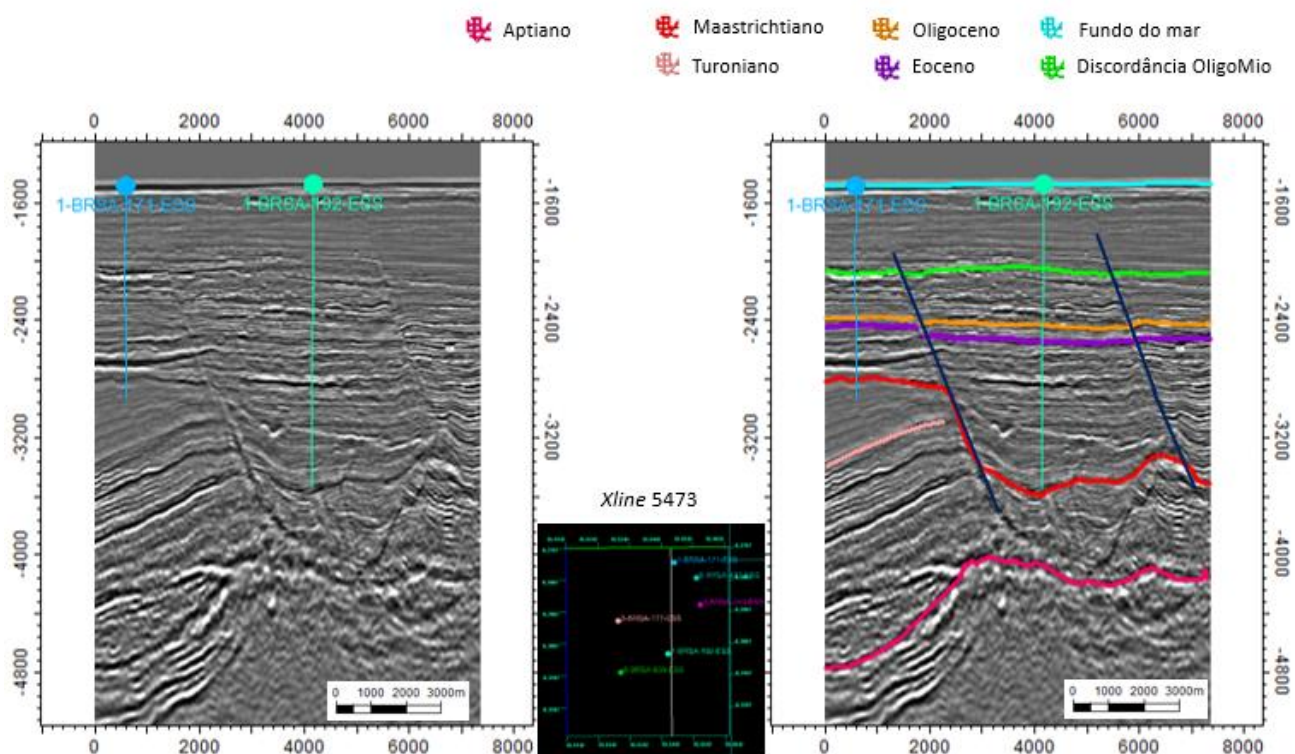


Figura 36: *Xline* 5473 passando pelos poços 1-BRSA-171-ESS e 1-BRSA-192-ESS. A imagem retrata todas as superfícies interpretadas, além das principais falhas da região.

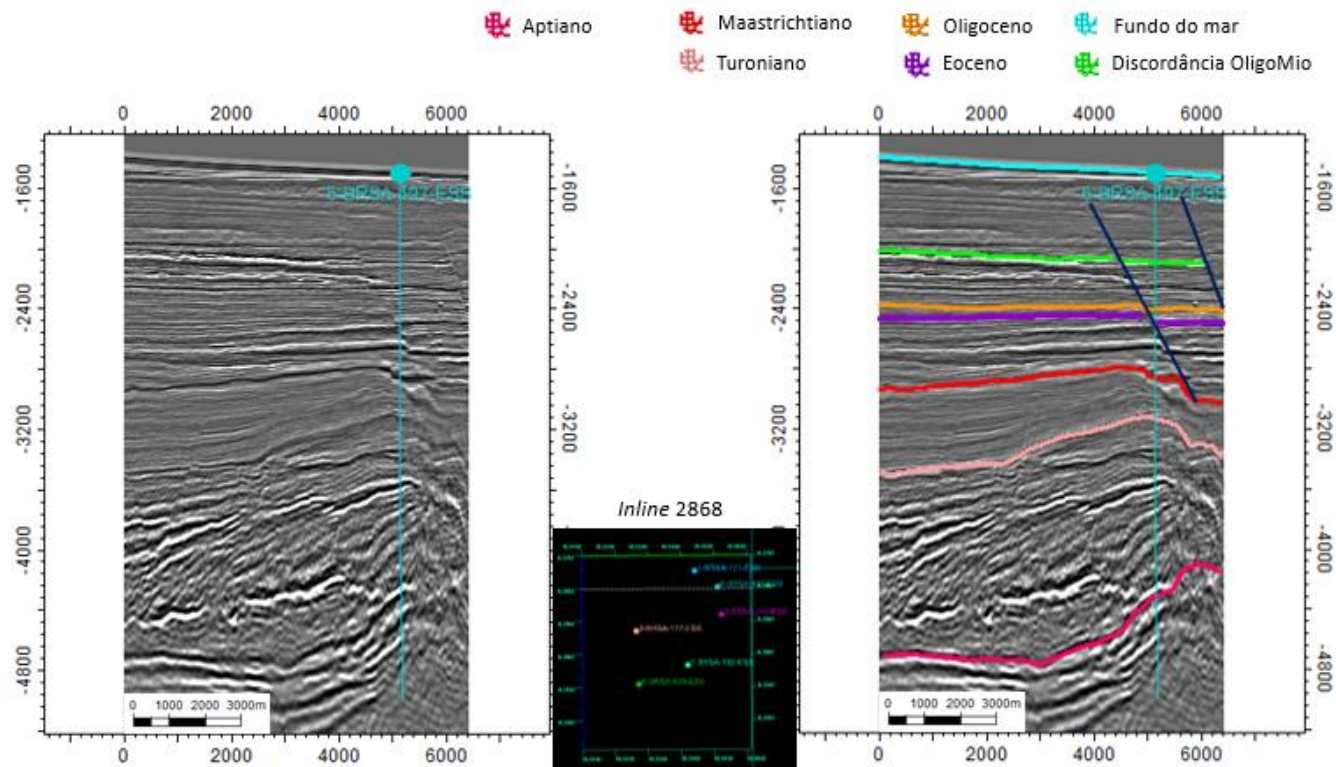


Figura 37: *Inline* 2868 passando pelo poço 6-BRSA-497-ESS. A imagem retrata todas as superfícies interpretadas, além das principais falhas da região.

As seções sísmicas mostradas acima retratam uma região altamente afetada pela tectônica distensional ao qual a bacia foi submetida durante a abertura do Atlântico Sul. A posterior compartimentação estrutural, com a presença de falhas normais lítricas, estruturas de compensação, fraturas e zonas de acomodação, controlou a configuração dos turbiditos durante a Megassequência Transgressiva Marinha (Winter, Jahnert e França, 2007). O protagonismo da tectônica do sal foi responsável pela reconfiguração dos arenitos já depositados e sua atuação possibilitou que grandes falhas servissem como rota de migração para o óleo gerado no Grupo Lagoa Feia chegar aos arenitos do Eoceno. Estas falhas, que podem ser notadas até o fundo do mar, mostrando um ambiente ainda tectonicamente ativo, também serviram como trapa estrutural para os reservatórios. A Figura 38 mostra as superfícies em profundidade da discordância Oligoceno-Mioceno, Eoceno, Maastrichtiano e Aptiano, revelando a halocinese como agente modificador das geometrias dos reservatórios e geradora de importantes falhas para o entendimento deposicional da região.

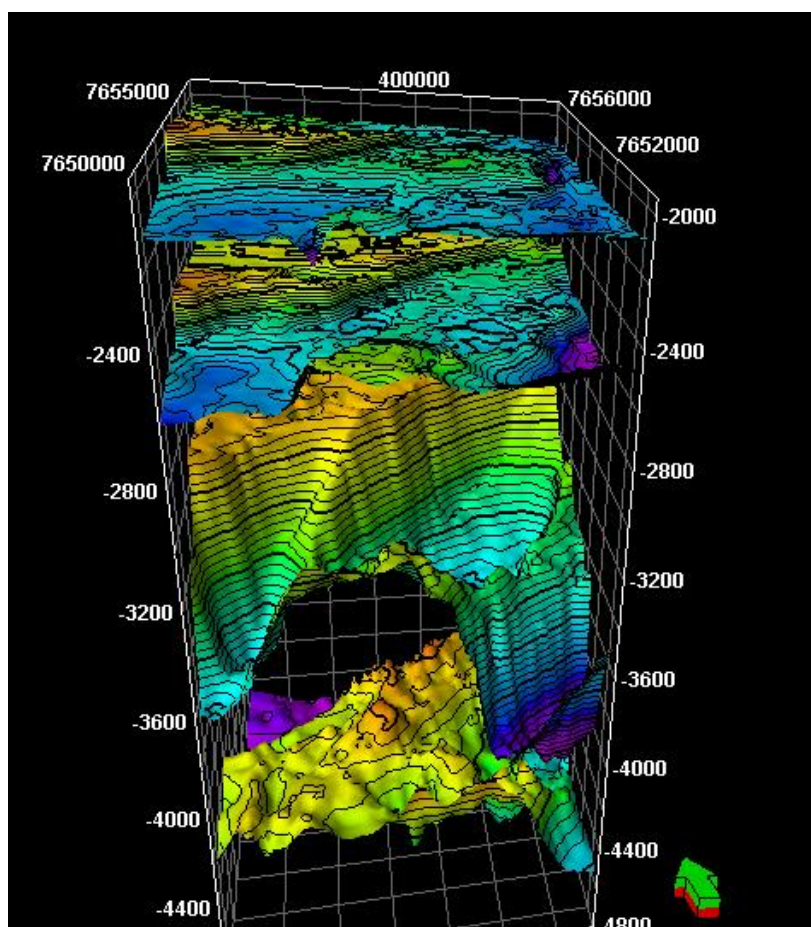


Figura 38: Superfícies, de baixo para cima, do Aptiano, Maastrichtiano, Eoceno e Discordância Oligoceno-Mioceno.

### 5.3 - Definição dos Corpos Turbidíticos

Após a identificação dos corpos turbidíticos, com base nos dados de pressão estática, deu-se início à fase de interpretação de tais reservatórios na sísmica.

O Arenito 1 é perfurado por todos os poços utilizados neste trabalho e foi identificado ocupando uma grande área no dado sísmico utilizado neste trabalho. Sua profundidade varia de 2.475m a 2.700m devido a presença de uma falha que vai do topo do sal até as camadas do Oligoceno. Com isso, o corpo é dividido em uma região elevada a NW, onde estão os poços 1-BRSA-171-ESS, 3-BRSA-177-ESS e 6-BRSA-497-ESS, este último, no limite da falha, e uma região baixa, perfurada pelos poços 1-BRSA-192-ESS, 3-BRSA-240 e 6-BRSA-639-ESS (Figura 39). Além da divisão do reservatório em regiões altas e baixas, as falhas atuam como fechamento do corpo no limite SE. Estas estruturas de falhas e o horizonte correspondente ao turbidito na sísmica são mostrados na Figura 40.

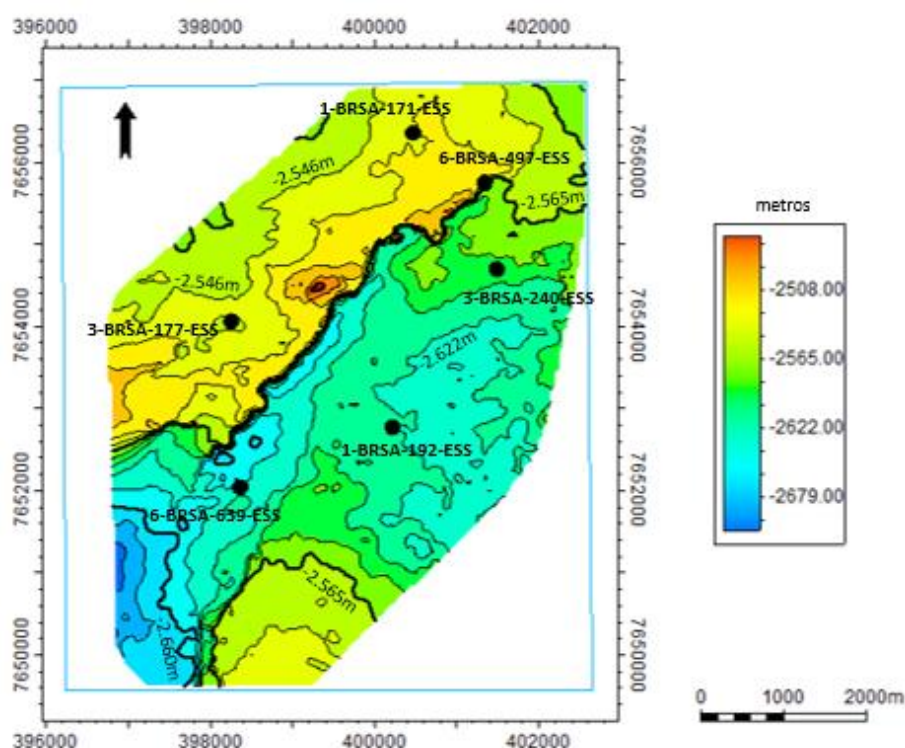


Figura 39: Superfície do Arenito 1 e a localização dos poços que o perfuram. Nota-se claramente uma região elevada a NW e a S, devido a atuação de grandes falhas da região. O polígono em azul corresponde a área da sísmica utilizada.



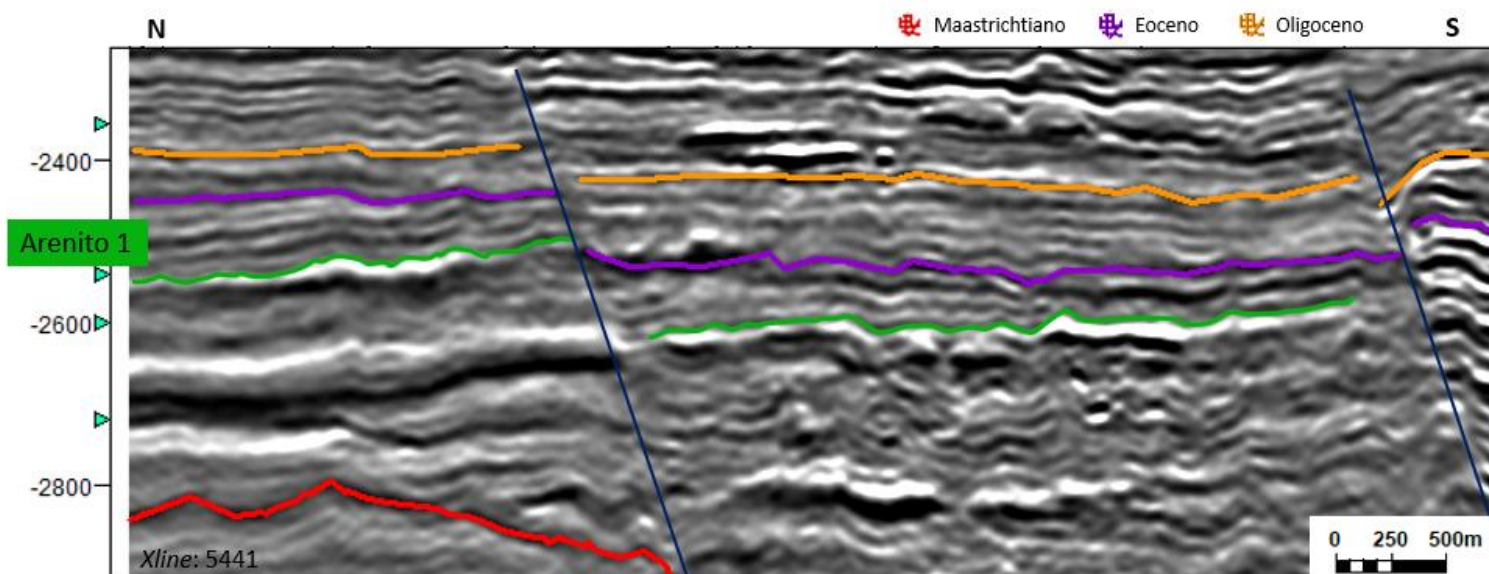


Figura 40: *Xline* 5441 aproximada, com as interpretações do Oligoceno inferior, Eoceno, Maastrichtiano e o topo do Arenito 1, destacado em verde. A imagem retrata a influência das falhas na segmentação do reservatório em duas regiões e em seu fechamento estrutural.

Através da interpretação do reservatório, baseada na amplitude do sinal sísmico, foi possível gerar o mapa de amplitude do arenito (Figura 41). Este mapa representa os valores totais de amplitude identificados no mapeamento do Arenito 1. Sendo assim, é possível notar a presença das maiores amplitudes negativas, cores em laranja e vermelho, na porção mais baixa do reservatório.

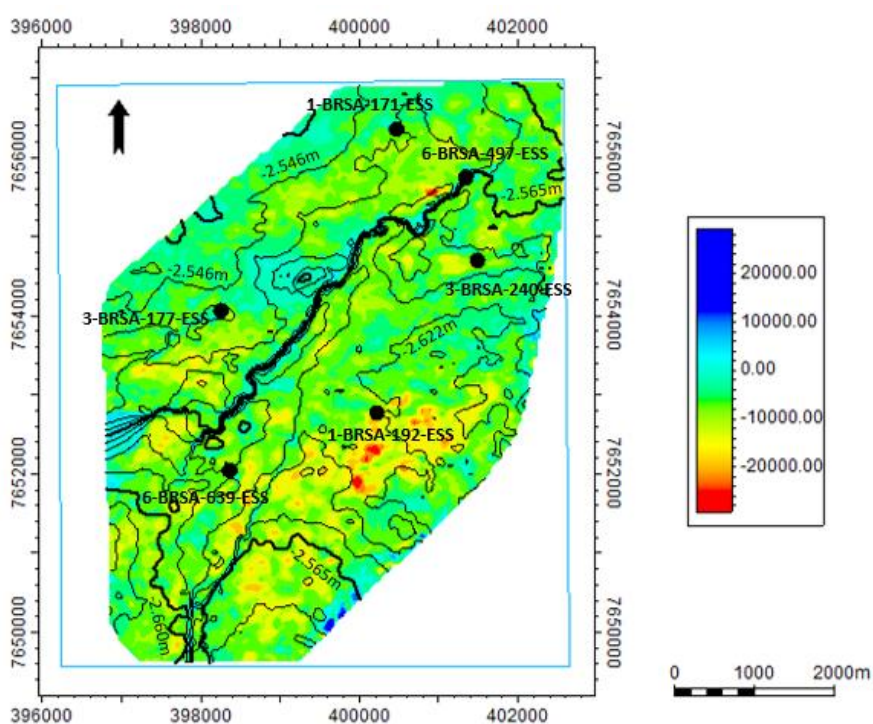


Figura 41: Mapa de amplitude total do Arenito 1, confirmando a deposição das areias de amplitude mais negativa na região mais baixa do reservatório.

O Arenito 2 se situa a uma área a Norte da sísmica, estendendo-se de um lado ao outro. Sua profundidade varia de 2.590m a 2.690m, bem menos quando comparado ao Arenito 1, devido à baixa influência das falhas em sua segmentação. Este reservatório foi perfurado pelos poços 1-BRSA-171-ESS, 6-BRSA-497-ESS e 3-BRSA-177-ESS, este último em sua região mais baixa (Figura 42). A Figura 43 demonstra a boa continuidade lateral deste turbidito, além da notável presença do *flat spot*, um refletor preto horizontal evidente abaixo do horizonte do reservatório, representando o possível contato óleo-água deste reservatório.

Após a interpretação sísmica do reservatório baseada na amplitude do dado original, foi possível gerar o mapa de amplitude do arenito (Figura 44). Ao contrário do Arenito 1, neste turbidito não há uma clara distinção de onde ocorreu as deposições de maiores amplitudes. Elas se situam tanto na região mais baixa quanto na mais elevada.

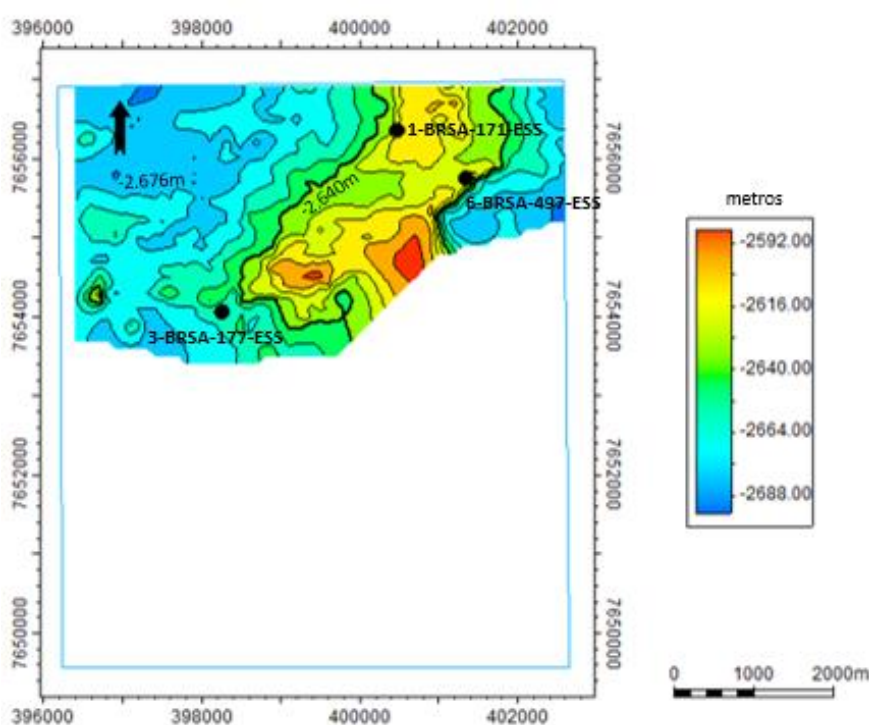


Figura 42: Superfície do Arenito 2 e os poços que o perfuram. Nota-se a influência de uma falha a NE, responsável por rebaixar uma parte do reservatório nesta área e também por fechar o corpo a Sul. O polígono em azul corresponde a área da sísmica utilizada.

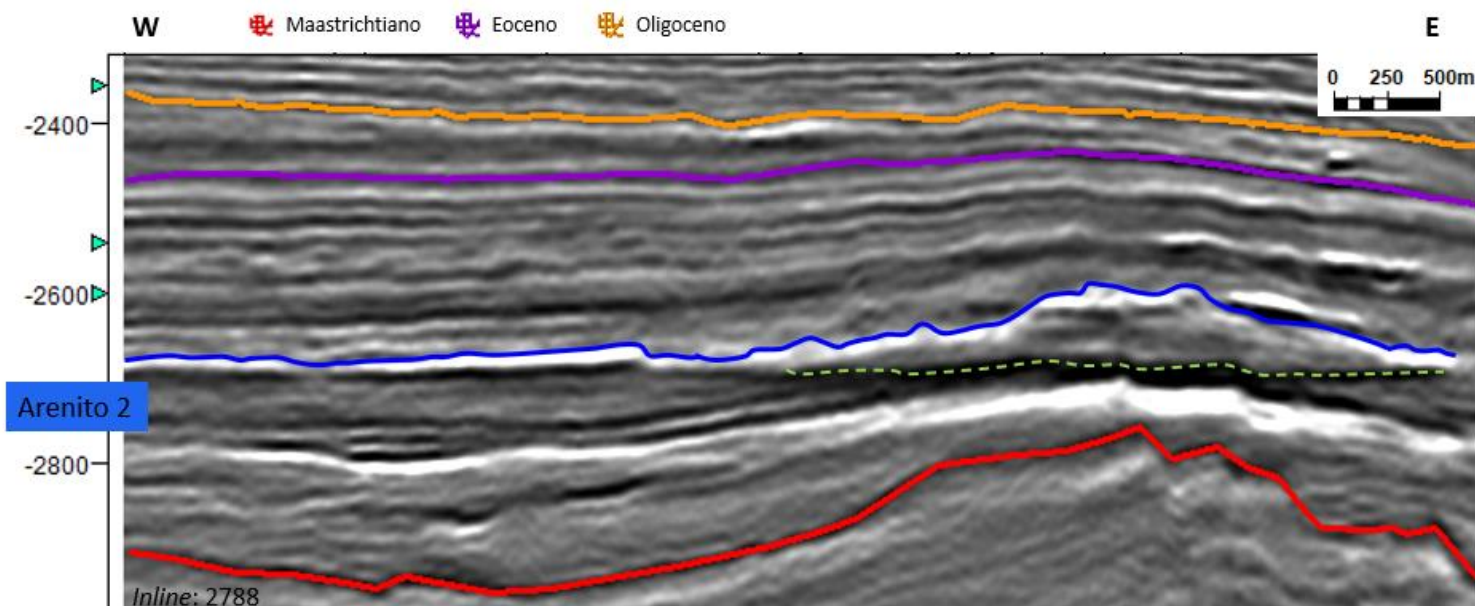


Figura 43: Seção sísmica ampliada e as interpretações do Oligoceno inferior, Eoceno, Maastrichtiano e o topo do Arenito 2, este último destacado em azul. Além disso, nota-se a evidente presença do *flat spot* abaixo do reservatório (linha tracejada em verde).

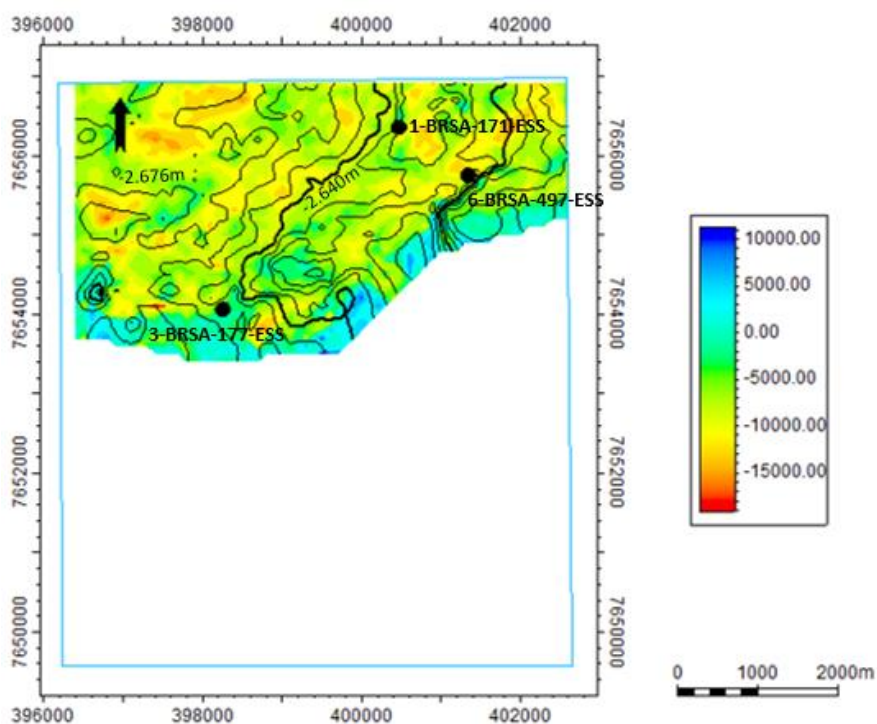


Figura 44: Mapa de amplitude total do Arenito 2. São observadas maiores amplitudes negativas tanto na região elevada quanto na porção mais baixa.

O último arenito identificado pelo poço 6-BRSA-497-ESS, é o Arenito 3. É um corpo pequeno, condicionado pelo alto estrutural associado à falha, formando uma estrutura alongada a NE/SW, situado a NE na área da sísmica. Sua profundidade varia de 2.750m

a 2.810m e é impactado pela presença da falha em seu fechamento estratigráfico a SE do reservatório (Figura 45). A continuidade deste reservatório comprometeu de certo modo sua interpretação, por estar tão próximo a falha, mas na Figura 46 é possível ver com clareza a presença do turbidito, indicado pelo seu topo.

Através do mapa de amplitude mostrado na Figura 47, é possível perceber a presença dos maiores valores negativos na região mais baixa à leste do reservatório. Porém também é explícita sua presença na porção mais elevada, acima do poço 6-BRSA-497-ESS.

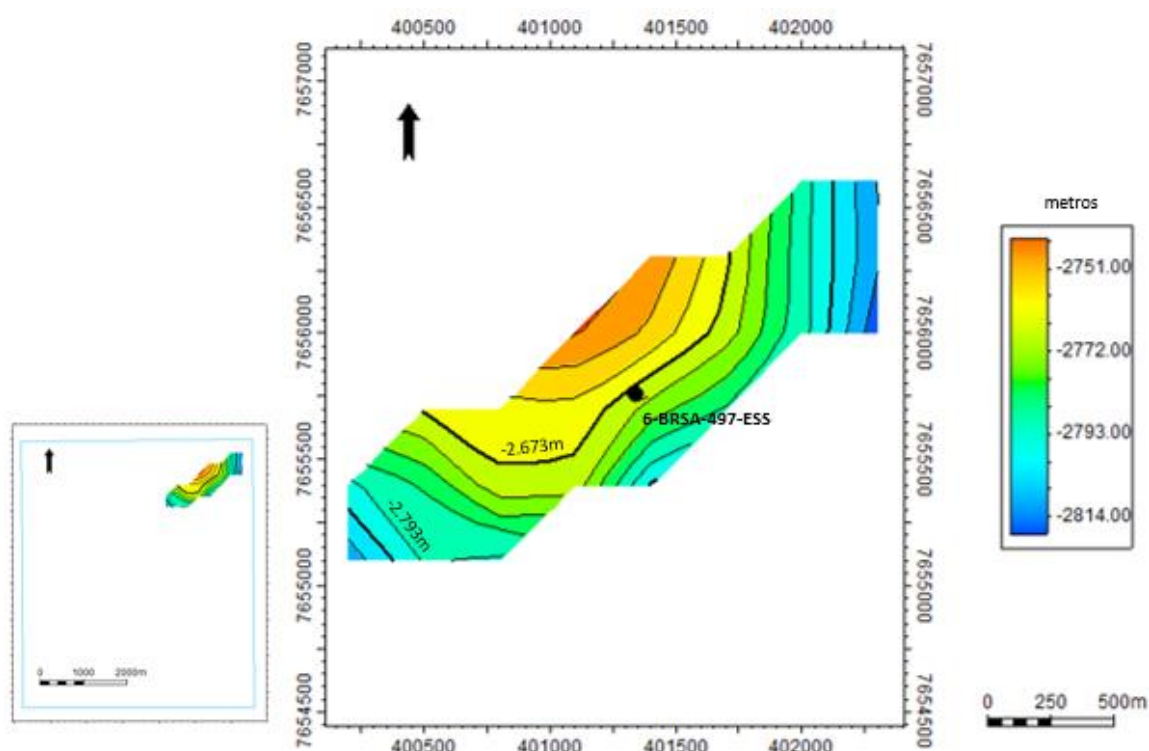


Figura 45: Superfície do Arenito 3 com o único poço que o perfura, 6-BRSA-497-ESS. Sua posição na sísmica utilizada, polígono azul, é mostrada na imagem do canto esquerdo.



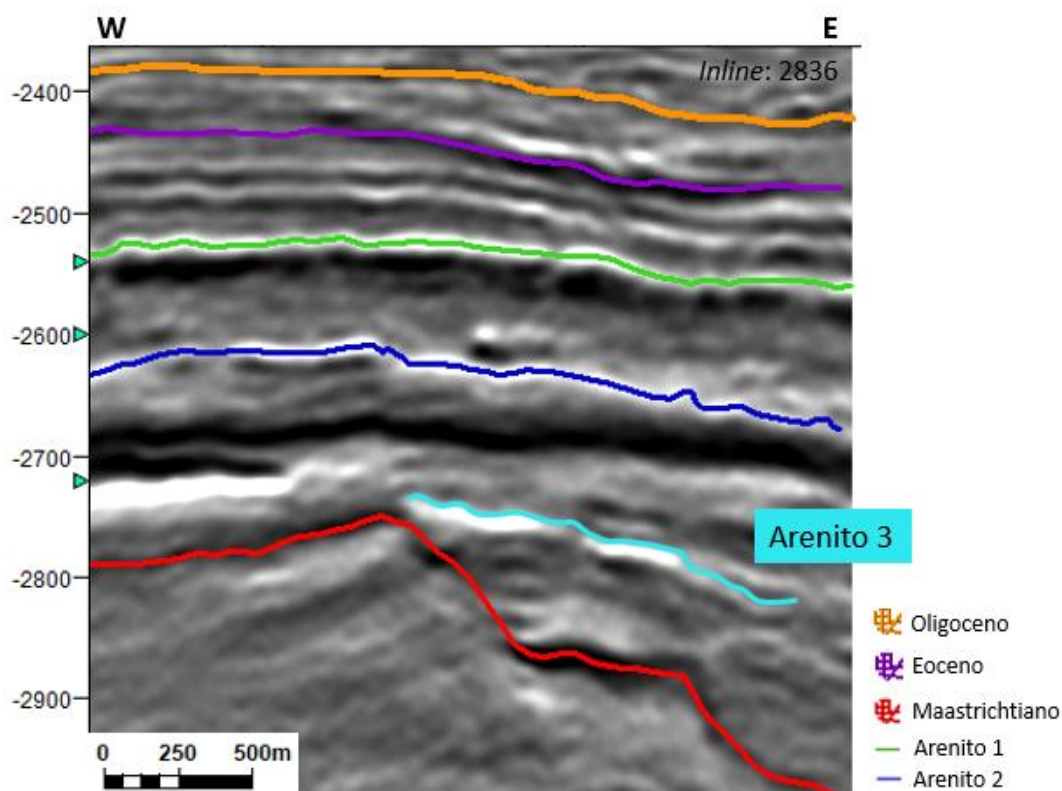


Figura 46: Seção sísmica aproximada com as interpretações de Oligoceno inferior, Eoceno, Maastrichtiano e os Arenitos 1, 2, 3, este último com seu topo identificado em azul claro.

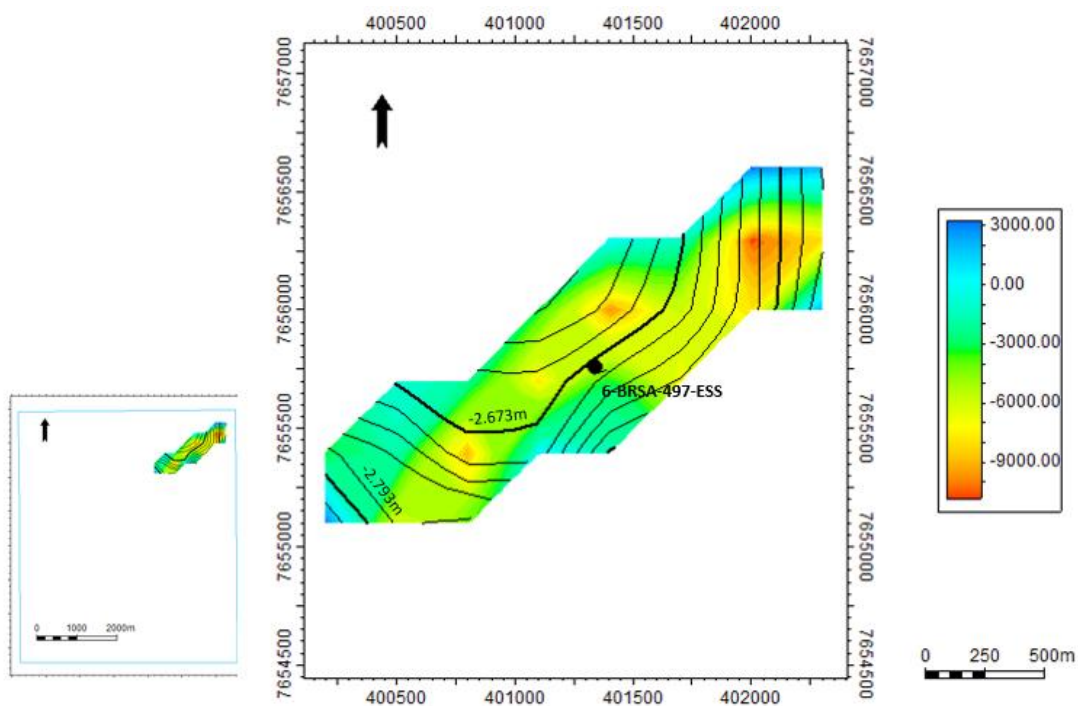


Figura 47: Mapa de amplitude total do Arenito 3.

O quarto, e último, turbidito encontrado na região da sísmica utilizada é o Arenito 4, identificado inicialmente pelo poço 3-BRSA-240-ESS e posteriormente confirmado pelo poço 1-BRSA-192-ESS. Está localizado na porção centro/Leste da área da sísmica, com alongamento a NE.

A profundidade deste reservatório varia de 2.720m a 2.840m. Este corpo não é diretamente influenciado pelas falhas, mas elas servem de trapa estratigráfica, situando-se a NW e SE do reservatório (Figura 48). Sua continuidade não afeta a interpretação, como mostra a Figura 49. Com o mapa de amplitude total do reservatório (Figura 50), percebe-se a presença dos valores mais negativos de amplitude na região central do arenito, em sua porção mais baixa.

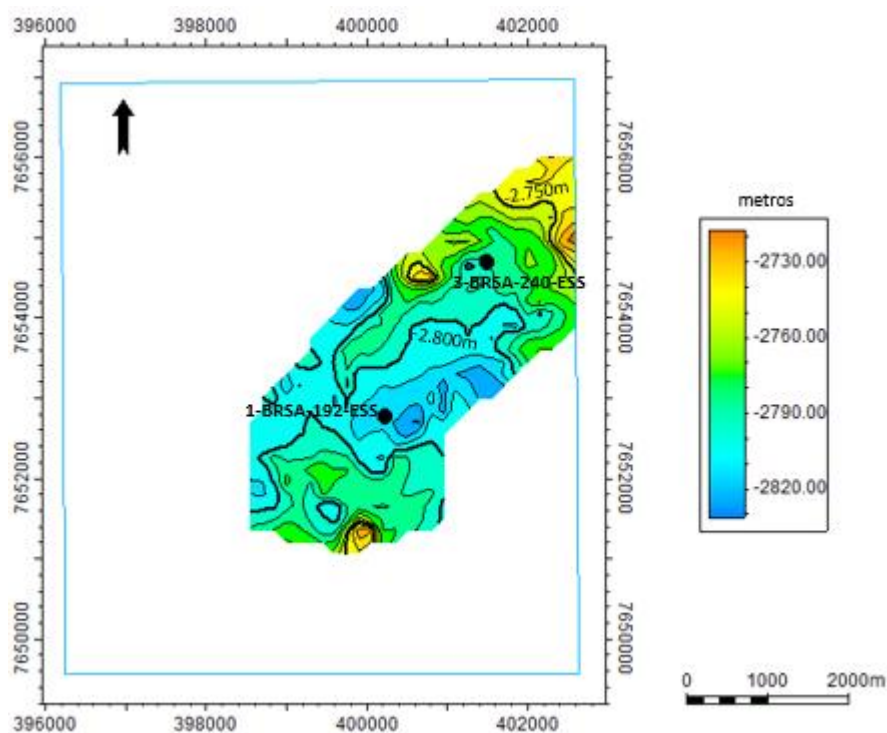


Figura 48: Superfície do Arenito 4 e os dois poços que o perfuram, 3-BRSA-240-ESS e 1-BRSA-192-ESS. O polígono em azul corresponde a área da sísmica utilizada.

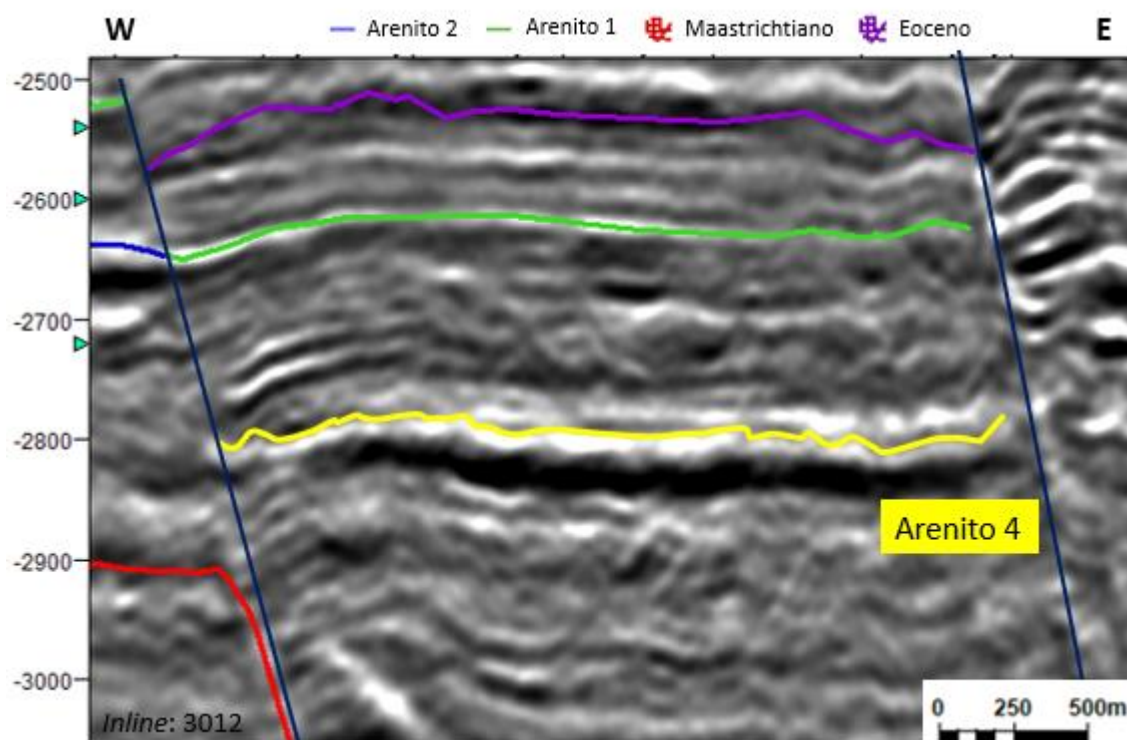


Figura 49: Seção sísmica aproximada, demonstrando as interpretações do Eoceno, Maastrichtiano e Arenitos 1, 2 e 4, este último com seu topo destacado em amarelo. Se observa a presença das falhas nas laterais do reservatório, atuando como trapa estrutural.

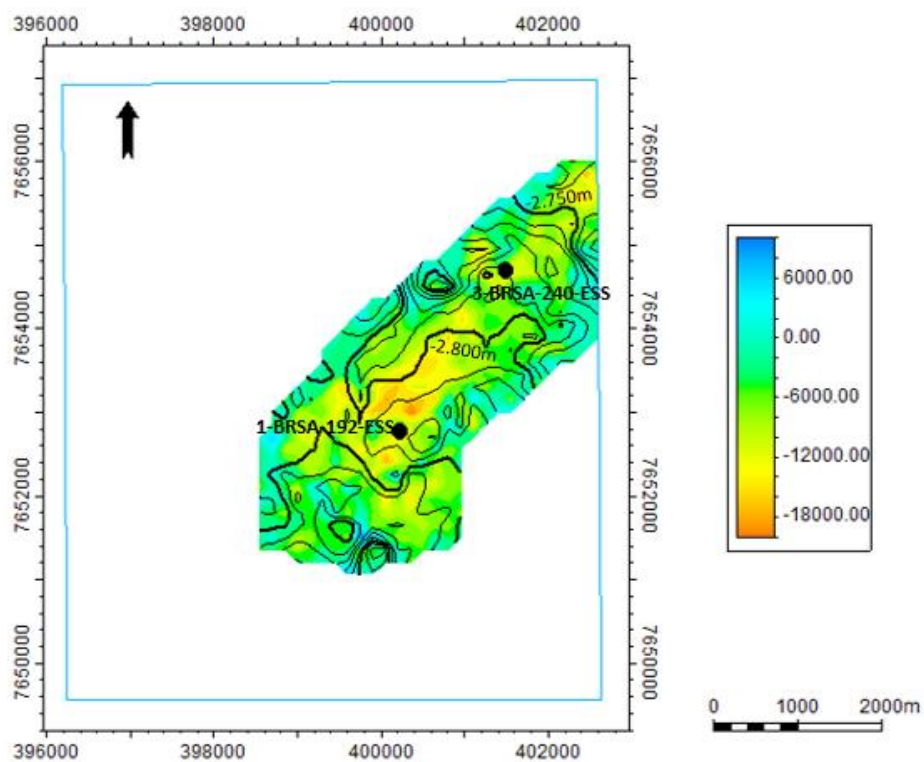


Figura 50: Mapa de amplitude total do Arenito 4. A presença das maiores amplitudes negativas está situada na porção mais baixa do reservatório.

Por fim, as delimitações de cada turbidito na área da sísmica utilizada são apresentadas na Figura 51.

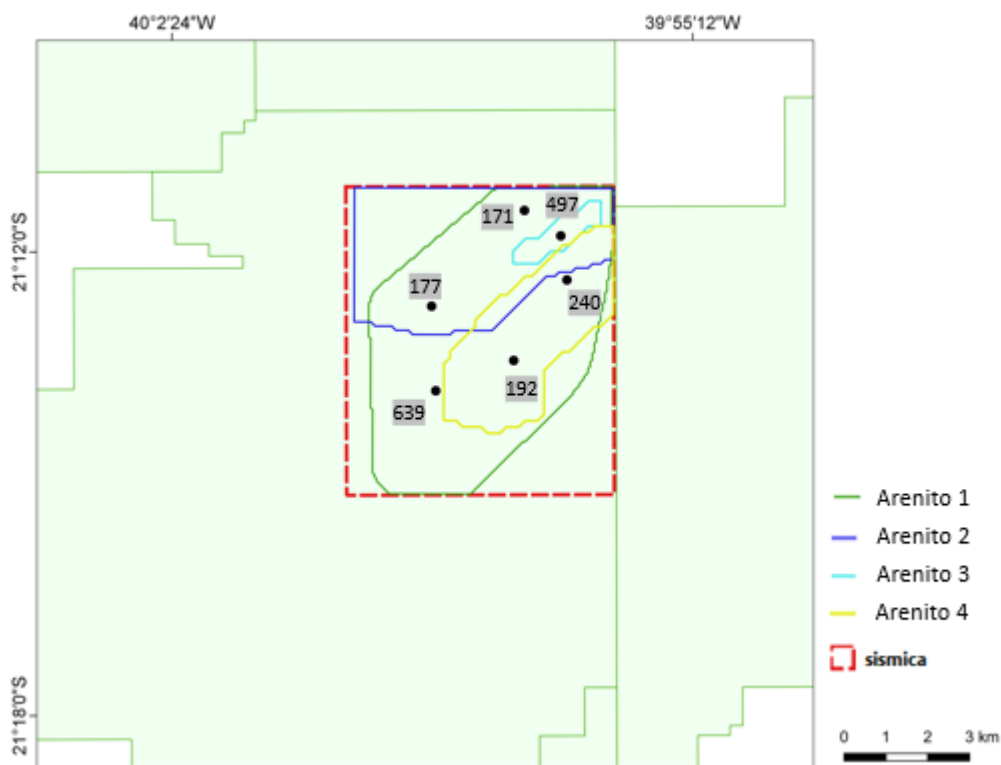


Figura 51: Limites geográficos dos turbiditos mapeados na região da sísmica, a NE do Campo de Jubarte.

#### 5.4 - Aplicação e Análise dos Atributos Sísmicos

A última etapa apresentada no fluxograma do presente trabalho corresponde à aplicação e avaliação dos atributos sísmicos selecionados, sendo estes, TecVA, amplitude RMS, coerência (método de variância), curvatura e fase instantânea.

Ambos os atributos, TecVA e RMS, utilizam cálculos com valores de amplitude do sinal, mas enquanto o RMS apenas calcula a média quadrática, o TecVA rotaciona em 90° os valores obtidos no RMS. A Figura 52 mostra lado a lado a comparação entre os dados de amplitude original, TecVA e RMS, sendo nítida como as diferentes formas de utilização da amplitude podem auxiliar a interpretação. Na aplicação do atributo de amplitude RMS, o foco é a anomalia de grandes valores de amplitude, podendo destacar os turbiditos, como indicado na Figura 52b, além de discriminar as falhas. A mudança de valores na escala de cor quando comparada à amplitude original do sinal, se deve ao fato que no cálculo de RMS as amplitudes são elevadas ao quadrado, tornando os



valores positivos. Já o TecVA (Figura 52c) evidencia as estruturas e pacotes sedimentares, além de ratificar a presença das falhas regionais.

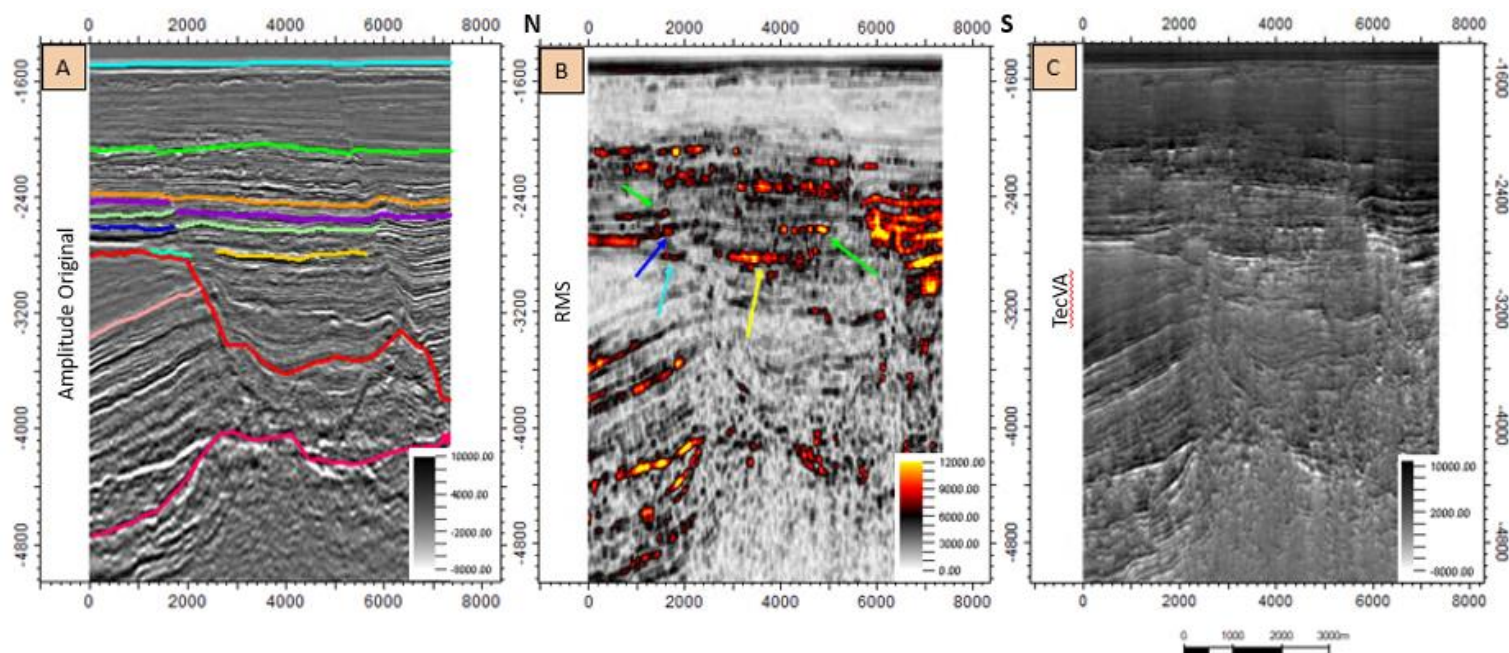


Figura 52: *Xline* 5489 em a) sua amplitude original, b) com o atributo RMS e c) TecVA. Os altos valores de RMS não indicam necessariamente a presença de um reservatório. Os quatro turbiditos mapeados estão indicados pelas setas com as cores correspondentes. O atributo TecVA se mostra mais propício para visualização em maior escala, evidenciando pacotes sedimentares, falhas e estruturas.

A aplicação do atributo TecVA é particularmente interessante para estudos regionais, uma vez que destaca falhas, estruturas de grande porte e pacotes sedimentares, conforme ilustra a Figura 53. A linha arbitrária passa por todos os reservatórios e cria a melhor noção de regionalidade possível, visto que a área da sísmica é limitada. É evidente a diferença entre os blocos sedimentares presentes do fundo do mar até a discordância Oligoceno-Mioceno e desta até a região de ocorrência dos Arenitos 3 e 4. Além disso, o atributo destaca as deposições entre o Turoniano e o topo do sal, onde há a presença dos carbonatos do Albiano.

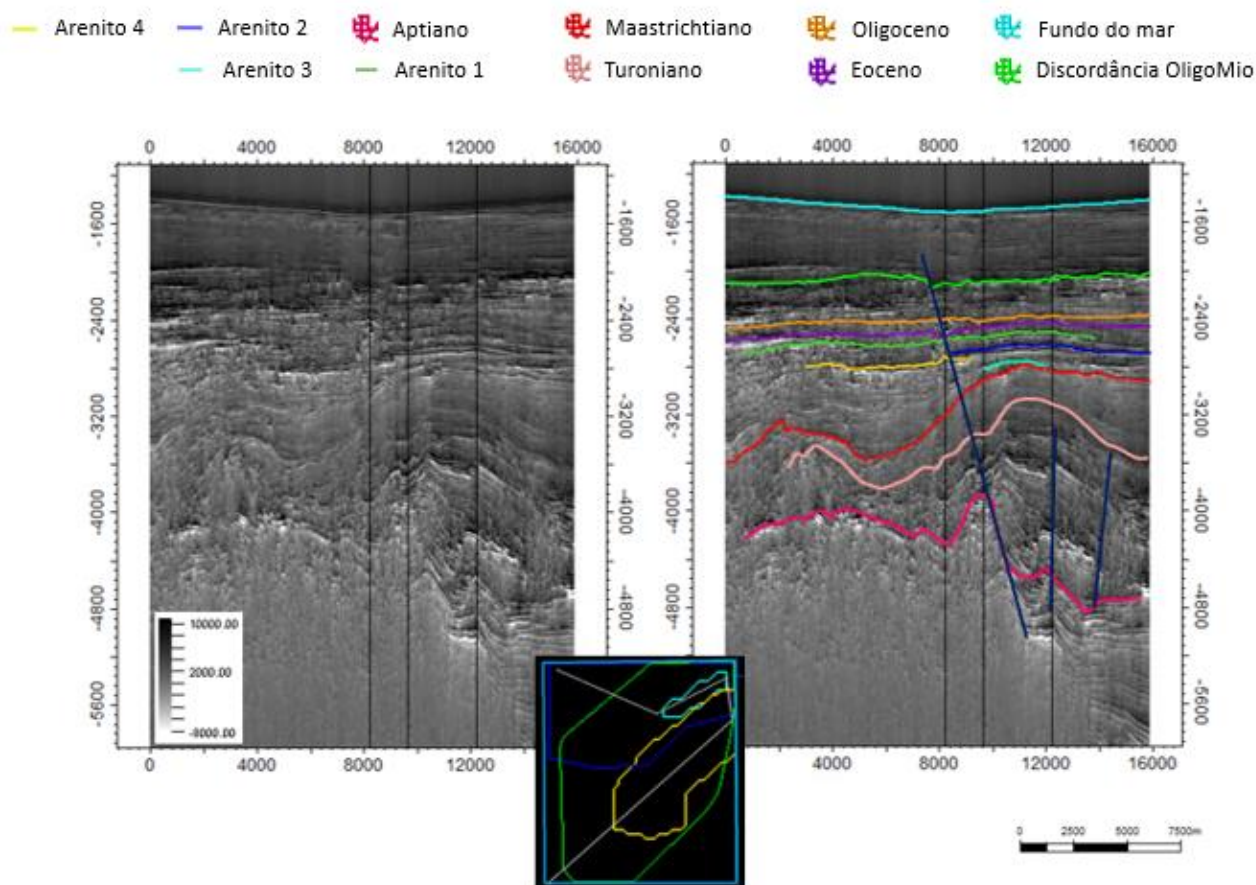


Figura 53: Linha arbitrária passando pelos reservatórios com o atributo TecVA destacando pacotes sedimentares com diferentes valores de amplitude e falhas presentes na região de estudo.

Os altos valores do atributo RMS destacam anomalias de amplitude que podem estar relacionadas à granulação grossa, efeitos relacionados a compactação e inconformidades. Este atributo é também muito utilizado na visualização tridimensional dos canais, a fim de se obter informações a respeito da geometria externa dos reservatórios, direções de fluxo e localização de deposição dos lobos. Com esta finalidade foi construído um *box probe*, ou seja, uma pequena caixa dentro de um determinado intervalo que contém o reservatório, para que o reconhecimento tenha menor influência de outras estruturas. Para a melhor visualização dos atributos no *box probe* foi necessário alterar os valores de opacidade para determinadas amostras do dado. Com esta técnica é possível cortar as partes do dado que não interessam, como ilustra a Figura 54.

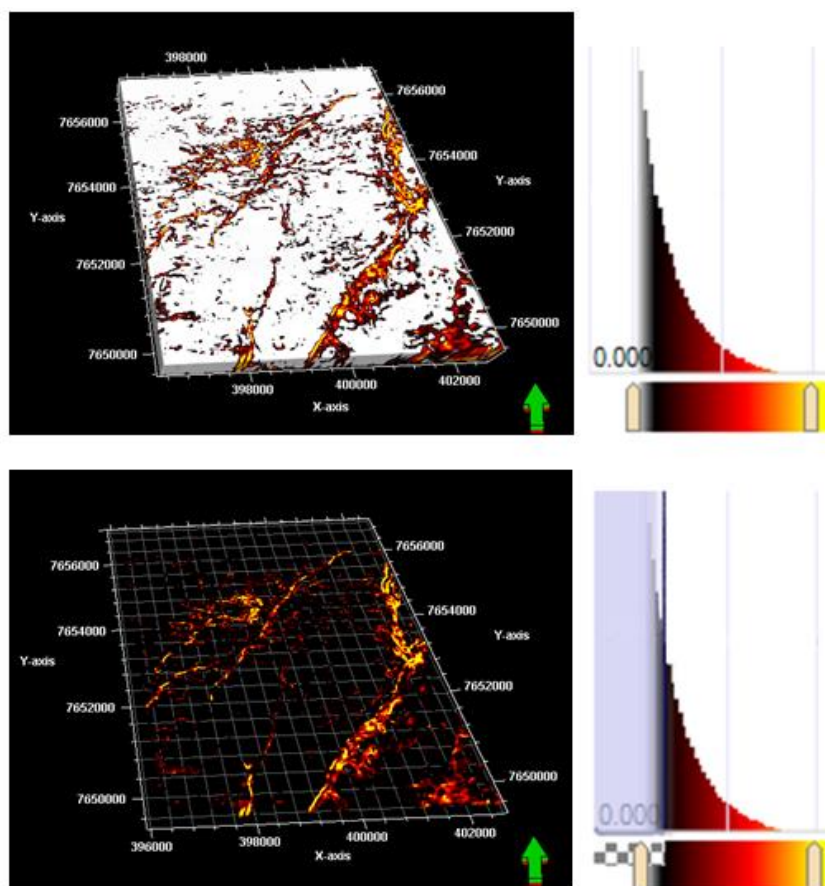


Figura 54: Exemplo de aplicação da técnica de opacidade. A imagem superior corresponde a um *box probe* contendo todos os dados originais em seu histograma, e a imagem inferior após se aplicar a opacidade no dado, retirando todos os baixos valores, região sombreada em azul claro à esquerda do histograma.

A Figura 55 mostra a resposta do atributo de RMS ao turbidito denominado Arenito 1, sendo a imagem superior correspondente à parte mais rasa do reservatório, e a inferior à porção mais profunda. Esta divisão foi necessária uma vez que o turbidito possui uma grande variação vertical e ao aumentar a janela de visualização, outras estruturas atrapalharam seu reconhecimento. Dessa forma, a identificação da geometria característica de um canal turbidítico ficou comprometida pela forte atuação tectônica, comprovado no resultado de RMS, onde se percebe um reservatório segmentado e difuso. A validação destes altos valores de amplitude RMS é mostrada na Figura 56, em comparação com o mapa de amplitude mínima sob o mesmo intervalo. Este último explicita as regiões de deposição das areias preenchidas de óleo, uma vez que restringe sua atuação para os valores negativos de amplitude. Sua escala de cor foi escolhida com o propósito de salientar os maiores valores negativos, ou seja, as anomalias, com a cor mais quente da tabela, o vermelho.



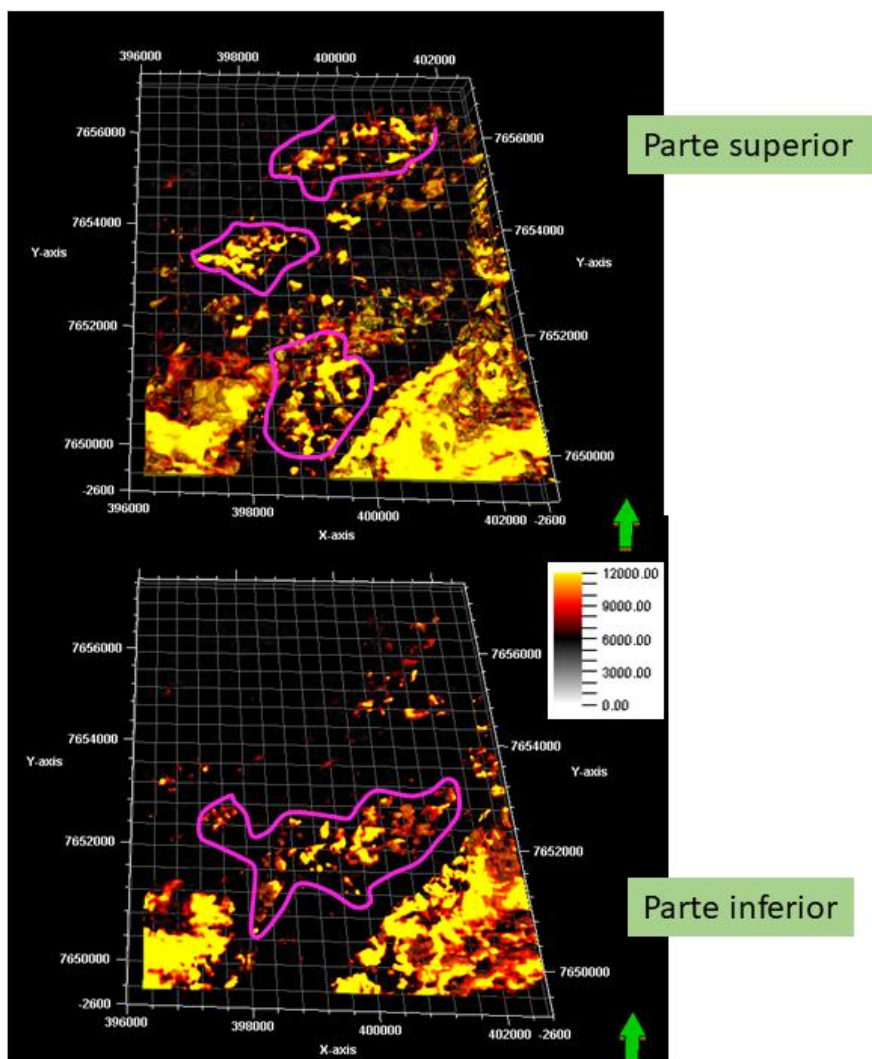


Figura 55: Resposta do atributo de amplitude RMS à presença do Arenito 1.

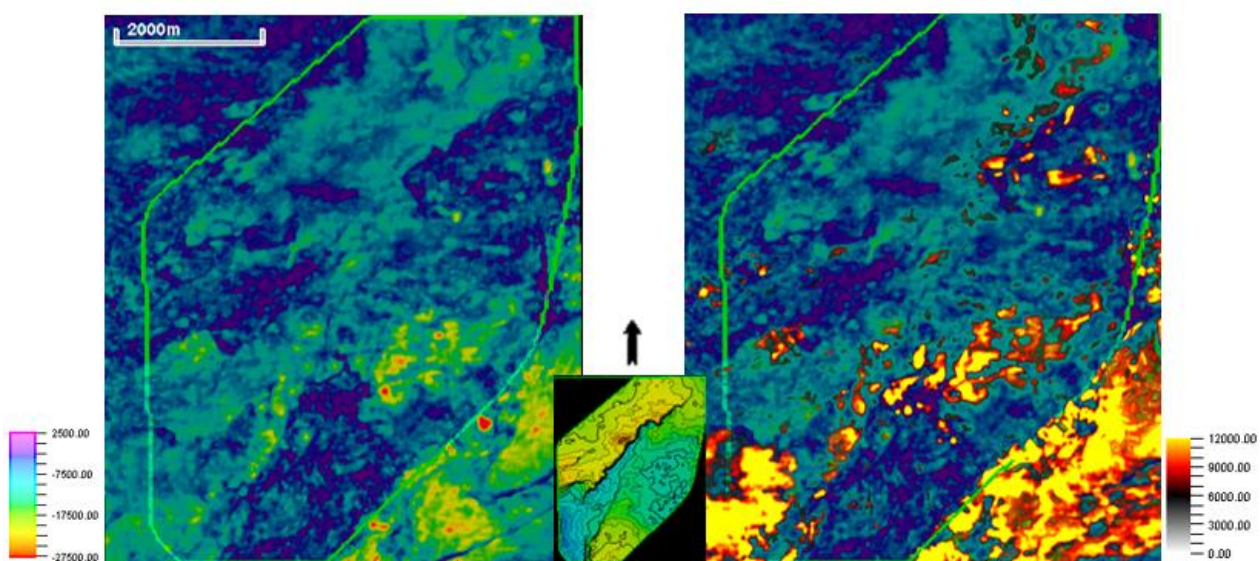


Figura 56: Atributo de amplitude mínima em comparação ao atributo RMS da região rebaixada do Arenito 1. O atributo confirma a presença de altos valores, em módulo, de amplitude negativa.

Para o Arenito 2, o atributo de amplitude RMS evidenciou com clareza a presença dos canais turbidíticos (Figura 57). A identificação destas geometrias deposicionais se deve à boa continuidade do reservatório, sendo nítida a concentração das maiores amplitudes, indicadas pela cor amarela, principalmente na região mais distal do canal. Apesar da sua explícita visualização, não é simples inferir adequadamente a respeito do fluxo de deposição do turbidito, em função da limitação areal do dado sísmico utilizado. Há indicativos que permitem sugerir que esse fluxo se estende aos campos de Cachalote e Baleia Anã. Para um estudo mais detalhado, seria necessário um dado sísmico mais abrangente, que ultrapasse os limites do Novo Campo de Jubarte.

A Figura 58 confirma os valores obtidos no atributo RMS através do mapa de amplitude negativa.

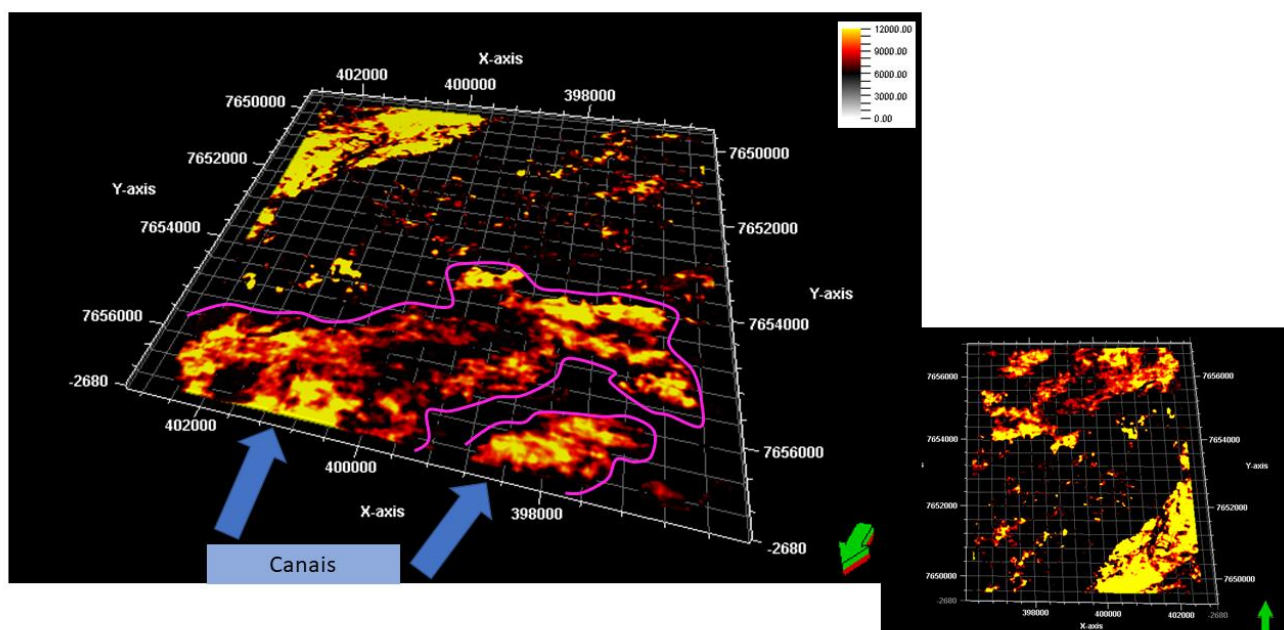


Figura 57: Resposta do atributo de amplitude RMS à presença do Arenito 2.

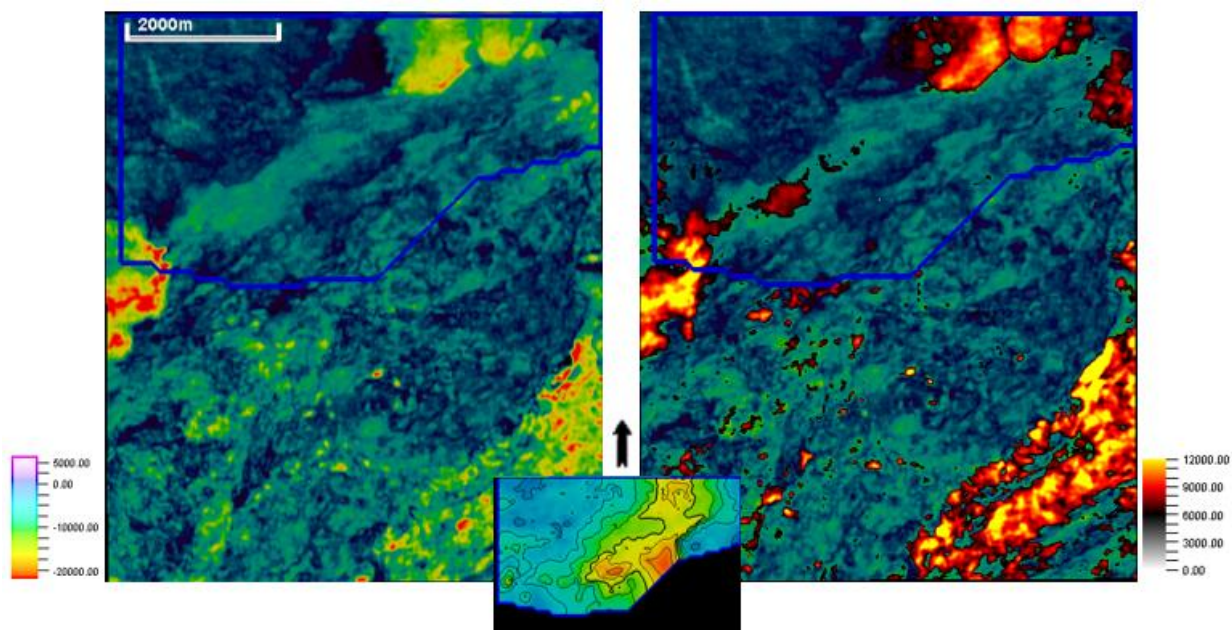


Figura 58: Atributo de amplitude mínima em comparação ao atributo RMS da região elevada do Arenito 2. O atributo confirma a presença de altos valores, em módulo, de amplitude negativa.

Ao contrário do reservatório descrito anteriormente, o Arenito 3 não possui uma continuidade lateral tão evidente em sua maior parte. A identificação do canal fica comprometida pela sua variação vertical, tendo ao mesmo tempo porções rebaixadas e elevadas. Este fato é corroborado pelo atributo RMS, onde, na Figura 59, é possível identificar duas partes do reservatório segmentadas. A Figura 60 confirma os valores obtidos no atributo RMS comparando com o mapa de amplitude negativa.

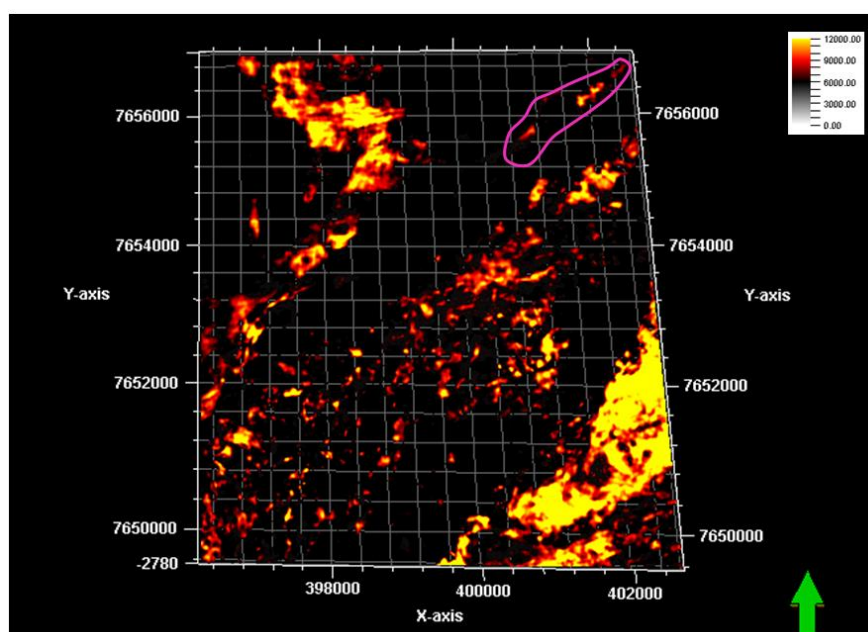


Figura 59: Resposta do atributo de amplitude RMS à presença do Arenito 3.



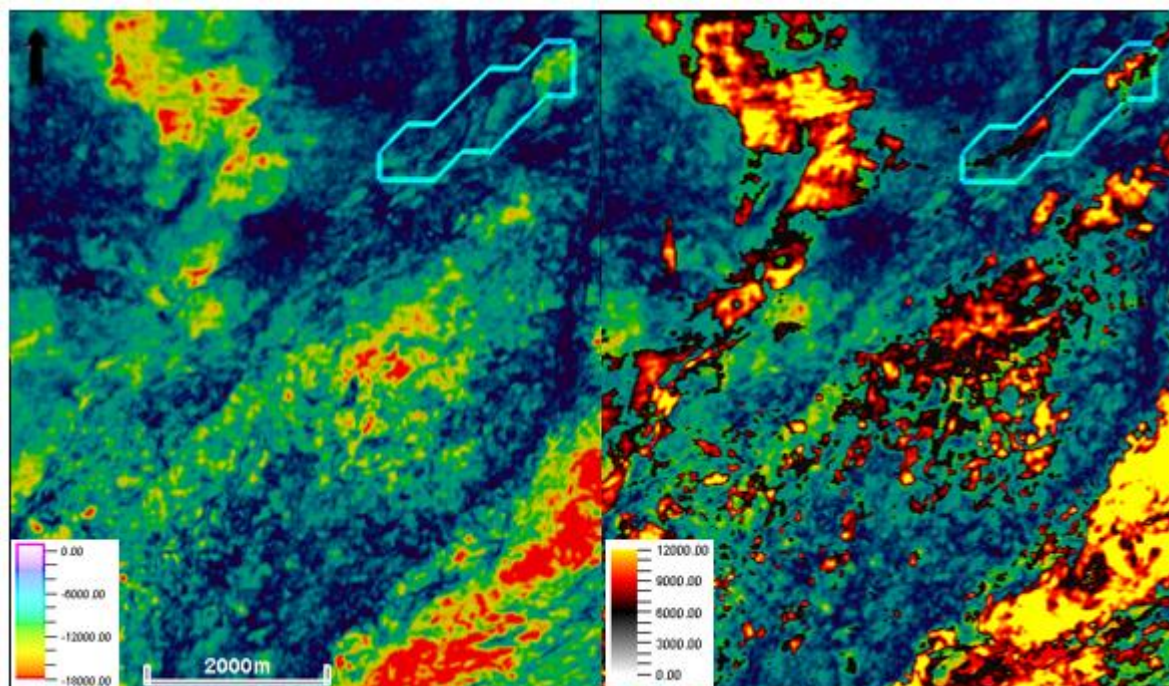


Figura 60: Atributo de amplitude mínima em comparação ao atributo RMS do Arenito 3. O atributo confirma a presença de altos valores, em módulo, de amplitude negativa a NE do arenito.

Por fim, o atributo de amplitude RMS respondeu de forma satisfatória ao Arenito 4, evidenciando os maiores valores de amplitude em sua parte central (Figura 61). A Figura 62 comprova as altas amplitudes RMS comparando com o mapa de amplitude negativa.

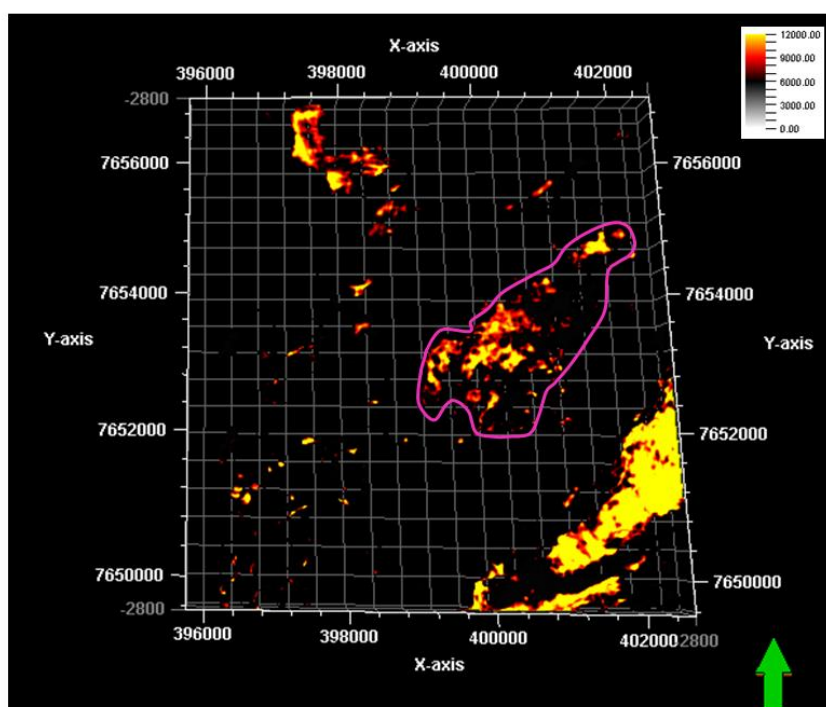


Figura 61: Resposta do atributo de amplitude RMS à presença do Arenito 4.

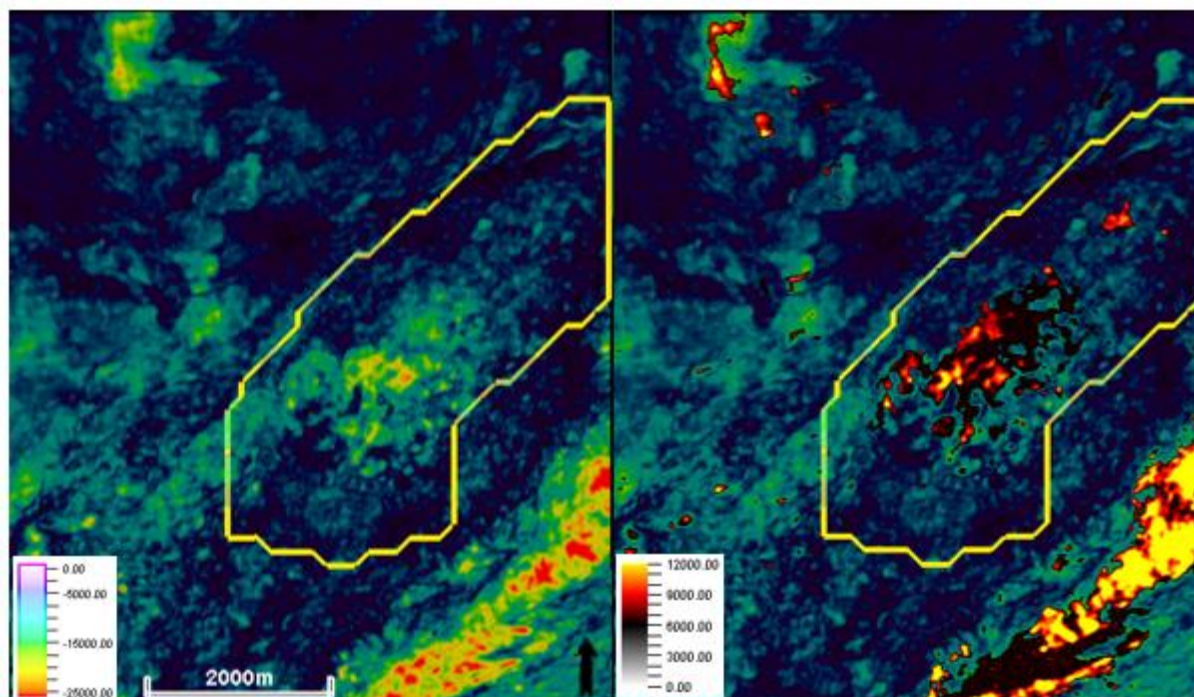


Figura 62: Atributo de amplitude mínima em comparação ao atributo RMS do Arenito 4. O atributo confirma a presença de altos valores, em módulo, de amplitude negativa na região central do arenito.

Em seguida, foi utilizado o atributo geométrico de coerência, através do método de variância. A fim de evidenciar as estruturas de falhas e fraturas de modo a entender suas relações com a deposição dos reservatórios e os processos de migração do óleo a partir da rocha geradora, o atributo de coerência se mostrou eficaz quando observado em *box probe*. A Figura 63 mostra um exemplo de aplicação da variância em um intervalo que é nítida a presença de grandes falhas regionais, confirmada pelas falhas interpretadas no trabalho.



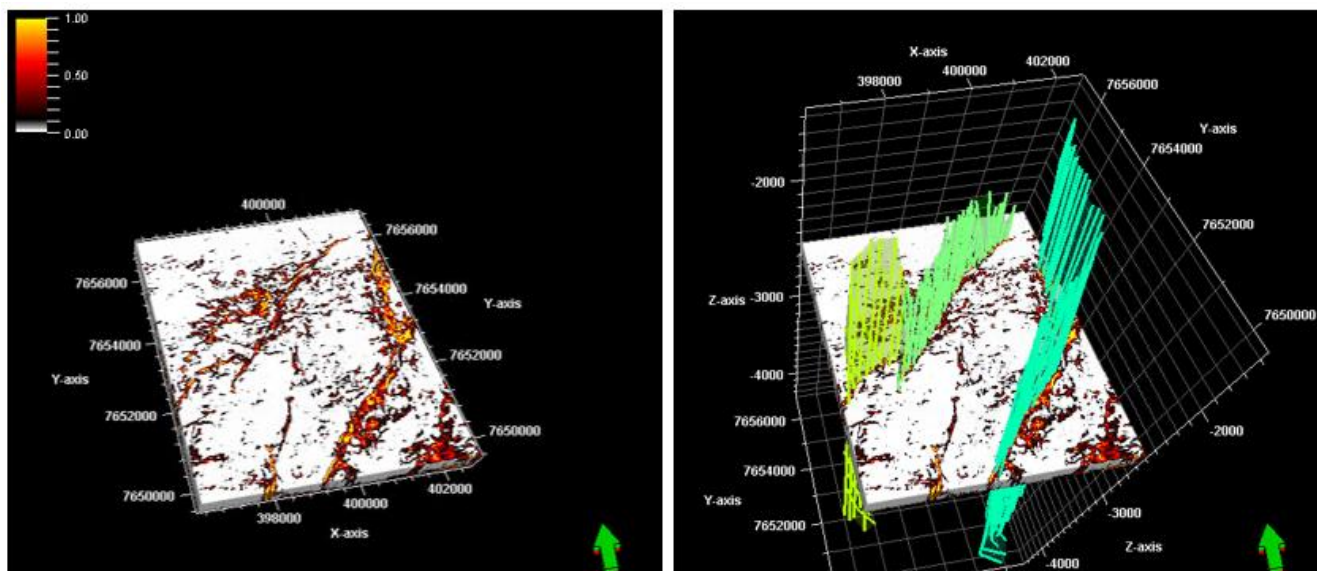


Figura 63: Atributo de variância, evidenciando as principais falhas da região estudada, sendo comprovadas pelos polígonos das falhas interpretadas na sísmica.

A partir da utilização do método de opacidade - descrito anteriormente - a visualização das anomalias correspondentes às falhas e fraturas fica mais evidentes quando aplicado uma escala de cores quentes, como mostra a Figura 64. Com a imagem, é possível inferir que a direção preferencial de atuação das falhas é NE/SW. Além disso, este intervalo mostra uma anomalia de coerência com características distintas, destacada com o círculo amarelo. Ao analisar esta feição na sísmica, observa-se a presença de uma estrutura caótica, que por correlação com campos próximos, pode ser interpretada como uma rocha intrusiva. Os traços sísmicos dos refletores mais profundos são afetados, resultando em interferência no sinal e alteração das respostas, inclusive de amplitude. Essa “sombra” poderia eventualmente ser tratada na etapa de processamento sísmico.

As pequenas anomalias identificadas na Figura 64 correspondem às fraturas observadas na escala da sísmica pela Figura 65, sendo possível mostrar como o dado responde à aplicação do método de variância. A resposta é evidente onde há falhas, ou quando há descontinuidade do refletor. Além disso, é possível inferir que a maior parte das anomalias de coerência estão relacionadas às baixas amplitudes negativas (Figura 66).

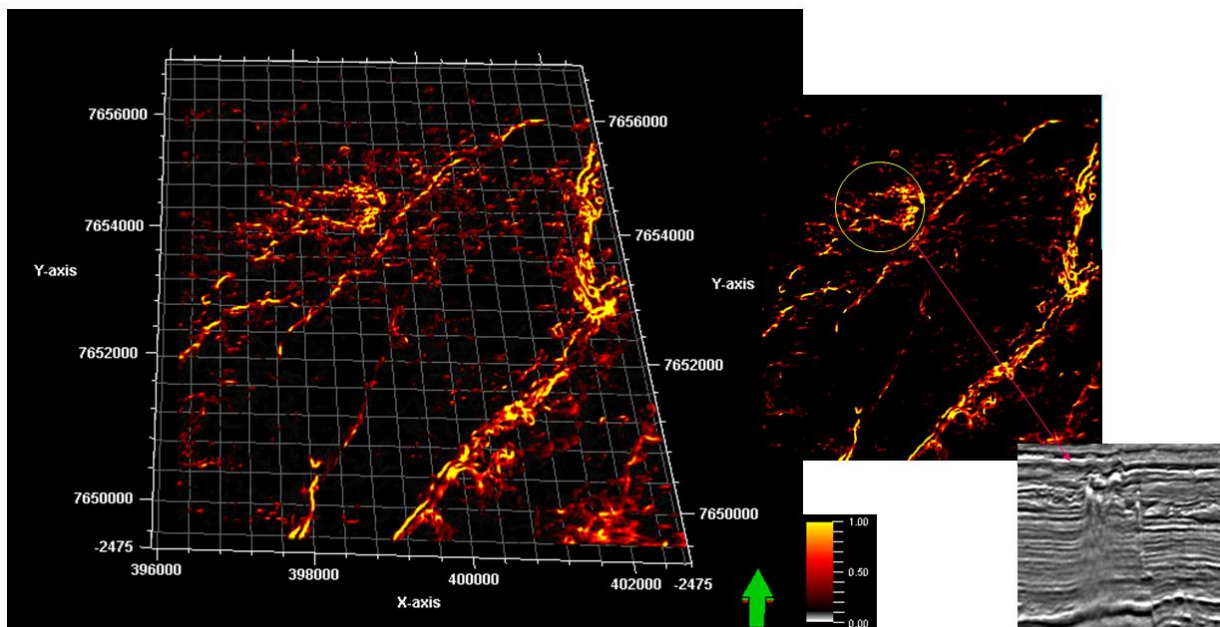


Figura 64: Atributo de variância quando aplicada a técnica de opacidade nos valores mais baixos. A região destacada no círculo corresponde a uma possível presença de rocha intrusiva.

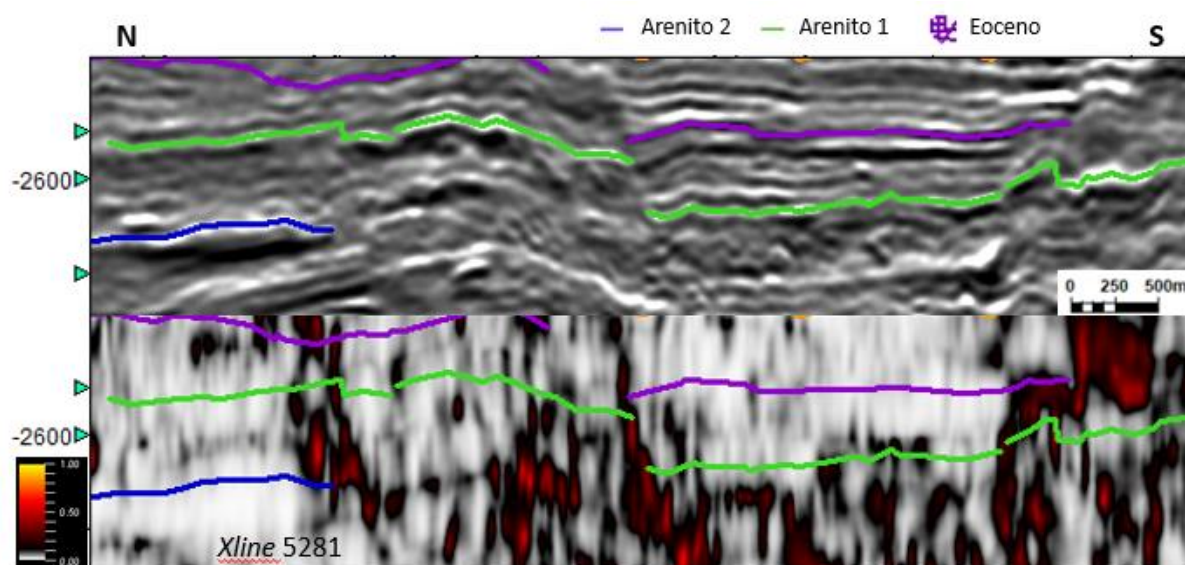


Figura 65: Exemplo de aplicação do atributo de variância em seção sísmica para a *xline* 5281. As anomalias em vermelho evidenciam as falhas e pequenas fraturas.

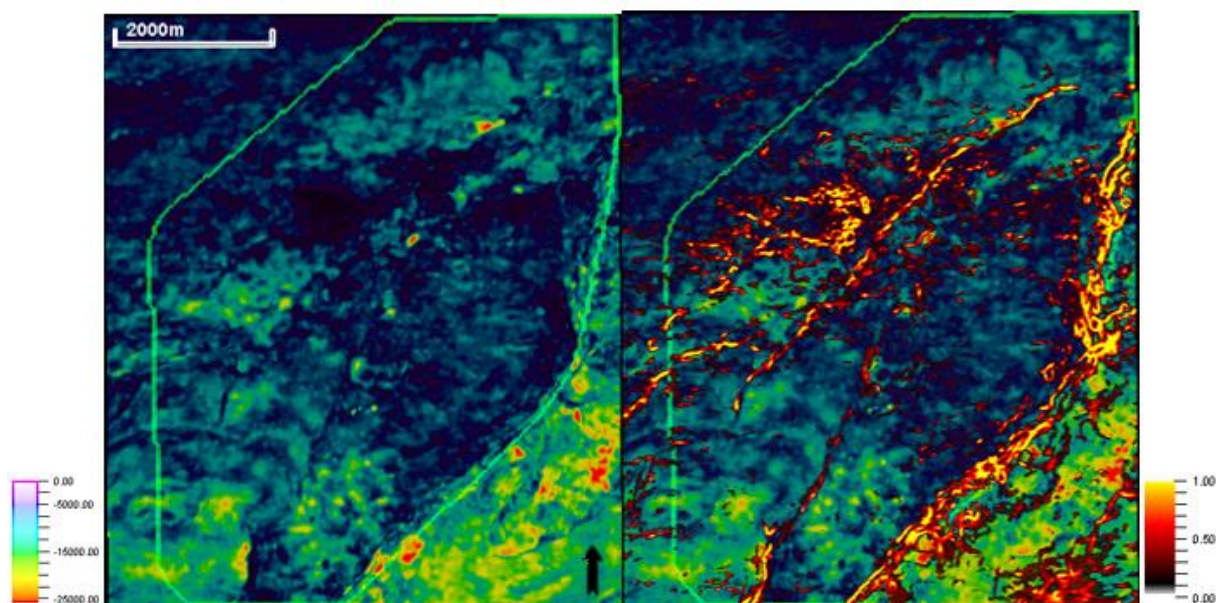


Figura 66: Exemplo de mapa de amplitude mínima em comparação ao atributo de variância para o intervalo de deposição do Arenito 1. Grande parte dos maiores valores de variância estão relacionados a maiores valores de amplitude (mais perto do zero).

Outro atributo geométrico utilizado com frequência para identificar falhas e fraturas corresponde ao atributo de curvatura. Como mostrado na Figura 67, o dado original de amplitude consegue evidenciar as falhas mais expressivas. A aplicação deste atributo, assim como o atributo de coerência, é capaz de revelar estruturas caóticas, neste caso devido à presença de uma rocha ígnea, destacada na imagem superior direita da Figura 67. As falhas mais evidenciadas pela curvatura, fortes linhas brancas, correspondem às falhas responsáveis pela segmentação do Arenito 1 e pelo trapeamento dos reservatórios identificados (Figura 68).

A escala de cor escolhida para este atributo responde às necessidades de se evidenciar os locais com maiores chances de ocorrência de falha ou fraturas, representados pela cor laranja ou amarelo.



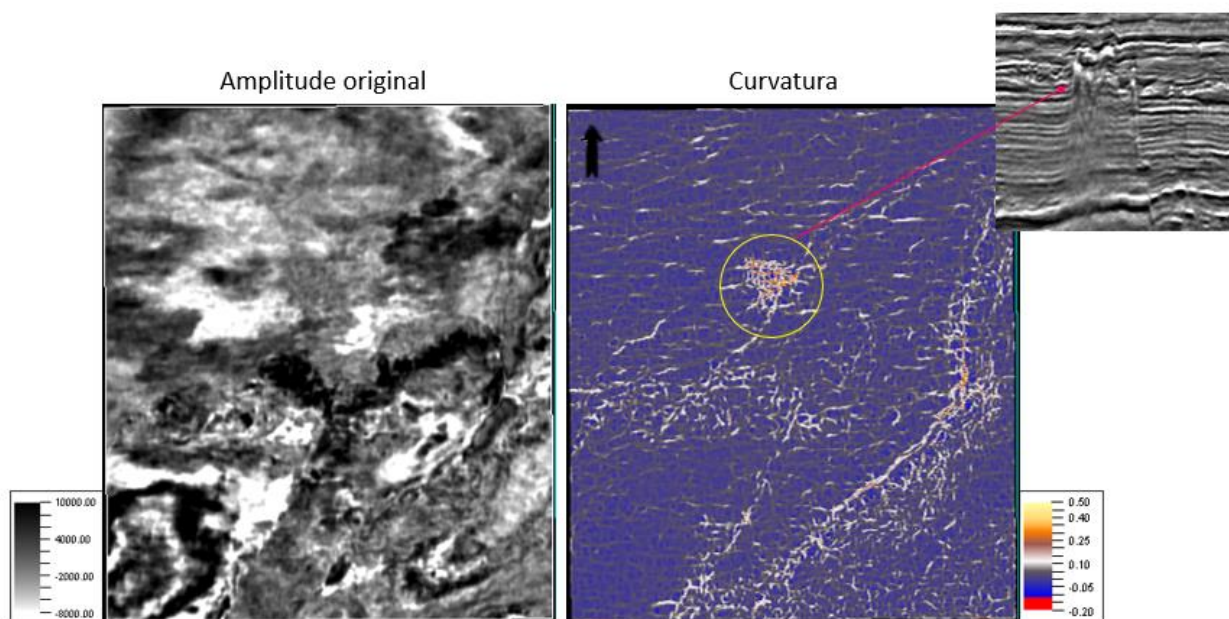


Figura 67: Atributo de curvatura aplicado em *depth slice* a 2.355 m, evidenciando as principais estruturas de falhas com direção NE/SW. A região circulada corresponde à estrutura vulcânica.

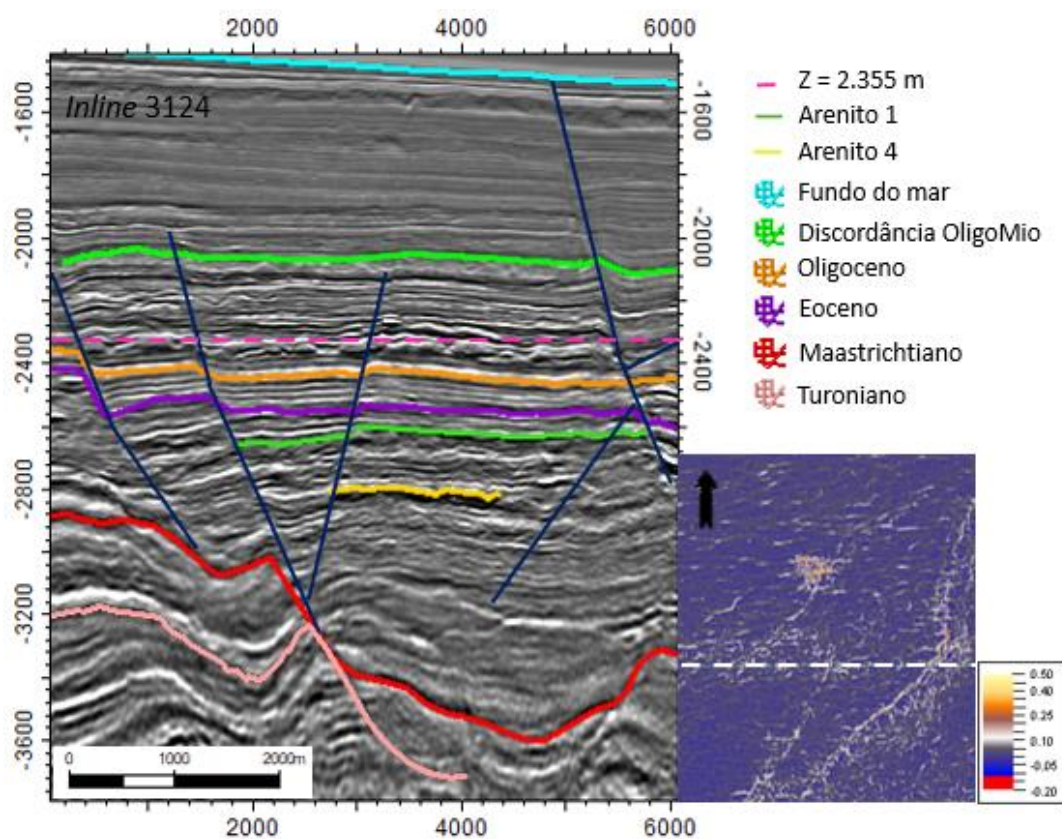


Figura 68: Exemplo de uma seção sísmica, *inline* 3124, com as principais superfícies e falhas mapeadas. O *depth slice* a 2.355 m, indicado com a linha tracejada em rosa na sísmica, é mostrado no canto inferior direito, e a linha tracejada branca corresponde à *inline* apresentada.

O último atributo avaliado foi o de fase instantânea, aplicado com o objetivo de destacar descontinuidades, *pinch-outs* e angularidades, que, por consequência, retrata a presença de falhas.

Para avaliar as relações da deposição dos sedimentos, ou sua estratigrafia de sequência, é fundamental identificar os contatos e terminações dos refletores. Para isso, o atributo de fase instantânea é bastante aplicado (Figura 69). Mesmo que na sísmica original seja evidente, por exemplo, a terminação em *downlap* do Arenito 2, a aplicação do atributo tem o poder de reforçar sua visualização.

A escala de cor escolhida satisfaz o entendimento de que cada valor de fase calculada se relaciona com um determinado refletor da sísmica original. Os valores positivos de fase correspondem às cores roxo, maiores valores, e azul, menores valores. Quando a fase inverte, ou seja, tem valores negativos, as cores se tornam amarelo ou rosa, sendo este o maior valor negativo.

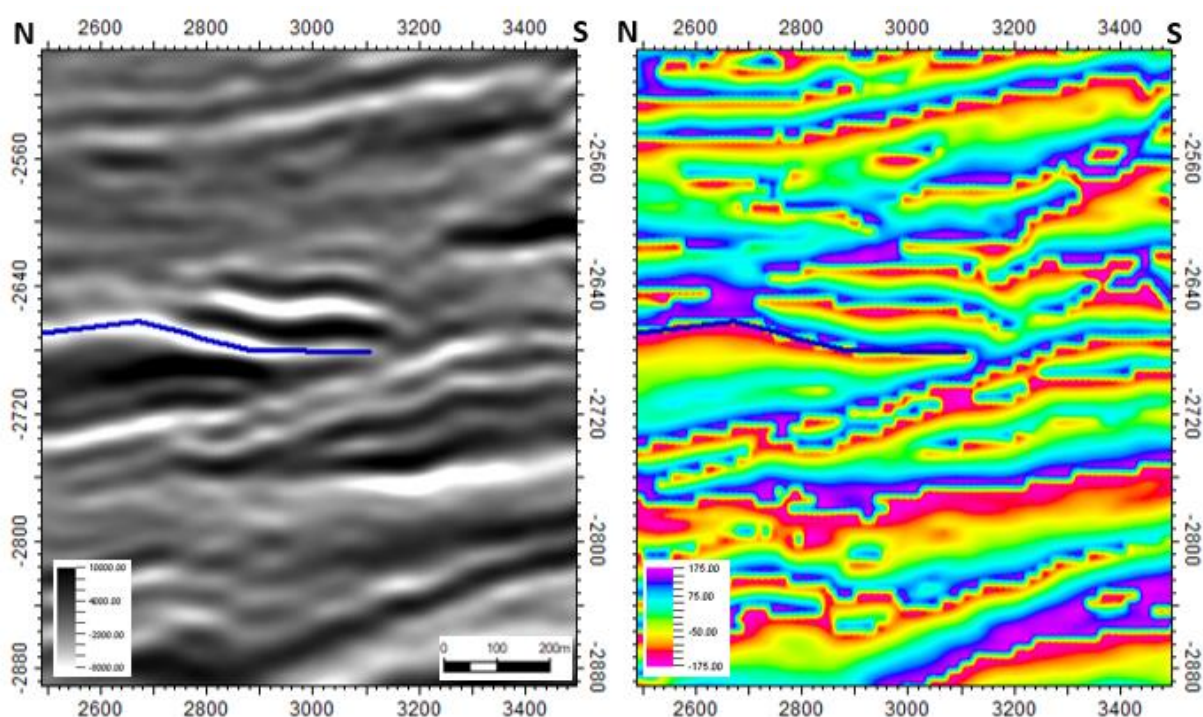


Figura 69: *Xline* 5233 com a sísmica original à esquerda e quando aplicado o atributo de fase instantânea à direita. O atributo contribui para evidenciar o contato *downlap* pela deposição do Arenito 2, em azul.

A Figura 70 mostra outro exemplo (Arenito 1), no qual o atributo de fase instantânea auxilia na tomada de decisão pela continuidade ou interrupção da interpretação do refletor. A visualização do atributo permite ter clareza acerca da terminação do refletor

que, na sísmica original, não estava evidente. Este tipo de análise só é possível pois o atributo calcula a fase instantânea de cada amostra, e, neste caso, deixa claro que a amostra à esquerda do horizonte mapeado possui uma fase diferente.

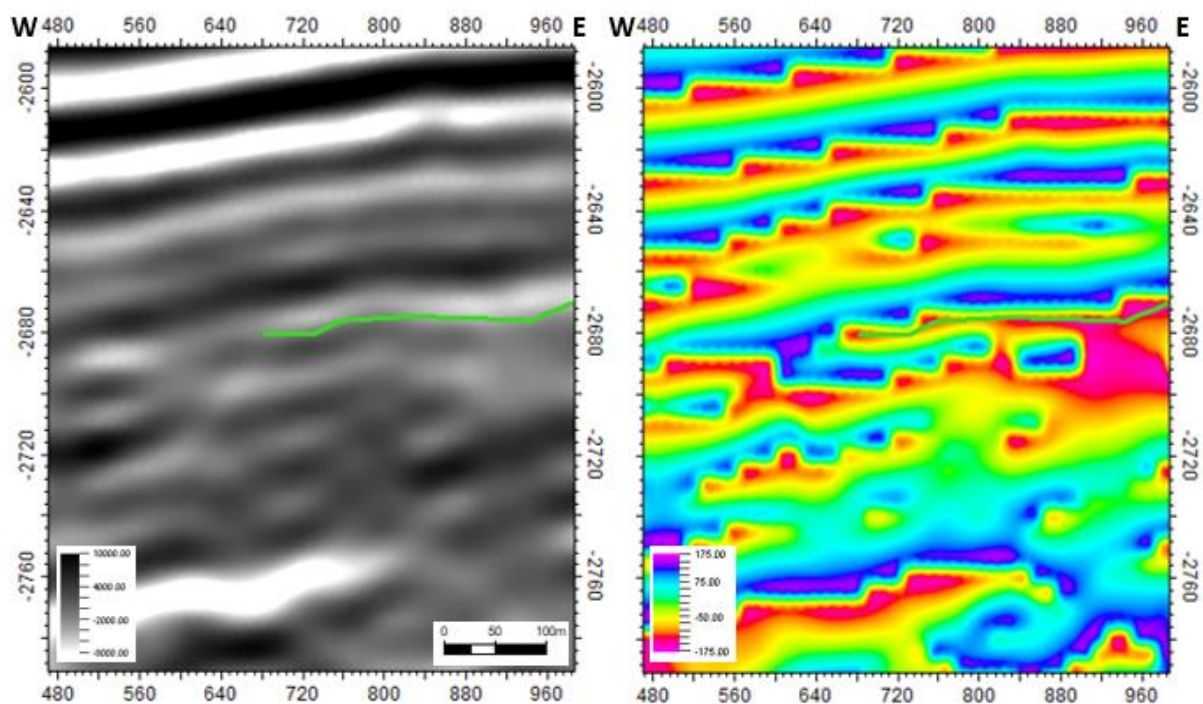
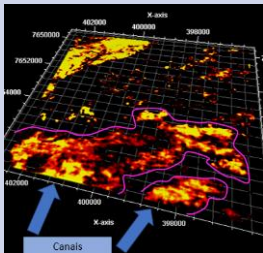
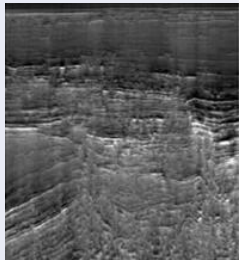
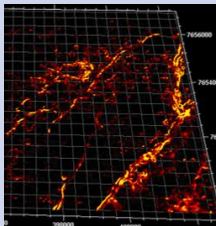
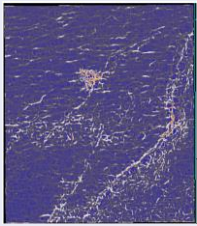
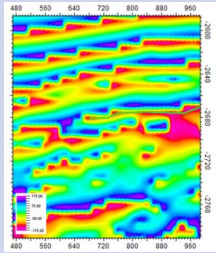


Figura 70: *Inline* 3316 com a sísmica original à esquerda e quando aplicado o atributo de fase instantânea à direita. O atributo contribui para o melhor entendimento da continuidade do reservatório Arenito 1, em verde.

A partir da metodologia proposta para o fluxo de trabalho, passando pelas etapas de calibração sísmica-poço, interpretação sísmica, estudo dos reservatórios identificados e aplicação dos atributos escolhidos, foi possível criar uma tabela com as informações mais relevantes sobre cada atributo sísmico, contendo seu objetivo, o cálculo envolvido e uma imagem, gerada pelo trabalho, exemplificando sua aplicação (Tabela 3).



Tabela 3: Resumo dos objetivos, cálculos e exemplos de aplicações dos atributos sísmicos utilizados no presente trabalho.

	Objetivo	Cálculo	Aplicação
RMS	Evidencia <i>bright spots</i> e anomalias de amplitude. Útil para destacar granulações grossas, efeitos relacionados à compactação e inconformidades.	Correspondente intervalar da amplitude instantânea (Barnes, 2016; Chopra & Marfurt, 2007). $x_{RMS}^2 = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x_n^2}$	
TecVA	Revela características de descontinuidades, como falhas e fraturas, geometria dos corpos e pacotes sedimentares que possuem propriedades similares.	Cálculo baseado no princípio da sismocamada elementar (Bulhões e Amorim, 2005) calculando a amplitude RMS e a rotacionando em 90° pela transformada de Hilbert.	
Coerência (método de variância)	Enfatiza eventos descontínuos, como falhas e fraturas medindo a similaridade entre os traços.	A variância mede a diferença de posição de uma amostra em torno do valor médio do dado. $\sigma^2 = \sum_{i=1}^l (x_i - \bar{x})^2$	
Curvatura	Identificação de falhas e fraturas através da variação dos valores de <i>dip</i> e azimute.	Cálculo baseado no círculo osculatório (Roberts, 2001). $K = \frac{\partial \omega}{\partial S} = \frac{2\pi}{2\pi R} = \frac{1}{R}$	
Fase Instantânea	Evidencia descontinuidades, <i>pinch-outs</i> , angularidades e contatos de deposição.	É uma medida angular da posição relativa em uma onda senoidal. $\Theta(t) = \tan^{-1}[f^*(t) / f(t)]$	

## 6- CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo principal avaliar a aplicação de atributos sísmicos em reservatórios turbidíticos na parte nordeste do Novo Campo de Jubarte, na Bacia de Campos. Para atingir este objetivo o fluxograma de trabalho se mostrou eficiente.

A partir das etapas de carregamento dos dados e calibração sísmica-poço, junto à análise dos gradientes de pressão, foi possível realizar o mapeamento das superfícies de interesse. Os resultados desta análise evidenciaram uma área altamente afetada pela tectônica do sal e com influência de falhas, desde o sal até o fundo do mar, que afetam a geometria e disposição dos turbiditos.

Quanto à aplicação dos atributos sísmicos, o TecVA se mostrou útil para estudos mais regionais, reforçando grandes falhas estruturais e discriminando pacotes sedimentares distintos. Por sua vez, o atributo RMS, utilizado em escala de semidetalhe, propiciou discriminar a geometria externa dos corpos turbidíticos de forma tridimensional.

Quanto aos atributos geométricos, foram utilizados a coerência (através do método de variância) e curvatura. Ambos se mostraram eficazes para a identificação de falhas e fraturas. Aplicando a técnica de opacidade, as grandes estruturas se tornaram visíveis em uma escala de cor adequada, confirmando as interpretações das estruturas na sísmica. Além disso, revelaram uma região anômala, antes não tão evidenciada, que representa a deposição de rocha intrusiva sobre a área de ocorrência dos turbiditos, alterando as respostas do traço sísmico.

Por fim, o atributo de fase instantânea ressaltou as discontinuidades e terminações dos refletores, auxiliando no entendimento da relação estratigráfica das camadas.

Em função do exposto, o fluxo de trabalho adotado possibilitou o melhor entendimento das particularidades de cada atributo sísmico, sendo imprescindível que essas ferramentas sejam acompanhadas da análise prévia da área a ser estudada.

Para trabalhos futuros, são sugeridos estudos mais aprofundados sobre a deposição e geometria dos corpos turbidíticos, utilizando uma maior área de cobertura sísmica. Com o fluxograma proposto é possível também utilizar os atributos sísmicos na identificação e estudo da influência das rochas ígneas sobre os reservatórios de óleo, presentes principalmente na Bacia de Santos.

## 7- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP (Brasil). *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro: Superintendência de Desenvolvimento da Produção, jun. 2020.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, dez. 2019.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, fev. 2019.

\_\_\_\_\_. *Jubarte (Parque das Baleias)*, 2016. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Jubarte.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Jubarte.pdf)>. Acesso em: 25 mar. 2020.

\_\_\_\_\_. *Bacia de Campos: Sumário Geológico e Setores em Oferta*. Rio de Janeiro: Superintendência de Definição de Blocos, 2017.

AGÊNCIA PETROBRAS. *Bacia de Campos, uma bacia de Futuro*. mai. 2018. Disponível em: <[http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=980219](http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980219)>. Acesso em: 03 nov. 2019.

ALVES, A. R. *Modelagem de propriedades de reservatórios turbidíticos eocênicos do Parque das Baleias, Bacia de Campos*. Niterói, 2020. 99 f. Dissertação (Mestrado em Geofísica) – Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

BARBASSA, A. G. *Descoberta de grandes volumes de óleo leve no pré-sal do Espírito Santo*. Petrobras: Fatos Relevantes. Rio de Janeiro, nov. 2008.

BARNES, A. (2001). *Seismic attributes in your facies*. *CSEG Recorder*, 41-47.

\_\_\_\_\_. (2016). *Handbook of Poststack Seismic Attributes*. (a. Barnes, Ed.) Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.

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.

CHAMBRIARD, M. *Potencial Petrolífero da Bacia de Campos*. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2009.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. A. (1992). *Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift System: An Overview*. *Tectonophysics*, 213 (1-2): 97- 138.

CHEN, Q., and S. SIDNEY. Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring: *The Leading Edge*, 16, 445–456, 1997.

CHOPRA, S., MARFURT, K. J. *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. Society of Exploration Geophysicists, 2007.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. *Seismic Attributes — A Historical Perspective*. *Geophysics*, Vol. 70, no. 5 (September-October 2005); Pag. 13SO, 2005.

\_\_\_\_\_. *Seismic attributes: a historical perspective*. *Geophysics*, v. 70, n. 5, 2005.

D'ÁVILA, R., & PAIM, P. (2003). *Mecanismos de transporte e deposição em turbiditos*. Em R. d'Ávila, P. Paim, & R. P.S.G.Paim, U.F.Faccini (Ed.), *Geometria, arquitetura e 156 heterogeneidades de corpos sedimentares - Estudo de Casos* (1 ed., pp. 93-121). São Leopoldo: Editora Unisino.

DIAS, J.L. (2005). *Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira*. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 13: 7-25.

JAHN, Frank; COOK, Mark; GRAHAM, Mark. *Hydrocarbon exploration and production*. 2. ed. United Kingdom: Elsevier, 2008. (Coleção *Developments in petroleum science*; v 55).

GERHARDT, A. *Aspectos da Visualização Volumétrica de Dados Sísmicos*. Dissertação de Mestrado. Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 1998.

GUARDADO, L. R., A. R. SPADINI, J. S. L. BRANDÃO, and MELLO, M. R. (2000). *Petroleum System of the Campos Basin*. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (Eds.). *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*, p. 317–324 (AAPG Memoir 73).

MCKENZIE, R. P. (1978). Some Remarks on the Development of Sedimentary Basins. *Earth and Planetary Science Letters*, 40: 25-32.

MELLO, M. R. & Maxwell, J. R. (1990). *Organic Geochemical and Biological Marker Characterization of Source Rocks and Oils derived from Lacustrine Environments in the Brazilian Continental Margin*. AAPG Memoir 50, 77-97.

MORAES, M. A. S., Blaskovisc, P. R., Paraizo, P. L. B. , 2006. *Arquitetura de reservatórios de águas profundas*. *Boletim de Geociências Petrobras* v.14, n.1, p.725, 2006.

MORAIS, J. M. (2013). *Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. (p. 234).

MUTTI, E. (1992). *Turbidite Sandstones*. Agip, Istituto di geologia, Università di Parma, Milano, 275f.

\_\_\_\_\_. (1985). *Turbidite systems and their relations to depositional sequences*. In: Zuffa, G.G. (ed.) *Provenance of Arenites*. NATO-ASI Series. Reidel Publishing Company, Dordrecht, 65–93.

\_\_\_\_\_, & NORMARK, W. (1987). Comparing Examples of Modern and Ancient Turbidite Systems: Problems and Concepts. Em E. Mutti, & W. Normark, *Marine Clastic Sedimentology* (pp. 1-38). Springer Netherlands.

NORMARK, W. R., POSAMENTIER, H. and MUTTI, E. (1993). *Turbidite systems: state of the art and future directions*. Review of Geophysics, 31 (2), 91-116.

OLIVEIRA, L. R. S. *Determinação dos Sentidos de Fluxos Gravitacionais Através das Estruturas Sedimentares Associadas (Formação Taquipe, Praia do Inema, Bahia, Brasil)*. Salvador, 2013. 119 f. Monografia (Bacharel em Geologia) – Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2013.

PEREIRA, L. A. Seismic Attributes In Hydrocarbon Reservoirs Characterization. Dissertação de Mestrado. Universidade de Aveiro, p. 1, 2009.

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA. *Atributos de Falhas*. Disponível em: <[https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/11889/11889\\_3.PDF](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/11889/11889_3.PDF)> Acesso em: 16 nov. 2019.

ROYDEN, L., KEEN, C. E. (1980). *Rifting Processes and Thermal Evolution of the Continental Margin of Eastern Canada Determined from Subsidence Curves*. Earth & Planetary Science Letters, 51: 343-361.

SIMM, R., BACON, M. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. New York: Cambridge University Press, 2014.

TANER, M. (2001). *SEISMIC ATTRIBUTES*.

\_\_\_\_\_. KOEHLER, F., & Sheriff, R. (1979). *Complex seismic trace analysis*. *GEOPHYSICS*, 44(6), 1041-1063.

\_\_\_\_\_. SCHUELKE, J. S., O'DOHERTY, R., BAYSAL, E. (1994). Seismic attributes revisited. SEG Technical Program Expanded Abstracts.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP. *Caracterização Geológica da Distribuição de Reservatórios Carbonáticos Albianos, Sudoeste de Campos (Brasil)*. São Paulo: UNESP, Geociências, v.37, n.2, p. 279-298, 2018.

\_\_\_\_\_. *Interpretação e Mapeamento dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos*. São Paulo: ANP, UNESP, LEBAC, 2006.

WAISMAN, G. Tectônica de Sal da Bacia de Campos. In: MOHRIAK, W., SZATMARI, P. & ANJOS, S.M.C (Eds) *Sal: Geologia e Tectônica*. Editora Beca, São Paulo, 314-339. 2008.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J., FRANÇA, A. B. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15 (2): 511-529. 2007.