UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SETOR DE CIÊNCIAS DA TERRA
CURSO DE GEOLOGIA

LETÍCIA BETEZEK MONTEIRO

GEOMORFOLOGIA SÍSMICA DE DEPÓSITOS DE ÁGUAS PROFUNDAS DO EOCENO NO NORTE DA BACIA DE SANTOS

CURITIBA
2018

LETÍCIA BETEZEK MONTEIRO

GEOMORFOLOGIA SÍSMICA DE DEPÓSITOS DE ÁGUAS PROFUNDAS DO EOCENO NO NORTE DA BACIA DE SANTOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Geologia da Universidade Federal do Paraná como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientador(a): Prof.Dr: Fernando Farias Vesely

CURITIBA

2018

Aos meus pais e ao meu irmão por sempre apoiarem minhas decisões. Mesmo que meus sonhos me levem para longe, vocês sempre serão meu porto seguro e, acreditem, todos precisamos de um.

AGRADECIMENTOS

Ao meu amor, por ter estado ao meu lado nessa árdua caminhada, por ter tido paciência e perdoado ausências, sempre me incentivando e me apoiando em todos os momentos. Você é poesia na minha vida.

Viver pode ser pequeno
Ou pode ser gigante
Viver pode ser alcançar o céu
Ou pode ter os pés no chão
Viver é lindo
É triste e cruel,
Mas lindo.
A vida é um poema
Pois toda folha em branco
Pode ser poema
Aos olhos de um sonhador.

RESUMO

Os primeiros estudos feitos na Bacia de Santos, que é a maior bacia *offshore* brasileira, aconteceram na década de 70 e, nesse período, já mostravam grande perspectiva econômica em sua exploração. Atualmente, já existem predições de que seus depósitos de águas profundas (pré-sal e pós-sal) possuem potencial exploratório para torná-la a maior reserva de hidrocarbonetos brasileira. Embora muitos estudos estejam sendo desenvolvidos nessa área, os depósitos de águas profundas ainda são considerados grandes desafios exploracionais, pela profundidade em que se encontram e pelas variações composicional e de conectividade de canais que apresentam – nesse caso, a sísmica 3D tem sido uma grande ferramenta aliada da indústria do petróleo. Dois horizontes sísmicos situados no norte da Bacia de Santos foram mapeados tridimensionalmente por meio do *software OpendTect* e observou-se, em cada um deles, depósitos de naturezas distintas, situados nas porções do sopé e da bacia profunda. O depósito do horizonte superior foi interpretado como tendo sido oriundo de um movimento gravitacional de massa, classificado como *slump*. O depósito do horizonte inferior, por sua vez, foi entendido como tipicamente turbidítico, com o desenvolvimento de uma rede de canais, lobos e incisões características - esse horizonte aparenta, ainda, ter tido sua sedimentação influenciada por um DTM mais antigo, responsável por ter criado um paleorrelevo local. A expressão sísmica destas sismofácies mostra-se caótica em seção *inline,* no caso dos DTMs e como um pico de amplitude positiva, no caso dos turbiditos. A partir da aplicação de mapas de atributos, pode-se fazer uma análise detalhada da geomorfologia dos horizontes, além de inferências indiretas sobre a possível composição dos depósitos, dessa forma, os DTMs foram interpretados como essencialmente argilosos e os turbidíticos, como arenosos. Tridimensionalmente, o depósito do horizonte superior apresenta-se contorcido, com dobras decamétricas e rompimento de camadas, além de uma imbricação de blocos alóctones de até 30 metros de dimensão lateral com caimento para NW quando vistos em seção *inline*, enquanto o depósito do horizonte inferior evidencia a geometria de um lobo confinado (*ponding*) pelo paleorrelevo local. Interpreta-se que ambas as sismofácies (DTMs e turbiditos) foram geradas em contexto de regressão forçada, com o rebaixamento constante do nível do mar, em que o *input* de sedimentos na bacia foi intenso e oriundo, principalmente, de barreiras litorâneas e/ou barras de *offshore* situadas na plataforma. No quesito exploracional, ambos foram interpretados como possíveis elementos do sistema petrolífero, sendo os DTMs, essencialmente argilosos, possíveis selos e os turbiditos confinados, essencialmente arenosos, possíveis reservatórios.

Palavras chave: Interpretação Sísmica 3D; Geomorfologia Sísmica; Depósitos de Águas Profundas; OpendTect.

ABSTRACT

The first studies done in the Santos Basin, which is the largest Brazilian offshore basin, happened in the 70's and, in that period, already showed great economic perspective in its exploration. Currently, there are already predictions that its deepwater deposits (pre-salt and post-salt) have exploratory potential to make it the largest Brazilian hydrocarbon reserve. Although many studies are being developed in this area, deepwater deposits are still considered major exploration challenges, due to the depth they are located in and the compositional and connectivity variations of channels it has - in this case, 3D seismic has been a great tool allied to the oil industry. Two seismic horizons located in the north of the Santos Basin were mapped three-dimensionally using the OpendTect software, and in each of them, distinct natures deposits located in the portions of the foothill and deep basin were observed. The deposit of the upper horizon was interpreted as having originated from a mass gravitational movement, classified as slump. The deposit of the lower horizon, in turn, was understood as a typically turbidite deposit, with the development of a network of channels, lobes and characteristic incisions of the plataform - this horizon also appears to have had its sedimentation influenced by an older MTD, responsible for having created a local paleorelief. The seismic expression of these seismic facies is chaotic in inline section, in the case of MTDs and is a peak of positive amplitude, in the case of turbidites. From the application of attribute maps, a detailed analysis of the geomorphology of the horizons could be made, as well as indirect inferences about the possible composition of the deposits, in this way, the MTDs were interpreted as essentially clayey and the turbidytic depostis, such as sandy. Three-dimensionally, the upper horizon deposit is contorted, with decametric folds and strata rupture and it also has allochthonous blocks up to 30 meters of lateral dimension overlapped with NW dip when viewed in inline section, while the lower horizon deposit shows the geometry of a confined lobe, ponding by the local paleorelief. It is interpreted that both seismic facies (MTDs and turbidites) were generated in a context of forced regression, with constant lowering of the sea level, where the input of sediment in the basin was intense and originated mainly from coastal bars and / or offshore bars located on the platform. As an exploratory potential, both were interpreted as possible elements of the petroleum system, being the MTDs, essentially clayey, possible seals and the confined turbidites, essentially sandy, possible reservoirs.

Keywords: 3D seismic interpretation; Seismic Geomorphology; Deepwater deposits; OpendTect.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Carta estratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: Moreira et al. (2007). 16
Figura 2: Comparações entre características de depósitos gerados por fluxos gravitacionais de massa e por fluxos gravitacionais de sedimentos. Fonte: D' Ávila et al. (2008) modificado de Shanmugam & Moiola (1994). 18
Figura 3: Padrão deposicional para corrente de turbidez de alta eficiência. Fonte: D'Ávila et al. (2009) modificado de Mutti et al. (1999). 19
Figura 4: Interface do programa OpendTect versão 6.2.0. apresentando as configurações de traçado de horizontes sísmicos para a opção de seleção automática. 27
Figura 5: Esquema apresentando os três tipos de cortes do volume sísmico, quais sejam: *inline*, *crossline* e *z-slice.* 28
Figura 6: Método utilizado para gerar a malha tridimensional de dados. Deve-se ater à delimitação do horizonte sísmico em todas as *inlines* e *crosslines* do volume sísmico, de acordo com o espaçamento utilizado. Na figura da esquerda, observa-se o traçado sendo feito nas seções *inline*. Na figura da direita já se observa o produto final dessa fase: o horizonte traçado nas *inlines* e *crosslines*. 28
Figura 7: Interface do programa OpendTect versão 6.2.0. apresentando as configurações utilizadas para a gridagem da malha tridimensional de dados. Optou-se pelo método de gridagem ''*Continuous Curvature"*. 29
Figura 8: Resultado da malha tridimensional de dados. Na figura da esquerda pode-se observar os dois horizontes sísmicos estudados neste trabalho, apresentados em seção *inline*. Na figura da direita, observa-se a malha tridimensional de dados gerada para a criação do modelo 3D.....29
Figura 9: Localização do bloco sísmico de estudo na porção *offshore* da Bacia de Santos. Detalhe para a sua localização com relação ao levantamento sísmico BS500. 31
Figura 10: Seção *inline* (4254) mostrando uma visão geral do volume sísmico estudado, ilustrando as relações estratigráficas identificadas e os horizontes mapeados.....32
Figura 11: Seção *inline* (4254) com destaque para o que foi denominado de padrão progradacional descendente neste trabalho. As setas em vermelho ilustram as terminações em *onlap* com trajetória descendente das clinoformas, umas sobre as outras. 33

Figura 12: Apresentação dos dois horizontes sísmicos em *inline* e do modelo tridimensional gerado pela gridagem dos dados. 34
Figura 13: Seção *inline* (4254) ilustrando os componentes do horizonte superior. Observa-se uma ruptura de alto ângulo da plataforma, com a deposição, na porção distal (sopé e bacia profunda), de uma sismofácies com padrão de refletores caótico. 35
Figura 14: A e C) Visão geral das características do horizonte superior. B) Detalhe para a porção de maior espessura do depósito, a qual se encontra, coincidentemente, na direção da parte mais erodida da plataforma (mais a leste). D) Evidencia-se as lineações que os blocos alóctones geram em mapa. Atenta-se para a tentativa de representação do sentido de caimento desses blocos para NW. E e F) Corte *z-slice* (2112) do volume sísmico ilustrando os blocos alóctones vistos em mapa como picos de amplitude negativa. 36
Figura 15: Seção AB do depósito, ilustrando como as lineações geradas pelos blocos alóctones se apresentam em perfil. A construção dessa seção baseou-se nas *inlines*, *z-slices e* no modelo tridimensional gerado para o horizonte. 37
Figura 16: A) Horizonte superior visto em mapa, com o mapa de atributo *Energy* aplicado sobre ele. Atenta-se para as concentrações arenosas na plataforma (indicadas pela cor vermelha). B) Horizonte superior visto em mapa, com o mapa de atributo *Instantaneous* aplicado sobre ele. Detalhe para as concentrações arenosas na plataforma (indicadas pela cor amarela, contraste de impedância negativa) e para o depósito homogêneo, interpretado como essencialmente argiloso (indicado pela cor azul, contraste de impedância positiva). C) Horizonte superior visto em mapa, com interpretações acerca das suas características geológicas. 38
Figura 17: Horizonte superior ilustrado com interpretações feitas de acordo com as sismofácies observadas. Atenta-se para quatro características principais: cicatriz de escorregamento, borda da plataforma mais erodida a leste, barreiras litorâneas e/ou barras de *offshore* na plataforma e maior espessura do depósito a leste. 40
Figura 18: Seção *inline* (4254) ilustrando os componentes do horizonte basal. Observa-se fortes incisões da plataforma, uma sismofácies (depósito 1) que se mostra como um pico branco de amplitude, confinada por outra sismofácies com padrão de refletores caótico (depósito 2) 42
Figura 19: Seção *inline* (4282) ilustrando um exemplo típico de como o paleorrelevo gerado pelo DTM mais antigo influencia a deposição do horizonte mais recente.

Percebe-se que a presença do bloco remanescente é a razão para que o depósito tenha sido confinado. 42
Figura 20: B) Horizonte basal visto tridimensionalmente com o atributo *Similarity* aplicado sobre ele. A) Observa-se algumas feições características desse horizonte, p.ex. cânions submarinos, deposição na forma de lobos, padrão dendrítico de canais e blocos alóctones residuais do DTM mais antigo.....43
Figura 21: Horizonte inferior visto em mapa com o atributo *Spectral Decomposition* aplicado sobre ele. Ilustra-se como os leques submarinos contornam as paleoprotuberâncias (linha tracejada na cor branca) ocasionadas pelos blocos alóctones ou remanescentes do DTM sotoposto ao horizonte. Apresenta-se, ainda, uma proposta do sentido do fluxo de norte para sul.....44
Figura 22: Horizonte inferior visto em mapa, com atributo *Similarit*y aplicado sobre ele. Destaca-se algumas características geológicas como p.ex.: porção mais erodida da plataforma a leste, blocos residuais do DTM inferior também concentrados a leste e leques submarinos. Esse atributo foi essencial para visualizar os canais, os lobos dos leques submarinos e os cânions presentes na plataforma.....45
Figura 23: Horizonte inferior, com visualização em mapa, com o atributo *Spectral Decomposition* aplicado sobre ele. Atenta-se para algumas características geológicas: padrão tributário dos canais e acumulações arenosas na forma de lobos no sopé e na bacia profunda.....46
Figura 24: Horizonte basal, sob diferentes perspectivas. A) Horizonte basal com o atributo *Energy* aplicado sobre ele. Atenta-se para as porções em vermelho, interpretadas como composições arenosas. Detalhe para o lobo mais a leste (concentração avermelhada intensa), que se destaca perante ao resto do horizonte. B) Horizonte basal com o atributo *Instantaneous* aplicado sobre ele. A partir desse atributo, fez-se a inferência composicional essencialmente argilosa para os estratos que compõem o horizonte (impedância positiva), com poucas contribuições arenosas. 47
Figura 25: Horizonte inferior ilustrado com interpretações feitas de acordo com as sismofácies observadas. Atenta-se para seis características principais: cânions submarinos, barreiras litorâneas e/ou barras de *offshore* na plataforma, leques submarinos, depósitos na forma de lobos contornando paleoprotuberâncias, preenchimento da cabeceira dos canais com material arenoso e blocos alóctones do DTM mais antigo. 49

LISTA DE TABELA

Tabela 1: À direita, interface do programa OpendTect versão 6.2.0. apresentando as configurações utilizadas para a criação dos atributos sísmicos *Instantaneous*, *Similarity*, *Energy* e *Spectral Decomposition.* À esquerda, são detalhadas as principais aplicações destes atributos para a indústria do petróleo.....30

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 12
1.1 JUSTIFICATIVA 13
1.2 OBJETIVOS 14
1.2.1 Objetivos específicos 14
2 ESTADO DA ARTE 15
2.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DA ÁREA 15
2.1.2 Intervalo Eoceno 17
2.2 DEPÓSITOS DE ÁGUAS PROFUNDAS 17
2.3 MÉTODO DA SÍSMICA DE REFLEXÃO: AQUISIÇÃO E PROCESSAMENTO 20
2.3.1 Aquisição 20
2.3.2 Processamento 21
2.4 MÉTODO DA SÍSMICA DE REFLEXÃO: INTERPRETAÇÃO 22
2.4.1 Mapeamento de horizontes sísmicos 22
2.4.2 Atributos sísmicos 22
2.4.2.1 Coerência 23
2.4.2.2 Amplitude 23
2.5 GEOMORFOLOGIA SÍSMICA 24
3 MATERIAIS E MÉTODOS 25
3.1 COMPILAÇÃO BIBLIOGRÁFICA 25
3.2 AQUISIÇÃO DOS DADOS 26
3.3 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS DADOS 26
3.3.1 Mapeamento de horizontes e criação da malha 3D 27
3.3.2 Geração de atributos sísmicos 3D 29
4 DESCRIÇÃO E INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS 31
4.1 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO 31
4.2 RELAÇÕES ESTRATIGRÁFICAS 31
4.3 GEOMORFOLOGIA E COMPOSIÇÃO DOS HORIZONTES SÍSMICOS 34
4.2.1 Horizonte superior 34
4.2.2 Horizonte basal 41
5 IMPLICAÇÕES EXPLORATÓRIAS 50
6 CONCLUSÕES 51
REFERÊNCIAS 53

1 INTRODUÇÃO

É evidente a relevância dos depósitos de águas profundas no que tange à exploração petrolífera do mundo todo. Historicamente, a Bacia de Campos foi a oficina da tecnologia de exploração em grandes profundidades, tendo ocorrido no campo de Roncador, em 1999, a primeira produção em águas ultraprofundas do mundo. Nessa década, o avanço da exploração para maiores cotas batimétricas configurou um cenário global favorável ao desenvolvimento de novas tecnologias de perfuração, as quais viriam a impulsionar a indústria do petróleo de maneira nunca vista antes.

O contexto mundial de exploração de óleo e gás é a maior prova da importância de reservatórios de águas profundas para a indústria do petróleo: os deltas do Congo e Níger, juntamente com as costas leste brasileira, oeste africana e Golfo do México intitulam a região de ‘’Triângulo Dourado das Águas Profundas’’, devido à grande economicidade de seus depósitos; novas descobertas em profundidade como Zohr, no mar Mediterrâneo do Egito; mar de Barents, na Noruega; Bacia de Krishna-Godavari, na Índia e Bacia de Rovuma, na África Oriental, constituem atuais holofotes de investimentos e de perspectivas de exploração, ressaltando ainda mais a participação da sedimentação em águas profundas na fomentação da economia global.

Entendem-se como depósitos de águas profundas, registros sedimentares situados nos taludes e sopés oceânicos, em lâminas d’água entre 600 m e 2.000 m (Milani et al., 2001). Devido às grandes profundidades a serem atingidas na exploração e aos custos exorbitantes envolvidos para tanto, hoje, um dos maiores investimentos nesse setor resulta em pesquisas sobre o contexto de sedimentação, geometria deposicional e os arcabouços estratigráfico e estrutural desses depósitos, sendo a sísmica 3D, além de objeto deste trabalho, grande aliada desse setor.

1.1 JUSTIFICATIVA

O Brasil detém de um potencial petrolífero promissor em suas bacias marginais, tendo destaque para as bacias mais produtoras do país – Campos e Santos. Os primeiros investimentos na Bacia de Santos, que é, além da maior bacia *offshore* do país, objeto de estudo deste trabalho, aconteceram na década de 70 e, hoje, com o constante desenvolvimento tecnológico, já existem predições de que os depósitos de águas profundas (pré-sal e pós-sal) dessa bacia têm potencial exploratório para torná-la a maior reserva de hidrocarbonetos brasileira.

Antes da descoberta do pré-sal, em 2006, os depósitos turbidíticos de águas profundas eram categorizados como os *plays* mais importantes, não só da Bacia de Santos e de Campos, mas de todo o país (Silva & Borghi, 2013). Embora essa relevância tenha mudado com esse descobrimento, estes depósitos ainda estão entre os maiores alvos exploratórios a serem buscados no mundo. Recentemente, os depósitos de transporte de massa (DTMs) também têm sido objeto de estudos para melhor compreensão e caracterização do arcabouço estratigráfico e das geometrias de deposição, devido a sua participação nos sistemas petrolíferos de água profunda, além da forte associação com os depósitos turbidíticos (Moscardelli & Wood, 2008; Berton, 2015).

O intervalo Eoceno da Bacia de Santos a ser estudado pode ser considerado a materialização de um período em que houve expressiva descida do nível do mar, com a presença de depósitos de queda e de mar baixo, com sedimentação de depósitos turbidíticos, de transporte de massa (DTMs) e de leques deltaicos (Moreira e Carminatti, 2004; Assine et al., 2008; Berton e Vesely, 2016). Esse intervalo, visto em sísmica de reflexão 3D, possui abundância de feições de escorregamento no talude oceânico, depósitos caóticos e refletores de alta amplitude de provável origem turbidítica, por esse motivo foi escolhido para o desenvolvimento deste trabalho.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é um estudo mais detalhado dos sistemas deposicionais de água profunda do intervalo Eoceno da Bacia de Santos por meio da sísmica de reflexão 3D. Vale ressaltar que, embora o detalhamento desse intervalo da bacia já tenha sido objeto de estudo de Berton (2015), não foram feitas, nesse estudo, maiores alusões à sísmica 3D – tratando-se somente dos dados em duas dimensões.

1.2.1 Objetivos específicos

(i) Entender a evolução estratigráfica da área de interesse por meio da sismoestratigrafia;

(ii) Caracterizar elementos geomorfológicos de dois horizontes presentes neste intervalo;

(iii) Avaliar as implicações dos resultados obtidos para a o sistema petrolífero.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DA ÁREA

A Bacia de Santos está situada na região sudeste do Brasil e abrange os litorais dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Esta bacia possui uma área até a cota batimétrica de 3.000 m de aproximadamente 350.000 km², encontra-se limitada a norte com a Bacia de Campos por meio do alto de Cabo Frio, a sul com a Bacia de Pelotas pelo alto de Florianópolis (Moreira et al. 2007), a oeste pelos cinturões do Maciço Carioca e a leste pelo sopé do Platô de São Paulo (Macedo, 1989). Considerada a mais ampla bacia de sal do Atlântico Sul (Davison, 2007), destaca-se por possuir grandes reservatórios de hidrocarbonetos acima e abaixo da camada de sal (Contreras, 2010).

Sua história deposicional se iniciou na passagem do Hauteriviano para o Barremiano (Eocretáceo) e esteve associada à ruptura do supercontinente Gondwana. Três fases principais marcaram o desenvolvimento da bacia, nas quais esta passou a ser classificada, primeiramente, como bacia rifte, posteriormente como bacia pós-rifte e, finalmente, como bacia de margem passiva (Figura 1).

A fase rifte é marcada por vulcanismo básico e consistiu na deposição de espessas sequências siliciclásticas oriundas de leques aluviais e sedimentos depositados em ambiente lacustre e fluvial (Mohriak & Magalhães, 1993), além de calcirruditos intercalados com folhelhos escuros (Moreira et al., 2007). A fase pós-rifte foi marcada por restritas incursões do mar, configurando um ambiente tipo Golfo, em que houve o desenvolvimento de sequências carbonáticas e, sobretudo, densos pacotes evaporíticos do Albiano. Finalmente, a fase de margem passiva – classificação que perdura até hoje -, foi marcada pela invasão do mar, que propiciou condições de ambiente marinho aberto no Albiano Inferior, com a deposição de sequências com tendência transgressivas, as quais passam a registrar um padrão regressivo a partir do final do Turoniano, devido ao soerguimento da Serra do Mar (Moreira et al., 2007).

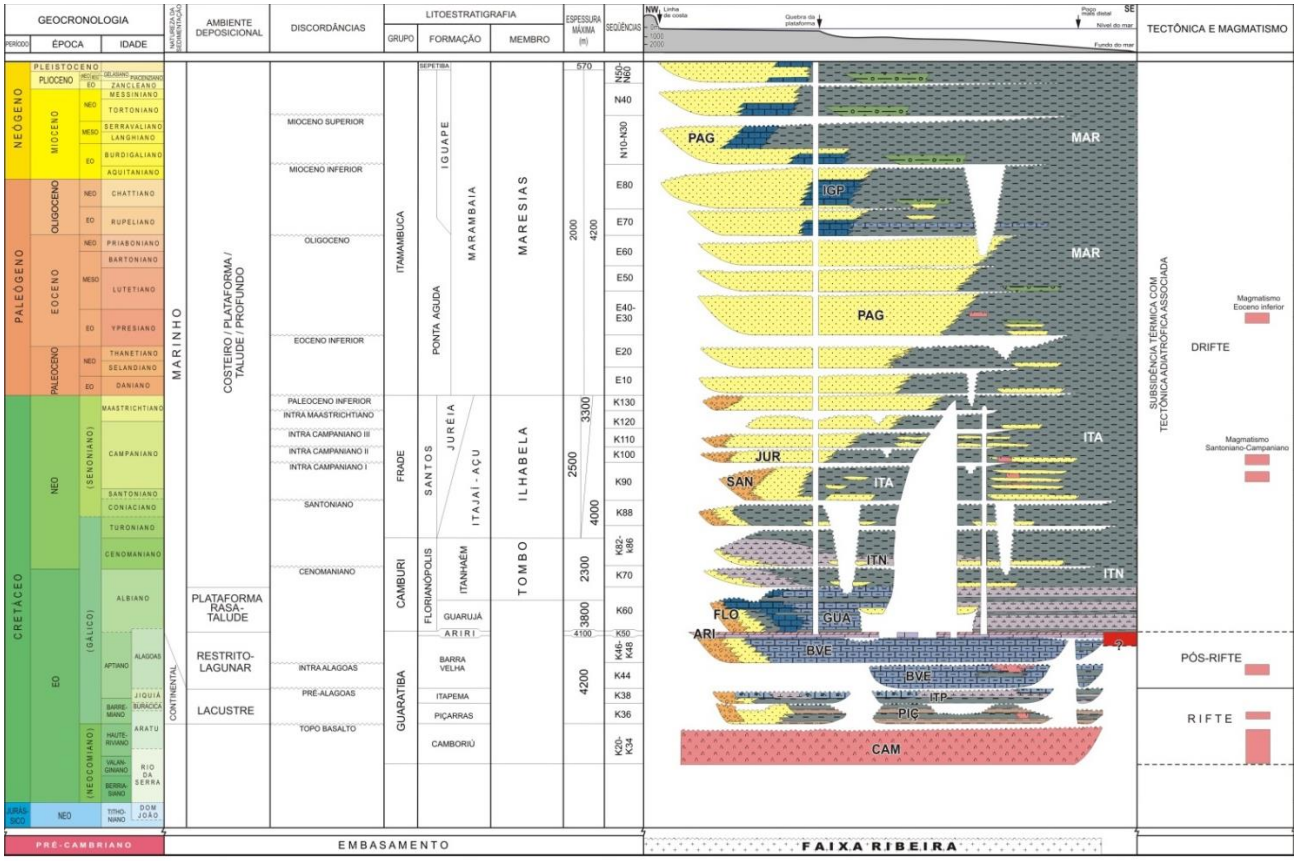


Figura 1: Carta estratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: Moreira et al. (2007).

A erosão da Serra do Mar gerou um aumento do suprimento sedimentar na bacia (Moreira et al., 2007), o qual persistiu até o Eoceno (Mohriak & Magalhães, 1993). O suprimento sedimentar que alimentou a bacia nesse período também proveio da nova disposição das drenagens do rio Paraíba do Sul, principalmente no norte da bacia (Modica & Brush, 2004 apud Berton 2015)). Para Zalán & Oliveira (2005), o Eoceno do norte da Bacia de Santos consiste em um pico de descarga sedimentar na bacia ocasionado pelo chamado período de estufa do Eoceno, que aumentou a pluviosidade da área fonte.

Como um conjunto dessas três fases deposicionais, formaram-se dentro da bacia diversos sistemas petrolíferos de grande interesse econômico, os quais possuem como rochas geradoras folhelhos lacustres e marinhos (Moreira et al., 2007) e como rochas reservatório arenitos turbidíticos e costeiros e calcarenitos oolíticos (Chang et al., 2008).

2.1.2 Intervalo Eoceno

Segundo Assine et al. (2008), o limite inferior do Eoceno é caracterizado pela discordância regional H8, que retrata uma importante queda do nível de base na bacia. Para esses autores, a discordância muitas vezes não pode ser identificada e confunde-se com a discordância H7.1, do topo do Cretáceo, devido à forte erosão provocada pela regressão forçada, que apaga o registro paleocênico.

O Eoceno inferior é marcado por tratos de nível baixo, com expressiva sedimentação por fluxo de gravidade: turbiditos e leques de assoalho. Os intervalos do Eoceno médio e superior são caracterizados por clinoformas de progradações deltaicas (Moreira et al., 2001 apud Assine et al. 2008), compondo ciclos menores de transgressões e regressões.

No Eoceno superior percebe-se uma tendência mais transgressiva, claramente visível em sísmica. O limite é a discordância H8.1 interpretada como uma superfície transgressiva sobrepondo as seções deltaicas eocênicas (Assine et al., 2008).

Entre estas duas discordâncias (H8/H7.1 e H8.1) que delimitam o Eoceno da Bacia de Santos, há a materialização de um período em que houve expressiva descida do nível do mar, com a presença de depósitos de queda e de mar baixo, com sedimentação grossa de depósitos de leques deltaicos e de transporte de massa (DMTs) e depósitos turbidíticos (Moreira e Carminatti, 2004; Assine et al., 2008; Berton e Vesely, 2016).

2.2 DEPÓSITOS DE ÁGUAS PROFUNDAS

Segundo D’Ávila et al. (2008), a sedimentação em águas profundas ocorre sob uma série de processos, como fluxos gravitacionais de sedimentos, fluxos gravitacionais de massa (Figura 2) e correntes de fundo.

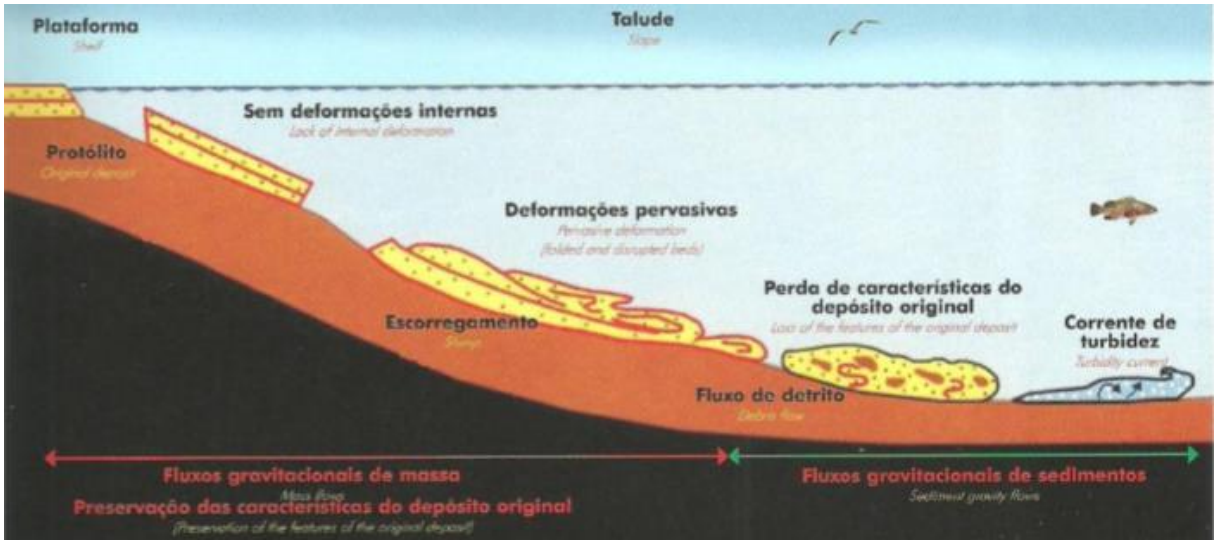


Figura 2: Comparações entre características de depósitos gerados por fluxos gravitacionais de massa e por fluxos gravitacionais de sedimentos. Fonte: D' Ávila et al. (2008) modificado de Shanmugam & Moiola (1994).

Fluxos Gravitacionais de Sedimentos

Para D'Ávila et al. (2008), os fluxos gravitacionais de sedimentos podem ser divididos em quatro grupos, a saber: fluxos de detritos, fluxos de grãos, correntes de turbidez e fluxos fluidizados. Esses quatro grupos possuem particularidades, das quais, ainda segundo os autores, podem ser citadas:

O fluxo de detritos é identificado por não desenvolver estruturas trativas, devido à alta viscosidade. Nele, depositam-se por congelamento coesivo, depósitos mal selecionados, na maioria das vezes maciços, com matriz fina, podendo ser arenosa a lamosa, que sustenta clastos de tamanhos variados. Alguns fluxos, na porção distal, são mais bem selecionados, com clastos de tamanho menor, devido ao afastamento da fonte sedimentar (D'Ávila et al., 2008).

O fluxo de grãos pode estar associado às correntes de turbidez de alta densidade, em que os sedimentos são mantidos em suspensão pela própria colisão entre os grãos (pressão dispersiva) (D'Ávila et al., 2008).

Ainda segundo os mesmos autores, as correntes de turbidez são um fluxo gravitacional bipartido com camada basal granular que flui devido à sobrepressao de poros e condições intersticiais e camada superior mais diluída e turbulenta, que

retrabalha o substrato (Figura 3). O desencadeamento das correntes de turbidez pode ser associado a tempestades, eventos catastróficos de curta duração ou grandes cheias fluviais.

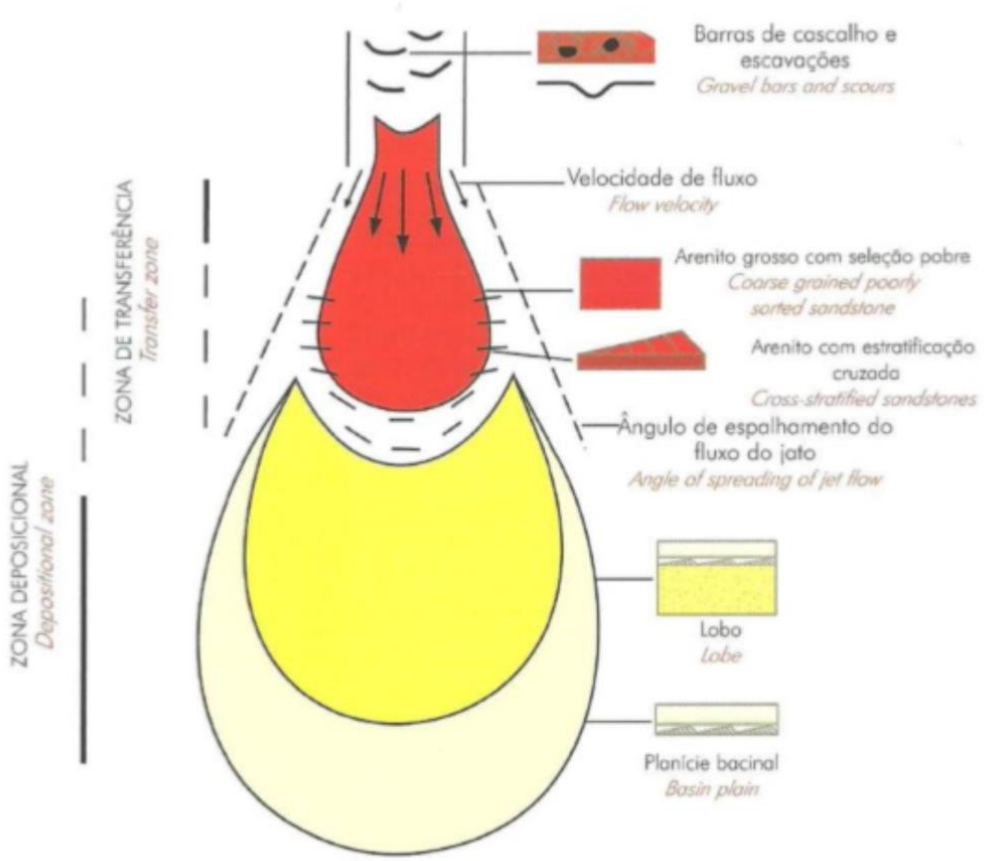


Figura 3: Padrão deposicional para corrente de turbidez de alta eficiência. Fonte: D'Ávila et al. (2009) modificado de Mutti et al. (1999).

Os fluxos gravitacionais de massa são processos de ressedimentação, frequentemente associados a fluxos de detritos, sobretudo nas porções mais proximais dos sistemas turbidíticos, em áreas geralmente com gradiente mais íngreme (D'Ávila et al. 2008). Estes fluxos são gerados pelo transporte de materiais instáveis da plataforma ou talude, tendo como principais gatilhos processos de alta taxa de sedimentação, liberações de gás livre, rebaixamento do nível relativo do mar e tremores sísmicos, estes geralmente relacionados a instabilidades de maiores escalas (Posamentier e Kolla, 2003; Moscardelli et al., 2006).

Eles se diferenciam dos fluxos de detritos devido à preservação da organização do depósito original (protólito). A íntima associação dos fluxos de

detritos com os fluxos de massa define o que tem sido denominado de depósito de transporte de massa (DTMs) ou depósitos caóticos, que podem ser subdivididos, segundo D'Àvila et al. (2008) em:

(i) *Slump* (escorregamento), que possui mais deformação interna e envolve um fluxo gravitacional com material pouco consolidado, podendo gerar dobras e rompimento de camadas. Há também a possibilidade de gerar fragmentação, boudinage e até homogeneização da massa, passando para um depósito de fluxo de detritos.

(ii) *Slide* (deslizamento), que possui pouca deformação interna e envolve material mais litificado, o qual move isoladamente ou em grupo, sempre em contato com os sedimentos abaixo, concentrando o cisalhamento, na maioria das vezes, na base do deslizamento.

2.3 MÉTODO DA SÍSMICA DE REFLEXÃO: AQUISIÇÃO E PROCESSAMENTO

Os primeiros trabalhos sobre sísmica de reflexão aplicada à exploração petrolífera foram feitos por Brown et al. (1975) apud Chang et al. (2008). Nas últimas décadas, houve um salto de conhecimento na estratigrafia de sequências no que diz respeito ao uso da sísmica: este método tem sido amplamente utilizado em pesquisas de subsuperfície, pois tende a fornecer como resultado final imagens de alta qualidade dos aspectos geológicos, sendo vantajosa no quesito de ser um método indireto, abrangente e não destrutivo.

2.3.1 Aquisição

Segundo Figueiredo (2015), a aquisição dos dados consiste em produzir uma série de ondas sonoras em determinados pontos da superfície terrestre ou marinha, as quais atravessam diferentes camadas de rochas, tendo como resultado os fenômenos físicos da refração e da reflexão. Ao encontrar uma camada de rocha com propriedades distintas da anterior, parte da onda é refratada e continua a

penetrar o meio rochoso enquanto a outra parte é refletida ao incidir na interface entre estas camadas com impedâncias acústicas[1] diferentes e retorna à superfície. Segundo esse autor, mede-se, neste processo, o tempo de retorno (conhecido como tempo de trânsito de duas vias ou tempo duplo) e a amplitude da onda refletida, a qual é proporcional ao contraste de impedância entre os meios que foram atravessados. Os equipamentos componentes desta fase são a fonte emissora do sinal, os receptores e os armazenadores do dado obtido.

2.3.2 Processamento

A fase de processamento de dados existe para que ruídos e distorções no processo de aquisição sejam corrigidos. Dentre as transformações realizadas nessa etapa têm-se as correções primárias, que tratam dos problemas ocorridos devido aos equipamentos; as correções estáticas, que visam corrigir variações topográficas e de referencial e as correções de organização dos dados para que se tornem uma grade tridimensional – com a terceira dimensão caracterizada pelo tempo, em que a propagação da onda é apenas vertical (Figueiredo, 2015).

Além destas alterações, é nessa fase que se atenta para o uso de *softwares* para o manuseio da informação previamente tratada, em que se usam mecanismos como filtros, recortes tridimensionais de imagens, inversão de dados e aplicação de cálculos matemáticos, por meio de programas, para ressaltar as feições de interesse geológico.

A última etapa método sísmico de reflexão, detalhada no item subsequente, é a interpretação. Dar-se-á maior relevância para esta etapa neste trabalho, a qual será teoricamente baseada no livro *First Steps in Seismic Interpretation*, de Donald A. Herron e será colocada em prática pelo *software* OpenDtect 6.2.0., para o manuseio de dados sísmicos.

---

[1] Impedância acústica: definida como o produto entre a velocidade compressional e a densidade da rocha, sendo uma propriedade de camada e não uma propriedade de interface, como a amplitude do dado sísmico (Sancevero, 2006).

2.4 MÉTODO DA SÍSMICA DE REFLEXÃO: INTERPRETAÇÃO

A interpretação sísmica é, por natureza, subjetiva e envolve as perspectivas e os potenciais de observação de quem a realiza. Embora a aquisição e o processamento do dado, supracitadas neste trabalho, sejam etapas mecânicas, baseadas em fórmulas matemáticas, a interpretação é algo que depende intrinsecamente do observador e da sensibilidade para com a informação.

2.4.1 Mapeamento de horizontes sísmicos

O rastreamento das superfícies-chave na sísmica, em resumo, é a identificação em quais traços do volume o horizonte se encontra: este horizonte pode ser rastreado pelo padrão de amplitudes da sua vizinhança vertical (Figueiredo, 2015), além de um padrão de amplitude própria característica.

Interpretar um horizonte estratigráfico proveniente da sísmica de reflexão depende, além dos fatores subjetivos, de três elementos primários, no quesito da qualidade do dado: a relação sinal-ruído, as resoluções temporal e espacial e a fidelidade da imagem (foco e posição) (Herron, 2011). Assim, somando-se um dado de boa qualidade com, principalmente, a experiência daquele que o interpreta, pode-se delimitar os chamados horizontes-chave: refletores que representam superfícies de fácil identificação com base na distinção de padrões de empilhamento, padrões de amplitude e de feições deposicionais e erosivas.

2.4.2 Atributos sísmicos

A aplicação dos chamados atributos sísmicos é feita para ressaltar informações pertinentes à busca de um alvo exploratório ou elementos geológicos. Segundo Figueiredo (2015), se há informação geológica nos sinais sísmicos, há operações matemáticas capazes de elucidar estas informações, as quais são

conhecidas como atributos sísmicos, definidos, por Brown (1996), como derivados de medidas sísmicas básicas. Estes são utilizados para dar assistência à interpretação do dado nas mais variáveis escalas, desde feições regionais, até o mapeamento em detalhe e podem ser aplicados sobre os horizontes-chave previamente delimitados para salientar variações de amplitude e frequência, geologia estrutural do depósito, delinear os possíveis alvos exploratórios, etc.

2.4.2.1 Coerência

A coerência é um atributo de volume aplicável somente em dados de sísmica 3D, definida por Sheriff (1991) como ‘’medida de similaridade de duas funções ou porções de funções’’, ou, por Figueiredo (2015), como um atributo útil no mapeamento estrutural de falhas. Ainda segundo Figueiredo (2015), com este atributo os horizontes sísmicos podem ser modelados como localmente planares, tendo perturbações ao serem afetados por falhas, sendo assim, uma ferramenta amplamente utilizada na indústria do petróleo para a reconstrução tectono-estratigráfica de uma bacia e para o mapeamento de possíveis trapas estruturais.

2.4.2.2 Amplitude

As amplitudes sísmicas podem ser consideradas manifestações da geologia pelo fato de refletirem os contrastes gerados pelas diferentes propriedades da rocha e do fluido que a preenche (Herron, 2011). O dado de amplitude possui referência de base zero, podendo ser positivo ou negativo, de acordo com a diferença de impedância entre os meios atravessados. Com essa referência de base zero, torna-se possível construir as seções sísmicas, que são tipicamente infinitas respostas ora negativas, ora positivas do sinal de amplitude, produzindo uma imagem que reflete a geometria dos horizontes de interesse.

Em suma, a extração de atributos relacionados à amplitude sobre intervalos delimitados pelo usuário pode ser útil quando integrada com os resultados da análise da estratigrafia de sequências ou da sismoestratigrafia, no quesito de

interpretar e identificar sistemas deposicionais e peculiaridades destes sistemas, especialmente os de abrangência regional. A exemplo disto, tem-se amplitudes anômalas, conhecidas como *brigh spots*, que mostram uma redução de impedância acústica na passagem da onda de um horizonte estratigráfico para outro (Herron, 2011) - na prática, a passagem de um reservatório com água, para um reservatório semelhante preenchido com óleo, resultará em uma redução da impedância acústica local.

2.5 GEOMORFOLOGIA SÍSMICA

Os dados em três dimensões permitem que sistemas e elementos deposicionais sejam diretamente imageados, resultando em predições das relações de litofácies no tempo e espaço e gerando modelos deposicionais cada vez mais refinados em subsuperfície (Posamentier, 2004). Além disso, utilizando-se das técnicas de visualização e interpretação em 3D, podem-se estabelecer a localização de geoformas e detalhar preenchimentos de sequências (López, 2009), sendo um método valioso, acima de tudo, por possibilitar que um horizonte-chave seja avaliado nas três dimensões. Vale ressaltar que as interpretações geológicas mais completas tratam da integração de conhecimentos derivados de análises estratigráficas (dados sísmicos 2D), bem como as análises geomorfológicas (dados sísmicos 3D).

Os atributos sísmicos podem ser aliados na interpretação geomorfológica do depósito, no que diz respeito à criação dos chamados mapas de atributos. Estes mapas destacam informações físicas da rocha e, quando aplicados sobre um horizonte sísmico, por exemplo, podem se tornar potentes ferramentas de inferência de dados, e.g. composição litológica, presença de fluidos e fraturas.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho consistiu na realização de atividades de diferentes naturezas, relacionadas tanto à análise e interpretação de dados via *softwares*, quanto ao aprofundamento do conhecimento teórico por meio de bibliografias, resultando em uma maneira dinâmica e aplicada, condizente com o mercado, de detalhamento do tema escolhido. Seu desenvolvimento foi subdividido de acordo com um cronograma que abrangeu períodos específicos para a realização e conclusão de tarefas, a saber: pesquisas bibliográficas, análise de dados, interpretação de dados, discussões e conclusões acerca do tema. Nos itens subsequentes, apresentar-se-á, detalhadamente, as particularidades de cada etapa.

3.1 COMPILAÇÃO BIBLIOGRÁFICA

A compilação bibliográfica foi composta por uma vasta gama de trabalhos pretéritos realizados na Bacia de Santos, para uma melhor ideia acerca dos processos deposicionais e possibilidades de materialização do registro sedimentar encontrado em contextos de nível de mar baixo, buscando analisar exemplos que apresentassem as ocorrências de DTMs e de depósitos turbidíticos mais estudadas.

Buscou-se ainda análogos similares à Bacia de Santos (e.g. bacias brasileiras de margens passivas, bacias americanas cretáceas, bacias do oeste africano, bacias da península arábica, etc.), sobretudo para uma melhor compreensão da importância e da relevância econômica global dos depósitos de água profunda.

Além das referências relacionadas a cenários geológicos, realizou-se pesquisas sobre materiais que abordam o método da sísmica de reflexão 3D, em todas as suas fases, além das ferramentas utilizadas para a sua interpretação. Para tanto, o livro *First Steps in Seismic Interpretation*, de David A. Herron, foi essencialmente utilizado como base.

3.2 AQUISIÇÃO DOS DADOS

As informações utilizadas neste trabalho são de domínio público, obtidas por empresas concessionárias, cessionárias, contratadas em blocos exploratórios/campos de produção e especializadas, mediante autorização e fornecidas por meio do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), de acordo com a política de colaboração com projetos de pesquisa de universidades. O Departamento de Geologia da Universidade Federal do Paraná é credenciado na ANP no que diz respeito à política de cessão de informações, dispondo de um banco de dados de subsuperfície fornecidos mediante solicitações formais.

O conjunto de dados que foram manuseados são oriundos da porção sudoeste do levantamento sísmico BS500, setor proximal, da Bacia de Santos. Estes, pré-processados, classificados como pós-stack, apresentam-se em escala *two way time*, em milissegundos. Estimativas de espessura em metros foram realizadas considerando uma velocidade sísmica de 2.000 m/s.

3.3 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS DADOS

Essa etapa foi realizada utilizando-se o *software* de livre distribuição OpendTect versão 6.2.0 e consistiu em três fases principais: mapeamento dos horizontes de interesse, geração das superfícies 3D e criação de mapas de atributos. Os dados sísmicos foram recebidos em formado SEG-Y, na forma de um bloco retangular seccionado em planos *inline*, paralelos ao mergulho da bacia, *crossline*, paralelos à direção da bacia e *z-slice*, com visão em mapa da bacia (Figura 5). O tratamento desse conjunto de informações teve um investimento de 151 horas de trabalho, que foram divididas entre as fases de criação de horizontes e correções necessárias.

3.3.1 Mapeamento de horizontes e criação da malha 3D

Foram escolhidos dois horizontes para análise, caracterizados por sismofácies distintas quando observados em seção. Os horizontes foram rastreados por uma análise de padrões de amplitudes da vizinhança vertical (Figueiredo, 2015) e de amplitude própria característica, além do reconhecimento de fácies sísmicas, de padrões de geometria e padrões de continuidade e terminação da camada. O *software* OpendTect versão 6.2.0 oferece duas ferramentas para o desenho do refletor, quais sejam: ‘*’Selection Auto-track”* e ‘*’Manual Draw”*.

A opção de seleção automática funcionou para horizontes com picos de amplitude facilmente identificáveis. No entanto, nos casos de padrões de refletores caóticos, sem picos bem marcados, caso dos DTMs, a opção de desenho manual foi a melhor escolha, visto que, mesmo estabelecendo uma janela considerável de extrapolação de dados pelo programa, notou-se uma incerteza na demarcação das superfícies de interesse. As configurações utilizadas para o traçado automático encontram-se na Figura 4.

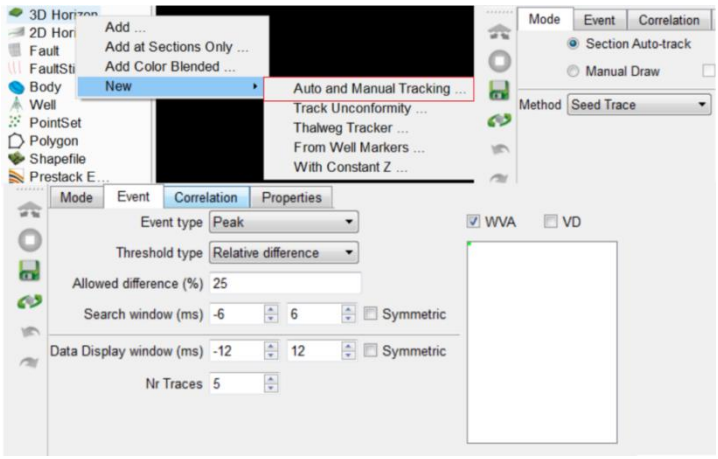


Figura 4: Interface do programa OpendTect versão 6.2.0. apresentando as configurações de traçado de horizontes sísmicos para a opção de seleção automática.

O traçado do refletor a partir das ferramentas supracitadas foi feito delimitando o mesmo horizonte em todas *inlines* e *crosslines* do volume sísmico (Figura 6), escolhendo o espaçamento de 5 *steps* (aproximadamente 50 m) entre elas. Como resultado, obteve-se uma malha tridimensional de pontos e linhas

(Figura 8), que forneceu as informações necessárias para a fase de interpolação dos dados.

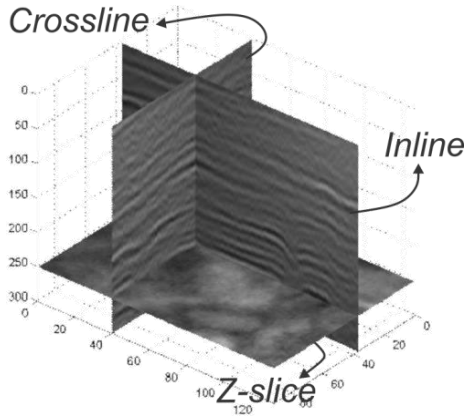


Figura 5: Esquema apresentando os três tipos de cortes do volume sísmico, quais sejam: *inline*, *crossline* e *z-slice.*

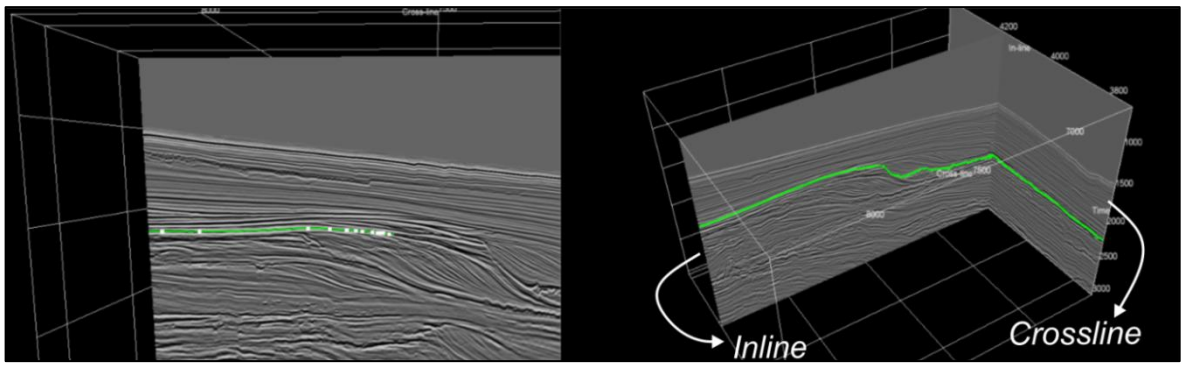


Figura 6: Método utilizado para gerar a malha tridimensional de dados. Deve-se ater à delimitação do horizonte sísmico em todas as *inlines* e *crosslines* do volume sísmico, de acordo com o espaçamento utilizado. Na figura da esquerda, observa-se o traçado sendo feito nas seções *inline*. Na figura da direita já se observa o produto final dessa fase: o horizonte traçado nas *inlines* e *crosslines*.

A gridagem dos dados foi feita após a construção da malha tridimensional de pontos e linhas. Este método diz respeito à atribuição de valores para as porções sem dado correspondente, constituindo uma forma de interpolação da informação. Dentre as opções de gridagem que o programa fornece, optou-se pelo método ‘*’Continuous curvature*’’, selecionando a opção ‘*’Full survey*’’ (Figura 7), devido a esse método utilizar valores intermediários, em relação aos dados vizinhos. Isso atenuou a superfície gerada, diferentemente de métodos como o de triangulação, que levam em consideração os picos altos e baixos numéricos, na interpolação dos dados.

Foram mapeados dois horizontes de interesse no volume sísmico analisado (inferior e superior) (Figura 8), cuja escolha se deu pelas sismofácies muito diferentes apresentadas em seção *dip* da bacia. Foram utilizadas as opções de traçado, automático e manual, e espaçamento de *inline* e *crossline* de 5 *steps* (aproximadamente de 50 m).

Figura 7: Interface do programa OpendTect versão 6.2.0. apresentando as configurações utilizadas para a gridagem da malha tridimensional de dados. Optou-se pelo método de gridagem ‘’*Continuous Curvature*”.

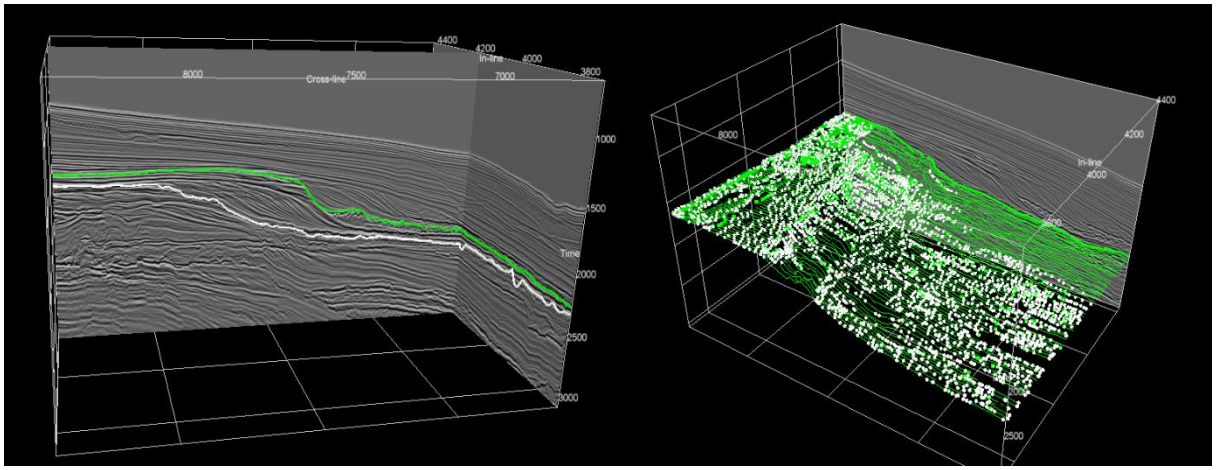


Figura 8: Resultado da malha tridimensional de dados. Na figura da esquerda pode-se observar os dois horizontes sísmicos estudados neste trabalho, apresentados em seção *inline*. Na figura da direita, observa-se a malha tridimensional de dados gerada para a criação do modelo 3D.

3.3.2 Geração de atributos sísmicos 3D

Dentre uma grande variedade de atributos que o programa fornece, foram escolhidos quatro deles, devido às características físicas que ressaltam, as quais estão apresentadas na Tabela 1, juntamente com as configurações que foram utilizadas no programa para cada caso.

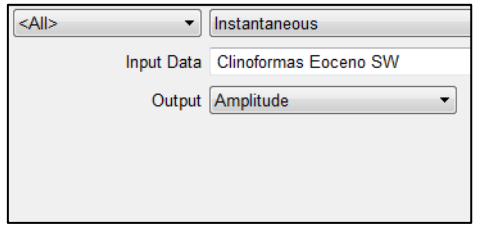
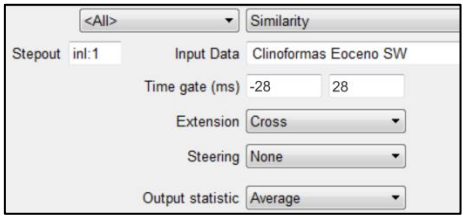
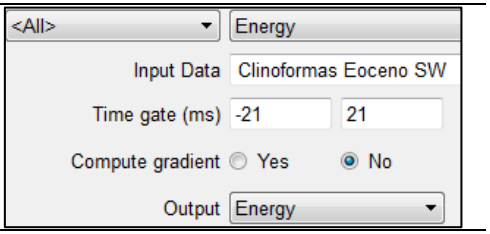
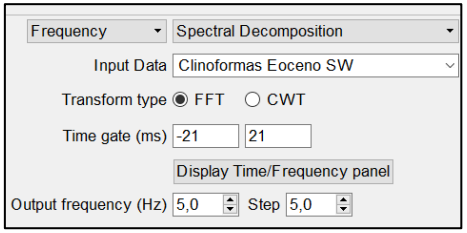
Atributo	Descrição	Estrutural	Estratigrafia	Siliciclásticos	Carbonatos	Fluidos	Configurações do OpendTect
Instantaneous	Retorna atributos instantâneos (amplitude, fase, frequência e derivados).	---	Útil para limitar sequências e para o detalhamento fino da camada. Aplicado na busca por *pinch-outs*, limites de sequências e padrões de terminação do estrato.	Correlacionável com litologia e porosidade.	Pode ser indicador de zonas fraturadas que aparecem como anomalias de baixa frequência.	Útil para evidenciar *bright spots* e HC com baixa frequência.	
Similarity (coerência)	Retorna um valor indicando quanto dois ou mais segmentos de rastreamento são parecidos entre si.	Útil para visualizar falhas, limites do sal.	Útil para visualizar *pinch-out* abruptos, vales incisos, variação lateral de litoligia.	Útil para visualizar canais de rios, barras de pontais e identificar fluxos de lama a partir geometria interna.	Útil para visualizar bordas de recife, feições cársticas e zonas de fratura.	---	
Energy	É a soma de amplitudes em um intervalo de tempo.	---	Útil para destacar *sets* com diferentes intensidades de reflexão.	Correlacionável com litologia e porosidade.	---	Melhora visualização de *bright spots*.	
Spectral Decomposition	Decompõe um segmento de rastreamento em componentes de frequência (FFT) ou comprimento de onda (CWT).	---	Identifica variações de espessura abaixo da resolução sísmica causada pelo ajuste. Útil para classificação de fácies 3D NNN.	Útil para análise de canal e de turbiditos usando geomorfologia sísmica.	---	Os HC podem ter uma assinatura de frequência distinta. Anomalias de gás normalmente estão associadas a componentes de baixa frequência.	

Tabela 1: À direita, interface do programa OpendTect versão 6.2.0. apresentando as configurações utilizadas para a criação dos atributos sísmicos *Instantaneous*, *Similarity*, *Energy* e *Spectral Decomposition.* À esquerda, são detalhadas as principais aplicações destes atributos para a indústria do petróleo.

4 DESCRIÇÃO E INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS

4.1 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo situa-se a nordeste da Bacia de Santos e está inserida a sudoeste dos domínios do levantamento sísmico BS500 (Figura 9). O polígono sísmico deste trabalho foi escolhido e delimitado de acordo com a alta probabilidade de ocorrência de depósitos de águas profundas nesta porção da Bacia de Santos.

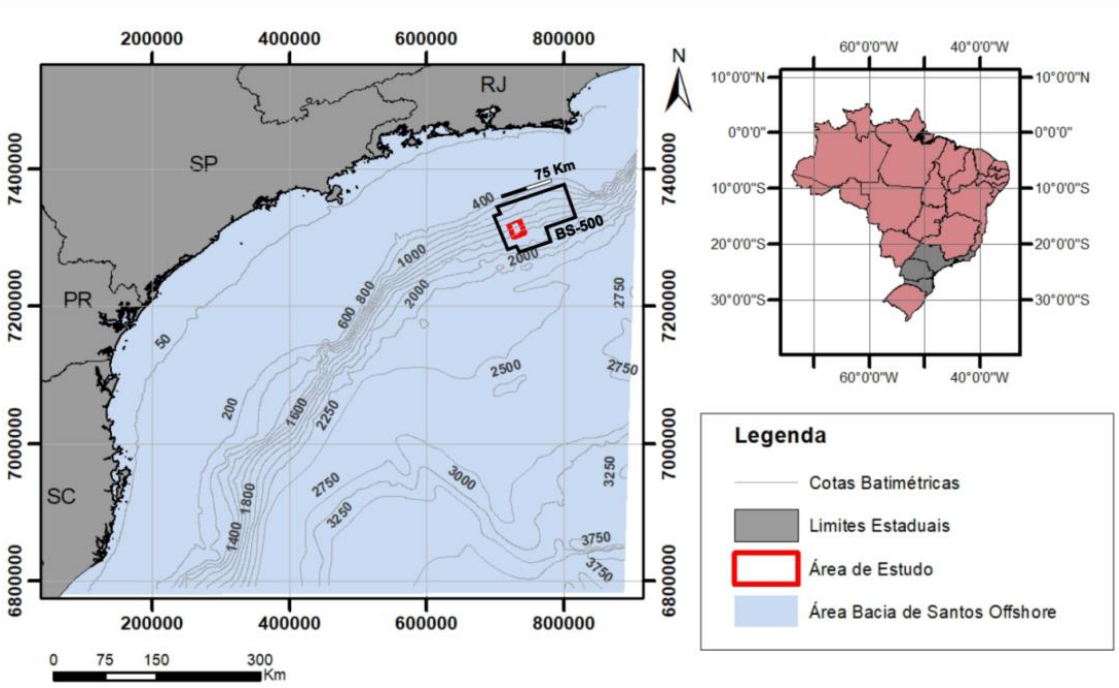


Figura 9: Localização do bloco sísmico de estudo na porção *offshore* da Bacia de Santos. Detalhe para a sua localização com relação ao levantamento sísmico BS500.

4.2 RELAÇÕES ESTRATIGRÁFICAS

As relações estratigráficas identificadas no intervalo estudado foram englobadas em três grupos, a saber: degradacional, progradacional descendente e agradacional (Figura 10).

O padrão degradacional (1) foi identificado, sobretudo, pelo desenvolvimento de incisões fortemente demarcadas nas seções *inline* do volume sísmico. Estas

incisões aparecem como camadas que não possuem continuidade lateral, interceptadas por uma superfície irregular (Figura 10).

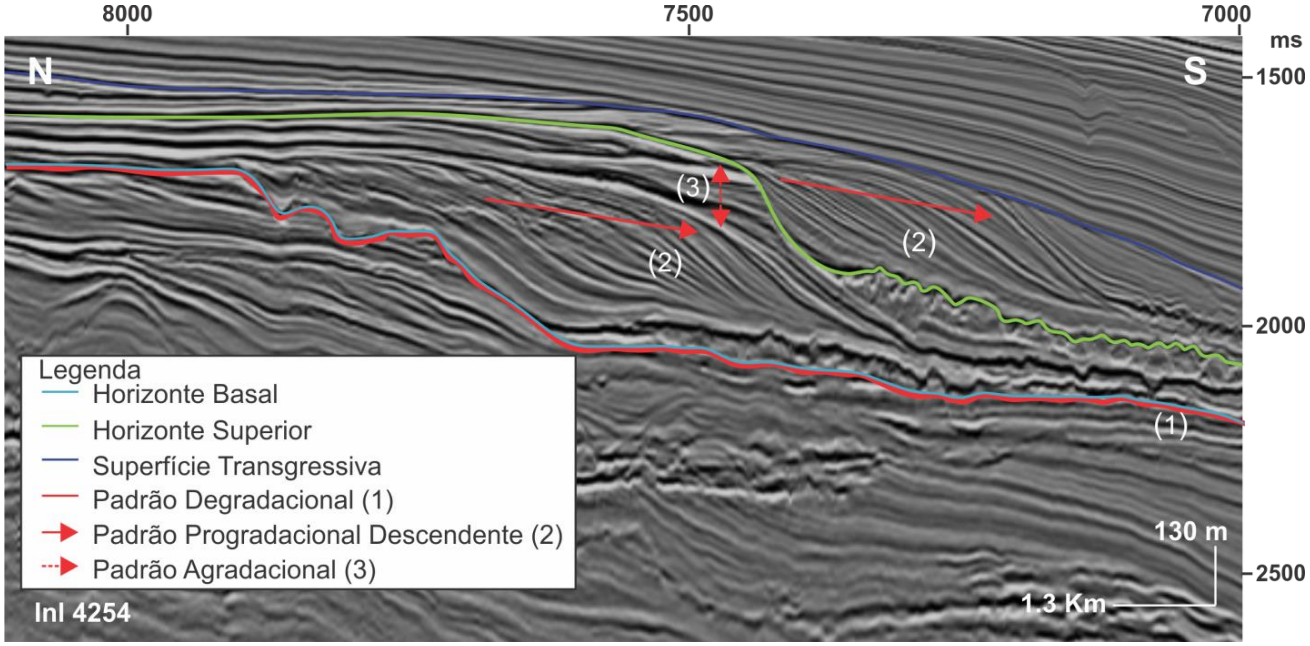


Figura 10: Seção *inline* (4254) mostrando uma visão geral do volume sísmico estudado, ilustrando as relações estratigráficas identificadas e os horizontes mapeados.

O padrão progradacional descendente (2) foi verificado, principalmente, nas clinoformas do volume sísmico analisado. Nelas, observa-se ausência de agradação e um padrão de trajetória descendente da margem da plataforma (Figura 11). Por fim, o padrão agradacional (3) foi evidenciado por um empilhamento vertical de estratos bem demarcado, mais espesso que o padrão do entorno.

A análise desses padrões (Figura 10) possibilitou uma breve abordagem com relação aos tratos de sistemas presentes neste intervalo. A presença das incisões do padrão degradacional (1) foi relacionada a uma regressão forçada, com exposição subaérea pelo menos parcial da plataforma, a qual perdura ainda na deposição das clinoformas progradacionais do padrão (2), em um contexto de diminuição constante da lâmina d'água e do espaço de acomodação - fato que se comprova pela forma descendente das terminações em *onlap* das clinoformas (Figura 11).

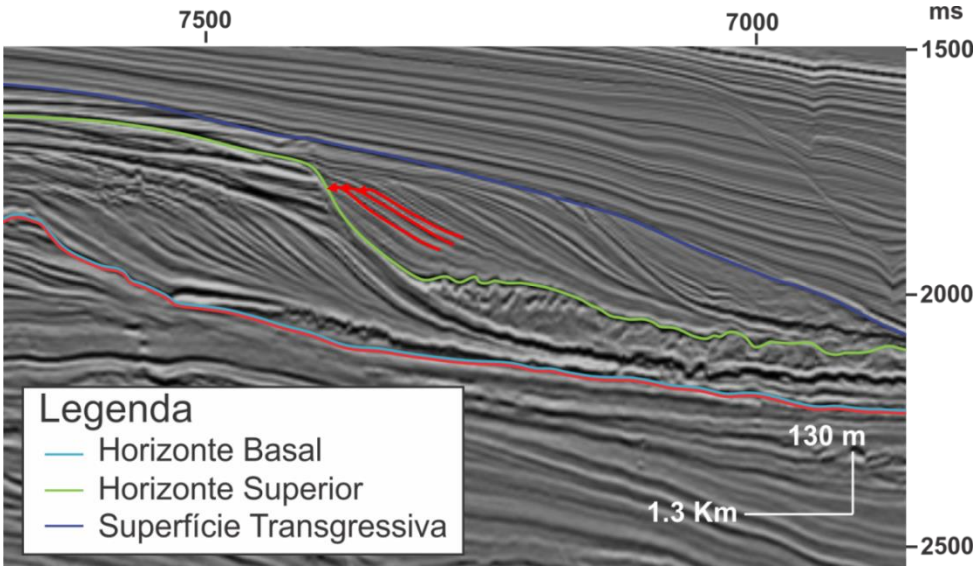


Figura 11: Seção *inline* (4254) com destaque para o que foi denominado de padrão progradacional descendente neste trabalho. As setas em vermelho ilustram as terminações em *onlap* com trajetória descendente das clinoformas, umas sobre as outras.

Um relativo aumento da lâmina da água é registrado ao se analisar o padrão agradacional de empilhamento, interpretado como uma regressão normal, em que se tem uma maior criação de espaço de acomodação na plataforma, contexto este que perdura até a ruptura da margem da plataforma e a geração dos DTMs – interpretados por Berton (2015) já como registro da queda do nível de base e início de outro trato de regressão forçada (com a deposição, novamente, de clinoformas com trajetória descendente).

Estas clinoformas são posteriormente recobertas por uma superfície que trunca todas as camadas sotopostas, interpretadas como uma superfície transgressiva máxima (Berton, 2015; Moreira et al. 2007). Interpreta-se que nessa transgressão houve uma subida brusca do nível de base, em que a borda da plataforma migrou rapidamente no sentido do continente.

4.3 GEOMORFOLOGIA E COMPOSIÇÃO DOS HORIZONTES SÍSMICOS

Dois horizontes se sobressaem no volume sísmico estudado, devido a características como espessura, padrões de refletores e continuidade lateral (Figura 12).

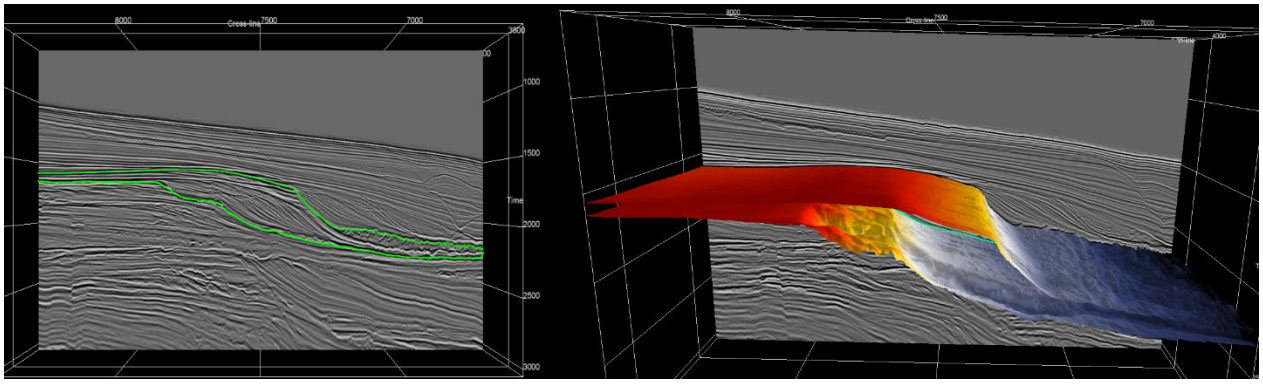


Figura 12: Apresentação dos dois horizontes sísmicos em *inline* e do modelo tridimensional gerado pela gridagem dos dados.

Estes foram selecionados e mapeados tridimensionalmente de acordo com a probabilidade dos seus resultados composicionais e geométricos serem contrastantes entre si. Nos itens subsequentes serão apresentados e detalhados os principais aspectos descritivos e os seus significados geológicos.

4.2.1 Horizonte superior

O horizonte superior visto em seção *inline* abrange plataforma, talude, sopé e bacia profunda. Na porção da bacia delimita-se um depósito composto por refletores de padrão caótico. Este depósito termina em *onlap* contra a superfície inclinada do talude, atinge aproximadamente 120 m de espessura e 7.000 m de comprimento (se estendendo para além do limite deste volume sísmico) (Figura 13). Os picos pretos (contrastes positivos) que integram o arcabouço do depósito podem ser facilmente identificados em seção *inline*, sendo aqui interpretados como blocos imbricados de até 30 m de dimensão lateral. Salienta-se, ainda, uma superfície de ruptura de alto ângulo, que é delimitada por uma quebra nítida no relevo da

paleoplataforma continental (cicatriz de escorregamento). A base do depósito é côncava para cima, já o topo é uma superfície irregular convexa.

O resultado do mapeamento tridimensional deste horizonte encontra-se na Figura 14. O depósito se situa, em maior parte, na bacia profunda e, em menor parte, no sopé do talude continental.

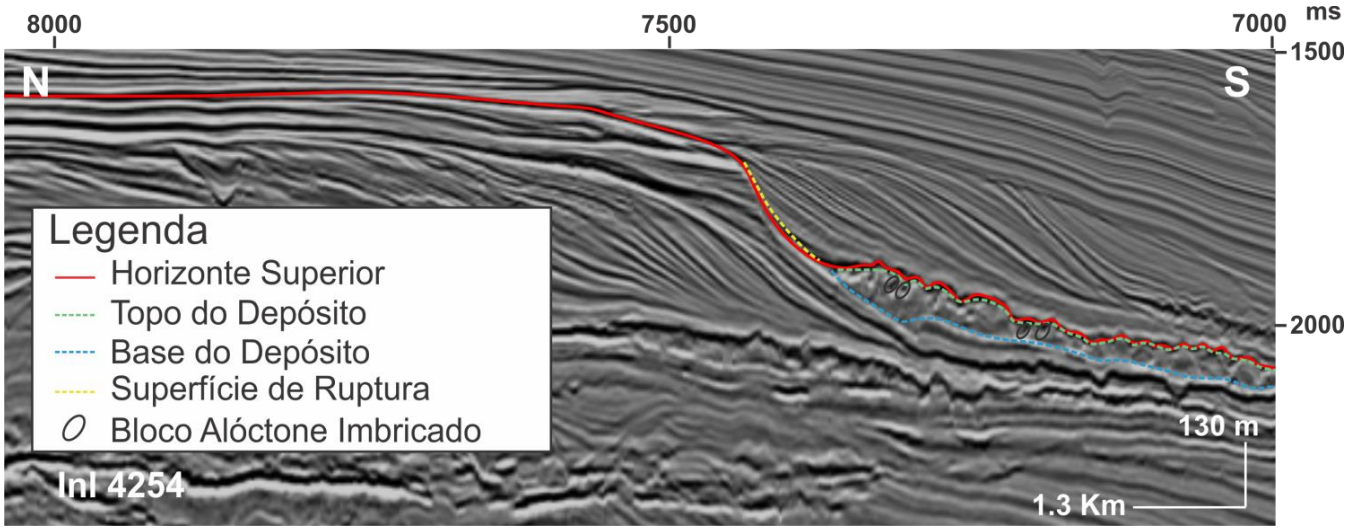


Figura 13: Seção *inline* (4254) ilustrando os componentes do horizonte superior. Observa-se uma ruptura de alto ângulo da plataforma, com a deposição, na porção distal (sopé e bacia profunda), de uma sismofácies com padrão de refletores caótico.

O padrão caótico é dominante em toda a sua extensão, a qual é composta por uma mistura de blocos alóctones de até 30 m de dimensão lateral, esparsos em uma matriz mais homogênea. De uma maneira geral, a cicatriz de escorregamento é regular e lisa, sendo, pontualmente, mais côncava para leste, onde pode ter ocorrido uma ruptura mais intensa da paleoplataforma (Figura 17). Nestas proximidades o depósito mostra-se mais espesso (Figura 14B).

A imbricação dos blocos é notória (Figura 14D), possuindo direção NE e sentido de caimento para NW. Essa direção e esse sentido foram estimados levando-se em consideração a superfície 3D rastreada e as seções *dip* da bacia (Figura 15). O atributo *Similarity* (*time gate* de -21 a 21) foi essencial para ressaltar a direção nordeste dos blocos imbricados, devido a ser uma ferramenta que reflete semelhanças de segmentos em termos de amplitude e forma de onda (Martins, 2017). Na seção *z-slice* que corta o depósito (Figura 14 E e F), os blocos alóctones

aparecem em planta como picos de amplitude negativa (pretos), comprovando, de fato, sua existência no horizonte mapeado.

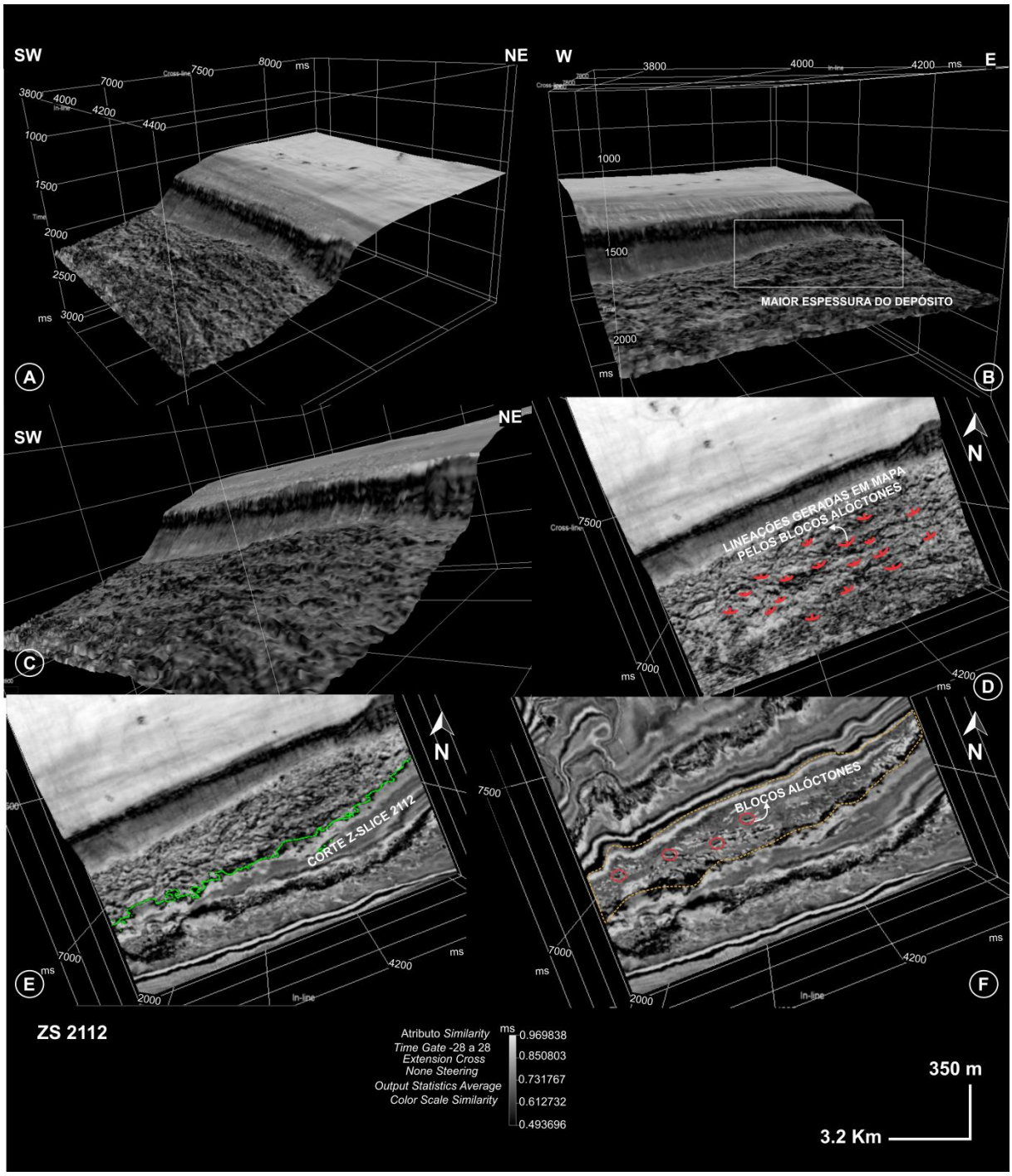


Figura 14: A e C) Visão geral das características do horizonte superior. B) Detalhe para a porção de maior espessura do depósito, a qual se encontra, coincidentemente, na direção da parte mais erodida da plataforma (mais a leste). D) Evidencia-se as lineações que os blocos alóctones geram em mapa. Atenta-se para a tentativa de representação do sentido de caimento desses blocos para NW. E e F) Corte *z-slice* (2112) do volume sísmico ilustrando os blocos alóctones vistos em mapa como picos de amplitude negativa.

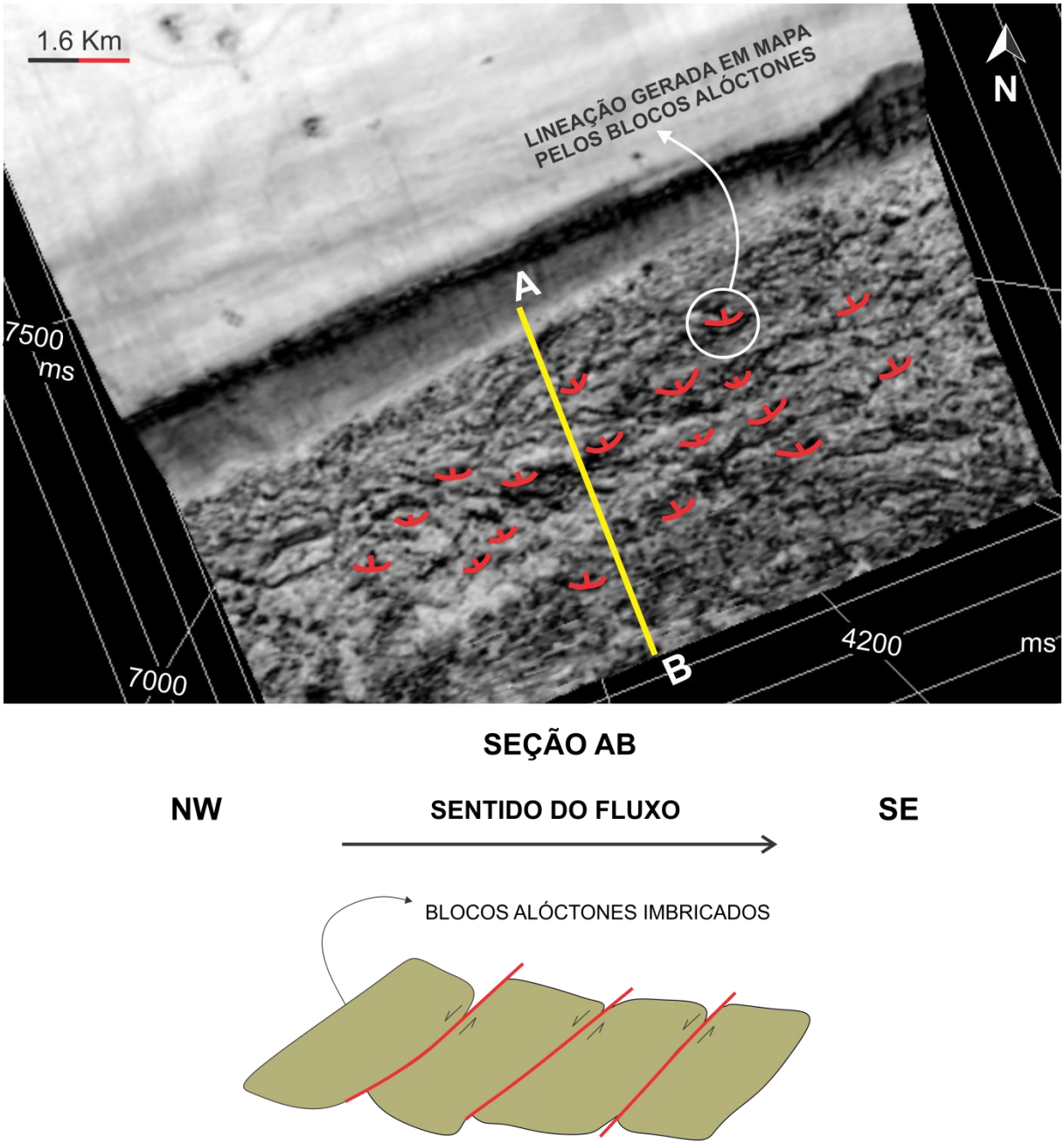


Figura 15: Seção AB do depósito, ilustrando como as lineações geradas pelos blocos alóctones se apresentam em perfil. A construção dessa seção baseou-se nas *inlines*, *z-slices e* no modelo tridimensional gerado para o horizonte.

No que tange à composição do conjunto de estratos associados ao horizonte superior, o atributo *Instantaneous* (Figura 16 B e C) foi a ferramenta utilizada para uma estimativa composicional geral. Segundo Martins (2017), a amplitude instantânea representa principalmente o contraste de impedância acústica, mostrando indiretamente possíveis variações litológicas e/ou presença de fluidos de baixa densidade (gás e óleo). Em outras palavras, este atributo leva em

consideração a velocidade de onda percorrida em uma camada multiplicada pela densidade do material que a compõe e, por isso, apresenta a diferença composicional de dois ou mais horizontes sobrepostos.

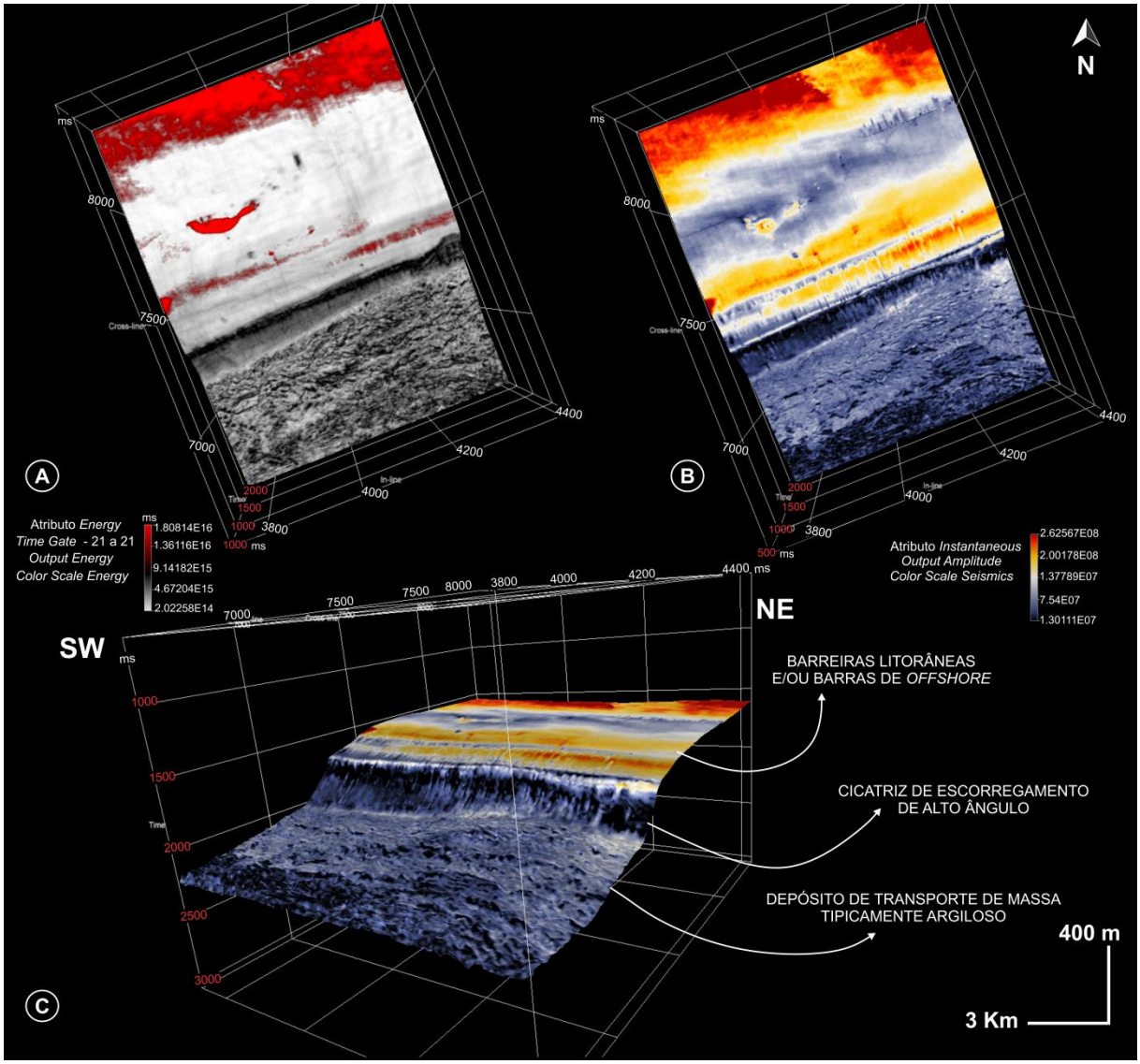


Figura 16: A) Horizonte superior visto em mapa, com o mapa de atributo *Energy* aplicado sobre ele. Atenta-se para as concentrações arenosas na plataforma (indicadas pela cor vermelha). B) Horizonte superior visto em mapa, com o mapa de atributo *Instantaneous* aplicado sobre ele. Detalhe para as concentrações arenosas na plataforma (indicadas pela cor amarela, contraste de impedância negativa) e para o depósito homogêneo, interpretado como essencialmente argiloso (indicado pela cor azul, contraste de impedância positiva). C) Horizonte superior visto em mapa, com interpretações acerca das suas características geológicas.

Embora esses depósitos caóticos sejam, na maioria das vezes, uma mistura heterogênea de sedimentos (diferentes frações granulométricas), pode-se perceber,

nesse caso, uma tendência de apresentarem pouco contraste interno em toda sua extensão, de acordo com o atributo *Instantaneous* (Figura 16 B e C).

Vale ressaltar que o esse atributo não evidenciou os blocos imbricados como contribuintes arenosos para o DTM, possivelmente, devido a sua presença ser mascarada pelo excesso de argila no depósito. Além disso, também há a possibilidade desses blocos não serem essencialmente arenosos. Isso causaria pouco contraste de impedância acústica entre os blocos e o depósito e, ao analisar a superfície tridimensional em planta, com o atributo *Instantaneous*, o depósito apareceria homogêneo (como indicado na Figura 16).

As porções arenosas de geometria alongada que se encontram na paleoplataforma continental foram interpretadas como barras construídas por correntes paralelas à linha de costa, podendo incluir barreiras litorâneas e/ou barras arenosas de *offshore* (Figura 16C e Figura 17).

O atributo *Energy* também foi aplicado ao horizonte (*time gate* -21 a 21) e, por definição, é uma medida de refletividade no intervalo de tempo, ou seja, quanto maior a energia, maior a amplitude (Othman et al, 2018). Este atributo evidencia, nas porções vermelhas, concentrações de areia e/ou gás. Com ele, pode-se delimitar mais especificamente a concentração arenosa da plataforma continental (em vermelho na Figura 16A) e confirmar a tendência argilosa do DTM, já que há ausência de picos avermelhados na sua extensão.

No que tange ao contexto deposicional, o depósito de água profunda delimitado pelo horizonte superior foi interpretado como tendo sido gerado essencialmente pela ruptura da plataforma continental e pela desestabilização do material sob a forma de um fluxo gravitacional de massa. A cicatriz do deslizamento, a ausência de uma rede de canais na borda da plataforma, além da composição, da dimensão e das características retorcidas do depósito, com a presença de blocos alóctones de até 30 m de dimensão lateral, corroboram para essa hipótese, visto que, neste contexto, este mecanismo de transporte de sedimentos teria competência suficiente para carrear blocos dessa dimensão.

Segundo autores como Berton (2015), Posamentier & Kolla (2003) e Martinez et al. (2005), os depósitos de transporte de massa têm um padrão de

refletores predominantemente caótico, com amplitudes sísmicas baixas a moderadas e altas frequências. Dados de poços descritos no trabalho de Posamentier & Kolla (2003) mostram essa fácies caótica como argilitos cascalhosos ou argilitos com camadas intercaladas de areia.

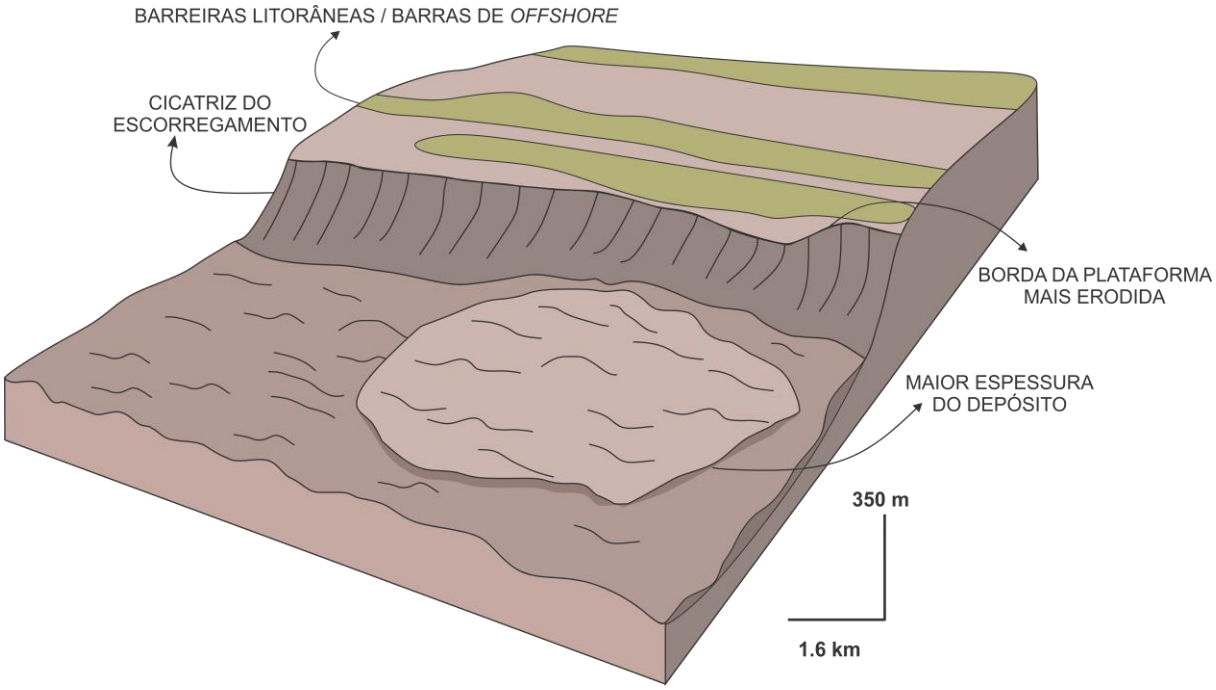


Figura 17: Horizonte superior ilustrado com interpretações feitas de acordo com as sismofácies observadas. Atenta-se para quatro características principais: cicatriz de escorregamento, borda da plataforma mais erodida a leste, barreiras litorâneas e/ou barras de *offshore* na plataforma e maior espessura do depósito a leste.

Dessa forma, interpretou-se que o depósito foi gerado por um fluxo gravitacional de massa, classificado como *slump*, devido à presença de deformação interna (aspecto retorcido do depósito) (D`Avila et al., 2008). Este fluxo foi constituído por material pouco consolidado, tendo alguns blocos alóctones litificados em meio à matriz inconsolidada e fina, apresentando dobras métricas e rompimento de camadas. A composição essencialmente argilosa desse depósito concorda com a preposição de Rodrigues et al. (2015), que diz que os DTMs são essencialmente compostos por material argiloso, indo ao encontro, também, dos padrões composicionais descritos por Posamentier & Kolla (2003).

4.2.2 Horizonte basal

O horizonte basal visto em seção *inline* (Figura 18) também pode ser subdivido em plataforma, talude, sopé e bacia profunda. No sopé evidencia-se um depósito que, quando visto em seção *dip*, apresenta-se como um pico branco delimitado lateralmente pelo paleorrelevo local. Este depósito será tratado como depósito (1).

Já na transição entre o sopé e bacia profunda, pode-se observar uma outra sísmofácies, mais antiga que a supracitada, situada em uma superfície estratigráfica abaixo da mapeada como horizonte basal, composta por refletores de padrão caótico – muito semelhante ao que foi descrito no horizonte anteriormente abordado. Este depósito será tratado como depósito (2).

Ainda em seção *inline* (Figura 18), a sismofácies (1) possui 40 m de espessura e aproximadamente 1.500 m de comprimento, apresentando-se como um pico branco de amplitude, com base retilínea e topo levemente côncavo para baixo. Já o depósito (2) apresenta uma dimensão variável, possuindo aproximadamente 70 m de espessura na sua maior porção e 11.400 m de comprimento (se estendendo para além deste volume sísmico). Observa-se, ainda, uma característica retorcida nas porções em que ocorre, com raros picos de amplitude negativa – tendo sido interpretados também como blocos alóctones. Há ainda a presença de blocos remanescentes, que preservam a estratigrafia local (Figura 19). Sua base tem tendência retilínea, apresentando-se côncava para cima em algumas seções do volume sísmico, já o topo é uma superfície irregular convexa.

Diferentemente do horizonte superior, este horizonte não apresenta uma quebra abrupta na sua continuidade. Em contrapartida, pode-se evidenciar em todas as *inlines* do volume sísmico fortes incisões na paleoplataforma (Figura 18), as quais foram associadas ao desenvolvimento de canais subaquosos erosivos.

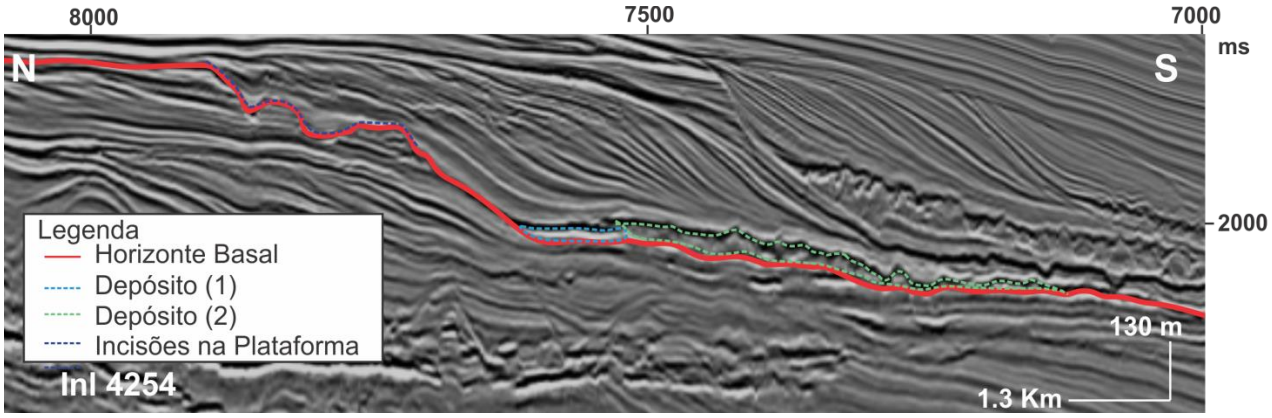


Figura 18: Seção *inline* (4254) ilustrando os componentes do horizonte basal. Observa-se fortes incisões da plataforma, uma sismofácies (depósito 1) que se mostra como um pico branco de amplitude, confinada por outra sismofácies com padrão de refletores caótico (depósito 2) .

O mapeamento tridimensional do horizonte basal pode ser visto, sob vários ângulos, na Figura 20. Esse horizonte abrangeu principalmente o depósito de águas profundas elencado como (1), podendo ter apresentado algumas características do depósito (2), como p.ex. o paleorrelevo gerado por ele (Figura 19).

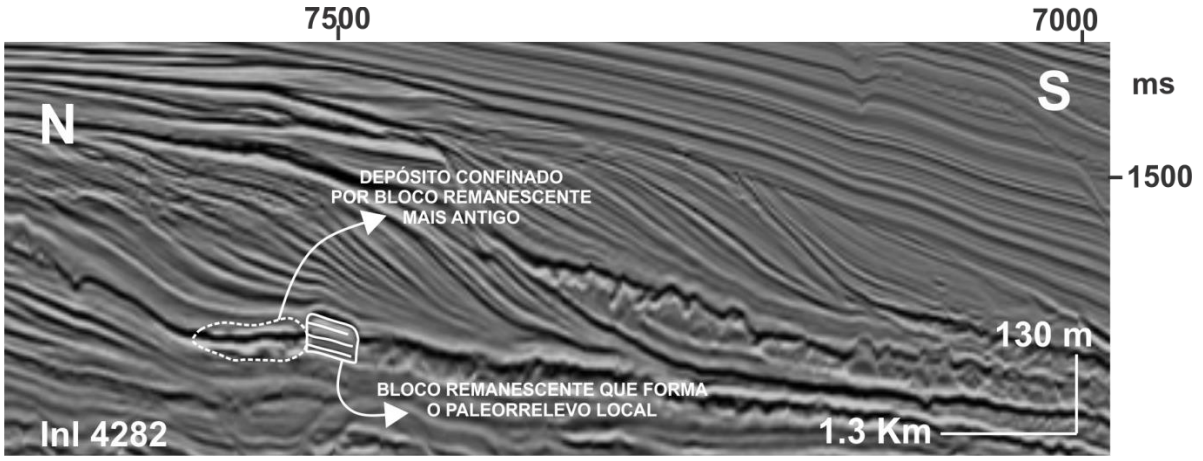


Figura 19: Seção *inline* (4282) ilustrando um exemplo típico de como o paleorrelevo gerado pelo DTM mais antigo influencia a deposição do horizonte mais recente. Percebe-se que a presença do bloco remanescente é a razão para que o depósito tenha sido confinado.

O atributo *Similarity* foi aplicado com *time gate* de -28 a 28 (Figura 20). Optou-se por esse intervalo da janela de busca devido à melhor representatividade de características dos canais vistos em seção *dip*, bem como características de ambos os depósitos de água profunda.

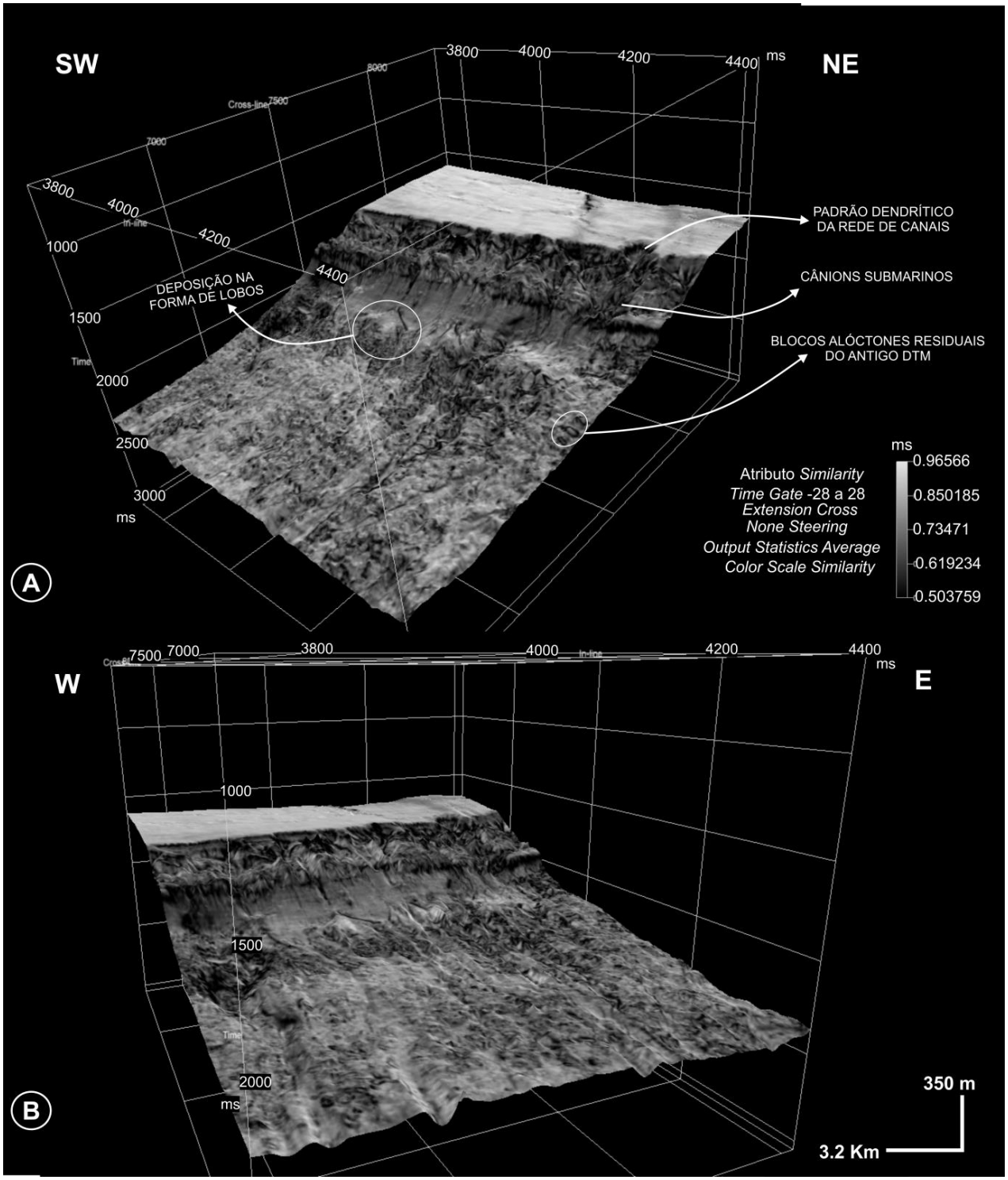


Figura 20: B) Horizonte basal visto tridimensionalmente com o atributo *Similarity* aplicado sobre ele. A) Observa-se algumas feições características desse horizonte, p.ex. cânions submarinos, deposição na forma de lobos, padrão dendrítico de canais e blocos alóctones residuais do DTM mais antigo.

Os canais ressaltados por esse atributo, em conjunto com o atributo *Spectral Decomposition,* com *time gate* de -21 a 21 (Figura 22), possuem padrão tributário e

ocorrem em toda borda da paleoplataforma. De maneira similar ao que foi descrito no horizonte superior, percebe-se que a leste há uma tendência mais erosiva da borda da plataforma – no caso anterior, relacionada a uma superfície de ruptura que se torna mais côncava para leste e, neste caso, associada a uma intensificação nas incisões na plataforma.

Observa-se também que a influência do paleorrelevo foi nítida na deposição dos leques submarinos, pois estes contornam, na maioria das vezes, protuberâncias ocasionadas por blocos alóctones/remanescentes do DTM mais antigo (Figura 21).

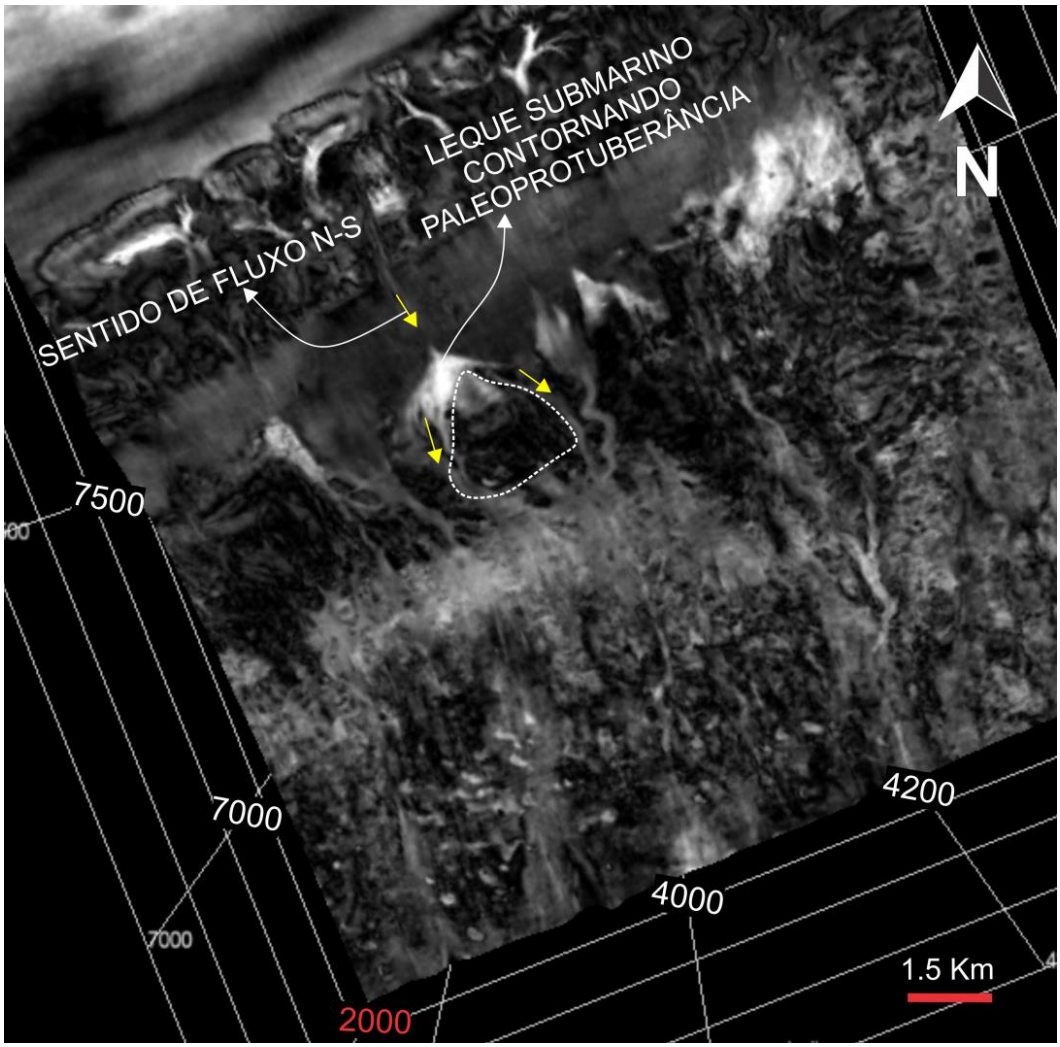


Figura 21: Horizonte inferior visto em mapa com o atributo *Spectral Decomposition* aplicado sobre ele. Ilustra-se como os leques submarinos contornam as paleoprotuberâncias (linha tracejada na cor branca) ocasionadas pelos blocos alóctones ou remanescentes do DTM sotoposto ao horizonte. Apresenta-se, ainda, uma proposta do sentido do fluxo de norte para sul.

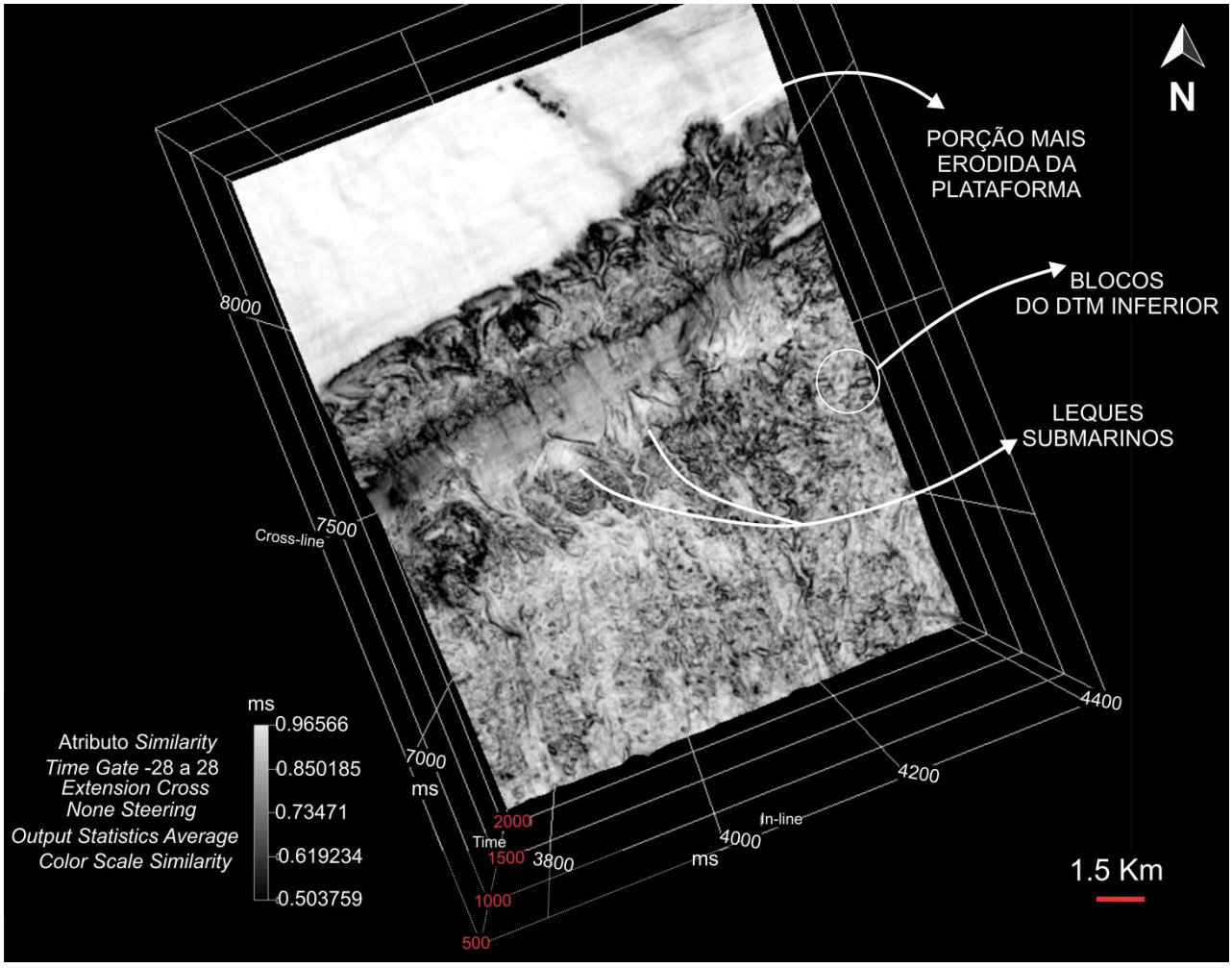


Figura 22: Horizonte inferior visto em mapa, com atributo *Similarit*y aplicado sobre ele. Destaca-se algumas características geológicas como p.ex.: porção mais erodida da plataforma a leste, blocos residuais do DTM inferior também concentrados a leste e leques submarinos. Esse atributo foi essencial para visualizar os canais, os lobos dos leques submarinos e os cânions presentes na plataforma.

O depósito (2), por sua vez, é evidenciado em poucas porções na janela de busca que foi utilizada para a geração do atributo *Similarity*. Vale ressaltar que, ao gerar um atributo e escolher uma janela de busca ou *time gate*, estabelece-se uma extrapolação do horizonte mapeado para baixo e para cima dos seus domínios, por meio de cálculos matemáticos. Essa extrapolação foi responsável pela identificação de algumas feições oriundas do depósito (2), mais antigo, no horizonte mapeado (mais novo). Embora existam contribuições deste depósito (2) no horizonte acima dele, estas ocorrências se limitam a blocos alóctones e protuberâncias de blocos remanescentes situados na parte central-leste do horizonte (Figura 20), o que produz aspecto rugoso da superfície deposicional.

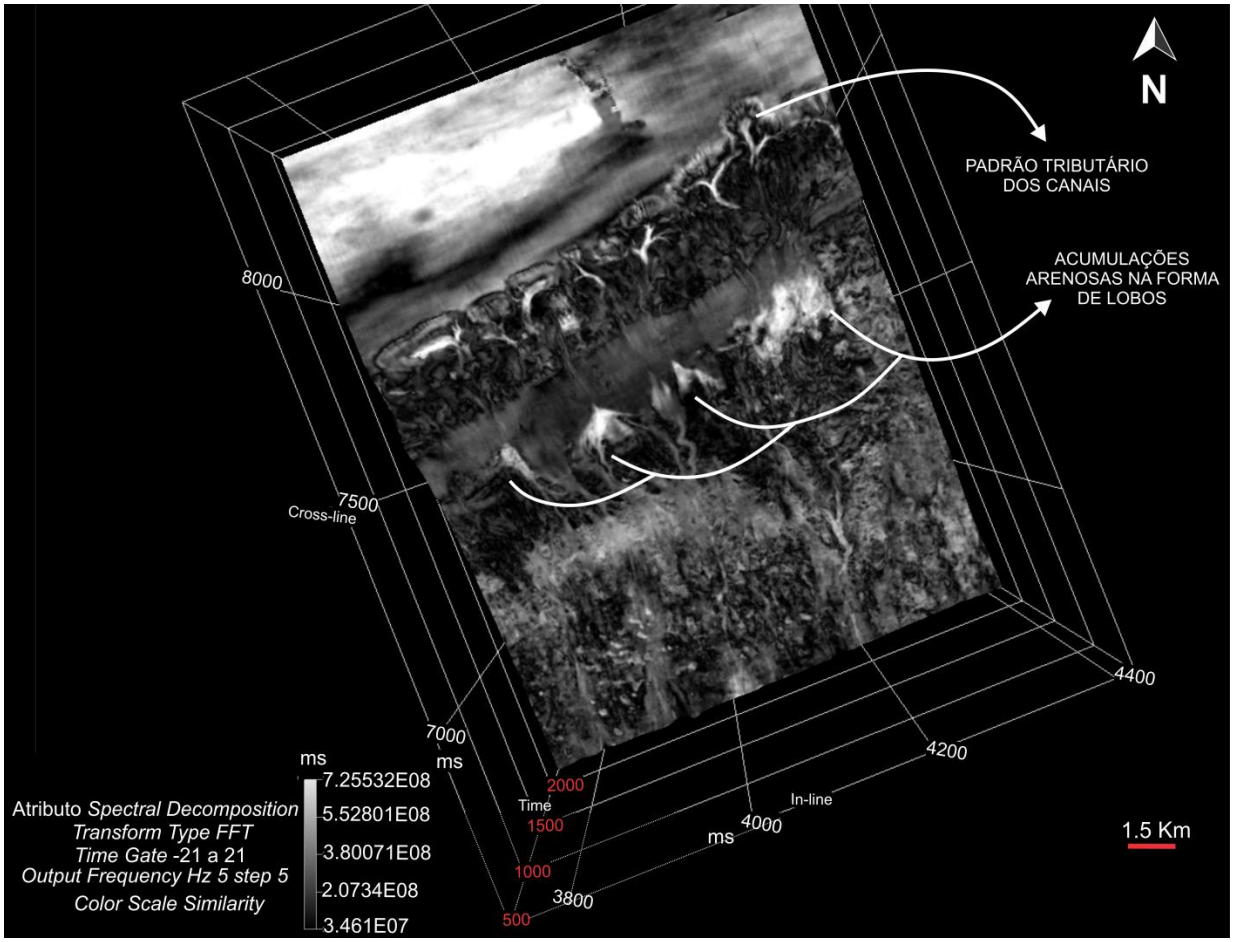


Figura 23: Horizonte inferior, com visualização em mapa, com o atributo *Spectral Decomposition* aplicado sobre ele. Atenta-se para algumas características geológicas: padrão tributário dos canais e acumulações arenosas na forma de lobos no sopé e na bacia profunda.

De acordo com a associação dos mapas de atributos *Instantaneous* e *Energy*, percebe-se uma tendência argilosa dos estratos que compõem o horizonte basal (Figura 24 A e B). Em contrapartida, sedimentações arenosas encontram-se preenchendo os canais e em raros lobos dos leques submarinos, dando ênfase, em especial, ao lobo localizado mais a leste, que se apresenta essencialmente arenoso, o qual foi nomeado de depósito (1) (aspectos sobre ele serão discutidos no capítulo de implicações exploratórias).

Além disso, na borda da plataforma também há certa concentração de areia – que possivelmente alimenta a cabeceira da rede de canais tributários escavada no talude superior. Esta parte arenosa possui a mesma característica oblíqua à

plataforma continental, que foi descrita no horizonte anterior, o que também pode ser indicativo de barreiras litorâneas e/ou barras de *offshore*.

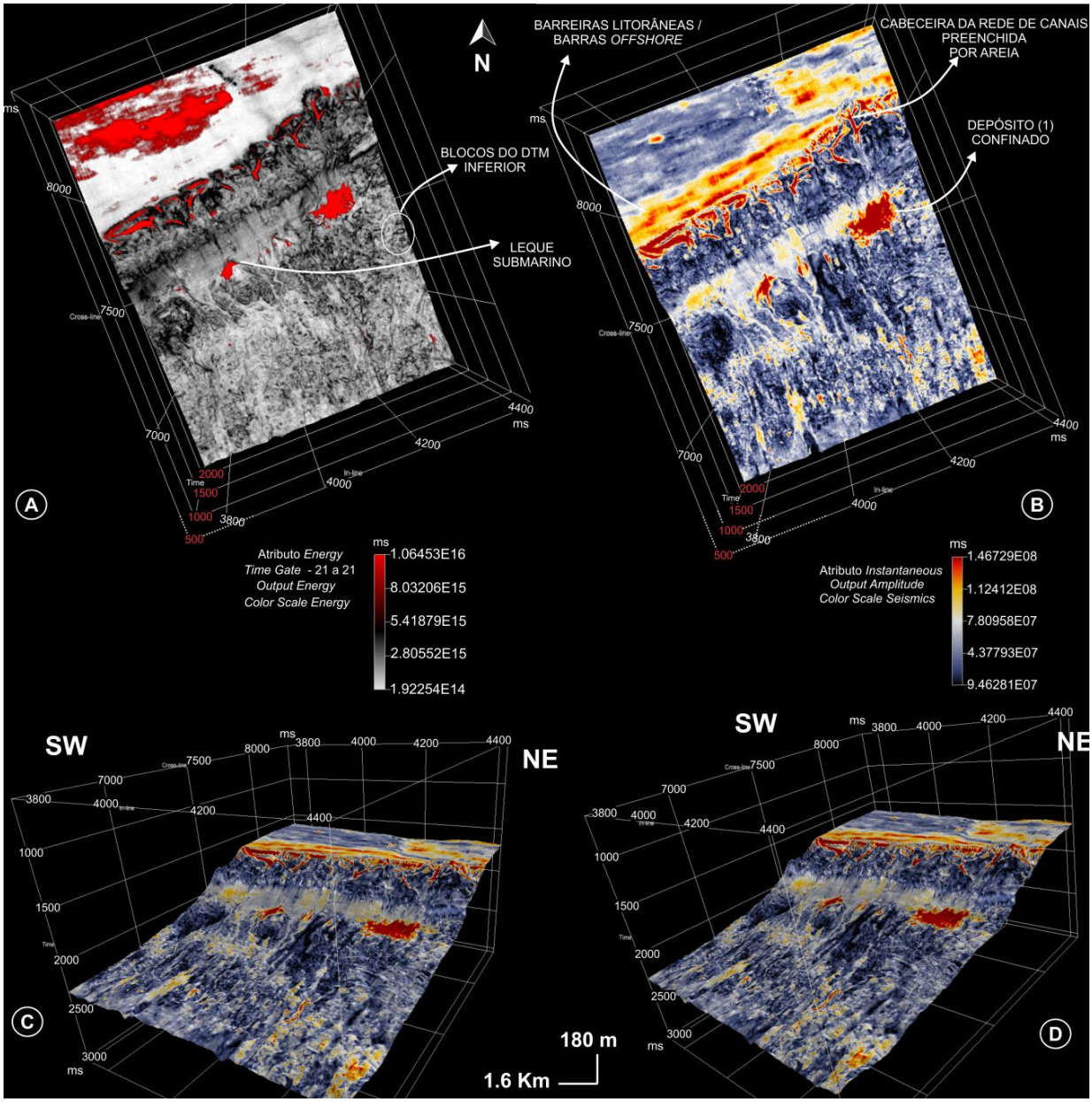


Figura 24: Horizonte basal, sob diferentes perspectivas. A) Horizonte basal com o atributo *Energy* aplicado sobre ele. Atenta-se para as porções em vermelho, interpretadas como composições arenosas. Detalhe para o lobo mais a leste (concentração avermelhada intensa), que se destaca perante ao resto do horizonte. B) Horizonte basal com o atributo *Instantaneous* aplicado sobre ele. A partir desse atributo, fez-se a inferência composicional essencialmente argilosa para os estratos que compõem o horizonte (impedância positiva), com poucas contribuições arenosas.

O atributo *Energy*, aplicado com uma configuração de *time gate* de -21 a 21 (Figura 24), utilizado em associação com o *Instantaneous*, delimitou melhor as

concentrações arenosas. Este atributo ressalta as maior amplitudes do contraste de impedância acústica, em que picos negativos associam-se normalmente com ocorrências de areia e gás. Com ele, deu-se ênfase ao preenchimento arenoso dos canais e ao grande lobo arenoso, localizado a leste (em vermelho na Figura 24).

No que tange ao contexto deposicional, o depósito (1) provavelmente é oriundo da transferência sedimentar das porções arenosas longitudinais da plataforma, interpretadas como barreiras litorâneas e/ou barras *offshore*, para a bacia profunda. Estas barreiras foram geradas pelas correntes marinhas que transportavam sedimento longitudinalmente na plataforma continental.

Embora esse material arenoso tenha sido concentrado na cabeceira da rede de canais, acredita-se que ao se acumular em excesso, era desestabilizado, originando correntes de densidade, que carreavam grande quantidade de sedimento. Estas correntes foram responsáveis por escavar o talude, gerando pequenos cânions submarinos. Para Boffo (2017), hoje a ideia mais aceita para a geração dos cânions submarinos é a atuação das correntes de densidade durante as regressões do nível do mar.

As transferências de areia na borda dos cânions geram correntes de turbidez, as quais, consequentemente, originam depósitos turbidíticos, devido ao espesso volume de sedimentos descarregado para o fundo do mar. Estas correntes são consideradas como o principal mecanismo de transferência e deposição sedimentar na bacia profunda (Meiburg & Kneller, 2010).

Respaldando-se nisso, além das relações estratigráficas anteriormente descritas, interpretou-se um contexto de regressão forçada, em que o horizonte basal está inserido. Pode-se inferir que o principal depósito arenoso de água profunda descrito neste capítulo, aqui denominado depósito (1), é essencialmente um depósito turbidítico (Figura 25). Corroboram para essa hipótese:

(i) Presença de todos os componentes de um sistema turbidítico:
(ii) Canais erosivos muito bem demarcados, com profundas incisões vistas em seção *inline* e tridimensionalmente;
(iii) Deposição dos sedimentos em forma de leques submarinos.

Por sua vez, o depósito (2), mais antigo que esse sistema turbidítico, foi interpretado como um depósito de transporte de massa, de maneira similar ao depósito presente na bacia profunda do horizonte superior mapeado. Este depósito em comparação com o DTM superior é menos volumoso e ausente de cicatriz de escorregamento (Figura 25).

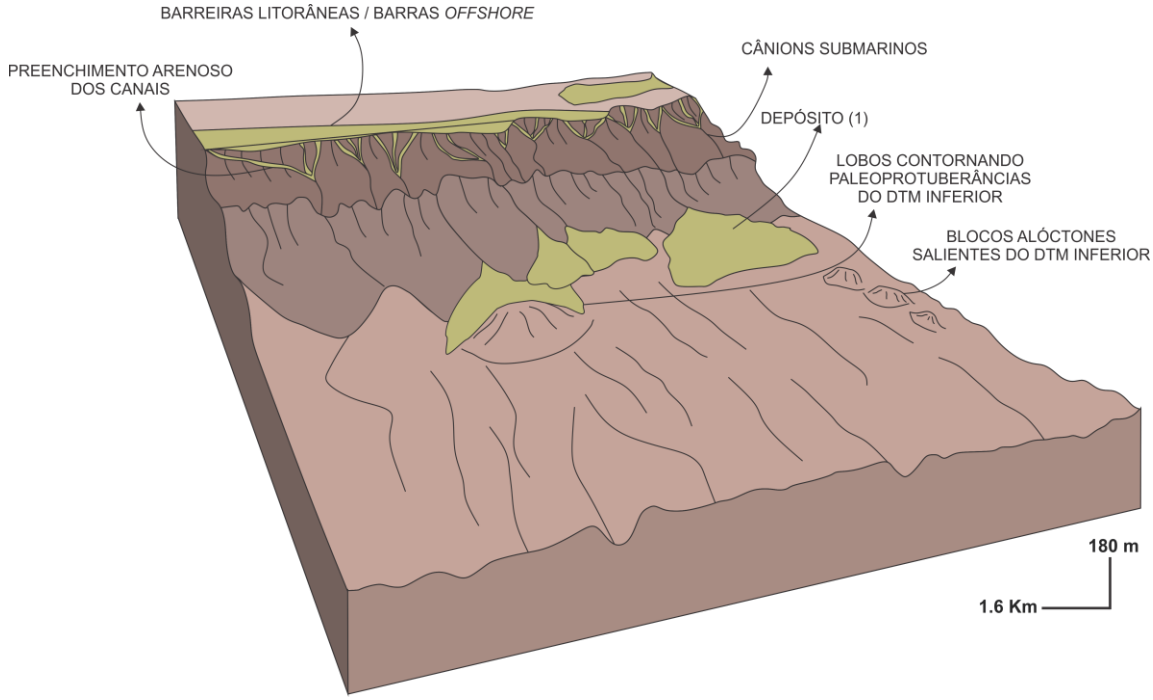


Figura 25: Horizonte inferior ilustrado com interpretações feitas de acordo com as sismofácies observadas. Atenta-se para seis características principais: cânions submarinos, barreiras litorâneas e/ou barras de *offshore* na plataforma, leques submarinos, depósitos na forma de lobos contornando paleoprotuberâncias, preenchimento da cabeceira dos canais com material arenoso e blocos alóctones do DTM mais antigo.

Embora sua espessura seja menor que o DTM superior, este depósito tem significativa importância para o sistema turbidítico que se desenvolveu sobre ele. O paleorrelevo gerado pela deposição desse fluxo de massa, incluindo blocos alóctones e blocos remanescentes, foi crucial para o represamento (*ponding*) de lobos turbidíticos do horizonte basal (Figura 24). Todavia, o represamento do sedimento arenoso não foi completo, pois observa-se que alguns lobos, ao serem espraiados com a quebra no relevo do talude, contornaram total ou em parte os blocos que compõem o DTM (Figura 22). Não obstante, vale ressaltar que o lobo maior, aqui nomeado de depósito (1), localizado no centro-leste do horizonte foi completamente represado por este DTM.

5 IMPLICAÇÕES EXPLORATÓRIAS

Os depósitos de transporte de massa têm sido estudados mais a fundo na última década pelas instituições acadêmicas, devido ao interesse em expandir as barreiras da produção petrolífera em águas profundas a ultraprofundas (Shipp et al. 2011).

Os turbiditos são depósitos mais estudados que os DTMs e, portanto, encontram-se mais compreendidos pela comunidade acadêmica, embora ainda existam muitas dúvidas a respeito das suas características geológicas. Esses depósitos são gerados por correntes de densidade que fluem no corpo aquoso menos denso, gerando um sistema deposicional que engloba uma rede de canais e um conjunto de lobos. Dessa forma, são economicamente interessantes, pois os turbiditos que se depositaram há milhões de anos, atualmente, são as matrizes dos reservatórios que armazenam óleo e/ou gás (Boffo, 2017). Os DTMs, por sua vez, também influenciam na forma destes canais subaquosos e contribuem, sobretudo, para seu preenchimento, atuando, ainda, como selos para os reservatórios de hidrocarbonetos ((Alves et al., 2014; Cardona et al., 2016; Moscardelli et al., 2006 apud Corella et al. (2016).

Como implicação exploratória, portanto, pode-se ressaltar a presença de dois depósitos de transporte de massa, no volume sísmico estudado, situados em níveis estratigráficos distintos. Destes dois depósitos, o mais estudado foi o que se encontra na bacia profunda do horizonte superior. Sua característica essencialmente argilosa pode servir como selo estratigráfico para algum reservatório.

Em se tratando do depósito turbidítico, ressalta-se a presença de um lobo arenoso situado no centro-leste do horizonte basal. Este lobo aparenta ter sido represado (*ponding*) por um paleorrelevo gerado pelo DTM mais antigo, formando uma espécie de concentração arenosa lenticularizada. Partindo do pressuposto que o que foi aludido por Boffo (2017) é certo, assume-se que este lobo turbidítico pode ser uma rocha-reservatório de interesse para a indústria do petróleo. Este reservatório encontra-se selado por uma série de clinoformas progradantes, as quais, na maioria dos casos, são de composição argilosa, caracterizando assim duas partes do sistema petrolífero (selo e rocha-reservatório).

6 CONCLUSÕES

O mapeamento tridimensional e a interpretação de dois refletores situados no norte da Bacia de Santos, intervalo Eoceno, trouxeram informações a respeito do contexto deposicional, da geometria de deposição, de aspectos composicionais e de feições estruturais destes horizontes. A partir da análise detalhada dessas duas superfícies estratigráficas, pode-se concluir:

(i) As relações estratigráficas identificadas no recorte sísmico (*inline*) foram padrões degradacionais, progradacionais descendentes e agradacionais.

(ii) Foram relacionados à regressão forçada os padrões degradacionais e progradacionais descendentes e à regressão normal os padrões agradacionais.

(iii) O horizonte superior pode ser subdividido em plataforma, talude, sopé e bacia profunda, tendo ocorrido na bacia profunda a sedimentação de um DTM.

(iv) O DTM superior possui 120 m de espessura e 7.000 m de comprimento, uma base côncava para cima e um topo convexo e em *inline* apresenta-se composto por refletores com padrão caótico. Evidencia-se blocos alóctones imbricados com direção NE e sentido de caimento para NW. Observa-se, ainda, uma cicatriz de ruptura reta e lisa, de alto ângulo e a composição do depósito é essencialmente argilosa.

(v) O horizonte basal pode ser subdividido em plataforma, talude, sopé e bacia profunda, tendo ocorrido no talude o depósito denominado (1), classificado como depósito turbidítico.

(vi) Em seção *inline* pode-se observar um horizonte sísmico abaixo do horizonte basal, o qual contém um depósito com padrão de refletores caótico, aqui denominado de depósito (2), classificado como DTM. Esse depósito influenciou a sedimentação do horizonte basal por ter construído um paleorrelevo local, que recebeu a deposição desta superfície estratigráfica superior.

(vii) O depósito (1) possui 40 m de espessura e 1.500 m de comprimento, base retilínea e topo levemente côncavo para baixo, sendo classificado como um lobo turbidítico arenoso. Devido ao paleorrelevo construído pelo depósito (2),

classificado como DTM, sotoposto ao sistema turbidítico, gerou-se um aprisionamento (*ponding*) desse lobo, formando uma concentração arenosa na forma de cunha, que é sobreposta por uma série de clinoformas progradantes.

(viii) O depósito (2) possui 70 m de espessura e 11.400 m de comprimento, base com tendência retilínea, apresentando-se côncava para cima em algumas porções e topo convexo. Em *inline* é composto por um padrão caótico de refletores, com raros blocos alóctones e blocos remanescentes, tendo sido classificado como DTM. Esse depósito cria um paleorrelevo para o horizonte basal que é depositado sobre ele.

(ix) Como implicação exploratória tem-se o depósito (1), que é um lobo turbidítico arenoso, sendo um potencial reservatório, recoberto por clinoformas progradantes essencialmente argilosas (possíveis selos) e têm-se os dois DTMs, os quais podem configurar rochas selantes para sistemas petrolíferos locais.

REFERÊNCIAS

Alves, T.M., Kurtev, K., Moore, G.F., Strasser, M. 2014. Assessing the internal character, reservoir potential, and seal competence of mass-transport deposits using seismic texture: a geophysical and petrophysical approach. AAPG Bull., 98(4):793-824.

Assine, M.L., Corrêa, F.S. & Chang, H.K. 2008. Migração de depocentros na Bacia de Santos: importância na exploração de hidrocarbonetos. Revista Brasileira de Geociências, 38(2):111-127.

Berton F. e Vesely F.F. 2016a. Seismic expression of depositional elements associated with a strongly progradational shelf margin: northern Santos Basin, southeastern Brazil. Brazilian Journal of Geology, 46(4):585-603.

Berton F. e Vesely F.F. 2016b. Stratigraphic evolution of Eocene clinoforms from northern Santos Basin, offshore Brazil: evaluating controlling factors on shelfmargin growth and deep water sedimentation. Marine and Petroleum Geology, 78:356-372.

Berton, F. 2015. Evolução estratigráfica da margem continental do eoceno no norte da bacia de santos: sismoestratigrafia, fácies sísmicas e geomorfologia sísmica aplicadas à determinação dos controles sobre a arquitetura deposicional. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Geologia, Departamento de Geologia, Universidade Federal do Paraná, 114p.

Boffo, C. H. 2017. Origem e formação dos canyons submarinos: atuação de correntes de densidade e fluxo de surgência. Dissertação de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental, Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 74p.

Brown, A. R. 1996. Seismic attributes and their classification. The leading edge, 15(10):1090-1090.

Cardona, S., Wood, L., Day-Stirrat, R., Moscardelli, L. 2016. Fabric development and pore-throat reduction in a mass-transport deposit in the jubilee gas field, eastern Gulf of Mexico: consequences for the sealing capacity of MTDs. Submarine Mass Movements and Their Consequences. Springer International Publishing, p. 27-37.

Chang H.K., Assine M.L., Corrêa F.S., Tinen J.S., Vidal A.C., Koike L. 2008. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geociências, 38(2):29-46.

Contreras J.; Zühlke R.; Bowman S.; Bechstädt T. 2010. Seismic stratigraphy and subsidence analysis of the southern Brazilian margin (Campos, Santos and Pelotas basins). Marine and Petroleum Geology, 27:1952-1980.

Corella, J. P., Loizeau, J. L., Kremer, K., Hilbe, M., Gerard, J., Le Dantec, N., ... & Girardclos, S. 2016. The role of mass-transport deposits and turbidites in shaping modern lacustrine deepwater channels. Marine and Petroleum Geology, 77:515-525.

D'Ávila, R.S.F., Arienti, L.M., Aragão, M.A.N.F., Vesely, F.F., Santos, S.F., Voelcker, H.E., Viana, A.R., Kowsmann, R.O., Moreira, J.L.P., Coura, A.P.P., Paim, P.S.G., Matos, R.S., Machado, L.C.R. 2008. Ambientes de águas profundas. In: Ambientes de sedimentação siliciclástica do Brasil. 2008. Org. by A.J.C.L.P. Silva, M.A.N.F. Aragão & A.J.C. Magalhães. Beca, p. 244-300.

de Lima Rodrigues, M. C. N., Folmann, M., Trzaskos, B., & Vesely, F. F. Registro estrutural de depósitos de transporte em massa do permiano inferior da Bacia do Paraná. Xv Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos (SNET), Vitória, ES, 5p.

Figueiredo, A. M. 2015. Mapeamento Automático de Horizontes e Falhas em Dados Sísmicos 3D baseado no algoritmo de Gás Neural Evolutivo. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Informática, Departamento de Informática, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 69p.

Figueiredo, A. M. 2015. Mapeamento de Eventos Sísmicos baseado em Algoritmos de Agrupamento de Dados. Dissertação de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Informática, Departamento de Informática, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 69p.

Herron, D.A. 2011. First Steps in Seismic Interpretation. Geophysical Monograph Series. Society of Exploration Geophysicists, Sugar Land, Texas, USA, 217p.

López, L. A. C. 2009. Interpretação sismoestratigráfica e geonorfologia sísmica do Cone de Rio Grande, Bacia de Pelotas. Dissertação de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 160p.

Mohriak, W.U. 2003. Bacias sedimentares da margem continental brasileira. In: Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil. 2003. Ed. by L.A. Bizzi, C. Schobbenhaus, R.M. Vidotti, H. Gonçalves. CPRM, Brasília, DF, 87-165.

Moreira, J.L.P., Madeira, C.V., Gil, J.A., Machado, MAP. 2007. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras. 15(2):531-549.

Macedo, J.M. 1989. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. Bol. de Geoc. da Petrobras, 3:159-173.

Moscardelli L., Wood L.J., Mann P., 2006. Mass-transport complexes and associated processes in the offshore area of Trinidad and Venezuela. Am. Assoc. Petroleum Geology. Bull, 90(7):1059-1088.

Martinez J.F., Cartwright J., Hall B. 2005. 3D seismic interpretation of slump complexes: examples from the continental margin of Israel. Basin Research, 17:83-108.

Modica, C.J.; Brush, E.R. 2004. Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil. AAPG Bull, 88(7):923-945.

Moreira, J.L.P. & Carminatti, M. 2004. Sistemas deposicionais de talude e de bacia no Eoceno da Bacia de Santos. Bol. de Geoc. da Petrobras, 12(1), 73-87.
Moscardelli, L. and Wood, L. 2008. New classification system for mass transport complexes in offshore Trinidad. Basin Res., 20:73-98.

Martins,J.D. 2017. Geomorfologia sísmica de um depósito de transporte em massa no cretáceo superior da Bacia de Santos. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Geologia, Universidade Federal do Paraná, 51p.

Milani, E. J., Brandão, J. A. S. L., Zalán, P. V., & Gamboa, L. A. P. (2000). Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Brazilian Journal of Geophysics, 18(3):351-396.

Meiburg, E., & Kneller, B. (2010). Turbidity currents and their deposits. Annual Review of Fluid Mechanics, 42:135-156.

Othman, A. A., Fathy, M., & Negm, A. (2018). Identification of channel geometries applying seismic attributes and spectral decomposition techniques, Temsah Field, Offshore East Nile Delta, Egypt. NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics.

Posamentier, H.W. 2004. Future Trends in 3-D Seismic Analysis: The Integration of Seismic Stratigraphy and Seismic Geomorphology. In: Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems. 1991. Ed. by P. Weimer & M.H. Link. Springer, 197-222.

Posamentier H.W. e Kolla V. 2003. Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings. Journal of Sedimentary Research, 73(3):367-388.

Shipp, R. C., Weimer, P., & Posamentier, H. W. 2011. Mass-transport deposits in deepwater settings (No. 96). SEPM Society for Sedimentary Geology.

Sancevero, S. S., Remacre, A. Z., & Portugal, R. D. S. 2006. O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios. Revista Brasileira de Geofísica, 24(4):495-512.

Silva, P.L. & Borghi, L.F.A. 2013. Caracterização faciológica dos reservatórios e depósitos associados do Campo de Frade, Bacia de Campos, Rio de Janeiro. Anuário do Instituto de Geociências, 36:45–60.

Sheriff, R.E., 1991, Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics, Third Edition: Society of Exploration Geophysicists, 384p.

Zalán, P.V. and Oliveira, J.A.B. 2005. Origem e evolução estrutural do Sistema de Riftes Cenozóicos do Sudeste do Brasil. Bol. de Geoc. da Petrobras, 13(2):269-300.