

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS**

**ANÁLISE SISMOESTRATIGRÁFICA DOS COMPLEXOS  
TURBIDÍTICOS DO CRETÁCEO SUPERIOR DA BACIA DE CAMPOS**

**TIAGO ANTÔNIO MORAIS**

ORIENTADOR – Prof. Dr. Juliano Kuchle

Volume I

Porto Alegre – 2017

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS**

**ANÁLISE SISMOESTRATIGRÁFICA DOS COMPLEXOS  
TURBIDÍDICOS DO CRETÁCEO SUPERIOR DA BACIA DE CAMPOS**

**TIAGO ANTÔNIO MORAIS**

ORIENTADOR – Prof. Dr. Juliano Kühle

**BANCA EXAMINADORA**

Prof. Dr. Paulo Sérgio Gomes Paim – Instituto de Geociências, Universidade do Vale do Rio dos Sinos.

Prof.<sup>a</sup> Dra. Maria Luiza Correa da Câmara Rosa – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof. Dr. Jairo Francisco Savian – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Dissertação de Mestrado apresentada  
como requisito parcial para obtenção do  
Título de Mestre em Geociências.

Porto Alegre – 2017

## **UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL**

**Reitor:** Rui Vicente Oppermann

**Vice-Reitora:** Jane Fraga Tutikian

### **INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Diretor:** André Sampaio Mexias

**Vice-Diretor:** Nelson Luiz Sambaqui Gruber

Morais, Tiago Antônio

Análise sismoestratigráfica dos complexos turbidíticos do Cretáceo Superior da Bacia de Campos . / Tiago Antônio Moraes. - Porto Alegre: IGEO/UFRGS, 2017.  
[83 f.] il.

Dissertação (Mestrado).- Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-Graduação em Geociências. Instituto de Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 2017.

Orientador(es):Juliano Kuchle

1. Sistemas turbidíticos 2. Análise sismoestratigráfica 3. Bacia de Campos 4. Cretáceo Superior I. Título.

CDU 551.468.1

---

Catálogo na Publicação

Biblioteca Instituto de Geociências - UFRGS

Sônia Teresinha Duarte de Oliveira CRB 10/2310

---

Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Campus do Vale Av. Bento Gonçalves, 9500 - Porto Alegre - RS - Brasil

CEP: 91501-970 / Caixa Postal: 15001.

Fone: +55 51 3308-6329 Fax: +55 51 3308-6337

E-mail: bibgeo@ufrgs.br

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer a equipe do Projeto Polvo e à Maersk Group pelo fornecimento dos dados e oportunidade de trabalhar neste projeto. Agradeço especialmente ao meu orientador, Prof. Dr. Juliano Kühle, que me ajudou e incentivou muito durante o mestrado, além de desempenhar o fundamental papel de tutor acadêmico. Agradeço também ao Dr. Adam McArthur pelo auxílio, dedicação e atenção durante todas as etapas do estudo e pelas importantes contribuições dadas para elaboração do artigo. Por fim, gostaria de agradecer a minha família e a minha futura esposa, Milena Nyland, pelo apoio e companheirismo ao longo desta etapa da minha vida.

## RESUMO

Esta dissertação de mestrado compreende o artigo submetido à publicação, bem como a nota explicativa, base conceitual e contextualização do tema e objetivos, e por fim uma discussão integradora sumarizando os principais resultados. O tema principal da dissertação são os complexos turbidíticos marinhos profundos da Bacia de Campos, notórios produtores de petróleo e de relevante significância no contexto da matriz energética do Brasil desde os anos 1970. Estes depósitos portadores de hidrocarbonetos foram descobertos após um grande esforço exploratório inicial, e desde então sempre se mostraram reservatórios prolíficos e cada vez mais relevantes na produção de petróleo anual brasileira. Com a descoberta do pré-sal, estima-se a ultrapassagem da capacidade de produção dos turbiditos, mas é inegável que o suporte capital e conhecimento geológico inicial que permitiram a descoberta do pré-sal são diretamente sustentados pela bem estabelecida produção dos turbiditos Cretácicos. O intervalo de estudo é o Cretáceo Superior (Turoniano ao Maastrichtiano), um período globalmente definido por uma transgressão de segunda ordem. Entretanto, dentro de um intervalo estratigráfico não usual, são reconhecidos uma série de corpos areníticos de espessuras consideráveis, os quais podem atingir até 200 metros de arenitos contínuos. Estes depósitos foram sistematicamente formados por fluxos gravitacionais associados ou não a cânions, sendo depositados na forma de complexos de leques de assoalho (*basin floor fan complexes*). A variabilidade de espessura, dimensões laterais e geometrias destes depósitos são muito expressivas, e isso motivou a presente dissertação. A área de estudo compreende os campos produtores de Polvo e Peregrino, considerados já bem estabelecidos e com um programa de exploração de longo prazo. Utilizando dados sísmicos convertidos em profundidade e um total de 105 poços, foram selecionadas as linhas sísmicas mais relevantes a fim de desenvolver uma interpretação sismoestratigráfica da área de estudo. Desta forma, o presente trabalho consistiu inicialmente em uma análise de alta resolução dos refletores sísmicos e suas respectivas terminações nas seções sísmicas previamente selecionadas. A interpretação completa dos refletores sísmicos permitiu o reconhecimento das superfícies limítrofes e uma posterior caracterização regional de cinco unidades sismoestratigráficas no intervalo de estudo. Após o reconhecimento das unidades sismoestratigráficas, foram também caracterizadas as principais fácies sísmicas reconhecidas no intervalo estudado a partir do mapeamento regional de pacotes

sísmicos com assinaturas específicas e correlação com dados litológicos de poços adjacentes. Por fim, utilizando-se dos conceitos básicos de estratigrafia de sequências, foram construídas cartas cronoestratigráficas visando o reconhecimento das fases evolutivas e uma posterior construção do modelo deposicional com caráter preditivo dos complexos turbidíticos. Como resultado final, obteve-se um modelo deposicional de alta resolução da área mapeada, o qual pode ser utilizado como guia para a predição de depósitos turbidíticos arenosos na Bacia de Campos. A presente dissertação ainda propõe uma metodologia sistemática visando o reconhecimento e caracterização regional de depósitos turbidíticos, a qual compreende significativas implicações para avaliação na distribuição de reservatórios arenosos.

**Palavras chave:** Sistemas turbidíticos, Análise sismoestratigráfica, Bacia de Campos.

## ABSTRACT

This master's thesis is comprised by a scientific article submitted for publication, an explanatory note, a summary of conceptual basis and contextualization of the theme and objectives, and an integrative discussion summarizing the most important results obtained. The main subject of this dissertation deals with seismic stratigraphic study of the deep marine turbidite complexes of the Campos Basin, which are notorious and extremely important oil producing formations in Brazil since the 1970s. These hydrocarbons deposits were discovered after a great initial exploratory effort, and since then have always been prolific and increasingly relevant reservoirs in Brazilian annual oil production. With the discovery of pre-salt reservoirs, it is estimated that turbidite production capacity is exceeded, but it is undeniable that the initial support and initial geological knowledge that allowed the discovery of the pre-salt is directly supported by the well-established production of the Cretaceous turbidites. The studied interval has an Upper Cretaceous (Turonian to Maastrichtian) age, a period globally defined by a second order transgression. However, within an unusual stratigraphic range, several laterally continuous sandstone bodies with thickness up to 200 meters are regionally recognized in the Campos Basin. These deposits were systematically formed by gravitational fluxes associated or not with canyons and deposited as basin floor fan complexes. The variability of thickness, lateral dimensions and geometries of these deposits are characteristic, providing motivation for the present study. The study area comprises the Polvo and Peregrino oilfields, already considered well established and with a long-term exploitation program. Using depth converted 2D seismic data and well data from 105 wells, the most relevant seismic lines were selected to develop a detailed seismic stratigraphic interpretation of the study area. Thus, the present work comprises an initial high-resolution analysis of seismic reflectors and their respective terminations in the previously selected seismic sections. The complete interpretation of the seismic reflectors allowed the recognition of the boundary surfaces and a subsequent regional characterization of five seismic stratigraphic units in the studied interval. After the recognition of the seismic stratigraphic units, the main seismic facies recognized were characterized through regional mapping of seismic packages with specific signatures and correlation with lithological data from adjacent wells. Finally, using the basic concepts of sequence stratigraphy, chronostratigraphic charts were constructed for recognition of the evolutionary phases and to support the construction of a predictive

depositional model for the turbidite complexes. As a final result, a high resolution depositional model of the study interval was obtained, which can be used as a guide for the prediction of sand dominated turbidite deposits in the Campos Basin. The present dissertation also proposes a systematic methodology for seismic recognition and regional characterization of turbidite deposits, which has significant implications for the evaluation of sand dominated, turbidite reservoir distribution during hydrocarbon exploration.

**Keywords:** Turbidite systems, Seismic stratigraphic analysis, Campos Basin.



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	7
2. ESTADO DA ARTE .....	9
2.1. PROCESSOS SEDIMENTOLÓGICOS MARINHOS PROFUNDOS .....	9
2.2. CARACTERIZAÇÃO DOS DEPÓSITOS TURBIDÍDICOS .....	12
2.3. INTERPRETAÇÃO SISMOESTRATIGRÁFICA .....	21
3. CONTEXTO GEOLÓGICO.....	29
4. ARTIGO CIENTÍFICO .....	38
4.1. COMPROVANTE DE SUBMISSÃO DO ARTIGO.....	38
4.2. RESEARCH PAPER .....	39
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES .....	73
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	76

## **TEXTO EXPLICATIVO SOBRE A ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

O presente trabalho é apresentado em forma de artigo científico conforme especifica a Norma 103 – Submissão de Teses e Dissertações do Programa de Pós-Graduação em Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Conseqüentemente, sua organização compreende as seguintes partes principais:

- Introdução sobre o tema e descrição do objeto da pesquisa de mestrado, onde estão sumarizados os objetivos e a filosofia de pesquisa desenvolvidos e o estado da arte sobre o tema de pesquisa.
- Comprovante de submissão de artigo para a revista científica: *Marine and Petroleum Geology*.
- Artigo submetido a periódico com corpo editorial permanente e revisores independentes, escrito pelo autor durante o desenvolvimento de seu mestrado.
- Considerações finais e conclusões.

## 1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos, com mais de 1.600 poços perfurados, está localizada predominantemente na porção offshore do litoral dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. A exploração de hidrocarbonetos na Bacia de Campos iniciou-se na década de 50 com a perfuração de um poço em terra, no Cabo de São Tomé. Na década de 60 foram realizados os primeiros levantamentos sísmicos, e em 1974, foi descoberto o primeiro campo de óleo da bacia de Campos (Grassi et al., 2004). Atualmente, a Bacia de Campos é a bacia brasileira mais prolífica, aparecendo em primeiro lugar na produção de petróleo, com 57% da produção total, e em segundo lugar na produção de gás natural, com mais de 25% da produção total, no último Boletim da Produção Mensal de Petróleo e Gás Natural da ANP, mês de novembro de 2016 (ANP, 2016). Apesar das recentes descobertas de grandes reservas de hidrocarbonetos em regiões profundas da Bacia de Campos associadas ao pré-sal, os depósitos turbidíticos de água profunda da Bacia de Campos continuam sendo de grande importância econômica.

Os reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos são reconhecidos como parte de sequências sedimentares que se desenvolveram do Cretáceo ao Recente, em resposta ao efeito combinado das mudanças eustáticas do nível do mar, pequenas taxas de subsidência térmica e significativo aporte sedimentar decorrente do soerguimento da Serra do Mar (Fetter et al., 2009). A Formação Carapebus, de idade Neo-Cretácea, é composta predominantemente por arenitos depositados por correntes de turbidez ao longo do assoalho da plataforma oceânica durante a fase drifte, os quais são os principais reservatórios da Bacia de Campos.

Ao longo dos últimos anos, diversos estudos vêm demonstrando o elevado grau de complexidade e variabilidade dos depósitos turbidíticos através de mapeamentos sísmicos e análises sismoestratigráficas de alta resolução (Gervais et al., 2006; Deptuck et al., 2008, Mayall et al., 2010; De Ruig & Hubbard, 2006). Apesar da importância econômica, caracterizações sismoestratigráficas detalhadas dos depósitos turbidíticos do Cretáceo Superior ainda são extremamente limitadas na Bacia de Campos.

Desta forma, o principal objetivo deste trabalho consistiu em realizar um mapeamento sismoestratigráfico de alta resolução dos depósitos turbidíticos do Cretáceo Superior na região sul da Bacia de Campos, os quais controlam

diretamente as ocorrências de corpos reservatórios de futuros plays exploratórios. O mapeamento sismoestratigráfico foi correlacionado com informações litológicas de poços exploratórios e produtores, permitindo uma caracterização detalhada dos complexos turbidíticos a partir do reconhecendo suas dimensões, quantidades, e relações de contato e conectividades. Como objetivo final, foi proposto um modelo deposicional e cronoestratigráfico para a área de estudo, os quais representam as variações ao longo do tempo dos ambientes deposicionais e seus constituintes.

## **2. ESTADO DA ARTE**

Este item contempla a revisão conceitual de temas relacionados a esta pesquisa. As revisões foram baseadas em livros e artigos publicados em periódicos, buscando principalmente trabalhos de revisão recentes sobre os temas mais amplos e artigos ou resumos em eventos para temas mais específicos da pesquisa.

### **2.1. PROCESSOS SEDIMENTOLÓGICOS MARINHOS PROFUNDOS**

Ambientes marinhos profundos são aqueles situados abaixo do nível base das ondas de tempestade, ou seja, em locais onde não ocorre interação entre as ondas e o assoalho do oceano (D'ávila et al., 2008). Neste contexto marinho profundo, são depositados os complexos turbidíticos. Os principais processos sedimentológicos atuantes nestes ambientes são fluxos gravitacionais de sedimentos, fluxos gravitacionais de massa e correntes de fundo (D'ávila et al., 2008). Os fluxos gravitacionais de massa e as correntes de fundo retrabalham e promovem a erosão e redeposição dos sedimentos preexistentes. Conforme proposto por Middleton & Hampyon (1973), os fluxos gravitacionais de sedimentos podem ser divididos em quatro principais tipos: fluxo de detritos, fluxos de grãos, fluxos fluidizados e correntes de turbidez. Ao contrário das correntes de turbidez, os fluxos fluidizados e de grãos não são efetivos em carregar quantidades significativas de sedimentos por longas distâncias. As principais características e feições dos fluxos atuantes nos depósitos turbidíticos são discutidas a seguir.

#### **Fluxos de Detritos**

São fluxos de alta viscosidade ricos em sedimentos saturados em água e com propriedades plásticas devido à presença lama. Estes fluxos originam depósitos maciços mal selecionados, onde uma matriz lamosa ou areno-lamosa sustenta os clastos maiores. Devido à elevada viscosidade, fluxos de detritos não desenvolvem estruturas sedimentares trativas, tais como estratificação cruzada e ripples.

#### **Fluxos de Grãos**

São fluxos associados a gradientes topográficos elevados, ocorrendo tanto em ambientes subaéreos como subaquosos. Nesses fluxos, o sedimento é mantido em suspensão devido às colisões entre os grãos, depositando usualmente sedimentos

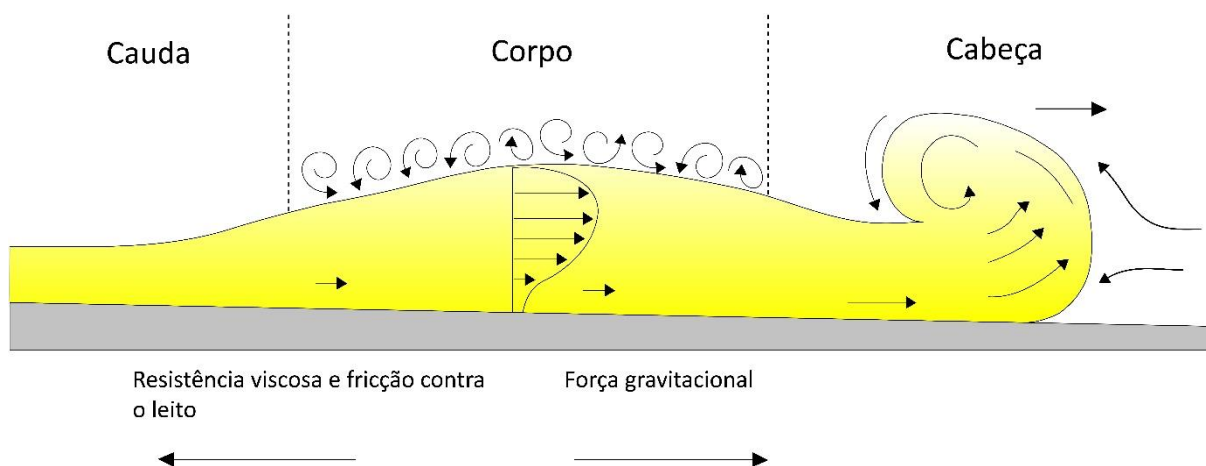
arenosos sem matriz lamosa. Os depósitos de fluxos de grãos são constituídos normalmente por arenitos e conglomerados maciços ou com gradação inversa. Esses fluxos estão comumente associados às correntes de turbidez de alta densidade.

### **Fluxos fluidizados**

Os fluxos fluidizados são dispersões muito concentradas de grãos e fluidos, onde os grãos são mantidos em suspensão pela elevada pressão de poro dos fluidos devido a movimentos ascendentes. Quando os fluidos são expulsos em direção ao topo, os grãos mais densos tendem a decantar até o momento de escape do fluido através dos espaços entre os grãos.

### **Correntes de turbidez**

São caracteristicamente fluxos gravitacionais bipartidos constituídos por uma camada basal granular e uma camada superior mais diluída e turbulenta. A origem desses fluxos pode estar associada a eventos catastróficos de curta duração (tempestades) ou de longa duração (enchentes fluviais). Uma corrente de turbidez pode ser subdividida em três partes: a) cabeça: porção frontal, mais rápida e até duas vezes mais espessa que o resto do fluxo, onde são transportados os grãos maiores; b) corpo: região central da corrente onde o fluxo é praticamente uniforme e por fim, c) cauda da corrente: uma zona de rápido adelgaçamento do fluxo, onde dominam tamanhos de grãos menores (Figura 1). A região da cabeça possui intensa turbulência e erosão. A presença de sedimentos finos dispersos na corrente de turbidez proporciona uma redução do atrito na camada basal criando uma espécie de filme lubrificante entre os grãos maiores e permitindo que o fluxo atinja maiores distâncias. Por outro lado, os sedimentos lamosos aumentam a densidade da corrente, desenvolvendo uma maior turbulência na camada superior do fluxo. As correntes de turbidez podem ser subdivididas em baixa e alta densidade em função dos diferentes tamanhos de grãos que as constituem. De um modo geral, estas correntes iniciam-se com alta densidade e evoluem para correntes de baixa densidade.



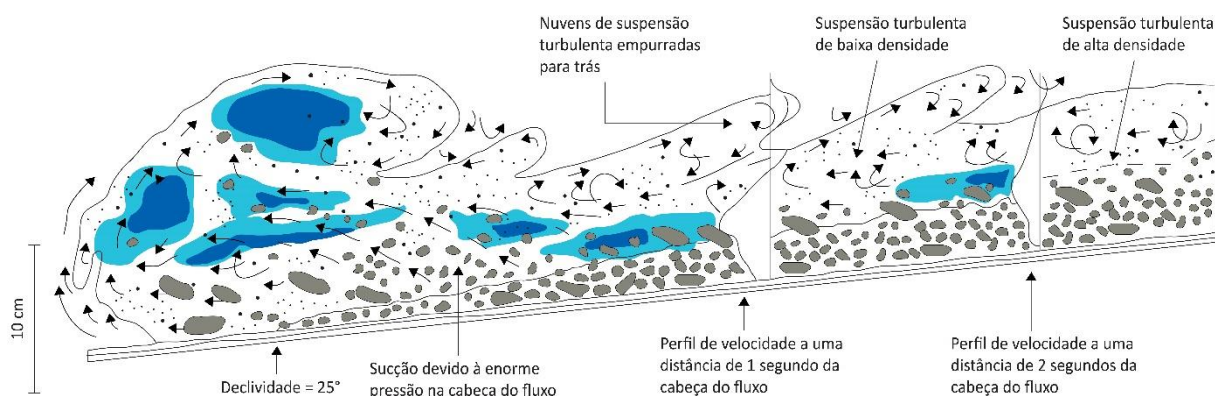
**Figura 1.** Subdivisão esquemática de uma corrente de turbidez (cabeça, corpo, cauda). Modificado de D'Ávila et al., 2008.

### **Correntes de turbidez de baixa densidade**

São caracterizadas por grãos que variam entre granulometria argila até areia média. A deposição inicia-se com a desaceleração gradativa da corrente, sendo depositados primeiramente os sedimentos arenosos e posteriormente os sedimentos lamosos com feições tanto de tração e quanto de suspensão.

### **Correntes de turbidez de alta densidade**

Correntes de turbidez de alta densidade incluem todos os tamanhos de grão. Com a desaceleração gradativa fluxo, inicia-se a deposição dos grãos maiores seguidos pelos menores. As características mais marcantes das correntes de turbidez de alta densidade são seu grande poder de erosão e a rápida acumulação de sua carga grosseira (Figura 2), a qual ocorre com a desaceleração do fluxo. A relação entre as taxas de erosão e sedimentação de uma corrente de turbidez é controlada principalmente pelo declive do substrato. O intenso poder erosivo destes fluxos nas partes proximais dos sistemas turbidíticos promove a escavação do substrato lamoso, gerando-se espaço para a deposição das fácies subsequentes.

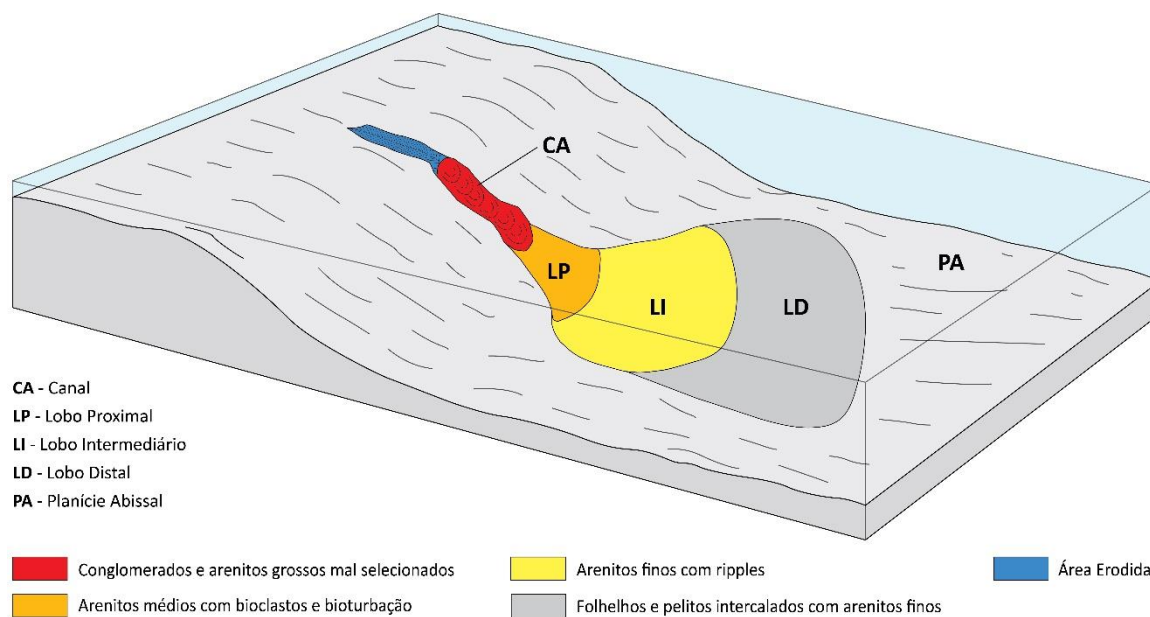


**Figura 2.** Esquema ilustrando uma corrente de turbidez, onde a base é densa e laminar e a camada superior turbulenta. Modificado de Postma et al., 1988.

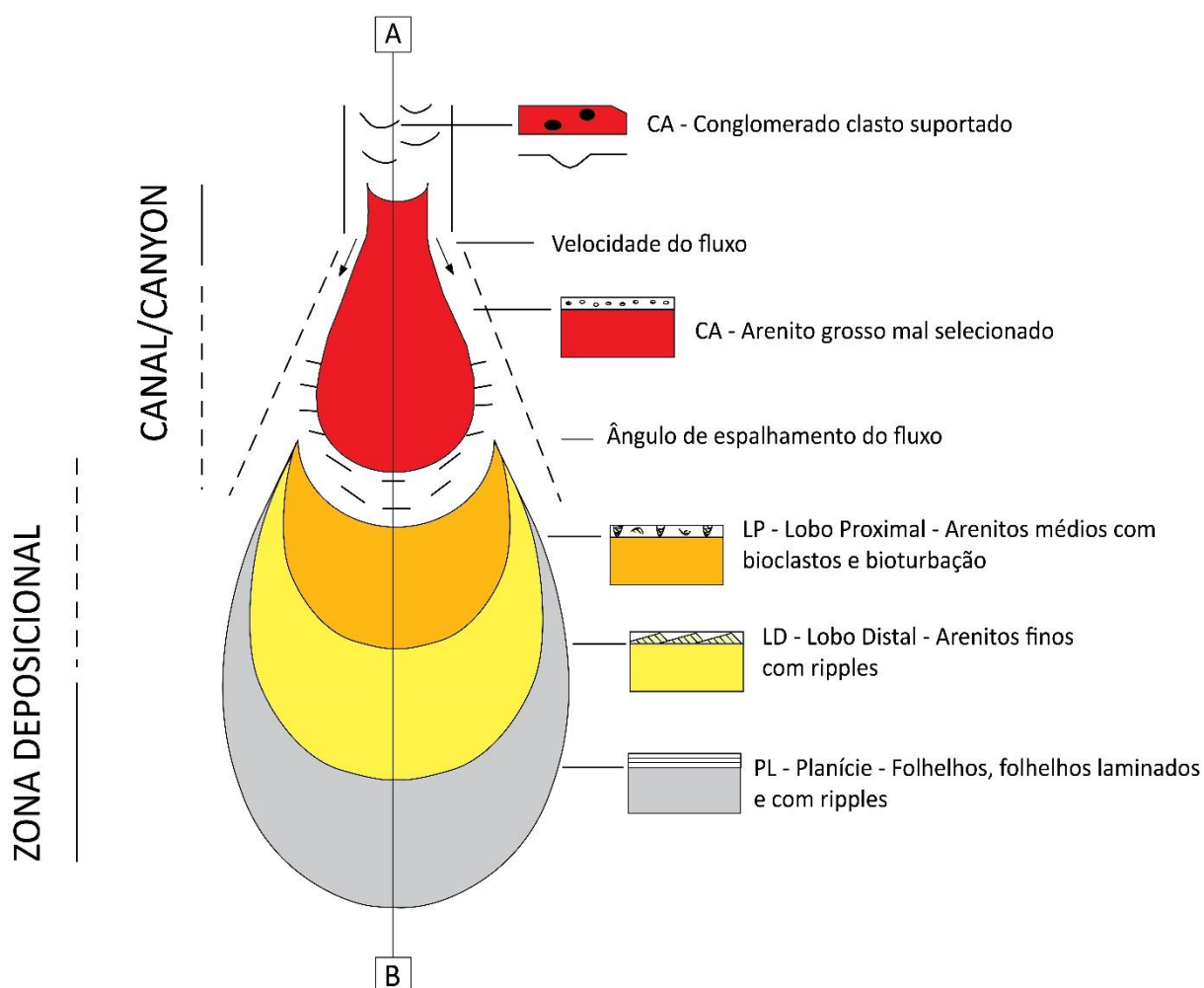
## 2.2. CARACTERIZAÇÃO DOS DEPÓSITOS TURBIDÍDICOS

Em função da diversidade e complexidade dos processos sedimentológicos atuantes, os depósitos turbidíticos são frequentemente divididos em subsistemas deposicionais através do reconhecimento de variações litológicas e/ou estruturais entre os pacotes sedimentares que constituem o intervalo. De um modo geral, os depósitos marinhos profundos são caracterizados por dois subsistemas principais: complexos do tipo canal-levee e lobos turbidíticos (Figura 3). O modelo deposicional esquemático de depósitos turbidíticos proposto por Mutti et al. (1999) foi utilizado como base no presente trabalho (Figura 4). A Figura 5 representa uma seção esquemática das fácies e granulometrias predominantes encontradas ao longo dos depósitos turbidíticos. Aliado aos estudos sedimentológicos, o aumento significativo de levantamentos sísmicos de alta resolução foi um dos fatores fundamentais para o avanço do conhecimento sobre depósitos marinhos profundos. Entre estes estudos, destacam-se mapeamentos sísmicos de sistemas turbidíticos Cenozóicos (Mayall et al., 2010) e recentes (Gervais et al., 2006; Deptuck et al., 2008), os quais permitiram uma avaliação em alta resolução da geometria destes depósitos.

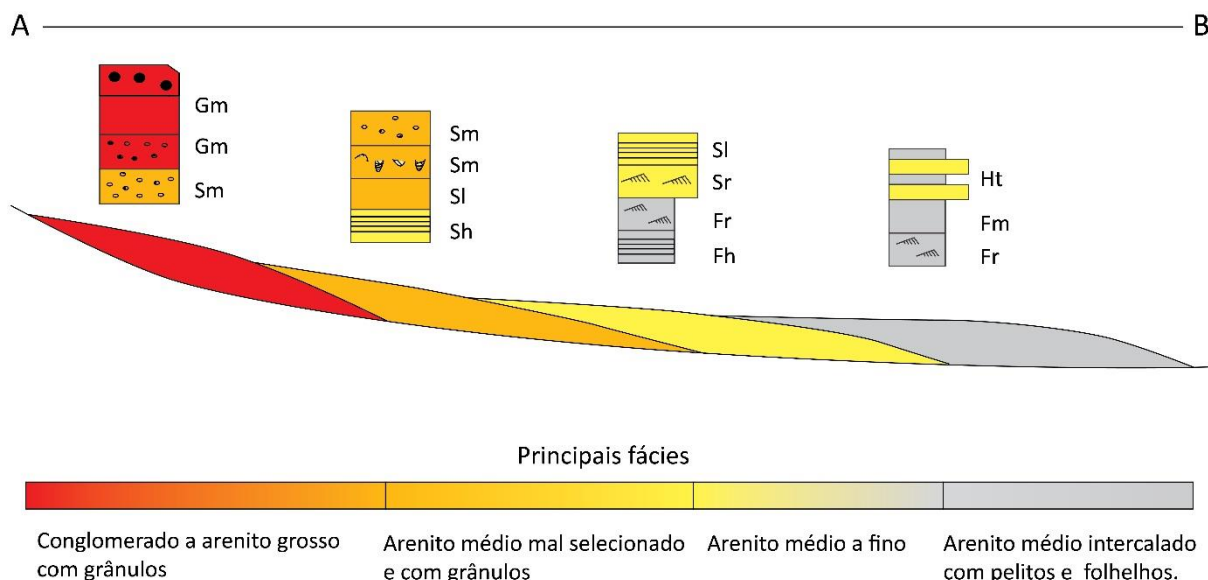




**Figura 3.** Divisão dos complexos turbidíticos em função da litologia dominante e estruturas sedimentares reconhecidas. Os pacotes sedimentares associados aos depósitos de Canal (CA) e Lobo Proximal (LP) constituem os melhores reservatórios, uma vez que nestes locais predominam depósitos caracteristicamente arenosos.



**Figura 4.** Modelo deposicional para sistemas turbidíticos (modificado de Mutti, 1999).



**Figura 5.** Distribuição das principais fácies e da granulometria predominante de acordo com o modelo deposicional para sistemas turbidíticos de alta eficiência, (modificado de Mutti, 1999).

## Lobos turbidíticos

Além dos estudos anteriormente mencionados (Gervais et al., 2006; Deptuck et al., 2008; Mayall et al., 2010), mapeamentos sísmicos de complexos turbidíticos foram também realizados na região da Baja Califórnia, México. Através de interpretações sismoestratigráficas regionais, Covault et al. (2009) caracterizou a morfologia e a interconectividade entre três complexos turbidíticos contemporâneos. Esta situação relacionada a complexos turbidíticos interconectados possivelmente assemelha-se ao contexto de deposição do intervalo de estudo na Bacia de Campos. Recentemente, Prêlat et al. (2009) propôs um modelo arquitetural esquemático visando a caracterização de complexos turbidíticos, o qual foi utilizado como referência para o mapeamento realizado (Figura 6). De acordo com este modelo, os complexos de lobos turbidíticos são caracterizados por extensos pacotes de sedimentos areno-lamosos intercalados com complexos de canais amalgamados, os quais compreendem porções usualmente compostas por sedimentos arenosos a conglomeráticos. Acompanhando os estudos de sub-superfície, uma série de estudos análogos associados a excelentes exposições de depósitos turbidíticos resultaram em um extenso acervo sobre estes depósitos (Kane & Hodgson 2011; Pemberton et al., 2016; Spychala et al., 2015).

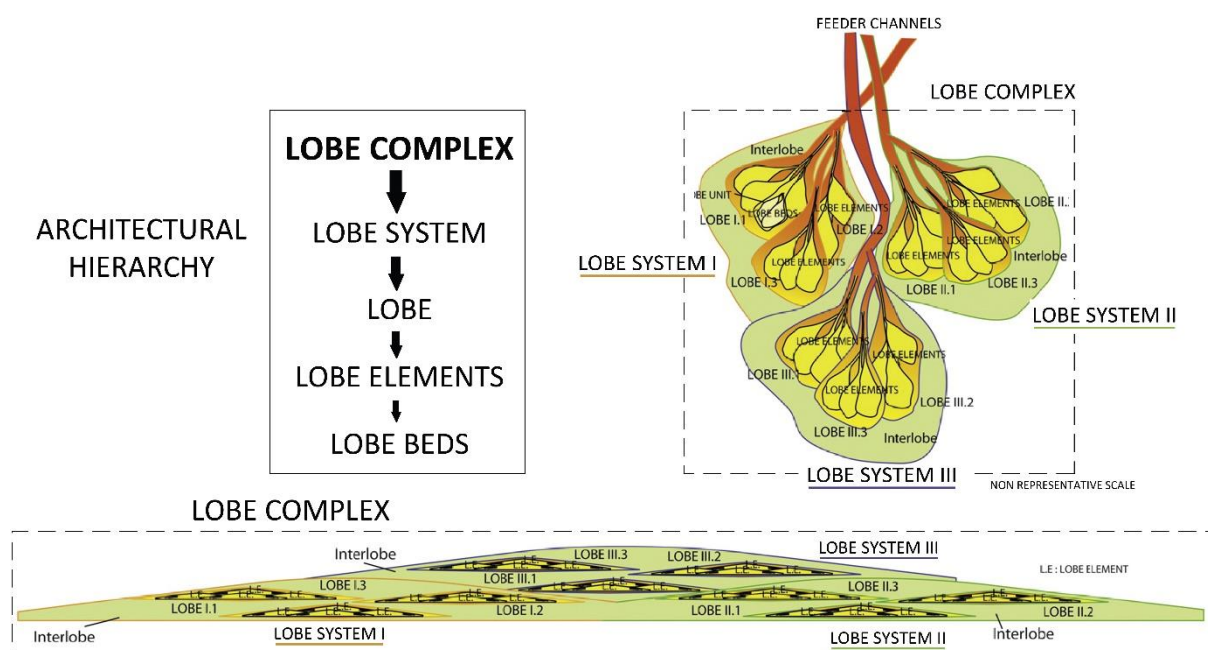
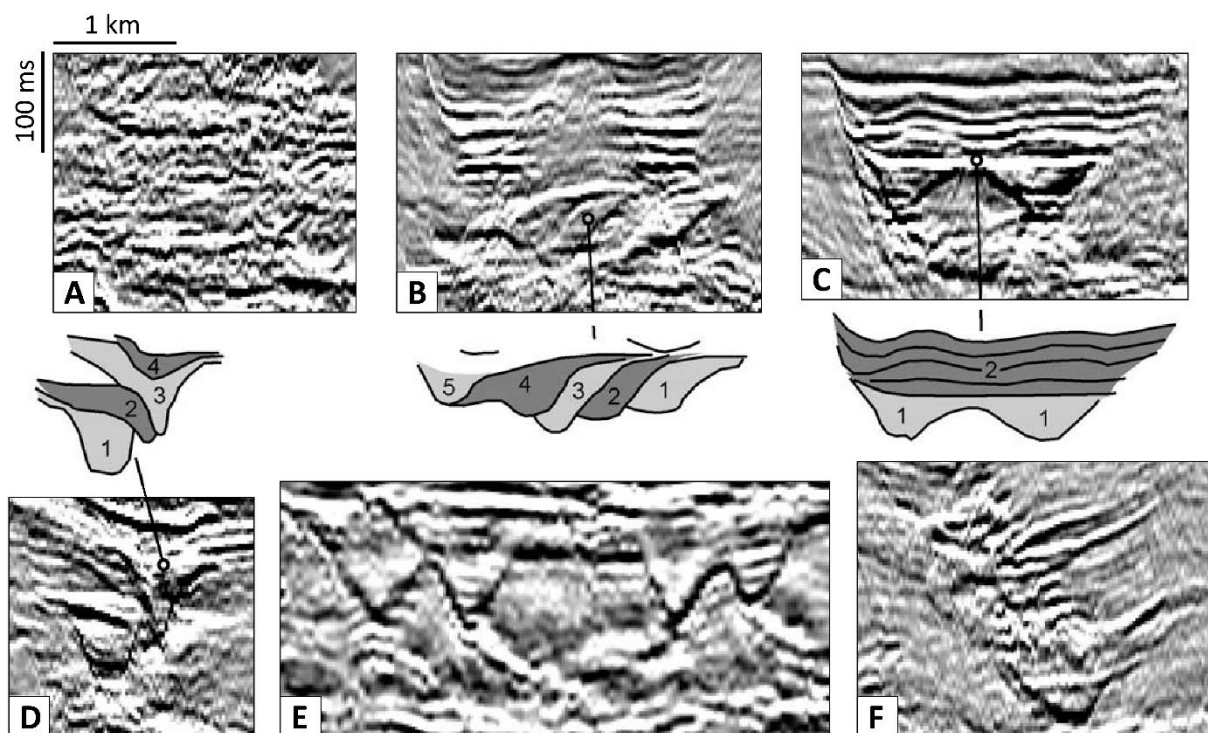


Figura 6. Modelo arquitetural de lobos turbidíticos, conforme proposto por Prélat et al. (2009).

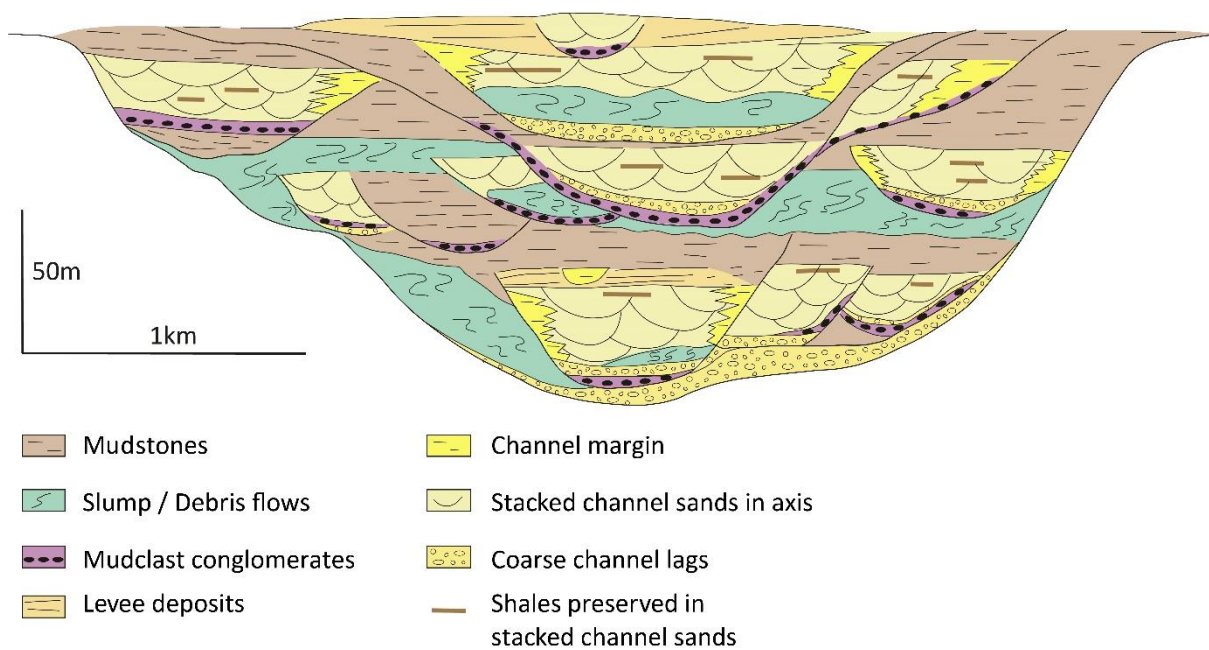
### Complexos canal-levee

Uma série de feições arquiteturais e padrões de refletores sísmicos diagnósticos de complexos de canais turbidíticos vêm sendo intensamente discutidos nos últimos anos (Deptuck et al., 2003; Mayall et al., 2006; Jackson et al., 2008). As principais características sísmicas propostas por estes autores foram frequentemente reconhecidas nas seções sísmicas interpretadas na área de estudo, permitindo uma caracterização detalhada dos sistemas turbidíticos previamente mapeados. Entre estas características, destacam-se as feições erosivas na porção basal destes depósitos, as quais podem auxiliar na rastreabilidade da ocorrência de complexos de canais turbidíticos (Figura 7).

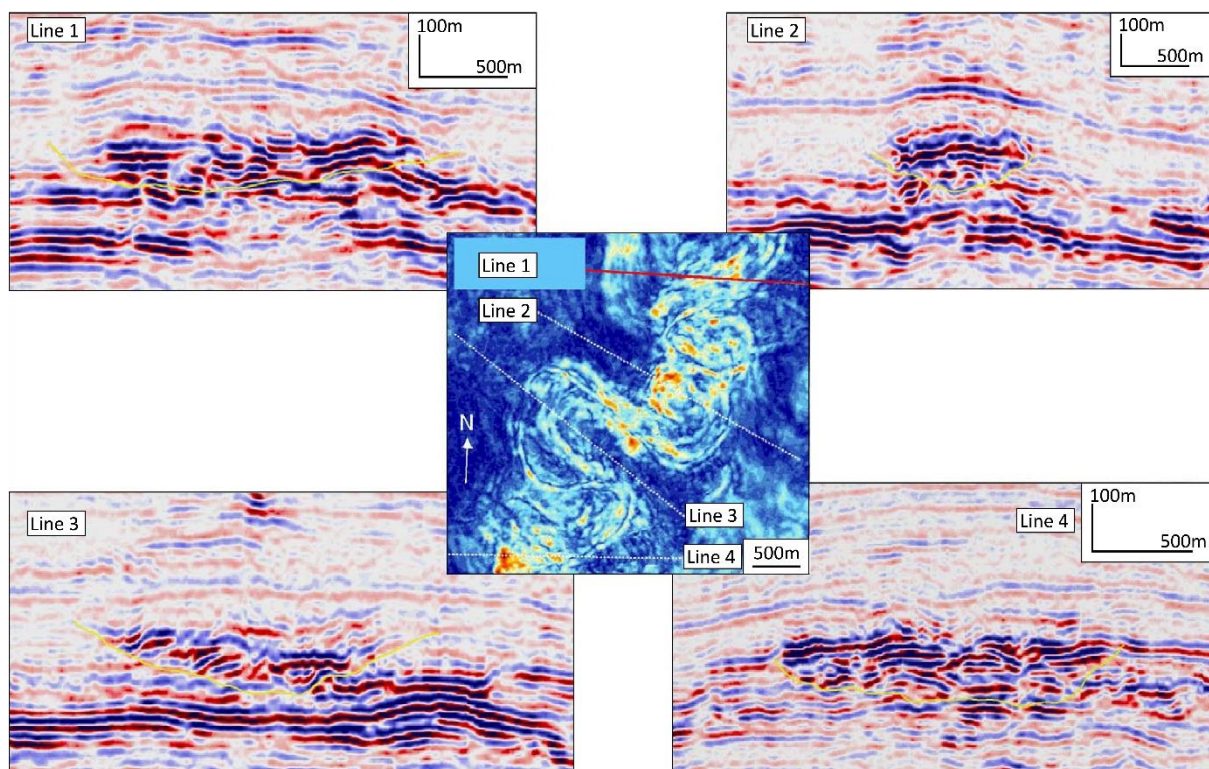
O modelo esquemático proposto por Myall et al. (2006) ilustra a complexidade e heterogeneidade dos pacotes sedimentares associados a complexos de canais turbidíticos (Figura 8). Entre as estruturas internas mais características a canais turbidíticos amalgamados propostos por Myall et al. (2006), devem ser mencionados os truncamentos dos refletores sísmicos em função dos processos de acreção lateral e vertical dos complexos de canais turbidíticos (Figura 9).



**Figura 7.** Feições arquiteturais e padrões de refletos sísmicos diagnósticos de complexos de canais utilizados como base para o reconhecimento de canais turbidíticos na área de estudo. Retirado de Deptuck et al. (2003).

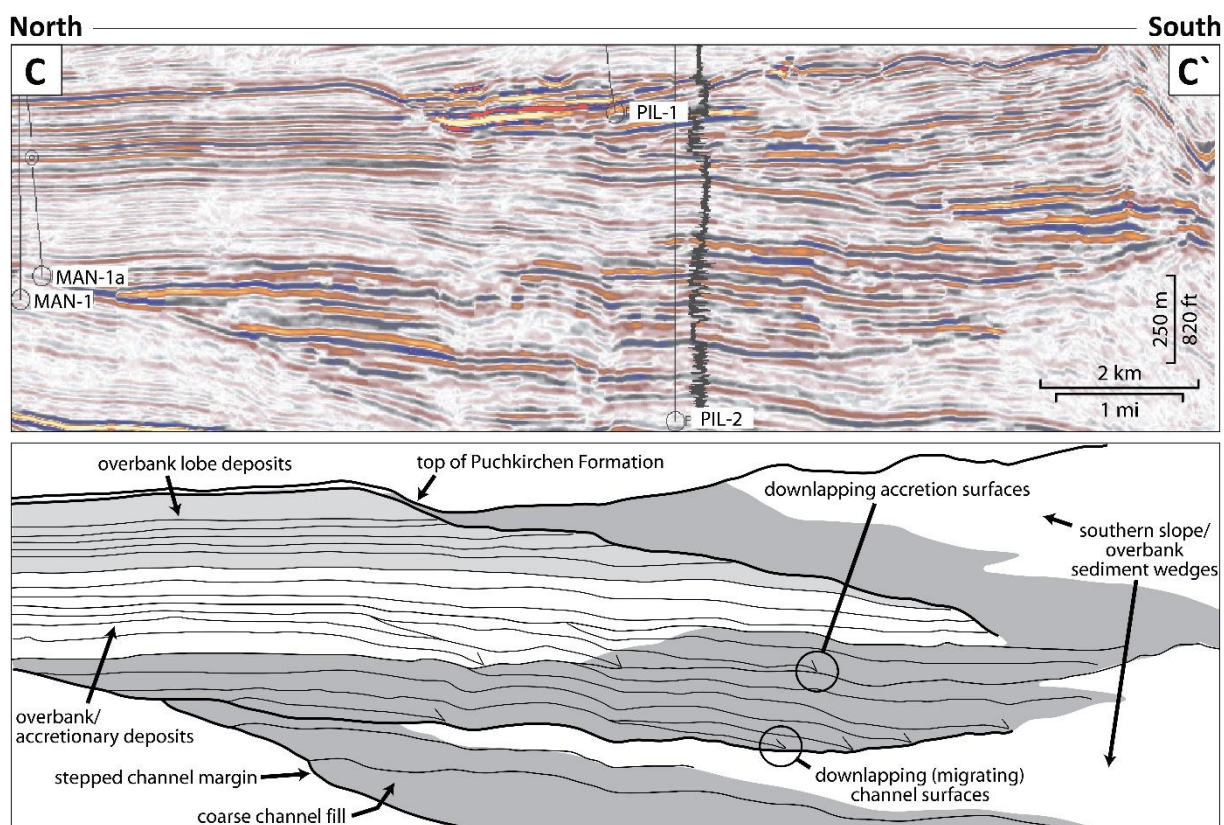


**Figura 8.** Modelo esquemático ilustrando a complexidade e variabilidade dos depósitos associados a complexos de canais turbidíticos. Retirado de Myall et al. (2006).



**Figura 9.** Principais feições diagnósticas de complexos de canais turbidíticos amalgamados. Estes padrões sísmicos foram frequentemente reconhecidos e mapeados no intervalo estudado na Bacia de Campos. Retirado de Mayall et al. (2006).

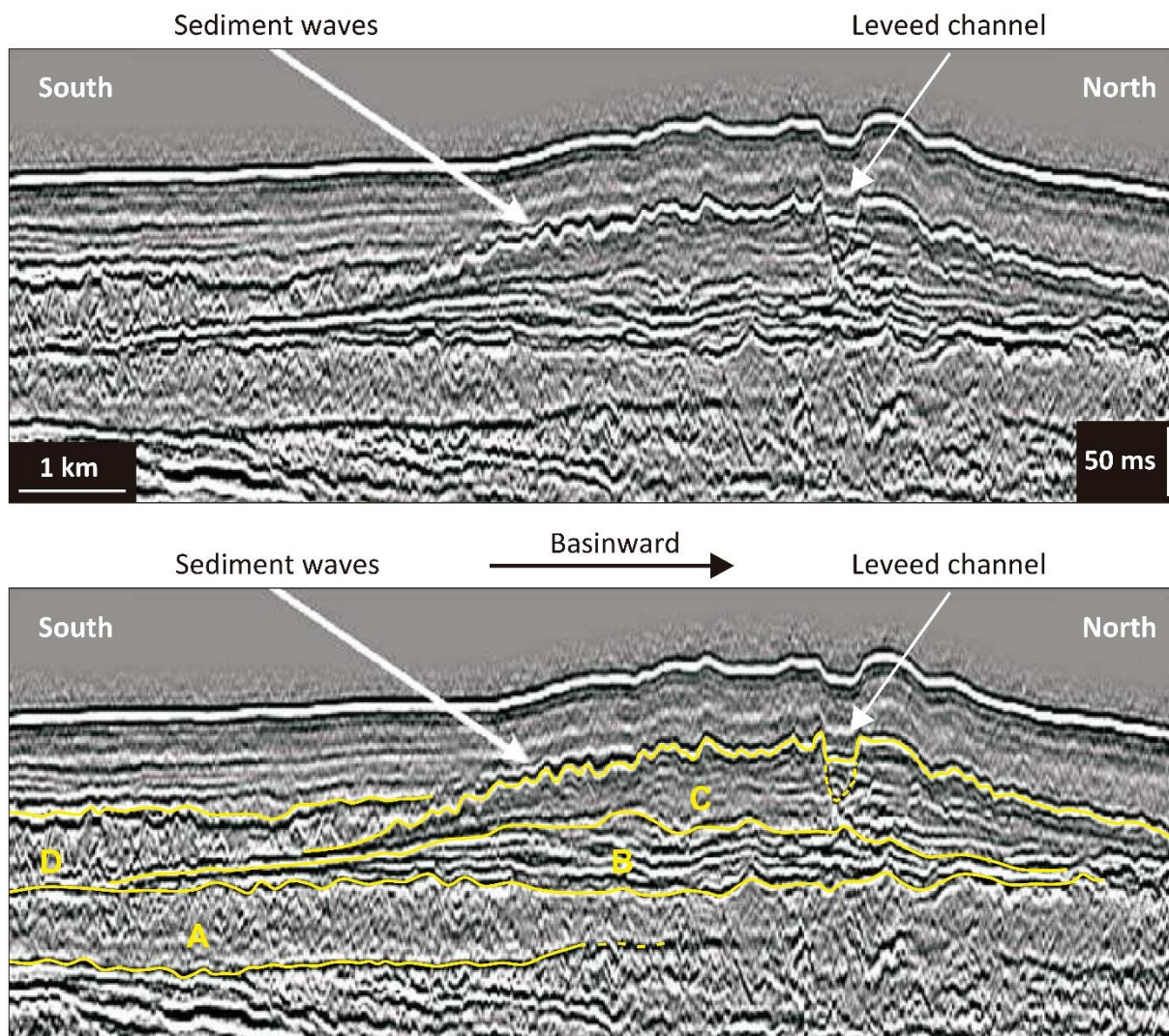
Da mesma forma que no presente estudo, De Ruig & Hubbard (2006) realizaram uma caracterização detalhada de complexos turbidíticos em subambientes deposicionais através do mapeamento sistemático das fácies sísmicas reconhecidas (Figura 10). Os depósitos associados a complexos de canais são representados predominantemente por sedimentos arenosos, enquanto os depósitos de *overbank (levee)* estão associados a depósitos predominantemente lamosos.



**Figura 10.** Mapeamento sismoestratigráfico de depósitos turbidíticos. Os pacotes sísmicos representados por refletores de alta amplitude e contínuos são associados a porções predominantemente arenosas, enquanto os pacotes de refletores de baixa amplitude indicam subambientes caracterizados por sedimentos predominantemente lamosos. Retirado de De Ruig & Hubbard (2006).

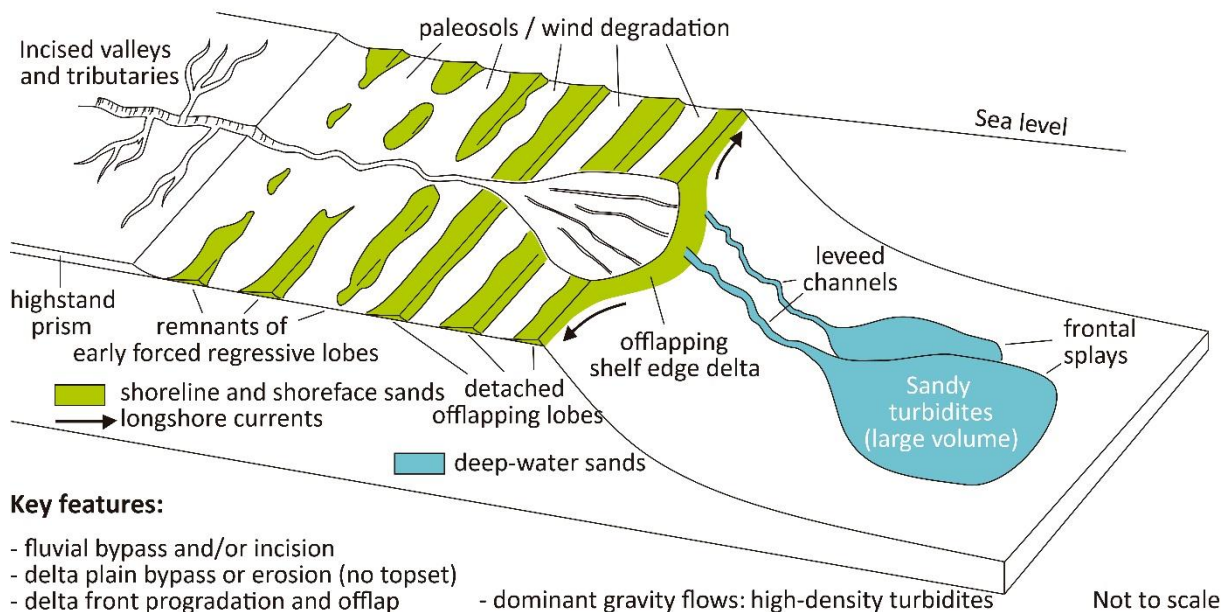
Através do mapeamento sísmico regional e aplicação dos conceitos fundamentais de estratigrafia de sequência, Catuneanu (2006) propôs um modelo integrado para estudos relacionados a sistemas marinhos profundos (Figura 11). De acordo com o modelo proposto, os complexos turbidíticos são controlados e podem ser caracterizados em função do posicionamento temporal em relação à curva do nível relativo do mar (tratos de sistemas). A seção "B" (Figura 11) está associada a um trato sistema de estágio de queda, onde o nível relativo do mar encontra-se em constante queda (Figura 12). Neste estágio, o intenso aporte sedimentar permite a acumulação de grandes lobos turbidíticos arenosos amalgamados, sendo os mesmos geralmente dominados por fluxos de gravidade e turbiditos de alta densidade. Por outro lado, a seção "C" (Figura 11), com refletores predominantemente descontínuos e de baixa amplitude, recobre em forma de extensos *mounds* os depósitos associados à seção "B". Esta seção está provavelmente relacionada a um trato de sistema de nível baixo, formado durante a subida gradual do nível relativo do mar a partir do nível mínimo (Figura 13). Durante esta fase, o nível do mar sobe a baixas taxas, sendo ligeiramente superado pelo

aporte sedimentar e desenvolvendo predominantemente sistemas deposicionais do tipo canal-levee. Desta forma, conclui-se que a seção “C” é caracterizada por depósitos relativamente mais distais e não confinados, usualmente associados a fluxos de gravidade e turbiditos de baixa densidade.



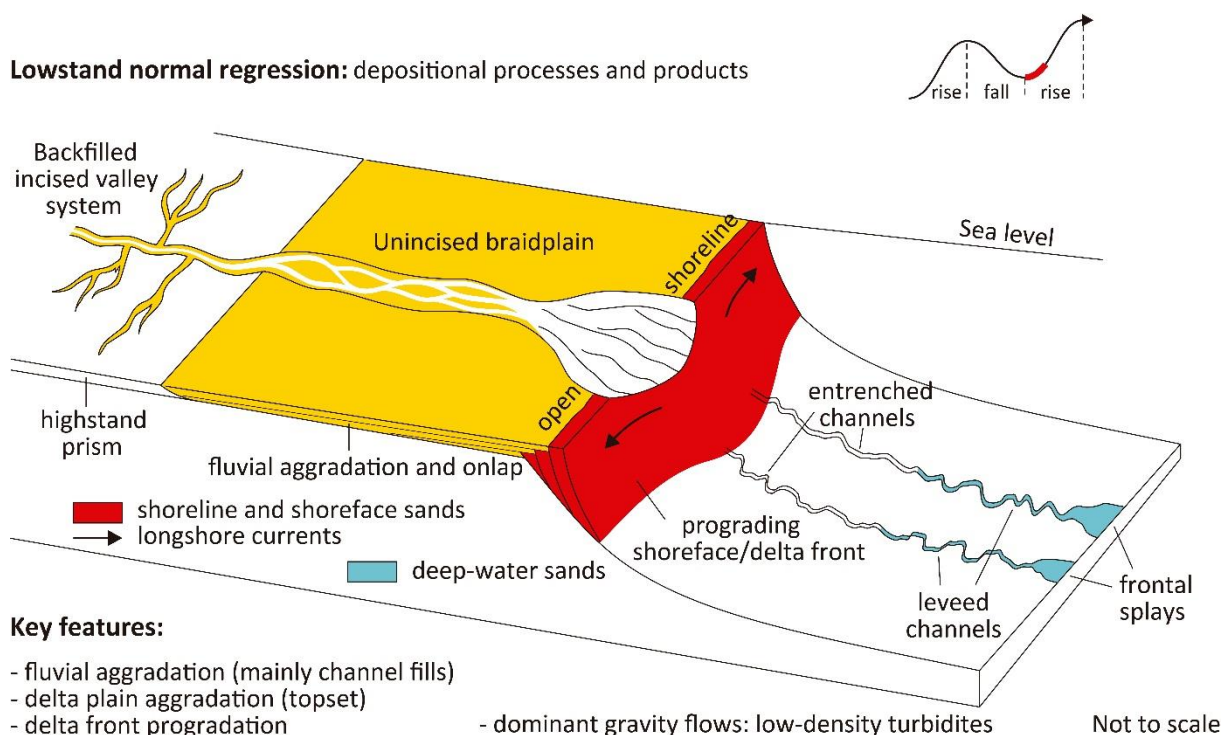
**Figura 11.** Exemplo extraído de Catuneanu (2006) de um complexo turbidítico. O intervalo “B” é caracterizado por refletores de alta amplitude e contínuos interpretados como depósitos relacionados a fluxos turbidíticos de alta densidade, os quais estão associados a um trato de sistema de estágio de queda. Por outro lado, o intervalo “C” (refletores de baixa amplitude e contínuos) foi interpretado como sistemas do tipo canal-levee não confinados associados a um trato de sistema de nível baixo.

### Late forced regression: depositional processes and products



**Figura 12.** Modelo do trato de sistema do estágio de queda extraído de Catuneanu (2006). Este modelo ilustra uma deposição contínua durante o evento queda do nível relativo do mar, com deposição de grandes volumes de arenitos turbidíticos amalgamados. Predominam fluxos de gravidade e depósitos turbidíticos de alta densidade.

### Lowstand normal regression: depositional processes and products

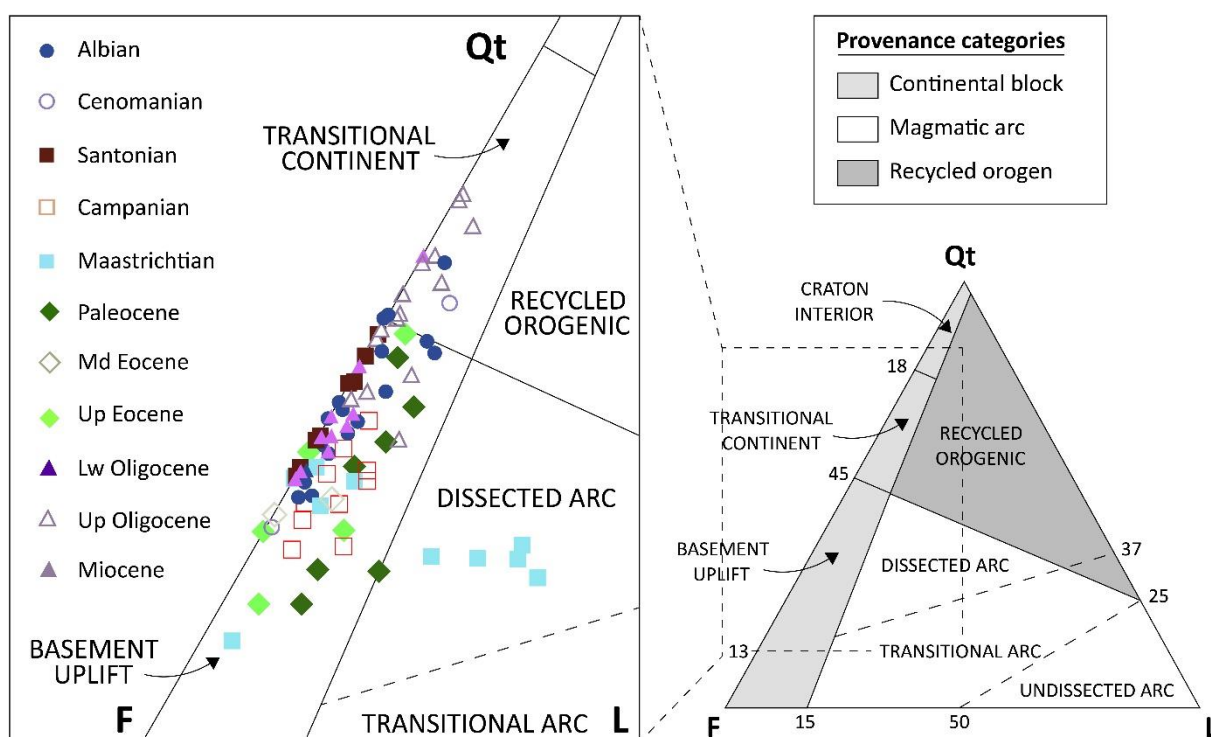


**Figura 13.** Modelo do trato de sistema de nível baixo extraído de Catuneanu (2006). Este modelo ilustra o contexto de sedimentos depositados durante um aumento do nível relativo do mar em baixas taxas, com deposição de canais-levee de pequeno porte não confinados. Predominam fluxos de gravidade e depósitos turbidíticos de baixa densidade.

No entanto, Fetter et al. (2009) demonstrou que a deposição dos complexos turbidíticos do Cretáceo Superior da Bacia de Campos podem também estar



associados a pulsos tectônicos (Figura 14), uma vez que: (1) os arenitos amostrados são extremamente imaturos, (2) o Cretáceo Superior é um sistema transgressivo notório de 2ª ordem, e (3) a ocorrência recorrente de areias imaturas em um sistema transgressivo de 2ª ordem deve estar relacionado com sistemas de queda de 3ª ordem, os quais deveriam corresponder a discordâncias mapeáveis em áreas proximais e eventos progradacionais sucessivos – feições que não foram observados no intervalo de estudo. Desta maneira, os sucessivos eventos de soerguimento da Serra do Mar são provavelmente os principais fatores controladores dos períodos de grande aporte sedimentar arenoso durante o intervalo transgressivo estudado. O aumento significativo da descarga sedimentar permitiu a acumulação de grandes complexos turbidíticos imaturo retrogradacionais sem relações diretas ou mapeáveis com a queda do nível relativo do mar (Fetter et al., 2009).



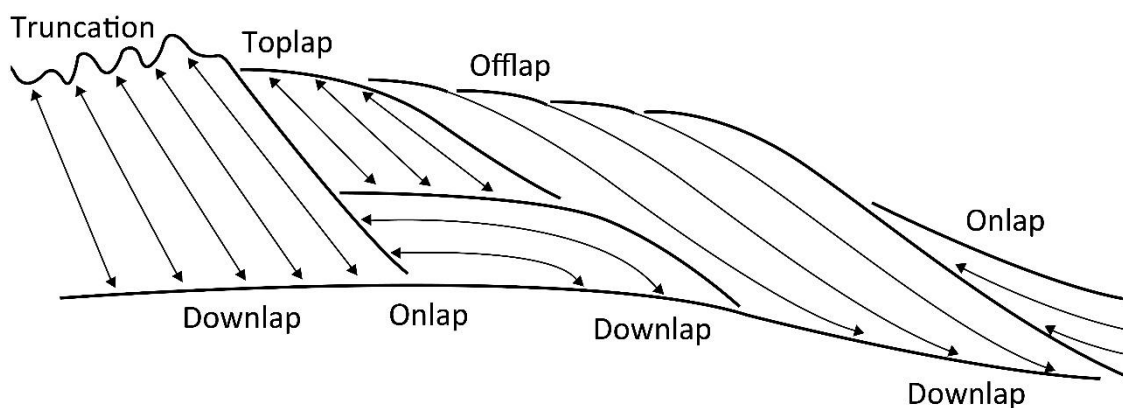
### 2.3. INTERPRETAÇÃO SISMOESTRATIGRÁFICA

Os conceitos básicos de sismoestratigrafia foram inicialmente abordados e definidos por Mitchum, Vail e outros autores no Memoir 26 da AAPG – Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration (Payton, 1977), sendo os mesmos utilizados como base neste estudo. Desta forma, o presente trabalho

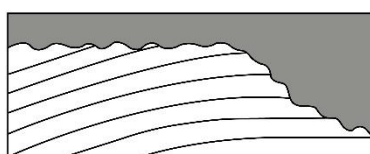
consistiu inicialmente em uma análise detalhada dos refletores e suas respectivas terminações nas seções sísmicas mais representativas da área a ser mapeada. Com a interpretação dos refletores finalizada e utilizando-se desses conceitos, foi possível uma caracterização regional das unidades sismoestratigráficas a partir do reconhecimento das superfícies limítrofes. Seguindo esta fase, foram também caracterizadas as principais fácies sísmicas reconhecidas no intervalo de estudo a partir do mapeamento regional de pacotes sísmicos com assinaturas específicas. Por fim, foram construídas cartas cronoestratigráficas visando o reconhecimento das fases evolutivas e uma posterior construção do modelo deposicional com caráter preditivo dos complexos turbidíticos.

### **Refletores sísmicos**

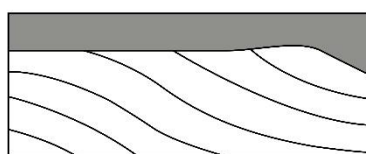
Refletores sísmicos caracterizam as superfícies limítrofes entre corpos de rochas com propriedades acústicas distintas, as quais são definidas predominantemente pela litologia ou conteúdo de fluidos. Mitchum et al. (1977) define os conceitos de *onlap*, *downlap* e *toplap* como estilos de terminações dos refletores sísmicos (Figura 15). A origem destas terminações está usualmente associada a feições geométricas ou interpretativas dos pacotes sedimentares que constituem o intervalo analisado. Desta forma, uma avaliação detalhada dos conjuntos de terminações sísmicas é uma ferramenta fundamental tanto para a definição das superfícies limítrofes, as quais individualizam as unidades deposicionais, quanto para o reconhecimento dos diferentes padrões de preenchimento ao longo da evolução da bacia. As definições das principais terminações utilizadas na interpretação dos refletores são descritas a seguir: i) *Onlap*: estratos horizontais que terminam em uma superfície inclinada, ii) *Downlap*: estratos inclinados terminam mergulhando sobre uma superfície horizontal ou menos inclinada basal e iii) *Toplap*: refletores que terminam em uma superfície superior, geralmente indicando eventos de erosão ou não deposição.



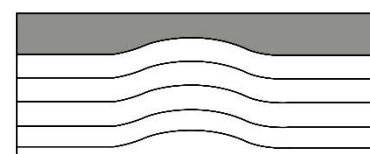
### LIMITE SUPERIOR



Truncamento Erosivo

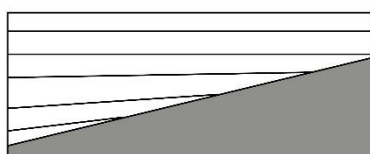


Toplap

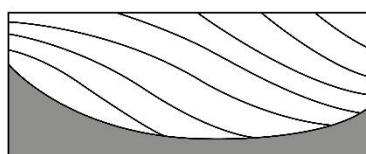


Concordância

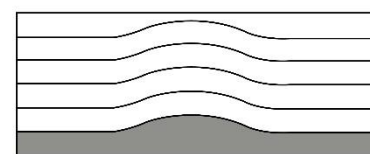
### LIMITE INFERIOR



Onlap



Downlap

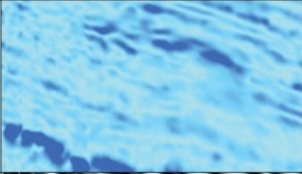
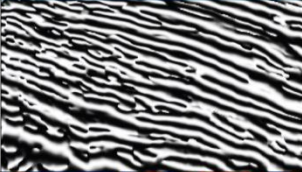
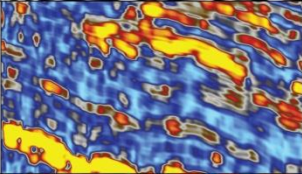
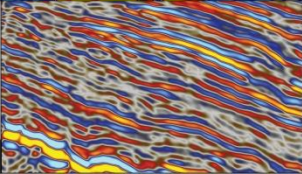


Concordância

**Figura 15.** Terminações dos refletores sísmicos e os limites de seqüências deposicionais. (Modificado de Catuneanu, 2002 e Mitchum, 1977).

### Atributos sísmicos

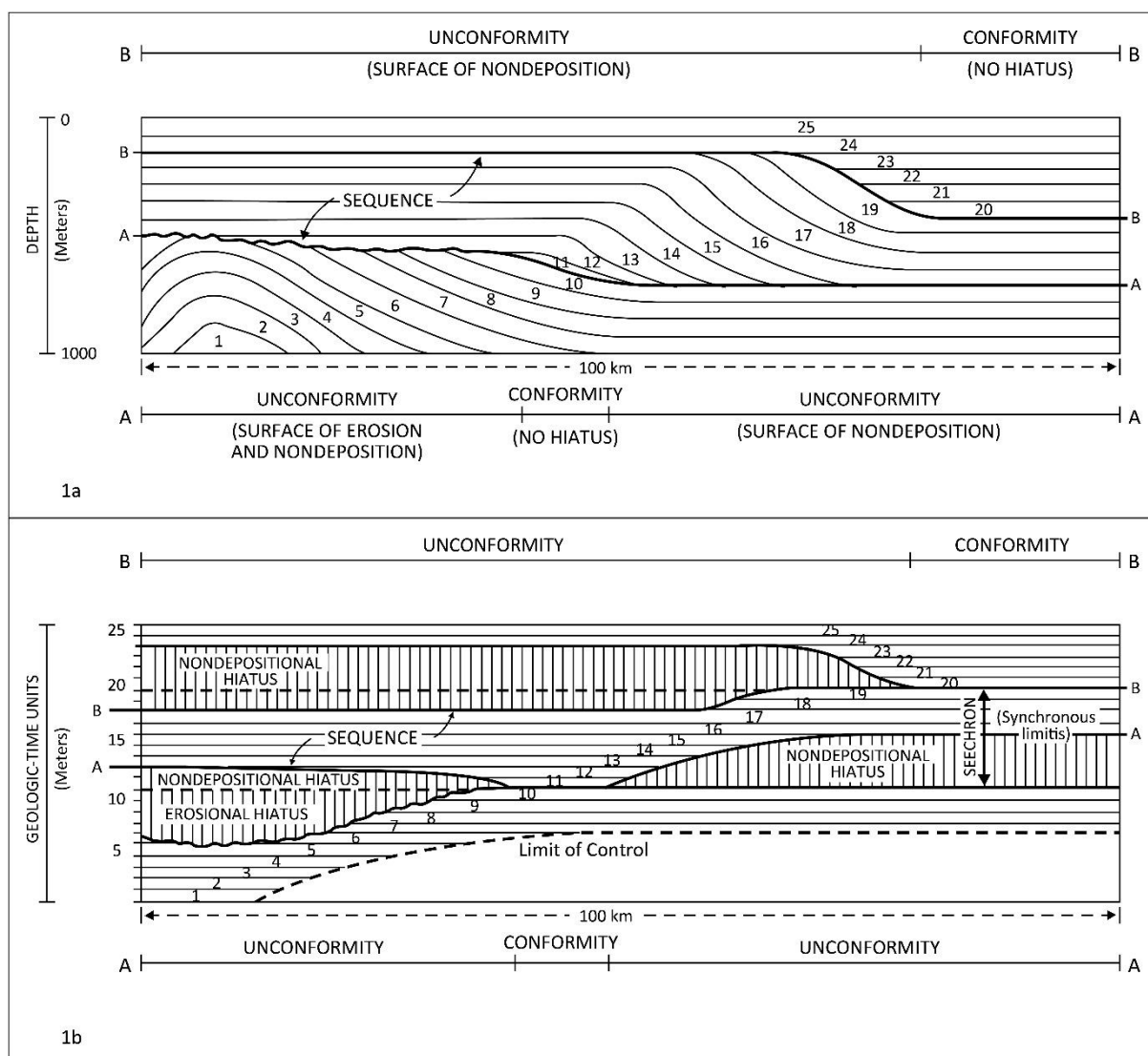
Atributos sísmicos são recursos frequentemente aplicados em dados sísmicos com o intuito de realçar feições estratigráficas e estruturais em levantamentos sísmicos. Entre as diversas aplicações, destacam-se mapeamento de falhas e caracterização de contatos litológicos. O intervalo de estudo é constituído por feições estruturais e contatos litológicos difíceis de serem reconhecidas sem o subsídio de atributos sísmicos. Desta forma, os atributos *Cosine Phase*, *Sweetness*, *RMS amplitude* e *Relative Acoustic Impedance (RAI)* foram aplicados em diversas seções sísmicas com o intuito de auxiliar a caracterização estrutural e estratigráfica do intervalo de estudo. A Figura 16 apresenta uma síntese das regras de interpretação para cada atributo utilizado, assim como sua aplicabilidade e expressão visual no intervalo analisado.

ATRIBUTO SÍSMICO	UTILIDADE	INTERPRETAÇÃO	EXPRESSÃO VISUAL
<b>Sweetness</b>	Usar os contrastes claros e escuros para o mapeamento do intervalo de estudo.	Usar o limite entre as áreas claras e escuras.	
<b>Cosine Phase</b>	Estabelecer continuidade do padrão dos refletores e visualização de falhas.	Usar o limite entre os padrões.	
<b>RMS Amplitude</b>	Melhoramento visual das fácies sísmicas, principalmente para carbonatos. Mapeamento da Fm. Macaé. Realça superfícies fortes, tais como limite de unidades.	Transforma picos e calhas do sinal sísmico em positivo e background (próximo zero) em negativo.	
<b>RAI - Relative Acoustic Impedance</b>	Melhoramento visual das fácies sísmicas, principalmente para carbonatos. Juntamente com o atributo Cosine of Phase, útil para o mapeamento de falhas.	Inversão de picos e calhas Pico: (-) Calha: (+) Amplia a frequência da reflexão	

**Figura 16.** Síntese das regras de interpretação dos atributos sísmicos e sua utilidade geológica na análise da textura sísmica.

## Unidades sismoestratigráficas

As unidades sismoestratigráficas representam um conjunto de pacotes deposicionais cronoestratigraficamente relacionados, sendo as mesmas delimitadas no topo e na base por um conjunto de terminações de refletores (onlaps, downlaps, toplaps e truncamentos erosivos). Superfícies caracterizadas por sucessões recorrentes de terminações de refletores são usualmente definidas como superfícies limítrofes, uma vez que indicam uma transição entre unidades sismoestratigráficas. As superfícies limítrofes de uma unidade podem estar tanto associadas a períodos de erosão quanto a períodos de não deposição (Figura 17). As definições aqui descritas estão associadas ao conceito de tratos de sistemas proposto Brown & Fischer (1977).



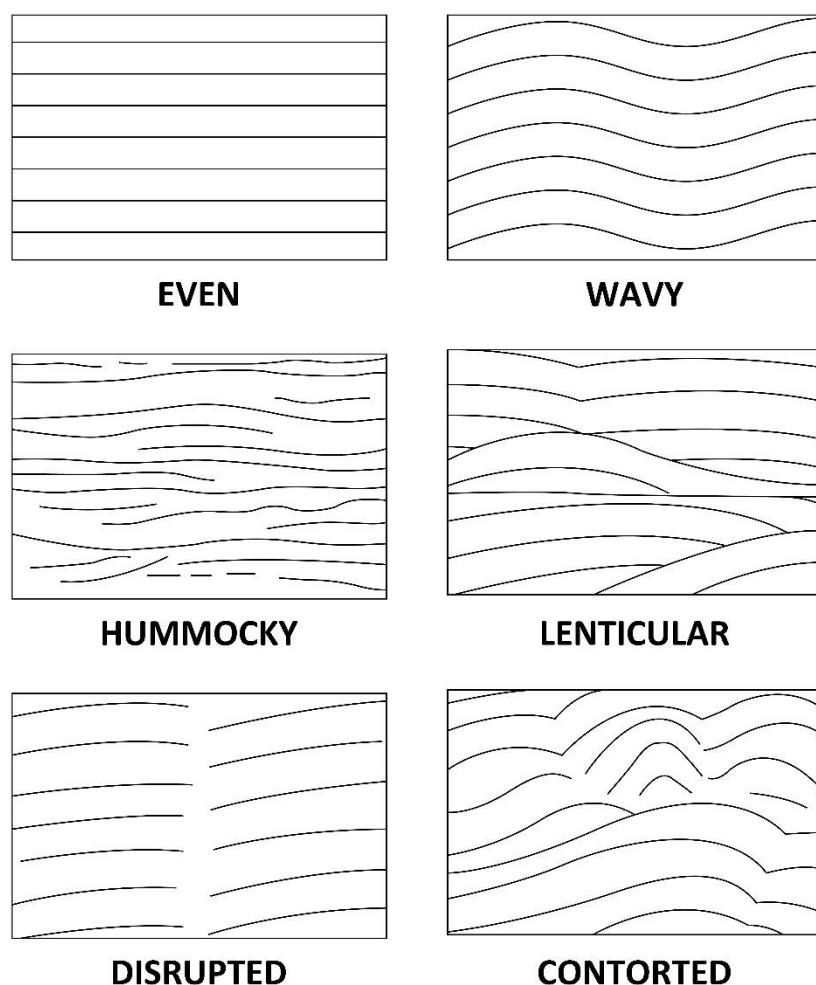
**Figura 17.** Conceitos básicos de seqüências deposicionais. (A) Seção estratigráfica genérica, com unidades estratigráficas numeradas de 1 a 25, marcando os limites das seqüências deposicionais. (B) Mesma seção cronoestratigráfica, evidenciando hiatos com erosão ou não deposição. (Extraído de Mitchum, 1977).

A identificação dos sistemas deposicionais internos de cada unidade mapeada é realizada a partir da análise dos padrões geométrico e das sismofácies internamente reconhecidas. A disposição espacial das unidades sismoestratigráficas evidencia o arranjo arquitetural dos sistemas deposicionais durante o intervalo mapeado. Desta forma, o empilhamento das unidades através do estabelecimento de sua idade relativa permite desenvolver um controle temporal e posterior construção de cartas cronoestratigráficas das seções analisadas.

### Fácies sísmicas

Uma fácies sísmica é definida como uma unidade tridimensional passível de ser mapeada, sendo constituída por reflexões sísmicas cujos parâmetros inerentes

diferem das fácies adjacentes (Brown & Fisher, 1980). Entre estes parâmetros, destacam-se a continuidade, configuração, amplitude, frequência dos refletores e velocidade intervalar (Mitchum et al., 1977) (Figura 18). As variações de propriedades entre os grupos de reflexões sísmicas estão usualmente associadas a fatores geológicos, tais como tipo de litologia, estratificação, feições deposicionais e feições erosivas. Desta forma, a análise detalhada das fácies sísmicas deve ser realizada a partir da interpretação geológica e descrição detalhada dos parâmetros de cada grupo de refletores reconhecido.



**Figura 18.** Configuração interna de uma seção sísmica. (Extraído de Mitchum et al., 1977).

A identificação dos parâmetros internos de cada uma das fácies sísmicas permite interpretação do ambiente deposicional, fonte de sedimentos e o contexto geológico em que essa fácies sísmica foi depositada (Mitchum et al., 1977). Os padrões sísmicos mapeados devem ser correlacionados a intervalos com informações litológicas, permitindo a calibração e uma maior confiabilidade em relação a interpretação litológicas de cada fácies sísmica. Os padrões sísmicos não

apresentam necessariamente uma relação temporal, podendo ocorrer de forma distribuída no espaço e tempo.

### **Carta cronoestratigráfica**

Finalizada interpretação das linhas sísmicas de acordo com a metodologia proposta por Vail et al., (1977), é elaborada uma carta cronoestratigráfica (Wheeler, 1958). Nessa fase, são integrados todos os dados interpretados em uma linha sísmica: unidades estratigráficas, distribuídas em fatias de tempo (Figura 17), e as sismofácies, resultando numa distribuição temporal das unidades e preenchimentos definidos através da interpretação sísmica. Através da interpretação de cartas cronoestratigráficas de diferentes linhas sísmicas, define-se o arcabouço estratigráfico e estrutural da área mapeada. A partir da construção das cartas cronoestratigráficas, a relação temporal e espacial entre as unidades sismoestratigráficas fica evidente, permitindo uma avaliação detalhada das superfícies mapeadas e dos eventos erosivos ou períodos de não-deposição ao longo do preenchimento do intervalo.

### **Arcabouço estratigráfico**

A integração entre os dados litológicos e interpretações sismoestratigráficas permite estabelecer um arcabouço estratigráfico a partir da definição das superfícies consideradas fundamentais e mapeáveis em toda a área de estudo. Um arcabouço estratigráfico é caracteristicamente composto pelas unidades e superfícies regionalmente mapeadas, podendo ou não estas superfícies representarem distintas fases evolutivas relacionadas ao intervalo de estudo. Desta forma, o reconhecimento das superfícies chaves é essencial para a definição do arcabouço estratigráfico. As distintas fases evolutivas definidas no presente trabalho baseiam-se no conceito de trato de sistemas estabelecido por Brown & Fischer (1977): um conjunto de sistemas deposicionais relacionados a um período de tempo específico, delimitadas por superfícies deposicionais ou erosivas que representam períodos distintos na evolução da bacia.

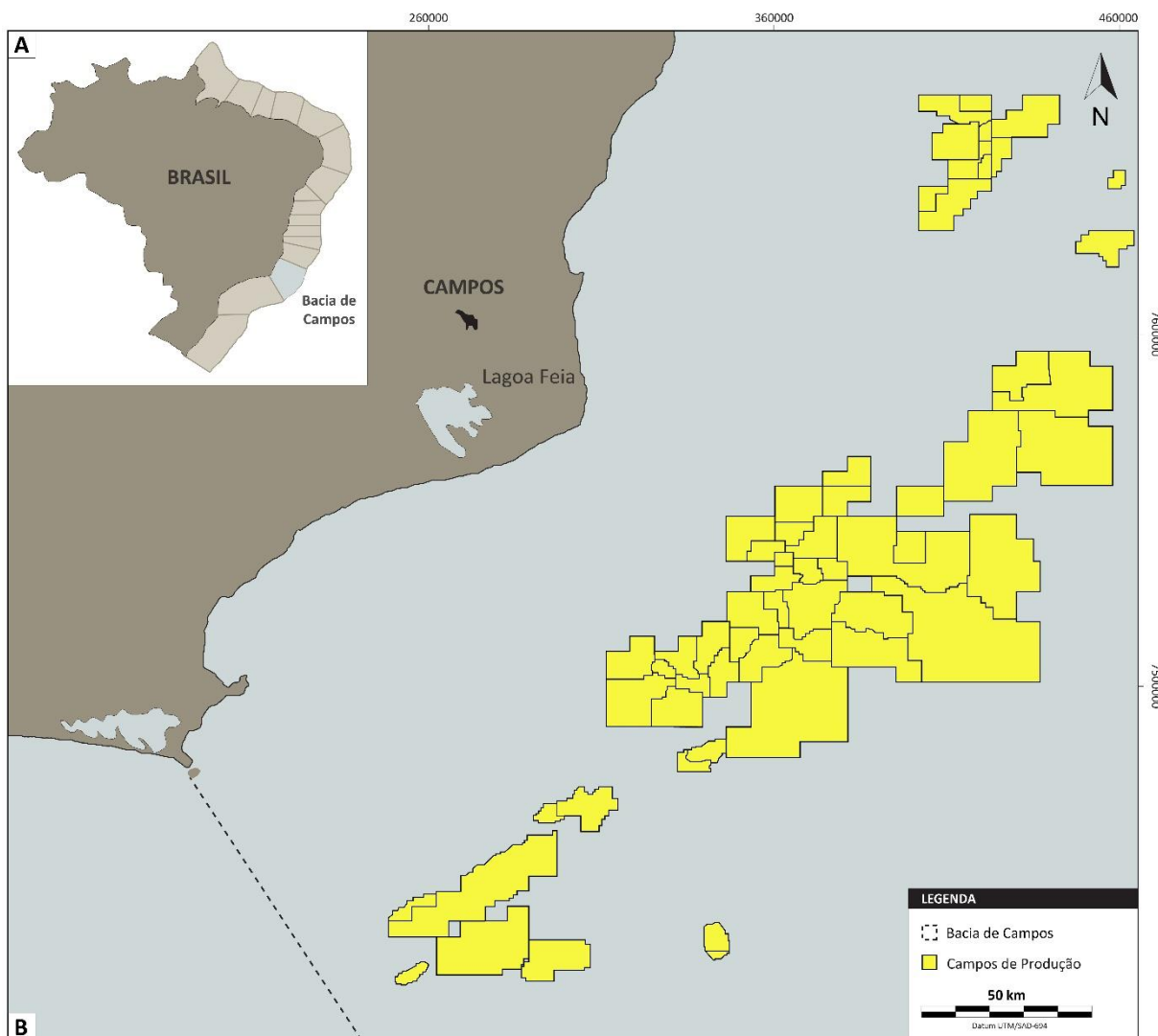
## **Mapeamento sistemático**

O mapeamento sistemático permite rastrear as superfícies chave que limitam as diferentes unidades e fases evolutivas regionalmente, sendo fundamental para a caracterização dos padrões regional de preenchimento. Este mapeamento regional permite a distribuição homogênea das informações na área de estudo, possibilitando a interpolação dos dados e construção de mapas de profundidade e de isócronas para cada unidade em toda a área mapeada. A interpolação é um procedimento de estimativa do valor de um atributo em locais não interpretados devido à ausência de levantamentos sísmicos. O algoritmo de mínima curvatura foi utilizado para a interpolação, resultando em uma superfície suavizada construída a partir da interpolação com áreas interpretadas. Além dos mapas de profundidade da superfície de topo de cada unidade, pode-se também construir mapas de isócronas, os quais representam a espessura total de cada unidade ou corpo geológico mapeado.



### 3. CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia de Campos está localizada na margem leste brasileira, sendo limitada ao norte pelo alto de Vitória e ao sul pelo alto do Cabo Frio. Abrangendo uma área total de aproximadamente 100.000 km<sup>2</sup>, a Bacia de Campos situa-se entre os paralelos 23°42' e 21°14' (S) e os meridianos 41°41' e 39°57' (W). Apesar da extensão, apenas uma parcela restrita ocorre em terra (5.800 km<sup>2</sup>), sendo sua parcela majoritária localizada em porções offshore da costa brasileira (Figura 19).



**Figura 19.** (A) Localização da Bacia de Campos. (B) Mapa de detalhe ilustrando os campos de produção na região sul da Bacia de Campos.

#### Arcabouço estrutural

Assim como as demais bacias da margem leste brasileira, a origem da Bacia de Campos está associada à quebra do Continente Gondwana e à abertura do Oceano Atlântico Sul. Desta forma, a Bacia de Campos apresenta duas fases tectônicas

distintas, sendo a primeira associada a eventos tectônicos diastróficos e a segunda caracterizada predominantemente por eventos tectônicos adiastróficos. A tectônica diastrófica afetou principalmente os sedimentos associados fase rifte, enquanto que a tectônica adiastrófica, relacionada à halocinese, atuou predominantemente sobre os sedimentos da fase transicional e drifte (Chang et al., 1990).

O padrão tectônico atuante durante a fase rifte é caracterizado por estruturas do tipo *horsts*, *grabens* e *half-grabens* alongadas preferencialmente na direção NE, sendo usualmente limitadas por falhas sintéticas e antitéticas (Dias et al., 1990). No entanto, frequentemente são reconhecidos e mapeados falhamentos subordinados nas direções NNW-SSE e E-W (Figura 20). Entre as estruturas mais importantes reconhecidas na Bacia de Campos, destaca-se a Charneira de Campos, a qual separa regiões onde o embasamento é raso de áreas caracterizadas por embasamento profundo. Associados a estes baixos estruturais, acumularam-se espessas seções de folhelhos associados à seção rifte (Figura 21), os quais constituem as rochas geradoras da Bacia de Campos. O padrão tectônico da fase pós-rifte é caracterizado principalmente por falhas relacionadas aos fluxos de sal, de geometria lítrica e associadas a anticlinais e calhas, além de domos, diápiros de sal e estruturas geneticamente relacionadas (Figura 21). Inúmeras reativações associadas à falhamentos do embasamento também afetaram localmente os sedimentos da fase transicional e drifte (Figura 21).

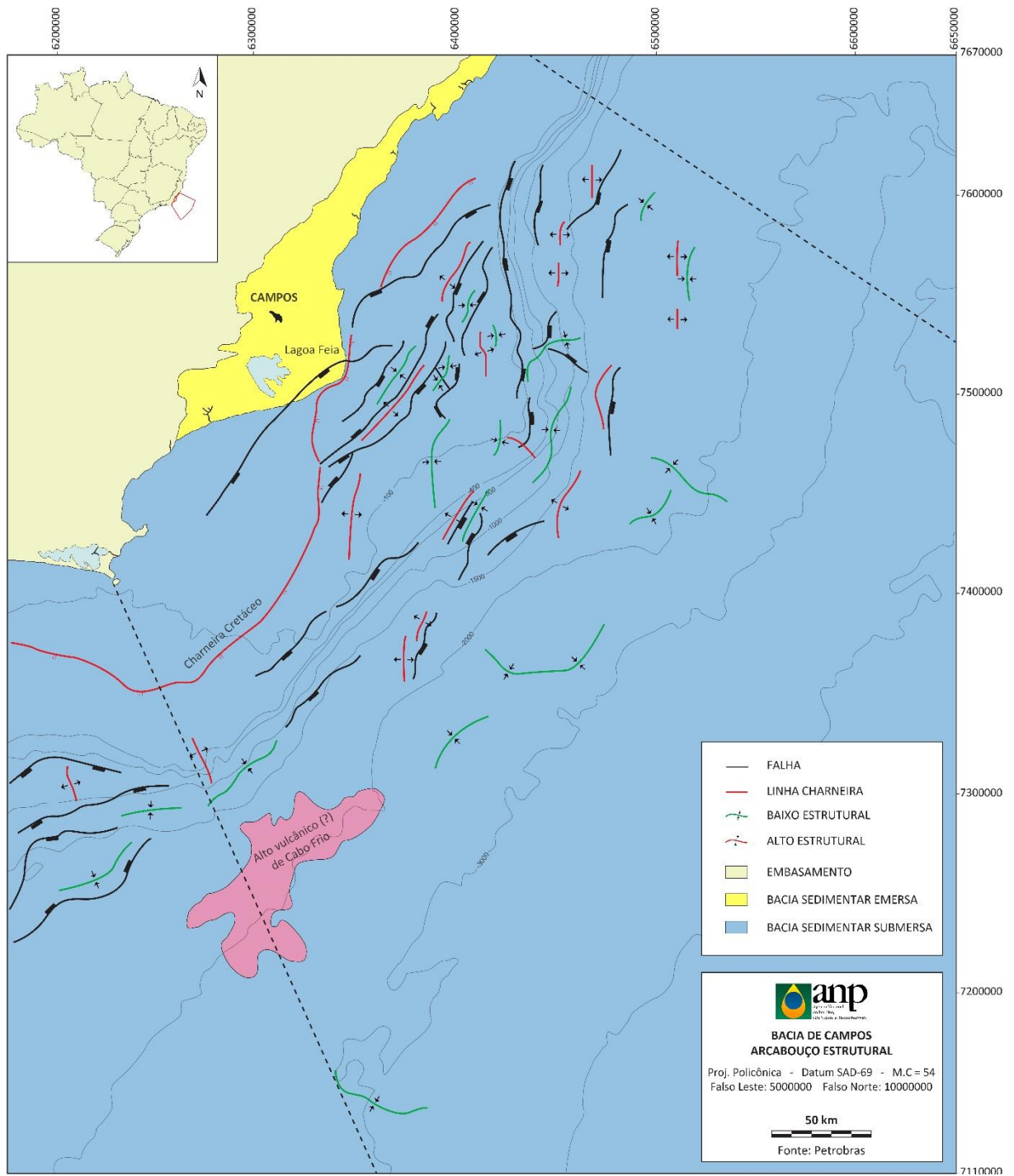


Figura 20. Arcabouço estrutural da Bacia de Campos (Modificado de site ANP – Round 4)

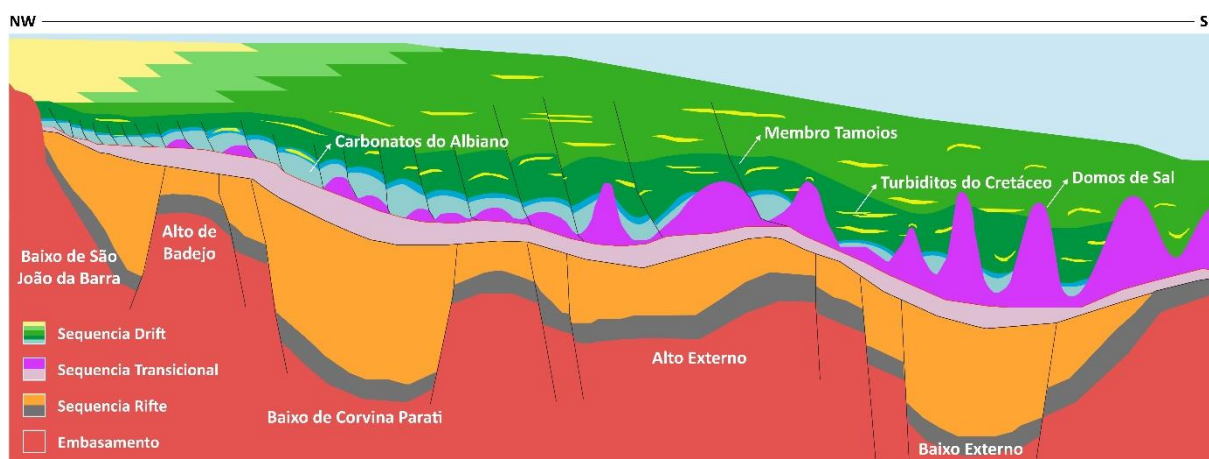


Figura 21. Seção geológica esquemática da Bacia de Campos. (Modificado de Rangel et al., 1998)

### Arcabouço estratigráfico

A primeira carta estratigráfica da Bacia de Campos foi proposta por Schaller (1973), sendo posteriormente modificada por Beltrini et al. (1982), Rangel et al. (1994), e Winter et al. (2007). A evolução tectônica e estratigráfica da Bacia de Campos é caracterizada por três fases geológicas distintas, sendo elas as fases Rifte, Pós-Rifte e Drifte (Chang et al., 1990; Winter et al., 2007).

A supersequência Rifte começou a ser depositada como consequência do processo de rifteamento da Bacia de Campos durante o Neocomiano (Figura 22). A porção basal deste intervalo é caracterizada por uma intensa atividade vulcânica, sendo representada principalmente por derrames basálticos e formação de rochas vulcanoclásticas, as quais constituem a Formação Cabiúnas (Ponte & Asmus, 1978). A continuação prolongada de esforços distensivos produziu um sistema de *grabens* e *horsts* alongados na direção NE, evidenciando uma coincidência com as direções de lineamentos do embasamento. Ao longo dos *rift valleys* formados entre o Barremiano e o Aptiano, desenvolveu-se uma sedimentação caracteristicamente lacustre (Formações Atafona e Coqueiros), a qual ocorre lateralmente associada a sedimentos continentais (leques aluviais) da porção inferior do Grupo Lagoa Feia (Formação Itabapoana).

A supersequência Pós-Rifte, caracterizada predominantemente pela deposição de sedimentos siliciclásticos, carbonáticos e evaporíticos, estendeu-se até o final do Aptiano (Figura 22). A sedimentação siliciclástica ocorreu nas porções proximais da bacia, seguindo um padrão deposicional progradacional, enquanto que a sedimentação carbonática ocorreu predominantemente na porção superior deste

intervalo, em padrão caracteristicamente retrogradacional. O intervalo de topo desta supersequência é representado por um ambiente marinho restrito associado a condições climáticas áridas a semi-áridas, o qual corresponde aos pacotes sedimentares evaporíticos da Formação Retiro (Winter et al., 2007).

A Supersequência Drifte, ou sequência marinha, iniciou-se após o término dos eventos de rifteamento e a abertura efetiva do Oceano Atlântico Sul, sendo o intervalo basal caracterizado pela formação de uma rampa carbonática-clástica sob clima quente e seco. A partir do Turoniano–Coniaciano, um ambiente marinho franco transgressivo instaurou-se na bacia. A subida do nível do mar resultou na deposição de uma espessa cunha de sedimentos siliciclásticos e carbonatos de plataforma rasa, os quais deram lugar a calcilutitos, margas e folhelhos de ambiente marinho cada vez mais profundo (Winter et al., 2007). A sucessão Drifte da Bacia de Campos inclui os grupos Macaé e Campos.

Grupo Macaé é caracterizado por sedimentos carbonáticos depositados sobrepostos aos evaporitos da Formação Retiro (Winter et al., 2007). Este grupo é constituído pelas Formações Goitacás, Quissamã, Outeiro, Namorado e Imbetiba. A Formação Goitacás e a Formação Quissamã estão localizadas na porção proximal da Bacia de Campos, enquanto que as formações Outeiro e Namorado localizam-se predominantemente na porção distal. A Formação Goitacás é representada por sedimentos siliciclásticos compostos por conglomerados e arenitos. Por outro lado, a Formação Quissamã é representada por depósitos carbonáticos constituídos por calcarenitos e calcirruditos (Rangel et al., 1994). Sobrepostos a estas camadas ocorre a Formação Outeiro, a qual é constituída por calcilutitos, margas e folhelhos, por vezes com a intercalação de camadas arenosas isoladas da Formação Namorado (Rangel et al., 1994). A Formação Namorado é caracterizada por depósitos arenosos originados por fluxos hiperpicinais turbidíticos (Winter et al., 2007). A Formação Imbetiba inclui depósitos de pelitos e margas de idade Cenomaniana (Winter et al., 2007), com ocorrência isoladas dos arenitos turbidíticos da Formação Namorado. Os pelitos da Formação Imbetiba compõem uma grande cunha clástica que cessou a formação dos carbonatos do Grupo Macaé (Winter et al., 2007).

O Grupo Campos compreende sedimentos depositados do Turoniano ao Recente em ambiente marinho progressivamente mais profundo. Este grupo engloba as

formações Ubatuba, Carapebus e Emborê (Winter et al., 2007). A Formação Ubatuba é caracterizada por uma espessa seção de folhelhos, argilitos, margas, calcilitos e diamictitos depositados em ambientes marinhos profundos (Rangel et al., 1994). A Formação Carapebus, composta predominantemente por arenitos finos a arenitos conglomeráticos por vezes intercalados com xistos da Formação Ubatuba, representa depósitos formados por correntes de turbidez em um ambiente associado a uma rampa continental, sendo estes sedimentos depositados principalmente durante os períodos de rebaixamento do nível do mar (Winter et al., 2007). A Formação Emborê compreende sedimentos clásticos grossos vermelhados, interpretados como depósitos de *fans* costeiros associados ao Membro São Tomé e por depósitos carbonáticos de plataforma, conhecidos como Membro Siri (do Paleoceno ao Oligoceno) e o Membro Grussaí (do Oligoceno ao recente). O intervalo de estudo compreende pacotes sedimentares da porção basal do Grupo Campos, os quais foram depositados entre os períodos Turonian e o Maastrichtiano e compreendem uma seção compacta conhecida como Membro Tamoios (Rangel et al., 1994).

A partir do Neopaleoceno se instala na bacia uma configuração marinha regressiva, permanecendo até os dias atuais. Esta configuração se caracteriza por um conjunto de sedimentos clásticos progradantes, e compreende sistemas deposicionais que incluem desde leques costeiros e plataformas carbonáticas (Formação Emborê) até sistemas de talude e bacia profunda (Formação Ubatuba). Esta mudança no estilo sedimentar em relação à megasequência subjacente foi influenciada pela queda eustática de primeira ordem do nível do mar, aliada à baixa taxa de subsidência térmica e ao aumento do aporte sedimentar relacionado ao soerguimento da Serra do Mar durante o Terciário. A tectônica halocinética persistiu, gerando áreas rebaixadas que captaram sedimentos turbidíticos. Grandes sistemas turbidíticos estão presentes nesta megasequência e constituem importantes reservatórios de petróleo (Figueiredo & Mohriak, 1984; Guardado et al., 1990; 1990; Bruhn, 1998).

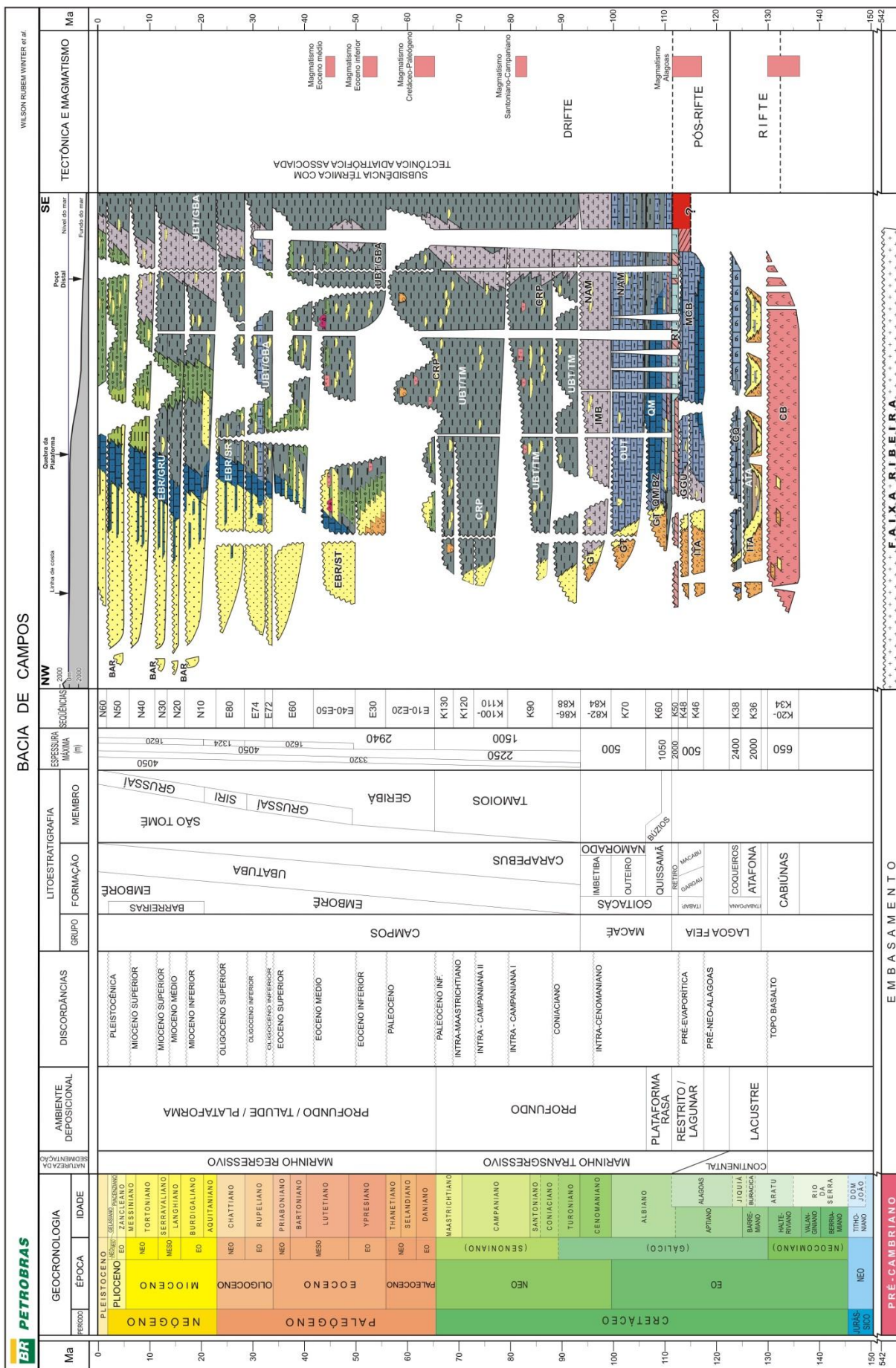


Figura 22. Carta estratigráfica da Bacia de Campos. (Extraído de Winter et al., 2007).

## **Sistema petrolífero**

O sistema petrolífero da Bacia de Campos é extremamente eficiente. A interação dos elementos do sistema petrolífero resultou num timing ideal de geração, migração e trapeamento de hidrocarbonetos na bacia e, conseqüentemente, na acumulação e descoberta de enormes volumes de óleo e gás.

A geração de hidrocarbonetos ocorreu a partir da maturação térmica de folhelhos e margas de idade barremiana, do Grupo Lagoa Feia, depositados na fase rifte em ambiente lacustre de água salobra a hipersalina, com incursões marinhas intermitentes no Barremiano Superior (Guardado et al., 1997; 2000). A matéria orgânica é classificada como sendo do tipo I e II. A rocha geradora encontra-se matura na maior parte da bacia, alcançando pico de geração nos depocentros da bacia. Nas áreas de águas ultraprofundas, deve-se considerar também a possibilidade de geração efetiva a partir de folhelhos do Albo-Turoniano, em função de uma história de soterramento mais favorável do que nas áreas até agora perfuradas, onde tais pelitos revelaram bom potencial gerador, apesar de ainda imaturos e pouco espessos. As rochas geradoras do Grupo Lagoa Feia atingiram a janela de geração de óleo apenas no Terciário, com início durante o Oligoceno/Mioceno, persistindo até hoje na maior parte da bacia (Mello et al., 1994; Dias et al., 1990). Um fato importante na bacia é a constatação da ocorrência de óleo pesado, por biodegradação. Observa-se, ainda, a coexistência de óleo com características diversas de viscosidade no mesmo reservatório, atribuída a pulsos diferenciados de migração.

Os principais reservatórios da Bacia de Campos são os arenitos turbidíticos da Formação Carapebus, os arenitos turbidíticos da Formação Namorado, os carbonatos da Formação Quissamã, as coquinas da Formação Coqueiros, e os basaltos da Formação Cabiúnas. Os reservatórios turbidíticos arenosos, principais produtores da Bacia de Campos, são reconhecidos como parte de sequências sedimentares que se desenvolveram do Cretáceo ao Recente em resposta ao efeito combinado das mudanças eustáticas do nível do mar, pequenas taxas de subsidência térmica e significativo aporte sedimentar decorrente da denudação continental. As calhas e vales mapeados regionalmente representaram áreas de captação desses reservatórios, os quais foram criados como decorrência de halocinese durante o Eocretáceo e, localmente, escape e colapso de sal. A soma



desses eventos deu lugar à redeposição de grandes volumes de areias inconsolidadas da plataforma como fluxos gravitacionais e correntes de turbidez em ambiente marinho profundo.

## 4. ARTIGO CIENTÍFICO

Esta seção contempla o artigo científico relacionado a esta pesquisa. O artigo foi enviado para a revista *Marine and Petroleum Geology* no dia 09/01/2017.

### 4.1. COMPROVANTE DE SUBMISSÃO DO ARTIGO

Assunto Submission Confirmation  
 Remetente Marine and Petroleum Geology  
 <eesserver@eesmail.elsevier.com>  
 Para <tiago.morais@ufrgs.br>,  
 <tiago.antonio.morais@gmail.com>  
 Responder para Marine and Petroleum Geology <jmpg@elsevier.com>  
 Data 2017-01-09 14:02



Article Type: Full Length Article.

Dear Tiago,

We have received your article "Characterization and prediction of deep-water reservoirs: a high-resolution seismic stratigraphic analysis of Upper Cretaceous turbidite complexes of the Campos Basin, offshore Brazil" for consideration for publication in *Marine and Petroleum Geology*.

Your manuscript will be given a reference number once an editor has been assigned.

To track the status of your paper, please do the following:

1. Go to this URL: <http://ees.elsevier.com/jmpg/>
2. Enter these login details:  
 Your username is: tiago.morais@ufrgs.br  
 Your password is: \*\*\*\*\*
3. Click [Author Login]  
 This takes you to the Author Main Menu.
4. Click [Submissions Being Processed]

Thank you for submitting your work to this journal.

Kind regards,

Elsevier Editorial System  
 Marine and Petroleum Geology

\*\*\*\*\*

Please note that the editorial process varies considerably from journal to journal. To view a sample editorial process, please click here:

[http://ees.elsevier.com/eeshelp/sample\\_editorial\\_process.pdf](http://ees.elsevier.com/eeshelp/sample_editorial_process.pdf)

For further assistance, please visit our customer support site at <http://help.elsevier.com/app/answers/list/p/7923>. Here you can search for solutions on a range of topics, find answers to frequently asked questions and learn more about EES via interactive tutorials. You will also find our 24/7 support contact details should you need any further assistance from one of our customer support representatives.

## 4.2. RESEARCH PAPER

To: Marine and Petroleum Geology

January 09, 2017

**Title:** Characterization and prediction of deep-water reservoirs: a high-resolution seismic stratigraphic analysis of Upper Cretaceous turbidite complexes of the Campos Basin, offshore Brazil

Morais, T.A.; Kuchle, J.; Ene, P.; Alvarenga, R.S.; McArthur, A. D.; Scherer, C.M.S.;

### **Corresponding Author:**

Mr. Tiago Antonio Morais

Av. Bento Gonçalves, 9500

Porto Alegre, Brazil.

91509-900

Mobile: +55 (51) 997259146

tiago.morais@ufrgs.br

**Corresponding Author's Institution: UFRGS**

## ABSTRACT

The distribution of deep-water reservoirs depends on many factors, making locating these attractive prospects troublesome. Reservoirs may be hidden within kilometers of finer grained deposits and understanding where turbidites may occur in the stratigraphy is essential. This study comprised a detailed seismic stratigraphic analysis through interpretation of regional 2D seismic lines in the southern portion of the Campos Basin, Brazil. Seismic interpretations were integrated with wireline and lithological well-logs from the Polvo and Peregrino fields to give confidence in seismic facies properties. Based on seismic textures and attribute analysis, four seismic facies were defined: i) sand-dominated facies, ii) sand/mud intercalations, iii) mud-dominated facies, and iv) volcanic facies. An integrated analysis of seismic reflectors and their terminations allowed regional mapping of all seismic facies and recognized stratigraphic units, enabling the tracing of depositional features. The studied interval is bounded at its base and top by unconformities and contains significant Upper Cretaceous sandstone reservoirs of the Carapebus Formation, which constitutes important oil-producing rocks in the basin. This interval (Upper Cretaceous) was regionally mapped to trace transient submarine fans over a wide area (10.000 km<sup>2</sup>). Through seismic stratigraphic interpretations and mapping, five stratigraphic units were recognized in this interval. A transition from highly confined, channelized turbidites, through less confined channels and lobes, to unconfined turbidites was observed, which directly influences the distribution of reservoir bodies associated with future exploration plays. The main recognized depositional events were characterized using a stratigraphic framework and, in addition, possible infills associated with these events were established through the use of facies associations. This allows the construction of a predictive model for the distribution of deep-water reservoirs in tectonically influenced margins and raises into question the nature of mudstone dominated intervals in active margins.

**Keywords:** Seismic stratigraphy; Deep-water systems; Chronostratigraphy; Turbidite reservoirs; Predictive model.

## INTRODUCTION

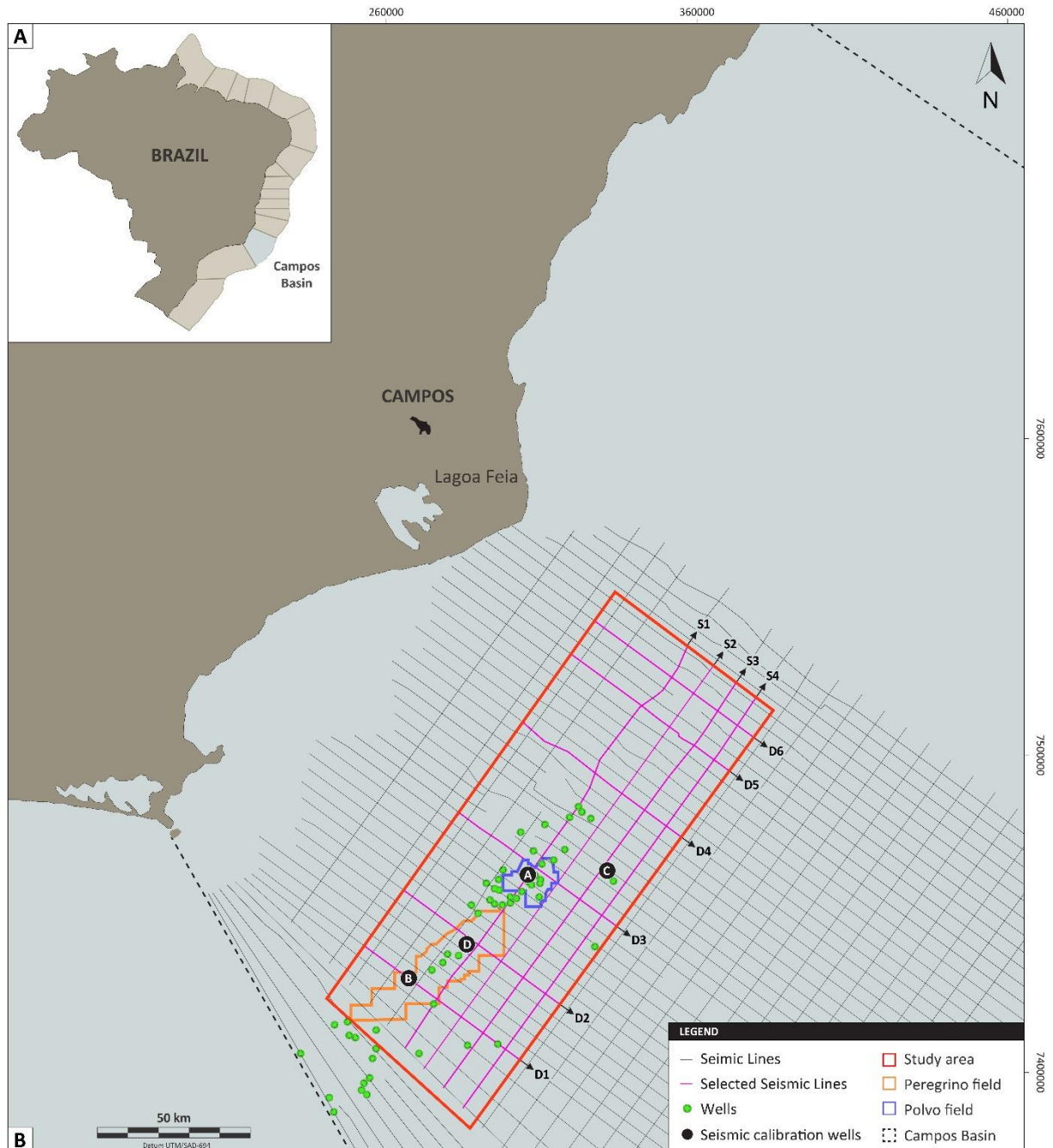
Recently, studies have demonstrated the complexity and variability of deep-marine turbidite systems (Myall et al., 2006; Deptuck et al., 2008; Prelat et al., 2009; and Spychala et al., 2015). The significant increase of high resolution seismic surveys and lithological data from exploratory and production wells were fundamental factors for the advancement of knowledge about turbidite deposits. Among these studies, we can highlight seismic mapping of recent (Gervais et al., 2006; Couvald & Romans, 2009; Gamberi et al., 2014) and Cenozoic (Mayall et al., 2010) turbidite systems, which allowed a high resolution characterization of the geometry of these deposits. Additionally, systematic mapping of recognized seismic facies allowed a better understanding of the depositional subenvironments associated with turbiditic complexes (De Ruig and Hubbard, 2006). Seismic packages represented by high amplitude and continuous reflectors may be associated with sandstone dominated sediments, whereas low amplitude reflector packages indicate sub-environments characterized by predominantly mudstone dominated sediments (De Ruig and Hubbard, 2006; Catuneanu, 2006). High resolution seismic mapping also allowed the characterization of the interconnectivity between contemporary turbidite complexes (Covault et al., 2009). Following the sub-surface studies, a number of similar studies associated with excellent exposures of turbidite deposits resulted in an extensive collection of analogues related to these deposits (Kane and Hodgson, 2011; Pemberton et al., 2016; Spychala et al., 2015). Additionally, a series of key architectural features and patterns of seismic reflectors associated with turbidite channel complexes have been intensely discussed over the last fifteen years (Deptuck et al., 2003; Mayall et al., 2006; Jackson et al., 2008). Erosive features and truncations of seismic reflectors are the most characteristic internal structures of these deposits as a function of lateral and vertical accretion processes of turbidite channel complexes (Mayall et al., 2006).

Therefore, the present study conducted a high resolution regional seismo-stratigraphic mapping aiming to develop a stratigraphic framework and understand controls on the distribution turbidite complexes in the southern portion of the Campos Basin, offshore Brazil. The seismo-stratigraphic mapping was integrated with lithological and biostratigraphic information from exploration and production wells to obtain a better characterization of the studied systems through recognition of their dimensions, volumes, contact relations and connectivity, as well as

chronostratigraphic relationships. The final result is a high resolution depositional model for the studied interval, which can be used as a guide for prediction of turbidite sandstone dominated deposits in the Campos Basin. This paper also comprises a systematic approach to regional recognition and characterization of turbidite deposits, which has major implications for evaluation of reservoirs distribution.

## **GEOLOGICAL SETTING AND DATASET**

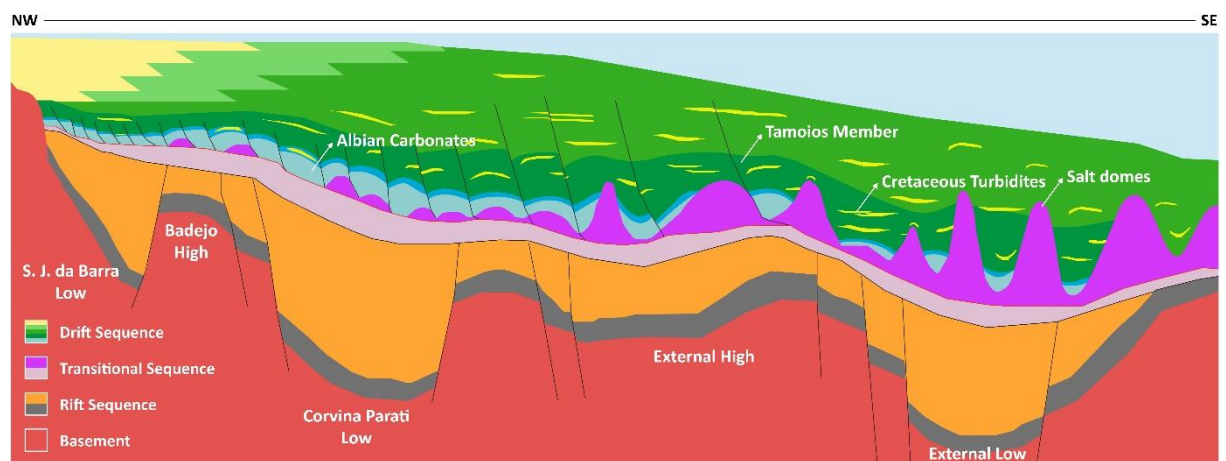
The Campos Basin is located on the eastern margin of Brazil (Fig. 1A), being limited to the north by the Vitória High and to the south by the Cabo Frio High. Covering approximately 115,800 km<sup>2</sup>, this basin has a restricted extent on-land (5,800 km<sup>2</sup>) with its majority located offshore. The study area for this work is limited to a polygon approximately 10,000 km<sup>2</sup> located in the southeastern portion of the Campos Basin (Fig. 1B) and it was defined based on the well density and quality of the available seismic surveys.



**Fig. 1.** (A) Location map of Campos Basin in the Brazilian eastern margin. (B) Location of detailed studied area is indicated by the red polygon. This map also shows the seismic lines and wells used for the seismic stratigraphic interpretation. The pink seismic lines represent the seismic sections used as reference for the detailed interpretation.

The tectonic and stratigraphic evolution of the Campos Basin is characterized by three distinct geological phases (Chang et al. 1990): Pre-Rift, Rift, and Drift. The Pre-Rift phase is characterized by volcanic activity, which resulted in basaltic volcanic and volcanoclastic substrate (the Cabiunas Formation) with ages between 134 and 122 Ma (Misuzaki et al., 1988). The Rift Phase (from Upper Hauterivian to Barremian) is marked by a period of intense extensional processes, associated with the deposition of siliciclastic, carbonatic and evaporitic sediments filling the

developing grabens. Finally, the Drift Phase, or marine sequence, began after the end of the rift event and the effective opening of the South Atlantic Ocean, with the formation of a carbonic-clastic ramp during the Albian (Winter et al. 2007). From the Albian to the present, this passive margin configuration is characterized by a set of progradational sediments, which comprise depositional systems ranging from deltas and carbonate platforms on the shelf, to slope and deep basin floor systems (Fig. 2).



**Fig. 2.** Schematic geological section of the Campos Basin. Modified from Rangel et al. (1994). The stratigraphic study interval comprises the dark green sequence (Upper Cretaceous).

The Drift phase fill of the basin consists of sediments deposited from Turonian to Recent in a progressively deeper marine environment (Winter et al. 2007). Seismo-stratigraphic mapping of the Campos Group was carried out in the stratigraphic interval associated with the Upper Cretaceous marine succession, which ranges from the Turonian to Maastrichian (Fig. 3; Schaller 1973; Rangel et al. 1994; Winter et al. 2007). This interval occurs above the Macaé Group carbonate ramp, which developed in the Albian and the Cenomanian and before the Cenozoic successions. The Campos Group includes the Ubatuba, Carapebus, and Emborê formations (Winter et al., 2007). The Carapebus Formation is predominantly characterized by sandstones and conglomerates, which frequently occur interbedded with mudstones of the Ubatuba Formation. The coarse deposits were deposited from turbidity currents in a continental ramp environment (Winter et al., 2007). The Embore Formation, which is restricted in the studied interval, comprises thick layers of sediments interpreted coastal fans and platform carbonate deposits. The Carapebus Formation deep-water reservoirs are the main hydrocarbon producers of the Campos Basin. These sandstone dominated deposits are recognized as a part of the sedimentary sequence that developed from Cretaceous to Recent in response to the combined effect of eustatic sea level changes, small thermal subsidence rates, and



significant sedimentary contribution due to the uplift of the Serra do Mar (Fetter et al. 2009). Several valleys that represent sediment conduits of these reservoirs were created as a result of halokinesis during the Early Cretaceous and locally through the escape and collapse of salt (Demercian et al., 1993). The sum of these events allowed the sedimentation of large volumes of unconsolidated sand through gravitational flows in a deep-marine environment, on the middle and lower continental slope, and on the basin plain (Guardado et al. 1990).

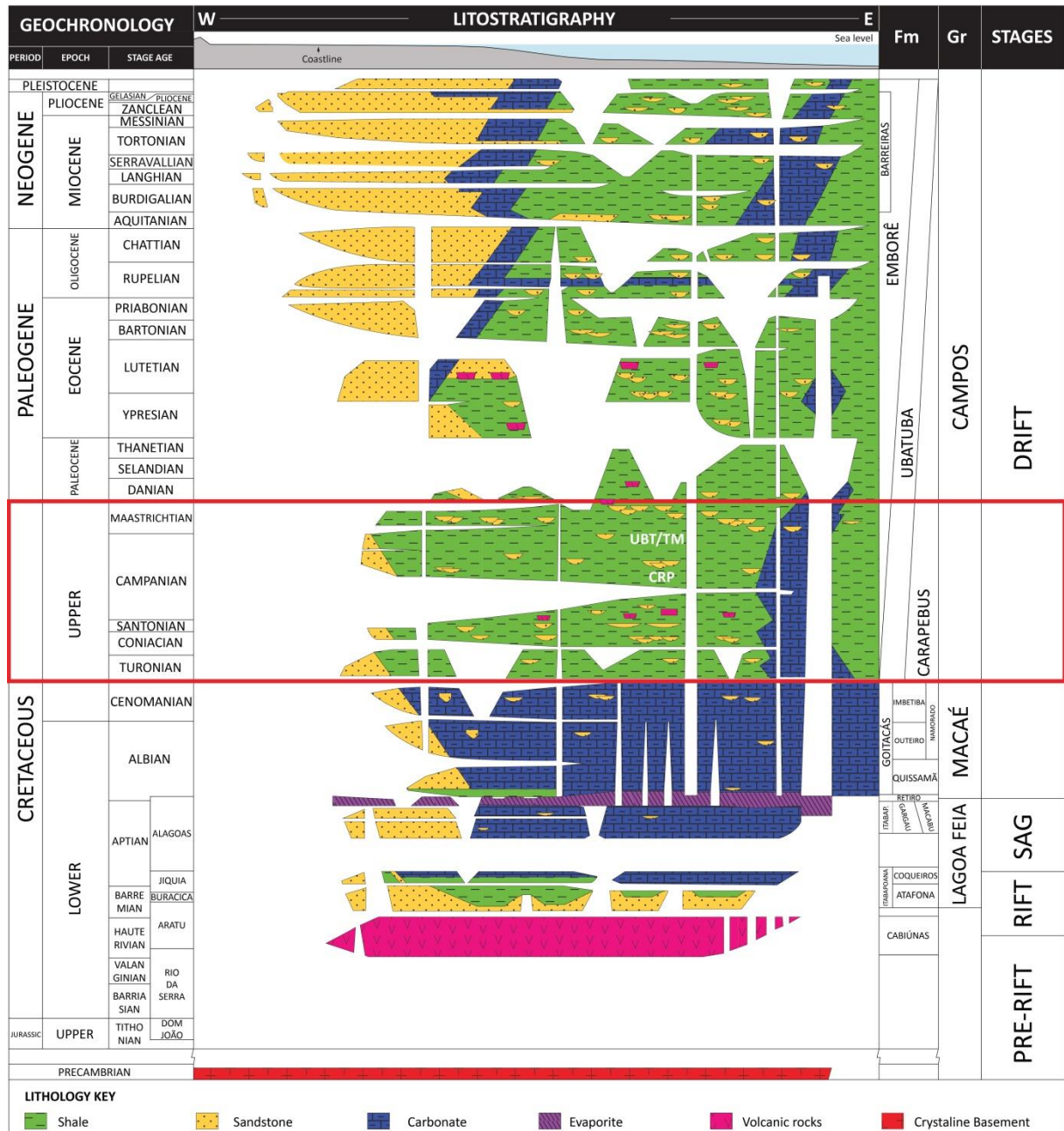


Fig. 3. Stratigraphic chart of the studied interval. Modified from Winter et al. (2007).

Available data included one hundred and fifteen depth converted 2D seismic lines and data from one hundred and five wells (composite profiles, geophysical profiles

and well reports) located within the study area. The seismic coverage and the location of wells in the Campos Basin are shown in Fig. 1.

## **METHODOLOGY**

### **THE SEISMOSTRATIGRAPHIC MODEL**

Mapping of unconformities and definition of depositional sequences through characterization of seismic stratigraphic units is a fundamental criteria for detailed sequence stratigraphic analysis according to studies from Peter Vail and his collaborators (Vail et al. 1977a; Vail et al. 1977b, Mitchum et al. 1977). These theories related to unfolded sequence stratigraphy conceptual models (Posamentier et al. 1988) and adaptations for applications in outcrops and well logs (Van Wagoner et al. 1990). Catuneanu (2006) established a coherent nomenclature and procedures for seismic stratigraphy analysis based on lithological well data, outcrops, and basin-wide seismic analysis. The integrated methodology proposed can be applied to any type of basin and tectonic context, as the basic controlling factors are individually defined. Regional models of turbidite deposits are usually divided based on the relative sea level curve stage, as proposed by Catuneanu (2006). The falling-stage systems tract is characterized by a high sediment supply, allowing the deposition of sand dominated channel complexes through gravity flow and high density turbidites currents. The lowstand systems tract is dominated by distal, non-confined mud dominated chaneel-levee systems deposits associated with gravity flow and low density turbidites (Catuneanu, 2006). However, recent studies in the studied interval have shown that spatial distribution and tectonic context are important criteria for a detailed characterization of turbidite complexes (Fetter et al. 2009).

### **THE SEISMOSTRATIGRAPHIC MODEL APPLIED TO THE CAMPOS BASIN**

The stratigraphic framework and depositional model here proposed are based on the integration of methodologies suggested by Vail and Mitchum (1977), Catuneanu (2006) and Neal and Abreu (2009). According to these approaches, efficient seismic stratigraphic mapping and analysis comprises an interpretation of seismic reflectors, definition of seismic stratigraphic and seismic facies units, and construction of a chronostratigraphic diagram (Wheeler, 1958). The complete interpretation of seismic reflectors was performed through systematically tracking of lateral continuity and

identification of reflector terminations (e.g. toplap, onlap, erosive truncation, and downlap). Following the interpretation of seismic reflectors, the recognized seismic stratigraphic units were defined in order to subdivide distinct temporal and depositional events. Each stratigraphic unit represents a package of depositional systems genetically related and laterally arranged, as the original definition of depositional system tracts, of Brown and Fischer (1997). Characterization of the internal fill of each unit was based on seismic facies analysis, which was defined through integration of reflectors seismic properties, well data, and seismic attributes. The interpretations of depositional systems were based on the geometrical pattern and spatial distribution of seismic stratigraphic units and through integration of geomorphological features (e.g. channel patterns, mound geometry, and wavy reflectors.) and seismic facies interpretation. Finally, the development of a chronostratigraphic diagram allowed the integration of all information and the construction of an integrated stratigraphic framework and depositional model for the study area.

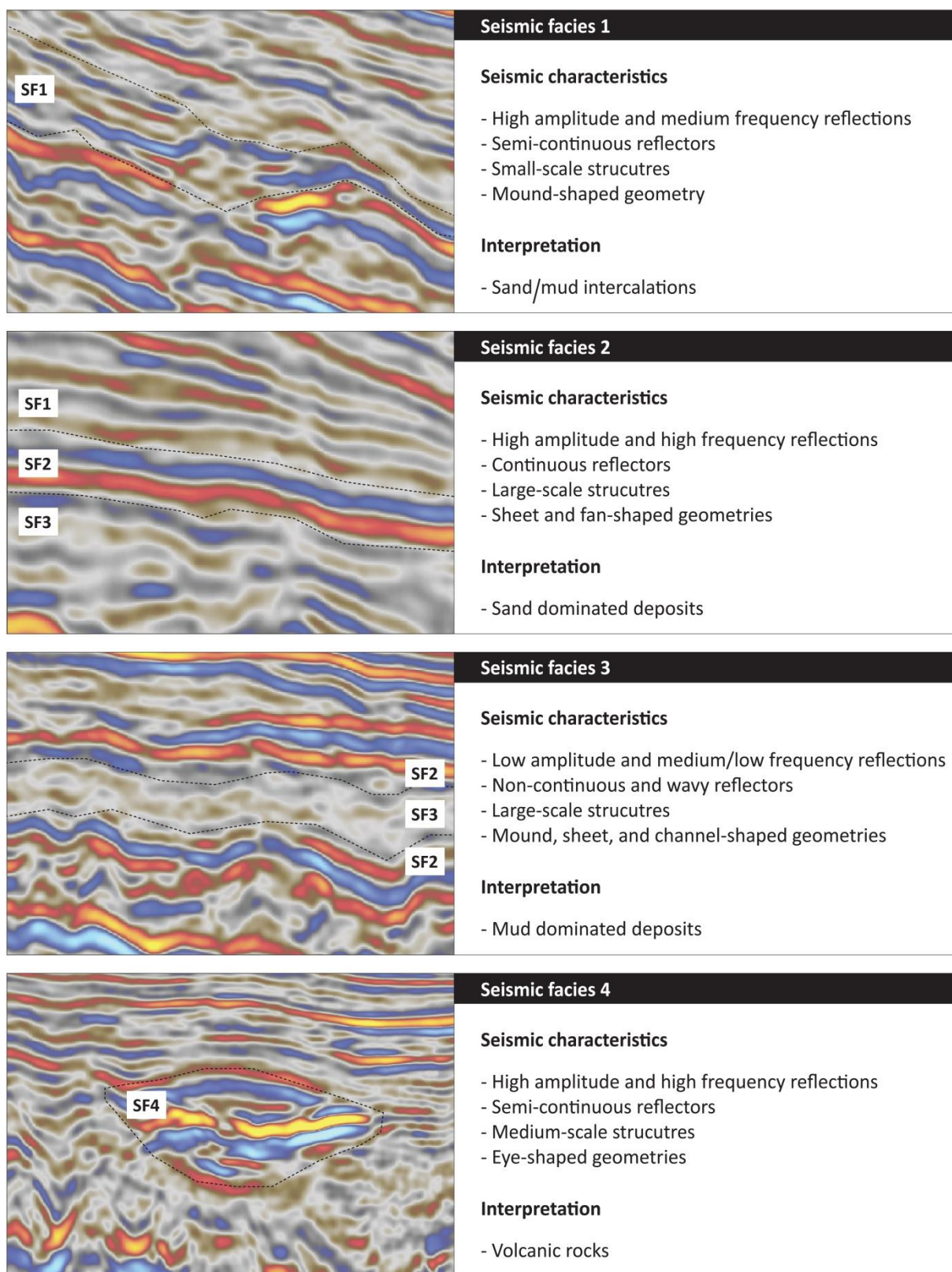
## **RESULTS**

### **SEISMIC FACIES ANALYSIS**

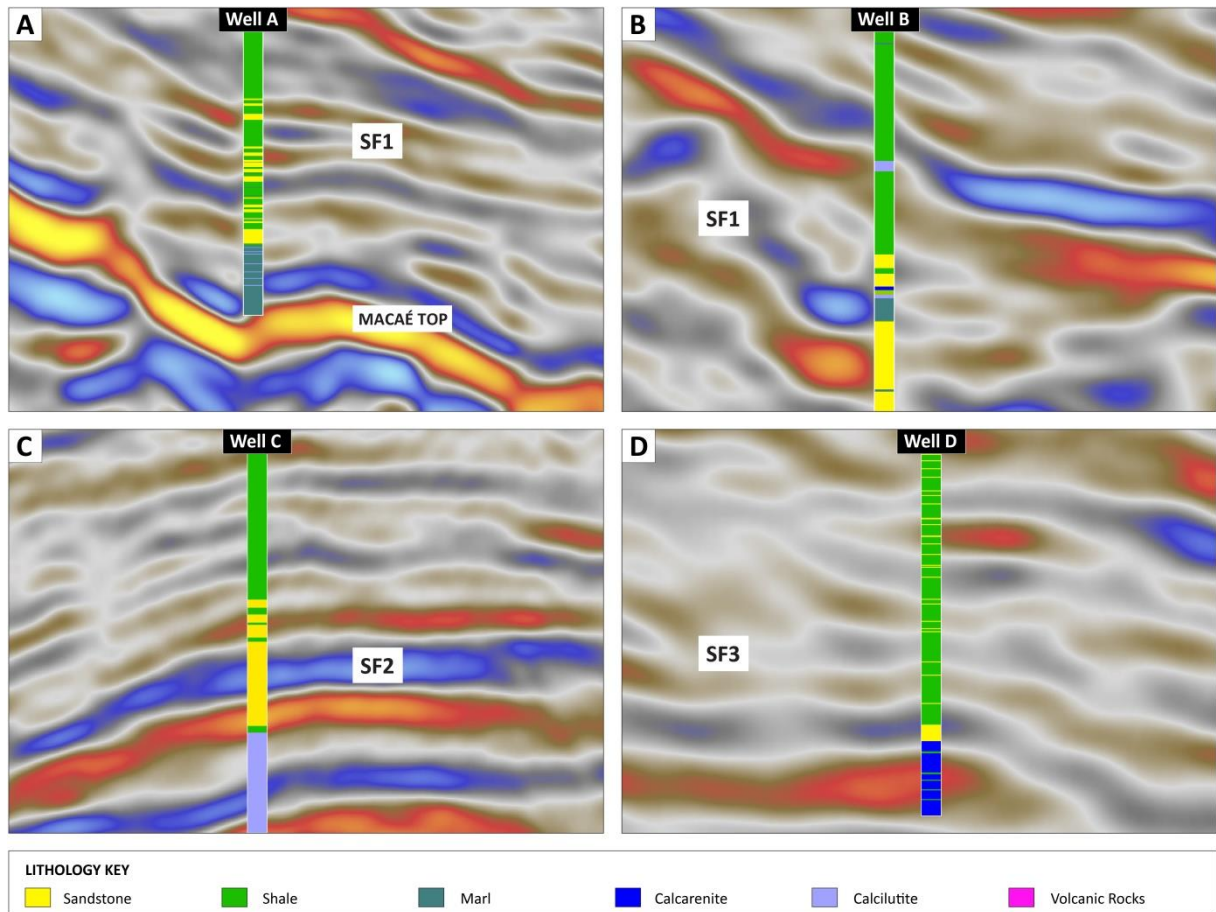
An integrated seismic and petrophysical analysis provided the means for the characterization of four seismic facies that occur in the studied area. Seismic facies are defined as group of reflectors with distinct seismic parameters compared to adjacent units (Mitchum et al. 1977). Seismic facies reflect the type and organization of the depositional system and are closely related to lateral variation of facies associations and compartmentalization of depositional systems. Regional mapping and a detailed seismic facies analysis were performed through geological interpretation and description of several seismic features, such as reflectors amplitude, geometry, continuity, frequency, and interval velocity (Mitchum et al. 1977). Seismic attributes (Cosine of Phase, Sweetness, RMS Amplitude and Relative Acoustic Impedance) were also applied in order to enhance the visibility of seismic changes, variations and to highlight the texture and internal geometry of groups of reflectors.

The geological significance of each seismic facies recognized was based on exploration and development wells drilled near the interpreted seismic sections. High

resolution seismic analysis and well data were correlated in order to characterize the sedimentary composition of each group of reflectors and to construct a schematic facies model. Well data includes well track and deviation, wireline logs (Gamma-ray, Sonic, Density, Neutron, and Spontaneous Potential), lithological composite logs from cuttings descriptions, lithostratigraphic tops, and well reports. A synthesis of the seismic characteristics and a detailed seismic representation of each seismic facies recognized are presented in Fig. 4. Seismic facies calibration was possible through correlation of seismic parameters and high confidence lithological data from one hundred and five exploratory and development wells. The systematic calibration shows that seismic packages characterized by high amplitude and continuous reflectors are usually associated with sand dominated deposits, whereas low amplitude reflectors packages indicates depositional systems characterized by mud dominated deposits (Fig. 5). Based on the correlation with lithological well data and package geometry, seismic facies SF-4 was interpreted as volcanic and volcanoclastic rocks associated with an intense magmatic activity that took place in Campos Basin from Upper Cretaceous to Eocene (Thompson et al., 1998). This seismic facies occurs as relict between mud and sand dominated deposits and was not considered a target for this study (Fig. 4).



**Fig. 4.** Seismic characteristics and visual representation of each seismic facies recognized.



**Fig. 5.** Seismic facies calibration illustrating the dominant lithology associated with each group of reflectors. (A) Wireline well-log interpretations of carbonate correlate with the strongest, high amplitude reflectors; well-log interpretations of sandstone and mudstone dominated intervals (SF-1) correspond with moderately high amplitude and semi-continuous reflectors. (B) Wireline interpretations of high frequency alternations between sandstone and mudstone (SF-1) show moderately high amplitude, semi-continuous to discontinuous reflectors. (C) Wireline well-log interpretations of sandstone dominated intervals (SF-2) correlate with high amplitude and continuous reflectors. (D) Well-log interpretations of mudstone dominated intervals (SF-3) correspond with low amplitude, discontinuous reflectors.

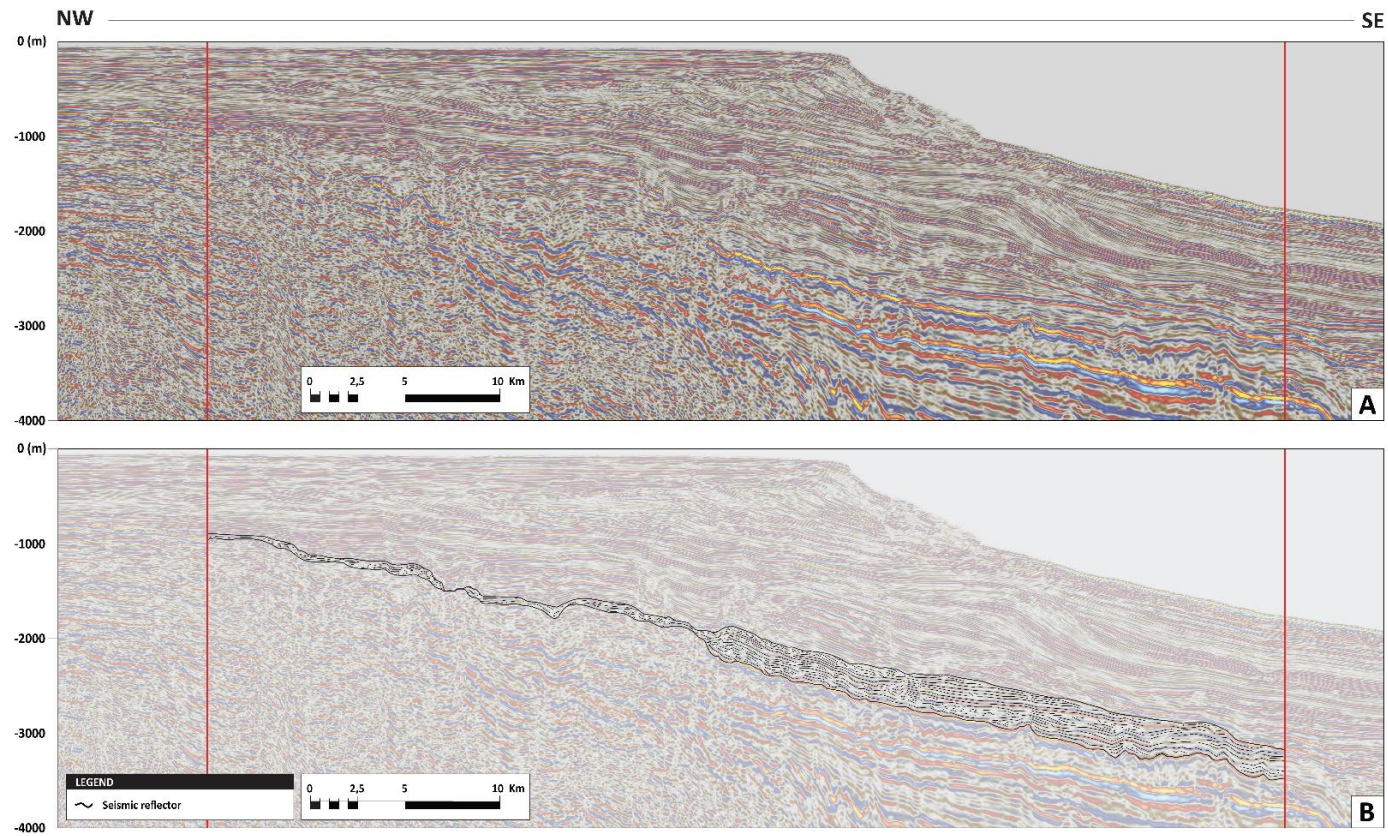
## SEISMIC STRATIGRAPHY INTERPRETATION

Seismic stratigraphy interpretations were initially performed on ten high resolution 2D depth converted seismic lines. Detailed analyses from selected lines were used as reference for the definition of six key surfaces recognized in the studied interval, which were regionally mapped with one hundred and fifteen seismic lines (sixty three dip and fifty two strike lines). Seismic lines were selected based on data quality and spatial distribution in order to represent the main structures and features of the depositional system.

An interpretation of reflector geometry, amplitude, frequency, continuity, and their terminations was carried out in order to characterize depositional packages with specific seismic signatures and to recognize the base and the top of the studied interval (Macaé top and Cretaceous top). Thus, a systematic and detailed mapping of

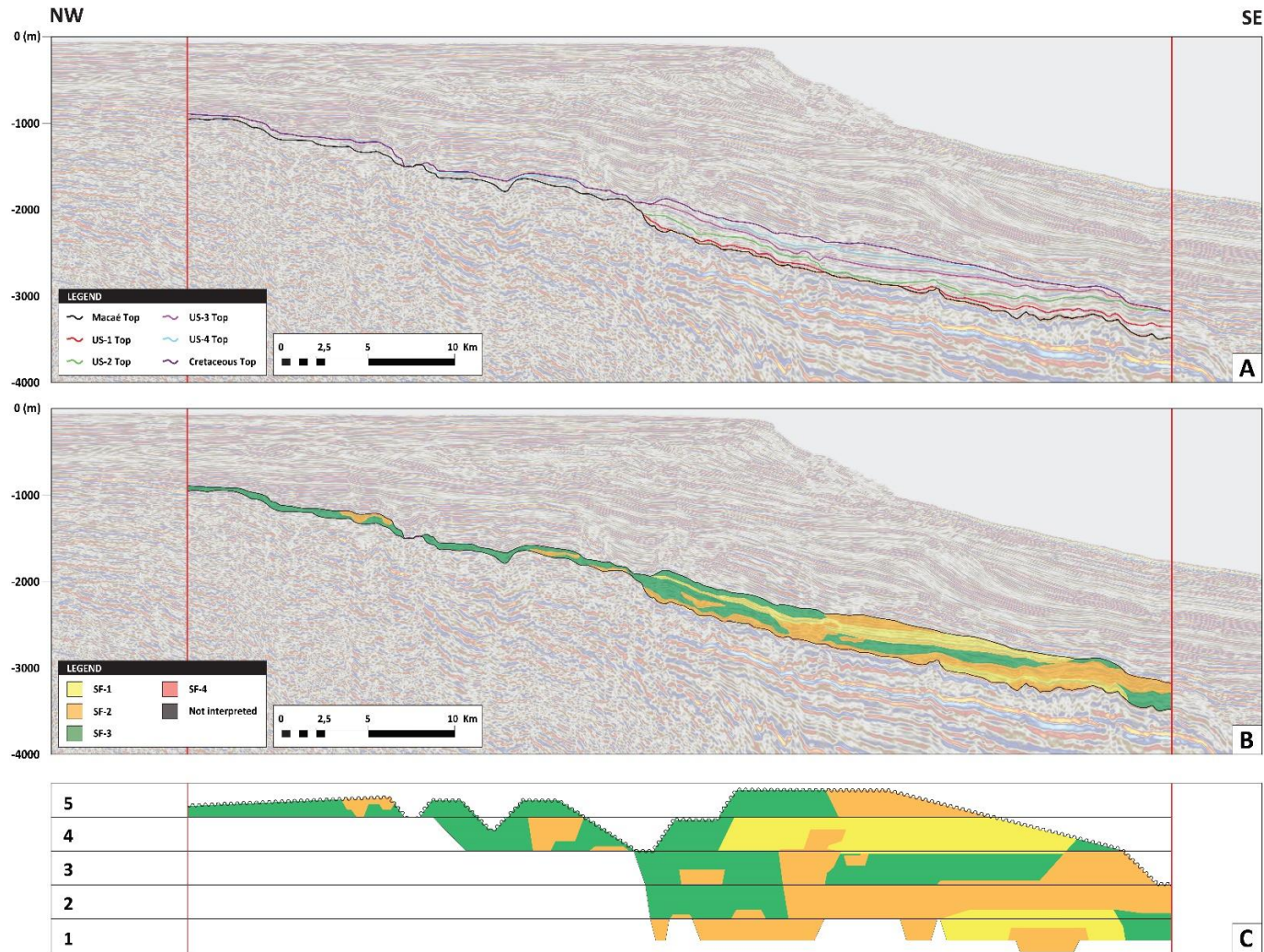
reflectors and their terminations was conducted for all recognized intervals (Fig. 6B). The interpretation of successive reflector terminations associated with key surfaces through identification of onlaps, downlaps, toplaps, and erosive truncations allowed the characterization of five seismic stratigraphic units (Fig. 7A). Seismic stratigraphic units are depositional packages related to different temporal events (Mitchum et al. 1977), which are divided by stratigraphic surfaces or successive depositional events without changes in stacking patterns and trends (Brown and Fischer, 1977). These surfaces are usually represented by continuous reflectors and indicate changes of depositional events, stacking patterns, or trends between seismic stratigraphic units. The Macae Top and Upper Cretaceous Top surfaces are erosional horizons that limit the sequence of mapped deposits in the study area and their stratigraphic meanings will be discussed later. Fig. 7B shows an example of the detailed seismic facies interpretation performed for each selected seismic line.

An integrated seismic interpretation allowed the construction of a chronostratigraphic diagram for each seismic section previously selected (Fig. 7C). Through correlation between stratigraphic units and seismic facies distribution, the relative temporal and spatial distributions of units were defined. Interpretation of the chronostratigraphic charts also allowed the definition of regionally mapped surfaces related with erosional or non-depositional periods. The spatial arrangement of seismic stratigraphic units represents the depositional system architectural arrangement during the evolution of the Upper Cretaceous sediments.



**Fig. 6.** Integrated seismic interpretation of seismic line D3 (Fig. 1). (A) Not interpreted seismic line. (B) Seismic reflectors interpretation.





**Fig. 7.** Integrated seismic interpretation of seismic line D3 (Fig. 1). (A) Seismic stratigraphic unit interpretation. (B) Seismic facies interpretation. (C) Chronostratigraphic framework.

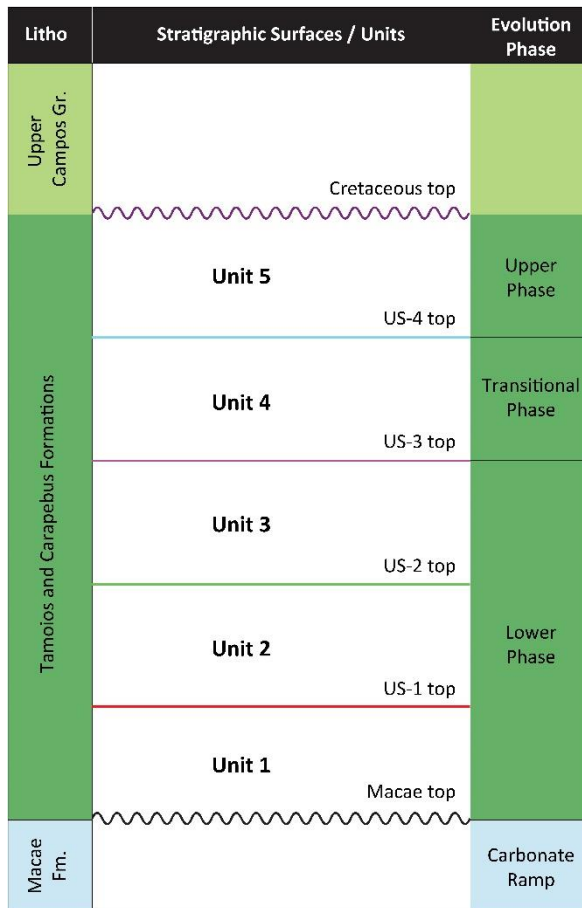
## STRATIGRAPHIC FRAMEWORK

Following the detailed interpretation, a complete seismic mapping was performed by correlation between seismic stratigraphic interpretations of approximately 2800 km of 2D seismic lines and lithological composite logs from wells. The systematic analysis through definition of seismic stratigraphic units, seismic facies and chronostratigraphic charts allowed the definition of a stratigraphic framework based on regionally mapped key surfaces. The stratigraphic framework is based on sedimentary units that represent events with distinct patterns; these patterns are defined by controlling variables and provide an insight into the understanding of the basin evolution. The stratigraphic framework proposed (Fig. 8) is composed of five seismic stratigraphic units named in temporal order (from bottom to top): the basal unit was named US-1 and the last unit deposited US-5. The studied interval is delimited by two unconformities. The basal unconformity is named Macae Top and the unconformity at the top of the interval was named Cretaceous Top. Each seismic unit (US) is enclosed within a mappable surface, which is named for its unit. The temporal ordering of seismic units is relative. Internal subdivision of each seismic unit is based on geometric patterns and spatial distribution of seismic stratigraphic units, allowing a characterization of stages associated with tectonic activity, sea level changes, or sedimentary supply changes. These stages are genetically related to depositional systems (cf. Brown and Fischer, 1977) and accumulated over a specific interval of time.

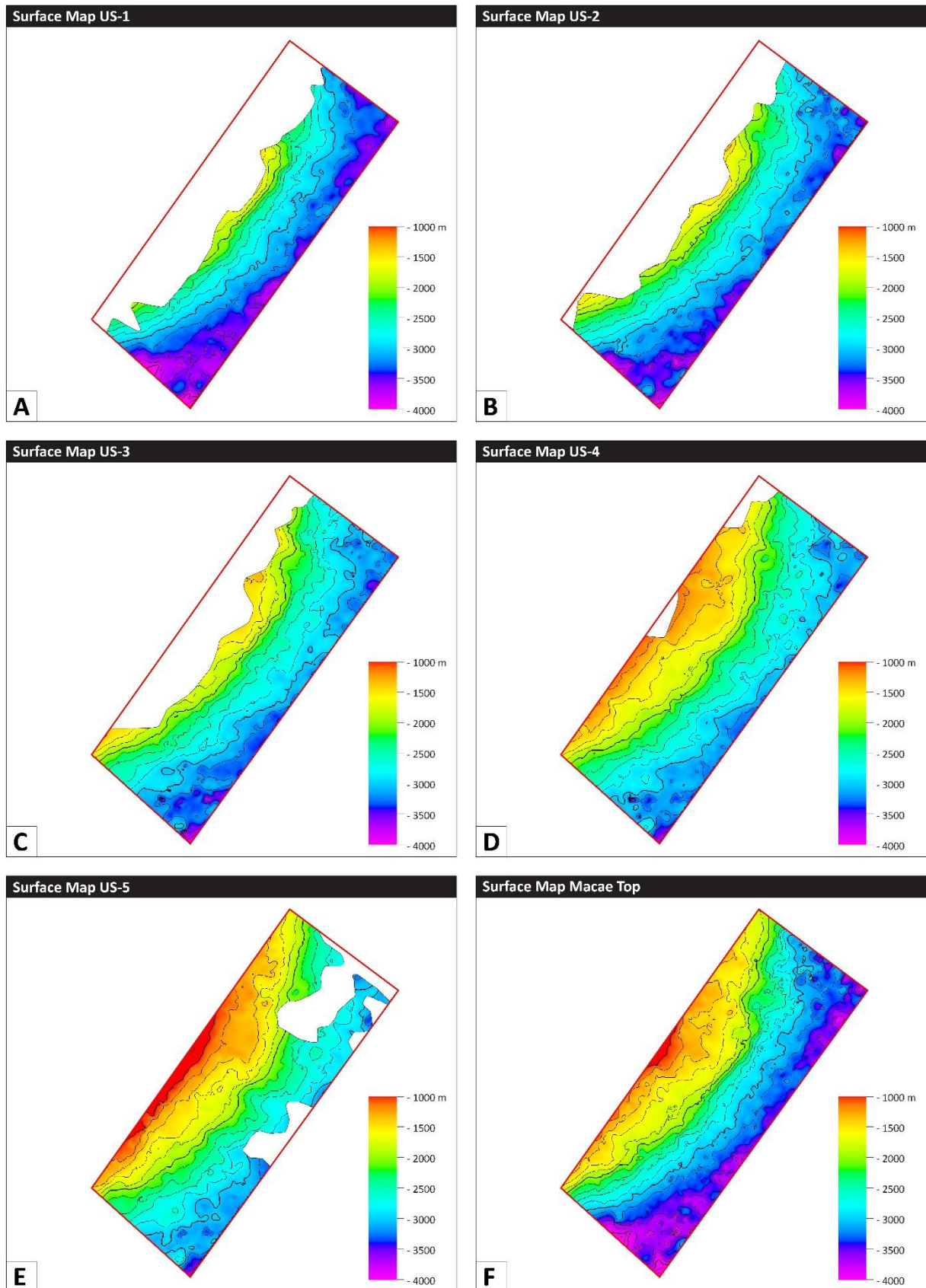
The regionally mapped seismic units were divided into three phases: 1) lower phase (US-1, US-2 and US-3), represented by high amplitude reflectors (SF-2) laterally offset with low amplitude reflectors (SF-3); 2) upper phase (US-5), characterized predominantly by low amplitude and low frequency reflectors (SF-1); and 3) transition phase (US-4), with mixed characteristics from lower and upper phases. Fig. 8 shows the evolutionary phases and its correlation with seismic stratigraphic units. Note that each phase is bounded by stratigraphic surfaces characterized on seismic sections and also mapped across the entire study area.

The construction of surface maps was possible through systematic mapping of seismic horizons in one hundred and fifteen regularly spaced seismic lines (average distance of 5 km). Seismic surfaces and isochron maps were constructed through interpolation. Surface depth maps defined the top surface of each mapped unit and

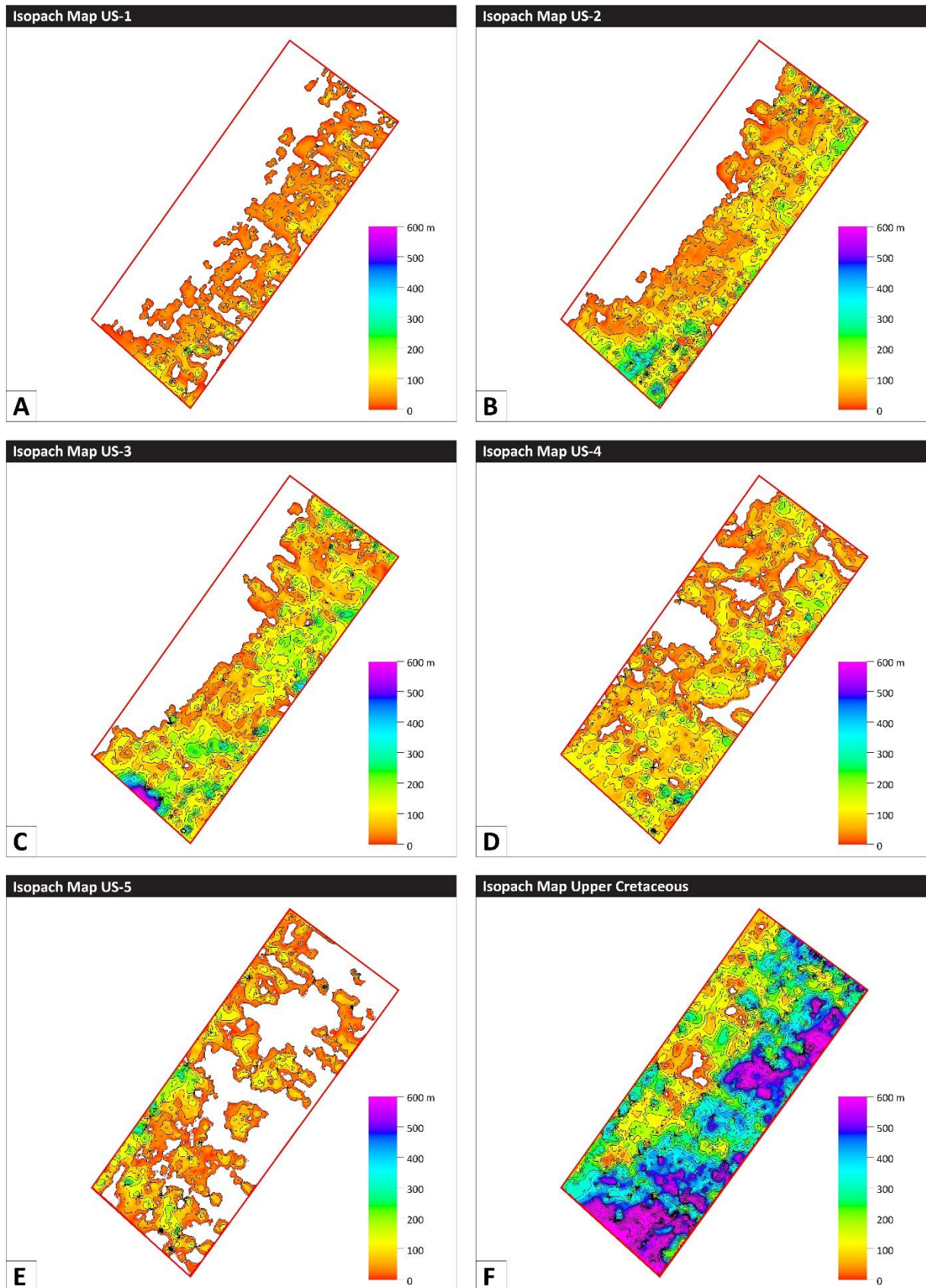
are shown in Fig. 9. Isochron maps illustrating the total thickness of each unit were also constructed and are presented in Fig. 10. The total thickness map of the studied interval (Upper Cretaceous) is also shown in Fig. 10, which indicates that this interval is characterized by sedimentary packages with thicknesses ranging from 0 to 600 m over the mapped area. Anomalous peaks are likely a product of post-Cretaceous deformation.



**Fig. 8.** Stratigraphic framework of the studied interval based on the 2D seismic stratigraphic regional mapping.



**Fig. 9.** Surface depth map of seismic surfaces regionally mapped. (A) Surface map US-1. (B) Surface map US-2. (C) Surface map US-3. (D) Surface map US-4. (E) Surface map US-5. (F) Surface map Macae Top.

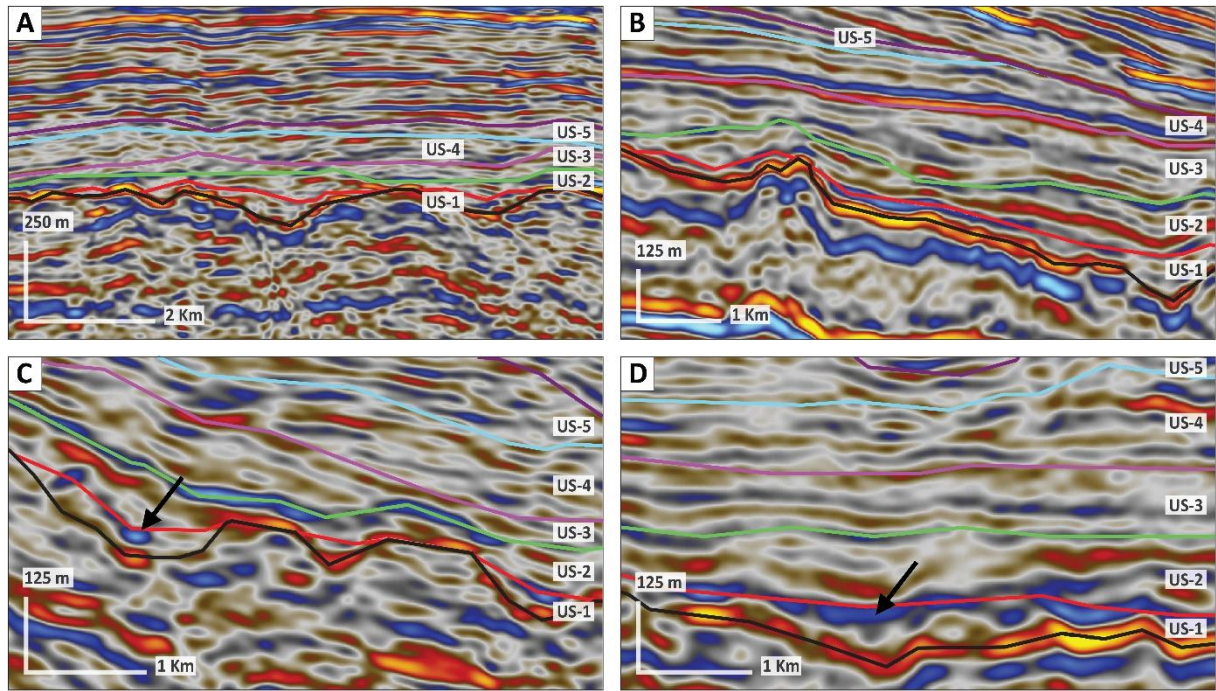


**Fig. 10.** Isopach map (meters) of regionally mapped seismic units. (A) Isopach map US-1. (B) Isopach map US-2. (C) Isopach map US-3. (D) Isopach map US-4. (E) Isopach map US-5. (F) Isopach map Upper Cretaceous Top.

## US-1

Description: US-1 is the basal seismic unit of the studied interval and it is limited at the base by an irregular surface, characterized by narrow, elongated incisions (Fig. 11A). Moving SE this surface becomes more uniform, but is still irregular (Fig. 11B). Deposits within this unit are characterized by high amplitude and semi-continuous reflectors, intercalated with low amplitude, discontinuous reflectors (SF-1). In the cores of some cuts, localized strong reflectors may occur (Fig. 11C and Fig. 11D). The up US-1 top bounding surface is normally truncated within the incisions US-1 is infilling. The US-1 top surface can be mapped, showing the restricted distribution of US-1 over the area (Fig. 9A), which becomes progressively thicker to the SE, demonstrating linear features where US-1 is concentrated (Fig. 10A).

Interpretation: The basal surface is interpreted to represent the regional Macaé Top unconformity, an erosive unconformity which separates the Cenomanian carbonates from the Turonian siliciclastics. This surface is inferred to have evolved distinctive valleys (Fig. 11A), which apparently influenced the distribution of US-1 sediments. These deposits are interpreted to represent high frequency alternations between sandstone, being high amplitude, and low amplitude mudstone (Fig. 11C), strong reflectors within valleys may indicate concentrations of sandstone within channels. Lithological discriminations were assisted by calibration of seismic facies with well data from within the US-1 interval. Therefore, this unit is interpreted to represent relatively proximal fan-valley fills, potentially by channel-levee complexes (*sensu* Mayall et al. 2006).



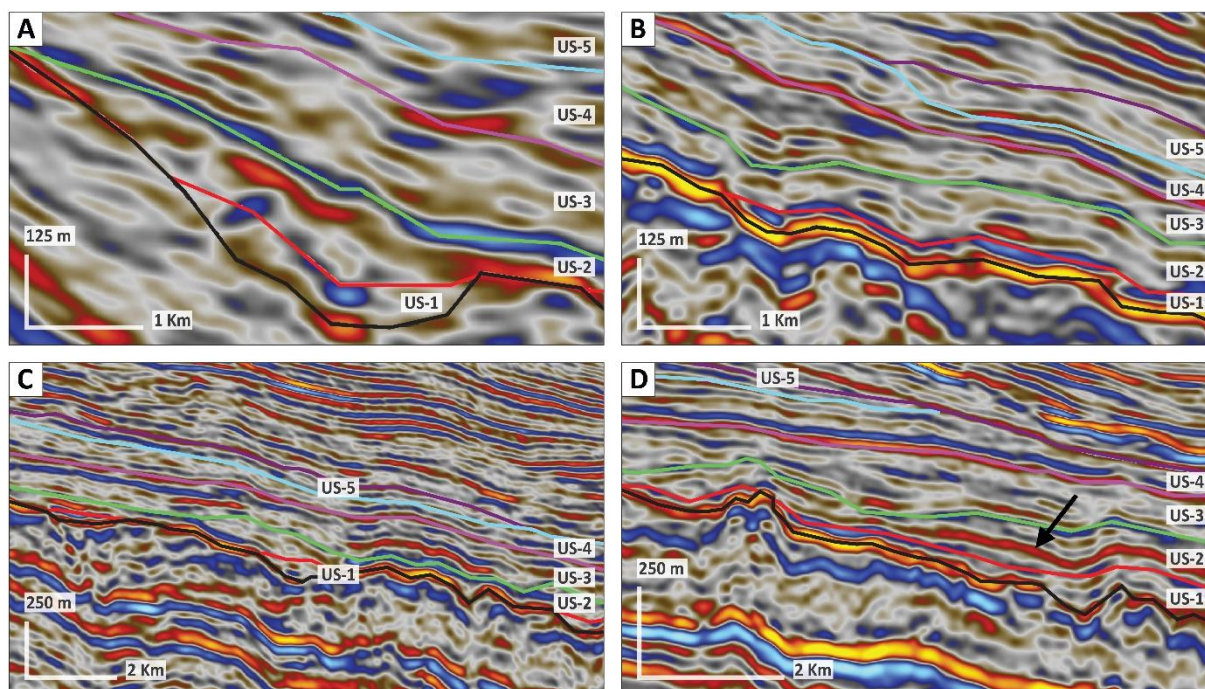
**Fig.11.** (A) Seismic strike line S1 (Fig. 1) shows the basal erosive characteristics and the restricted occurrence of unit US-1 in the mapped area (between the red and black horizons). (B) In distal portions of the seismic line D3 (Fig. 1), US-1 is usually characterized by less confined deposits. (C) High amplitude and semi-continuous reflectors (arrowed) in the proximal portion of the seismic line D1 (Fig. 1) indicate the occurrence of sand dominated seismic facies (SF-1) associated with unit US-1 deposits. (D) High amplitude and continuous reflectors (arrowed) were also mapped in SE portion of the study area in the strike section S2 (Fig. 1), also suggesting the occurrence of sand dominated deposits in distal portions of the basin.

## US-2

**Description:** US-2 is characterized by mound shaped seismic packages with gently wavy reflectors and its occurrence extends beyond the depositional area of the unit US-1 (Fig. 12A and Fig. 12B). Deposits within this unit are characterized by high amplitude and continuous to semi-continuous reflectors (SF-2 and SF-2) locally intercalated with low amplitude and discontinuous reflectors (SF-3). The top surface depth map (Fig. 9B) shows the spread of the sedimentary packages associated with US-2, especially in SE portions of the basin. Relatively thinner packages occur frequently in NW portions of the basin, including areas adjacent to the Peregrino and Polvo oilfields. The thickness map of the unit US-2 (Fig. 10B) shows a variation between 10 (in the NW sector) and up to 250 meters (in the SE sector), with an anomalous peak of 300 meters in the SW area.

**Interpretation:** The US-2 unit is represented by the final filling of valleys and canyons structures, with reflectors truncating both the upper section of the unit US-1 and the Macae Top unconformity. This unit is characterized by sand and mud dominated

seismic facies intercalations (Fig. 12C and Fig. 12D), which suggests a context of confined turbidite lobes associated with spread-out of proximal turbidite deposits.



**Fig.12.** (A) Characteristic mound shaped geometries and wavy reflectors associated with unit US-2 (between the green and red horizons) in the seismic line D1 (Fig. 1). (B) US-2 occurrence is usually represented by a larger depositional area than that associated with US-1 deposits, as shown in seismic line D3 (Fig. 1). (C) Seismic packages characterized by high to low amplitude reflectors recognized in seismic section D2 (Fig. 1) indicate intercalations between sandstone and mudstone dominated packages. (D) High amplitude and high continuity reflectors were recognized in distal portions of the seismic line D3 (Fig. 1), indicating areas of sandstone concentrations.

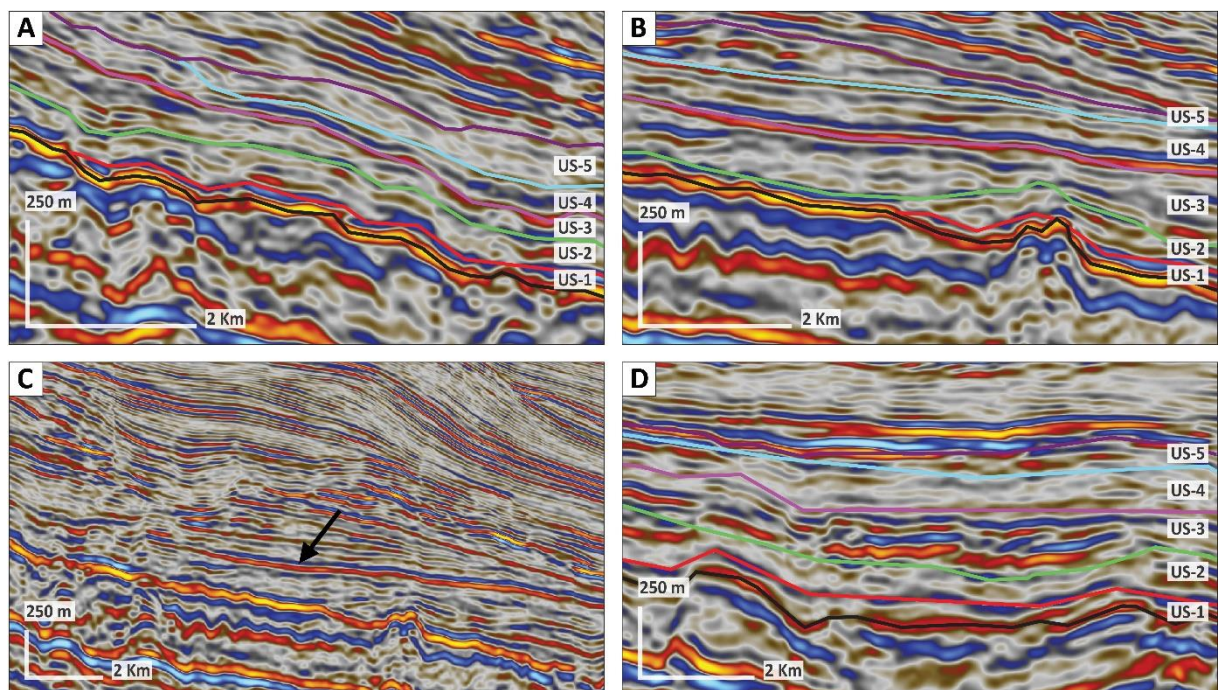
### US-3

Description: US-3 is represented by a continuous spread out of the depositional area, with an extensive onlap onto Macaé Top unconformity and entirely covering units US-1 and US-2 (Fig. 13A and Fig. 10C). The US-3 top surface is marked by a high amplitude and clearly mappable reflection across the entire studied interval, indicating a significant reflection patterns change between seismic units below and above (Fig. 13B and Fig. 13C). Figure 13A shows the erosive characteristic of this surface, which is associated with truncations mapped on several interpreted seismic sections in the study area. Sedimentary packages within this unit are characterized by lateral intercalations between high amplitude reflectors and low amplitude seismic packages (Fig. 13D). The top surface depth map demonstrates the depositional spread out of the turbidite deposits (Fig. 9C). The unit US-3 thickness ranges from approximately 0 to 300 meters, with local peaks up to 500 meters in the SW region



(Fig. 10C). In general, a thickening towards distal portions is observed due to erosion of original thickness in more proximal portions of the basin.

Interpretation: US-3 sedimentary packages are mainly composed by sandstone (SF-1) and mudstone (SF-3) dominated seismic facies (Fig. 13A and Fig. 13B), suggesting confined and proximal turbidite systems associated with amalgamated sandstone packages (high amplitude reflectors) intercalated with mud dominated deposits. The confirmation of proximal turbidite facies in areas of sand dominated seismic facies was based on lithological information (e.g. massive sandstone packages) from exploratory and development wells nearby Polvo and Peregrino fields (Fig. 5)



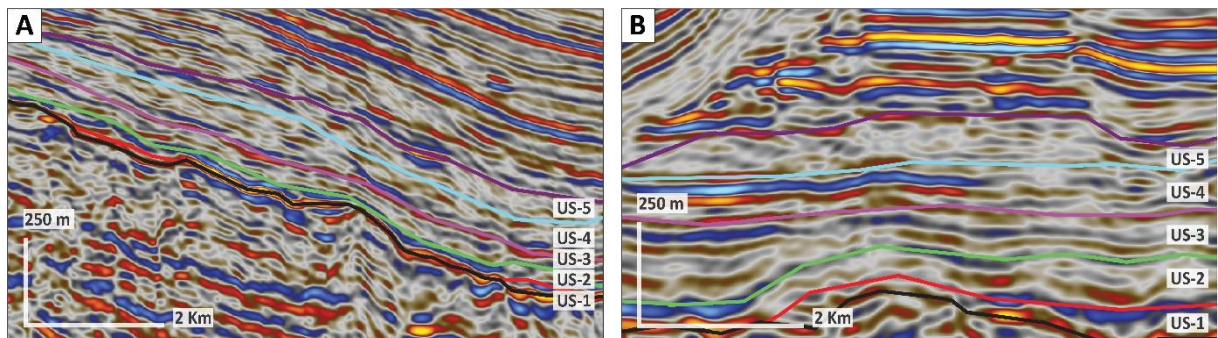
**Fig.13.** (A) Unit US-3 (between the pink and green horizons) completely covering units US-1 and US-2 in the seismic section D3 (Fig. 1). (B) Dip seismic section D3 (Fig. 1) also illustrates the regional blanketing of US-1 and US-2 by US-3. (C) Lateral variations between sandstone dominated (high amplitude) and mudstone dominated (low amplitude) reflectors occurs across the entire mapped area and are shown in seismic section S4 (Fig. 1). (D) The US-3 top surface is characterized by a high amplitude and high continuity reflector regionally mapped, which are illustrated in seismic line D3 (Fig. 1) and indicated by the black arrow).

## US-4

Description: US-4 represents the first seismic stratigraphic unit that exhibits a wider occurrence throughout the study area, indicating a generalized depositional event (Fig. 14A). The upper limit of unit US-4 shows erosional features associated with the erosive event responsible for the top Cretaceous unconformity. Despite the limited occurrence, sandstone dominated seismic packages (SF-1) occur predominantly in

SE portions of the mapped area. US-4 sandstone dominated seismic facies are characterized by continuous reflectors with lower amplitude and higher frequency compared to units below, suggesting an decrease in sand/mud ratio associated with this seismic facies (Fig. 14B). The US-4 top surface depth map is shown in Fig. 9D. The absence of this horizon in some regions is related to erosional events represented by the Top Cretaceous unconformity. This unconformity eroded the upper part of the unit US-4, resulting in an average thickness ranging from 10 and 200 m and with thicker intervals located in distal portion (SE) of the study area.

Interpretation: This interval is predominantly composed by mudstone dominated seismic facies (SF-3), with localized lateral variations to high-amplitude reflector packages associated with sandstone dominated deposits (Fig. 14A). Thus, US-4 appears to be a transitional system between more proximal and confined deposits at the base (US-1 to US-3) to more distal and unconfined deposits at the top (US-5). US-4 sandstone packages (e.g. high amplitude reflectors intervals) were correlated to lithological well-logs and interpreted as intermediate turbidite lobes.



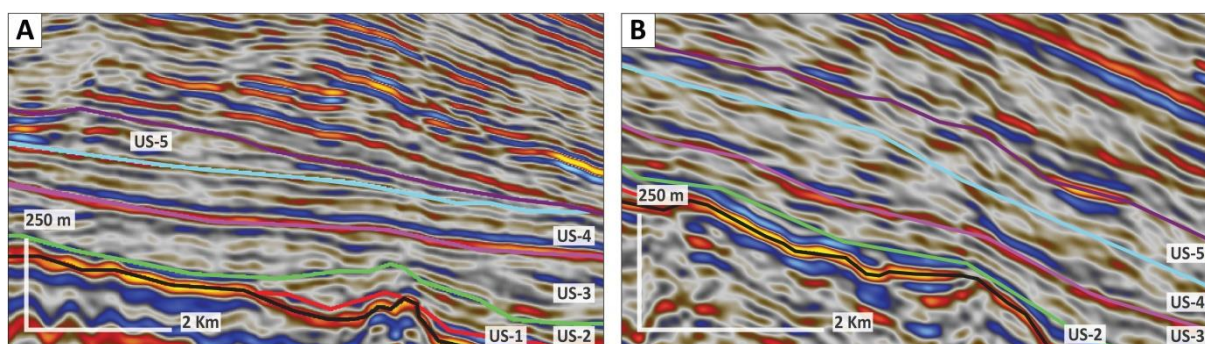
**Fig.14.** (A) Unit US-4 (between turquoise and pink horizons) is characterized predominantly by mudstone dominated seismic facies, as shown in this seismic section located between seismic lines D2 and D3 (Fig. 1). (B) Zoom-in areas of lateral alternation between mudstone and sandstone dominated seismic facies recognized in the seismic line S2 (Fig. 1).

## US-5

Description: US-5 is the youngest seismic unit of the stratigraphic framework proposed for the studied interval. This unit is characterized by low lateral continuity and low acoustic impedance reflectors (SF-03). As a trend, this unit occurs as isolated relicts between completely eroded intervals along the interpreted seismic sections. US-5 restricted occurrence associated with an intense erosive event is shown in Fig. 15A. The upper limit of this interval is correlated with the Top Cretaceous unconformity, which occurs throughout the entire study area and

controlled the thickness of this interval due to partial or complete erosion of units US-5, US-4, and US-3.

Interpretation: Low amplitude and low continuity reflectors were interpreted as mudstone dominated seismic facies (Fig. 15B). Available lithological data from exploratory wells were used for calibration and confirmed the predominance of mudstones and the subordinate occurrence of sandstones. This unit comprises unconfined distal turbidite systems, possibly associated with sub seismic channel-levee systems or mud dominated turbidite lobes. US-5 does not comprise a stratigraphic target in Peregrino and Polvo field area based on the limited occurrence of high amplitude reflectors associated (sandstone dominated seismic facies).



**Fig.15.** (A) Low amplitude and low continuity seismic packages (SF-3) are dominant in the interval that comprises unit US-5 (between purple and turquoise horizons) and are shown in this seismic section located between seismic lines D2 and D3 (Fig. 1). (B) Seismic section D3 (Fig. 1) shows the restricted occurrence of unit US-5 as consequence of the Upper Cretaceous erosional event (Top Cretaceous discontinuity).

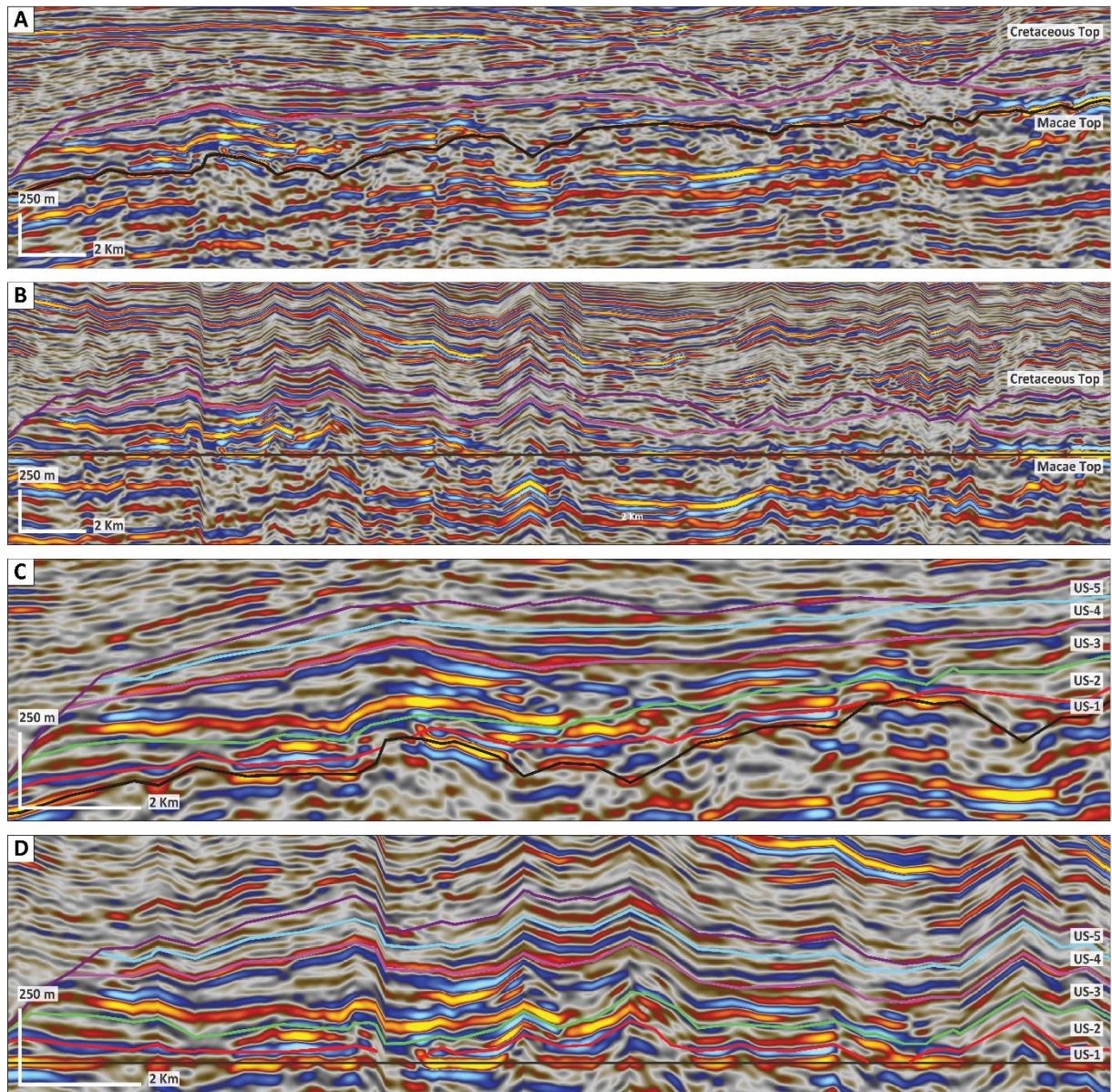
## DISCUSSION

### DEPOSITIONAL MODEL

The regionally mapped turbidite fan complexes were subdivided into five seismic units and three depositional phases, which allowed the construction of an evolutionary depositional model for the study area. Covault et al. (2009) characterized the morphology and interconnectivity between contemporary turbidite complexes through seismic interpretation, which resembles the depositional context during Upper Cretaceous in the Campos Basin. The architectural model proposed by Prélat et al. (2009) for turbidite complexes characterization was also used as a reference for a high resolution mapping. A series of key architectural features and patterns observed in seismic reflectors associated with turbidite channel complexes by Deptcuk et al. (2003) were recognized in several interpreted seismic sections and

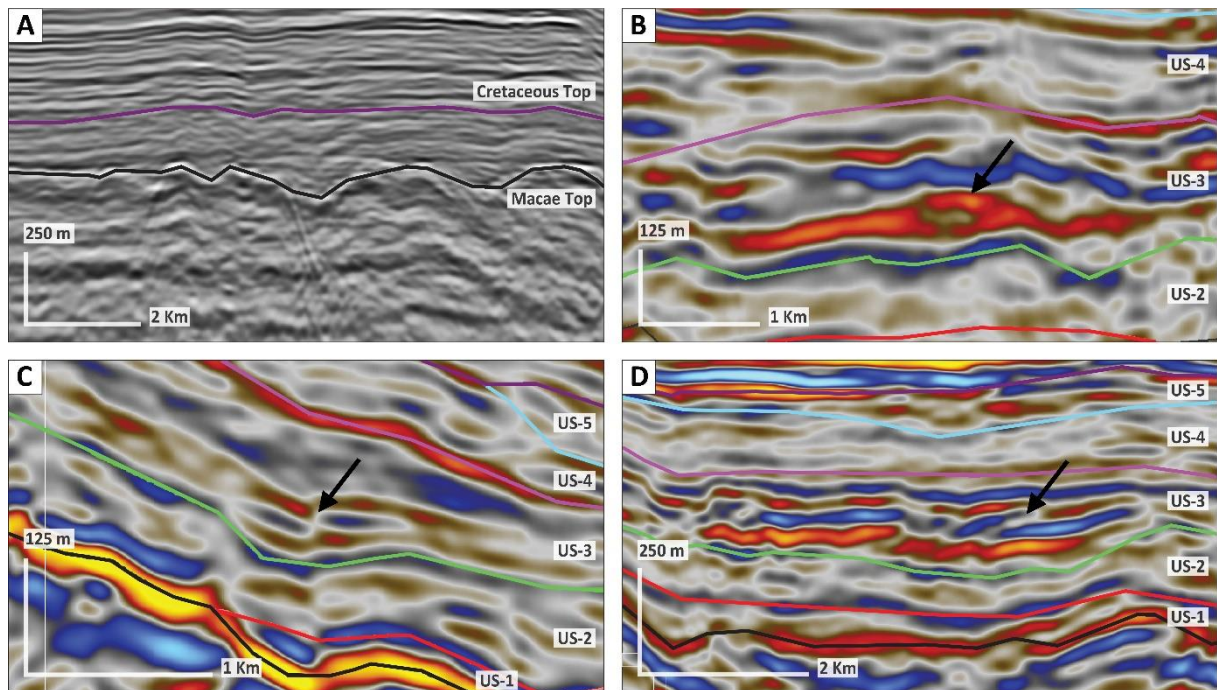
allowed a better characterization subdepositional systems occurrence and morphology.

The evolutionary model was initially based on the model proposed by Catuneanu (2006) for analysis of sequence stratigraphy of deep-marine systems. Turbidite fan systems are systematically observed in the study area through strike seismic sections (Fig. 16A and Fig. 16C). The occurrence of these turbidite complexes can be recognized by flattening of the basal surface represented by the Macae top unconformity (Fig. 16B and Fig. 16D).



**Fig.16.** (A) Seismic strike line S2 (Fig. 1) illustrates the turbidite complex system recognized in the studied interval. The base of the interval (Macae Formation top) is represented by the black horizon and the top of the interval (Top Cretaceous unconformity) by the purple horizon. (B) The fan geometry of the mapped interval can be observed through flattening of the basal surface (Macae Top). (C) The zoom-in clearly shows the fan geometry and the seismic units mapped in detail. (D) Representation of the same seismic line, with the basal surface horizontalized to highlight structures and the geometry of each unit interpreted.

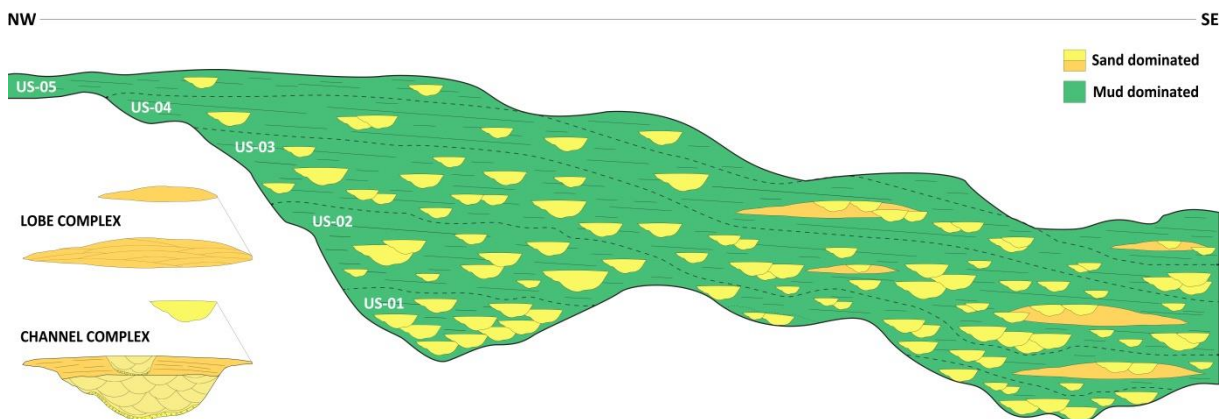
Structural features associated with erosive events and subsequent filling of channels by turbidites are frequently recognized in proximal portions of the study area (Fig. 17A). These channelized areas were probably initially conduits for the distal lobe complexes, before they were backfilled by subsequent flows. Seismic reflector truncations, elongated scours, and channel shaped geometries are diagnostic features of channel complexes lateral and vertical migration and were frequently recognized in areas characterized by sandstone dominated seismic facies (Fig. 17B, Fig. 17C, and Fig.17D).



**Fig.17.** (A) Erosional structures associated with erosive events and posterior filling by channelized turbidite deposits in the seismic line S1 (Fig. 1). Black and pink horizons represent the base and the top of the studied interval. (B) Scours and other channel structures were recognized in areas of sandstone dominated seismic facies, indicating sandstone dominated channel complexes deposits in the seismic strike section S4 (Fig. 1). (C) Despite the local occurrence, seismic packages characterized by sandstone and mudstone intercalations with channel shaped geometry were recognized in proximal portions of the basin. In this example, the yellow arrow indicates the area that might be related to channel-levee complexes deposits in the seismic line D3 (Fig. 1). High amplitude reflectors indicate potentially sand dominated areas. (D) Seismic packages composed of high amplitude and semi-continuous seismic reflectors were frequently observed in seismic strike lines and are illustrated in the seismic section S4 (Fig. 1). Areas with intense high amplitude reflectors truncations are probably associated with lateral accretion of turbidite complexes).

Unit US-1 is characterized by high to low amplitude reflectors, representing intercalations between sand and mud dominated packages. These deposits occur in restricted areas and are interpreted as turbidite channel complexes filling previously existing erosive structures. Unit US-2 is characterized by mound shaped geometry deposits, which are represented by seismic packages that suggest intercalations between mud and sand dominated deposits. According to the model proposed (Fig. 18), these deposits are associated with channel-levee turbidite complexes (SF-1 and

SF-2) or amalgamated channels complexes (SF-2) offset from mudstone dominated lobes (SF-3). On the other hand, units US-3, US-4, and US-5 are predominantly characterized by mudstone dominated turbidite lobes (SF-3). However, in more distal portions of the mapped area these mudstone dominated packages occur adjacent to sandstone dominated seismic packages interpreted as amalgamated turbidite channel complexes (SF-1 and SF-2) or sandstone dominated lobe deposits (SF-2). Unit US-5 is characterized by its restricted preservation due to post-depositional erosive events. When preserved, this unit is mainly characterized by mudstone dominated deposits (SF-3).



**Fig.18.** Schematic model proposed for the studied interval. Channel complexes and sand dominated turbidite lobe complexes are both present.

Fetter et al. (2009) proposed that the depositional controls of the Upper Cretaceous turbidite complexes recognized in Campos Basin were associated with tectonic pulses. They presented three pieces of evidence to support this hypothesis: (1) sampled sandstones are extremely immature according to petrographic interpretations, (2) the Upper Cretaceous is a notable second order transgressive system, and (3) the recurrent occurrence of immature sandstones in a second order transgressive system must be related to third order falling systems, which should correspond to mappable unconformities (subaerial exposures) in proximal areas and successive progradational events - features that were not observed in the studied interval. Thus, Fetter et al. (2009) suggested that Serra do Mar uplift events were the major control on sand supply. The significant influxes of fresh sediment allowed the formation of widespread but immature and retrogradational turbidite complexes without direct relationships with sea-level fall. Mudstone dominated intervals are interpreted to represent periods of low tectonic activity, when sediment supply to the basin was low. As a general rule, mapped complexes are characterized by sandstone dominated packages associated with turbidite channel complexes fills

intercalated with extensive mudstone dominated channel-levee complexes in the proximal portion of the basin, which may laterally grade into sandstone and/or mudstone dominated lobes in distal portions of the basin. This implies that not all mudstone dominated intervals should be interpreted as hemipelagites, as usually. The occurrence of thick mud dominated turbidite deposits interbedded with hemipelagites may become difficult to define the origin of the fine grained sediment. Thus, the total amount of turbidite deposits could be underestimated, as some portions of the mudstones from the Ubatuba Formation can be originated from low tectonic activity turbiditic currents, and the Carapebus Formation sandstones are directly related with high tectonic activity turbiditic currents.

## **CONCLUSIONS**

A 2D depth converted seismic survey from the southern Campos Basin, offshore Brazil has been interpreted, using one hundred and twenty five lines, covering 10000 km<sup>2</sup>. This study comprises an alternative approach for characterization of turbidite reservoirs in a high potential exploratory area already in production in the Campos Basin. Interpretations were focused on the Upper Cretaceous interval, represented by the Campos Group including the Carapebus and Ubatuba formations. Correlation between lithological data from exploration wells and seismic facies allowed a well grounded definition of the composition and significance of each group of seismic packages observed (e.g. depositional system). Four seismic facies were recognized are regionally mapped: SF-1 (sandstone/mudstone intercalations), SF-2 (sandstone dominated), SF-3 (mudstone dominated), and SF-4 (volcanic rocks). A detailed seismic interpretation of ten seismic lines characterized major reflectors and their terminations, providing a high-resolution stratigraphic framework and the regional identification of five seismostratigraphic units (US-01 to US-05), which represent distinct depositional systems. Units US-1 and US-2 represent periods of intense sedimentary supply and are associated with sandstone dominated lobes and amalgamated channel complexes deposits. These intervals are generally dominated by gravity flows and turbidite sedimentation. Unit US-3 is a transitional stage between confined and non confined phases, comprising characteristics of both types of system. Units US-4 and US-5 are represented mainly by channel-levee depositional systems associated with more distal and unconfined deposits. Depositional packages from units US-4 and US-5 are usually dominated by mudstone, which may have been

deposited from low density turbidity currents. We propose the studied interval to represent a transgressive turbidite fan system, driven by tectonic pulses supplying immature sediment to the basin. The succession of depositional events characterized by stratigraphic units US-1 to US-5 comprise depositional sequences probably related to tectonic pulses linked to the Serra do Mar uplift. These tectonic pulses are marked by areas of sandstone dominated turbidite deposits frequently mapped in the study area. However, lower tectonic activity do not necessarily represent the reduction of the turbidite events (which would be represented by a dominance of hemipelagic sediments), but the occurrence of mudstone dominated turbidites. Therefore, it is fundamental for future investigations to develop tools for the characterization of mudstone deposits in order to identify and differentiate mudstone dominated turbidite complexes and hemipelagic deposits in the subsurface. Finally, the occurrence of potential sandstone bodies is confirmed by the recognition of features associated with lateral and vertical migration of turbidite channel complexes through analysis of high-amplitude reflectors associated with sandstone dominated packages (SF-2). Thus, seismic facies regional mapping has shown to be an important tool for improved prediction of new potential reservoirs in already producing areas such as Polvo and Peregrino fields, and can also aid frontier areas through integration with 3D seismic surveys.

## **ACKNOWLEDGEMENTS**

This study is part of the masters project of the first author at the Graduate Program in Geosciences of UFRGS, integrated into the Polvo 2 Project, developed in partnership with Universidade Federal do Rio Grande do Sul and Maersk Group, and supported by the Brazilian Petroleum Law. Special thanks to Maersk Group for the financial support and technical contributions to the project. In addition, we acknowledge the Agência Nacional do Petróleo (ANP) for their commitment to investment in research and development.



## REFERENCES

- Brown, L.F., Fisher, W.L., 1977. Seismicstratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull-apart basins. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, v.26, p. 213-248.
- Catuneanu, O. 2006. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Amsterdam: Elsevier. 375 p.
- Chang, H. K.; Bender, A. A.; Kowsmann, R. O., Mello, U. T. 1990. Origem e evolução termomecânica de bacias sedimentares. In: Guilherme Pederneiras Raja Gabaglia e Edison José Milani. *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. PETROBRAS, Rio de Janeiro. p. 49-71.
- Covault, J. A., Romans, B. W., 2009. Growth patterns of deep-sea fans revisited: Turbidite-system morphology in confined basins, examples from the California Borderland. *Marine Geology*, v.265, p. 51-66.
- Deptuck, M. E., Steffens, G. S., Barton, M., Pirmez, C., 2003. Architecture and evolution of upper fan channel-belts on the Niger Delta slope and in the Arabian Sea. *Marine and Petroleum Geology* v. 20, p. 649-676
- Deptuck, M. E., Piper, D. J. W., Savoye, B., Gervais, A., 2008. Dimensions and architecture of late Pleistocene submarine lobes off the northern margin of East Corsica. *Sedimentology* v. 55, p. 869-898.
- Demercian, S., Szatmari, P., and Cobbold, P.R., 1993. Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil: *Tectonophysics*, V. 228, p. 393-433.
- De Ruig, M. J., Hubbard, S. M., 2006. Seismic facies and reservoir characteristics of a deep-marine channel belt in the Molasse foreland basin, Puchkirchen Formation, Austria. *AAPG Bulletin*, v. 90, p. 735-752.
- Fetter, M., De Ros, L. F., Bruhn, C. H. L., 2009. Petrographic and seismic evidence for depositional setting of giant turbidite reservoirs and the paleogeographic evolution of Campos Basin, offshore Brazil. *Marine and Petroleum Geology* v. 26, p. 824-853.
- Gamberi, F., Rovere, M., Mercorella, A., Leidi, E., 2014. The influence of a lateral slope on turbidite lobe development on a modern deep-sea slope fan (Villafranca deep-sea fan, Tyrrhenian Sea). *Journal of Sedimentary Research*, 84 (2014), pp. 475–486

- Gervais, A., Savoye, B., Mulder, T., Gonthier, E., 2006. Sandy modern turbidite lobes: A new insight from high resolution seismic data. *Marine and Petroleum Geology*, v. 23, p. 485-502.
- Guardado, L.R.; Gamboa, L.A.P.; Lucchesi, C.F. 1990. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil: a model for producing Atlantic type basins. In: J.D. Edwards and P.A. Santogrossi (eds.), *Divergent/passive margin basins*. AAPG Memoir 48, p. 3-80.
- Jackson, C. A. L., Barber, G. P., Martinsen, O. J., 2008. Submarine slope morphology as a control on the development of sand-rich turbidite depositional systems: 3D seismic analysis of the Kyrre Fm (Upper Cretaceous), Måløy Slope, offshore Norway. *Marine and Petroleum Geology*, v. 25, p. 663-680.
- Kane, I. A., Hodgson, D. M., 2011. Sedimentological criteria to differentiate submarine channel levee subenvironments: Exhumed examples from the Rosario Fm. (Upper Cretaceous) of Baja California, Mexico, and the Fort Brown Fm. (Permian), Karoo Basin, S. Africa. *Marine and Petroleum Geology* v. 28, p. 807-823.
- Mayall, M., Jones, E., Casey, M., 2006. Turbidite channel reservoirs - Key elements in facies prediction and effective development. *Marine and Petroleum Geology* v. 23, p. 821-841.
- Myall, M., Lonergan, L., Bowman, A., Skeene, R., 2010. The response of turbidite slope channels to growth-induced seabed topography. *AAPG Bulletin*. 94(7): 1011-1030.
- Mizusaki, A.M.P., Thomaz-Filho, A., Cesero, P., 1998. Ages of the Magmatism and the Opening of the South Atlantic Ocean. *Pesquisas* 25 (2), 47e57.
- Mitchum Jr., R. M.; Vail, P. R.; Sangree, J. B. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: PAYTON, C. E. (Ed.) *Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists (Memoir 26). p. 117-133.
- Neal, J. & Abreu, V. 2009. Sequence stratigraphy hierarchy and the accommodation succession method. *Geology*, v.37, n.9, p.779-782.
- Pemberton, E. A. L., Hubbard, S. M., Fildani, A., Romans, B., Stright, L., 2016. The stratigraphic expression of decreasing confinement along a deep-water sediment routing system: Outcrop example from southern Chile. *Geosphere*; v. 12, n°. 1.

- Ponte, F.C., Asmus, H.E. 1978. Geological Framework of the Brazilian Continental Margin. *Geologische Rundschau*, 67:201-235.
- Posamentier, H.W., Jervey, M.T. & Vail, P.R. 1988. Eustatic Controls on Clastic Deposition I - Conceptual Framework. In: Wilgus, C.K., Hastings, B.S., Kendall, C.G.St.C., Posamentier, H.W., Ross, C.A. & Van Waggoner, J.C. (Eds.). *SEPM Special Publication*, 42 - Sea-level changes: an integrated approach. Tulsa, SEPM Strata Society for Sedimentary Geology, p. 109-124.
- Prélat, A., Hodgson, D.M., Flint, S.S., 2009. Evolution, architecture and hierarchy of distributary deep-water deposits: a high-resolution outcrop investigation from the Permian Karoo Basin, South Africa. *Sedimentology*, 56, 2132–2154.
- Rangel, H.D., Martins, F.A.L., Esteves, F.R., Feijó, F.J. 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 8(1): 203-218.
- Schaller, H. Estratigrafia de Bacia de Campos. 1973. In: Congresso Brasileiro de Geologia 27, Aracaju. v.3, 247-258.
- Spychala, Y. T., Hodgson, D.M., Mountney, N.P. 2015. Axis to Fringe Changes in Sedimentology and Architecture of Submarine Lobe Complexes: Results from an Integrated Core and Outcrop Dataset, Karoo Basin, South Africa. Conference paper: AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, CO., May 31 - June 3, 2015.
- Vail, P. R.; Mitchum Jr., R. M.; Todd, R. G.; Widmier, J. M.; Thompson, S., Sangree, J. B.; Bub, J. N.; Hatlelid, W. G. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. In: PAYTON, C. E. (Ed.) *Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1977a (Memoir, 26). p. 49-212.
- Van Waggoner, J.C., Mitchum Jr., R.M., Campion, K.M., Rahmanian, V.D., 1990, Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. *American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series* 7, 55 pp.
- Thompson, R.N., Gibson, S.A., Mitchell, J.G., Dickin, A.P., Leonardos, O.H., Brod, J.A., Greenwood, J.C., 1998. Migrating Cretaceous–Eocene magmatism in the Serra do Mar alkaline province, SE Brazil: melts from the deflected Trindade mantle plume. *J. Petrol.* 39, 1493–1526
- Wheeler, H. E. Time Stratigraphy. 1958. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. vol. 42. p. 1047-1063.

Winter, W. R.; Jahnert, R. J.; França, A. B. 2007. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro. v. 15, n. 2, p. 511-529.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

Diversos estudos vêm demonstrando o grau de complexidade dos sistemas turbidíticos marinhos profundos através de mapeamentos sísmicos e estudos sedimentológicos de alta resolução. Apesar da importância do ponto de vista exploratório, a distribuição dos reservatórios turbidíticos em águas profundas depende de vários fatores, tornando estes prospectos complexos. Os reservatórios turbidíticos ocorrem frequentemente intercalados com espessos pacotes lamosos marinhos profundos na região sul da Bacia de Campos. Desta forma, o reconhecimento dos intervalos estratigráficos onde se concentram estes pacotes arenosos mostra-se fundamental para descoberta e caracterização de novos prospectos.

Apesar do crescente acervo de trabalhos, existe um número limitado de estudos publicados relacionados a análises sismoestratigráficas e mapeamentos regionais de depósitos turbidíticos. A grande maioria destes estudos concentra-se em caracterizações de alta resolução de áreas caracterizadas por complexos turbidíticos, sem enfatizar a relação de conectividade e distribuição entre os mesmos. Entre os principais trabalhos em escala sísmica com caráter preditivo, destaca-se o modelo proposto por Catuneanu (2006).

De acordo com o modelo proposto por Catuneanu (2006), os modelos regionais associados a depósitos turbidíticos poderiam ser divididos em função do posicionamento em relação à curva do nível relativo do mar. Desta forma, durante o trato sistema de estágio de queda, o intenso aporte sedimentar permite a acumulação de grandes *fans* arenosos turbidíticos amalgamados. Por outro lado, durante o trato de sistema de nível baixo, desenvolvem-se predominantemente sistemas deposicionais do tipo canal-levee. Segundo as diretrizes do modelo proposto por Catuneanu (2006), o intervalo mapeado pode ser interpretado como um sistema de complexos turbidíticos do tipo *fan*, sendo as unidades basais representantes do modelo de trato de sistema do estágio de queda e as unidades de topo associadas a um trato de sistema de nível baixo.

No entanto, através de estudos de proveniência, Fetter et al. (2009) demonstrou que a sedimentação dos complexos turbidíticos do Cretáceo Superior da Bacia de Campos é fortemente vinculada a pulsos tectônicos. Desta forma, os eventos de soerguimento da Serra do Mar seriam os principais fatores controladores, e não os

estágios do nível relativo do mar. De acordo com este modelo evolutivo, os períodos de grande aporte sedimentar arenoso durante o intervalo transgressivo estudado, os quais são caracterizados por complexos de canais amalgamados, estão associados ao intenso evento de soerguimento das áreas fontes. O aumento significativo da descarga sedimentar permitiu a acumulação de grandes complexos turbidíticos imaturos e retrogradacionais sem relações diretas ou mapeáveis com a queda do nível relativo do mar. Este trabalho foi um marco nos estudos dos depósitos turbidíticos da Bacia de Campos, uma vez que sugere uma interpretação alternativa para a evolução deposicional.

Com o intuito de dar continuidade no modelo proposto por Fetter (2009), o presente trabalho contemplou uma caracterização detalhada destes depósitos visando uma compreensão e construção de um modelo deposicional evolutivo de alta resolução da área de estudo. O mapeamento regional sistemático evidenciou que a ocorrência de espessos pacotes lamosos intercalados com pacotes arenosos pode estar associada a depósitos turbidíticos de baixa densidade. A diferenciação entre os sedimentos lamosos hemipelágicos e turbidíticos é extremamente difícil. Desta maneira, a quantidade total de depósitos turbidíticos pode estar sendo subestimada, uma vez que porções dos sedimentos lamosos da Formação Ubatuba podem estar associados a correntes de turbidez de baixa densidade associadas a eventos de baixa atividade tectônica.

Desta maneira, mostrou-se fundamental para investigações futuras o desenvolvimento de ferramentas para a identificação e diferenciação entre sedimentos turbidíticos lamosos e depósitos hemipelágicos em sub-superfície. A ocorrência de potenciais reservatórios arenosos foi possível através do reconhecimento de estruturas relacionadas à migração laterais e verticais de canais turbidíticos. O mapeamento regional das fácies sísmicas reconhecidas mostrou-se uma ferramenta importante para a predição de novos reservatórios em áreas já em produção, tais como Polvo e Peregrino. Além disso, o mapeamento sismoestratigráfico sistemático pode auxiliar na determinação de novas áreas exploratórias através da integração dos levantamentos sísmicos 3D. O modelo deposicional proposto pode ser utilizado como referência para a predição de depósitos turbidíticos na Bacia de Campos. O mapeamento sistemático permite o reconhecimento e caracterização regional dos depósitos turbidíticos, o que tem expressivas implicações para a avaliação da distribuição de reservatórios

turbidíticos. O presente estudo compreendeu um método alternativo de caracterização de depósitos turbidíticos em uma área de alta potencial na Bacia de Campos. Através desta metodologia, foi possível a construção de um modelo com caráter preditivo da distribuição de reservatórios turbidíticos em margens tectonicamente influenciadas, bem como questiona a natureza dos intervalos lamosos em margens ativas.

Apesar de os conceitos de sismoestratigrafia serem os mesmos desde os anos 70, os mesmos fornecem um resultado de muito detalhe e boa confiabilidade, o que permite definir intervalos e prever ocorrências de unidades reservatórias, bem como entender as variáveis que controlam suas ocorrências, tornando assim esse conjunto de conceitos atual nos dias de hoje.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Novembro de 2016 / Número 63.
- Beltrami, C. V.; Meister, E. M. & Guardado, L. R. 1982. Carta estratigráfica da Bacia de Campos. Rio de Janeiro, Petrobrás. Relatório interno.
- Brown, L. F., Jr & Fischer, W. L. Seismic Interpretation of Depositional Systems: Examples from Brazilian Rift and Pull-Apart Basins. 1977. Seismic Stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists. 1977. AAPG Memoir 26. P. 213-248.
- Bruhn, C. H. L. 1998. Deep-Water reservoirs from the eastern Brazilian rift and Passive margin basins. Petroleum Geology of Rift and Passive Margin Turbidite Systems: Brazilian and Worldwide Examples. In: 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, v.Course#6,
- Catuneanu, O. Principles of Sequence Stratigraphy. Amsterdam: Elsevier, 2006. 375 p.
- Chang, H. K.; Bender, A. A.; Kowsmann, R. O., Mello, U. T. 1990. Origem e evolução termomecânica de bacias sedimentares. In: Guilherme Pederneiras Raja Gabaglia e Edison José Milani. Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. PETROBRAS, Rio de Janeiro. p. 49-71.
- Covault, J. A., Romans, B. W., 2009. Growth patterns of deep-sea fans revisited: Turbidite-system morphology in confined basins, examples from the California Borderland. Marine Geology, v.265, p. 51-66.
- D'Ávila R.S. F. et al.; 2008. Ambientes de sedimentação siliciclástica do Brasil. Ambientes Marinhos Profundos: Sistemas Turbidíticos. 1ª edição. São Paulo 244-301 p.
- Deptuck, M. E., Steffens, G. S., Barton, M., Pirmez, C., 2003. Architecture and evolution of upper fan channel-belts on the Niger Delta slope and in the Arabian Sea. Marine and Petroleum Geology v. 20, p. 649-676
- Deptuck, M. E., Piper, D. J. W., Savoye, B., Gervais, A., 2008. Dimensions and architecture of late Pleistocene submarine lobes off the northern margin of East Corsica. Sedimentology v. 55, p. 869-898.
- De Ruig, M. J., Hubbard, S. M., 2006. Seismic facies and reservoir characteristics of a deep-marine channel belt in the Molasse foreland basin, Puchkirchen Formation, Austria. AAPG Bulletin, v. 90, p. 735-752.



- Dias, J.L., Scarton, J.C., Esteves, F.R., Carminatti, M., Guardado, L.R. 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: Gabaglia, G.P.R., Milani, E.J. (coords.). Origem e evolução de bacias sedimentares, PETROBRAS, CENSUD, Rio de Janeiro, 333-360.
- Fetter, M., De Ros, L. F., Bruhn, C. H. L., 2009. Petrographic and seismic evidence fo depositional setting of giant turbidite reservoirs and the paleogeographic evolution of Campos Basin, offshore Brazil. *Marine and Petroleum Geology* v. 26, p. 824-853.
- Figueiredo, A.M.F., Mohriak, W.U. 1984. A Tectônica Salífera e as Acumulações de Petróleo da Bacia de Campos. In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 33, Anais, Rio de Janeiro, 1380-1394.
- Gervais, A., Savoye, B., Mulder, T., Gonthier, E., 2006. Sandy modern turbidite lobes: A new insight from high resolution seismic data. *Marine and Petroleum Geology*, v. 23, p. 485-502.
- Grassi, A. A.; Castro, A. H. A.; Albertão, G. A. Bacias Sedimentares Brasileiras - Bacia de Campos. In: Informativo - Fundação Paleontológica Phoenix, Aracaju, Sergipe. Brazil. 2004. Ano 6, v. 65, p. 1-6.
- Guardado, L.R.; Gamboa, L.A.P.; Lucchesi, C.F. 1990. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil: a model for producing Atlantic type basins. In: J.D. Edwards and P.A. Santogrossi (eds.), *Divergent/passive margin basins*. AAPG Memoir 48, p. 3-80.
- Guardado, L.R. et al. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. In: MELLO, M. R. and KATZ, B.J. (eds), *Petroleum systems of South Atlantic Margins – An outgrowth of the AAPG/ABGA*. Hedberg Research Symposium. Rio de Janeiro, Brazil,; AAPG Memoir73, p. 317-324. November 16-19, 1997.
- Guardado, L.R., Spadini, A.R., Brandão, J.S.L. & Mello, M.R. 2000. Petroleum system of the Campos basin, Brazil. In: Mello, M.R. & Katz, B.J. (eds) *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 73, 317-324.
- Jackson, C. A. L., Barber, G. P., Martinsen, O. J., 2008. Submarine slope morphology as a control on the development of sand-rich turbidite depositional systems: 3D seismic analysis of the Kyrre Fm (Upper Cretaceous), Måløy Slope, offshore Norway. *Marine and Petroleum Geology*, v. 25, p. 663-680.

- Kane, I. A., Hodgson, D. M., 2011. Sedimentological criteria to differentiate submarine channel levee subenvironments: Exhumed examples from the Rosario Fm. (Upper Cretaceous) of Baja California, Mexico, and the Fort Brown Fm. (Permian), Karoo Basin, S. Africa. *Marine and Petroleum Geology* v. 28, p. 807-823.
- Middleton, G. V. & Hampton, M. 1973. Sediment Gravity Flows: mechanics of flow and deposition In: Middleton, G.V. & Bouma, A. (eds). *Turbidite and deep-water sedimentation*. Los Angeles, SEPM (Pacific Section) Short course 1, Anaheim. Lecture Notes. 1-38 p.
- Mayall, M., Jones, E., Casey, M., 2006. Turbidite channel reservoirs - Key elements in facies prediction and effective development. *Marine and Petroleum Geology* v. 23, p. 821-841.
- Myall, M., Lonergan, L., Bowman, A., Skeene, R., 2010. The response of turbidite slope channels to growth-induced seabed topography. *AAPG Bulletin*. 94(7): 1011-1030.
- Mello, M.R., Mohriak, W.U., Koutsoukos, E.A.M., Bacoccoli, G. 1994. Selected Petroleum Systems in Brazil. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (eds.). *The Petroleum System – from Source to Trap*, AAPG Memoir 60:499-512.
- Middleton, G. V. & Hampton, M. 1973. Sediment Gravity Flows: mechanics of flow and depositions In: Middleton, G. V. & Bouma, A. (eds). *Turbidite and deep water sedimentation*. Los Angeles, SEPM (Pacific Section) Short course 1, Anaheim. Lecture Notes. p. 1-38.
- Mitchum Jr., R. M.; Vail, P. R.; Sangree, J. B. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: PAYTON, C. E. (Ed.) *Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists. p. 117-133. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 26).
- Mutti, E. & Tinterri, R. 1999. An introduction to the analysis of ancient turbidite basins from outcrop perspective. *American Association of Petroleum Geologists, Continuing Education Course Note Series*, 39: 52-76.
- Pemberton, E. A. L., Hubbard, S. M., Fildani, A., Romans, B., Stright, L., 2016. The stratigraphic expression of decreasing confinement along a deep-water sediment routing system: Outcrop example from southern Chile. *Geosphere*; v. 12, n°. 1.

- Ponte, F.C., Asmus, H.E. 1978. Geological Framework of the Brazilian Continental Margin. *Geologische Rundschau*, 67:201-235.
- Postma, G. 1983. Water escape structures in the context of a depositional model of a mass flow dominated conglomeratic fan-delta (Abrijoa Formation, Pliocene, Almeira Basin, SE Spain). *Sedimentology* 30: 91-103.
- Prélat, A., Hodgson, D.M., Flint, S.S., 2009. Evolution, architecture and hierarchy of distributary deep-water deposits: a high-resolution outcrop investigation from the Permian Karoo Basin, South Africa. *Sedimentology*, 56, 2132–2154.
- Rangel, H.D., Martins, F.A.L., Esteves, F.R., Feijó, F.J. 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 8(1):203-218.
- Rangel, H. D.& Martins, C. C. 1998. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: (ed.) *Searching For Oil and Gas in the Land of Giants*. Rio de Janeiro, Schlumberger 32-40 p.
- Schaller, H. *Estratigrafia de Bacia de Campos*. In: *Congresso Brasileiro de Geologia* 27, Aracaju. v.3, 247-258. 1973.
- Spychala, Y. T., 2015. Axis to Fringe Changes in Sedimentology and Architecture of Submarine Lobe Complexes: Results from an Integrated Core and Outcrop Dataset, Karoo Basin, South Africa. Conference paper: AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, CO., May 31 - June 3, 2015.
- Vail, P. R.; Mitchum, R. M.; Todd, R. G.; Widmier, J. M.; Thompson, S.; Sangree, J. B.; Bubb, J. N.; Hatlelid, W. G. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. In: PAYTON, C. E. (Ed.) *Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1977a. p. 49-212. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 26).
- Wheeler, H. E. *Time Stratigraphy*. 1958. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. vol. 42. p. 1047-1063.
- Winter, W. R.; Jahnert, R. J.; França, A. B. 2007. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro. v. 15, n. 2, p. 511-529.