

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

DANILO JOTTA ARIZA FERREIRA

**CLASSIFICAÇÃO DE SISMOFÁCIES UTILIZANDO MULTI-
ATRIBUTOS SÍSMICOS APLICADA EM RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS NO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS**

NITERÓI
2018

DANILO JOTTA ARIZA FERREIRA

CLASSIFICAÇÃO DE SISMOFÁCIES UTILIZANDO MULTI-
ATRIBUTOS SÍSMICOS APLICADA EM RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS NO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

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

Orientador: **Prof. Dr.** Wagner Moreira Lupinacci

NITERÓI - RJ
2018

CLASSIFICAÇÃO DE SISMOFÁCIES UTILIZANDO MULTI- ATRIBUTOS SÍSMICOS APLICADA EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS NO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

DANILO JOTTA ARIZA FERREIRA

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

Aprovada em 02 de maio de 2018.

Comissão Examinadora:

Dra. Marcella Maria de Melo Cortez (PETROBRAS)

Luis Otavio Aguiar Oliveira (PANGEA – CONSULTORIA EM GEOCIÊNCIAS)

Prof. Dr. Marco Antonio Cetale dos Santos (LAGEMAR/GISIS/UFF)

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

Agradecimentos

Os agradecimentos que aqui presto serão sempre pequenos e incompletos devido a incontável ajuda que recebi durante a minha pós-graduação.

Inicialmente, agradeço a Deus por ter me sustentado até aqui e por estar sempre do meu lado nessa luta diária que chamamos de vida.

Aos meus pais e ao meu irmão, que sempre me apoiaram e me motivaram além se serem responsáveis pelo desenvolvimento do meu caráter.

Ao meu companheiro, Jonathan Oliveira, pelos inúmeros conselhos durante esse período acadêmico e pela convivência diária estável perante as incertezas.

As minhas amigas e amigos, especialmente Alessandra Peçanha, Livia Spagnuolo, Ingra Martins, Suelen Gouvea, Igor Neves, Rafael Cherene, João Zambrini, Marta Gomez, Gabriela Esteves e Clara Farias que compartilharam comigo dessa caminhada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci, que deu orientações e oportunidades inestimáveis a minha vida acadêmica e profissional.

Às empresas Petrogal Brasil, ANP, Emerson-Paradigm, CGG e Schlumberger por terem me dado a oportunidade de realizar este trabalho, disponibilizando os dados e utilizando toda sua estrutura.

Às Fundação Euclides da Cunha e CAPES, por disponibilizar o financiamento que tornaram essa pesquisa possível.

À Universidade Federal Fluminense, local onde eu tive o privilégio de cursar minha pós-graduação.

“E a vontade do Pai, que me enviou, é esta: que
nenhum de todos aqueles que me deu se perca,
mas que o ressuscite no ultimo Dia.”

João, 6:39.

Sumário

Agradecimentos	i
Sumário	iii
Resumo	viii
Abstract.....	ix
1. Introdução	1
1.1. Apresentação.....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Organização da Dissertação	2
2. Bacia de Santos	3
3. Reservatórios da fase sag	7
4. Materiais e métodos	14
4.1. Observação dos padrões sísmicos nos atributos	16
4.2. Algoritmos de rede neural e parametrização	19
5. Resultados e Discussões	24
6. Conclusões.....	39
7. Bibliografia.....	41

Lista de Figuras

Figura 1: Localização da Bacia de Santos com os principais campos de produção e blocos de exploração representados. O polígono em azul escuro delimita a região dos principais reservatórios da seção Pré-sal. _____	3
Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira <i>et al.</i> , 2007). _____	5
Figura 4: Modelo de ambientação tectônica do ambiente lacustrino alcalino da fase sag das bacias marginais brasileiras (Modificado de Szatmari e Milani, 2016) _____	7
Figura 5: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustrinas proposta por Wright (2012). _____	8
Figura 6: Arquitetura interna das fácies carbonáticas lacustrinas proposta por Wright (2012). _____	9
Figura 7: Tabela de tipos de grãos e porosidade associada as rochas carbonáticas de origem não-marinha (Porta, 2015). _____	10
Figura 8: Fácies sísmicas de plataformas agradacionais/progradacionais, <i>build-ups</i> na borda de falhamentos e escorregamentos observados no Campo de Sapinhoá por Kattah e Balabekov (2015). _____	11
Figura 9: Sismofácies de <i>build-up</i> carbonático observados no Campo de Carcará por Kattah e Balabekov (2015). _____	11
Figura 10: Sismofácies de cordões carbonáticos com evaporitos ao redor na região do Campo de Sagitário observados por Kattah e Balabekov (2015). _____	12
Figura 11: Sismofácies de plataformas carbonáticas progradacionais observadas da região do Alto de Pão de Açúcar por Buckley <i>et al.</i> (2015). _____	12
Figura 12: Modelo deposicional do pré-sal da região offshore da bacia de Kwanza proposto por Saller <i>et al.</i> (2016). _____	13
Figura 13: Dados disponíveis na área do estudo. O polígono em preto delimita a região da sísmica e os círculos em preto mostram a localização dos poços. As <i>inlines</i> e linhas arbitrárias utilizadas para mostrar os resultados estão em vermelho. _____	14
Figura 14: Interpretação na <i>inline</i> 4623 da base do sal, da discordância Pré-Alagoas e o do embasamento, representados, respectivamente, pelas linhas verde, marrom e vermelha. As principais falhas também são mostradas pelas linhas pretas. _____	15
Figura 15: Fluxo de trabalho usado para a caracterização de sismofácies. _____	16
Figura 16: Atributos sísmicos, na linha arbitrária AB1, usados para o estudo dos padrões sísmicos na fase sag. _____	17

Figura 17: Quadro das representações tipo de cada um dos padrões sísmicos observados nos atributos de amplitude, de impedância acústica, de envelope da amplitude e de coerência de alta resolução na área de estudo. _____	19
Figura 18: Representação do funcionamento do método de <i>k-means clustering</i> utilizando dois atributos descrito por MacQueen (1967) in Nikravesh, Adams e Levey (2001) e Zhao <i>et al.</i> (2015). a) Os <i>seed points</i> que representam os <i>clusters</i> são aleatoriamente posicionados no espaço amostral; as distâncias euclidianas são calculadas e os amostras associadas ao <i>cluster</i> de menor distância em relação ao <i>seed point</i> ; b) Os <i>seed points</i> são recentralizados nas áreas de seus <i>clusters</i> ; c) Os valores de distância euclidiana são recalculados e novamente as amostras são associadas ao <i>clusters</i> cujo <i>seed point</i> está mais próximo; d) Apresenta a solução ideal para a classificação. _____	21
Figura 19: <i>Crossplot</i> dos volumes de PCA com a solução gerada pelo método de <i>k-means clustering</i> . _____	23
Figura 19: Representação na IL 3424 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sismofácies. O poço A é interceptado por essa seção. _____	25
Figura 20: Representação na IL 4623 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sismofácies. O poço C é interceptado por essa seção. _____	26
Figura 21: Representação na AB1 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sismofácies. Os poços A, B e C são interceptados por essa seção. _____	27
Figura 22: Representação na AB2 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sismofácies. O poço D é interceptado por essa seção. _____	28
Figura 23: Representação em mapa, sobre a superfície Base do Sal, do resultado de classificação de sismofácies multi-atributos. Os poços estão representados por círculos brancos. _____	29
Figura 24: <i>Crossplot</i> entre os volumes de PCA e os <i>clusters</i> associados. Os polígonos em branco associam conjuntos de <i>clusters</i> resultantes da classificação de sismofácies com os padrões sísmicos de <i>build-up</i> , plataforma agradaciona/progradacional, escorregamentos e zonas fraturadas. _____	30
Figura 25: Resultado da classificação de sismofácies comparado com os perfis de porosidade neutrônico e TCMR (obtido a partir do perfil de ressonância) e do perfil de permeabilidade estimado a partir do perfil TCMR. _____	32

Figura 26: Quadro demonstrativo da associação das sismofácies com os padrões sísmicos, de porosidades e de permeabilidades médias. _____	33
Figura 27: Atributo de máxima curvatura extraído sobre a superfície da base do sal. _____	34
Figura 28: Zoneamento de padrões sísmicos na área de estudo. Os poços estão representados por círculos brancos. _____	36
Figura 29: Zoneamento de padrões sísmicos na IL 4623. a) mostra a sísmica original; b) mostra a classificação de sismofácies; e c) mostra o zoneamento de padrões sísmicos. _____	37
Figura 30: Mapa de <i>Hit Count</i> extraído sobre a superfície base do sal como forma de representação da confiabilidade na área de estudo. _____	38

Lista de Tabelas

Tabela 1: Matriz de correlação cruzadas entre os atributos utilizados no PCA. ____ 21

Tabela 2: Representatividade individual e acumulada dos volumes de PCA resultante em relação ao espaço amostral. _____ 22

Resumo

O mapeamento de fácies sísmicas e litológicas é um processo muito complexo, principalmente em regiões de baixa resolução sísmica devido a espessas camadas salíferas, até mesmo quando somente uma visão exploratória da distribuição de fácies do reservatório é necessária. Esse estudo visa aplicar a análise de multi-atributos usando um algoritmo de rede neural para mapear as fácies carbonáticas presentes em um bloco de exploração do pré-sal localizado em uma região distal da Bacia de Santos. O intervalo de interesse é a Formação Barra-Velha, depositada durante o Aptiano, que representa intercalações de travertinos, estromatólitos, grainstones, *packstones* esferulíticos, *mudstones* e folhelhos autigênicos depositados em ambiente lacustrino hipersalino durante a fase sag. Um conjunto de atributos sísmicos, calculados a partir do volume sísmico pós-empilhamento, foi utilizado para auxiliar na caracterização geologicamente e estruturalmente a área de estudo. O método de redes neurais utilizado para a classificação sísmica multi-atributos foi o *k-means clustering*. Os resultados mostram que é possível diferenciar pelo menos três fácies sísmicas que representam associações de *build-ups*, plataformas carbonáticas agradacionais/progradacionais e fácies de escorregamento. As fácies sísmicas foram avaliadas quantitativamente com a ajuda de propriedades petrofísicas obtidas a partir dos perfis de poços de porosidade e permeabilidade. Por fim, os padrões sísmicos associados as litologias identificadas nos poços ajudaram na identificação de novos alvos para exploração.

Palavras-chave: Multi-atributos, Classificação não supervisionada, Pré-sal, Bacia de Santos.

Abstract

The mapping of seismic and lithological facies is a very complex process, especially in regions with low seismic resolution due to extensive salt layers, even when only an exploratory view of the reservoir facies distribution is required. This study aims to apply the multi-attribute analysis using a neural network algorithm to map the carbonate facies of an exploratory pre-salt area located in the Outer High region of the Santos Basin. The interest interval is the Barra Velha Formation, deposited during the Aptian, which represents the intercalation of travertines, stromatolites, grainstones and spherulitic packstones, mudstones and authigenic shales, deposited under hypersaline lacustrine settings during the sag phase. A set of seismic attributes, calculated from post-stack seismic amplitude, was used to characterize geological and structural information in the study area. The neural network method used for the seismic facies classification was the k-means clustering. The results show that it is possible to differentiate at least three seismic facies that represent associations of build-ups lithologies, aggradational/progradational carbonate platforms and debris facies. The seismic facies were quantitatively evaluated with the petrophysical properties of porosity and permeability from the well logs available. Finally, the seismic patterns associated with the lithologies helped identify new leads for exploration.

Keywords: Multi-attributes, Unsupervised Classification, Pre-salt, Santos Basin.

1. Introdução

1.1. Apresentação

Esta dissertação foi desenvolvida com os resultados da etapa de classificação de sísmofácies do projeto de pesquisa e desenvolvimento denominado “Análise de Atributos e Inversão Sísmica para a Interpretação e Caracterização de Reservatórios do Pré-Sal” financiado pela Petrogal Brasil. O trabalho realizado foi, então, submetido para revista AAPG Bulletin, e encontra-se em fase de revisão (Apêndice A).

Entretanto, outro trabalho também foi desenvolvido com os resultados da análise crítica dos processos de inversão acústica e modelagem geoestatística de porosidade e associações de fácies do intervalo da plataforma carbonática albiana da região do Campo de Pampo localizado na Bacia de Campos. Este trabalho também foi submetido a revista AAPG Bulletin, todas as revisões requisitadas foram atendidas e ele encontra-se em etapa de editoração para publicação final (Apêndice B)

1.2. Objetivos

O reconhecimento automático de padrões sísmicos, através de métodos de classificação não supervisionada, que representem significado geológico vem se tornando uma ferramenta cada vez mais utilizada na indústria de exploração e produção de hidrocarbonetos e no meio acadêmico (Barnes e Laughlin, 2002). Essa técnica, quando bem aplicada, otimiza a caracterização de reservatórios já que é capaz de extrair informações de heterogeneidade e anisotropia das rochas a partir do sinal sísmico sem a necessidade de um processo laboral extensivo de análise de seções sísmicas e mapas em profundidade (Song *et al.*, 2017).

O processo de classificação de sísmofácies multi-atributos consiste em identificar padrões levando em consideração a variabilidade de atributos sísmicos e, assim, revelar detalhes sobre as feições geológicas. Geralmente, o critério dos algoritmos utilizados é a comparação da forma dos atributos sísmicos em um determinado intervalo e seu posterior agrupamento em *clusters* (agrupamentos). É importante destacar que os *clusters* obtidos representam todos os sinais contidos nos dados de entrada, ou seja, podem representar a continuidade (que pode estar associada a feições geológicas e estruturais), a redundância (que pode estar

relacionada a altas correlações entre os atributos utilizados) e o ruído (que pode interferir em qualquer processo de classificação criando artefatos) (Coléou et al., 2003).

A análise crítica dos atributos sísmicos a serem utilizados e a construção de um modelo deposicional da área é essencial para um melhor entendimento dos reservatórios de um determinado campo. O objetivo desse estudo é a análise de alguns atributos na seção sag e a classificação de sismofácies utilizando multi-atributos, para identificar feições geológicas e estruturais e, com isto, realizar uma caracterização qualitativa e quantitativa dos reservatórios de uma área do Pré-sal localizada em uma região distal da Bacia de Santos.

1.3. Organização da Dissertação

As etapas realizadas para o desenvolvimento da dissertação foram organizadas em cinco capítulos: Bacia de Santos, Reservatórios da Fase sag, Materiais e Métodos, Resultados e Discussões e Conclusões.

Nos dois primeiros capítulos é realizada uma revisão bibliográfica sobre o preenchimento sedimentar e estruturação da seção pré-sal da Bacia de Santos, mais especificamente sobre os reservatórios carbonáticos lacustres e de análogos atuais e pretéritos.

No quarto capítulo são detalhados o processo de geração dos volumes de atributos sísmicos e o método de *k-means clustering* usados para a classificação de sismofácies.

No quinto capítulo é apresentada a caracterização dos reservatórios carbonáticos da área de estudo através da interpretação integrada da classificação multi-atributos, das observações dos padrões sísmicos e dos perfis de porosidade e permeabilidade disponíveis. Por fim, no último capítulo são apresentadas as conclusões obtidas através da análise crítica desses resultados.

2. Bacia de Santos

A Bacia de Santos é uma das maiores e mais importantes bacias sedimentares da margem continental do Brasil do ponto de vista exploratório e produtivo. Abrange uma área de aproximadamente 350.000 Km² e é limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Campos, e ao sul pelo Alto de Florianópolis, que a separa da Bacia de Pelotas (Figura 1).

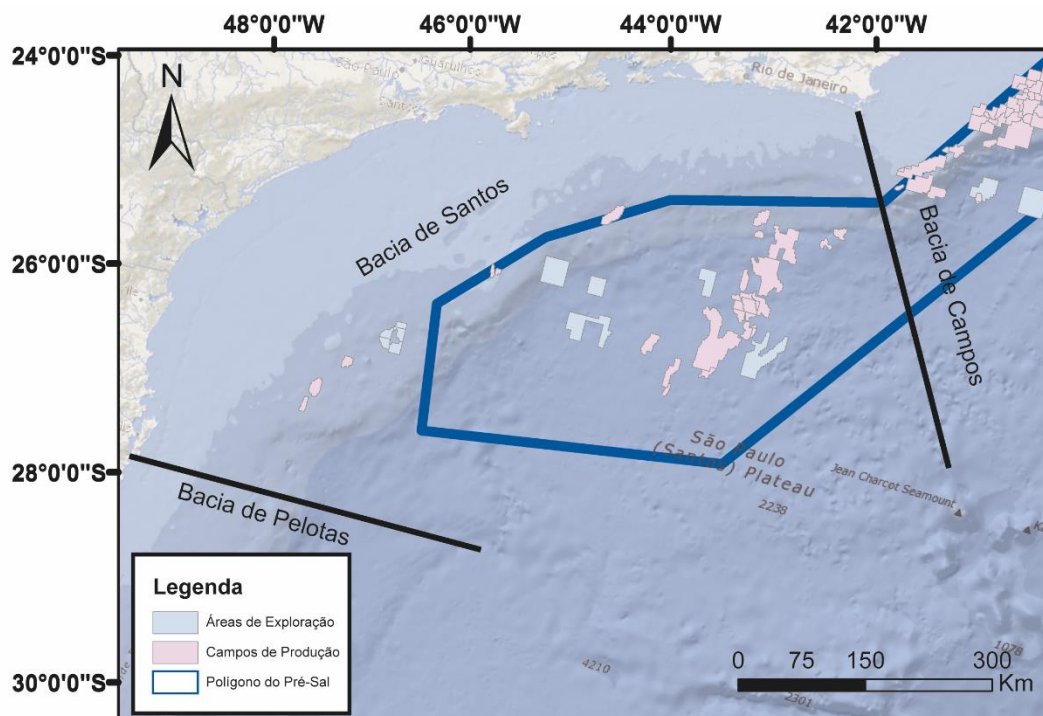


Figura 1: Localização da Bacia de Santos com os principais campos de produção e blocos de exploração representados. O polígono em azul escuro delimita a região dos principais reservatórios da seção Pré-sal.

A formação da Bacia de Santos está associada ao segundo break-up gerado pelo processo de ruptura do megacontinente Gondwana Oeste que resultou na formação do oceano Atlântico Sul em um modelo de rifte propagante (Bueno, 2004).

Moreira et al., (2007) definiu seu arcabouço cronoestratigráfico em três supersequências estratigráficas: rifte, pós-rifte e drifte. Posteriormente, Chang *et al.*, (2008) com base em interpretações sísmicas e análise estratigráfica de poços redefiniu e subdividiu essas três fases do desenvolvimento da bacia em: fase rifte, que se subdivide em fases Sin-rifte I e Sin-rifte II, a fase sag (Sin-rifte III) e Margem Passiva (pós-rifte). Cada uma dessas fases e as formações litológicas associadas a elas são ilustradas na Figura 2.

A fase Sin-rifte I compreende o embasamento da Bacia de Santos que pode ser dividido em: embasamento cristalino e embasamento econômico. O embasamento cristalino consiste de um mosaico de terrenos composto por granitos e gnaisses da faixa ribeira de idade Pré-cambriana e o embasamento econômico é caracterizado por derrames basálticos da Formação Camboriú de idade Neocomiana relacionada com o início do desenvolvimento estrutural do rifteamento das placas Sul-americanas e Africana. Essa fase é estruturalmente caracterizada por *horsts* e grábens controlados por falhamentos normais, estruturas de direção NE-SW de maior expressão e regionais (Zalán *et al.*, 2011).

A fase Sin-rifte II é composta pelas Formações Piçarras e Itapema caracterizadas por de ambientes, tipicamente continentais, depositados durante a evolução da fase rifte da bacia no Barremiano ao Eoaptiano. A Formação Piçarras nas porções proximais é composta por conglomerados e arenitos polimíticos constituídos de fragmentos de basalto, quartzo feldspato, que foram depositadas em ambientes de leques aluviais. Nas porções mais distais é caracterizada por arenitos, siltitos e folhelhos negros com alto teor de carbono orgânico, depositados em ambiente lacustre.

A Formação Itapema foi depositada no estágio final da formação dos grábens assimétricos, quando as falhas principais diminuem a atividade até cessarem quase que completamente. Seu limite com a seção inferior, Formação Piçarras, é marcado pela discordância intrabarremiano correspondente ao andar local (Jiquiá) e seu limite superior é a discordância pré-Alagoas. Esta formação é caracterizada por intercalações de depósitos conglomeráticos de leques aluviais nas porções proximais e por rochas carbonáticas (*grainstones*, *coquinhas*, *wackestones* e *packstones* bioclásticos), formando importantes reservatórios da bacia, e também por folhelhos escuros. Estes folhelhos são ricos em matéria orgânica, nas porções distais, que foram depositados durante o andar local Jiquiá (Barremiano – Eoaptiano) em ambientes lacustres anóxicos e correspondem as principais rochas geradoras da bacia.

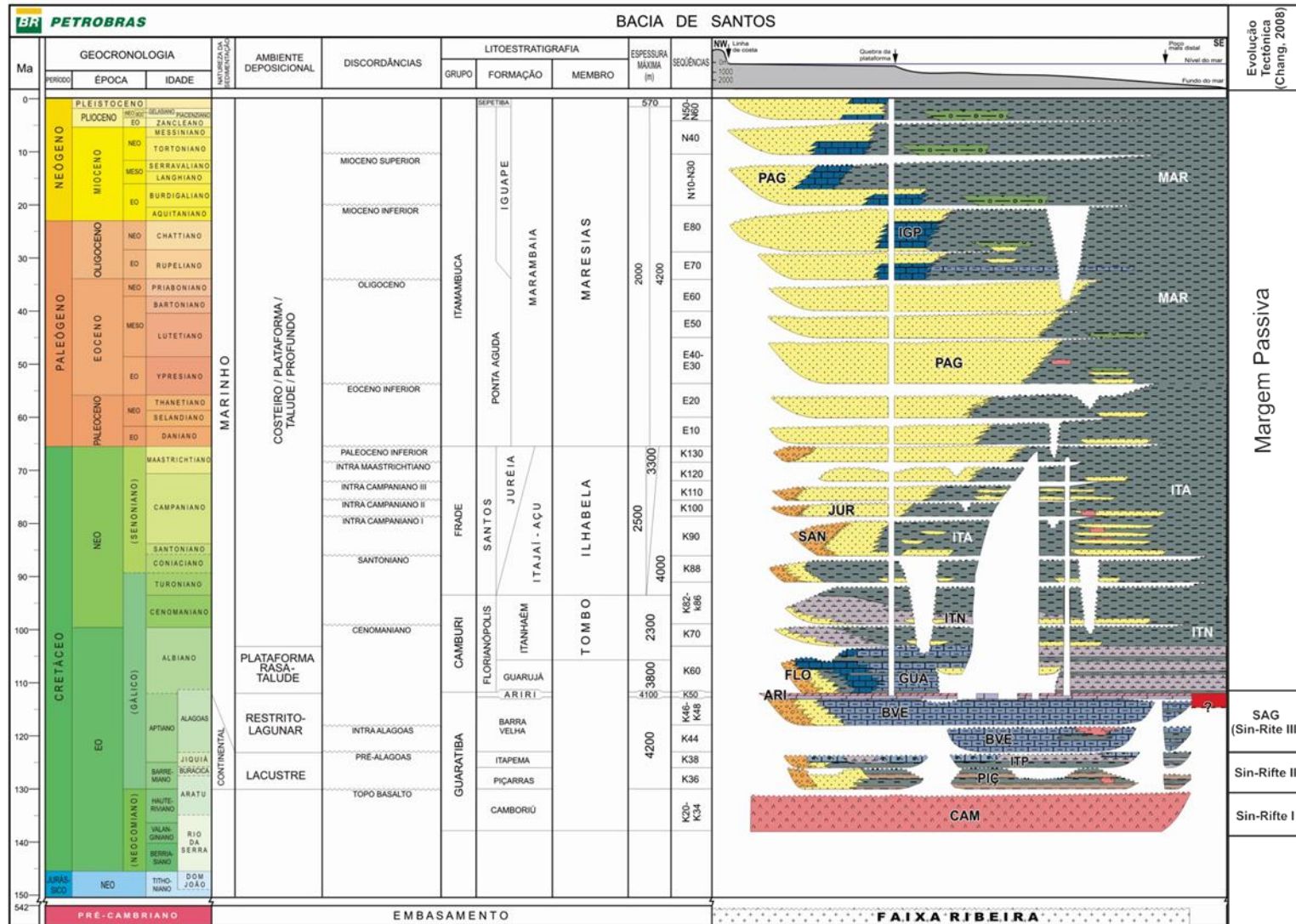


Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007).

A fase sag ou Sin-rifte III representou a evolução do processo de *strain softening* resultando no rompimento litosférico. Essa fase também passa a refletir um relativo ambiente de quiescência tectônica e o início da subsidência térmica com a definitiva ruptura da litosfera, caracterizada por um ambiente transicional bastante estressante (Chang *et al.*, 2008). Os litotipos depositados durante este período foram depositadas as rochas típicas de ambientes de águas rasas ou mar epicontinental hipersalino (Formação Barra Velha), que são compostas por estromatólitos, calcários microbiais e lamitos nas porções proximais. Estas rochas compreendem as principais rochas reservatórios da seção pré-sal. Seu limite superior é dado pela discordância que corresponde a um forte refletor sísmico positivo provocado pelo alto contraste de impedância acústica entre o topo dessas rochas carbonáticas e a camada de anidrita depositada na base da seção salífera.

A deposição salífera está relacionada ao aumento da taxa de evaporação em relação ao influxo de água durante o Neoptiano, equivalente ao andar local Alagoas Superior. A Formação Ariri é representa as rochas depositadas durante essa fase e é composta por espessos pacotes de halita, anidrita, ocorrendo também outros sais mais solúveis como taquidrita, carnalita e silvinita. Estes pacotes foram depositados em ambiente marinho restrito com formação de planícies de sabkha.

Por fim, a fase de margem passiva da bacia segue a fase evaporítica e é marcada pela evolução para a etapa de mar franco, que inicia com os carbonatos de plataforma rasa da Formação Guarujá, até os depósitos siliciclásticos de mar aberto atuais.

3. Reservatórios da fase sag

De acordo com Szatmari e Milani (2016), os carbonatos da Formação Barra Velha representam os maiores reservatórios carbonáticos não-marinhos do mundo (chegando a ter mais de 500m de espessura), depositados em ambientes lacustres rasos altamente alcalinos. Segundo esses autores, durante o Aptiano as erupções de lavas basálticas, que começaram na fase inicial do rifte, continuaram ocorrendo e intercalaram com as rochas da fase sag, sendo elas: folhelhos autigênicos ricos em Mg, travertinos, estromatólitos, *grainstones* e *packstones* esferulíticos e *mudstones*. A existência dessa recorrente atividade vulcânica e hidrotermal dentro do ambiente lacustrino da fase sag associada a erosão e lixiviação por fluxos de água superficiais e subterrâneos de elementos como Ca, Mg e SiO₂ dos terrenos vulcânicos do entorno propiciaram as condições necessárias para a deposição das fácies carbonáticas de origem não-marinha. Essas litologias, eventualmente, sofriram exposição sub-aérea e retrabalhamento por ondas (Figura 3). Além disso, através de processos diagenéticos de *CO₂-leaching* das rochas vulcânicas interdigitadas na sequência sag, ocorreu um intenso processo de carstificação dos reservatórios que aumentou a porosidade e permeabilidade, mas também contaminou o óleo.

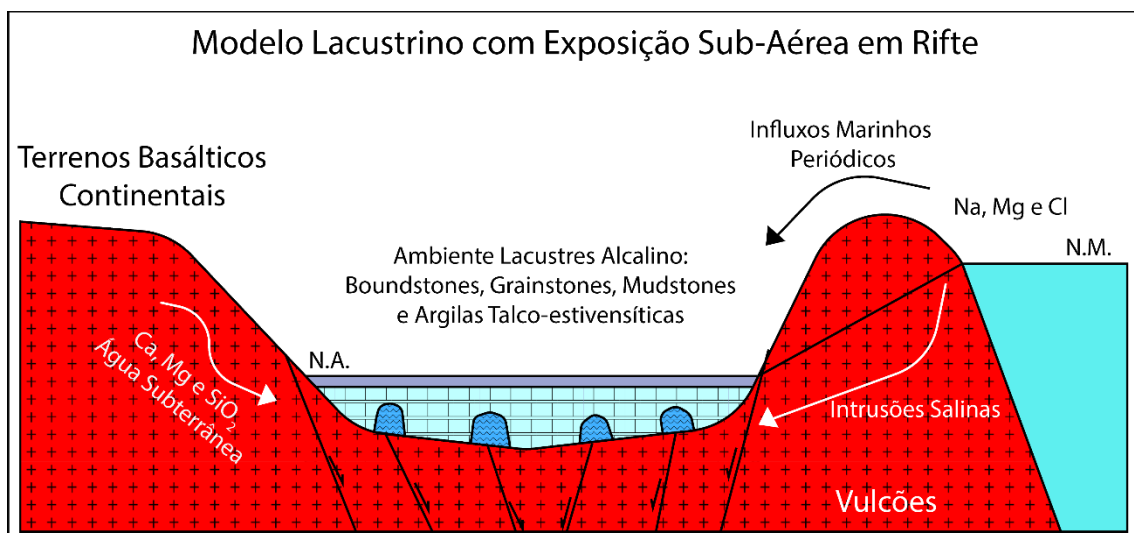


Figura 3: Modelo de ambientação tectônica do ambiente lacustrino alcalino da fase sag das bacias marginais brasileiras (Modificado de Szatmari e Milani, 2016)

Wright (2012) revisou uma série de exemplos de carbonatos microbiais lacustrinos para criar um modelo de distribuição, arquitetura, composição e diagênese de fácies dentro desses ambientes. Ele sugere que essas fácies

podem ser divididas em quatro tipos principais: extensas plataformas carbonáticas formadas por tapetes microbiais que possuem arquitetura plano-paralela compostas por biohermas ou biostromas, *build-ups* carbonáticos controlados por atividade hidrotermal na borda de falhas de altos estruturais e isolados em altos locais, fácies de sedimentação carbonática plataformal controlada por topografia e batimetria apresentando caráter agradacional ou progradacional e fácies carbonáticas ou siliciclásticas lamosas de fundo do lago. O modelo de posicionamento e a arquitetura interna dessas fácies podem ser observados nas Figura 4 e Figura 5. Entretanto, Wright e Barnett (2015) propuseram um modelo abiótico para formação dessas rochas carbonáticas baseado em ciclos de raseamento do lago, saturação de elementos como Ca, Mg e SiO₂ e variação do PH da água.

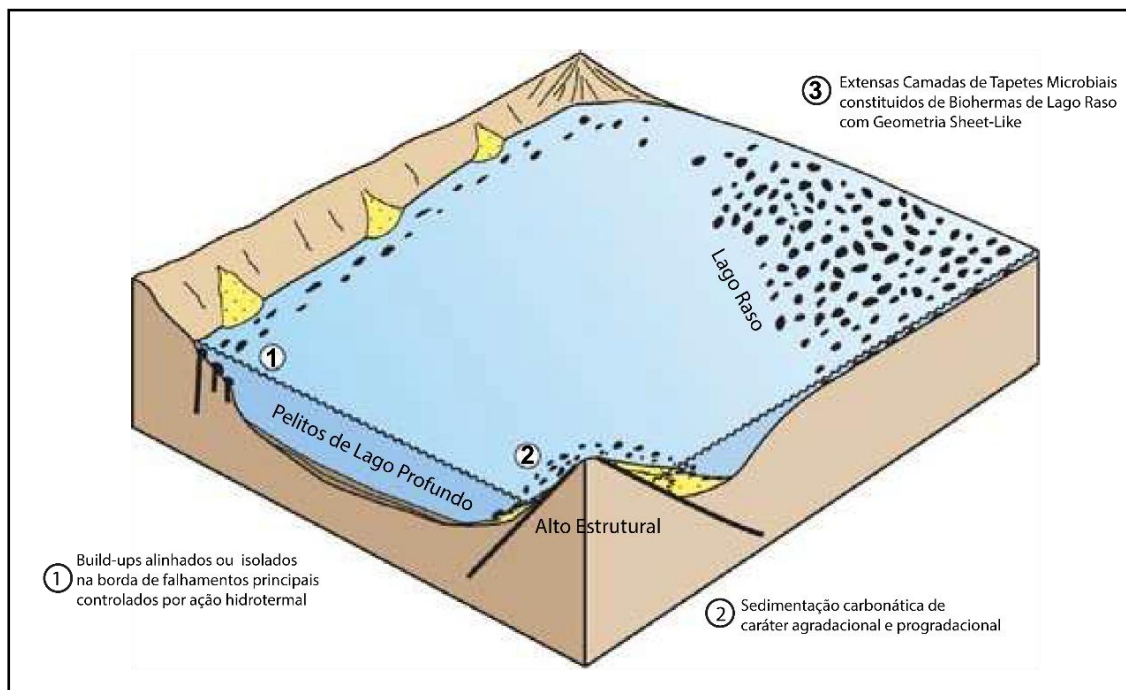


Figura 4: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustrinas proposta por Wright (2012).

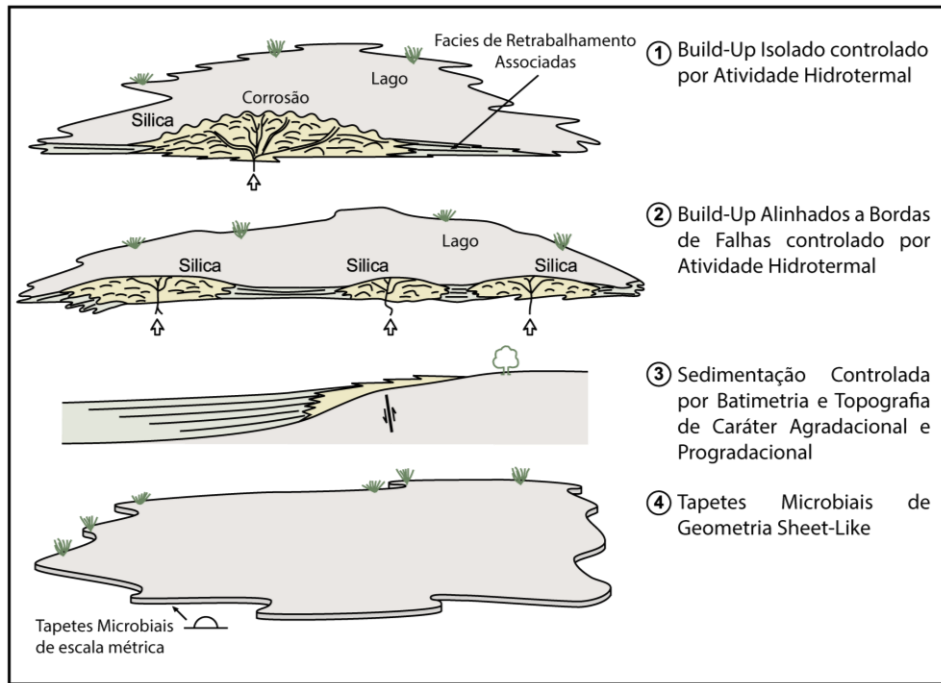


Figura 5: Arquitetura interna das fácies carbonáticas lacustrinas proposta por Wright (2012).

Porta (2015) também realizou uma revisão bibliográfica sobre sedimentação carbonática não-marinha e apontou que fácies de *build-ups* e tapetes microbiais são, geralmente, constituídas de *boundstones* ou *cementstones* e as fácies detríticas, lateralmente associadas a *build-ups* erodidos por ondas ou exposição subaérea, são compostas por pelóides, esferulitos ou intraclastos de estromatólitos e travertinos. As litologias associadas são *packstones*, *grainstones* ou *floatstones*. Uma tabela dos possíveis grãos e precipitados constituintes dessas rochas, assim como o tipo de porosidade associada é apresentada na Figura 6.




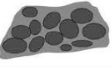
















Classification of non-marine carbonate textures based on Dunham (1962); Embry & Klovan (1971); Wright (1992)						
Precipitated "boundstone" and "cementstone" through biologically induced/influenced and physico-chemical processes				Components not bound at the time of deposition		
Micro-scale fabric (morphology, crystal size)	Boundstone Micrite, Clotted peloidal micrite, Microsparite	Cementstone Sparite, Microsparite	Primary Porosity	Components	Mudstone/Wackestone Packstone/Grainstone Rudstone/Floatstone	Primary Porosity
Irregular framework	Clotted peloidal micrite boundstone (e.g. thrombolites) 	Fibrous microsparite to sparite sinuous radially-arranged threads boundstone 	Cementstone/Sparstone/Microsparstone 	<i>Framework connected to non connected Microporosity</i>	Peloids, fecal pellets 	<i>Interparticle</i>
Encrusted biota (microbes, algae, macro-, micro-, bryophytes, insect larvae)	Micrite/microsparite encrusted microbial filaments 	Micrite/microsparite encrusted bryophytes, reeds, algae, insect larvae, boundstone 	Sparite coated algae and plant stems 	<i>Framework connected Intraparticle Biomoldic</i>	Coated grains: ooids, pisoids, radial spherulites, oncoids 	<i>Interparticle Intraparticle Secondary moldic</i>
Branching dendritic (single crust or stacked layers)	Clotted peloidal micrite dendrite boundstone (incl. travertine shrubs) 	Crystalline dendrite cementstone (incl. travertine crystalline dendrites/leather crystals) 	<i>Inter-dendrite in between branches, laterally connected Microporosity</i>	Molluscs, ostracods, algae, plant stems, vertebrate bones 	<i>Interparticle Intraparticle Secondary biomoldic</i>	
Fan-shaped with parallel growth laminae (single crust or stacked layers)	Micrite/microsparite fan boundstone (incl. tufa encrusted microorganisms) 	Fibrous to prismatic crystal fan cementstone with entombed microorganisms 	Crystalline fan dendritic cementstone 	<i>Inter-dendrite and inter-fans, laterally connected</i>	Intraclasts/Extraclasts 	<i>Interparticle Intraparticle</i>
Laminated (tabular to columnar)	Micrite/microsparite laminated boundstone (incl. stromatolites) 	Micrite/microsparite laminated boundstone with mm- to cm- fenestral porosity 	Equivalent to bladed microsparite/sparite crust cementstone 	<i>Inter-laminae, fenestral laterally connected to non connected to tight</i>	Precipitated rafts on stagnant pool surface forming grainstone/rudstone in hydrothermal travertine and caves 	<i>Interparticle</i>
Coated gas bubbles in hydrothermal travertines and spring mounds				<i>Interparticle Intraparticle "intra-bubble" not connected</i>		

Figura 6: Tabela de tipos de grãos e porosidade associada as rochas carbonáticas de origem não-marinha (Porta, 2015).

As fácies carbonáticas lacustres da seção sag das Bacias de Santos e Campos foram associadas com sismofácies nos trabalhos de Kattah e Balabekov (2015) nos Campos de Sapinhoá, Carcará, Itaipava e Sagitário e Buckley, Bosence e Elders (2015) no alto do Campo de Pão de Açúcar. As fácies sísmicas observadas pelos autores, de maneira geral, foram classificadas como: plataformas carbonáticas de grande extensão areal marcadas por refletores paralelos a sub-paralelos de amplitude moderada e com caráter agradacional ou progradacional, *build-ups* isolados nucleados sobre feições de plataformas carbonáticas que apresentam fácies sísmicas caóticas com pequenas reflexões desordenadas (Figura 7), alinhamentos de *build-ups* ao longo de zonas de falhamento principal (Figura 8), cordões carbonáticos plataformais com presença de evaporitos ao redor (Figura 9) e fácies de retrabalhamento por correntes ou exposição sub-aérea com refletores de caráter caótico a progradacional com amplitudes de baixa a moderada (Figura 10).

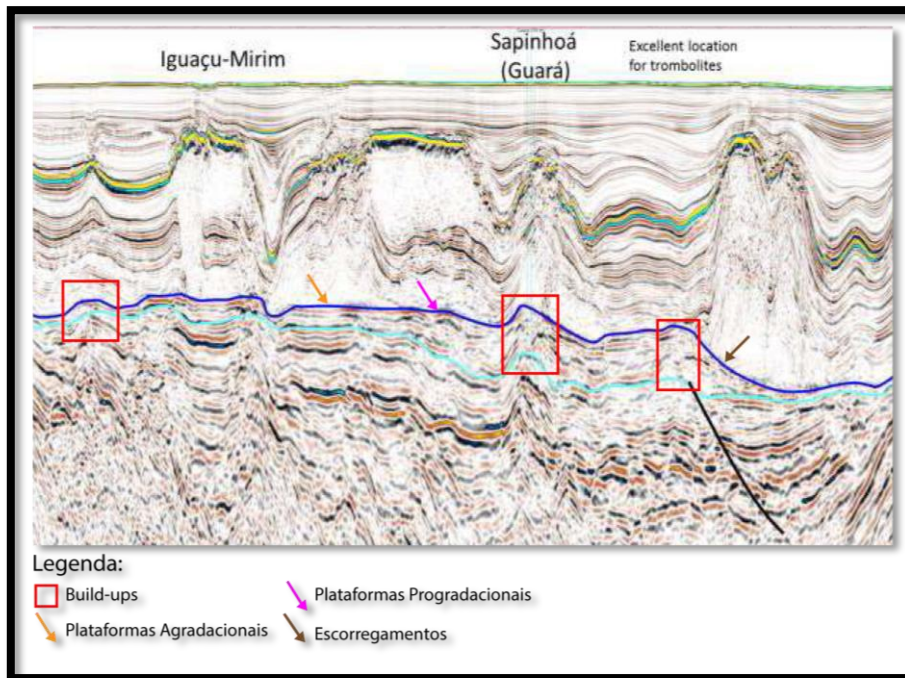


Figura 7: Fácies sísmicas de plataformas agradacionais/progradacionais, *build-ups* na borda de falhamentos e escorregamentos observados no Campo de Sapinhoá por Kattah e Balabekov (2015).

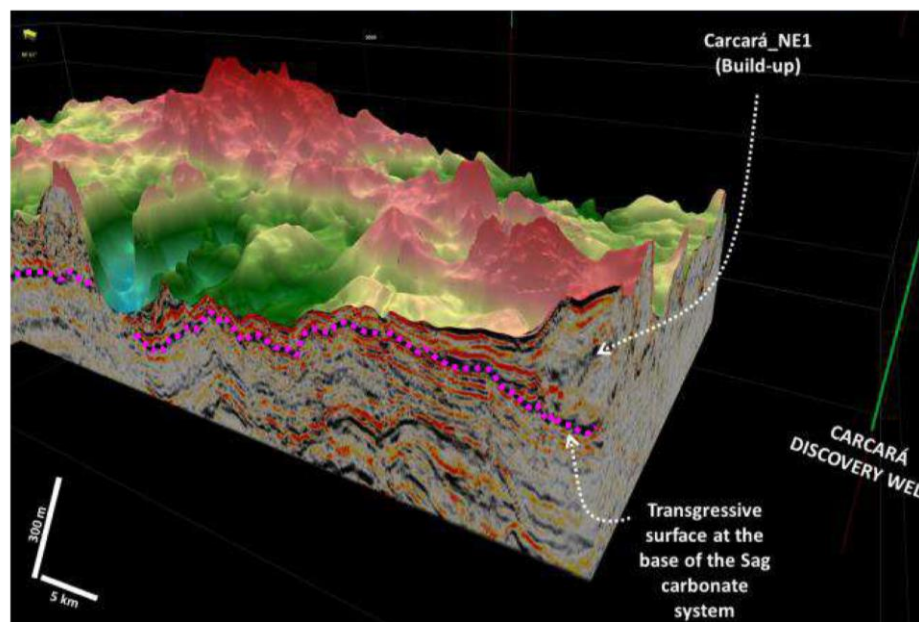


Figura 8: Sismofácies de *build-up* carbonático observados no Campo de Carcará por Kattah e Balabekov (2015).

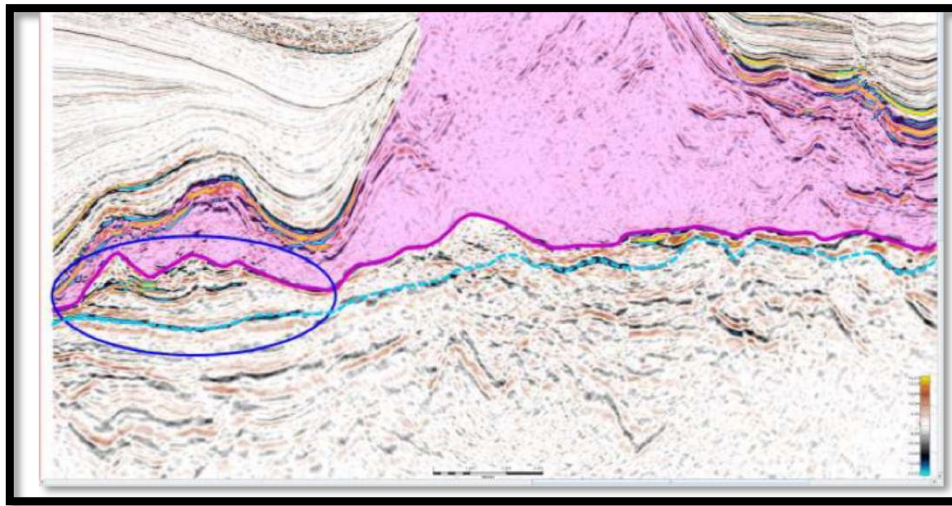


Figura 9: Sismofácies de cordões carbonáticos com evaporitos ao redor na região do Campo de Sagitário observados por Kattah e Balabekov (2015).

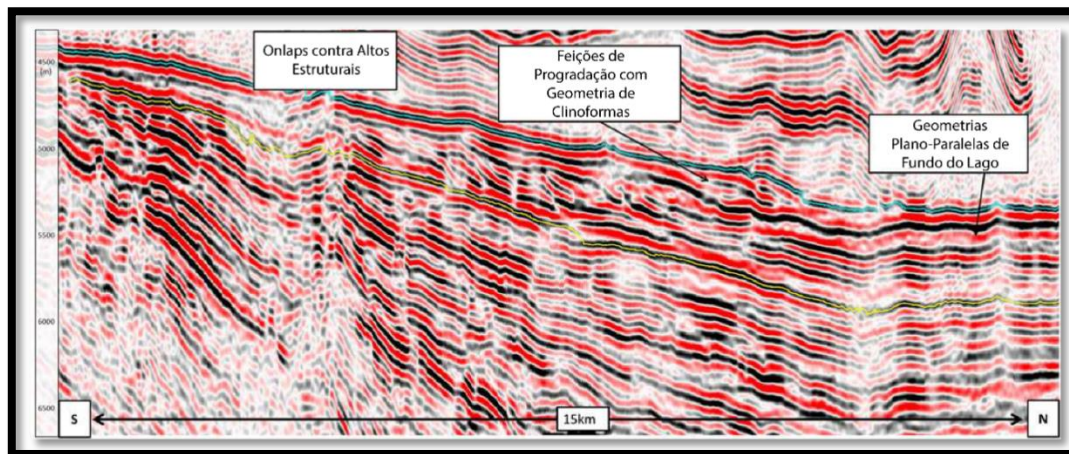


Figura 10: Sismofácies de plataformas carbonáticas progradaçãois observadas da região do Alto de Pão de Açúcar por Buckley *et al.* (2015).

As rochas identificadas na seção sag relacionadas as sismofácies de plataformas carbonáticas e *build-ups* alinhados a falhas foram: *shrubby boundstones* e *grainstones* esferulíticos e com intraclastos, essas duas representando as melhores fácies reservatório, que intercalam com *wackestones* e *packstones* com grãos de calcita e dolomita intergranular. Essas fácies são mais comuns nas bordas flexurais dos falhamentos principais.

Em sismofácies de *build-ups* isolados predominam *boundstones* de origem microbial que intercalam com *wackstones*, *packstones* e *grainstones* constituídos de fragmentos de microbialitos. Por fim, as sismofácies presentes

em regiões mais profundas do sag são compostas por *mudstones* estivensíticos com ou sem presença de esferulitos.

Uma seção esquemática de um modelo geológico da sedimentação pré-sal sin-rifte e sag da margem conjugada africana, na região *offshore* da bacia de Kwanza, proposta por Saller *et al.* (2016) pode ser vista na Figura 11.

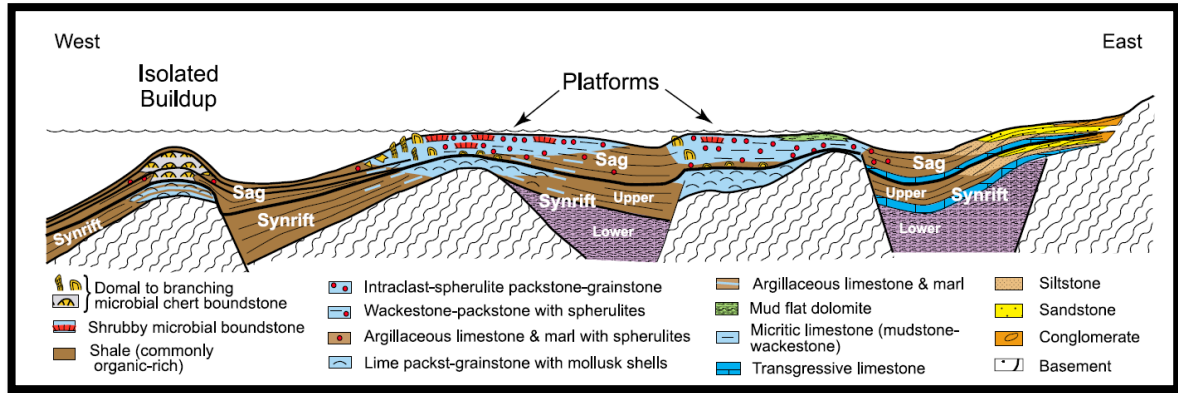


Figura 11: Modelo deposicional do pré-sal da região offshore da bacia de Kwanza proposto por Saller *et al.* (2016).

4. Materiais e métodos

Os dados utilizados no presente trabalho foram disponibilizados pela empresa Petrogal Brasil e parte deles são confidenciais. Portanto, o local a que pertencem foi oculto, assim como os nomes do levantamento sísmico e poços foram modificados. Os dados disponíveis para realização deste trabalho foram um dado sísmico pós-empilhamento migrado em profundidade e um conjunto de perfis de quatro poços. A região da sísmica, a localização dos poços e as *inlines* e linhas arbitrárias, usadas para discussão dos resultados, são mostradas na Figura 12.

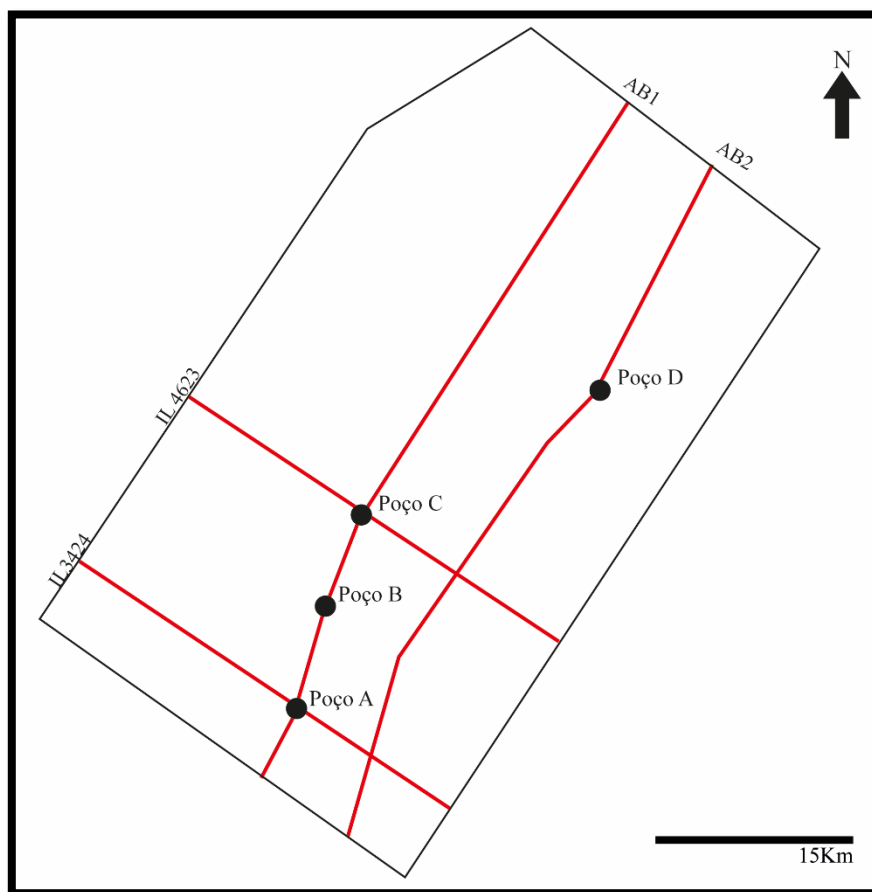


Figura 12: Dados disponíveis na área do estudo. O polígono em preto delimita a região da sísmica e os círculos em preto mostram a localização dos poços. As *inlines* e linhas arbitrárias utilizadas para mostrar os resultados estão em vermelho.

O reservatório em estudo são os carbonatos de origem lacustre da seção sag de uma região distal da Bacia de Santos, representados pela Formação Barra Velha. A interpretação sísmica das principais discordâncias e das falhas tanto da seção pré-sal quanto da pós-sal foi realizada pela equipe de interpretes

envolvida no projeto e foi realizada através do método de terminações de padrões sísmicos que indicam limites de sequências e delimitam unidades sísmo-estratigráficas e sistemas deposicionais. As terminações mais comuns são o *onlap*, *downlap*, *toplap*, truncamento e conformidade. Padrões sísmicos preservam e revelam os fatores geológicos que os geraram como estratificações, composição litológica e feições deposicionais (Brown Jr. e Fisher, 1977). Para a realização deste trabalho, utilizou-se apenas a interpretação da base do sal, da discordância Pré-Alagoas (correspondente a base da Formação Barra Velha), do embasamento e das principais falhas da seção do pré-sal. Esta interpretação na *inline* 4623 é mostrada na Figura 13.

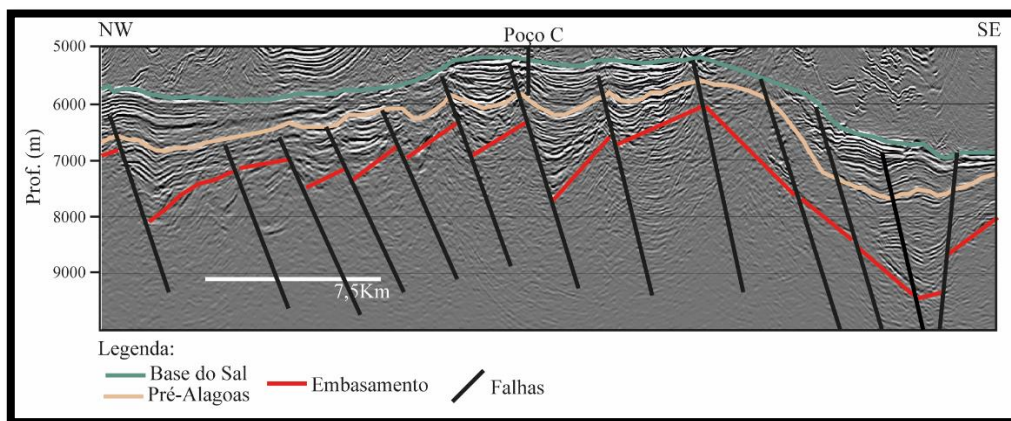


Figura 13: Interpretação na *inline* 4623 da base do sal, da discordância Pré-Alagoas e o do embasamento, representados, respectivamente, pelas linhas verde, marrom e vermelha. As principais falhas também são mostradas pelas linhas pretas.

A classificação de sismofácies usando multi-atributos sísmicos foi realizada somente no intervalo entre a discordância Pré-Alagoas e a base do sal, ou seja, no intervalo correspondente a fase sag. O algoritmo de classificação não-supervisionado usado é conhecido como *k-means clustering*. Este método foi utilizado em conjunto com a análise de componentes principais (PCA – *Principal Component Analysis*) para a escolha dos atributos sísmicos. A partir disso, analisou-se as “feições” sísmicas de cada atributo. A revisão bibliográfica da Bacia de Santos e os modelos geológicos conceituais dos reservatórios da fase sag apresentados nos capítulos anteriores auxiliaram na construção final do modelo geológico dos reservatórios da área de estudo. O fluxo de trabalho utilizado para o processo de classificação é mostrado na Figura 14.

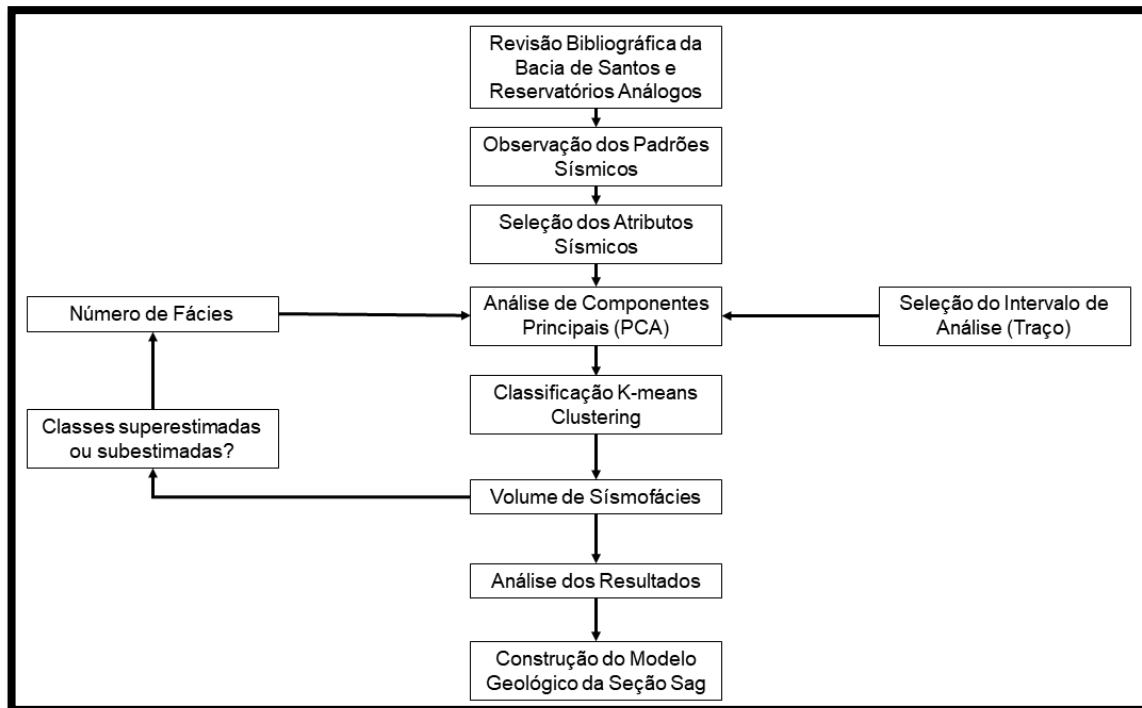


Figura 14: Fluxo de trabalho usado para a caracterização de sismofácies.

Destaca-se que Jesus *et al.* (2017) realizou um trabalho de caracterização e individualização dos *build-ups* carbonáticos na área de interesse desse estudo utilizando também a classificação não supervisionada por redes neurais. Entretanto, as diferenças entre os objetivos e metodologia do presente trabalho e o anterior são que este visa caracterizar de maneira geral as sismofácies presentes na área e não só dar enfoque aos *build-ups*, os filtros de pré-condicionamento aplicados no volume sísmico original e os atributos sísmicos utilizados no processo de classificação não-supervisionada são diferentes, e, por fim, os algoritmos de classificação também diferem visto que o trabalho anterior utiliza o *Self Organizing Maps* (SOM) definido por Kohonen (1995) e essa dissertação utiliza o *K-means Clustering* definido por Macqueen (1967).

4.1. Observação dos padrões sísmicos nos atributos

Após a revisão de modelos conceituais dos reservatórios da fase sag, realizou-se um estudo dos padrões sísmicos usando os atributos sísmicos disponíveis no *software* Epos (Paradigm®). As características estratigráficas e estruturais da área de estudo foram analisadas usando os atributos de amplitude,

impedância acústica, *eigen* de alta resolução e o envelope da amplitude. Seções desses atributos na linha arbitrária AB1 são mostradas na Figura 15.

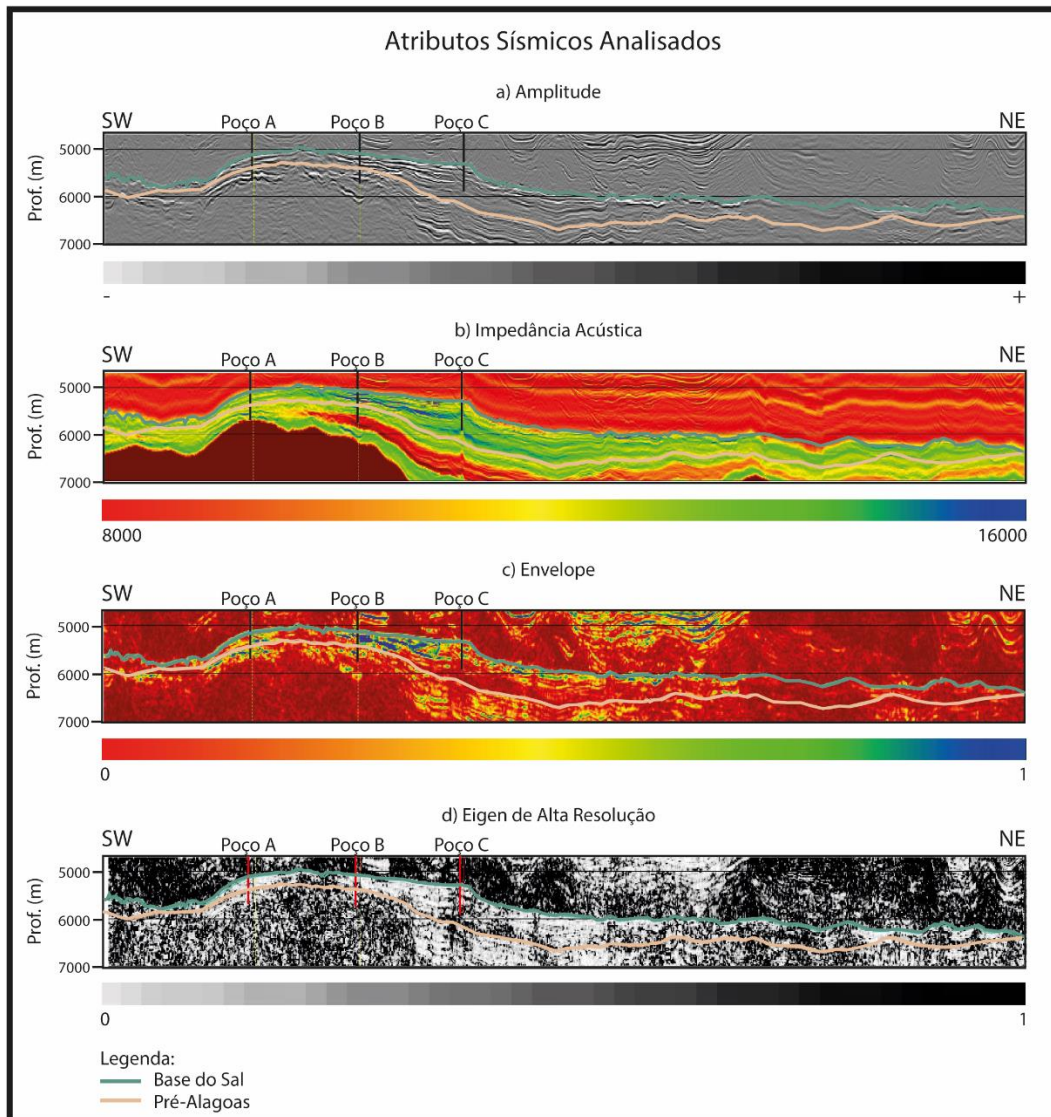


Figura 15: Atributos sísmicos, na linha arbitrária AB1, usados para o estudo dos padrões sísmicos na fase sag.

A impedância acústica foi obtida através do método *model-based inversion* definido por Russell e Hampson (1991) que utiliza o algoritmo de inversão linear generalizada em um processo que inicia com um modelo inicial suavizado de impedância e uma wavelet estimada para área. Um sismograma sintético é então construído para cada traço de impedância do modelo inicial. Os valores de impedância são então modificados gradualmente até que se aproximem do traço sísmico original. Esse é um atributo estratigráfico bastante sensível a variações litológicas e de propriedades petrofísicas de um mesmo litotipo.

O envelope da amplitude foi calculado a partir do método proposto por Taner, Koehler e Sheriff (1979) e é geralmente associado com grandes variações litológicas verticais, inconformidades e acumulações de gás. Entretanto, também pode mostrar sutis mudanças laterais de amplitude em uma mesma camada que podem representar variações de propriedades petrofísicas.

Já o coerência de alta resolução baseado em auto-vetores foi calculado pelo método proposto por Gersztenkorn e Marfurt (1999) e é considerado um atributo estrutural já que é capaz de auxiliar a identificação de falhas e fraturas.

A inversão sísmica, para obter o atributo impedância acústica, foi um dos objetivos do projeto, e foi executada por outro membro da equipe de pesquisa. Já os outros atributos sísmicos, envelope da amplitude e coerência de alta resolução, foram parametrizados pelo autor.

Com a análise dos atributos sísmicos foram identificados três padrões sísmicos característicos dos sub-ambientes deposicionais: *build-ups*, fácies de escorregamento e plataformas carbonáticas agradacionais ou progradacionais da fase sag. As representações tipos desses padrões sísmicos e suas feições nas seções podem ser vistas na Figura 16.

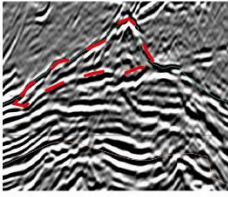
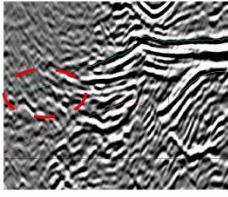
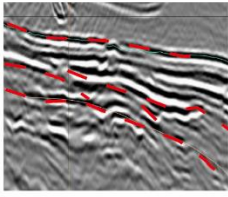

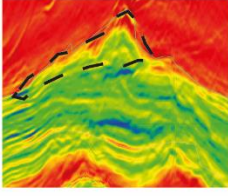
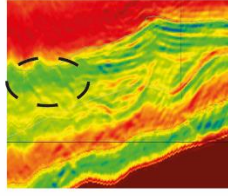
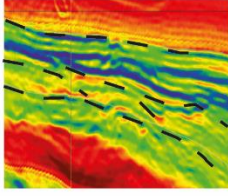

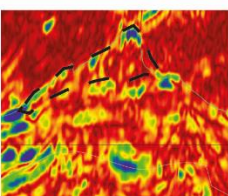
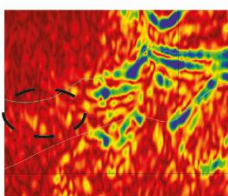
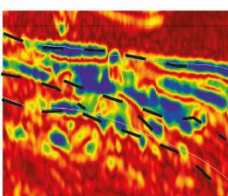


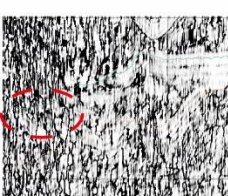
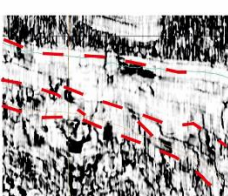

Atributos Sísmicos	Padrões Sísmicos			Escala
	Build-up/Vulcânicas	Escorregamento	Plataforma Agradacional/ Progradacional	
Amplitude				
Impedância Acústica				
Envelope				
Eigen de Alta Resolução				
Sinal Sísmico	<p>Amplitude: geometria cônica bem marcada com refletores internos caóticos;</p> <p>Impedância Acústica: valores variando de médios a baixos da base para o topo;</p> <p>Envelope: geometria cônica marcada;</p> <p>Eigen: bastante fraturamento interno.</p>	<p>Amplitude: refletores internos caóticos;</p> <p>Impedância Acústica: valores variando de médios;</p> <p>Envelope: sinal baixo a ausente;</p> <p>Eigen: fácies caótica.</p>	<p>Amplitude: quando agradacional apresenta refletores plano-paralelos, quando progradacional apresenta refletores em forma lobada;</p> <p>Impedância Acústica: quando agradacional valores médios a altos intercalados, quando progradacional valores baixos a médios;</p> <p>Envelope: quando agradacional apresenta geometria interna e externa bem marcada, quando progradacional apresenta geometria externa marcada;</p> <p>Eigen: quando agradacional fraturamento quase ausente, quando progradacional apresenta fraturamento interno.</p>	

Figura 16: Quadro das representações tipo de cada um dos padrões sísmicos observados nos atributos de amplitude, de impedância acústica, de envelope da amplitude e de coerência de alta resolução na área de estudo.

4.2. Algoritmos de rede neural e parametrização

Seguido da observação dos padrões sísmicos nos volumes dos atributos selecionados foi realizada a classificação de sismofácies não-supervisionada

usando o método *k-means* em conjunto com a análise de PCA. Segundo a revisão bibliográfica acerca de técnicas de classificação não-supervisionadas realizada por Zhao *et al.* (2015), o PCA é uma técnica de projeção do dado que visa diminuir a dimensão do espaço amostral a ser classificado através da identificação de componentes principais, ou as direções de maior variância, denominadas como vetores *eigen*, diminuindo assim a redundância e o ruído do espaço amostral a ser analisado.

O processo de definição desses vetores consiste em uma correlação cruzada entre todos os volumes de entrada e a definição do primeiro vetor de maior variância. Depois, esse vetor é re-escalado e subtraído do espaço amostral original e, por fim, com o espaço amostral residual é calculado um segundo vetor de componente principal. Esse processo é repetido até que todos os vetores que representam o conjunto de dados sejam estabelecidos. Com os vetores de componentes principais estabelecidos são definidos os que serão utilizados no algoritmo de classificação.

O algoritmo de classificação não-supervisionada *k-means clustering* (Macqueen, 1967 *in* Nikraves, Adams e Levey, 2001; Zhao *et al.* 2015) inicia com o interprete definindo o número de fácies ou agrupamentos em que o espaço amostral será dividido. Os *seed points* (pontos semente) ou centróides de cada *cluster* são posicionados aleatoriamente no espaço amostral e é calculada a distância euclidiana entre os *seeds* e os pontos do espaço amostral. Em seguida, os pontos do espaço amostral são associados ao agrupamento que está representado pelo *seed point* mais próximo. Por fim, os *seed points* são centralizados em relação as amostras e novas iterações desse processo são realizadas até que a associação de cada ponto do espaço amostral com um determinado *cluster* esteja bem definida. O processo de funcionamento do algoritmo está representado graficamente na Figura 17.

No presente estudo, os volumes de entrada no algoritmo foram os volumes resultantes da análise de componentes principais realizada com o espaço amostral gerado pelos três volumes de atributos selecionados, sendo eles impedância acústica, *eigen* de alta resolução e envelope da amplitude. O resultado da análise de PCA gerou três volumes de componentes principais. Destaca-se que foram observados alguns ruídos estruturalmente orientados no

intervalo de análise gerados pelos efeitos da camada salífera subjacente, entretanto a etapa de PCA foi realizada também para atenuar esse impacto.

As Tabelas 1 e 2 representam, respectivamente, a matriz de correlação cruzada entre os volumes dos atributos utilizados e a representatividade de cada um dos volumes de PCA gerados em relação ao espaço amostral total.

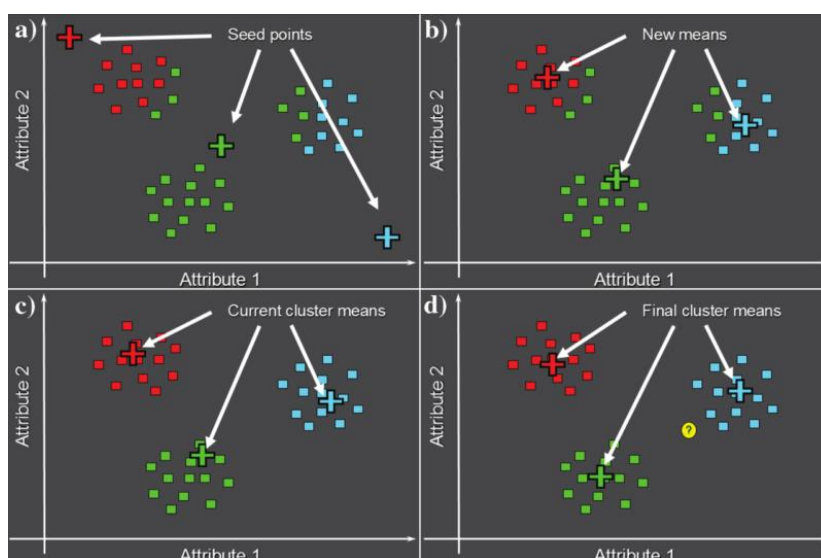


Figura 17: Representação do funcionamento do método de *k-means clustering* utilizando dois atributos descrito por MacQueen (1967) in Nikraves, Adams e Levey (2001) e Zhao *et al.* (2015). a) Os *seed points* que representam os *clusters* são aleatoriamente posicionados no espaço amostral; as distâncias euclidianas são calculadas e os amostras associadas ao *cluster* de menor distância em relação ao *seed point*; b) Os *seed points* são recentralizados nas áreas de seus *clusters*; c) Os valores de distância euclidiana são recalculados e novamente as amostras são associadas ao *clusters* cujo *seed point* está mais próximo; d) Apresenta a solução ideal para a classificação.

Tabela 1: Matriz de correlação cruzada entre os atributos utilizados no PCA.

Matriz de Correlação Cruzada	Impedância Acústica	Eigen de Alta Resolução	Envelope
Impedância Acústica	100%	2%	8%
Eigen de Alta Resolução	2%	100%	20%
Envelope	8%	20%	100%

Como pode ser visto na Tabela 1, os atributos sísmicos utilizados quase não possuem muita redundância entre si, já que os valores da matriz de correlação cruzada entre eles são baixos.

Na Tabela 2, observa-se que todos os volumes de PCA possuem bastante representação do espaço amostral individualmente, por isso, os três volumes resultantes foram utilizados no algoritmo de classificação. Entretanto, destaca-se que mesmo que o número de volumes de PCA resultantes seja igual ao número de volumes de atributos sísmicos utilizados, os mesmos são capazes de representar com maior coerência geológica o espaço amostral original, reduzindo assim os valores já baixos de redundância entre os atributos e a influência de ruídos nos dados originais.

Tabela 2: Representatividade individual e acumulada dos volumes de PCA resultante em relação ao espaço amostral.

Representatividade dos Volumes de PCAs	Individual	Acumulada
PCA1	41%	41%
PCA2	33%	74%
PCA3	26%	100%

A classificação de sismofácies com o método de *k-means clustering* foi realizada com treze *seeds*, valor encontrado após uma série de testes e análises. A Figura 18 mostra o *crossplot* dos volumes do PCA com maior representatividade individual do espaço amostral os *clusters* estabelecidos. Como pode ser observado, alguns *clusters* estão relativamente próximos uns dos outros, entretanto o espaço amostral foi representado com bastante variabilidade.

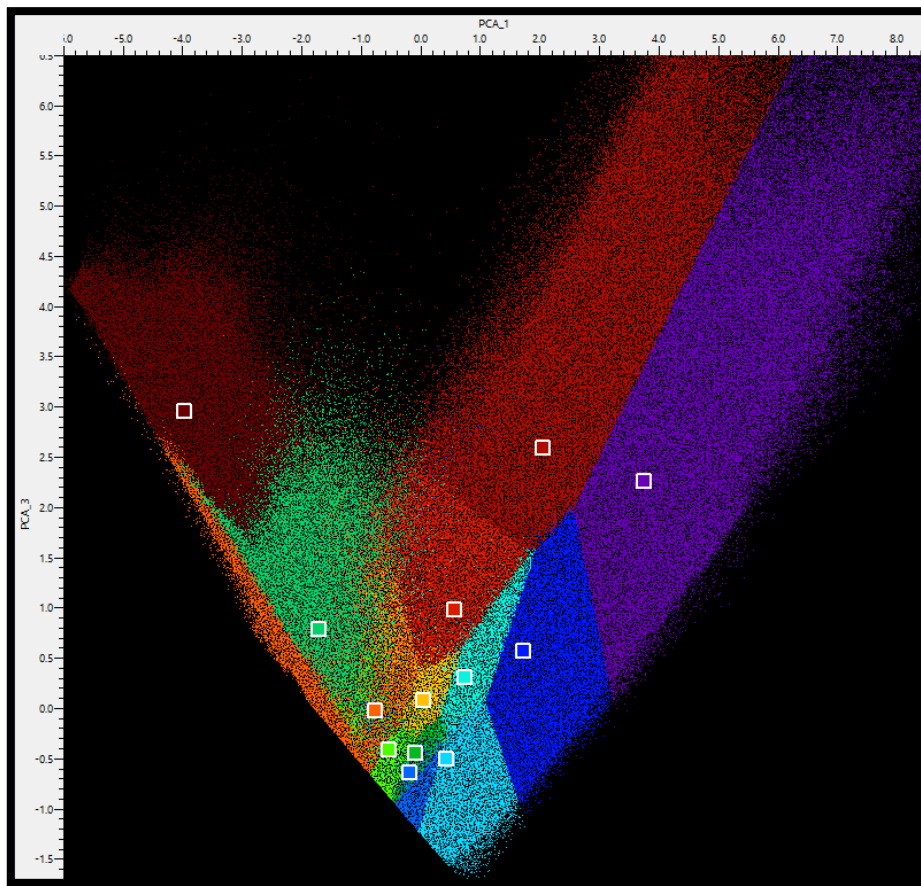


Figura 18: *Crossplot* dos volumes de PCA com a solução gerada pelo método de *k-means clustering*.

5. Resultados e Discussões

Os resultados da classificação de sismofácies utilizando multi-atributos são apresentados a seguir. As Figura 19 e Figura 20 mostram comparações entre os padrões sísmicos no volume original e os resultados da classificação de sismofácies em algumas *inlines* com direção NW-SE, perpendiculares as direções dos falhamentos do rifte. As Figura 21 e Figura 22 representa os resultados em linhas arbitrárias de direção SW-NE, ou seja, paralelas aos falhamentos do rifte. Além disso, também é apresentado o resultado da classificação de sismofácies sobre a superfície da Base do Sal na Figura 23.

A análise de classificação de sismofácies em seção e em mapa demonstra que nas regiões planas ou de rampa suave dos altos estruturais predominam as sismofácies 1, 2, 3, 4, 11, 12. Enquanto, nas bordas desses altos ou em altos locais predominam as sismofácies 5, 6, 7, 8, 9 e 10. E em baixos estruturais também ocorrem as sismofácies 1, 2, 3, 4, 11, 12 e 10.

Em relação ao posicionamento dos poços, os poços A e B foram perfurados em áreas de padrões sísmicos onde predominam plataformas agradacionais/progradacionais e os resultados de classificação de sismofácies apontam para a intercalação das fácies 1, 2, 3, 4, 11, 12. Já o poço C foi perfurado em uma região onde existe predominância de padrões sísmicos de *build-ups* na porção basal e intermediária e fácies de escorregamento no topo. Os resultados da classificação de sismofácies neste poço indicam que na parte basal e intermediária predominam a intercalação das fácies 5, 6, 7, 8, 9. Já no topo, predomina a ocorrência da fácies 10. Por fim, o poço D foi perfurado em uma área onde na base predominam padrões sísmicos de *build-up* e no topo predominam plataformas agradacionais/progradacionais. Os resultados da classificação de sismofácies apresentam, na parte basal, predominância de intercalação das fácies 5, 6, 7, 8, 9 e no topo ocorre a predominância da intercalação das fácies 1, 2, 3, 4, 11, 12.

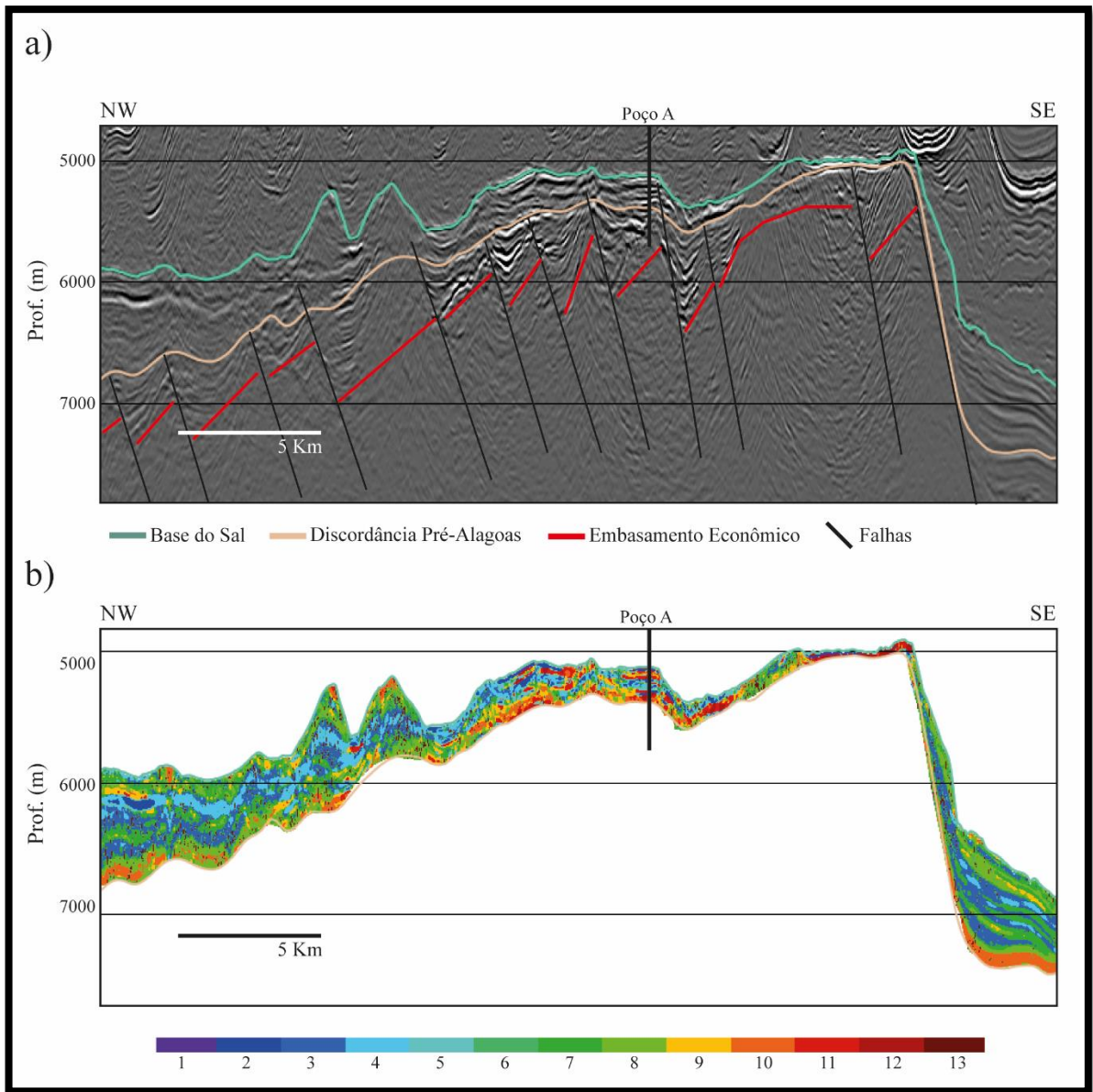


Figura 19: Representação na IL 3424 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sísmofácies. O poço A é interceptado por essa seção.

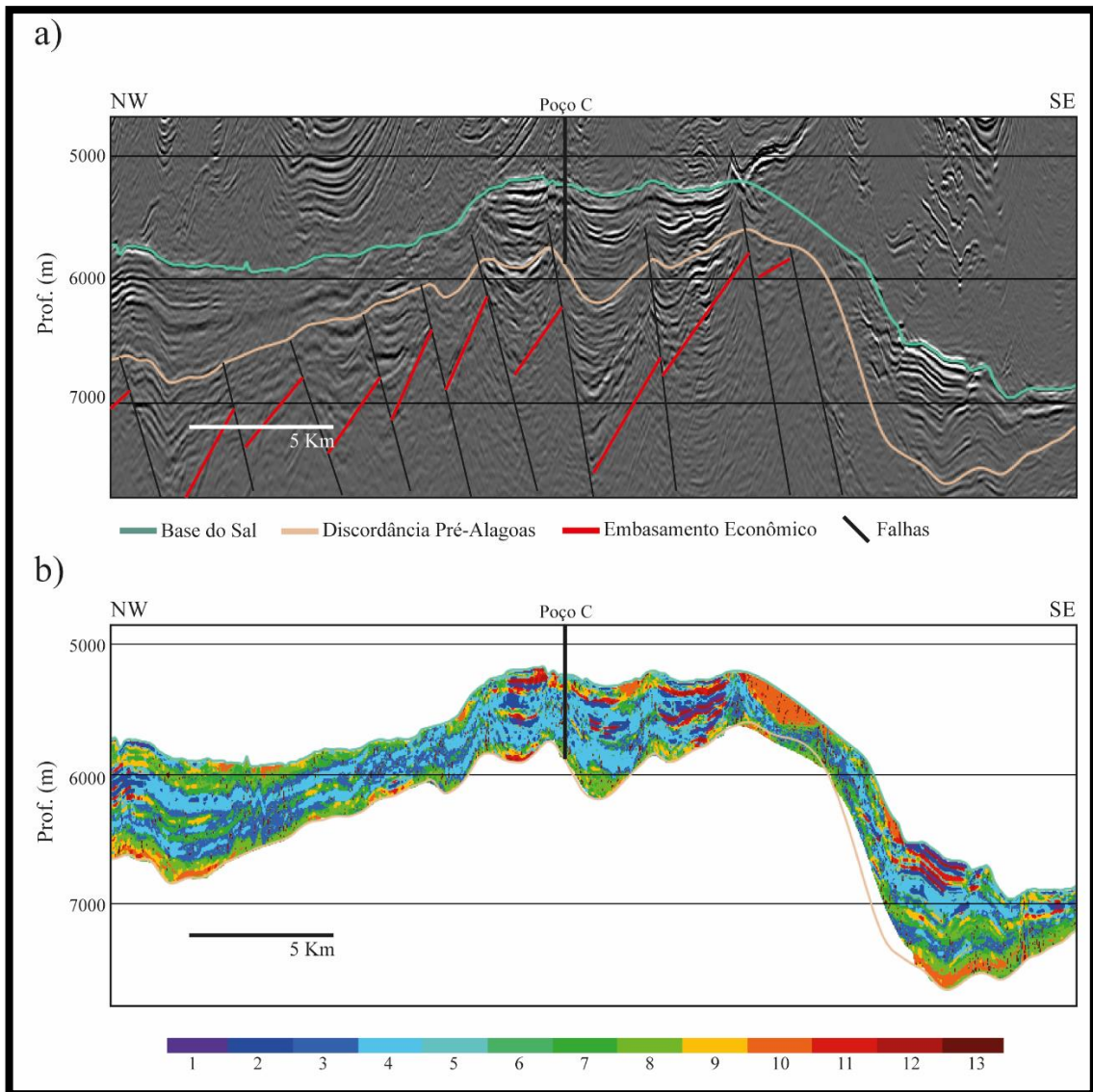


Figura 20: Representação na IL 4623 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sísmofácies. O poço C é interceptado por essa seção.

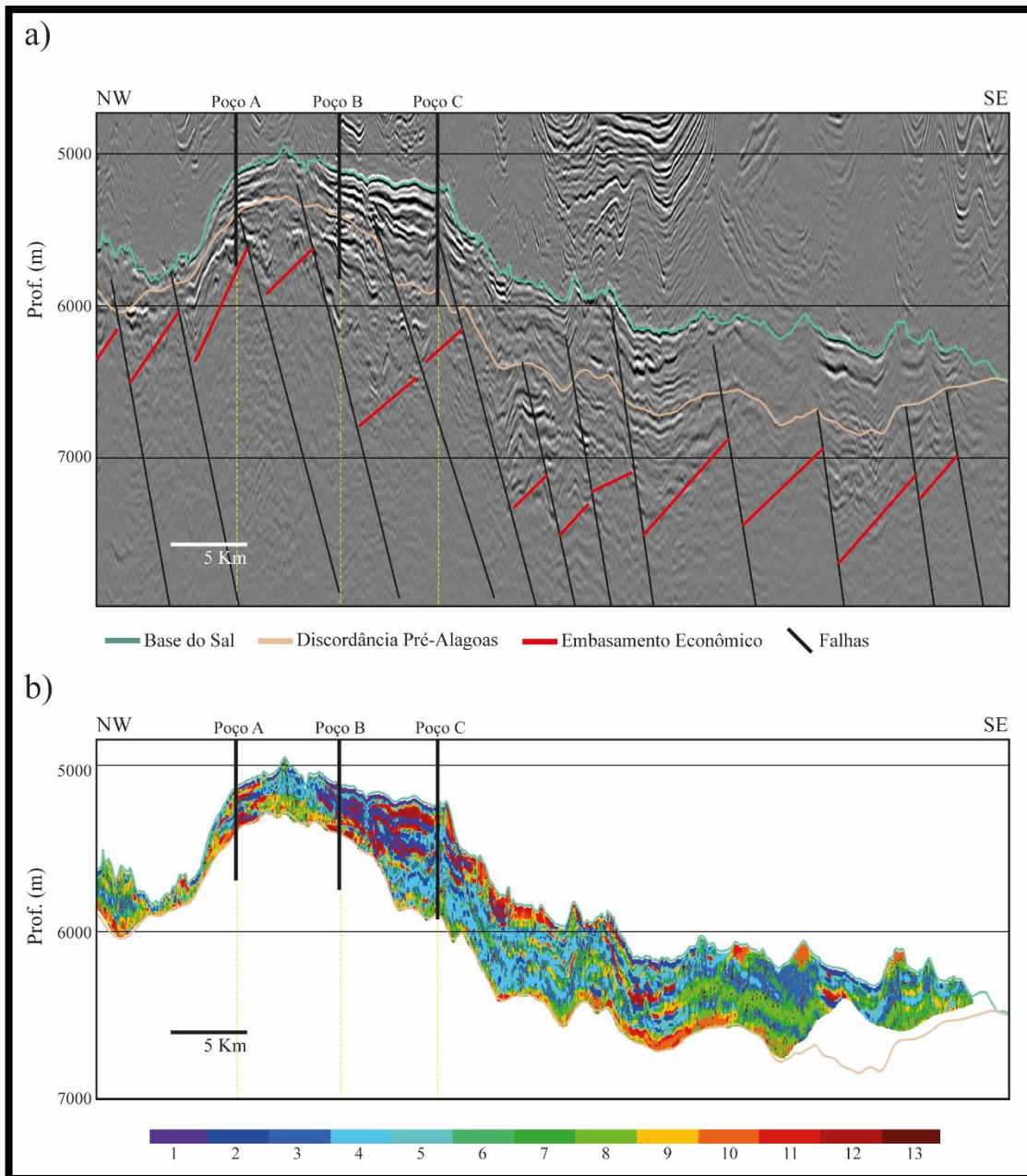


Figura 21: Representação na AB1 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sísmofácies. Os poços A, B e C são interceptados por essa seção.

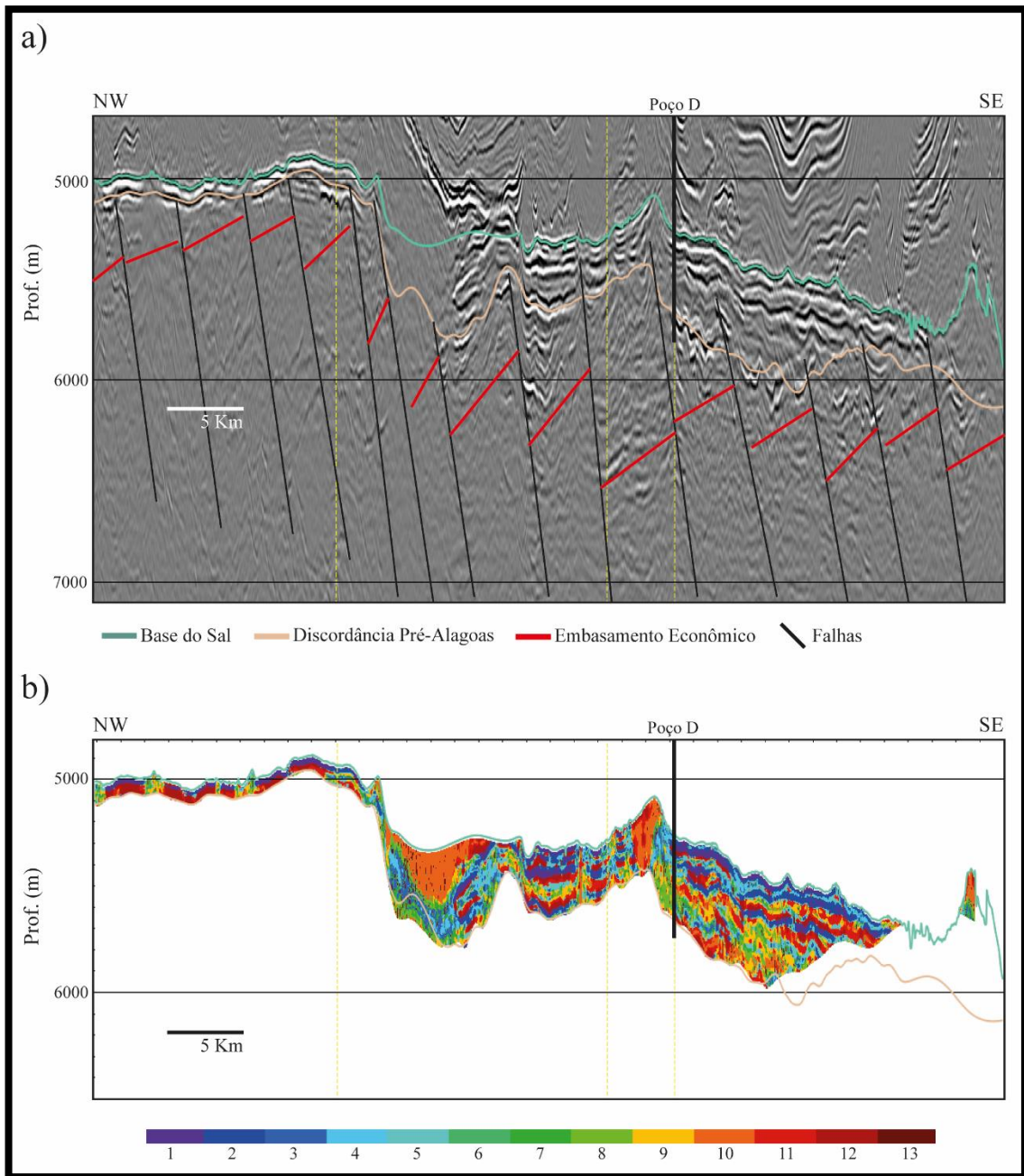


Figura 22: Representação na AB2 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sismofácies. O poço D é interceptado por essa seção.

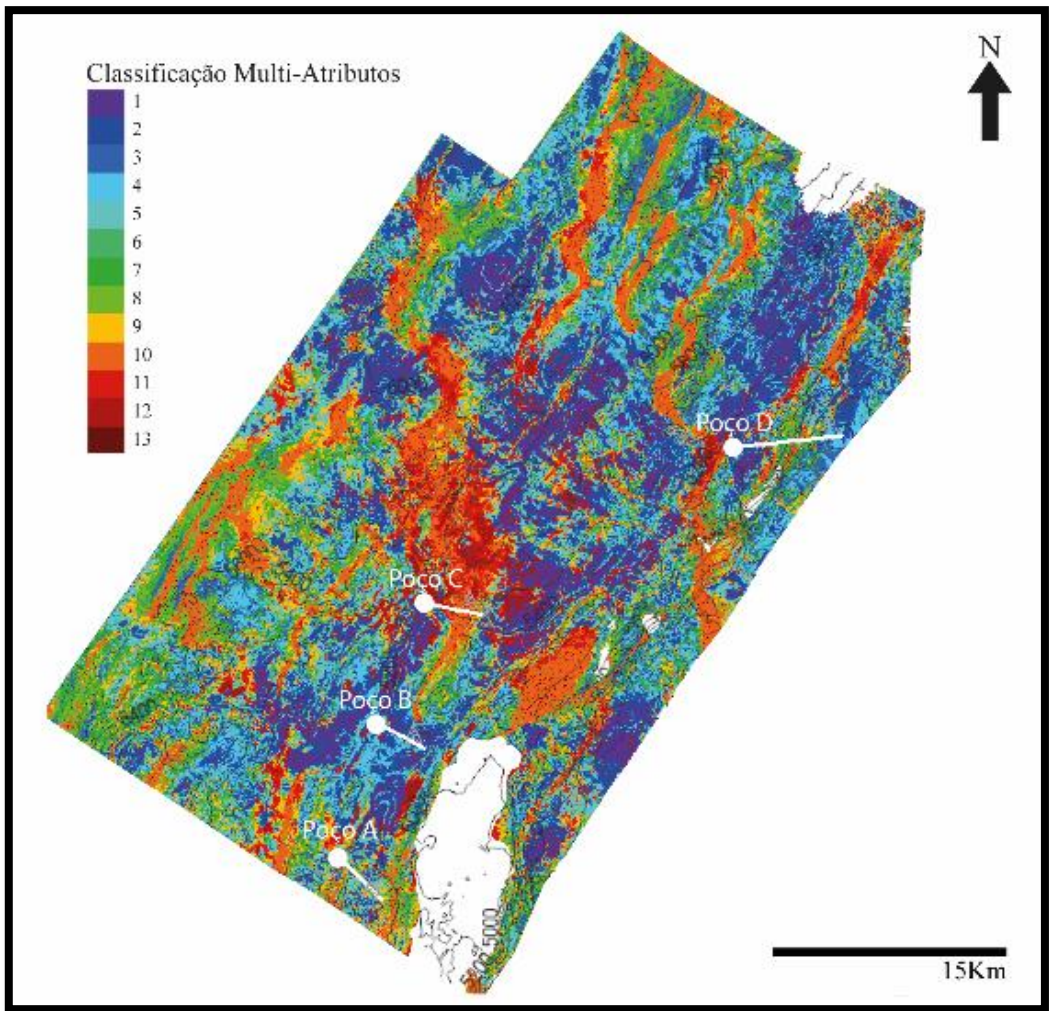


Figura 23: Representação em mapa, sobre a superfície Base do Sal, do resultado de classificação de sismofácies multi-atributos. Os poços estão representados por círculos brancos.

A Figura 24 apresenta novamente o *crossplot* entre os volumes de vetores de componente principal (PCA) com maior representatividade individual do espaço amostral com o menor. Entretanto, agora os polígonos em branco associam as sismofácies oriundas da classificação com os padrões sísmicos observados. A intercalação das fácies 1, 2, 3, 4, 11, 12 estão associadas a intercalação de padrões sísmicos de plataformas carbonáticas, as fácies 5, 6, 7, 8, 9 estão associadas padrões sísmicos de *build-ups*, a fácies 10 está associada a padrões sísmicos de fácies de escorregamento, e a fácies 13 está associada a zonas com fraturamento.

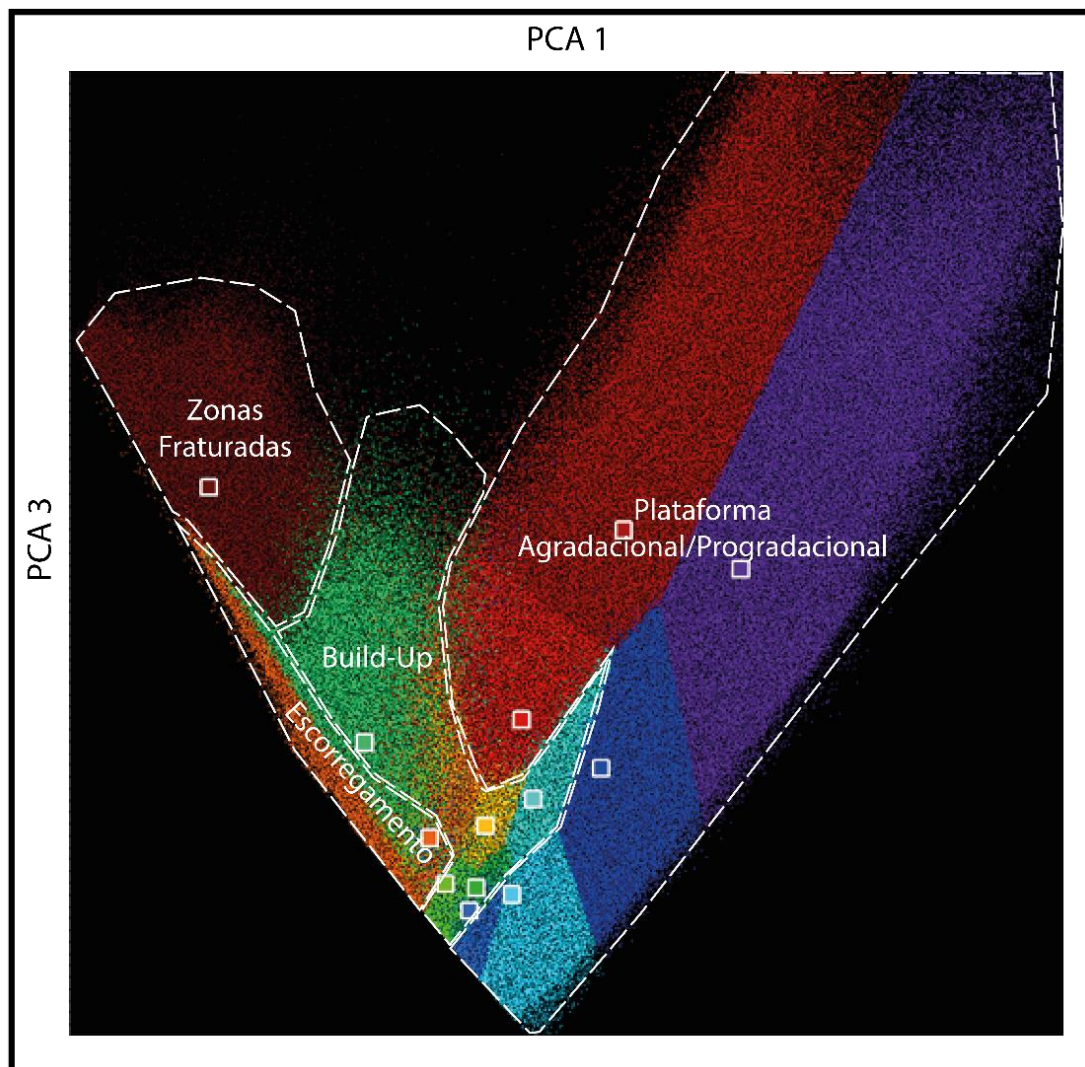


Figura 24: *Crossplot* entre os volumes de *PCA* e os *clusters* associados. Os polígonos em branco associam conjuntos de *clusters* resultantes da classificação de sismofácies com os padrões sísmicos de *build-up*, plataforma agradaciona/progradacional, escorregamentos e zonas fraturadas.

Também realizou-se a associação dos resultados de classificação de sismofácies com os resultados das análises dos perfis de poços (Figura 25 e Figura 26). Em relação a comparação das sismofácies com os perfis de porosidade e permeabilidade obtidos a partir dos perfis de ressonância magnética (TCMR) e nêutron, pode-se observar que as sismofácies que são associadas aos padrões sísmicos de *build-ups* apresentam em média as melhores porosidades e permeabilidades entre 8% e 10% e 7,9 mD e 27,47 mD, respectivamente.

A sismofácies associada a padrões sísmicos de escorregamento também apresenta porosidades e permeabilidades médias consideravelmente boas, 11% e 21,36 mD, respectivamente. Já nos padrões sísmicos de plataformas agradacionais ou progradacionais, ocorrem dois conjuntos de sismofácies distintos. Um com as porosidades e permeabilidades mais baixas da área, variando entre 6% e 8% e 3,1mD e 15,86mD, respectivamente, representado por cores frias e outro conjunto, representado por cores quentes, possui sismofácies bastante porosas e permeáveis, variando entre 11% e 12% e 21,36 mD e 25,83 mD.

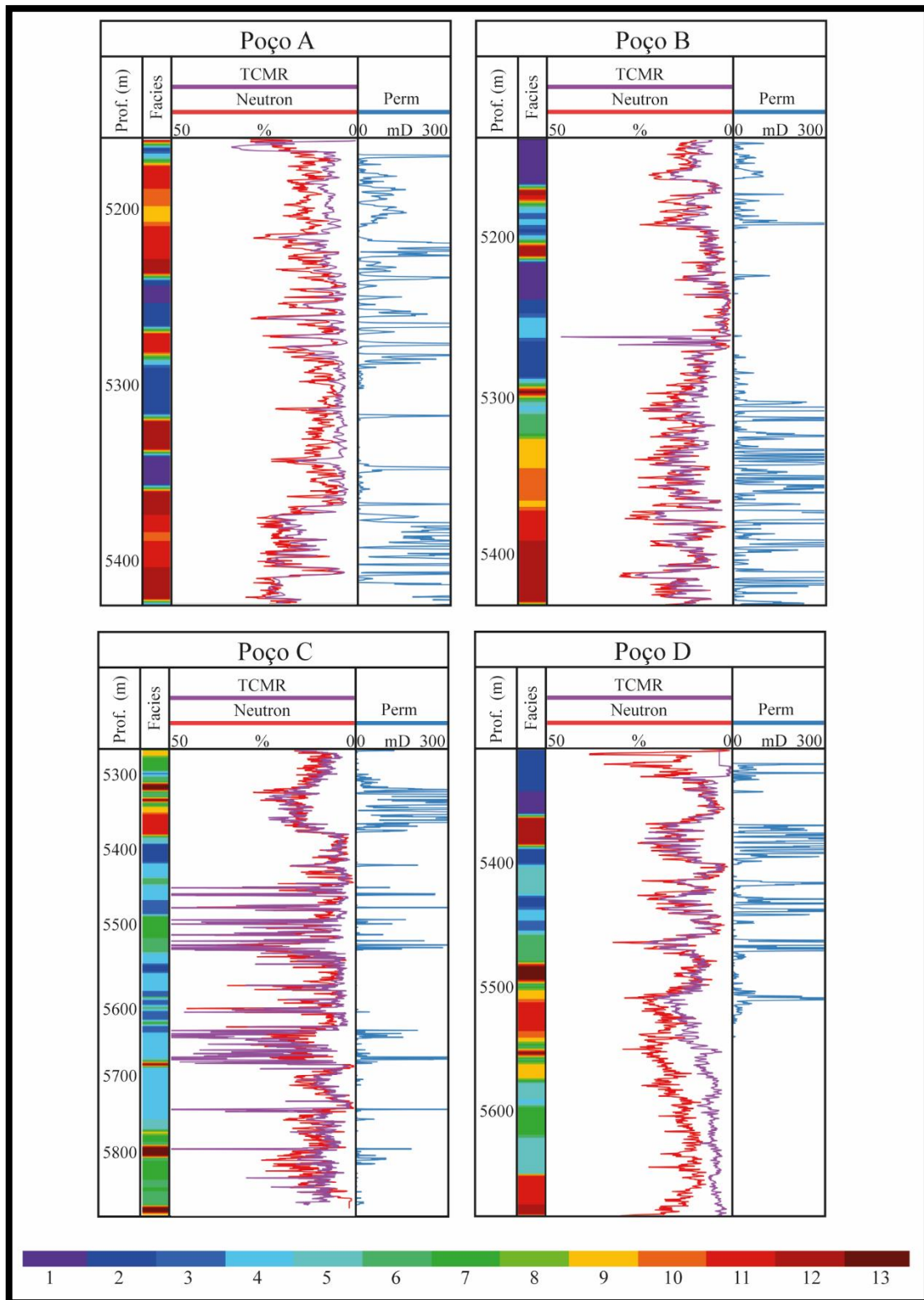


Figura 25: Resultado da classificação de sismofácies comparado com os perfis de porosidade neutrônica e TCMR (obtido a partir do perfil de ressonância) e do perfil de permeabilidade estimado a partir do perfil TCMR.

Classificação de Sismofácies	Padrões Sísmicos	Porosidade Média	Permeabilidade Média
1	Plataforma Agradacional/ Progradacional	6%	3,1 mD
2		6%	2,44 mD
3		8%	5,58 mD
4		8%	15,86 mD
5	Build-Up	8%	27,47 mD
6		10%	18,88 mD
7		8%	7,9 mD
8		9%	11,89 mD
9		10%	18,86 mD
10	Escorregamento	11%	21,36 mD
11	Plataforma Agradacional/ Progradacional	12%	25,83 mD
12		11%	8,34 mD
13	Zonas Fraturadas	10%	5,39 mD

Figura 26: Quadro demonstrativo da associação das sismofácies com os padrões sísmicos, de porosidades e de permeabilidades médias.

Também foi realizada a extração do atributo de máxima curvatura a partir do volume sísmico original na superfície da base do sal para análise do comportamento das feições de altos e baixos estruturais no topo da seção sag, além da observação de falhas (Figura 27). As regiões em cores mais claras representam valores de alta curvatura, ou seja, regiões próximas de anticlinais que podem estar conectadas a padrões sísmicos de *build-ups* ou de escorregamentos. Já as regiões em cores mais escuras representam locais planos que podem ser altos ou baixos estruturais, que estão conectados a padrões sísmicos de plataformas agradacionais/progradacionais ou deposição de finos de fundo.

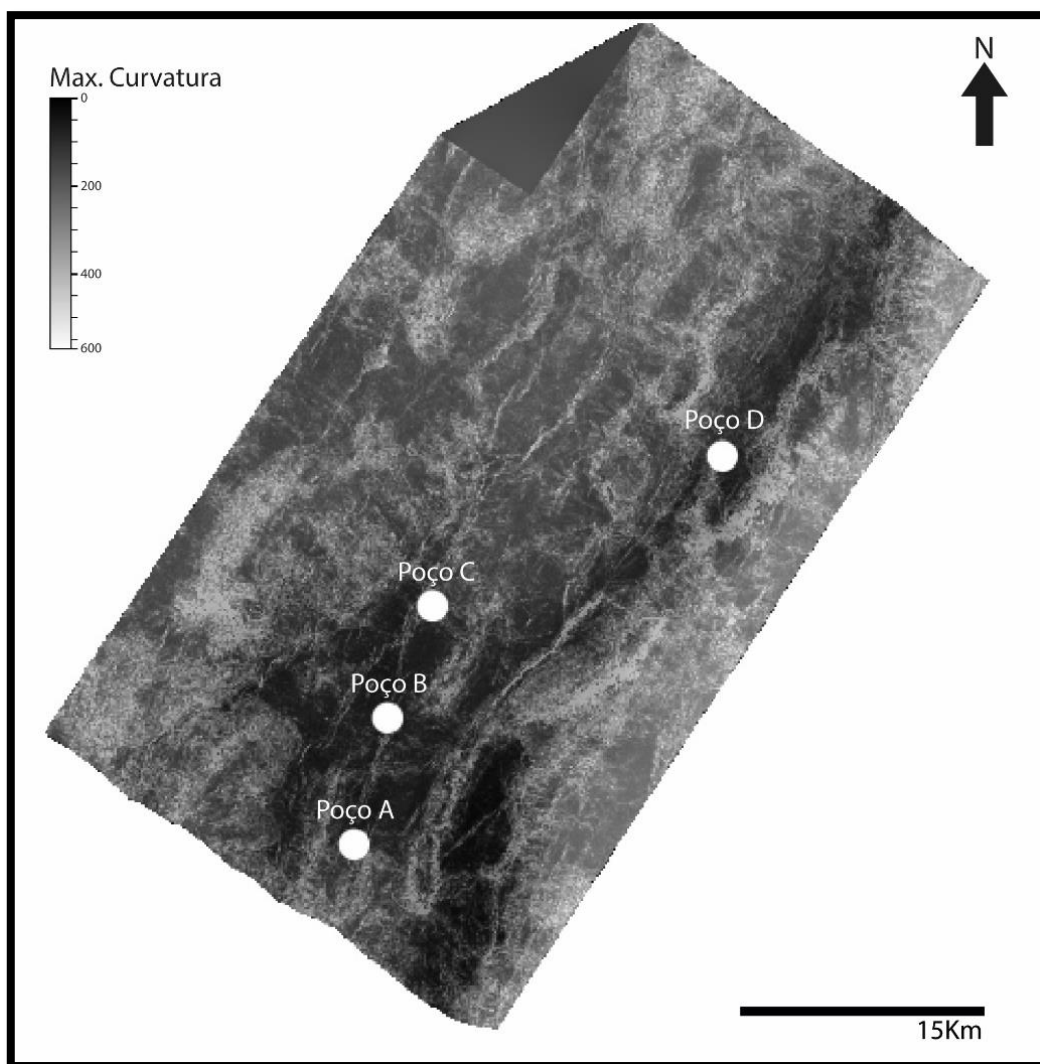


Figura 27: Atributo de máxima curvatura extraído sobre a superfície da base do sal.

Como resultado da análise conjunta dos resultados da classificação de sismofácies e do mapa de curvatura, foram interpretados sobre a superfície da base do sal os possíveis domínios de padrões sísmicos (Figura 28) e em seção na *inline* 4623 (Figura 29).

Este mapa, que reflete o zoneamento vertical, e a seção corroboram com as proposições de que as regiões de padrões sísmicos de *build-ups* encontram-se nas bordas dos falhamentos principais na direção SW-NE e também na borda de possíveis falhamentos gerados por zonas de transferência com sentido N-S. Além disso, também se observam esses padrões em altos locais de regiões de baixos estruturais, como *build-ups* isolados. As litologias possivelmente associadas são estromatólitos/*shrubs*.

Os padrões sísmicos de plataforma carbonática agradacional/progradacional encontram-se em regiões planas ou de rampa suave tanto de altos estruturais como de baixos estruturais. Possivelmente, em baixos estruturais há predomínio de sedimentação carbonática mais pelítica, enquanto nos altos estruturais predomina a sedimentação carbonática gerada por tapetes microbiais ou precipitação esferulítica.

Os padrões sísmicos de escorregamento encontram-se sempre na porção baixa em bordas de falhamentos e, possivelmente, estão relacionadas a fácies de retrabalhamento por ondas e erosão sub-aérea em épocas de rebaixamento do nível d'água das lagunas da fase sag. As litologias provavelmente associadas são *grainstones*, *packstones* e *wackestones* com intraclastos estromatolíticos e com esferulitos.

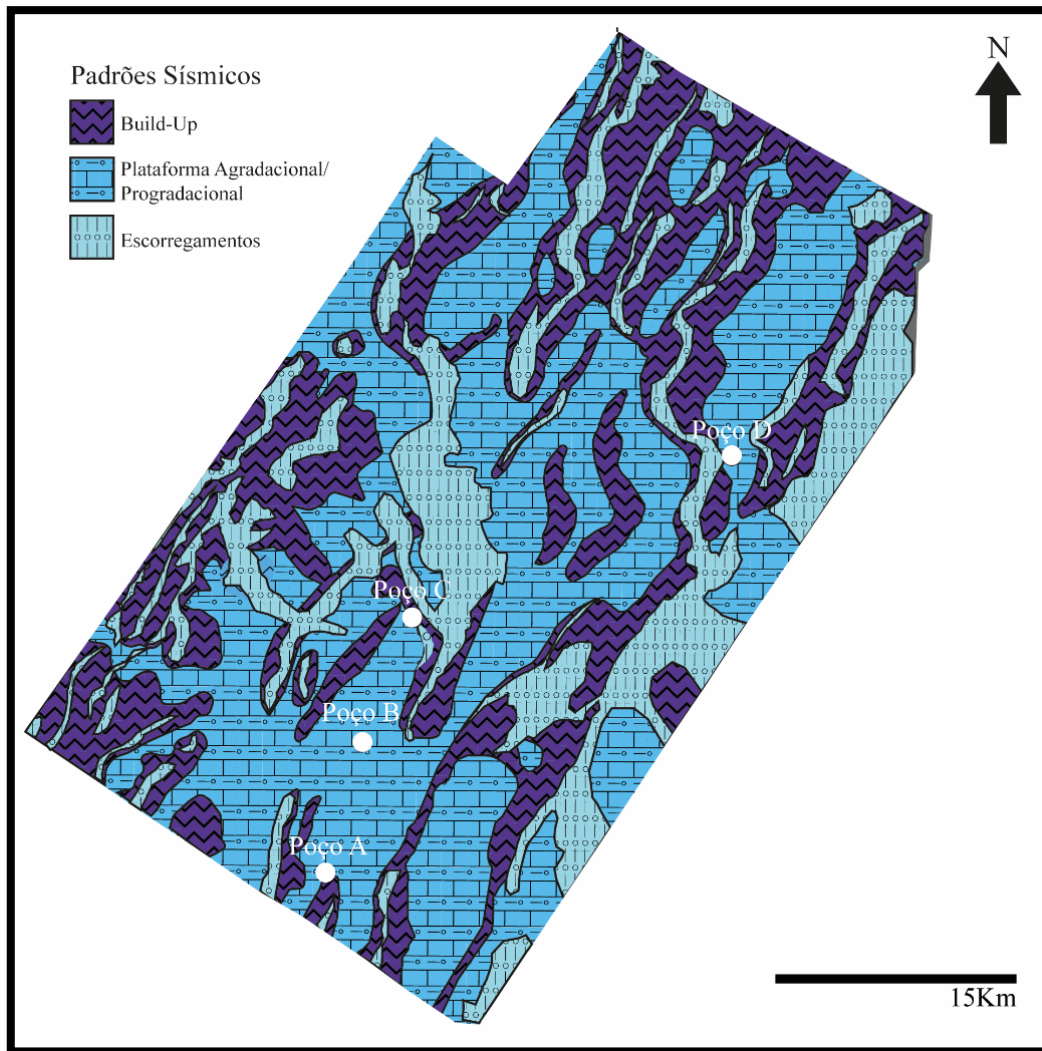


Figura 28: Zoneamento de padrões sísmicos na área de estudo. Os poços estão representados por círculos brancos.

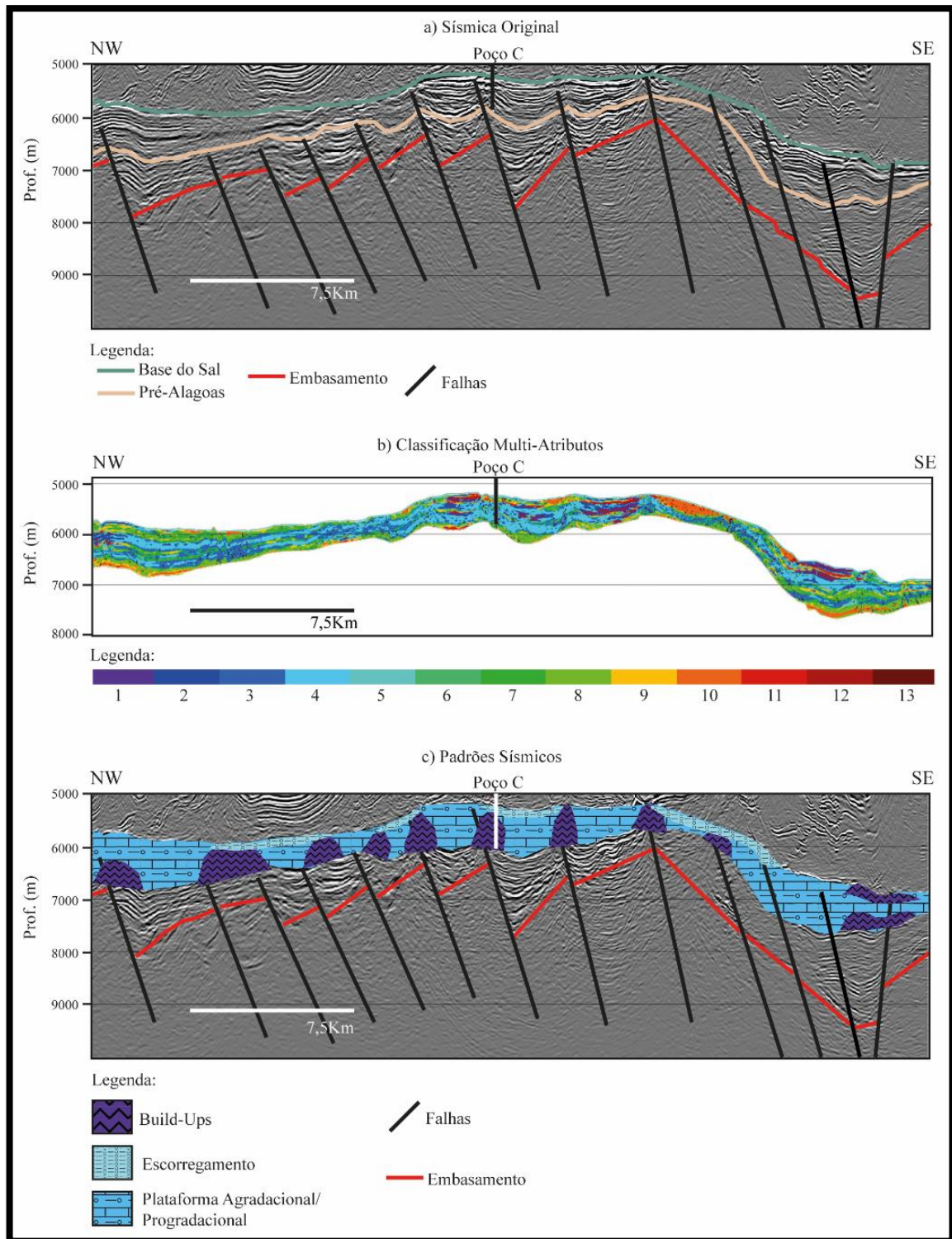


Figura 29: Zoneamento de padrões sísmicos na IL 4623. a) mostra a sísmica original; b) mostra a classificação de sísmofácies; e c) mostra o zoneamento de padrões sísmicos.

Por fim, a Figura 30 apresenta o mapa de *Hit Count* extraído sobre a superfície da base do sal para representar a confiabilidade do dado sísmico e, conseqüentemente, da classificação de sísmofácies multi-atributos e o zoneamento de padrões sísmicos na região de estudo. Com pode ser observado,

locais com cores mais próximas ao vermelho são mal imageados, enquanto locais com cores mais próximas ao azul são bem imageados. Os polígonos em tracejado representam as áreas com melhor imageamento mais contínuas e onde se tem a melhor credibilidade dos resultados.

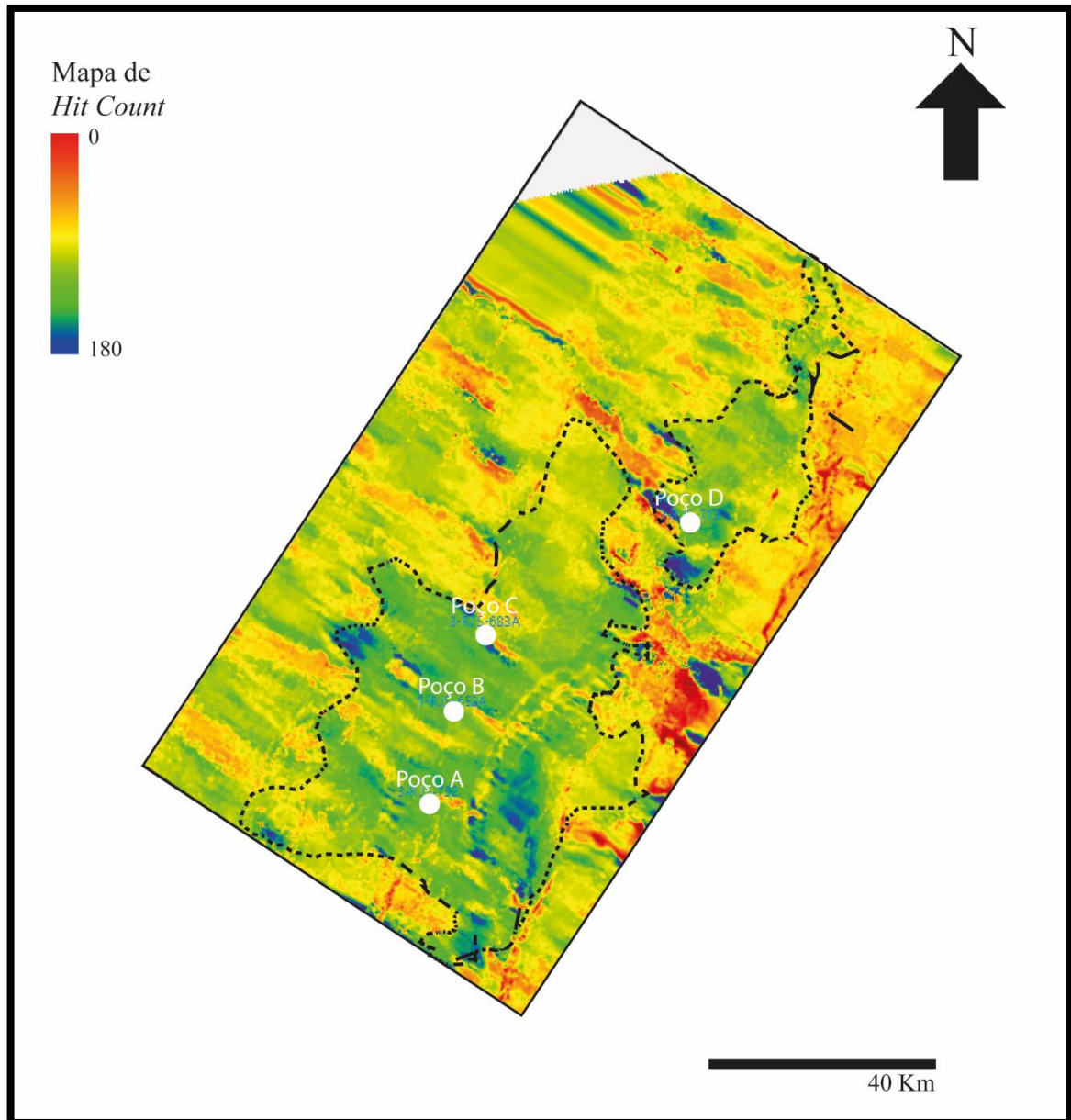


Figura 30: Mapa de *Hit Count* extraído sobre a superfície base do sal como forma de representação da confiabilidade na área de estudo.

6. Conclusões

A classificação de sismofácies através do método de *k-means clustering* associada a análise individual de atributos sísmicos para identificação de feições sísmicas permitiu a caracterização qualitativa e quantitativa dos reservatórios da fase sag da região do estudo.

A análise individual dos padrões sísmicos permitiu a identificação de três classes na região: o padrão de *build-up* que caracteriza-se por apresentar texturas sísmicas caóticas em todos os atributos analisados além de geométrica externa cônica bem definida, bastante fraturamento interno e intercalação de camadas de impedância baixas a médias; o padrão de plataforma agradacional/progradacional que se caracteriza por apresentar refletores plano-paralelos bem definidos quando agradacional e forma lobada quando progradacional, ambas com pouco fraturamento interno e intercalação de camadas de altos e baixos valores de impedância acústica; e o padrão de escorregamento que caracteriza-se por apresentar textura interna caótica e com médios a baixos valores de impedância acústica.

Os resultados da classificação de sismofácies discriminaram melhor esses padrões sísmicos tanto em seção, como no mapa gerado pelos valores extraídos na superfície da base do sal, que representa o topo dos reservatórios da fase sag. A associação das sismofácies 1, 2, 3, 4, 11, 12 ocorrem nas regiões planas ou de rampa suave dos altos e baixos estruturais representando os padrões sísmicos de plataforma agradacional/progradacional, a associação de sismofácies 5, 6, 7, 8, 9 ocorrem nas bordas desses altos ou em altos locais representando o padrão de *build-ups* e, por fim, a sismofácies 10 ocorrem nas regiões de baixos estruturais próximos dos principais falhamentos representando o padrão de escorregamento.

Os poços A e B foram perfurados em áreas de padrões sísmicos e sismofácies de predominância de plataformas agradacionais/progradacionais. Enquanto, o poço C foi perfurado em uma região onde existe predominância de padrões e sismofácies de *build-up* na base e de escorregamento no topo. Já o poço D foi perfurado em uma área onde, na base predominam padrões e sismofácies de *build-up* e no topo predominam plataformas agradacionais/progradacionais. A análise combinada das sismofácies nos poços com os perfis de porosidade e permeabilidade permitiu determinar que as

sismofácies mais porosas e permeáveis são as associadas aos *build-ups* e feições de escorregamentos.

Por fim, a análise dos perfis e o mapa sobre a superfície da base do sal da classificação de sismofácies juntamente com o mapa de máxima curvatura permitiu a criação de um novo mapa do topo dos reservatórios da fase sag com o zoneamento das associações de padrões sísmicos na região do estudo para ajudar na identificação de novas áreas prospectivas.

7. Bibliografia

BARNES, A. E.; LAUGHLIN, K. J. **Investigation of methods for unsupervised classification of seismic data** SEG Technical Program Expanded Abstracts 2002. **Anais...** Society of Exploration Geophysicists, jan. 2002 Disponível em: <<http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1817152>>

BROWN JR., R. E.; FISHER, W. L. Seismic stratigraphy interpretation of depositional surfaces: examples from Brazilian rift and pull-apart basins. *In*: PAYTON, C. E. (Ed.). . **Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration**. Memoir 26 ed. Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, 1977. p. 213–248.

BUCKLEY, J. D.; BOSENCE, D. W.; ELDERS, C. F. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. **Geological Society, Special Publications**, v. 418, p. 1–17, 2015.

BUENO, G. V. Diacronismo de Eventos no Rifte Sul Atlântico. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 12, n. 2, p. 203–229, 2004.

CHANG, H. K. *et al.* Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2, p. 29–46, 2008.

GERSZTENKORN, A.; MARFURT, K. J. Eigenstructure-based coherence computations as an aid to 3-D structural and stratigraphic mapping. **Geophysics**, v. 64, n. 5, p. 1468–1479, 1999.

JESUS, C. *et al.* **Mapping of carbonate mounds in the Brazilian presalt zone** SEG Technical Program Expanded Abstracts 2017. **Anais...** Society of Exploration Geophysicists, 17 ago. 2017 Disponível em: <<http://library.seg.org/doi/10.1190/segam2017-17789870.1>>

KATTAH, S.; BALABEKOV, Y. Seismic facies/geometries of the pre-salt limestone units and newly-identified exploration trends within the Santos and Campos basins, Brazil. **Sbgf**, p. 288–293, 2015.

KOHONEN, T. **Self-Organization and Associative Memory**. Second ed. Berlin,

Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1989. v. 8

MACQUEEN, J. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. **Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability**, v. 1, n. 233, p. 281–297, 1967.

MOREIRA, J. L. P. *et al.* Bacia de Santos. **Boletim de Geociencias da Petrobras**, v. 15, n. 2, p. 531–549, 2007.

NIKRAVESH, M.; ADAMS, R. D.; LEVEY, R. A. Soft computing: Tools for intelligent reservoir characterization (IRESC) and optimum well placement (OWP). **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 29, n. 3–4, p. 239–262, 2001.

PORTA, G. DELLA. Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature. **Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production**, p. 418, 2015.

RUSSELL, B.; HAMPSON, D. **Comparison of poststack seismic inversion methods** SEG Technical Program Expanded Abstracts 1991. **Anais...Society of Exploration Geophysicists**, jan. 1991 Disponível em: <<http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1888870>>

SALLER, A. *et al.* Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. **AAPG Bulletin**, v. 100, n. 7, p. 1135–1164, 2016.

SONG, C. *et al.* Unsupervised seismic facies analysis with spatial constraints using regularized fuzzy c-means. **Journal of Geophysics and Engineering**, v. 14, n. 6, p. 1535–1543, 1 dez. 2017.

SZATMARI, P.; MILANI, E. J. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift. **Marine and Petroleum Geology**, v. 77, p. 567–596, 2016.

TANER, M. T.; KOEHLER, F.; SHERIFF, R. E. Complex seismic trace analysis. **Geophysics**, v. 44, n. 6, p. 1041–1063, 1979.

WRIGHT, V. P. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. **Geological Society, London**,

Special Publications, p. 39–47, 2012.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 418, n. 1, p. 209–219, 2015.

ZALÁN, P. *et al.* **An Entirely New 3-D View of the Crustal and Mantle Structure of a South Atlantic Passive Margin – Santos, Campos and Espírito Santo Basins, Brazil**AAPG Annual Conference and Exhibition. **Anais...**Houston: American Association of Petroleum Geologists, 2011

ZHAO, T. *et al.* A comparison of classification techniques for seismic facies recognition. **Interpretation**, v. 3, n. 4, p. SAE29-SAE58, 2015.

**Apêndice A - Unsupervised Seismic Facies
Classification Applied to a Pre-Salt Carbonate Reservoir,
Santos Basin, Offshore Brazil**

1 **Title**

2 **Unsupervised Seismic Facies Classification Applied to a Pre-Salt Carbonate Reservoir, Santos**
3 **Basin, Offshore Brazil**

4 **Authors and Addresses**

5 Danilo Jotta Ariza Ferreira^{1*} danioloariza@id.uff.br

6 Igor de Andrade Neves¹ igor_neves@id.uff.br

7 João Paulo Rodrigues Zambrini¹ joaozambrini@gmail.com

8 André Luiz Ferrari¹ andreluizferrari@id.uff.br

9 Luiz Antonio Pierantoni Gamboa¹ lgamboa@id.uff.br

10 Maria Olho Azul Martins² mariaolhoazul@petrogalbrasil.com

11 Wagner Moreira Lupinacci¹ wagnerlupinacci@id.uff.br

12 ¹Department of Geology and Geophysics, Universidade Federal Fluminense, Brazil;

13 ²Petrogal Brasil.

14 **Abstract**

15 Mapping of seismic and lithological facies is a very complex process, especially in regions with low
16 seismic resolution due to extensive salt layers, even when only an exploratory view of the distribution of
17 the reservoir facies is required. The aim of this study was to apply multi-attribute analysis using an
18 unsupervised classification algorithm to map the carbonate facies of an exploratory pre-salt area located
19 in the Outer High region of the Santos Basin. The interval of interest is the Barra Velha Formation,
20 deposited during the Aptian, which represents an intercalation of travertines, stromatolites, grainstones
21 and spherulitic packstones, mudstones and authigenic shales, which were deposited under hypersaline
22 lacustrine conditions during the sag phase. A set of seismic attributes, calculated from a post-stack
23 seismic amplitude volume, was used to characterize geological and structural features of the study area.
24 We applied k-means clustering in an approach for unsupervised seismic facies classification. Our results

25 show that at least three seismic facies can be differentiated, representing associations of build-up
26 lithologies, aggradational/progradational carbonate platforms, and debris facies. We quantitatively
27 evaluated the seismic facies against petrophysical properties (porosity and permeability) from available
28 well logs. Seismic patterns associated with the lithologies helped identify new exploration targets.

29 **Introduction**

30 The Santos Basin is one of the largest sedimentary basins in Brazil, covering an area of approximately
31 350,000 km² (~ 217480 mi). It is limited to the north by Cabo Frio High, which separates it from the
32 Campos Basin, and to the south by the Florianopolis High, which separates it from the Pelotas Basin.
33 Three evolutionary phases of the basin are recognized (Moreira et al., 2007): the rift phase, the sag phase,
34 and the drift phase.

35 The pre-salt reservoirs of the Santos Basin occur in both rift and sag phases, mainly in structural high
36 regions. The main structural high of the basin is the Outer High (Gomes et al., 2002; 2008), which formed
37 during a series of uplifts and erosions of rift shoulders during the Barremian period. Distal positioning
38 of this structural high led to low siliciclastic sedimentation that, in turn, induced pre-salt carbonate
39 sedimentation in the region during the Aptian.

40 According to Szatmari and Milani (2016), the carbonate rocks of the Barra Velha Formation, upper sag
41 phase, represent the largest non-marine carbonate reservoirs in the world (reaching more than 500 m -
42 1640,42 mi - in thickness), which were deposited in shallow highly alkaline lacustrine environments.
43 Eruptions of basaltic lavas began in the rift phase and continued to occur intercalated with rocks of the
44 sag phase, such as magnesium-rich authigenic shales, travertines, stromatolites, grainstones, and
45 spherulitic packstones and mudstones. This recurrent volcanic and associated hydrothermal activity in
46 the lacustrine environment of the sag phase, together with erosion and leaching by superficial and
47 subterranean water-mediated flow of elements such as Ca, Mg and SiO₂ from the surrounding volcanic
48 terrain, provided the necessary conditions for deposition of non-marine carbonate facies. These

49 lithologies eventually underwent subaerial exposure and wave reworking. In addition, through diagenetic
50 CO₂-leaching of interdigitated volcanic rocks in the sequence, intense karstification of the reservoirs
51 occurred, which increased porosity and permeability.

52 Wright (2012) reviewed several examples of lacustrine microbial carbonates, creating a facies
53 distribution, architecture, composition, and diagenesis model for these environments. He suggests that
54 these facies can be divided into four main types: (1) extensive carbonate platforms formed by microbial
55 mats that have a plane-parallel architecture composed of bioherms or biostromes; (2) hydrothermal
56 activity-controlled carbonate build-ups at the edge of faults and isolated highs; (3) carbonate platform
57 facies controlled by topography and bathymetry presenting aggradational or progradational architecture;
58 and (4) mudstones and fine siliciclastic facies of lake bottoms. However, Wright and Barnett (2015) later
59 proposed an abiotic model for the formation of these carbonates based on lake shallowing cycles,
60 saturation of elements such as Ca, Mg and SiO₂, and water Ph variation.

61 Della Porta (2015) also conducted a literature review on non-marine carbonate sedimentation and pointed
62 out that build-up facies and microbial mats are generally constituted of boundstones or cementstones and
63 that the detrital facies laterally associated with build-up eroded by waves or subaerial exposure are
64 composed of pellets, spherulites or intraclasts of stromatolites and travertines. The associated lithologies
65 are packstones, grainstones or floatstones.

66 The lacustrine carbonate facies of the sag phase in the Santos and Campos Basins have been associated
67 with seismic facies in the regions of the Sapinhoá, Carcará, Itaipava and Sagitário fields (by Kattah and
68 Balabekov, 2015) and in the Sugar Loaf High (by Buckley et al., 2015). The seismic facies observed by
69 these authors were generally classified as: carbonate platforms of great areal extension characterized by
70 parallel to sub-parallel reflectors of moderate amplitude and with aggradational or progradational
71 architecture; isolated build-ups nucleated above carbonate platforms and characterized by chaotic
72 reflectors of moderate to low amplitude; build-up alignments along main faulting zones; or carbonate

73 strings with evaporites around the bodies and reworking of facies by currents or sub-aerial exposure,
74 characterized by chaotic to progradational reflectors with low to moderate amplitudes.

75 Saller et al. (2016) characterized the pre-salt rocks of the Kwanza Basin as seismic facies of carbonate
76 platforms and fault-aligned build-ups, comprising shrubby boundstones and spherulitic grainstones with
77 intraclasts. These latter two facies types represent the best reservoir facies, which are intercalated with
78 wackestones and packstones with intergranular dolomite. Microbial boundstones predominate in isolated
79 build-up seismic facies, which are intercalated with wackstones, packstones and grainstones composed
80 of microbialite fragments. Seismic facies present in deeper regions of the sag phase are composed of
81 stevensitic mudstones, with or without the presence of spherulites.

82 Seismic facies classification involves identifying patterns accounting for the variability among seismic
83 attributes, thereby revealing information about geological features (Song et al., 2017). Generally,
84 associated algorithms compare seismic attribute traces in an interval to generate clusters (Barnes and
85 Laughlin, 2002). Importantly, the clusters reflect all the signals contained in the input data, i.e., they can
86 represent the continuity associated with geological and structural features, the redundancy related to
87 strong correlations between attributes, and the noise created by artifacts that interfere with any
88 classification process (Coléou et al., 2003).

89 Jesus et al. (2017) performed a very successful evaluation of a pre-salt reservoir area in the Santos Basin
90 using hybrid spectral decomposition, maximum curvature, and coherence attributes in an unsupervised
91 classification using self-organizing maps (SOM) approach, the objective of which was to individualize
92 carbonate mounds, effectively demonstrating the feasibility of unsupervised classification methodologies
93 for pre-salt areas.

94 Critical analyses of applied seismic attributes and reconstruction of the depositional model of a study
95 area are essential to validate any classification process by unsupervised classification algorithms of a
96 reservoir. Our objective was to identify geological and structural features and to perform a qualitative

97 and quantitative characterization of the carbonate reservoirs of the Barra Velha Formation, focusing on
98 an exploratory area located in the Outer High of the Santos Basin (Figure 1). To do this, we analyzed
99 three seismic attributes and generated a multi-attribute seismic facies classification using k-means
100 clustering.

101 **Methodology**

102 Our dataset consisted of a post-stack seismic volume and well logs from four wells provided by the
103 company Galp Energia. A pre-stack depth migration flow was performed focused in imaging of pre-salt
104 layers and basically consisted of initial velocity model building, three sediment tomography stages: salt
105 flood, intra salt and pre-salt, final Kirchhoff migration, residual multiple reduction, stacking and post-
106 stack processing. The region of the seismic survey, well locations and inlines/arbitrary lines represented
107 in this study are shown in Figure 2. Principal component analysis (PCA) was employed to aid in the
108 determination of attributes to be used and multi-attribute classification of the seismic facies was
109 performed using a k-means clustering algorithm (both detailed below).

110 Depositional characteristics of lacustrine carbonate environments and, more specifically, analogues of
111 the Santos, Campos and Kwanza Basin sag phases were used to create a conceptual model of the
112 reservoirs to assist in our seismic facies characterization of the Barra Velha Formation. A preconditioning
113 workflow was applied before the seismic inversion to improve resolution and to increase the signal-to-
114 noise ratio. This workflow consisted of applying filters to remove noise and to recover the attenuation
115 effects (described in Lupinacci et al., 2017).

116 Seismic interpretations of the top and bottom of the Barra Velha Formation, represented respectively by
117 the Upper Aptian (base of salt layer) and Lower Aptian (Pre-Alagoas) surfaces, were performed
118 according to seismic reflection termination patterns that indicate sequence limits and surfaces delimiting
119 seismic units and depositional system tracts, with the most commonly used being onlap, downlap, toplap,
120 lapout, truncation and conformity. Seismic reflections preserve the geological factors that generated

121 them, such as stratification, lithology and depositional features (Brown Jr. and Fisher, 1977). The
122 interpreted seismic-stratigraphic horizons in an inline are shown in Figure 3.

123 We then studied the seismic patterns using amplitude seismic data and several seismic attributes
124 calculated from amplitude, phase and frequency for our unsupervised facies classification. Finally, we
125 selected three attributes that best represented geological meaning to be employed: two stratigraphic
126 attributes (acoustic impedance and envelope) and one structural attribute (high-resolution eigen structure-
127 based coherence). Acoustic impedance was derived using the model-based method defined by Russell
128 and Hampson (1991), the envelope was calculated from the method proposed by Taner et al. (1979), and
129 our estimate of the high-resolution eigen structure-based coherence followed the method proposed by
130 Gersztenkorn and Marfurt (1999). This analysis identified three seismic patterns of the lacustrine
131 carbonate depositional sub-environments: build-ups, debris facies, and aggradational or progradational
132 carbonate platforms. Type representations of those seismic patterns and their features are provided in
133 Figure 4.

134 Following the observation of the seismic patterns in the selected attributes, we performed an
135 unsupervised seismic facies classification using k-means clustering method in conjunction with principal
136 component analysis (PCA). Zhao et al. (2015) defined PCA as a data projection technique that aims to
137 reduce the size of the sample space to be classified by identifying the main components (or higher
138 variance directions), called eigenvectors, thereby reducing redundancy and noise of the sample space.
139 Definition of the eigenvectors consisted of a cross-correlation analysis among all input volumes and
140 identification of the vector with the greatest variance. This vector was then re-scaled and subtracted from
141 the original sample space, before a second main component vector was calculated from within the
142 residual sample space. This process was repeated until all vectors representing the dataset had been
143 established. Then, user-defined eigenvectors, the ones that represent the most percentage of the sample
144 space, were used in the classification algorithm.

145 The first stage of the k-means clustering algorithm (Macqueen, 1967; Zhao et al., 2015) begins with
146 choosing the number of facies or clusters into which the sample space will be divided. The seed points
147 of each cluster are randomly positioned in the sample space and the Euclidean distances between the
148 seeds and the data points in the sample space are calculated. Then, the data points in the sample space
149 are associated with the cluster represented by the nearest seed point. Finally, the seed points are centered
150 in relation to the cluster of data points that they represent, and new iterations of this process are performed
151 until the association of each data point in the sample space with a given cluster is well defined.

152 For our study, the input volumes in the unsupervised classification algorithm were the volumes resulting
153 from the analysis of principal components performed with the three volumes of selected attributes:
154 acoustic impedance, envelope and high-resolution eigen structure-based coherence.

155 Table 1 shows that there is little redundancy among the seismic attributes, given the low values of the
156 cross-correlation matrix. The cross-correlation matrix in Table 2 shows that the sample space is largely
157 represented by each of the individual PCA volumes used in our k-means classification algorithm. Even
158 though the number of PCA eigenvectors is equal to the number of seismic attributes we used, they can
159 still better represent with greater geological coherence the original sample space, further reducing the
160 low redundancy between attributes and limiting the influence of noise in the dataset.

161 We performed our multi-attribute seismic facies classification with k-means clustering using thirteen
162 seeds, with this number being based on a trial and error approach where several cluster numbers were
163 attempted between 3 to 20 clusters. Each result was visually evaluated and compared with the seismic
164 patterns recognized in the amplitude seismic data to choose the cluster number that best related to
165 geological and structural features. The workflow we used is summarized in Figure 5.

166 **Results and Discussion**

167 A comparison of the seismic patterns and the results of our unsupervised multi-attribute seismic facies
168 classification for inlines (NW-SE) perpendicular to the main directions of syn-rift faults of the Santos

169 Basin are shown in Figure 6. In Figure 7 we show this comparison for arbitrary lines (SW-NE) parallel
170 to the largest syn-rift faults. In addition, we show in Figure 8 the results of our multi-attribute seismic
171 facies classification for the surface of the Upper Aptian. These three figures show that seismic facies 1,
172 2, 3, 4, 11 and 12 predominate in the flat or soft ramp regions of structural highs, whereas the seismic
173 facies 5, 6, 7, 8, 9 and 10 predominate on the edges of these highs or in local highs. Seismic facies 1, 2,
174 3, 4, 10, 11 and 12 also occur in structural lows.

175 Wells 1 and 2 were drilled in areas of aggradational/progradational platforms, where the results of our
176 multi-attribute seismic classification point to intercalation of seismic facies 1, 2, 3, 4, 11 and 12. Well 3
177 was drilled in a region with a preponderance of build-ups in the basal and intermediate portions and
178 debris facies at the top. The results of our seismic classification for the area of this well indicate that
179 intercalation of seismic facies 5, 6, 7, 8 and 9 occur in the basal and intermediate parts, and that seismic
180 facies 10 predominates as the top. Well 4 was drilled in an area consisting largely of build-ups at the base
181 and aggradational/progradational platforms at the top. Our multi-attribute seismic facies classification
182 reveals a predominance of seismic facies 5, 6, 7, 8 and 9 at the basal part of this area and seismic facies
183 1, 2, 3, 4, 11 and 12 at the top.

184 Figure 9 shows a cross plot for the PCA eigenvectors, revealing individual representability in the sample
185 space. The white polygons link the multi-attribute seismic facies with observed seismic patterns. As can
186 be noted, the clusters discriminate very well seismic patterns even if few overlapping exists. Seismic
187 facies 1, 2, 3, 4, 11 and 12 are associated with intercalations of carbonate platforms. Seismic facies 5, 6,
188 7, 8 and 9 represent build-ups. Seismic facies 10 reflects debris facies and seismic facies 13 is associated
189 with fracture zones.

190 We present correlations of our multi-attribute seismic facies classification with well log analysis in Table
191 3 and Figure 10. This comparison of the seismic facies with porosity and permeability was done by
192 analyzing mean porosity and permeability values, obtained from the magnetic resonance (TCMR) and

193 neutron well logs, with the multi-attribute seismic facies present in the well locations. These results show
194 that seismic facies 5, 6, 7, 8 and 9 (i.e., associated with build-ups) collectively exhibit mean porosity of
195 9% and mean permeability of 17 millidarcy. Seismic facies associated with debris patterns present mean
196 porosity and mean permeability values of 11% and 21.3 millidarcy, respectively.

197 Aggradational/progradational carbonate platforms exhibit two sets of seismic facies; one with the lowest
198 values of porosity and permeability (7% and 6.7 millidarcy, respectively, represented by seismic facies
199 1, 2, 3 and 4), and another set with the highest porosity and permeability values (11.5% and 17 millidarcy,
200 represented by seismic facies 11 and 12).

201 Conceptual geological models for the study area generated through the zonation of seismic patterns
202 related to their multi-attribute seismic facies, as established in Figure 9, for the Upper Aptian surface and
203 inline 3424 are shown in Figures 11 and 12, respectively. These models support the idea proposed by
204 several previous studies (Wright, 2012; Della Porta, 2015; Saller et al., 2016) that the seismic patterns of
205 build-ups predominantly lie at the edges of the SW-NE faults, but can also be observed at local highs as
206 isolated build-ups, possibly with stromatolites/shrubs as associated lithologies.

207 The aggradational/progradational carbonate platforms seismic patterns are found in flat or soft ramp
208 regions of both structural highs and structural lows. These carbonate platforms in the structural lows may
209 be connected to muddier carbonate lithologies whereas, in the structural highs, they are connected to the
210 carbonate sedimentation originating from microbiological mats or spherulitic precipitation.

211 Finally, the debris seismic patterns are always in the lower terrain near the edges of faults and are possibly
212 related to wave or subaerial reworking of facies during periods of lower lacustrine water levels. The

213 lithologies associated with debris seismic patterns are probably grainstones, packstones and wackestones
214 with stromatolitic and spherulitic intraclasts.

215 **Conclusions**

216 We generated an unsupervised multi-attribute seismic facies classification using a k-means clustering
217 approach based on seismic attributes to identify seismic patterns and to facilitate qualitative and
218 quantitative characterization of the sag phase reservoirs in the study area. We could identify and
219 characterize three seismic patterns based on their seismic facies: build-ups, aggradational/progradational
220 carbonate platforms, and debris facies. By comparing our multi-attribute seismic facies classification and
221 well log data we could establish that the most porous and permeable multi-attribute seismic facies are
222 those associated with patterns of build-ups, low impedance aggradational/progradational carbonate
223 platform layers and debris facies. The results of our multi-attribute seismic facies classification allowed
224 us to build a map of the top level of the reservoirs and a section view of the sag phase reflecting seismic
225 pattern associations in the region to predict the best prospective drilling areas.

226 **Acknowledgements**

227 The authors thank Petrogal Brasil for providing field data and financial support for this research.

228 **References**

- 229 Barnes, A. E., and K. J. Laughlin, 2002, Investigation of methods for unsupervised classification of
230 seismic data, *in* SEG Technical Program Expanded Abstracts 2002: Society of Exploration
231 Geophysicists, p. 2221–2224, doi:10.1190/1.1817152.
- 232 Buckley, J. P., D. Bosence, and C. Elders, 2015, Tectonic setting and stratigraphic architecture of an
233 Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil: Geological
234 Society, London, Special Publications, v. 418, no. 1, p. 175–191, doi:10.1144/SP418.13.
- 235 Coléou, T., M. Poupon, and K. Azbel, 2003, Unsupervised seismic facies classification: A review and

236 comparison of techniques and implementation: *The Leading Edge*, v. 22, no. 10, p. 942–953,
237 doi:10.1190/1.1623635.

238 Gersztenkorn, A., and K. J. Marfurt, 1999, Eigenstructure-based coherence computations as an aid to 3-
239 D structural and stratigraphic mapping: *Geophysics*, v. 64, no. 5, p. 1468–1479,
240 doi:10.1190/1.1444651.

241 Gomes, P. O., B. Kilsdonk, J. Mincken, T. Grow, and R. Barragan, 2008, The outer high of the Santos
242 Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: pre-salt exploration outbreak, paleogeographic setting,
243 and evolution of the syn-rift structures: AAPG International Conference and Exhibition, Cape
244 Town, South Africa, v. 10193, no. January, p. 26–29.

245 Gomes, P. O., J. Parry, and W. Martins, 2002, The Outer High of the Santos Basin, Southern São Paulo
246 Plateau, Brazil: Tectonic Setting, Relation to Volcanic Events and some Comments on Hydrocarbon
247 Potential: *AAPG Search and Discovery*, p. 9.

248 Jesus, C., M. O. Azul, W. Lupinacci, and L. Machado, 2017, Mapping of carbonate mounds in the
249 Brazilian presalt zone, *in* SEG Technical Program Expanded Abstracts 2017: Society of Exploration
250 Geophysicists, p. 3298–3303, doi:10.1190/segam2017-17789870.1.

251 Kattah, S., and Y. Balabekov, 2015, Seismic facies/geometries of the pre-salt limestone units and newly-
252 identified exploration trends within the Santos and Campos basins, Brazil: *Sbgf*, p. 288–293,
253 doi:10.1190/sbgf2015-057.

254 Lupinacci, W. M., A. Peixoto de Franco, S. A. M. Oliveira, and F. Sergio de Moraes, 2017, A combined
255 time-frequency filtering strategy for Q-factor compensation of poststack seismic data:
256 *GEOPHYSICS*, v. 82, no. 1, p. V1–V6, doi:10.1190/geo2015-0470.1.

257 Macqueen, J., 1967, Some methods for classification and analysis of multivariate observations:
258 *Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, v. 1, no.

259 233, p. 281–297.

260 Moreira, J. L. P., C. V. Madeira, J. A. Gil, and M. A. P. Pinheiro, 2007, Bacia de Santos: Boletim de
261 Geociencias da Petrobras, v. 15, no. 2, p. 531–549.

262 Nikravesh, M., R. D. Adams, and R. A. Levey, 2001, Soft computing: Tools for intelligent reservoir
263 characterization (IRESC) and optimum well placement (OWP): Journal of Petroleum Science and
264 Engineering, v. 29, no. 3–4, p. 239–262, doi:10.1016/S0920-4105(01)00093-6.

265 Della Porta, G., 2015, Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing
266 depositional geometry, fabric types and geochemical signature: Microbial Carbonates in Space and
267 Time: Implications for Global Exploration and Production, p. 418, doi:10.1144/SP418.4.

268 Russell, B., and D. Hampson, 1991, Comparison of poststack seismic inversion methods, *in* SEG
269 Technical Program Expanded Abstracts 1991: Society of Exploration Geophysicists, p. 876–878,
270 doi:10.1190/1.1888870.

271 Saller, A., S. Rushton, L. Buambua, K. Inman, R. McNeil, and J. A. D. T. Dickson, 2016, Presalt
272 stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola: AAPG Bulletin, v.
273 100, no. 7, p. 1135–1164, doi:10.1306/02111615216.

274 Song, C., Z. Liu, H. Cai, Y. Wang, X. Li, and G. Hu, 2017, Unsupervised seismic facies analysis with
275 spatial constraints using regularized fuzzy c-means: Journal of Geophysics and Engineering, v. 14,
276 no. 6, p. 1535–1543, doi:10.1088/1742-2140/aa8433.

277 Szatmari, P., and E. J. Milani, 2016, Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province
278 of the South Atlantic rift: Marine and Petroleum Geology, v. 77, p. 567–596,
279 doi:10.1016/j.marpetgeo.2016.06.004.

280 Taner, M. T., F. Koehler, and R. E. Sheriff, 1979, Complex seismic trace analysis: Geophysics, v. 44,
281 no. 6, p. 1041–1063, doi:10.1190/1.1440994.

282 Wright, V. P., 2012, Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial
283 processes on carbonate deposition: Geological Society, London, Special Publications, p. 39–47,
284 doi:10.1144/SP370.2.

285 Wright, V. P., and A. J. Barnett, 2015, An abiotic model for the development of textures in some South
286 Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates: Geological Society, London, Special Publications,
287 v. 418, no. 1, p. 209–219, doi:10.1144/SP418.3.

288 Zhao, T., V. Jayaram, A. Roy, and K. J. Marfurt, 2015, A comparison of classification techniques for
289 seismic facies recognition: Interpretation, v. 3, no. 4, p. SAE29-SAE58, doi:10.1190/INT-2015-
290 0044.1.

291 **Figure Captions**

292 Figure 1: Location of the Santos Basin and its main production fields, exploration areas and pre-salt
293 main reservoirs of the Outer High (km = kilometers and mi = miles).

294 Figure 2: Region of the seismic survey, well locations, and inlines/arbitrary lines represented in this study
295 (km = kilometers and mi = miles).

296 Figure 3: Interpreted pre-salt seismic-stratigraphic surfaces and main faults for the region of interest (km
297 = kilometers, m = meters, mi = miles and ft = feet).

298 Figure 4: Type representations of main seismic patterns and their features for the original seismic and
299 selected attributes (m = meters, cm = centimeters, s = seconds and g = grams).

300 Figure 5: Proposed workflow used in this work for the unsupervised seismic facies classification.

301 Figure 6: Comparisons between seismic patterns in the original volume and the results of our multi-
302 attribute seismic facies classification for: a) inline 3424 that intersects Well 1, and b) inline 4623
303 that intersects Well 3 (km = kilometers, m = meters, mi = miles and ft = feet).

304 Figure 7: Comparisons between seismic patterns in the original volume and the results of our multi-

305 attribute seismic facies classification for: a) arbitrary line AB1 that intersects Well 4, and b) arbitrary
306 line AB2 that intersects Wells 1, 2 and 3 (km = kilometers, m = meters, mi = miles and ft = feet).

307 Figure 8: Multi-attribute classification of seismic facies for the surface of the Upper Aptian that
308 represents the top of the main reservoirs of the Barra Velha Formation (km = kilometers and mi =
309 miles).

310 Figure 9: Cross plot between the PCA eigenvectors revealing individual representability in the sample
311 space. The white polygons associate the multi-attribute seismic facies classification with the
312 observed seismic patterns.

313 Figure 10: Comparison of multi-attribute seismic facies classification results with porosity and
314 permeability (Perm) data derived from TCMR and neutron well log data, in meters (feet measures
315 in parenthesis).

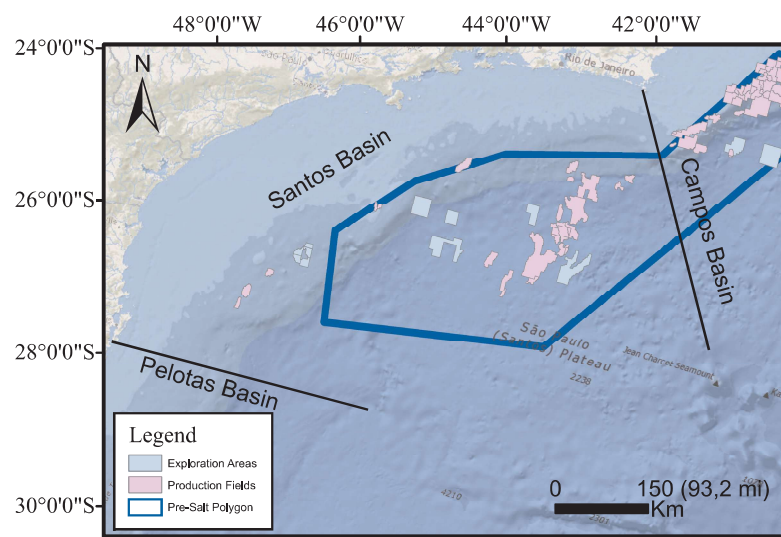
316 Figure 11: Seismic pattern area zonation at the Upper Aptian surface (km = kilometers and mi = miles).

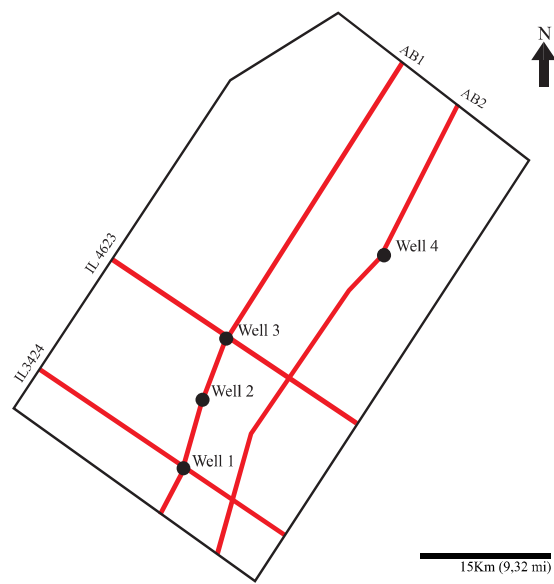
317 Figure 12: Seismic pattern area zonation for inline 3424, showing a) the original seismic pattern, b) the
318 multi-attribute seismic facies classification results, and c) seismic pattern zonation (km =
319 kilometers, m = meters, mi = miles and ft = feet).

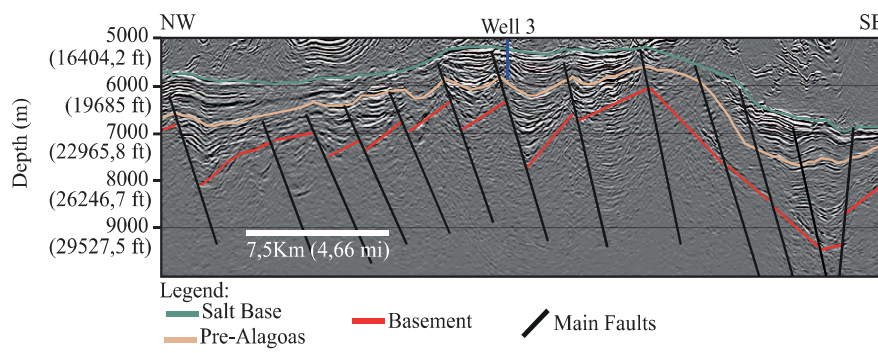
320 Table 1: Cross-correlation matrix between the attribute eigenvectors used in our unsupervised multi-
321 attribute seismic facies classification.

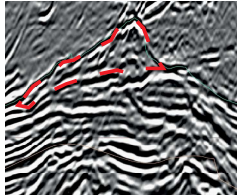
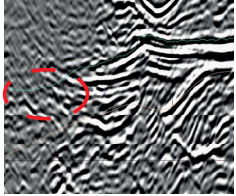
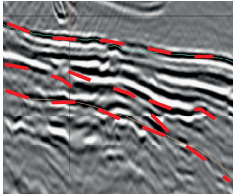

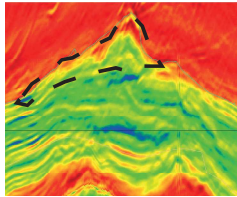
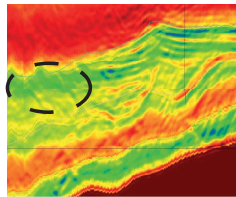
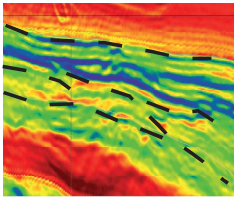
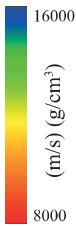
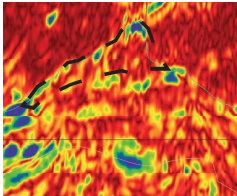
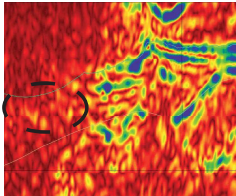
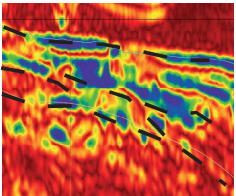

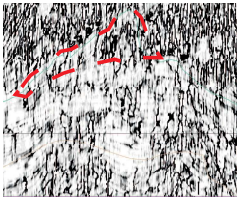
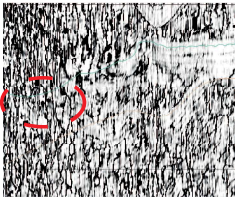
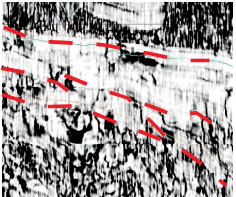

322 Table 2: Representativeness of each of the PCA eigenvectors generated in relation to the total sample
323 space.

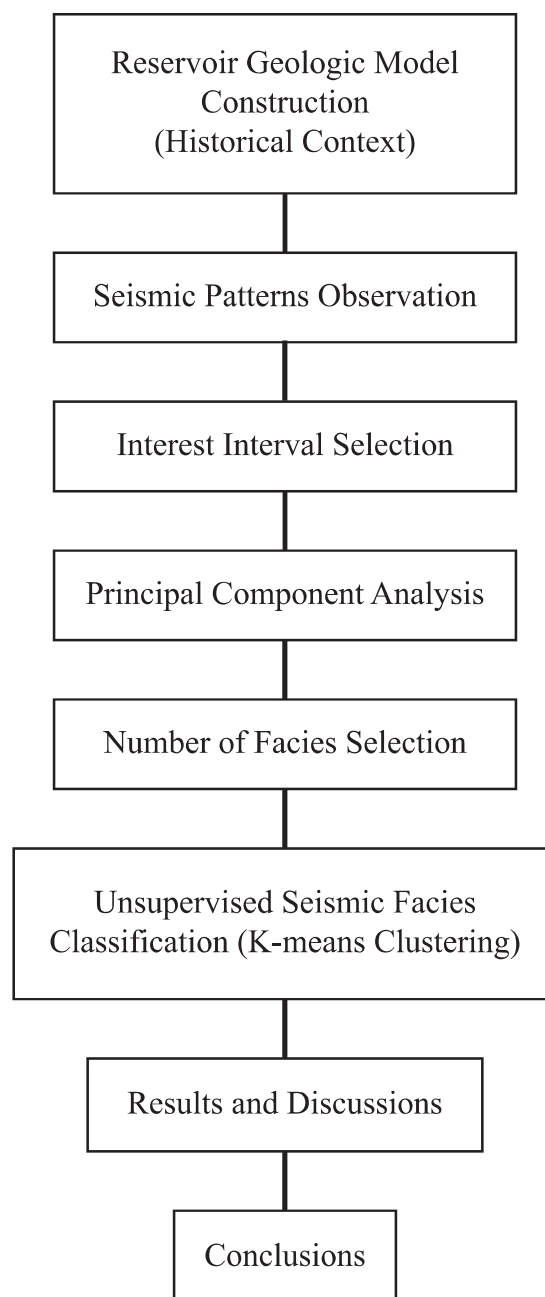
324 Table 3: Comparison of the porosity and permeability well log results (based on TCMR magnetic
325 resonance and Neutron logs) with the recognized seismic patterns.

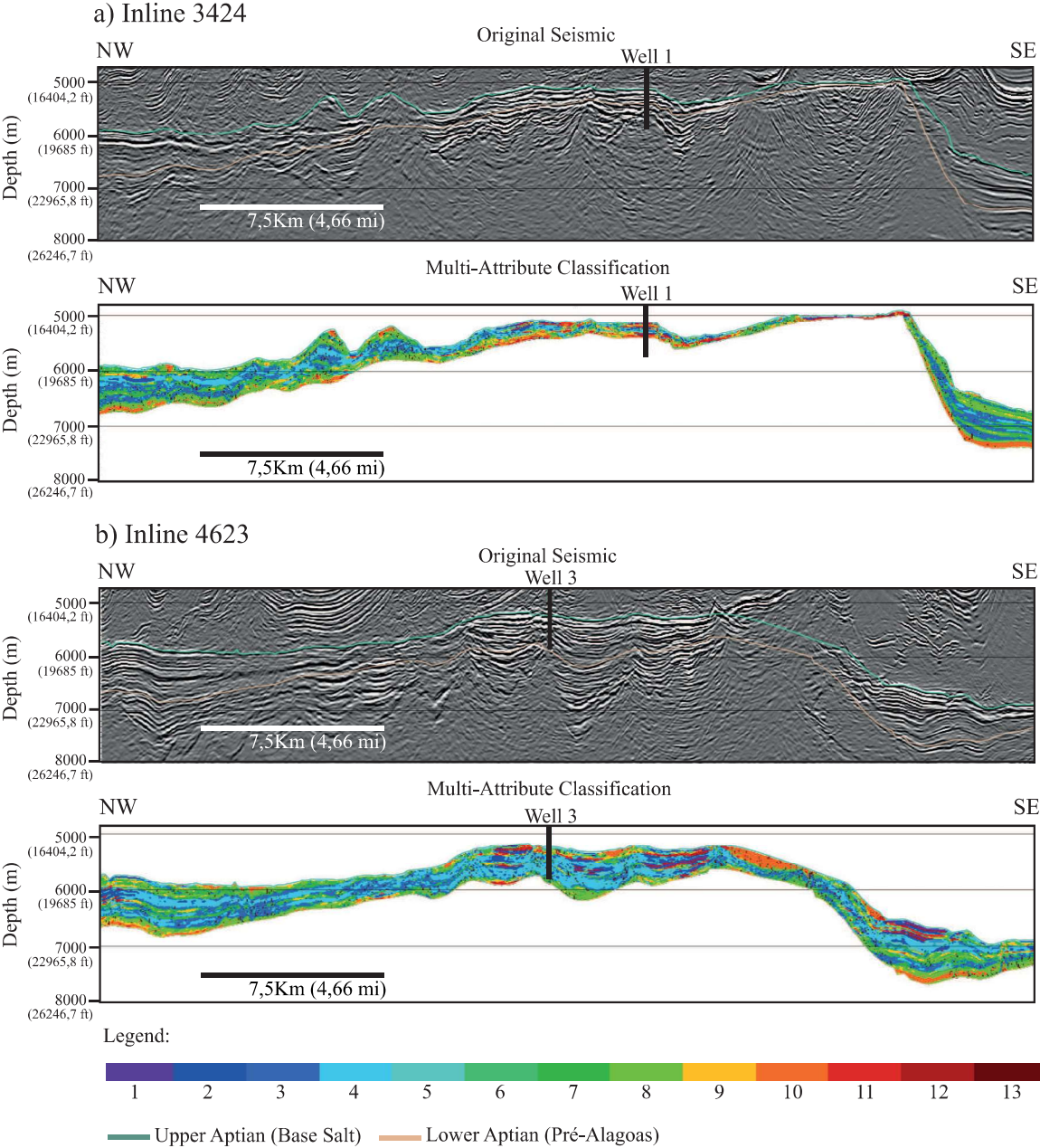


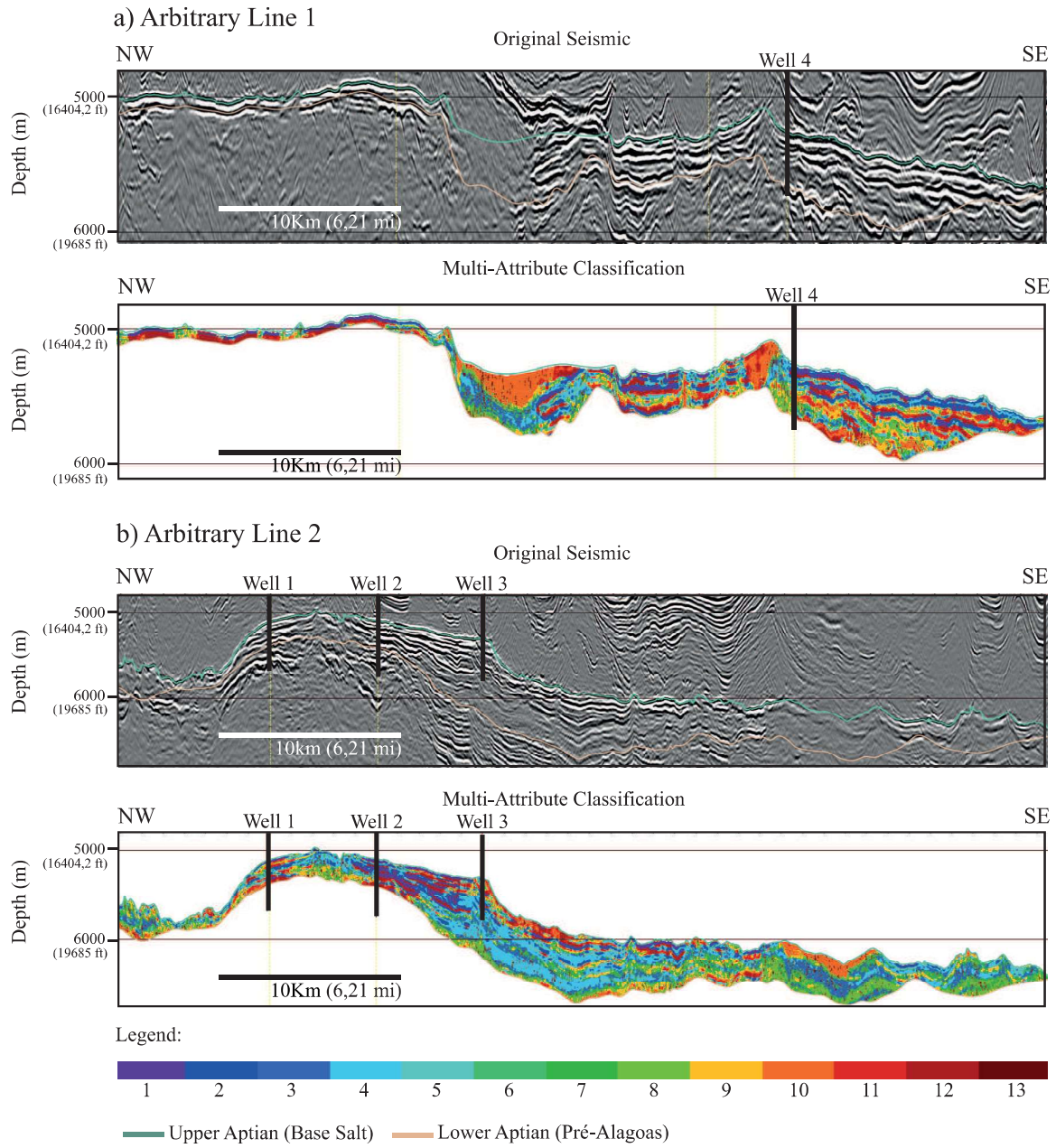


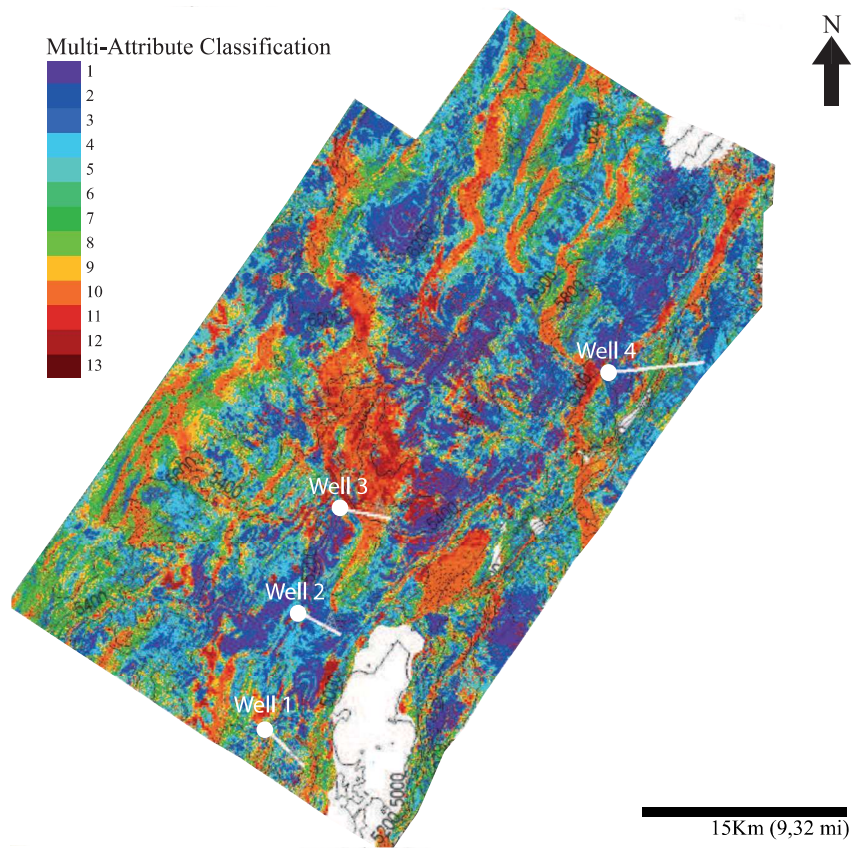


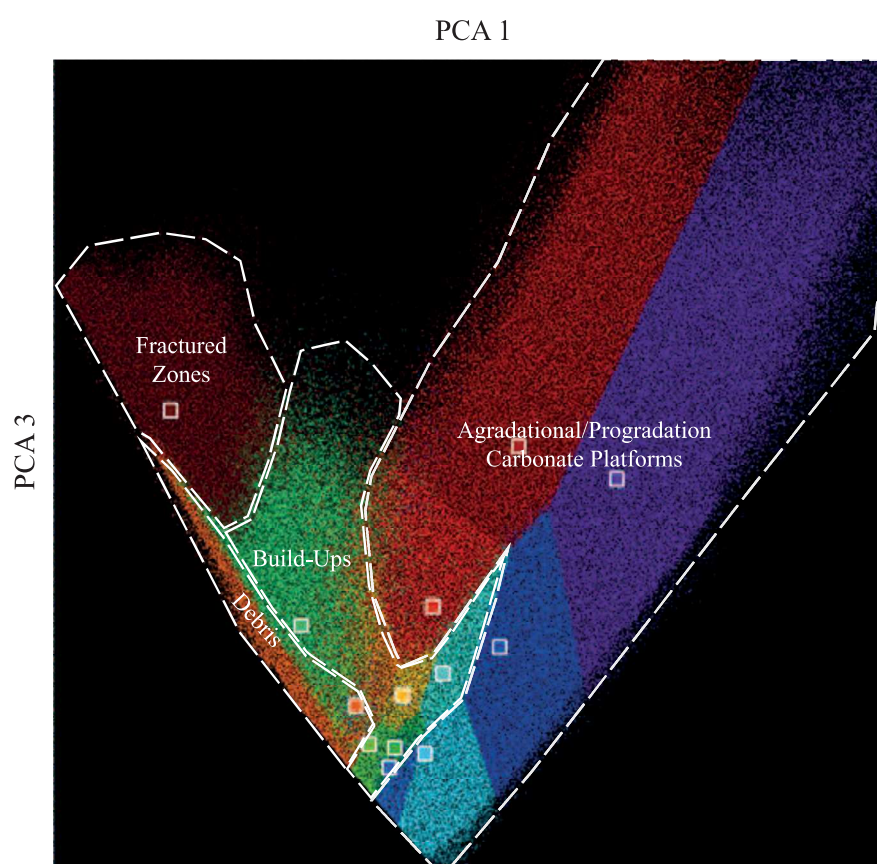
Seismic Attributes	Seismic Patterns			Scale
	Build-up	Debris	Agradational/Progradational Carbonate Platforms	
Amplitude				
Acoustic Impedance				
Envelope				
High Resolution Eigen				
Seismic Signal	<p>Amplitude: well marked conical geometry with chaotic internal reflectors;</p> <p>Acoustic Impedance: low to medium values varying from the base to the top;</p> <p>Envelope: marked conical geometry;</p> <p>Eigen: lots of internal fractures.</p>	<p>Amplitude: chaotic internal reflectors;</p> <p>Acoustic Impedance: medium values;</p> <p>Envelope: absent to low signal;</p> <p>Eigen: chaotic internal pattern.</p>	<p>Amplitude: when agradational presents parallel-plane reflectors, when progradational presents lobate shape reflectors;</p> <p>Acoustic Impedance: when agradational, presents intercalated medium to high values, when progradational, presents intercalated low to medium values;</p> <p>Envelope: when agradational, presents well marked internal and external geometry, when progradational, presents marked external geometry;</p> <p>Eigen: when agradational, presents almost absent fracturing, when progradational presents internal fracturing.</p>	

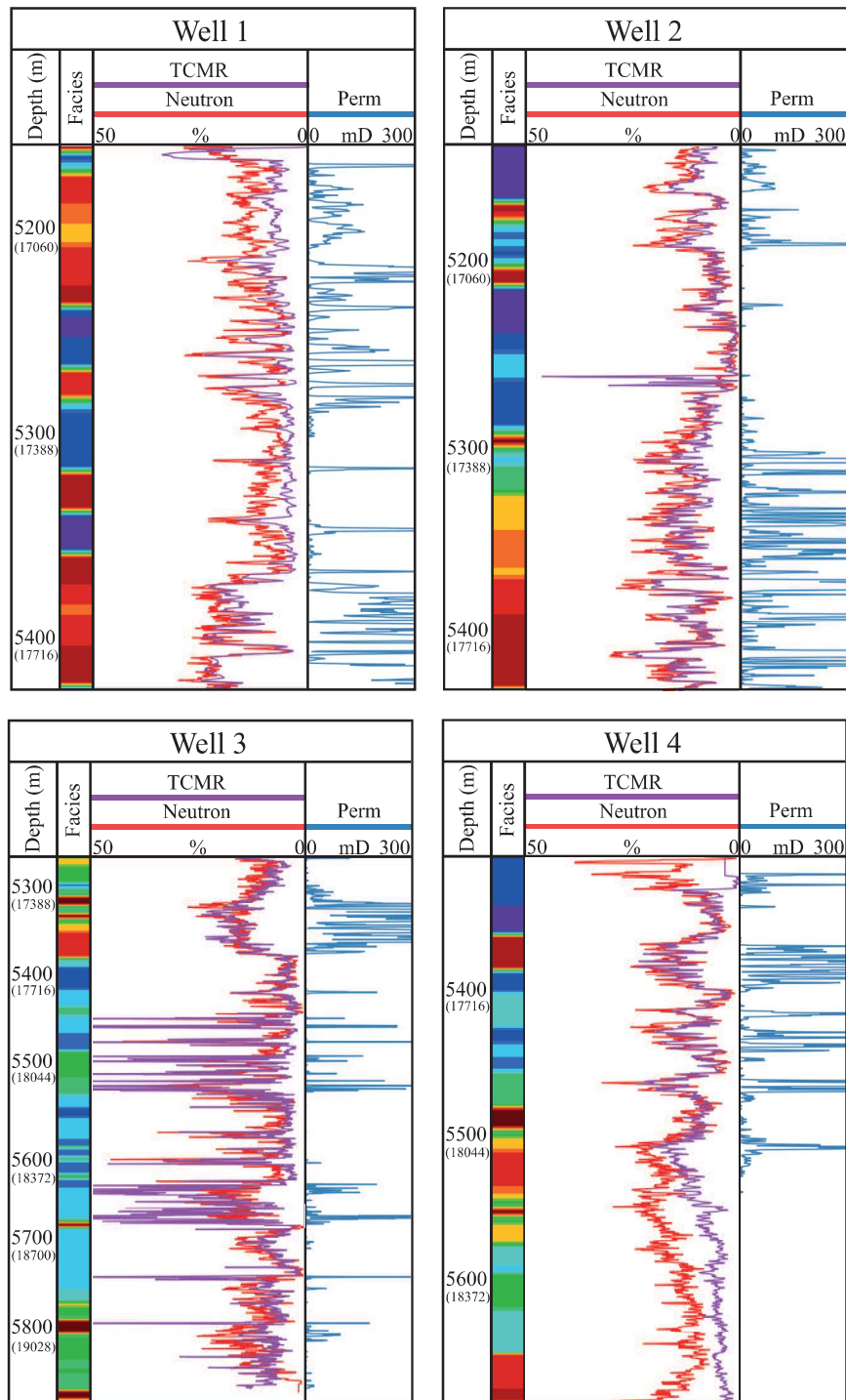






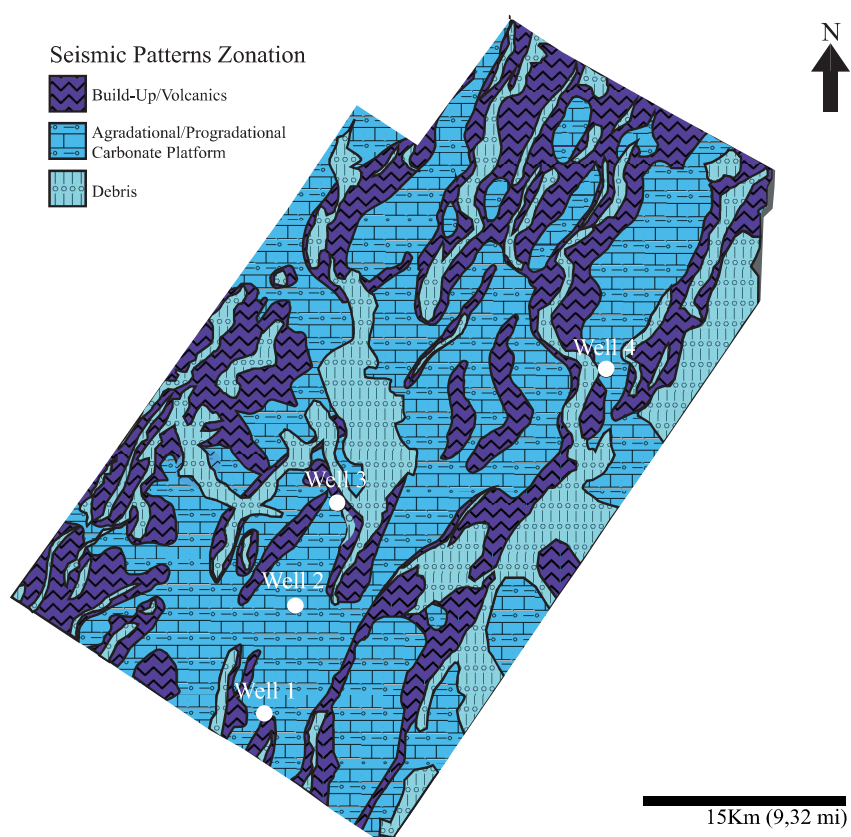


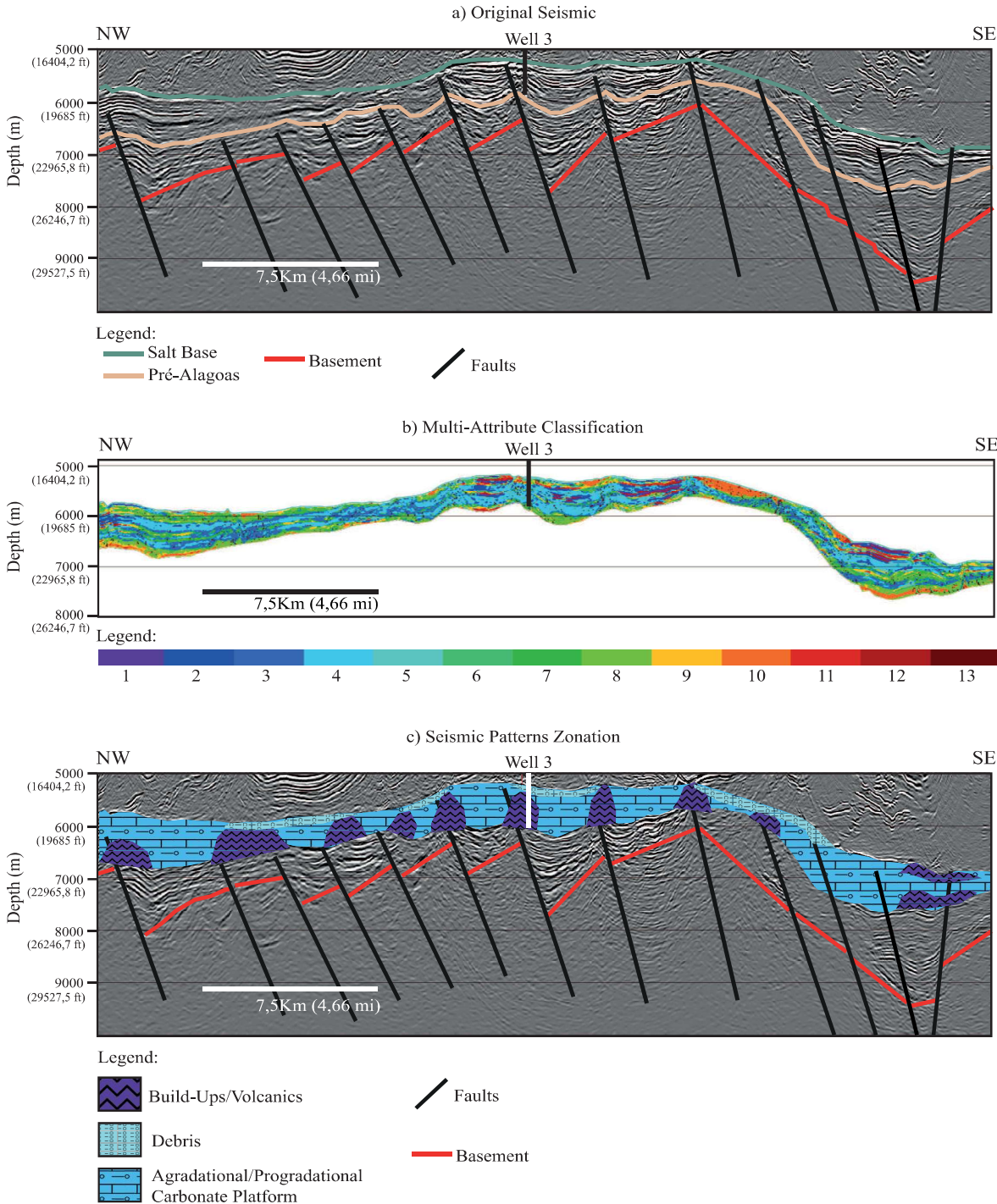




Legend:







Cross-Correlation Matrix	Acoustic Impedance	High Resolution Eigen	Envelope
Acoustic Impedance	100%	2%	8%
High Resolution Eigen	2%	100%	20%
Envelope	8%	20%	100%

PCA Volume Representativity	Individual	Cummulated
PCA1	41%	41%
PCA2	33%	74%
PCA3	26%	100%

Seismic Patterns	Mean Porosity (%)	Mean Permeability (millidarcy)
Aggradational/Progradational Carbonate Platform (low impedance layers)	11,5	17
Aggradational/Progradational Carbonate Platform (high impedance layers)	7	6,7
Build-Ups	9	17
Debris	11	21,3
Fractured Zones	10	5,3

**Apêndice B - An Approach for Three-Dimensional
Quantitative Carbonate Reservoir Characterization in
the Pampo Field, Campos Basin, Offshore Brazil**

1 *An approach for three-*
2 *dimensional quantitative*
3 *carbonate reservoir*
4 *characterization in the Pampo*
5 *field, Campos Basin,*
6 *offshore Brazil*

7 **Daniilo Jotta Ariza Ferreira and**

Q:2 Wagner Moreira Lupinacci

Q:3

8 **ABSTRACT**

9 In carbonate rock reservoirs, spatial distribution models and elastic
10 properties are complex because of diagenetic processes and min-
11 eralological composition, which together directly interfere with var-
12 iations in pore shape and interconnectivity. The main objective of
13 this paper is to propose a workflow to aid in three-dimensional
14 quantitative carbonate reservoir characterization of the Quissamã
15 Formation (Macaé Group) in the Pampo field of the Campos Basin,
16 offshore Brazil. Model-based seismic inversion, sequential Gaussian
17 simulation with cokriging for porosity modeling, and truncated
18 Gaussian simulation with trend for facies modeling were used to
19 characterize the carbonate reservoirs. Our results show that the
20 carbonate platform is located between the upper Aptian and lower
21 Albian seismic surfaces. Interpretation of a new surface, called the
22 intra-Albian, was possible via acoustic-impedance (AI) analysis. Our
23 workflow facilitated identification of low AI, high porosity, and best
24 facies areas in structural highs where the most productive wells have
25 been drilled. Facies modeling suggests that intercalation of facies
26 with high and low porosities is connected to shallowing-upward
27 cycles. Finally, several debris facies with low AI and high porosities
28 were identified in an area that could be targeted for new exploration.

29 **INTRODUCTION**

30 The quantitative reservoir-characterization process consists of
31 three-dimensional determinations of the structures and properties

AUTHORS

DANILO JOTTA ARIZA

FERREIRA ~ Department of Geology and
Geophysics, Federal Fluminense University,
Rua Miguel de Frias, 9, Icaraí, Niterói-RJ
24220-900, Rio de Janeiro, Brazil;
daniloariza@id.uff.br

Daniilo Jotta Ariza Ferreira is a geology
researcher at Federal Fluminense University
(UFF). He received his B.S. (2015) from the State
University of Rio de Janeiro and his M.S. (2017)
from UFF. His research interests range from
carbonate reservoir characterization and
sedimentology to sequence stratigraphy.

WAGNER MOREIRA

LUPINACCI ~ Department of Geology and
Geophysics, Federal Fluminense University,
Rua Miguel de Frias, 9, Icaraí, Niterói-RJ
24220-900, Rio de Janeiro, Brazil;
wagnerlupinacci@id.uff.br

Wagner Moreira Lupinacci joined Federal
Fluminense University in 2015 as a professor.
He received his M.S. (2010) in reservoir and
exploration engineering and his Ph.D. (2014)
from State North Fluminense University. His
technical expertise includes reservoir
characterization and seismic inversion.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank the Brazilian Petroleum
Agency for providing the seismic data used in
this research, Schlumberger Software for
providing the Petrel Software, and the
Compagnie Générale de Géophysique for
providing the Hampson-Russell Software.
The first author thanks the National Council
for Scientific and Technological Development
and the Coordination for Academic Level
Improvement for financial support. The
authors also acknowledge the three
anonymous reviewers, whose suggestions
contributed to the improvement of the text.

Copyright ©2018. The American Association of Petroleum Geologists. All rights reserved.

Manuscript received September 27, 2017; provisional acceptance December 12, 2017; revised manuscript
received January 14, 2018; final acceptance April 12, 2018.

DOI:10.1306/04121817352

of rocks in an oil field. The objective is to construct a model in which all available data can be incorporated. Such models are extremely important for predicting, monitoring, and optimizing the performance of an oil field during production (Sancevero et al., 2006).

Spatial-distribution reservoir models and elastic properties are more complex in carbonate rock because of its intrinsic characteristics. Elastic properties in carbonates are highly dependent on diagenetic processes and mineralogical composition, which can directly interfere with variation in pore shape and interconnectivity (Lucia, 2007), making it more difficult to identify and characterize carbonate reservoirs.

Seismic inversion is a widely used technique in reservoir characterization. It converts seismic data from interface properties to layer properties. The input data for the inversion process are the compressional wave-and-density well logs, together with poststack seismic data, which is then used to estimate acoustic impedance (AI) (Bosch et al., 2010). In addition, it is common to use the volumes resulting from the inversion process as secondary variables in geostatistical techniques for characterization of petrophysical properties, with the well information acting as the primary variable, thereby not restricting the petrophysical model solely to seismic attributes (Azevedo and Soares, 2017).

Here, our objective was to propose a workflow with the best possible integration of well-log and seismic data available for the Quissamã Formation (Macaé Group) in the Pampo field, Campos Basin (Figure 1); we used acoustic–seismic inversion, cosimulation geostatistical techniques for porosity, and facies modeling and performed detailed structural mapping for quantitative carbonate reservoir characterization reducing heterogeneities and anisotropy uncertainties.

HISTORICAL CONTEXT

The Campos Basin originated from rupture of the west Gondwana megacontinent that culminated in development of the south Atlantic rift (Bueno, 2004). This basin has become the main area of oil and gas exploration in Brazil. In July 2017, it produced 1.285 MMBOE/day.

The petroleum source rocks of the Campos Basin are mainly lacustrine shales of the Lagoa Feia Group, deposited during the rift phase. Reservoir rocks are microbialites of the sag phase, Albian high-energy grainstones and packstones, and Cretaceous and Tertiary turbidites of the drift phase (Bastos, 2015).

The interval of interest for this study was deposited during the drift phase of the basin in the Pampo field, comprising shallow-marine–phase carbonates that were deposited during the Albian Period

Q:5

The Pampo field was discovered in 1977, with the Macaé Group of Albian carbonates filled with 20° API oil being its main reservoir (95% of production). Secondary accumulations occur in the Coqueiros Formation of the Lagoa Feia Group and in the Carapebus Formation of the Campos Group (Baumgarten and da Silva Scuta, 1988).

Q:6

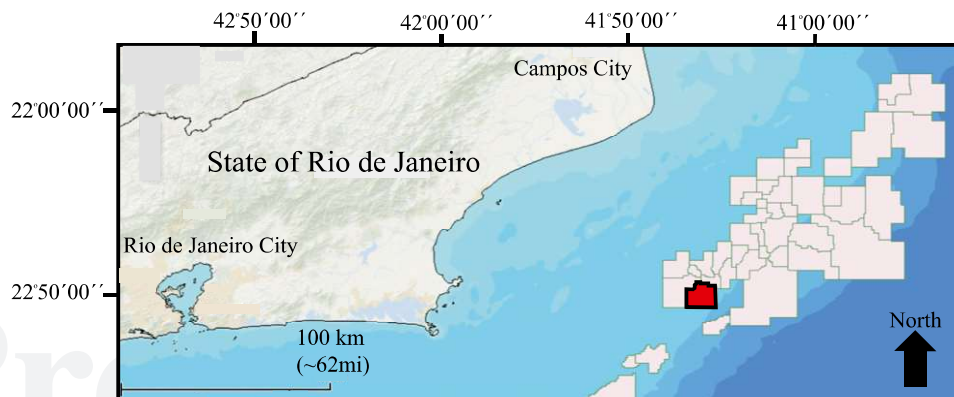
The Albian carbonate reservoirs of the Macaé Group have been characterized as oncolitic, oolitic, and peloidal grainstones, packstones, and rudstones with intergranular porosity, distributed in northeast–southwest bars

Q:7

Based on macroscopic analysis of well samples, Baumgarten and da Silva Scuta (1989) indicated that some facies from the upper part of the Quissamã Formation of the Pampo field reservoirs were cemented. However, despite this fact, permeabilities of

Q:8

Figure 1. Localization of the Pampo field (in red) of the Campos Basin, offshore Brazil.



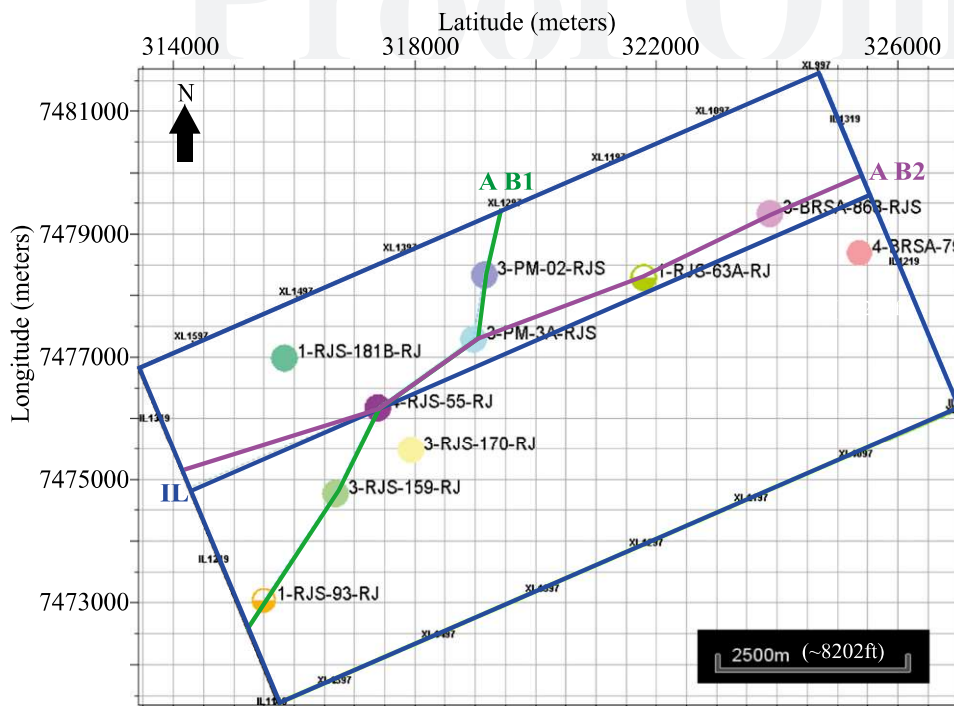


Figure 2. Data used in our study. The seismic cube survey is represented by the blue polygon; the wells are represented by colored circles; and colored lines IL, AB1, and AB2 represent the inline 1260 and two arbitrary line traces, respectively.

the grainstones, packstones, and rudstones ranged between 20 and 250 md with an average porosity of 25.2%.

Q:9 de Souza Robaina et al. (1993) performed microscopic and macroscopic petrographic analysis on samples from two wells: one from the Pampo field and another from the Enchova field. They concluded that the carbonates of the Quissamã Formation had been deposited in a restricted shallow-marine environment of high salinity and warm waters. In addition, the basal part of the formation was characterized as being of low

porosity and high dolomitization. In confirming this scenario, de Azevedo (2004) proposed a four-phase paleoenvironmental model for the deposition of Albian carbonate sediments in the south Atlantic. According to this author, the Campos Basin region was a shallow lagoonal sea with water feeding in from the north and sedimentation of the Quissamã Formation was related to a series of shallowing-upward cycles.

Okubo et al. (2015) and Favoreto et al. (2016) described diagenetic and stratigraphic aspects of the upper part of the Quissamã Formation. They

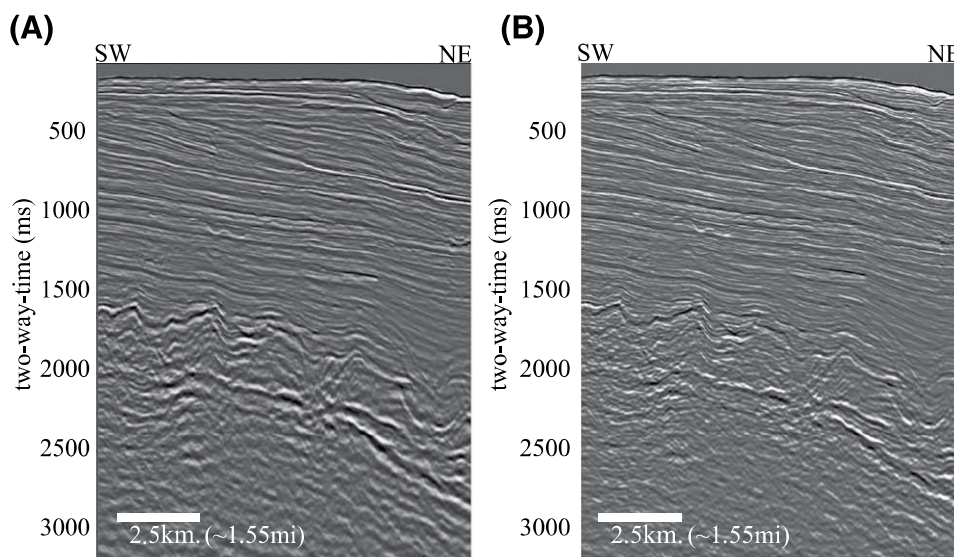


Figure 3. Comparison between the original seismic data and the preconditioned data used in inline 1260.

Table 1. Correlation Factor of the Well Ties

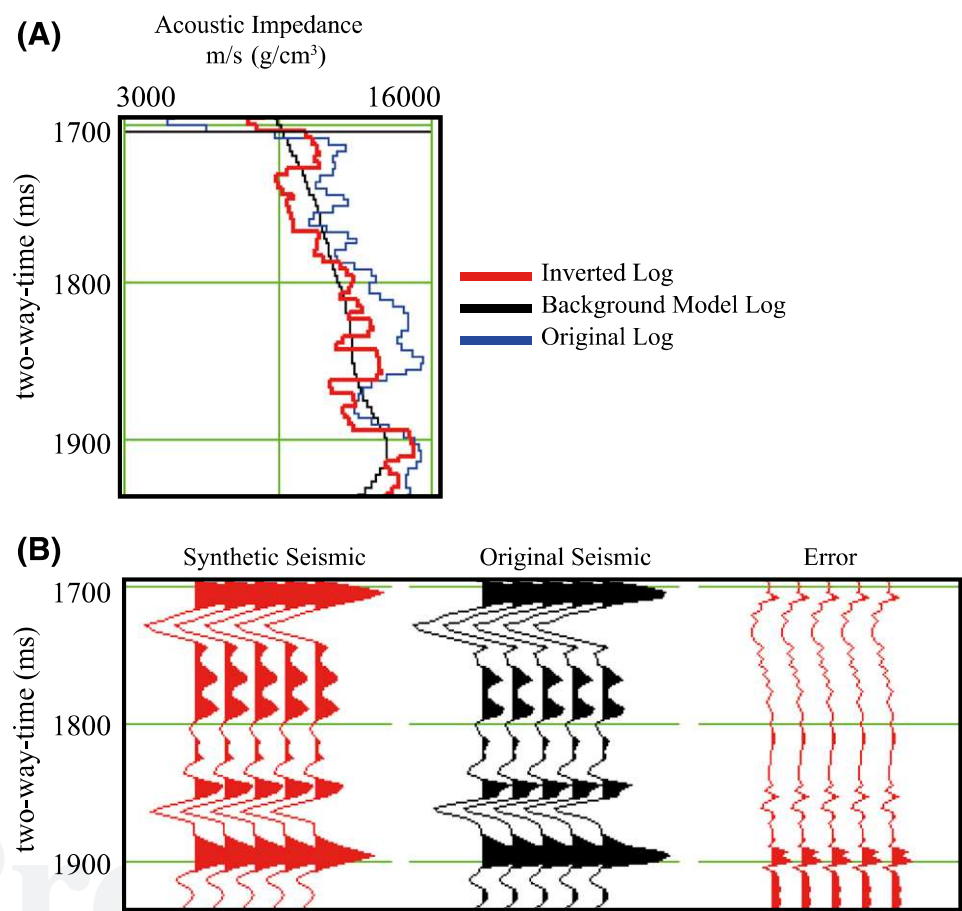
Wells	Correlation Factor, %
1-RJS-181B-RJ	58
1-RJS-63A-RJ	72
1-RJS-93-RJ	74
3-BRSA-868-RJS	89
3-PM-2A-RJS	53
3-PM-3A-RJS	60
3-RJS-159-RJ	68
3-RJS-170-RJ	51
4-BRSA-793-RJS	79
4-RJS-55-RJ	64

METHOD

The data used for our analyses consisted of a poststack seismic volume and well logs from 10 wells. The region of the seismic survey and well locations is shown in Figure 2. A preconditioning workflow was applied before the seismic inversion to improve resolution and to increase the signal-to-noise ratio of the seismic data. This workflow consisted of a combined time-frequency filtering strategy for attenuation correction, which is divided into two steps: curvelet-domain filtering and inverse Q filtering (Lupinacci et al., 2017). The curvelet filtering decomposes the data into several panels with different scales and orientations and removes those contaminated by noise. The inverse Q-filtering routine used is based on the continuous wavelet transform, which allows limitation of the exponential gain given to each data-frequency component thus avoiding unwanted high-frequency noise bursts. The increased resolution and noise reduction in the original data can be seen in Figure 3. It is important to mention that mapping of the horizons and faults

classified the reservoir facies as high-energy grainstones and packstones, with sedimentation controlled by subaquatic oscillatory fluxes eventually being reworked by wave action. The nonreservoir facies were classified as low-energy wackestones, with sedimentation controlled by decantation and, locally, debris facies. Dolomitization was only found near the base of the sequence.

Figure 4. Information for quality control well 1-RJS- 93-RJ. (A) Comparison between the acoustic impedance (AI) log (blue curve), the AI from the seismic inversion (red curve), and background AI model (black curve) at well location and (B) synthetic seismic from inversion, original seismic, and error between them at well location (from left to right).



was conducted on the original seismic data because it better discriminates the main reflectors, whereas the other steps of the workflow were done on the filtered data because it improves resolution.

Seismic interpretation was performed according to seismic reflection termination patterns, which indicate sequence limits and surfaces that delimit seismic units and depositional system tracts, with the most commonly used being onlap, downlap, toplap, lapout, truncation, and conformity. Seismic reflections preserve the geological factors that generated them, such as stratification, lithology, and depositional features (Brown and Fisher, 1977).

We interpreted nine seismic-stratigraphic sequences from the seabed to the commercial basement of the basin. However, the interval of interest was the top and bottom of the Albian carbonate platform. We also conducted detailed structural mapping of this interval.

The wavelet used for seismic trace modeling was extracted from the seismic traces in the vicinity of each well. Well ties were performed through shifts, stretches, and squeezes, comparing the real and synthetic seismic traces in the areas of each well with the aid of the interpreted seismic surfaces and the stratigraphic well markers. The correlation factor of the synthetic traces after the retie process can be seen in Table 1.

To increase the correlation between the real and synthetic traces, we applied a quality control to retie the wells in the regions between the top and the base of the Albian carbonate platform. To do this, new

wavelets were estimated in the 1500- to 3000-ms interval using a statistical method defined by Hampson and Galbraith (1981).

The acoustic inversion aims to obtain the rock property AI and, for this, we can use the convolutional model of the seismic trace-in-time domain,

$$s(t) = r(t)\omega(t) + n(t) \quad (1)$$

where $s(t)$, $r(t)$, $\omega(t)$, and $n(t)$ represent, respectively, the seismic trace, the reflectivity function, the wavelet, and the noise. Considering the premise that the subsurface is divided into different AI layers, the contrast among these layers is defined by the reflectivity function

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2)$$

where r_i represents the zero-offset P-wave reflection coefficient at the i th interface of n th layer, and the AI of a layer (Z_i) is given by

$$Z_i = \rho_i V_i \quad (3)$$

where $\rho_i V_i$ represents, respectively, the lithological layer density and velocity. According to Lindseth (1979), AI can be recovered through the recursive equation

$$Z_{i+1} = Z_i \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (4)$$

However, this method has two crucial problems: (1) the limited-band seismic wavelet lacking high- and

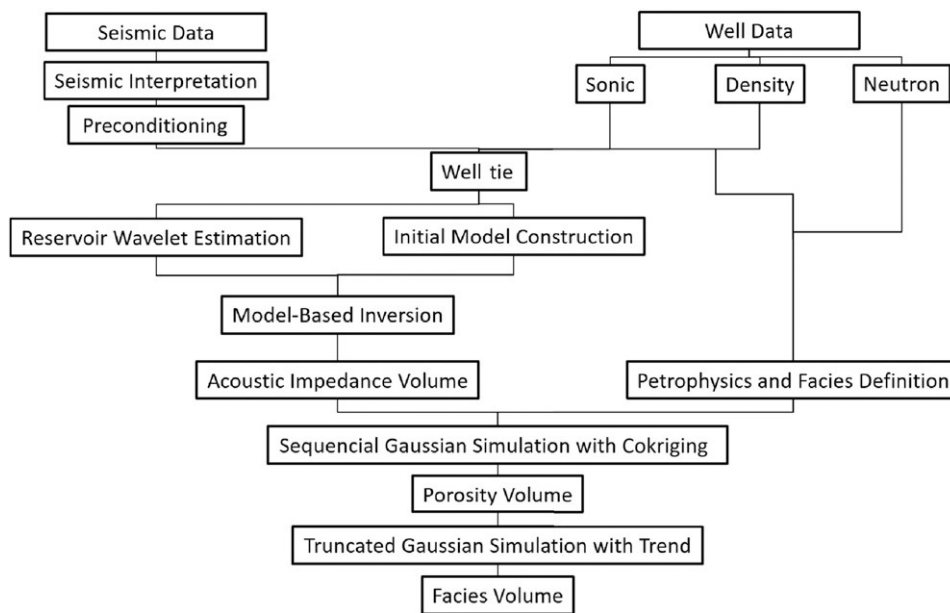
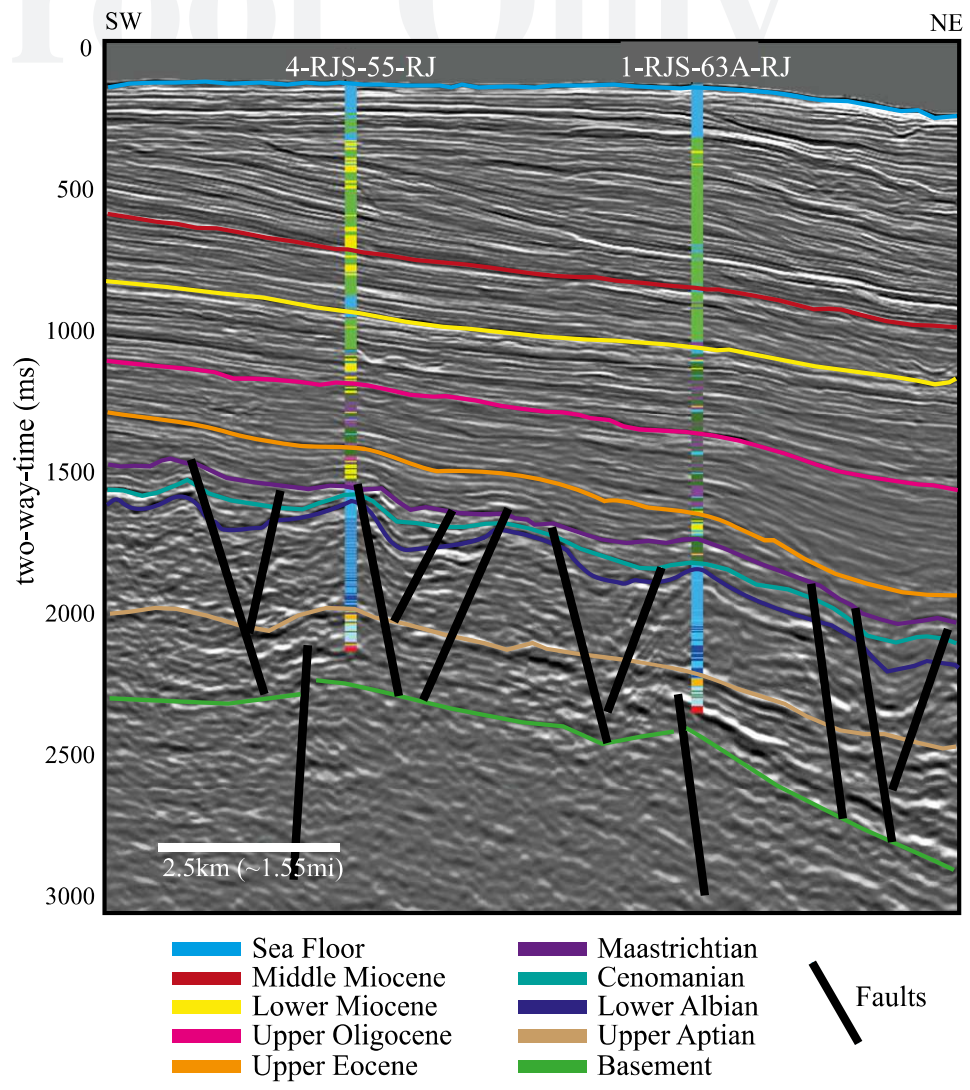


Figure 5. Workflow used to characterize the Albian carbonate reservoirs of the Pampo field.

Figure 6. Interpreted seismic-stratigraphic sequences (base on tops shown) and major faults of inline 1260.



low-frequency reflectivity components, and (2) the propagation of errors. A background impedance model can be built from well information thus solving the absence of low frequencies. We built the background model by extrapolating the smoothed AI logs, following the seismic horizons of the top and bottom of the Albian carbonate platform. The wavelet used in the inversion was estimated from the arithmetic mean of all wavelets with a correlation factor greater than 60% after the retie.

Model-based inversion was used for the seismic inversion (Russell and Hampson, 1991, 2006). This method uses a generalized linear inversion algorithm that consists of a process starting with the initial impedance geological model and the estimated wavelet. A synthetic seismogram for each AI trace from the initial model is calculated. The AI values are then modified gradually until the synthetic traces

approach the original seismic trace, that is, within acceptable limits established by the user. This inversion method is widely used in the hydrocarbon industry, and a series of recent papers benefiting from the effectiveness of model-based inversion for carbonate (Jalalhosseini et al., 2015; Al-Rahim and Hashem, 2016; Pramudito et al., 2017) and sandstone (Maurya and Singh, 2015; Ul Karim et al., 2016) reservoir characterization have been published.

We constrained the seismic inversion by the hard-constrained model, which consisted of limiting (to 50%) variations of the AI values based on the well information. We chose well 1-RJS-93-RJ for quality control because it has a well-tie intermediate correlation factor when compared to all other correction factors. The AI log and the AI obtained from the seismic inversion in this well are shown in Figure 4, in which we see a good correlation between both. The

Q:12

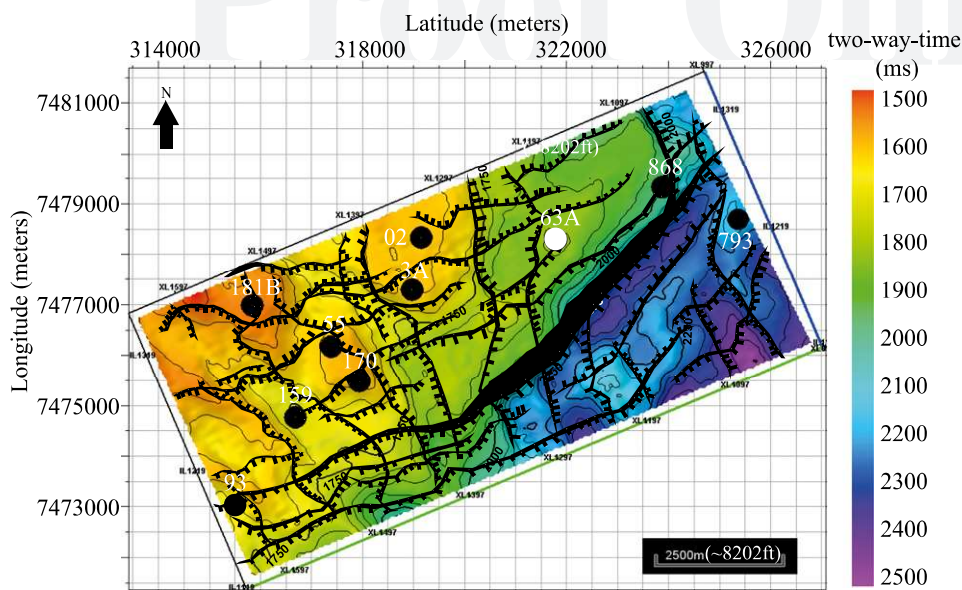


Figure 7. Map of the interpreted faults in the lower Albian surface. Black circles represent the positions of the producing wells. The white circle represents the position of the poor-producing well.

mean correlation between the inversion synthetic seismic and the original seismic in the well locations was 99.6% and the mean AI difference between the logs and the inversion values in the well locations was 1.48 (km/s)(g/cm³).

Porosity modeling was performed according to the sequential Gaussian simulation method using colocalized cokriging (Nikravesh et al., 2003; Azevedo and Soares, 2017). To do this, porosity values of the wells were calculated from the neutron-density logs by the method described in Schmidt et al. (1971). We then upscaled the porosity log data to construct an experimental Gaussian semivariogram that could be used with the AI volume as a second variable in the colocalized cokriging.

We conducted a similar process for the facies classification. First, a facies log was constructed using the porosity and AI logs from the wells in a crossplot

analysis. Then, using the upscaled facies logs from the wells, we constructed an experimental Gaussian semivariogram. Finally, a volumetric facies classification was obtained via truncated Gaussian simulation (Beucher and Renard, 2016) based on porosity volume trends. All simulations were performed between the lower Albian and upper Aptian surfaces. The workflow used in this work is presented in Figure 5.

RESULTS AND DISCUSSION

The interpreted seismic–stratigraphic sequences are shown in Figure 6. These represent the basement of the basin (Cambuíñas Formation), the sequence between the basement and the upper Aptian surface (Lagoa Feia Group), the sequence between the upper Aptian and the lower Albian surfaces (Quissamã Formation),

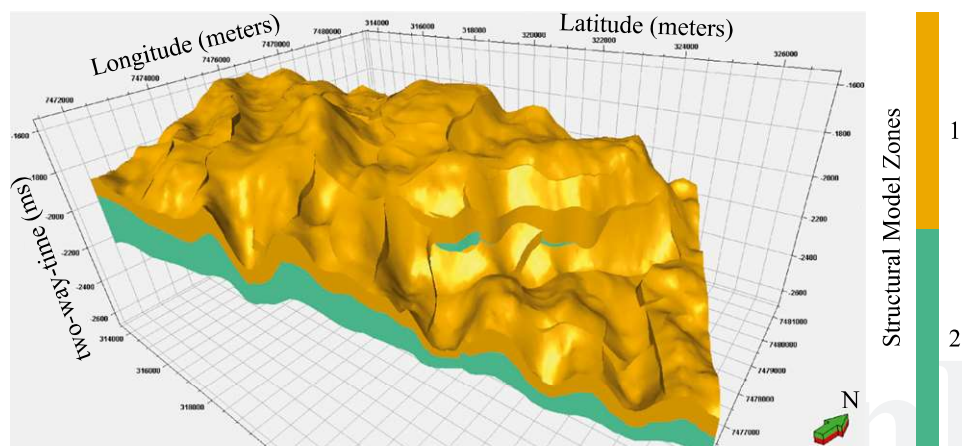
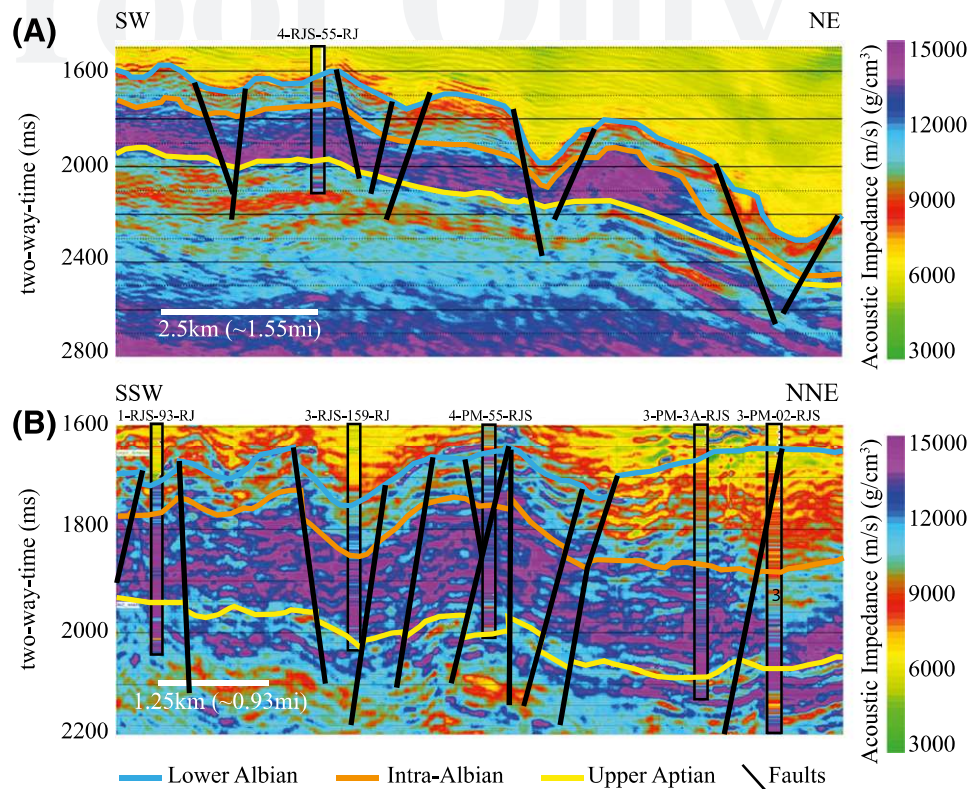


Figure 8. Structural model constructed using the lower Albian and upper Aptian surfaces and the major faults that affect the Albian carbonate platform. This model was used to build the grid for geostatistical modeling.

Figure 9. Acoustic impedance (AI) for the (A) 1260 and (B) AB1 traces. The lower Albian, intra-Albian, and upper Aptian seismic horizons are represented by blue, orange, and yellow lines, respectively. Faults are represented by black lines. The AI logs of wells 4-RJS-55-RJ, 3-PM-2-RJS, and 3-RJS-170-RJ are also shown.

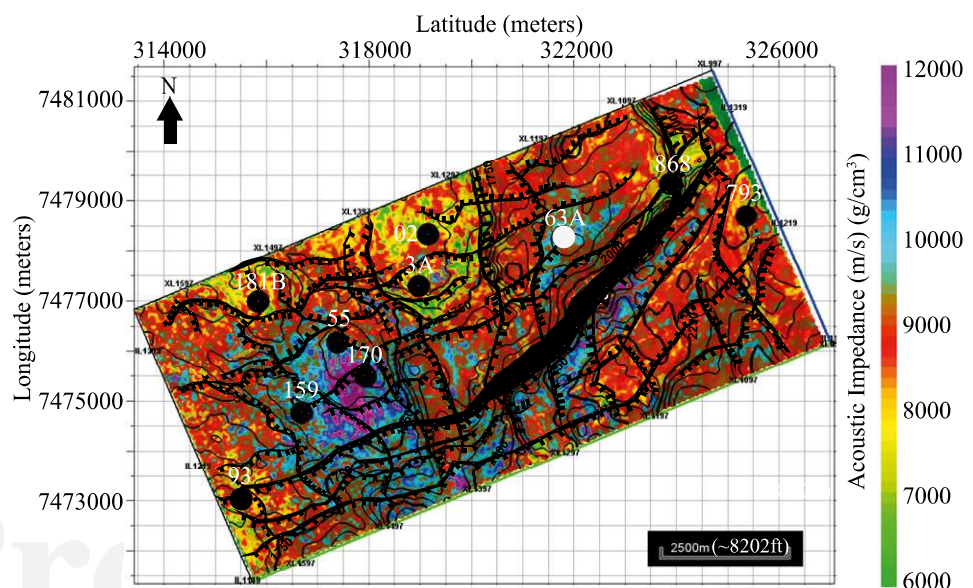


the sequence between the lower Albian and the Cenomanian surfaces (Outeiro Formation), the sequence between the Cenomanian and Maastrichtian surfaces (Imbetiba Formation), and the sequences between the Maastrichtian surface and the seafloor (intercalations between the Carapebus, Ubatuba and Grussaí Formations), as defined in Winter et al. (2007). In addition, it is important to highlight that in terms of

geotectonic timing, the sequences between the basement and the upper Aptian surface represent rift and postrift sedimentation and sequences between the upper Aptian surface and the seafloor represent drift sedimentation of the basin.

The main faults were identified in the carbonate platform interval (shown in a section in Figure 6 and in the lower Albian surface represented in Figure 7).

Figure 10. Acoustic impedance attribute map for the lower Albian surface. Black circles represent the producing wells, the white circle represents the poor-producing well, and black lines represent the major faults.



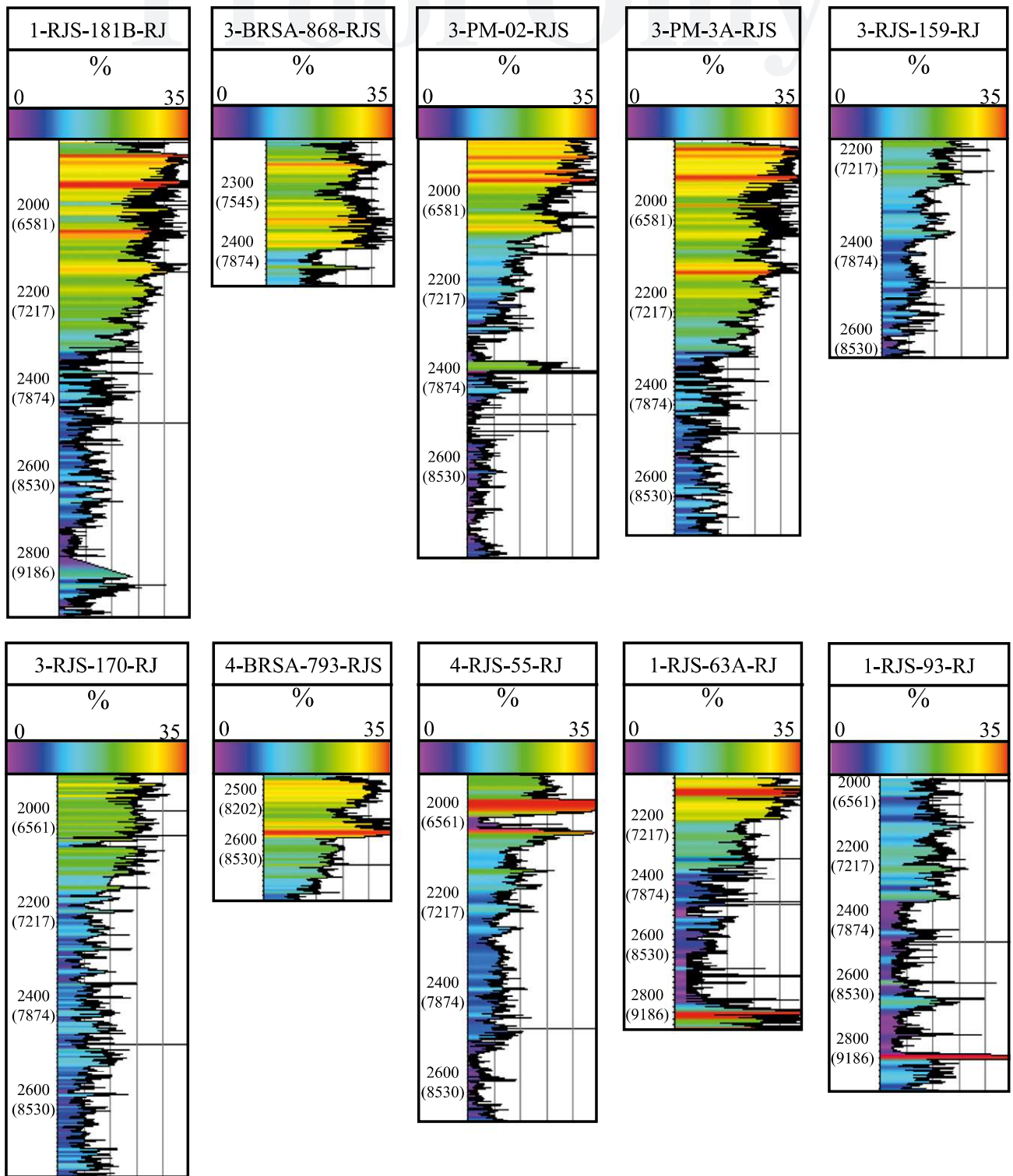


Figure 11. Total porosity logs, in meters (feet measures in parentheses), calculated for each available well in the Quissamã Formation. Porosities are higher at the top of the formation.

Wells have been drilled in dome-shaped structural highs related to growth of the carbonate banks that evidence the influence of stratigraphic trapping. However, all of these structural highs are affected by normal faulting and the contour lines are truncated, which indicates the influence of two-way, three-way or four-way structural trapping.

After the seismic-stratigraphic and fault mapping, we constructed a structural framework that was used to generate the grid for porosity and facies modeling (Figure 8).

The acoustic inversion was performed with a focus on the Albian carbonate platform, which lies between the upper Aptian and lower Albian seismic horizons.

Inline 1260 and AB1 sections with AI values are shown in Figure 9. Faults identified in these sections are represented by black lines, and the AI logs are illustrated to aid in quality control.

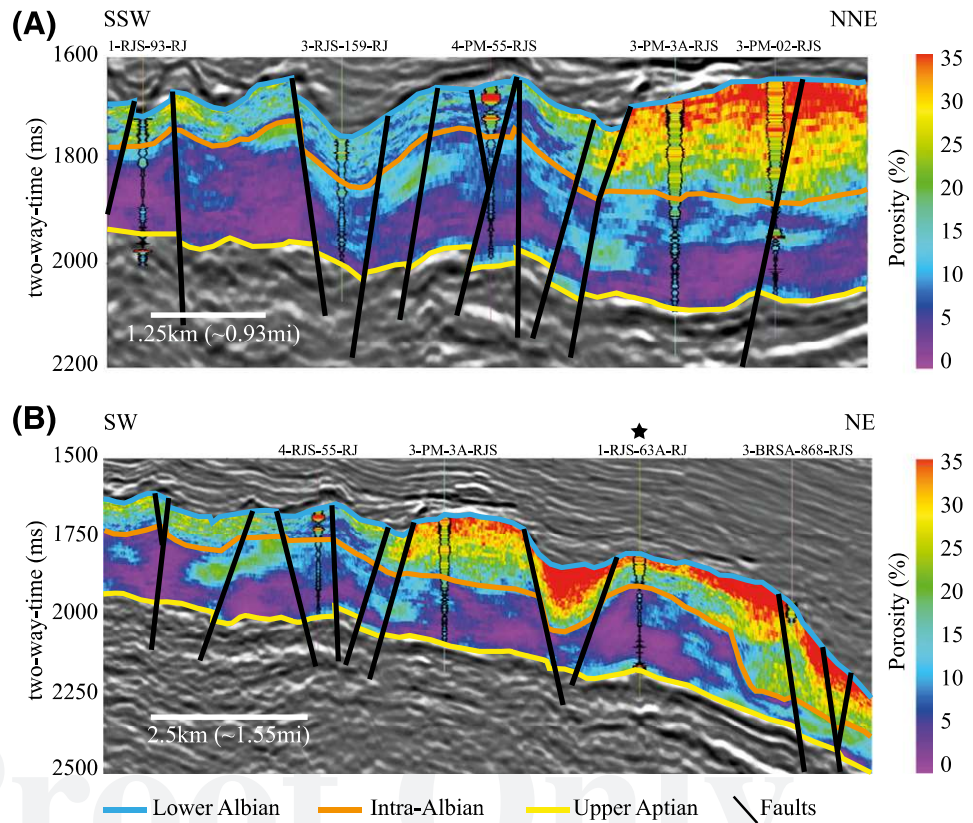
Low AI values between the upper Aptian and lower Albian horizons were observed mainly near the top of this sequence and at the structural highs. The results allowed us to delimit a new horizon (the intra-Albian), which separates the lower impedance carbonate facies at the top of the platform from the higher impedance facies at the platform base.

Mud-log information revealed that the carbonate facies above the intra-Albian are composed of intercalated packstones and wackestones, with medium to high porosity and little or no cementation, characteristic of Albian reservoirs. The carbonate facies below the intra-Albian horizon are composed of dolomitized packstones, wackestones, and mudstones. These facies exhibit low porosity, mainly because of dolomitization and cementation processes.

The AI attribute map for the lower Albian surface is shown in Figure 10. All wells represented in this figure are oil-producing, except for well 1-RJS-63A-RJ, which is a subcommercial well because of its low oil saturation. This map shows that the reservoir facies are located in the structural highs and in the regions with the lowest AI values. It is noteworthy that the subcommercial well was drilled in a region of high AI.

The porosity logs were calculated in the Quissamã Formation from porosity modeling (Figure 11). Porosity values in the interval of interest varied from 0% to 35%, and we observed lower porosity in the basal part of the formation whereas the upper part exhibited higher porosity. Figure 12 illustrates the porosity values obtained from the AI volume and the

Figure 12. Porosity modeling for the (A) AB1 and (B) AB2 traces. The lower Albian, intra-Albian, and upper Aptian seismic horizons are represented by blue, orange, and yellow lines, respectively. Faults are represented by black lines. Porosity logs for the wells intersecting the section are shown for quality control. The black star represents the poor-producing well position.



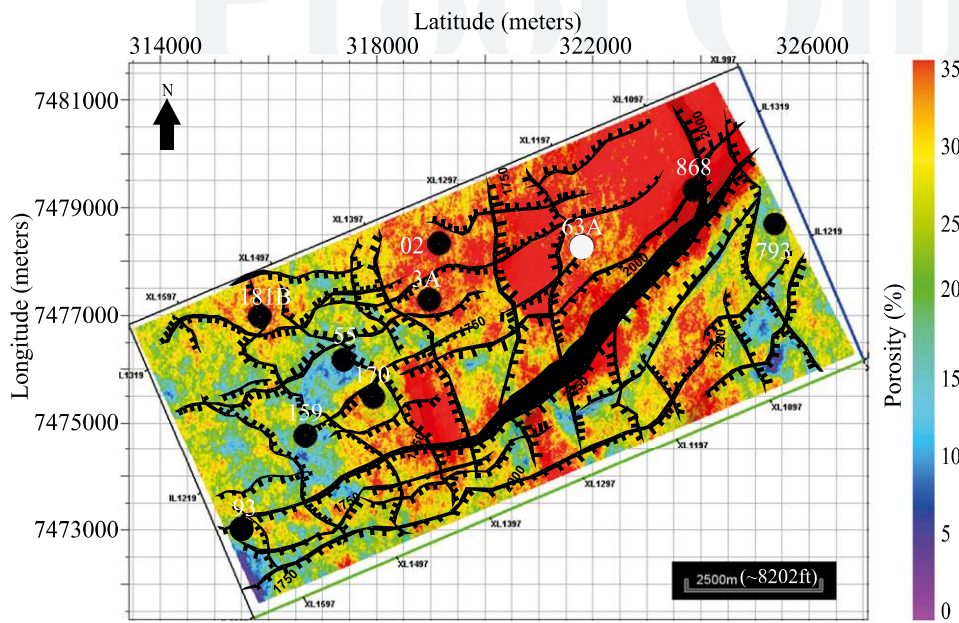


Figure 13. Total porosity attribute map for the lower Albian surface. Black circles represent the producing wells, the white circle represents the poor-producing well, and black lines represent the major faults.

350 porosity logs of the sequential Gaussian simulation
 351 with colocalized cokriging between the lower Albian
 352 and intra-Albian surfaces (lines AB1 and AB2).
 353 Higher porosity values are mainly located in the zone
 354 between the lower Albian and intra-Albian surfaces.
 355 The oil-producing wells are located in thick regions

of high porosity between the intra-Albian and the
 upper Aptian surfaces, whereas the subcommercial
 well is sited in a narrow zone of high porosity.

It is important to note that the faulted area
 between wells 3-PM-3A-RJS and 1-RJS-63A-RJ in
 Figure 12 is a structural low with high porosity values.

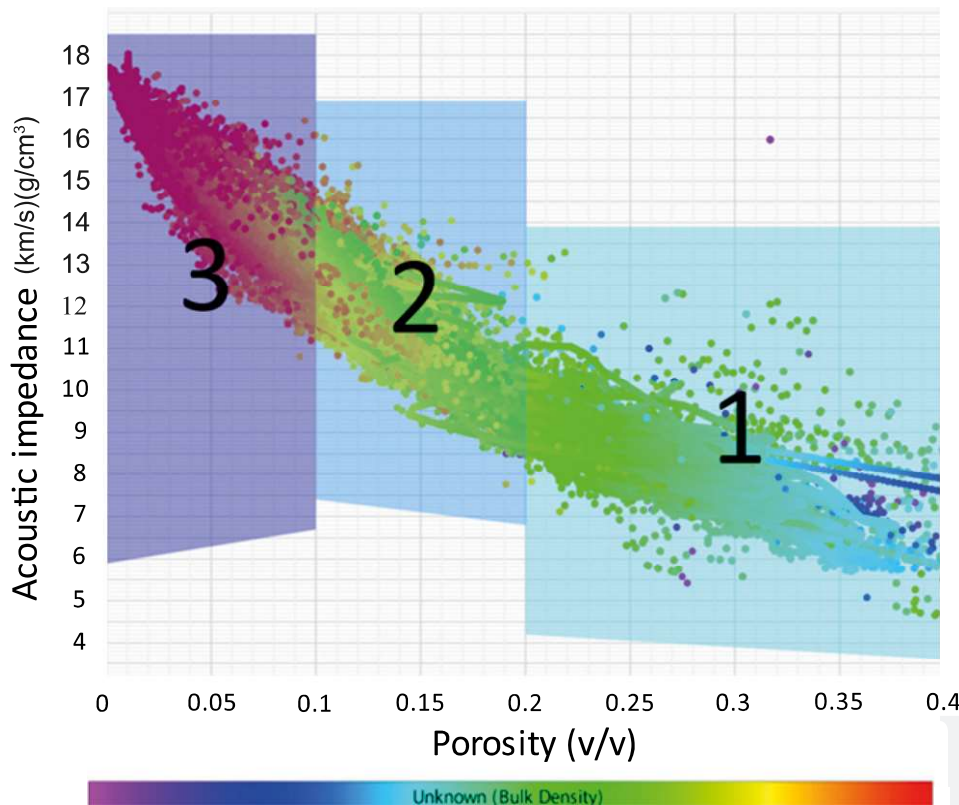


Figure 14. Crossplot used for construction of a facies association log of the wells, showing the total porosity and acoustic impedance logs, and grouping of facies associations 1–3.

Q:19

This feature is probably associated with collapse of the carbonate platform because of postsedimentation faulting processes and subsequential overlay of debris flow from the Outeiro Formation.

The porosity attribute map of the lower Albian surface is shown in Figure 13. This map shows that the reservoir facies are located in the structural highs and in regions with high porosity values. The thick intra-Albian and upper Aptian interval below the subcommercial well explains its poor productivity.

As for the facies modeling, the facies log for the wells was constructed using the porosity and AI logs. In Figure 14, three facies associations were defined using a cross-plot approach: (1) facies association 1 with porosity values between 40% and 20% and AI values between 4.5 km/s (g/cm³) and 12.5 km/s (g/cm³); (2) facies association 2 with porosity values between 20% and 10% and AI between 15.5 (km/s)(g/cm³) and 7.5 (km/s)(g/cm³); and (3) facies association 3 with porosity values between 0% and 10% and AI between 10 (km/s)(g/cm³) and 18 (km/s)(g/cm³).

Figure 15 shows the facies classification for the wells. Compared to the lithologies described in the mud logs, facies association 1 is related to grainstones and packstones with high porosity, facies association 2 is related to grainstones and packstones with intermediate porosity and little intercalated wackestones and mudstones, and facies association 3 is related to well-cemented or dolomitized grainstones and packstones intercalated with wackestones and mudstones.

Figure 16 illustrates the facies classification between the lower Albian and intra-Albian surfaces for lines AB1 and AB2. The interval where facies associations 1 and 2 are predominant lies between the lower Albian and intra-Albian surfaces, corroborating petrophysical characteristics of the AI and porosity volumes. The productive wells are located where there is a predominance of facies association 1, which has the lowest AI values and the highest porosity values.

The facies classification attribute map (Figure 17) of the lower Albian surface shows that all represented wells were drilled in regions of facies association 1. The poor productivity of the subcommercial well (1-RJS-63A-RJ) can also be associated with its location above a thick intra-Albian and upper Aptian interval where facies association 3 predominates.

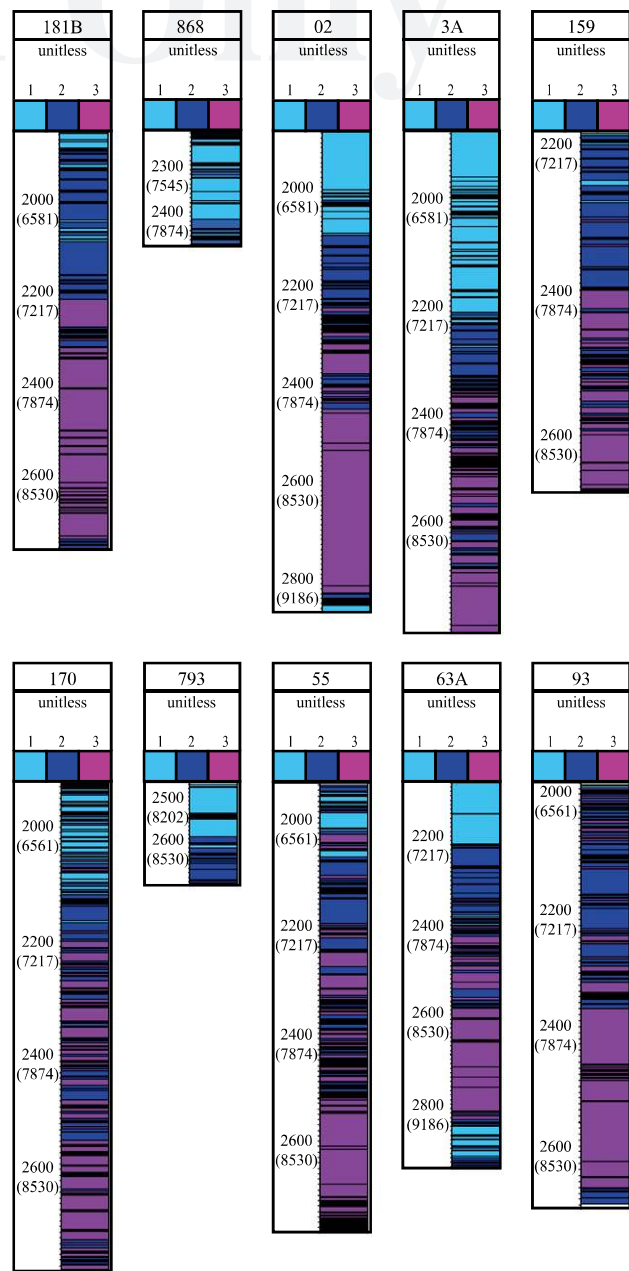


Figure 15. Facies association logs, in meters (feet measures in parenthesis), for each available well after the facies association classification process using the crossplot.

Finally, Figure 18 shows the volumes for the porosity and facies modeling. Clear separation exists between the base of the carbonate platform (with low values of porosity and a predominance of facies associations 2 and 3) and the upper part of the platform (which presents high to medium porosity values and a predominance of facies associations 1 and 2).

Figure 18 also clearly reveals more prominent regions where postdepositional faulting has affected

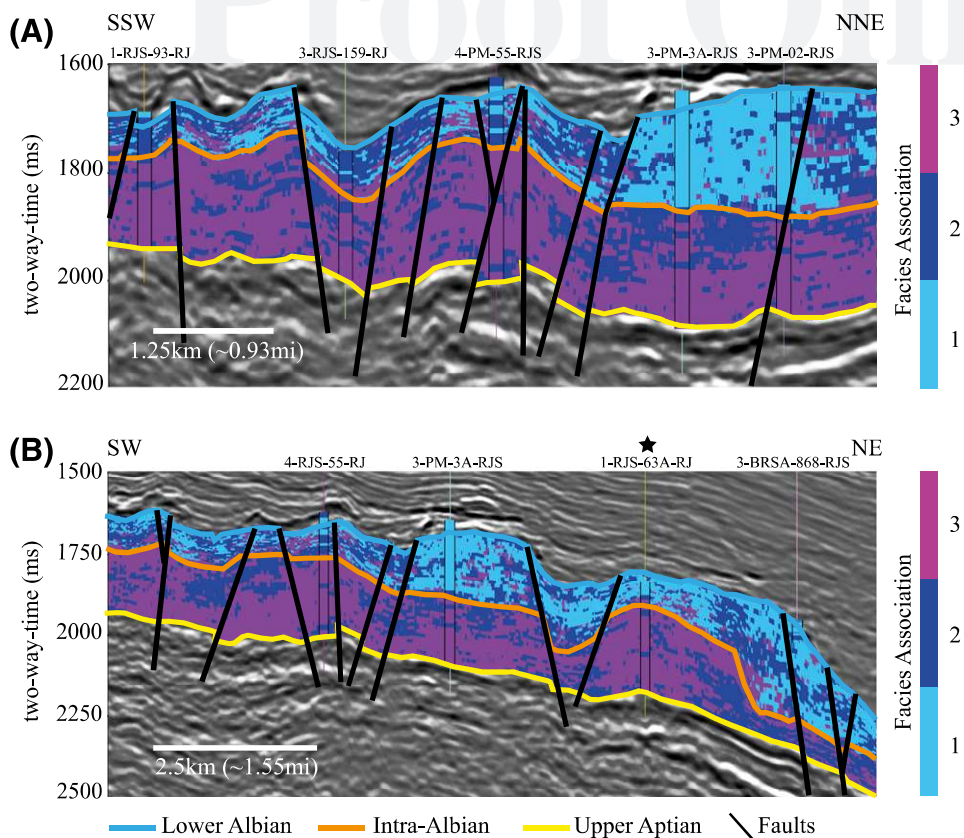


Figure 16. Facies association modeling for the (A) AB1 and (B) AB2 line traces. The lower Albian, intra-Albian, and upper Aptian seismic horizons are represented by the blue, orange, and yellow lines, respectively. Faults are represented by black lines. The facies association logs of wells intersecting the section are shown for quality control. The black star represents the poor-producing well position.

420 the platform and created collapse zones. Further-
 421 more, the structural highs can exhibit internal com-
 422 partmentalization caused by minor faulting.

423 In general, the acoustic inversion and geo-
 424 statistical modeling results associated with the
 425 Quissamã Formation bibliographic review lead us to

426 believe that the carbonate deposition occurred in
 427 high-energy regions represented by the structural
 428 highs and, therefore, the lowest impedance values,
 429 the highest porosity values, and facies association 1
 430 predominance. The structural lows are probably
 431 where sedimentation occurred through facies

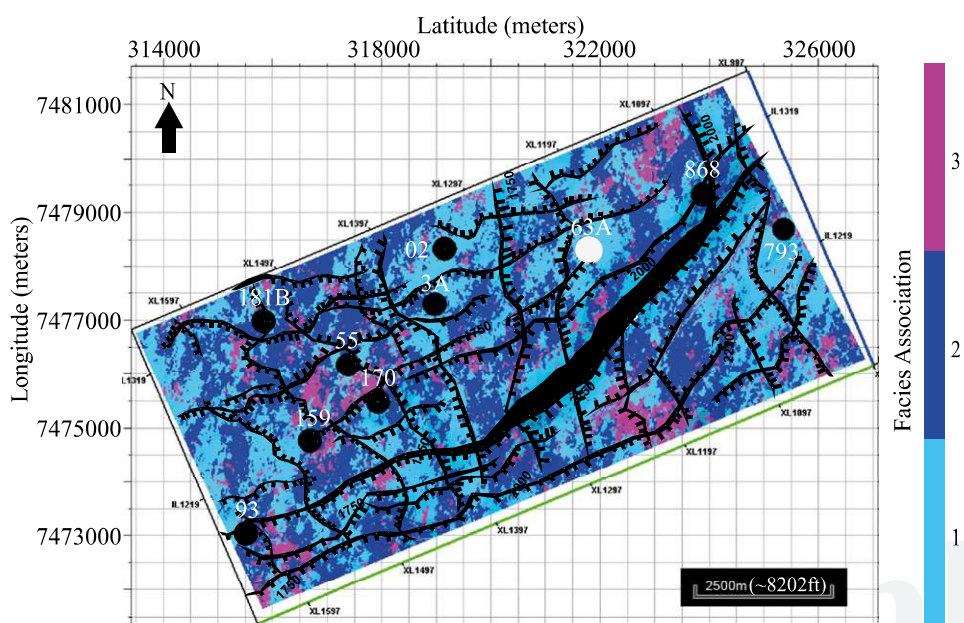
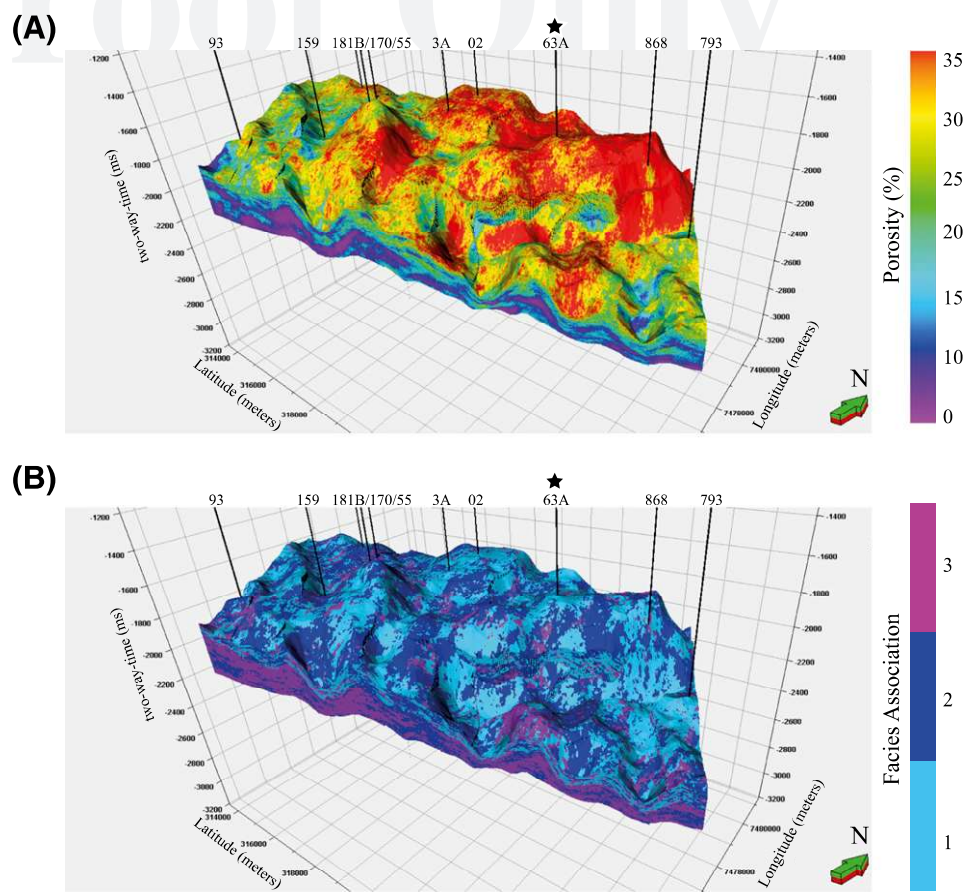


Figure 17. Facies association attribute map for the lower Albian surface. Black circles represent the producing wells, the white circle represents the poor-producing well, and black lines represent the major faults.

Figure 18. (A) Total porosity and (B) facies association volume. Structural highs exhibit the highest porosity values and pre-dominance of facies association 1, but many such highs have not yet been drilled, thus representing new areas for exploration. Several faulting and associated debris flow facies with high porosity can also be observed. The black star represents the poor-producing well position.



432 association 1 wave action reworking, represented by
 433 intermediate AI and porosity values and facies as-
 434 sociation 2 predominance. However, it is important
 435 to note that the sedimentation paleoenvironmental
 436 characteristics are absent below the intra-Albian surface
 437 because of cementation and dolomitization diagenetic
 438 processes, and, hence, high AI values, low porosity
 439 values, and facies association 3 predominate.

440 From our analysis, we could identify regions of
 441 structural highs with low AI, high porosity values, and
 442 a predominance of facies association 1 that have not
 443 yet been explored. Those regions are mainly in the
 444 southeastern part of the survey region, which exhibits
 445 local structural highs below the major faulting that
 446 occurs in this area.

447 **CONCLUSIONS**

448 Our proposed workflow allowed better character-
 449 ization of the Albian carbonate platform. From the
 450 seismic inversion, we mapped a new stratigraphic

surface (the intra-Albian), which separates rocks of
 high impedance values at the platform base from
 those with low-to-medium impedance values at
 the top. Porosity assessments of the wells and re-
 spective geostatistical modeling show that there is
 a predominance of minimally porous rocks in the
 section below the intra-Albian surface, whereas rocks
 with porosities reaching 35% occur in regions of struc-
 tural highs above this surface, representing the reser-
 voirs of the Quissamã Formation.

Our well facies classification and geostatistical
 modeling corroborate previous results from acoustic
 inversion and porosity modeling because the rocks
 of facies associations 2 (which has an intermediate
 impedance and porosity values) and 3 (which has
 a higher impedance and lower porosity values) pre-
 dominate below the intra-Albian surface, whereas
 facies associations 1 (with lower impedance and
 greater porosity values) and 2 lie above this surface.
 It is possible that facies association 2 represents a gra-
 dation between facies 1 and 3. In addition, our facies
 modeling also confirms that carbonate deposition

451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472

occurred in the form of banks, with orbital variation controlled by shallowing-upward cycles because facies associations 2 and 3 intercalate at the base and facies associations 1 and 2 intercalate at the top of the Albian carbonate platform. Some fairly porous regions represented by facies association 1 occur in structural lows at the edge of faults, possibly representing sites affected by reactivation of post-depositional faults overlain by the fine carbonate sediments of the Outeiro Formation. These lows may represent new areas for potential exploration.

REFERENCES CITED

Al-Rahim, A. M., and H. A. Hashem, 2016, Subsurface 3D prediction porosity model from converted seismic and well data using model based inversion technique: *Iraqi Journal of Science*, v. 57, no. 1A, p. 163–174.

Azevedo, L., and A. Soares, 2017, Geostatistical methods for reservoir geophysics: Cham, Switzerland, Springer International Publishing, *Advances in oil and gas exploration and production*, 159 p., doi:10.1007/978-3-319-53201-1.

Bastos, G., 2015, Bacia de Campos: Sumário geológico e setores em oferta: Rio de Janeiro, Brazil, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 24 p.

Baumgarten, C. S., and M. da Silva Scuta, 1988, Ajuste de porosidades no Reservatório Macaé, Campo de Pampo, Bacia de Campos: *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 2, no. 1, p. 3–12.

Baumgarten, C. S., and M. da Silva Scuta, 1989, Geometria dos corpos carbonáticos do reservatório Macaé (metade superior), Campo de Pampo: *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 3, no. 2, p. 49–57.

Beucher, H., and D. Renard, 2016, Truncated Gaussian and derived methods: *Comptes Rendus Geoscience*, v. 348, no. 7, p. 510–519, doi:10.1016/j.crte.2015.10.004.

Bosch, M., T. Mukerji, and E. F. Gonzalez, 2010, Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: A review: *Geophysics*, v. 75, no. 5, p. 75A165–75A176, doi:10.1190/1.3478209.

Brown, R. E. Jr., and W. L. Fisher, 1977, Seismic–stratigraphic interpretation of depositional systems: Examples from Brazilian rift and pull-apart basins, in C. E. Payton, ed., *Seismic stratigraphy: Applications to hydrocarbon exploration: AAPG Memoir 26*, p. 213–248.

Bueno, G. V., 2004, Diacronismo de eventos no rifte sul Atlântico: *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 12, no. 2, p. 203–229.

de Azevedo, R. L. M., 2004, Paleocanografia e a evolução do Atlântico Sul no Albiano: *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 12, no. 2, p. 231–249.

de Souza Robaina, L. E., M. L. L. Formoso, and A. R. Spadini, 1993, Geoquímica dos reservatórios carbonáticos da Formação Macaé (eo-meso-albiano) nos campos de Pampo e enchova, Bacia de Campos, Brasil: *Boletim Geociências da Petrobras*, v. 7, no. 4, p. 103–133.

Favoreto, J., R. Rohn, R. Lykawka, and J. Okubo, 2016, Caracterização sedimentológica dos carbonatos albianos do reservatório quissamã na porção meridional da bacia de campos: *Geociências*, v. 35, no. 1, p. 1–15.

Hampson, D., and M. Galbraith, 1981, Wavelet extraction by sonic log correlation: *Canadian Journal of Exploration Geophysics*, v. 17, no. 1, p. 24–42.

Jalalalhosseini, S. M., S. Eskandari, and E. Mortezaadeh, 2015, The technique of seismic inversion and use of the relation between inversion results and porosity log for predicting porosity of a carbonate reservoir in a south Iranian oil field: *Energy Sources. Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, v. 37, no. 3, p. 265–272, doi:10.1080/15567036.2011.580326.

Lindseth, R. O., 1979, Synthetic sonic logs—A process for stratigraphic interpretation: *Geophysics*, v. 44, no. 1, p. 3–26, doi:10.1190/1.1440922.

Lucia, F. J., 2007, Carbonate reservoir characterization: An integrated approach: Berlin, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 336 p., doi:10.1007/978-3-540-72742-2.

Lupinacci, W. M., A. Peixoto de Franco, S. A. M. Oliveira, and F. Sergio de Moraes, 2017, A combined time-frequency filtering strategy for Q-factor compensation of poststack seismic data: *Geophysics*, v. 82, no. 1, p. VI–V6, doi:10.1190/geo2015-0470.1.

Maurya, S. P., and K. H. Singh, 2015, Reservoir characterization using model based inversion and probabilistic neural network: *Discovery*, v. 49, no. 228, p. 122–127.

Nikraves, M., F. Aminzadeh, and L. A. Zadeh, eds., 2003, *Soft computing and intelligent data analysis in oil exploration*: Amsterdam, Elsevier Science, 754 p.

Okubo, J., R. Lykawka, L. V. Warren, J. Favoreto, and D. Dias-Brito, 2015, Depositional, diagenetic and stratigraphic aspects of Macaé Group carbonates (Albian): Example from an oilfield from Campos Basin: *Brazilian Journal of Geology*, v. 45, no. 2, p. 243–258, doi:10.1590/23174889201500020005.

Pramudito, D., T. Meidiana, A. D. Alfianto, and D. Rizki Nurhadi, 2017, How to build new interpretation concept using dynamic data: A case study in carbonate of Upper Cibulakan, north west Java Basin, Indonesia: Bristol, United Kingdom, IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, v. 62, 7 p., doi:10.1088/1755-1315/62/1/012016.

Russell, B., and D. Hampson, 1991, Comparison of poststack seismic inversion methods: Tulsa, Oklahoma, Society of Exploration Geophysicists, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, p. 876–878, doi:10.1190/1.1888870.

Russell, B., and D. Hampson, 2006, The old and the new in seismic inversion: *Recorder*, v. 31, no. 10, p. 5–10.

Sancevero, S. S., A. Z. Remacre, and R. de Souza Portugal, 2006, O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios:

Q:15

Q:13

Q:14

584	Revista Brasileira de Geofísica, v. 24, no. 4, p. 495–512,	Ul Karim, S., M. S. Islam, M. M. Hossain, and M. A. Islam,	593
585	doi: 10.1590/S0102-261X2006000400004 .	2016, Seismic reservoir characterization using	594
586	Schmidt, A. W., A. G. Land, J. D. Yunker, and E. C. Kilgore,	model based post-stack seismic inversion: In case of	595
587	1971, Applications of the coriband technique to complex	Fenchuganj Gas Field, Bangladesh: Journal of the Japan	596
588	lithologies: Society of Petrophysicists and Well-Log	Petroleum Institute, v. 59, no. 6, p. 283–92, doi: 10.1627	597
589	Analysts (SPWLA) 12th Annual Symposium, Dallas,	/jpi.59.283 .	598
Q:16	Texas, May 2–5, 1971, 37 p.	Winter, W. R., R. J. Jahnert, and A. B. França, 2007, Bacia de	599
591	Spadini, A. R., and M. L. Paumer, 1983, Os reservatórios do	Campos: Boletim de Geociencias da Petrobras, v. 15,	600
Q:17	Macaé no Campo de Pampo: Rio de Janeiro, Brazil, 30 p.	no. 2, p. 511–529.	601