

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).

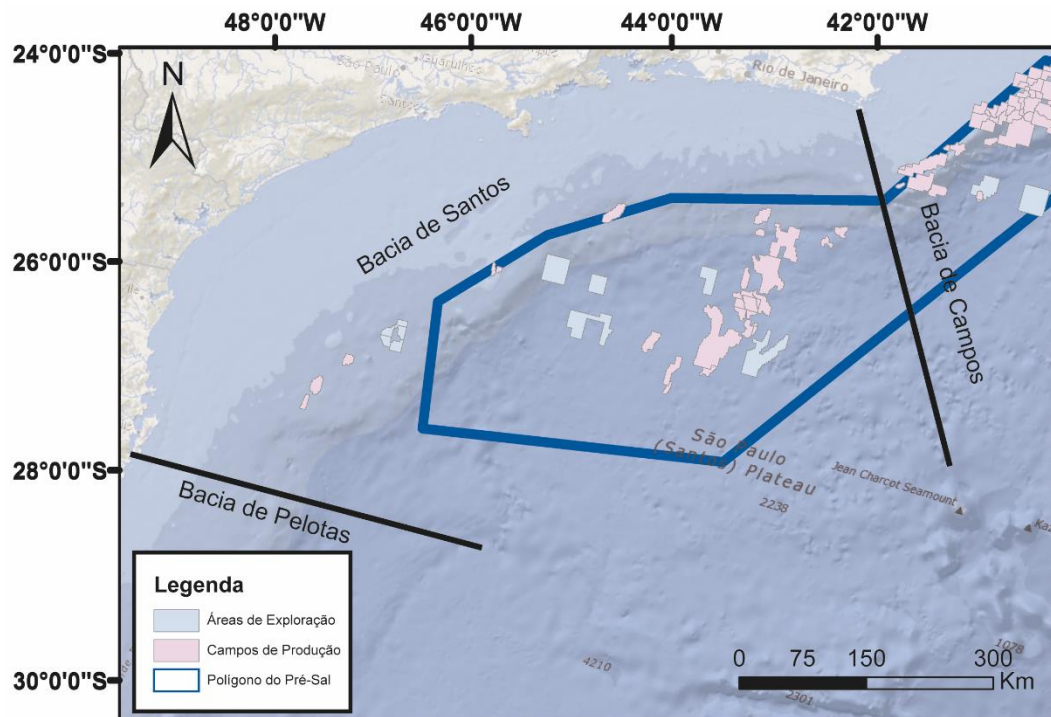


Figura 1: Localização da Bacia de Santos com os principais campos de produção e blocos de exploração representados. O polígono em azul escuro delimita a região dos principais reservatórios da seção Pré-sal.

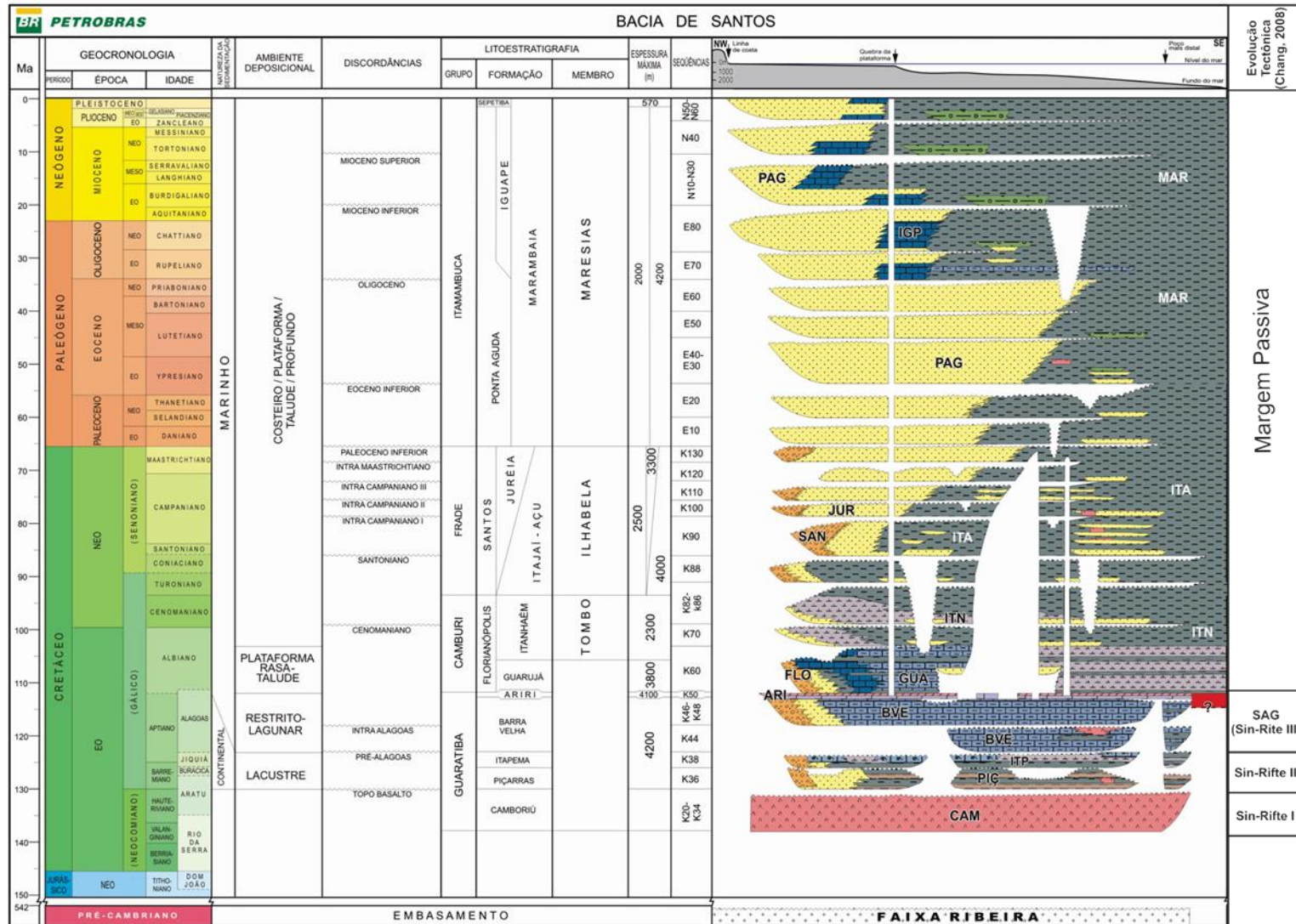
A formação da Bacia de Santos está associada ao segundo break-up gerado pelo processo de ruptura do megacontinente Gondwana Oeste que resultou na formação do oceano Atlântico Sul em um modelo de rifte propagante (Bueno, 2004).

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.



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.

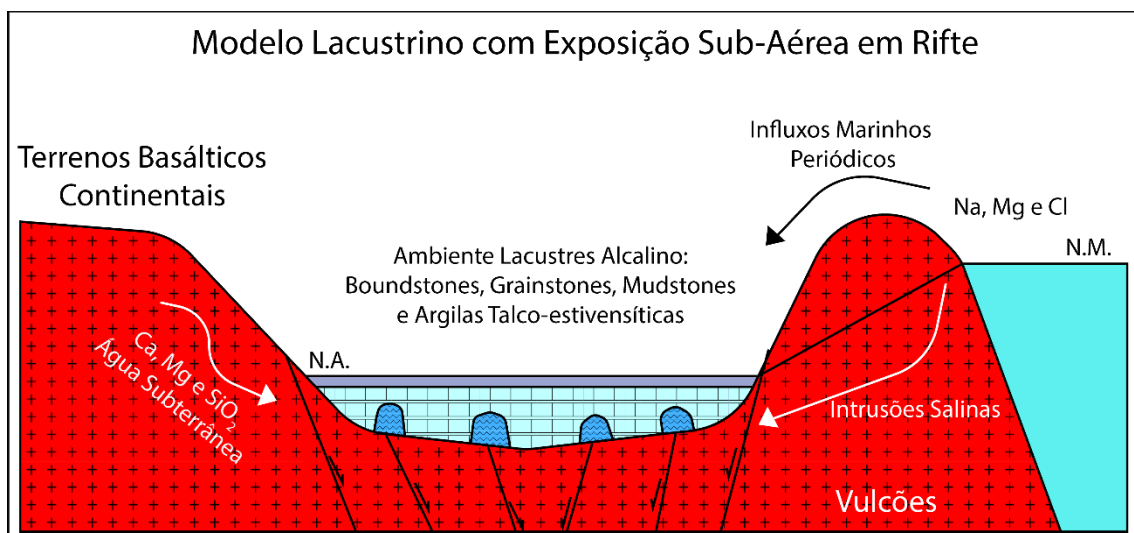


Figura 3: Modelo de ambientação tectônica do ambiente lacustrino alcalino da fase sag das bacias marginais brasileiras (Modificado de Szatmari e Milani, 2016)

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.

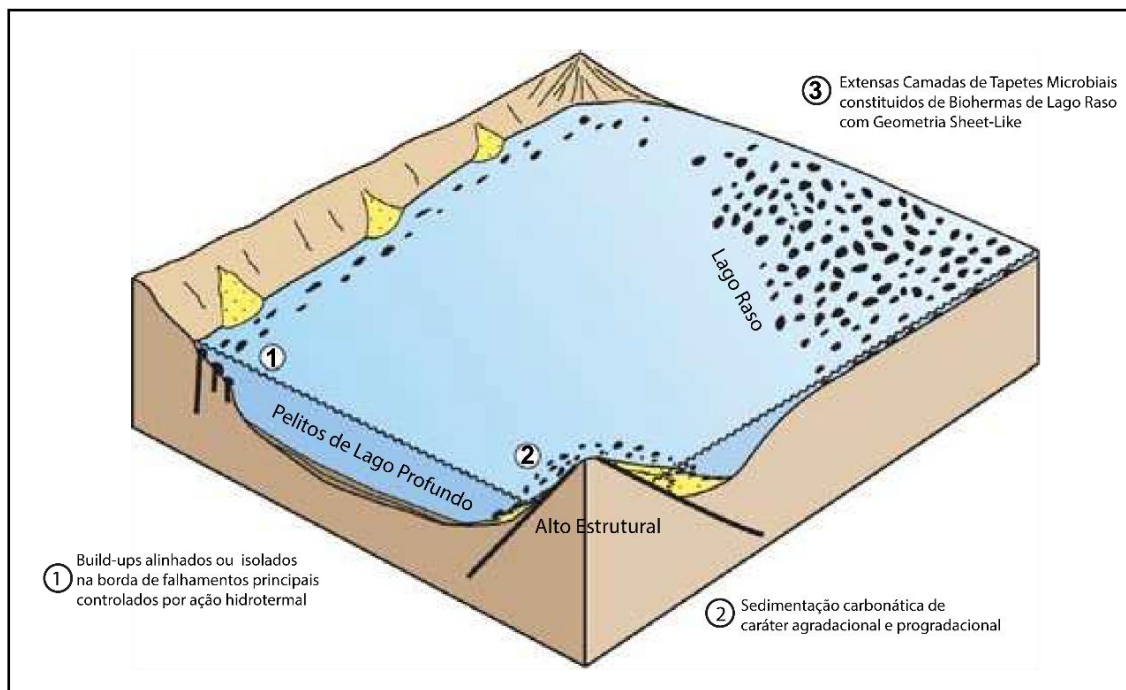


Figura 4: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustrinas proposta por Wright (2012).

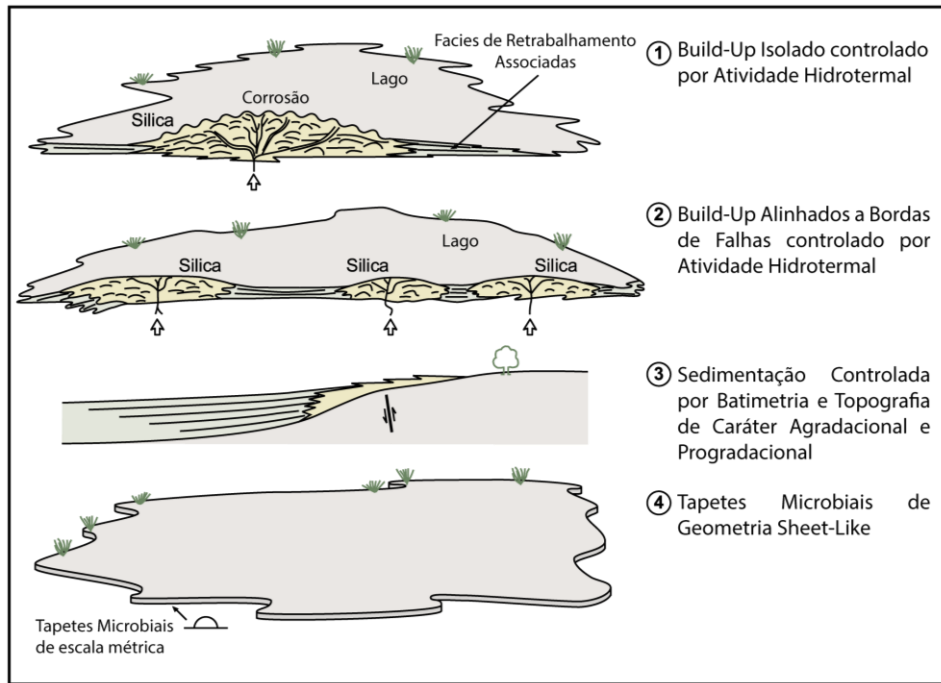


Figura 5: Arquitetura interna das fácies carbonáticas lacustrinas proposta por Wright (2012).

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).

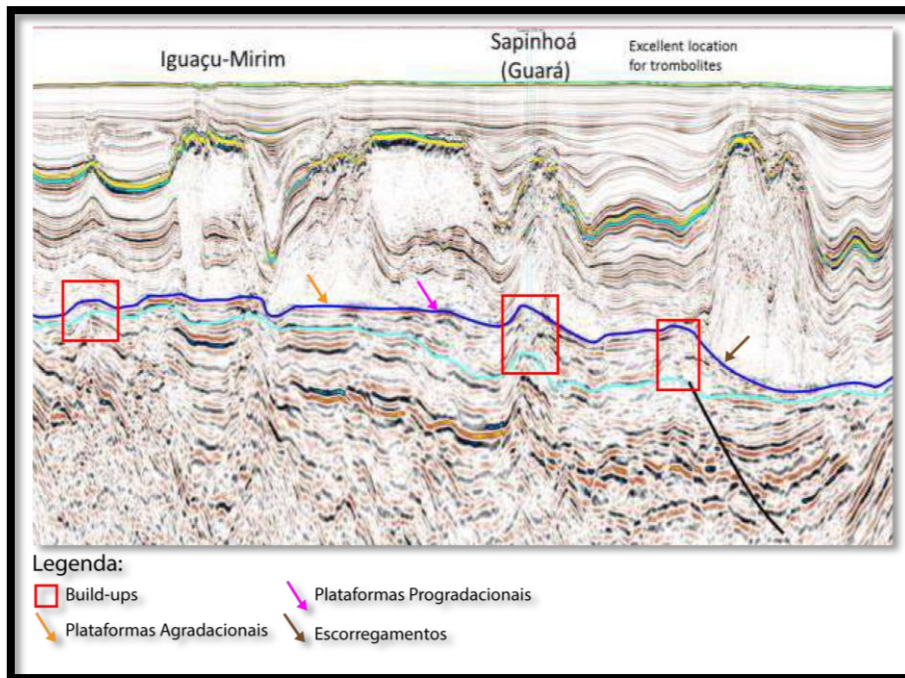


Figura 7: Fácies sísmicas de plataformas agradacionais/progradacionais, *build-ups* na borda de falhamentos e escorregamentos observados no Campo de Sapinhoá por Kattah e Balabekov (2015).

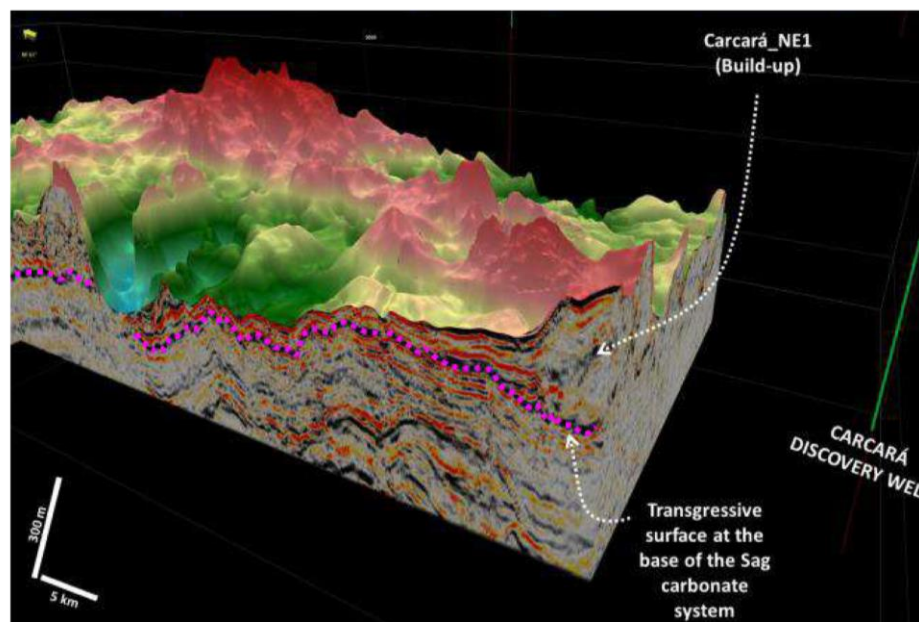


Figura 8: Sismofácies de *build-up* carbonático observados no Campo de Carcará por Kattah e Balabekov (2015).

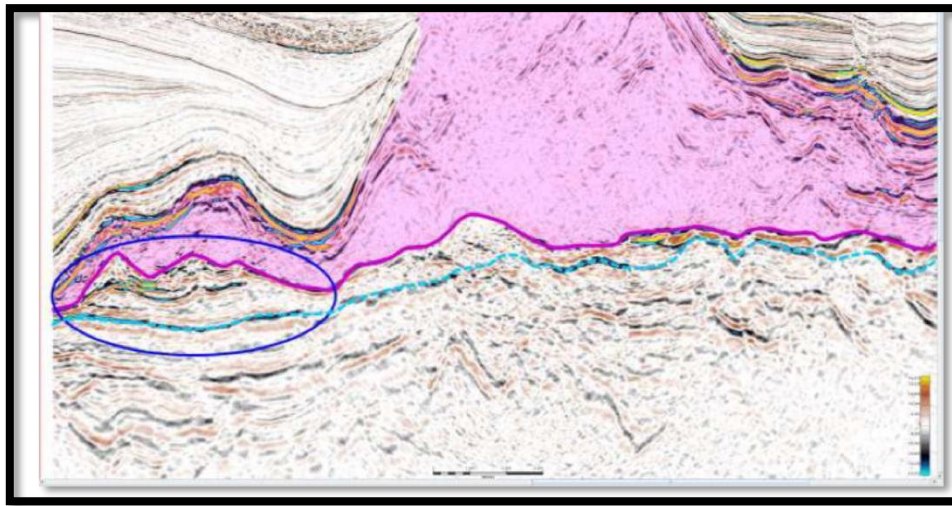


Figura 9: Sismofácies de cordões carbonáticos com evaporitos ao redor na região do Campo de Sagitário observados por Kattah e Balabekov (2015).

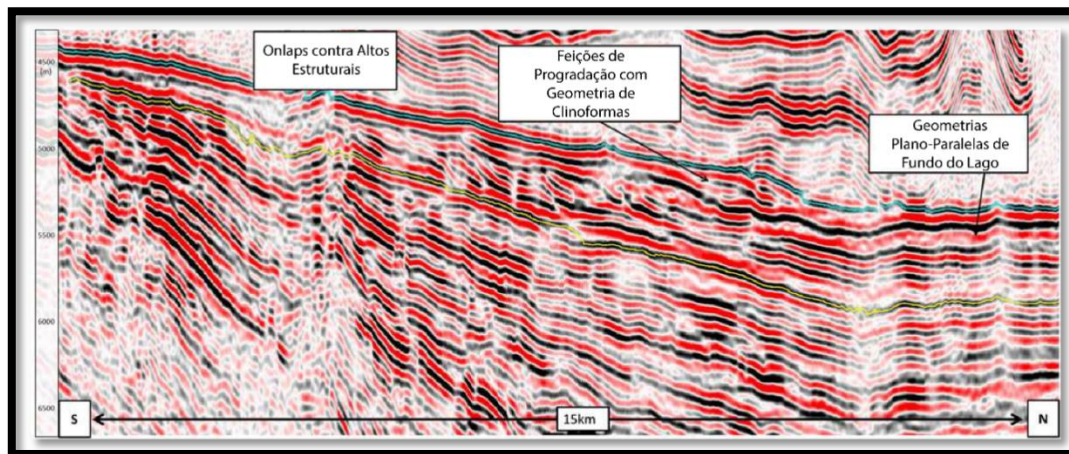


Figura 10: Sismofácies de plataformas carbonáticas progradaçãois observadas da região do Alto de Pão de Açúcar por Buckley *et al.* (2015).

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.

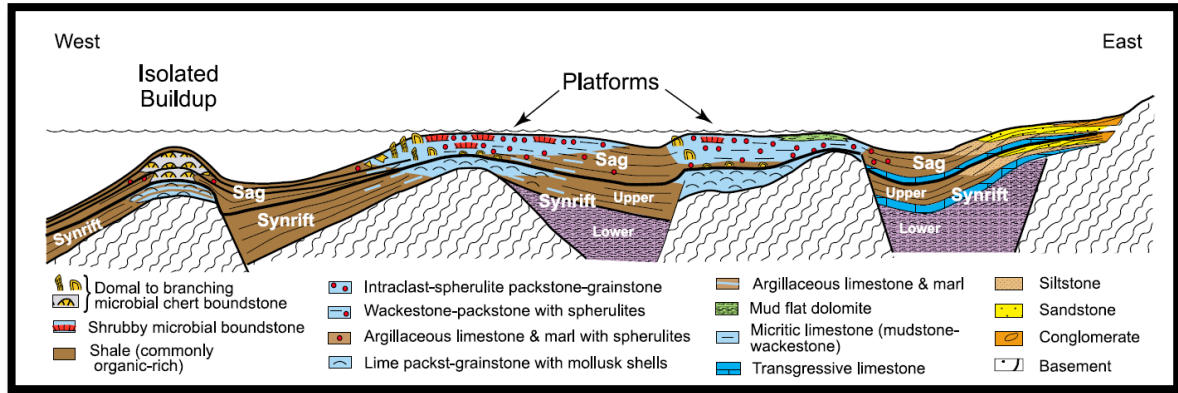


Figura 11: Modelo deposicional do pré-sal da região offshore da bacia de Kwanza proposto por Saller *et al.* (2016).

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.

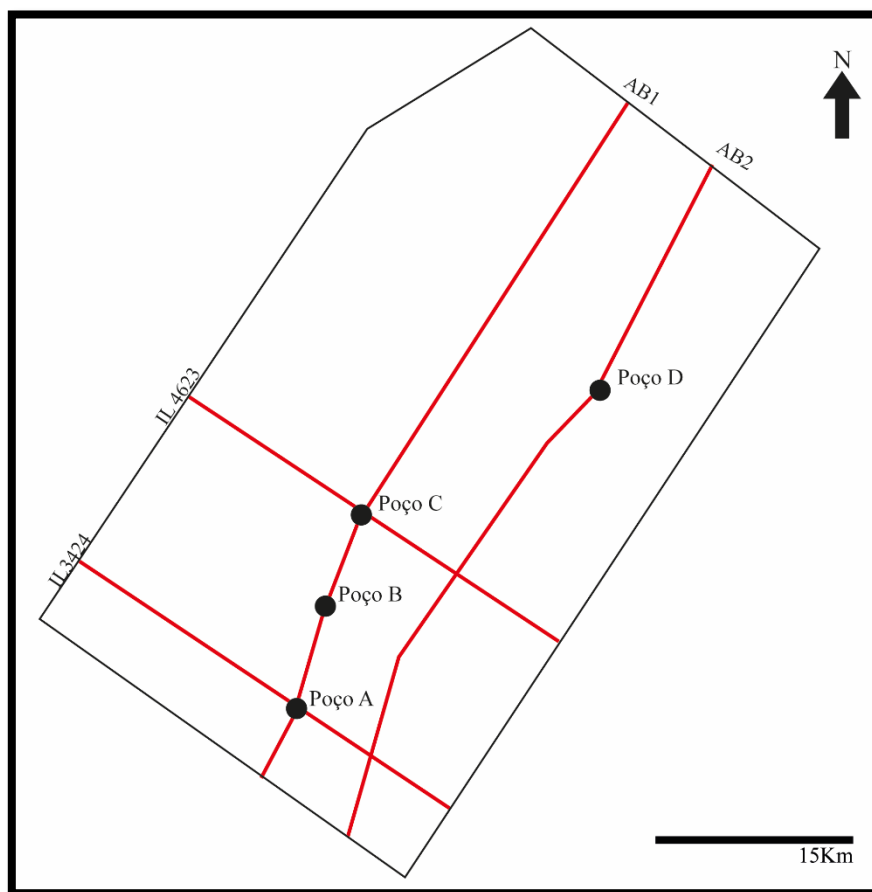


Figura 12: Dados disponíveis na área do estudo. O polígono em preto delimita a região da sísmica e os círculos em preto mostram a localização dos poços. As *inlines* e linhas arbitrárias utilizadas para mostrar os resultados estão em vermelho.

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.

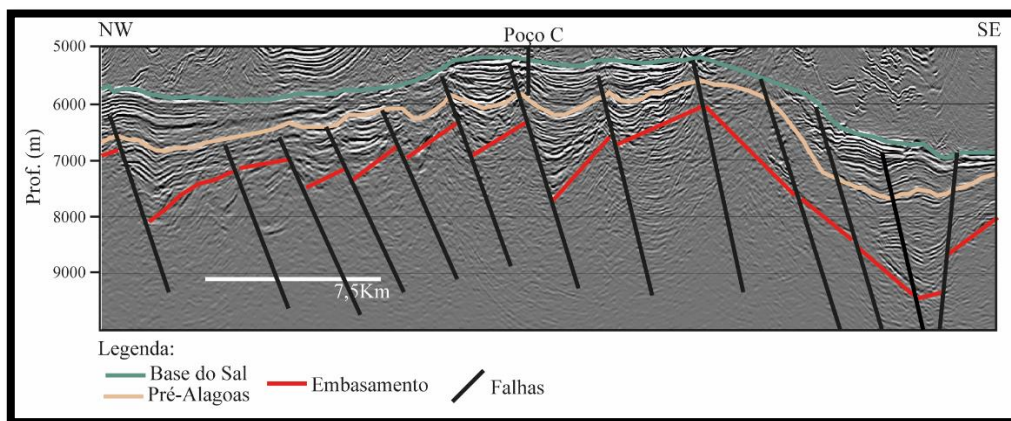


Figura 13: Interpretação na *inline* 4623 da base do sal, da discordância Pré-Alagoas e o do embasamento, representados, respectivamente, pelas linhas verde, marrom e vermelha. As principais falhas também são mostradas pelas linhas pretas.

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.

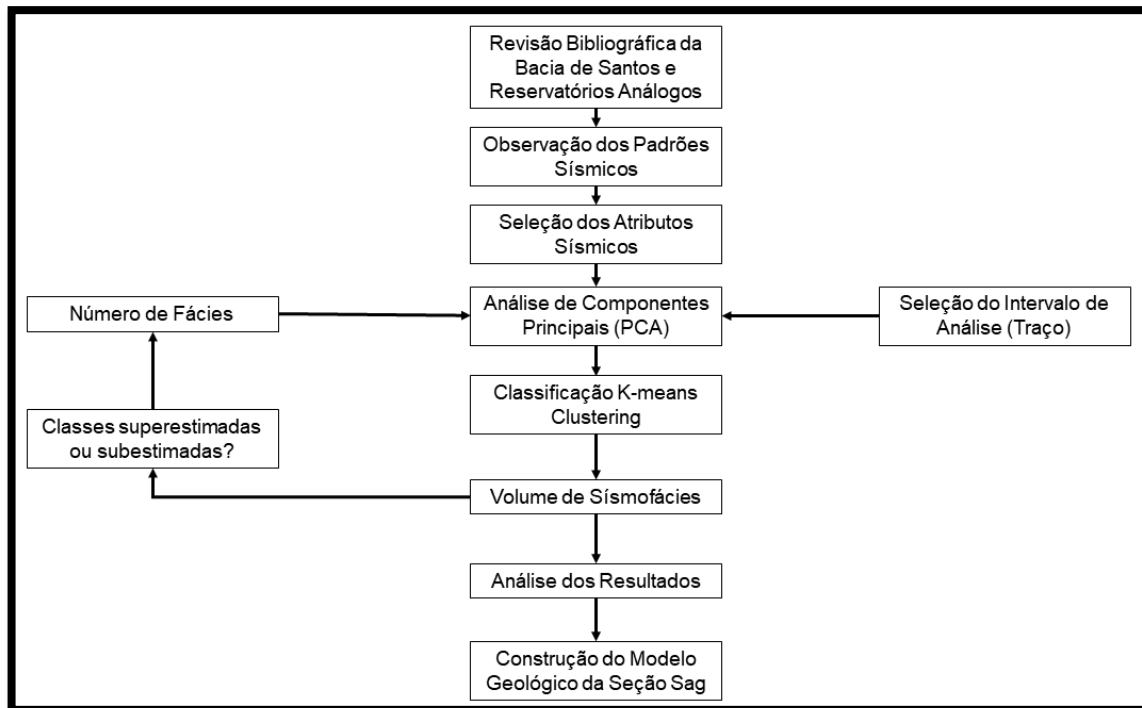


Figura 14: Fluxo de trabalho usado para a caracterização de sismofácies.

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.

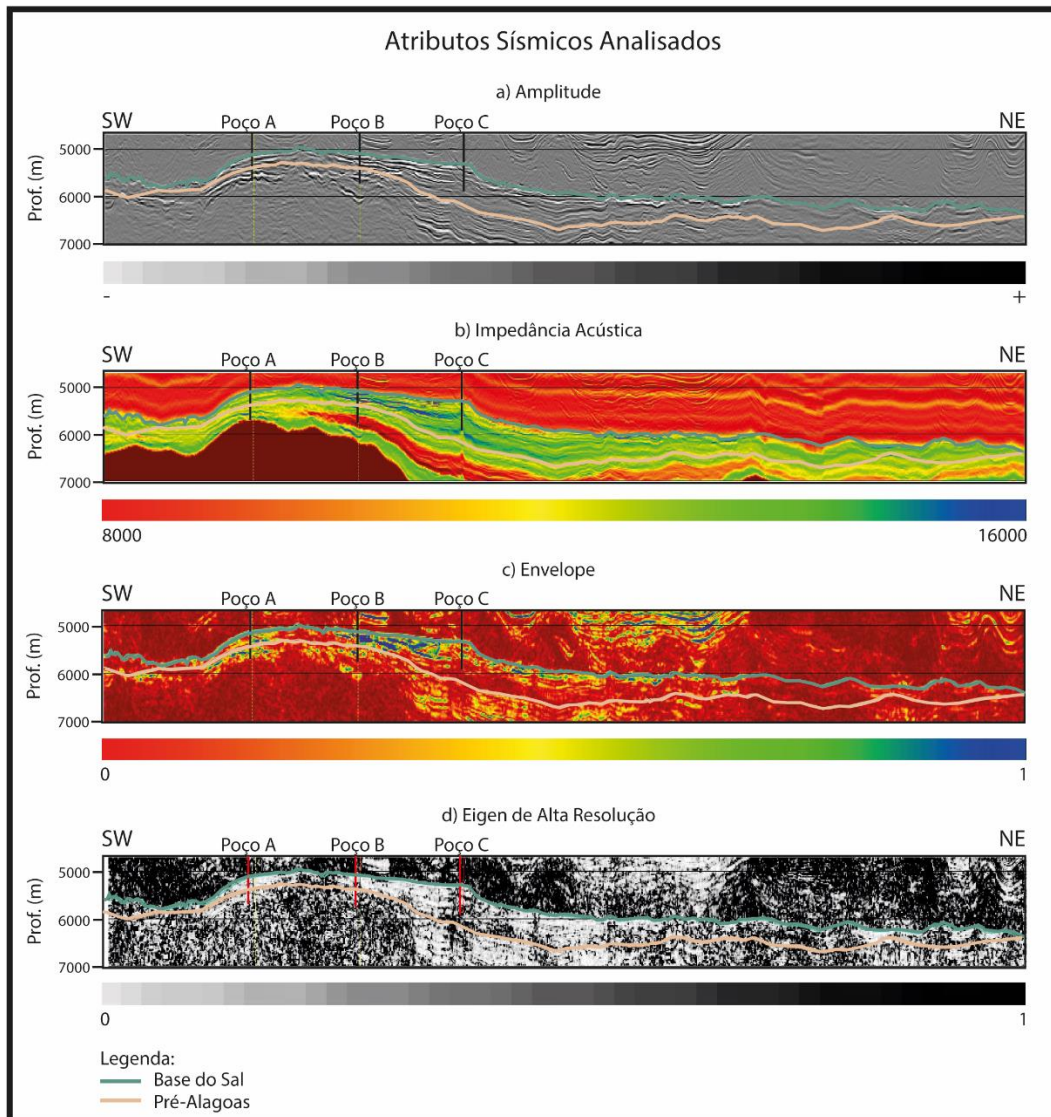


Figura 15: Atributos sísmicos, na linha arbitrária AB1, usados para o estudo dos padrões sísmicos na fase sag.

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.

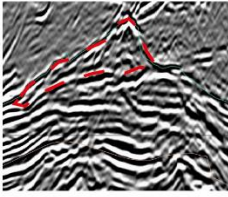
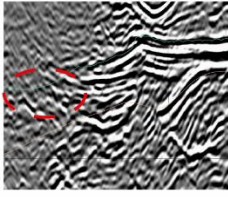
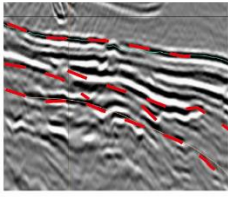

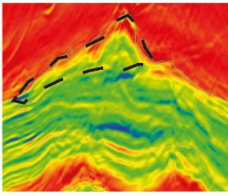
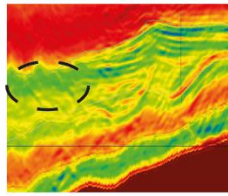
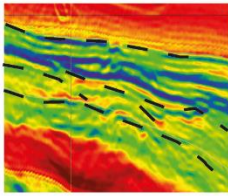

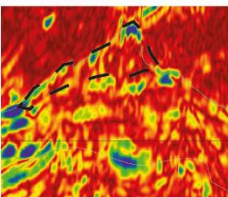
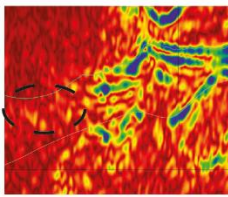
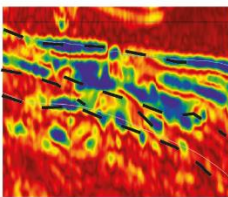

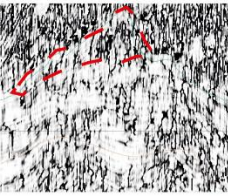
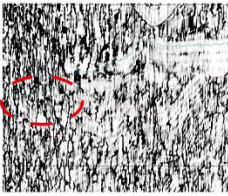
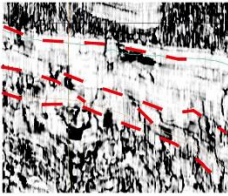

Atributos Sísmicos	Padrões Sísmicos			Escala
	Build-up/Vulcânicas	Escorregamento	Plataforma Agradacional/ Progradacional	
Amplitude				
Impedância Acústica				
Envelope				
Eigen de Alta Resolução				
Sinal Sísmico	<p>Amplitude: geometria cônica bem marcada com refletores internos caóticos;</p> <p>Impedância 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.

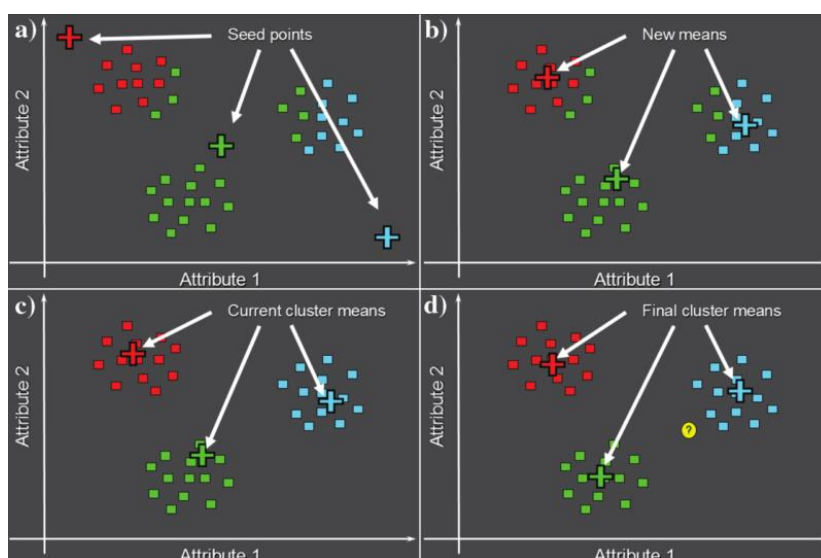


Figura 17: Representação do funcionamento do método de *k-means clustering* utilizando dois atributos descrito por MacQueen (1967) in Nikraves, Adams e Levey (2001) e Zhao *et al.* (2015). a) Os *seed points* que representam os *clusters* são aleatoriamente posicionados no espaço amostral; as distâncias 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.

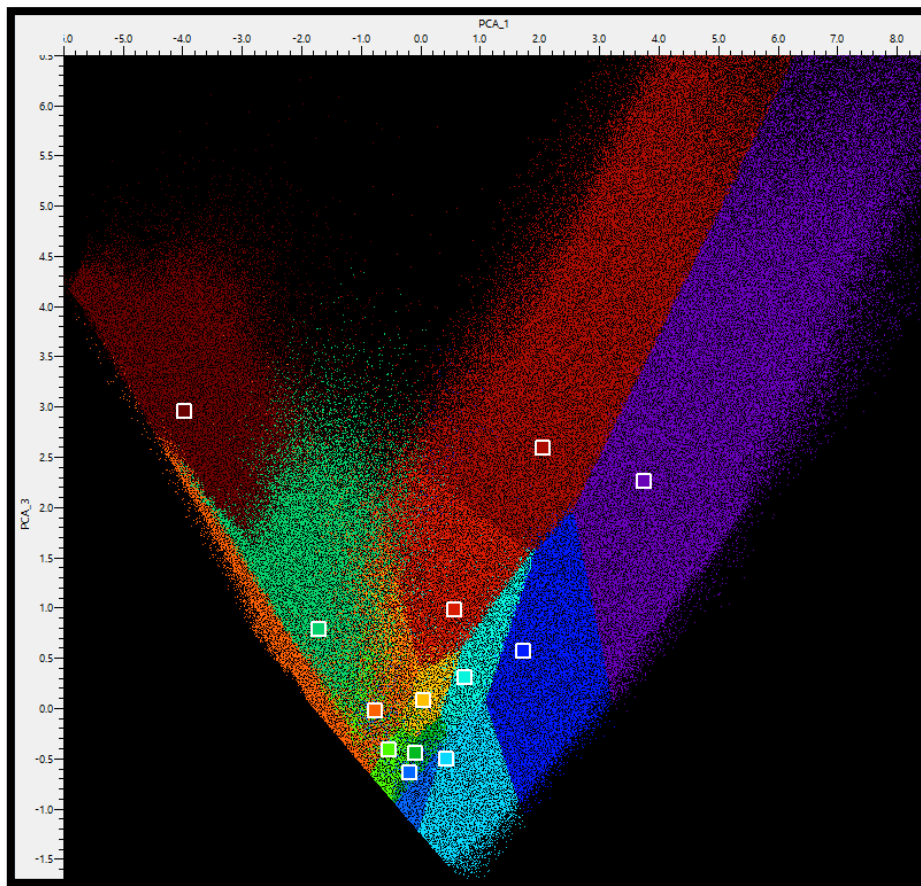


Figura 18: *Crossplot* dos volumes de PCA com a solução gerada pelo método de *k-means clustering*.

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.

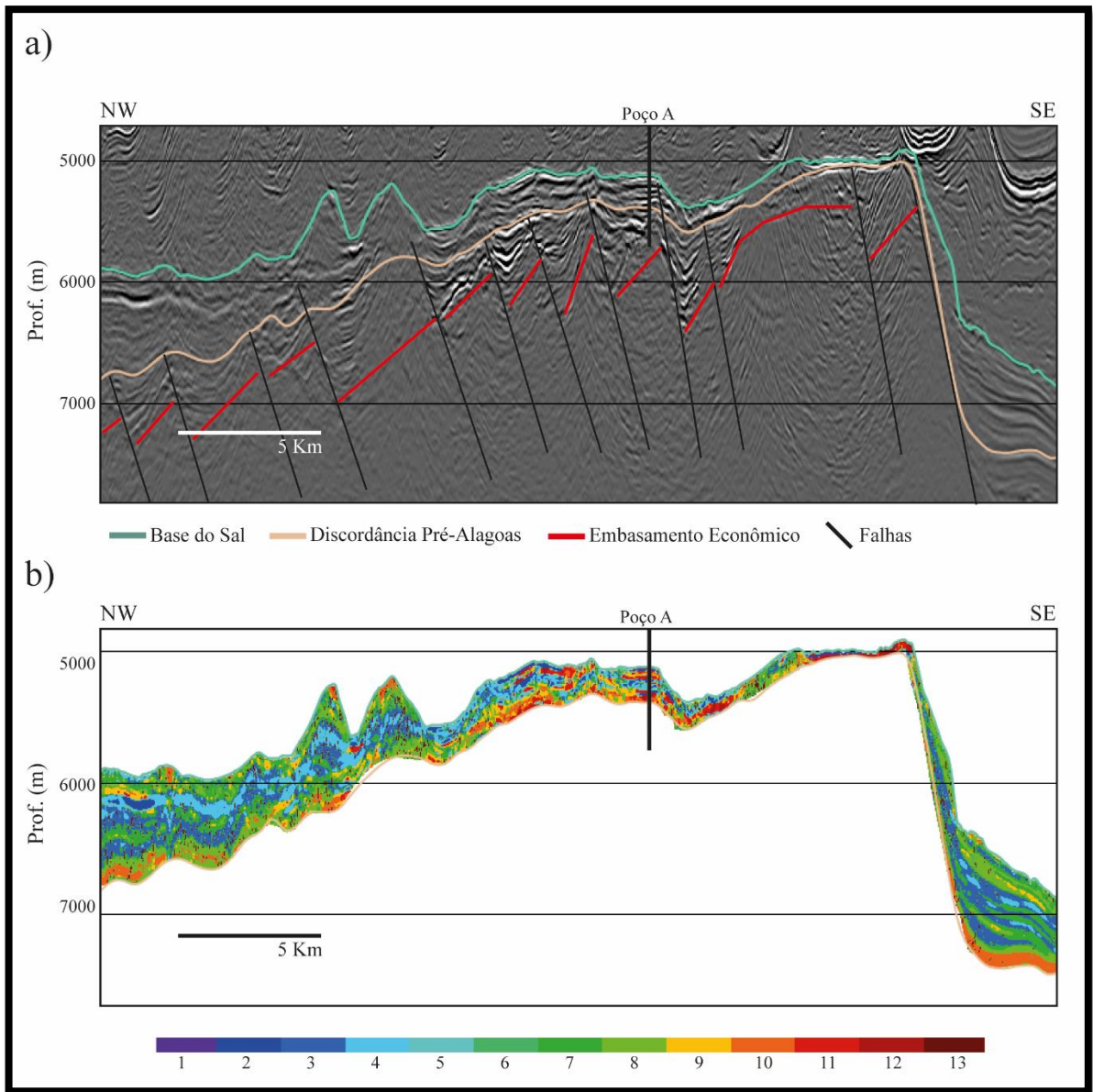


Figura 19: Representação na IL 3424 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sismofácies. O poço A é interceptado por essa seção.

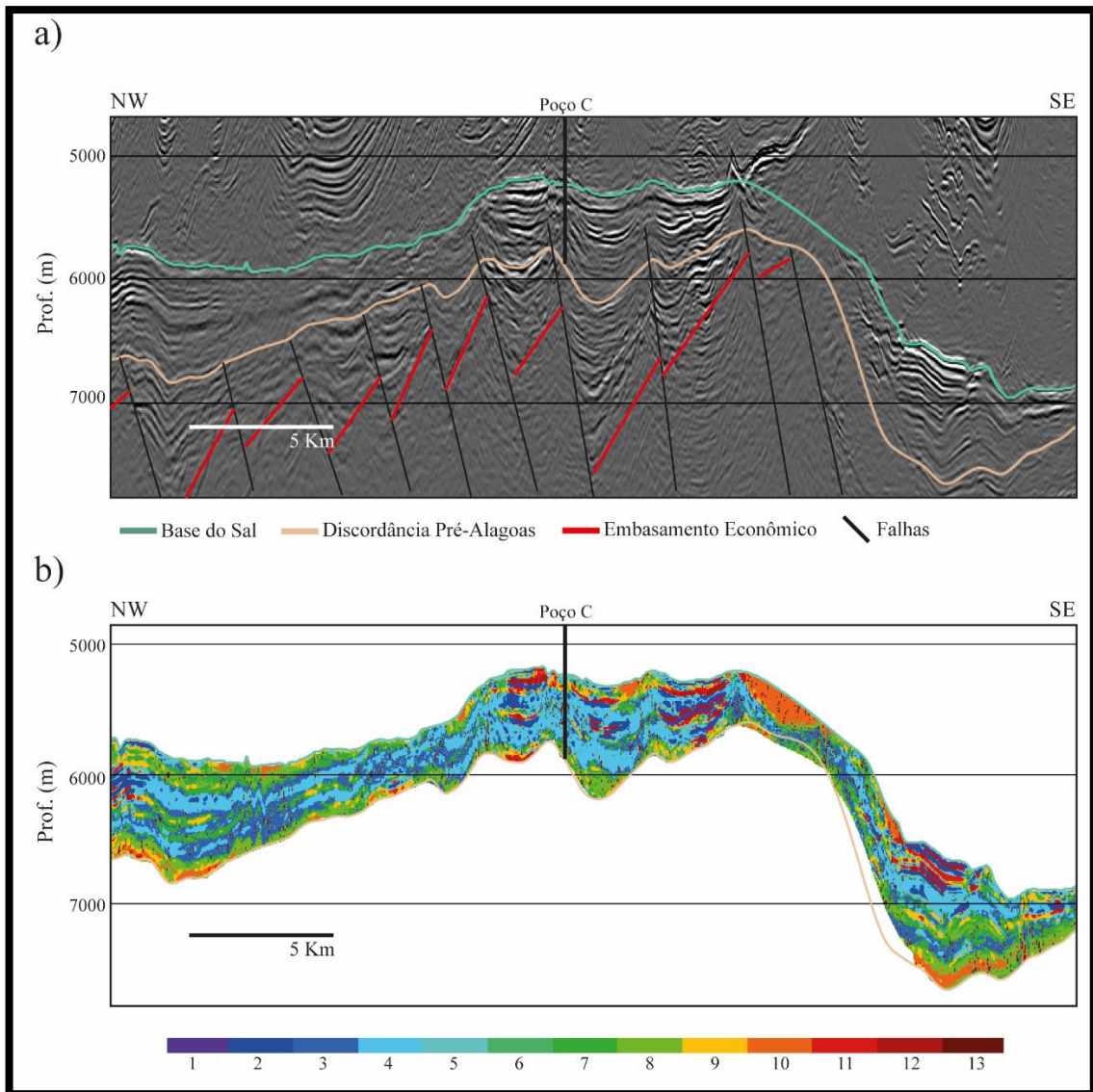


Figura 20: Representação na IL 4623 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sísmofácies. O poço C é interceptado por essa seção.

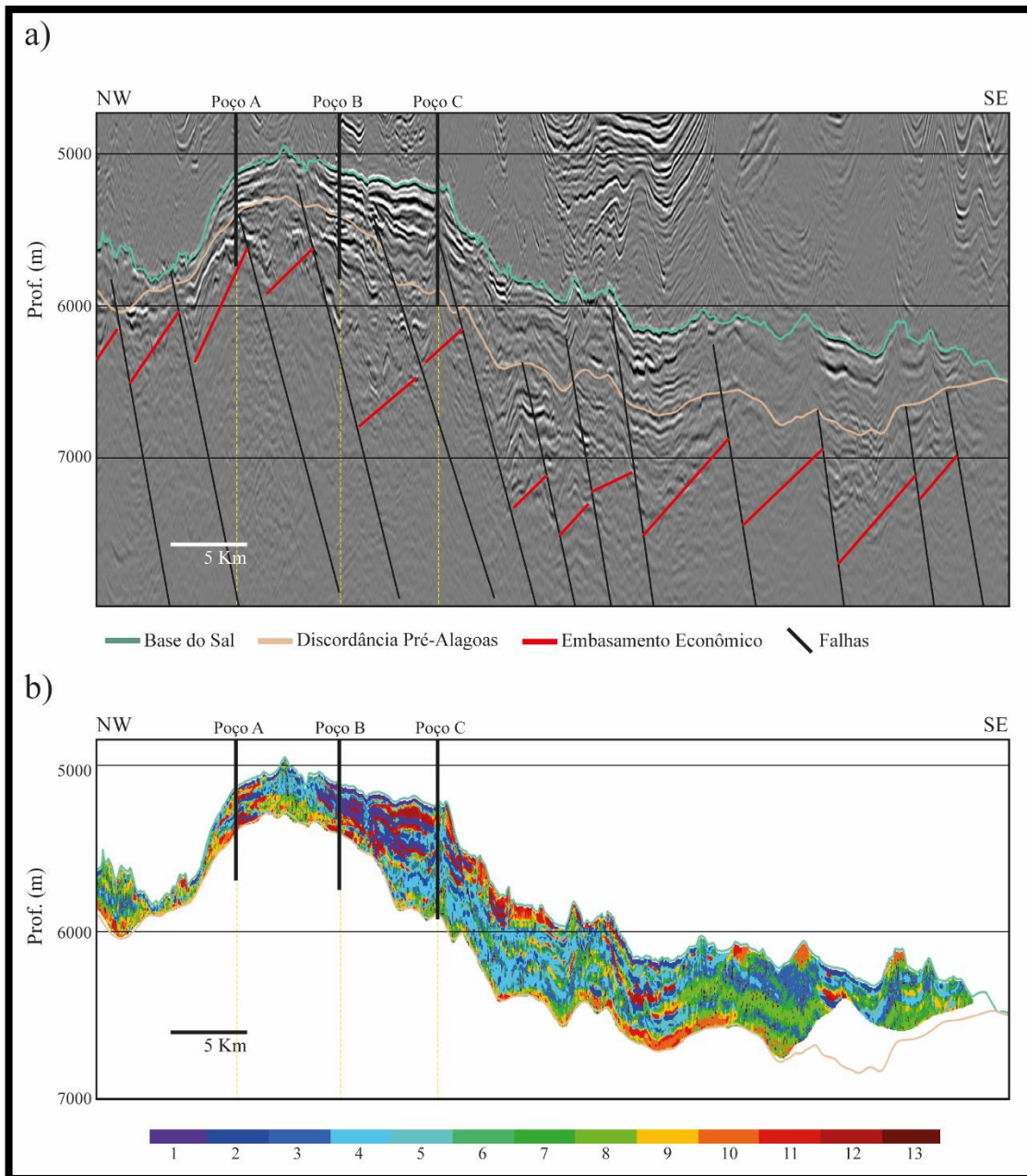


Figura 21: Representação na AB1 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sísmofácies. Os poços A, B e C são interceptados por essa seção.

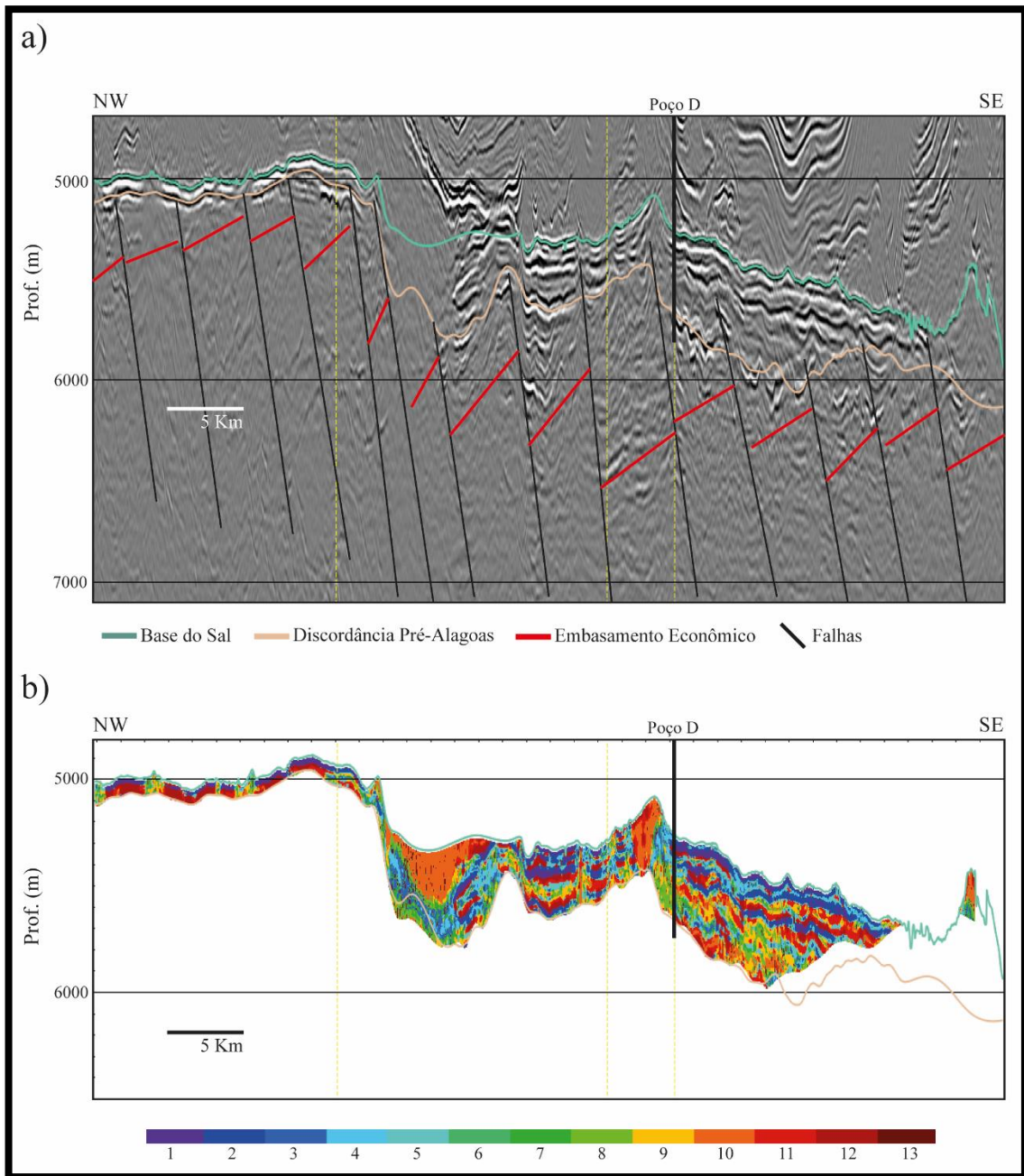


Figura 22: Representação na AB2 da: a) sísmica original e b) dos resultados de classificação de sismofácies. O poço D é interceptado por essa seção.

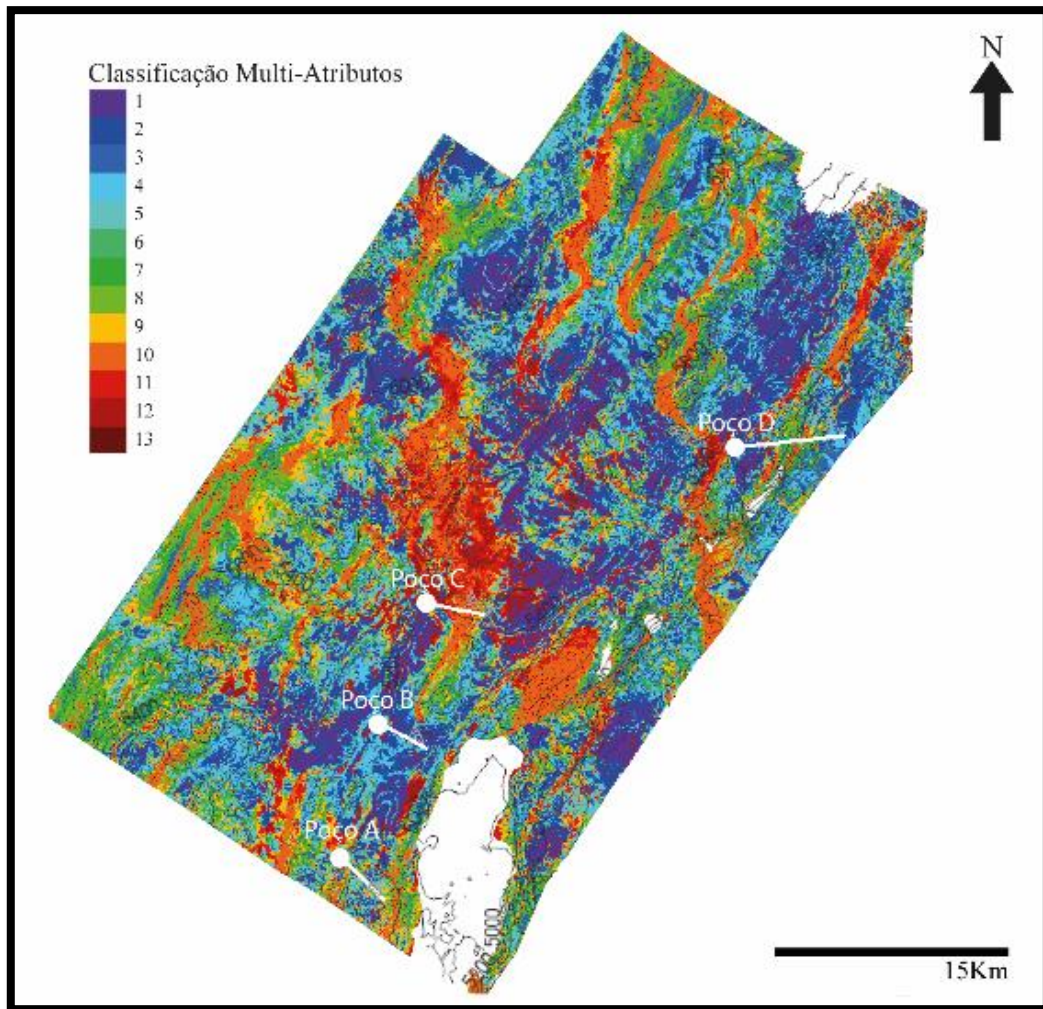


Figura 23: Representação em mapa, sobre a superfície Base do Sal, do resultado de classificação de sismofácies multi-atributos. Os poços estão representados por círculos brancos.

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.

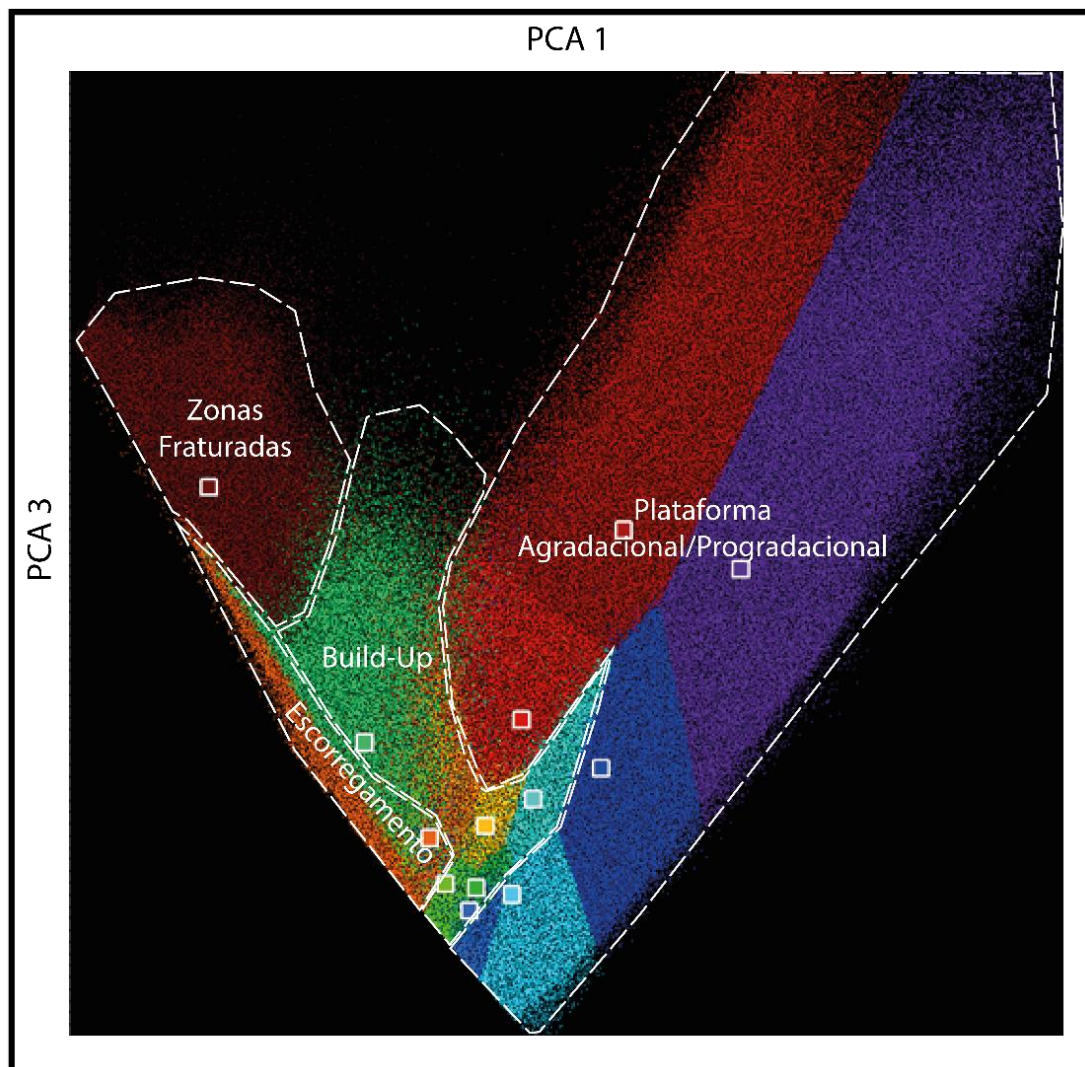


Figura 24: *Crossplot* entre os volumes de *PCA* e os *clusters* associados. Os polígonos em branco associam conjuntos de *clusters* resultantes da classificação de sismofácies com os padrões sísmicos de *build-up*, plataforma agradaciona/progradacional, escorregamentos e zonas fraturadas.

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.

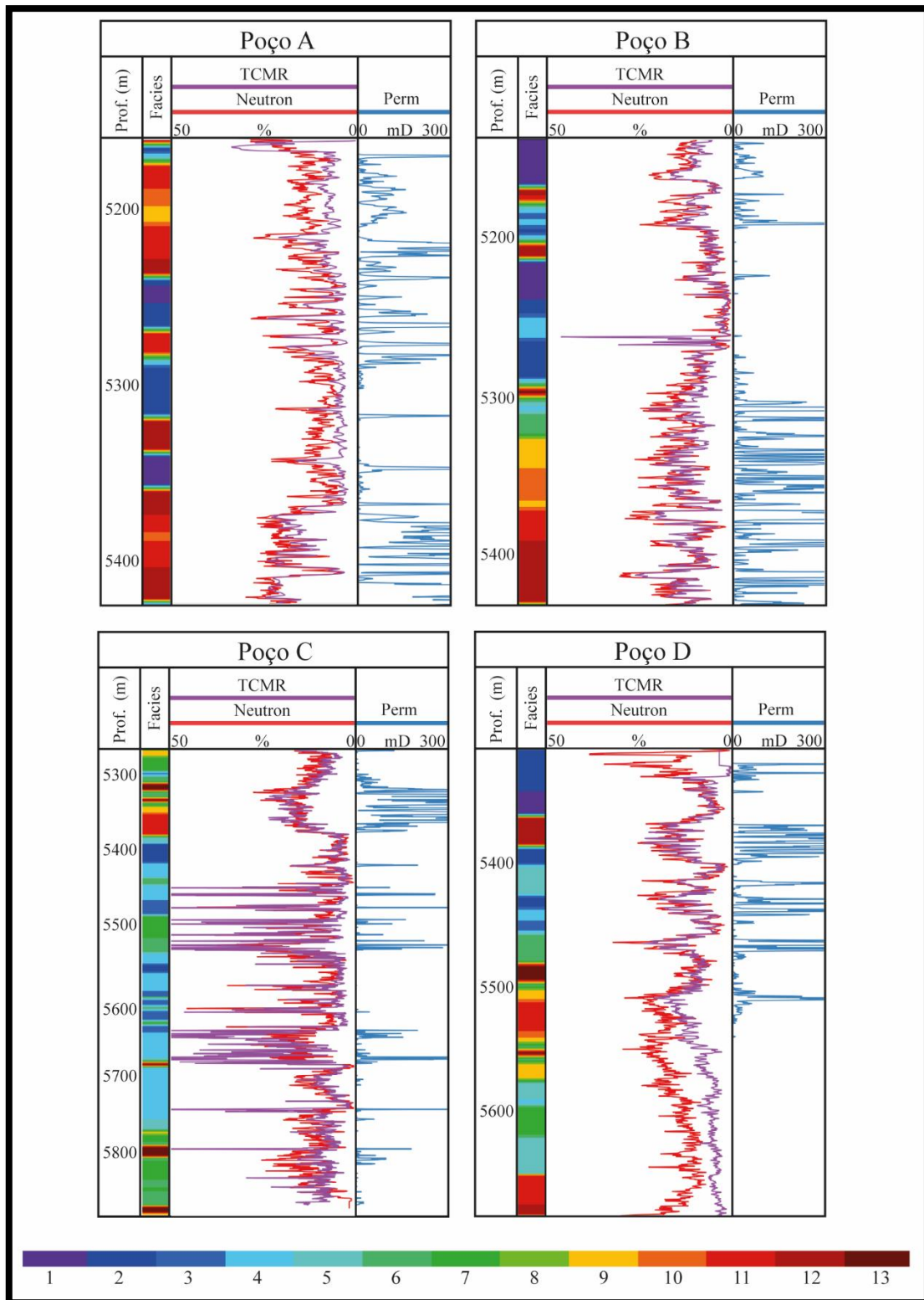


Figura 25: Resultado da classificação de sismofácies comparado com os perfis de porosidade neutrônica e TCMR (obtido a partir do perfil de ressonância) e do perfil de permeabilidade estimado a partir do perfil TCMR.

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.

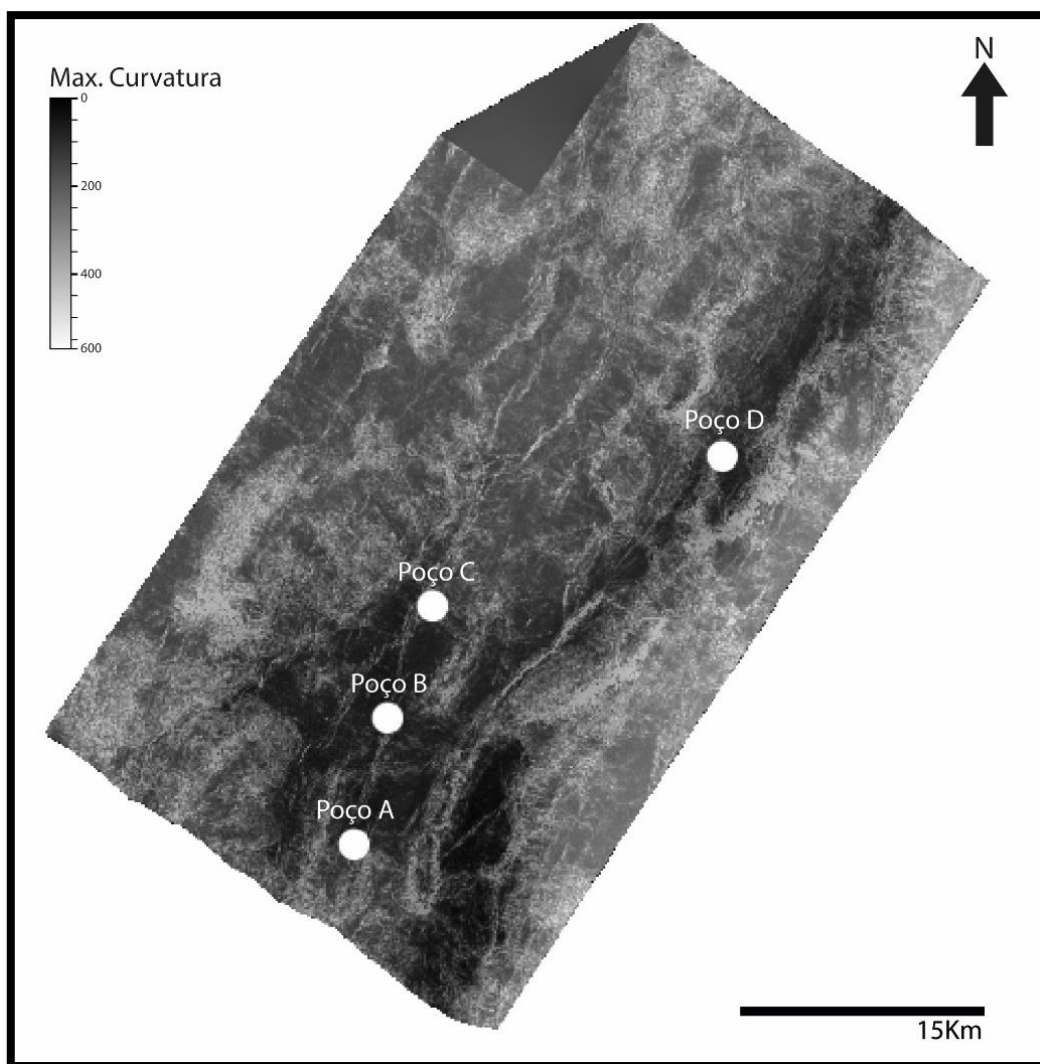


Figura 27: Atributo de máxima curvatura extraído sobre a superfície da base do sal.

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.

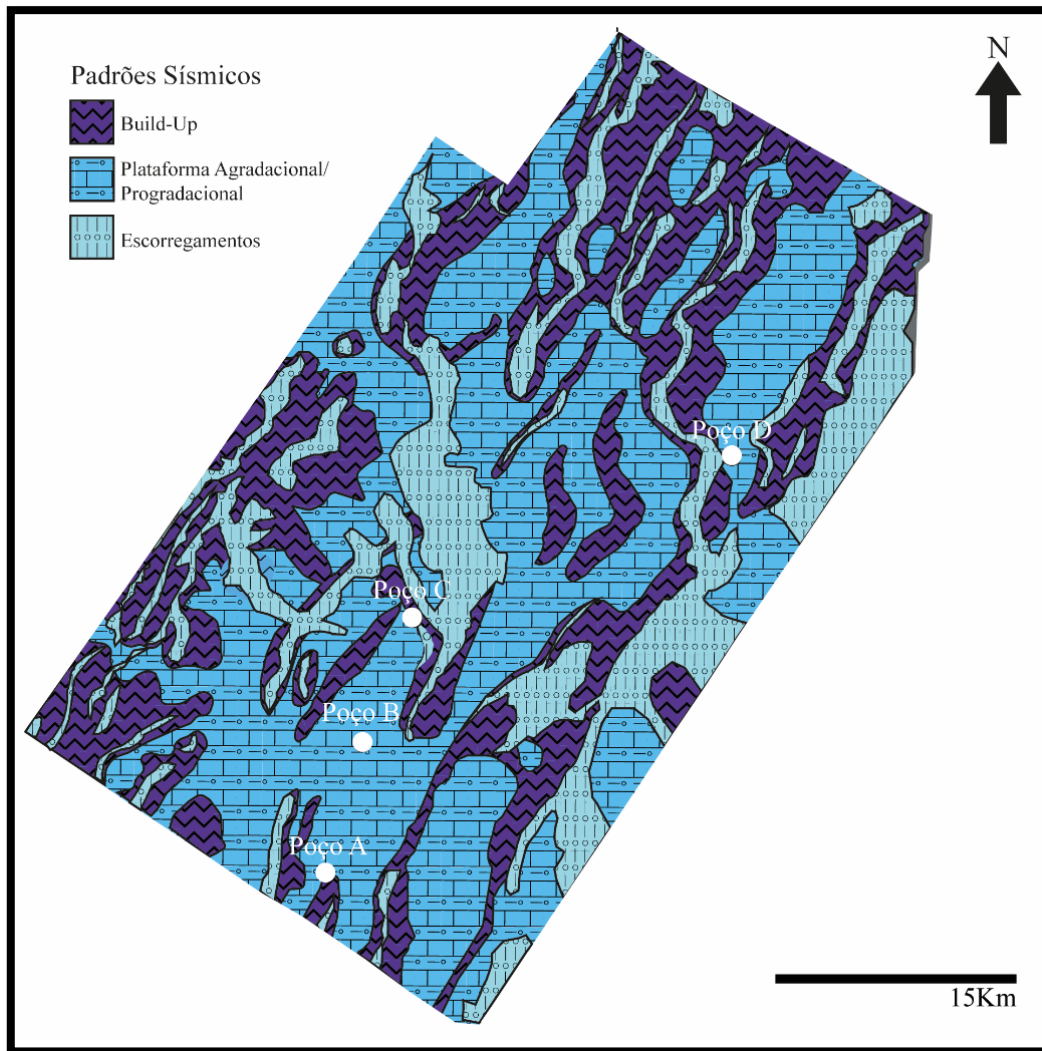


Figura 28: Zoneamento de padrões sísmicos na área de estudo. Os poços estão representados por círculos brancos.

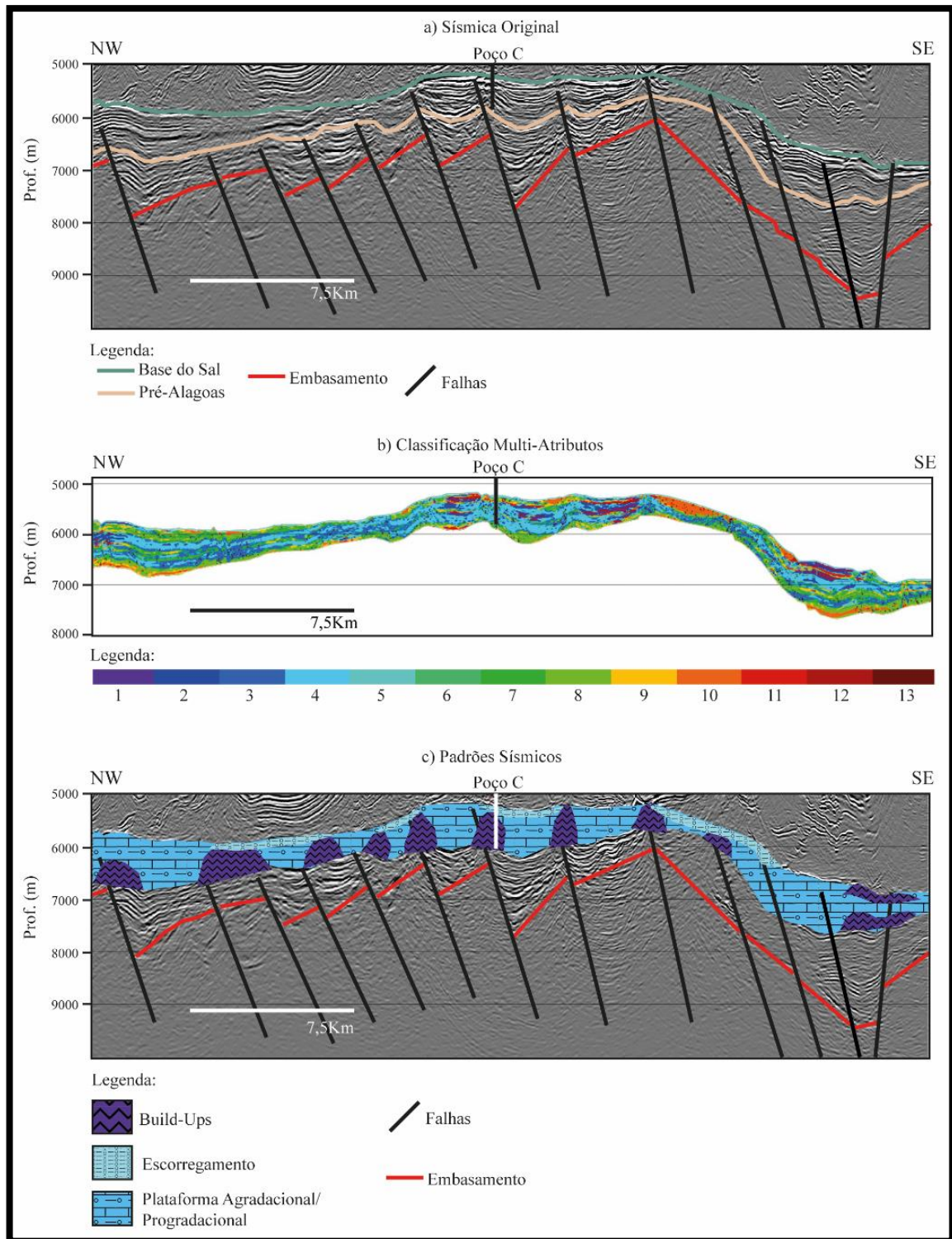


Figura 29: Zoneamento de padrões sísmicos na IL 4623. a) mostra a sísmica original; b) mostra a classificação de sísmofácies; e c) mostra o zoneamento de padrões sísmicos.

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.

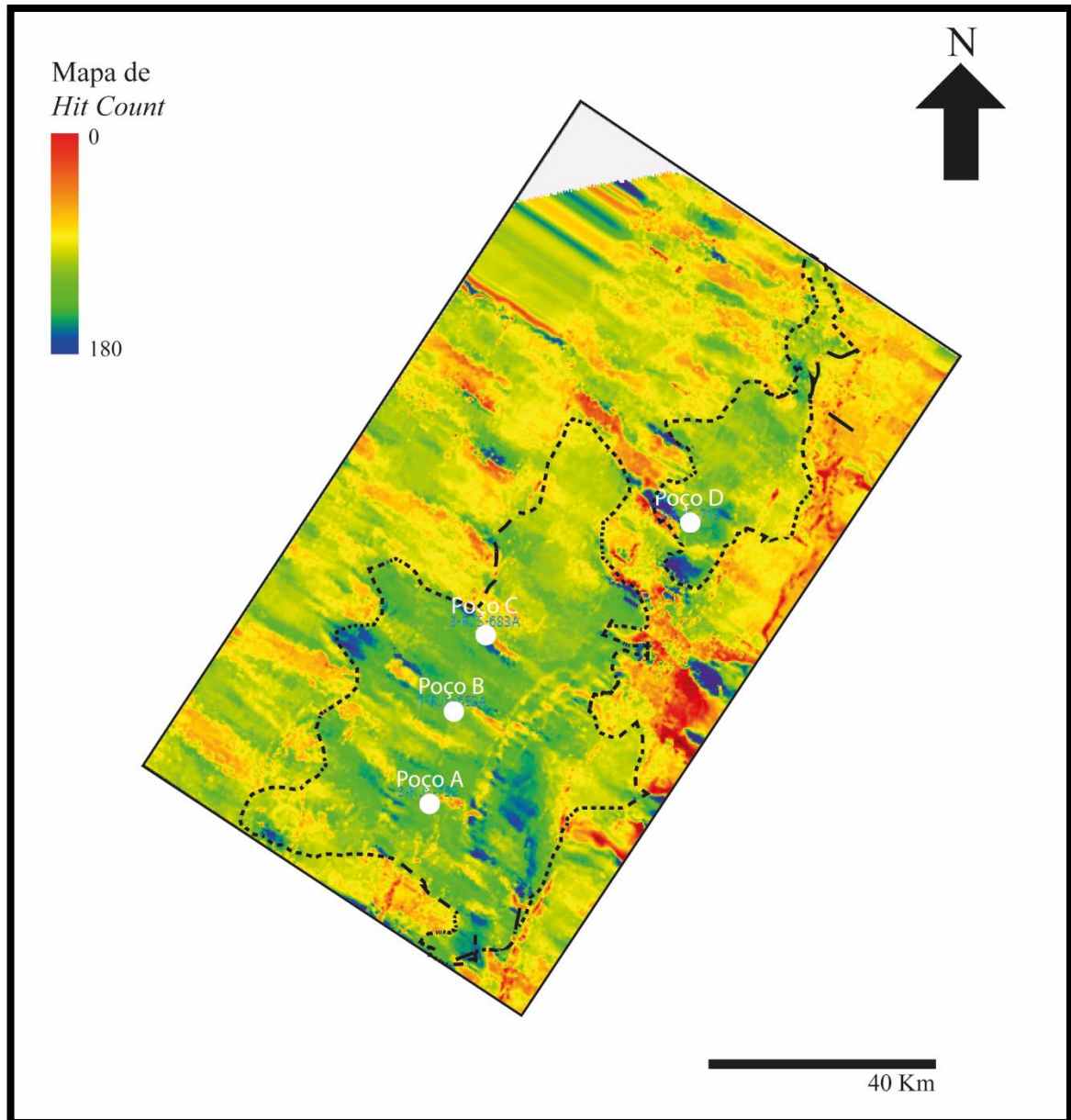


Figura 30: Mapa de *Hit Count* extraído sobre a superfície base do sal como forma de representação da confiabilidade na área de estudo.

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.