



Capítulo

# 12

## Geofísica de reservatórios no Pré-sal brasileiro

### AUTORES

Paulo Roberto Schroeder Johann<sup>1</sup> ([johann@petrobras.com.br](mailto:johann@petrobras.com.br)), Rubens Caldeira Monteiro<sup>1</sup>, Roberto de Melo Dias<sup>1</sup>, Wilson Lisboa Ramos Filho<sup>1</sup>, Bernardo Radefeld Meirelles<sup>1</sup>, Diego Garcia<sup>1</sup>, Rodrigo Macedo Penna<sup>1</sup>, Leonardo Costa de Oliveira<sup>1</sup>, Cristiano Rancan<sup>1</sup>, Isabela de Oliveira Carmo<sup>1</sup>, Daniela de Melo Apoluceno<sup>1</sup>, Lis Franco Rocha<sup>1</sup>, Alexandre de Jesus Pinho<sup>1</sup>, Rui Cesar Sansonowski<sup>1</sup>, João Adolfo Rosseto<sup>1</sup>, Mario Paes de Almeida Junior<sup>1</sup>, Talles Barsanti Meneguim<sup>1</sup>, Pedro Silvany Sales<sup>1</sup>, Carlos Eduardo Pereira<sup>1</sup>, Carlos Eduardo Abreu<sup>1</sup>, Nathalia Martinho Souto Muniz da Cruz<sup>1</sup>, José Marcelo Nunes Cruz<sup>1</sup>, Mônica Maria Muzette da Costa<sup>1</sup>, Marcos Hexsel Grochau<sup>1</sup>, Leonardo Márcio Teixeira da Silva<sup>1</sup>, Eduardo Naomitsu Urasaki<sup>1</sup>, Maria Taryn Relvas Campos<sup>1</sup>, Eliane Born da Silva<sup>1</sup> e Júlia Campos Guerrero<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Petrobras

Palavras-chaves: Caracterização Geofísica de Reservatórios, Monitoramento Sísmico, Sísmica *time-lapse* (4D), Tecnologia NODES, *Full Azimuth* (FAZ) e Sismofácies.

### RESUMO

O Pré-sal da Bacia de Santos apresenta diversos desafios tecnológicos e metodológicos. Sobreretudo, aqueles associados à geologia regional altamente complexa, onde os reservatórios heterogêneos com grandes variações faciológicas e intensa diagênese são sobrepostos por uma importante halocinese e grandes espessuras na seção evaporítica. Os dados sísmicos *narrow-azimuth* (NAZ) para o Pré-sal mostram uma ampla gama de ruídos não coerentes e coerentes, incluindo múltiplas internas e reverberações geradas principalmente no intervalo evaporítico, degradando a razão sinal-ruído (S/R). A baixa resolução sísmica e a anisotropia

de velocidades também desempenham um papel importante. Com o objetivo de superar esses desafios, foram feitos importantes investimentos em novas tecnologias sísmicas, desde a aquisição até o processamento, interpretação e modelagem. O sucesso dessas tecnologias impulsionou o desenvolvimento dos campos de Búzios e o uso de aquisições *full-azimuth* com longos afastamentos fonte-receptor (NODES) e de processamentos FWI e LS-RTM em outros campos do Pré-sal, especialmente em Mero, Iara e Tupi. No campo de Búzios, as interpretações de feições sísmicas melhoraram as estimativas de propriedades dos reservatórios e a distribuição de feições carbonáticas. Em Mero, uma modelagem petroelástica detalhada suportou o uso de técnicas avançadas de inversão sísmica, contribuindo para melhor orientar a classificação de rochas ígneas do campo. No Complexo de Iara, importantes contribuições foram alcançadas por um reprocessamento sísmico multi-azimutal que revelou características geológicas tridimensionais anteriormente não observadas, permitindo previsões de distribuição de fraturas. A viabilidade do uso da Sísmica 4D para os carbonatos de alta rigidez do Pré-sal e seus benefícios para o monitoramento de fluidos foram demonstrados no campo de Tupi, destacando a importância das tecnologias de monitoramento sísmico para aumentar o fator de recuperação de toda a província do Pré-sal. Estes exemplos demonstram os benefícios obtidos com a incorporação de novas tecnologias e metodologias nos fluxos de modelagem de reservatórios na escala sísmica, além de seus impactos na otimização da gestão dos reservatórios do Pré-sal, mitigando incertezas e reduzindo os riscos nos processos de desenvolvimento da produção (DP) e ao longo da vida econômica dos campos de petróleo.

## 1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é destacar os desafios técnicos da geofísica de reservatórios e as soluções tecnológicas implantadas visando a melhoria de qualidade, imageamento, resolução, repetibilidade e detectabilidade no monitoramento sísmico de reservatórios carbonáticos do Pré-sal. Os resultados dessas implantações estão expressos no sucesso das interpretações sísmicas 4D, campo de Tupi, e na caracterização detalhada das sismofácies nos principais campos do Pré-sal Brasileiro: Berbigão, Sururu, Atapu, Mero e Búzios.

Cinco tópicos ligados a geofísica de reservatórios do Pré-sal brasileiro são apresentados neste Capítulo. O primeiro é focado nas diferentes tecnologias e nas principais soluções encontradas para os desafios de qualidade, imageamento, resolução e monitoramento sísmico nos reservatórios carbonáticos do Pré-sal. O segundo tópico tem como foco a geofísica de reservatórios no campo de Mero, pertencente ao bloco de Libra, utilizado como estudo de caso para destacar a caracterização das rochas ígneas associadas aos reservatórios carbonáticos. As dificuldades

encontradas na interpretação sísmica são abordadas no terceiro tópico, utilizando como exemplo os reservatórios na área de Iara, que contemplam os campos de Berbigão, Sururu e Atapu.. Os desafios da sísmica *time-lapse* ou 4D nos carbonatos do campo de Tupi são tema do quarto tópico, mostrando o sucesso da aplicação dessa tecnologia. O último tópico descreve a interpretação sísmica no campo de Búzios.

No histórico da descoberta dos reservatórios do Pré-sal da Bacia de Santos, destaca-se o prospecto exploratório no bloco BM-S-11 em 2006, atualmente campo de Tupi, cuja a interpretação foi feita a partir da sísmica marítima denominada 3D Cluster (2001 - 2002), utilizando *streamers* NAZ (*narrow azimuth*) em uma área regional de aproximadamente 20.000 km<sup>2</sup>. Atualmente, trata-se do maior produtor marítimo da indústria do petróleo, com mais de dois bilhões de barris de óleo equivalentes já produzidos entre 2008 e 2020.

As Figuras 1.1 e 1.2 trazem as principais características dessas tecnologias de aquisições pioneiras e as subsequentes ao longo dos anos.

Tecnologias e Parâmetros de Aquisição Sísmica		Santos Cluster 3D NAZ Exploratório 2003 – 2004	Alta Densidade 3D HD NAZ 2007 – 2008	Circular FAZ 3D Cell 2011	OBC Original 3D WAZ – 4C 2010 – 2011	PRM Jubarte 3D – 4C 2012	Nodes Tupi 4D – 4C 2015 – 2017	Nodes Mero 3D – 4C 2017 – 2018	Nodes Búzios 3D – 4C 2018 – 2019
Área (km <sup>2</sup> )		20.000	13.031	625 (360°) e 260 (180°)	110	9 (estações) e 121 (registros)	111 (estações) e 344 (registros)	764 (estações e 1.220 registros)	1.620 (estações) e 2.740 (registros)
Tecnologias		Streamer Veritas (1)	Streamer PGS (2)	Streamer Schlumberger (3)	Cabos elétricos (4)	Fibra óica PGS (5)	Case abyss – Seabed Geosolutions (6)	Z3000 – Fairfield (7)	Manta – Seabed Geosolutions (8)
Número de cabos		6	14	12	4	Permanente	-	-	-
Comp. dos cabos		6.000	8.000	8.000	6.000	35.600	20.6 (offset max.)	28.000	40.000
Afastamento Transversal		375	325	Fullazimite	Fullazimite	Fullazimite	Fullazimite	Fullazimite	Fullazimite
Intervalo de linhas (m)		150	50	120	300	300	325	500	500
Intervalo de linhas reg.		-	-	60	300	25	50	100	100
Intervalo de tiros (m)		50,25m (flip-flop)	25	37,5	37,5	25	50	25 (flip-flop)	25 (flip-flop)
Intervalo de receptores (m)		12,5	25	12,5	25	50	375 m entre estações	500	500
Tamanho da célula (m)		6,25 x 37,5	6,25 x 12,5	18,75 x 18,75	12,5 x 25	12,5 x 125,5	12,5 x 12,5	25 x 25	25 x 25
Profundidade do cabo (m)		9	9	12	Fundo do mar (800m a 1.0 km)	Fundo do mar (1,2 a 1,3 km)	Fundo do mar (2,0 a 3,0 km)	Fundo do mar (2,0 a 2,2 km)	Fundo do mar (2,0 a 2,2km)
Profundidade da fonte (m)		6	7	10	7	7	6	8	8
Multiplicidade		60	108	400 (180°) e 1.000 (360°)	120	600	200	256	256
Traços sísmicos/km <sup>2</sup>		256.000	1.382.000	1.280.000 (180°) e 2.560.000 (360°)	384.000	3.840.000	1.280.000	409.000	409.000

Figura 1.: Evolução dos projetos e tecnologias de aquisição sísmica e suas parametrizações para a caracterização e monitoramento dos reservatórios.



Figura 1.2: Evolução das tecnologias sísmicas na caracterização e no monitoramento dos reservatórios do Pré-sal brasileiro.

### 1.1. Desafios em geofísica de reservatórios e as tecnologias implantadas

Com o conhecimento e a experiência advinda das interpretações sísmicas, perfis, testemunhos de rochas e dados de produção de poços, além de análogos e modelagens geológicas conceituais, os geocientistas puderam estabelecer os primeiros desafios tecnológicos relacionados à caracterização e ao monitoramento geológico e geofísico dos reservatórios do Pré-sal brasileiro (Johann e Monteiro, 2016). Oito desafios serão abordados a seguir:

1. **variações verticais e laterais dos campos de velocidades sísmicas em contexto geológico complexo.** Os reservatórios depositados durante o Barremiano e o Aptiano se encontram abaixo de camadas geológicas com grandes contrastes litológicos (siliciclásticos, evaporitos, rochas ígneas e carbonatos

albianos). As camadas de sal, muitas vezes, possuem grandes espessuras (da ordem de 1,5 km a 2,5 km), apresentam forte variação no relevo (mais de 1,5 km) e estratificações internas com altos contrastes de impedância acústica, representadas por diferentes evaporitos (Teixeira et al., 2020) e/ou intrusões vulcânicas. As rochas ígneas podem ocorrer intercaladas aos reservatórios, intra-sal ou mesmo acima dos evaporitos (Penna et al., 2021). Essas grandes variações litológicas e topográficas observadas dentro e acima do sal, aliadas à difícil caracterização dessas rochas para a construção de modelos de velocidades utilizados na migração sísmica, causam distorções na forma de onda, em sua propagação e imageamento, impactando na iluminação e na resolução sísmica dos reservatórios sobrepostos a essas camadas (Figura 1.1.1);

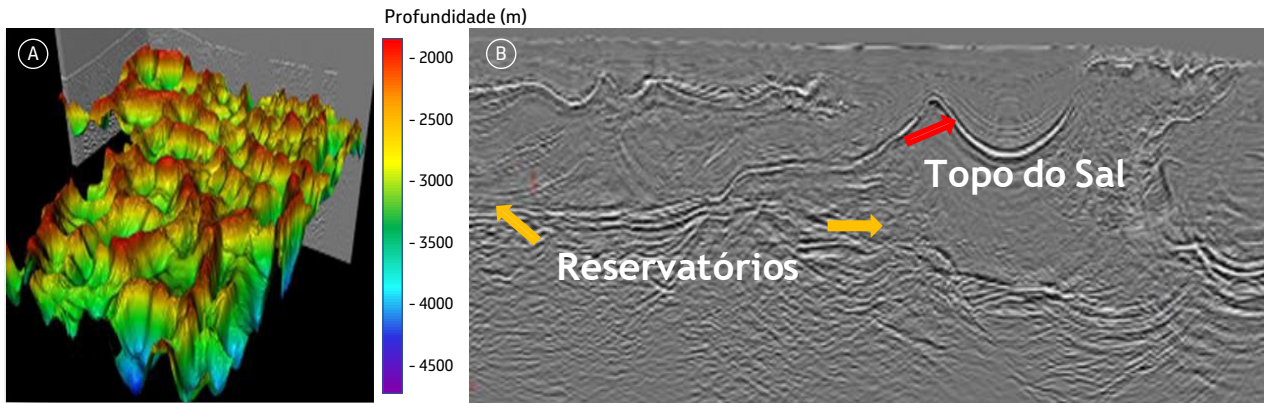


Figura 1.1.1: (A) Visão 3D do topo do sal na Bacia de Santos e (B) Seção sísmica 3D ilustrando as grandes espessuras e irregularidades do topo do sal (seta vermelha) e a ocorrência dos reservatórios sotopostos (seta amarela).

2. **eventos oriundos de múltiplas internas.**

Reflexões da onda sísmica provenientes de intercalações de camadas geológicas adjacentes aos diápiros de sal e/ou sobrepostas aos reservatórios levam a interferências no imageamento sísmico (Figura 1.1.2). Esses sinais múltiplos são observados em superposições transversais e paralelas aos reservatórios, podendo levar a erros na sua caracterização interna;

3. **baixa resolução sísmica.** Inerente ao seu contexto geológico, a seção do Pré-sal apresenta litologias com velocidades sísmicas muitas vezes superiores a

5.000 m/s e está localizada em grandes profundidades, de 5,0 km a 8,0 km. Consequentemente, os registros possuem banda espectral muito limitada em relação aos reservatórios mais rasos, sendo a frequência dominante menor do que 30 Hz. As altas velocidades, a baixa frequência dominante e a limitada banda de frequências acarretam um dado sísmico com baixa resolução. Em geral, apenas camadas acima de 40 m de espessuras são resolvidas (Penna e Lupinacci, 2021);

4. **ambiguidade de impedâncias acústicas.**

As rochas reservatório e não reservatório do Pré-Sal são de difícil discriminação pela

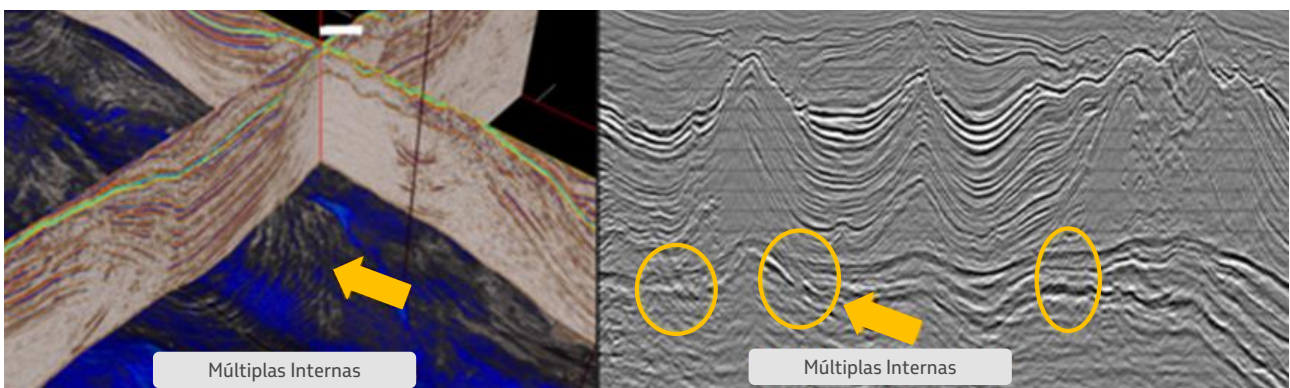


Figura 1.1.2: Múltiplas internas: (A) visão 3D e *time-horizon* e (B) seção sísmica destacando o flanco do sal estratificado como gerador desses sinais.

impedância acústica (P). Os fácies sísmicas apresentam valores de impedância P semelhantes para distintas fácies petrofísicas (Teixeira *et al.*, 2017; Castro e Lupinacci, 2019; Dias *et al.*, 2021);

5. **instabilidade nas inversões elásticas.**

Metodologias clássicas de inversão sísmica elástica, que objetivam inferir as impedâncias acústicas, cisalhantes e/ou densidades do meio a partir da imagem sísmica com seus empilhamentos parciais, apresentam resultados instáveis para os reservatórios do Pré-sal, sendo muitas vezes não confiáveis. Para minimizar essa instabilidade, é fundamental adquirir dados com maiores afastamentos fontes-receptores e melhores distribuições de azimutes, registrando ainda uma banda espectral com maior riqueza no conteúdo de baixas frequências. Além disso, é importante realizar uma rigorosa etapa de pré-condicionamento dos dados sísmicos em fase pré-empilhamento, de forma a aprimorar o dado de entrada para os processos de inversão (Penna *et al.*, 2019);

6. **baixa compressibilidade em rochas carbonáticas.**

Devido a composição e por estarem sobre grandes pressões de confinamento, as rochas carbonáticas do Pré-sal são bastante rígidas, apresentando constantes petrofísicas (módulos elásticos) que *a priori* não favorecem o monitoramento

sísmico por apresentarem baixa sensibilidade à detecção de fluido. A condição de alta tensão de confinamento dessas rochas é desafiadora para as atuais tecnologias de monitoramento de variações de saturações de fluidos e de variações de pressões nos reservatórios (Cruz *et al.*, 2021). A relativa baixa resposta 4D desses carbonatos exige a utilização de tecnologias de aquisição mais avançadas. Entre elas podemos citar a tecnologia de sensores no assoalho oceânico (NODES - *ocean bottom sensors*) e o sistema permanente (PRM - *permanent reservoir monitoring*), que permitem uma maior repetibilidade das posições dos receptores no fundo marinho, além de riqueza azimutal e menor nível de ruídos, melhorando a detectabilidade 4D dos dados sísmicos;

7. **grandes variações faciológicas e presença de diagênese.**

As rochas carbonáticas do Pré-sal sofreram diferentes processos de diagênese ao longo do tempo geológico. Não raro, esses processos diagenéticos geram escarpas que atualmente delimitam as bordas de alguns campos (Figura 1.1.3). Esses fatores também dificultam a caracterização sísmica, exigindo dados sísmicos com maior qualidade, maior multiplicidade, maiores afastamentos fonte-receptores, maior riqueza azimutal, melhor imageamento e melhor resolução. Portanto, são mais adequados ao processo de inversão elástica;

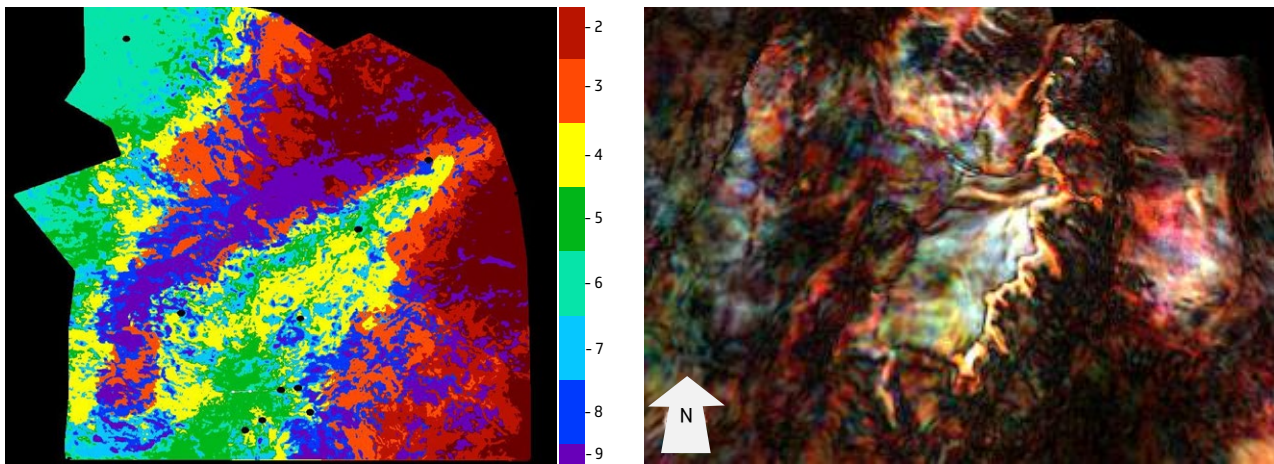


Figura 1.1.3: (A) Variação de fácies sísmicas nos reservatórios do Pré-sal da Bacia de Campos. (B) Diagênese caracterizada pela sísmica na Bacia de Santos.

8. **presença de carstes, cavernas, fraturas e falhas geológicas.** Os campos do Pré-sal brasileiro apresentam feições geológicas complexas e comportamentos estruturais bastante desafiadores para as tecnologias sísmicas, como a presença de carstes, cavernas, fraturas e falhas geológicas (Campos *et al.*, 2021). Estas feições muitas vezes colocam lado a lado litologias distintas, além de espalharem a onda sísmica incidente de forma aleatória.

Nos últimos 15 anos, com o maior entendimento dos desafios tecnológicos em geofísica de reservatórios, as soluções passaram a ser planejadas e implantadas de acordo com o campo e sua fase de exploração. A Figura 1.2 mostra a evolução das principais tecnologias sísmicas aplicadas nesse período para a caracterização e o monitoramento dos reservatórios do Pré-sal.

A história de sucesso da aplicação dessas tecnologias nos campos do Pré-sal teve início em 2007, logo após a descoberta do campo de

Tupi (2006). Naquele ano realizou uma campanha sísmica tridimensional marítima de alta resolução (*narrow azimuth high definition - 3D NAZ HD*, Figuras 1.1 e 1.2), recobrimdo uma área de aproximadamente 5.000 km<sup>2</sup> sobre os campos de Tupi e Iracema (Johann *et al.*, 2011). Esta mesma tecnologia já havia sido utilizada de forma pioneira em 1999, nos campos de Marlim Sul, Barracuda e Caratinga, na Bacia de Campos, e estabeleceu um marco mundial de densidade de traços sísmicos por quilômetro quadrado: acima de 1,0 milhão traços/km<sup>2</sup> (Figura 1.1).

O objetivo deste 3D NAZ HD foi melhorar a caracterização dos reservatórios carbonáticos Barremiano-Aptianos da área, além de evitar as futuras obstruções operacionais ao navio sísmico, tais como sondas de perfuração, plataformas de produção, navios aliviadores e embarcações de apoio relativas ao sistema de produção.

A estratégia de levar menos de dois anos entre a descoberta e a caracterização sísmica dos novos

reservatórios revelou-se vencedora, pois permitiu gerar continuamente volumes sísmicos de alta resolução que até hoje suportam a perfuração de centenas de poços, além do planejamento para a implantação de nove plataformas de produção nas áreas de Tupi e Iracema.

Entre o primeiro registro sísmico e a entrega do processamento foram cerca de dois anos. Muito desse tempo está relacionado com o ineditismo da área e suas complexidades geológicas, que exigiram um melhor entendimento dos campos de velocidade, especialmente em parte da Bacia de Santos e Campos.

O pioneirismo da aquisição também impulsionou o desenvolvimento tecnológico de novos algoritmos de processamento sísmico, como os de atenuação de múltiplas internas - o IMA (*interbed multiple attenuation*), motivados

pela interferência delas no campo de Tupi (Figura 1.1.2). A tecnologia IMA empregada nos dados do Pré-sal foi desenvolvida em um Acordo de Cooperação Técnica entre Petrobras e CGG (Cypriano *et al.*, 2015).

A Figura 1.1.4 ilustra outras ferramentas tecnológicas utilizadas após a descoberta do Pré-sal, que são as aquisições sísmicas de poços: VSP (*vertical seismic profile*) com linhas radiais aos poços (*walkaway*), circulares (*walk-around*) e espirais (VSP 3D). Cada uma dessas geometrias contribui, em maior ou menor grau, com objetivos distintos e específicos. Essa tecnologia, de mais alta resolução, permitiu interpretações de falhas subsísmicas, definições de possíveis direções preferenciais de anisotropias sísmicas e identificação de anidritas e suas espessuras no topo dos reservatórios (Guerra *et al.*, 2011).

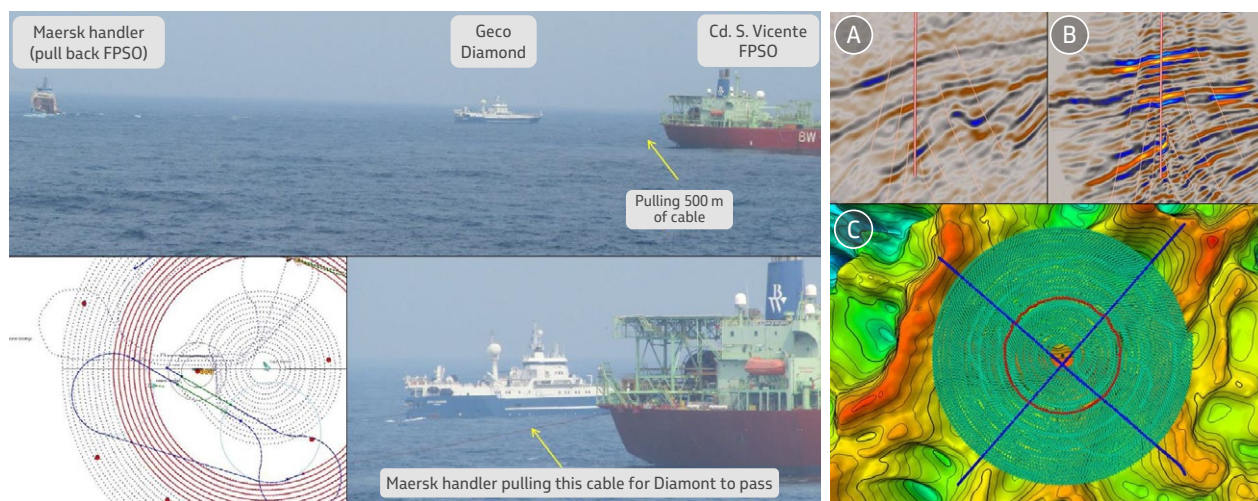


Figura 1.1.4: Tecnologia de VSP: (A) aquisição 3D VSP em Tupi (W1D), com operações de *pull back* de cabos da plataforma para a passagem do navio sísmico (Geco *Diamond*), cortesia Schlumberger; (B) 3D VSP em mapa e sessões sísmicas de superfície e de poços (mais alta resolução).

Outro projeto importante foi a caracterização de reservatórios do Pré-sal na Bacia de Santos com a aquisição marítima circular COIL, patenteada pela Schlumberger e realizada em 2011 na área de Atapu. Na época da perfuração dos poços exploratórios dessa área existiam apenas linhas sísmicas 2D. Dessa forma, a sísmica 3D Circular serviu de importante suporte para reposicionar o poço descobridor da jazida (Pereira Junior *et al.*, 2021). Este projeto foi pioneiro no Brasil e sua utilização na descoberta de um campo de petróleo foi inédita.

Em 2010 - 2011, utilizou-se à aquisição de sísmica WAZ (*wide azimuth*) sobre o assoalho oceânico OBC (*ocean bottom cable*), com registros multicomponentes 4C, na área de Brava, Pré-sal da Bacia de Campos (Figuras 1.1 e 1.2). Com cabos transversais às linhas de registros, esse projeto foi pioneiro em utilizar a tecnologia WAZ em bacias marítimas no Brasil.

Em 2012 foi implementado o Sistema de Monitoramento Permanente no campo de Jubarte (PRM - *permanent reservoir monitoring*, Figuras 1.1 e 1.2). Essa tecnologia foi pela primeira vez utilizada em águas profundas e, embora não tenha sido focada no Pré-sal, ela permitiu identificar eventos de sísmica ativa e passiva nos reservatórios do Aptiano do Pré-sal da Bacia de Campos (Johann *et al.*, 2011). Este projeto tem servido como piloto

tecnológico de PRM e suporta estudos para implantação em outros campos da empresa.

Em 2015, a sísmica 4D para monitorar a alternância da injeção de água e gás (WAG, *water-alternating-gas*) no piloto do campo de Tupi é considerada outro grande marco de tecnologias aplicadas com sucesso nos reservatórios carbonáticos do Pré-sal. Esta iniciativa foi pioneira na utilização da tecnologia de estações sísmicas no assoalho oceânico (NODES 3D) no Pré-sal brasileiro (Cruz *et al.*, 2021). O levantamento de referência (base) demonstrou que a riqueza azimutal, menor nível de ruídos ambientais e longos afastamentos fonte-receptores são de grande valor para a caracterização 3D da seção Pré-sal. Em 2017 foi registrado o dado Monitor (S4D) cujos resultados 4D apresentam repercussões otimistas do uso da tecnologia no monitoramento desses reservatórios (Cruz *et al.*, 2021).

Em 2018, uma solução tecnológica foi introduzida para melhorar o imageamento sísmico e, conseqüentemente, a caracterização dos reservatórios do Pré-sal. Essa tecnologia consistiu no reprocessamento simultâneo de três aquisições NAZ, de forma a compor um dado tri-azimutal, sendo aplicada na área de Iara (Figura 1.1.5). O ganho na imagem sísmica obtida tem impactado significativamente no desenvolvimento do campo, o que incentiva ainda mais o futuro uso de soluções com maior riqueza azimutal.

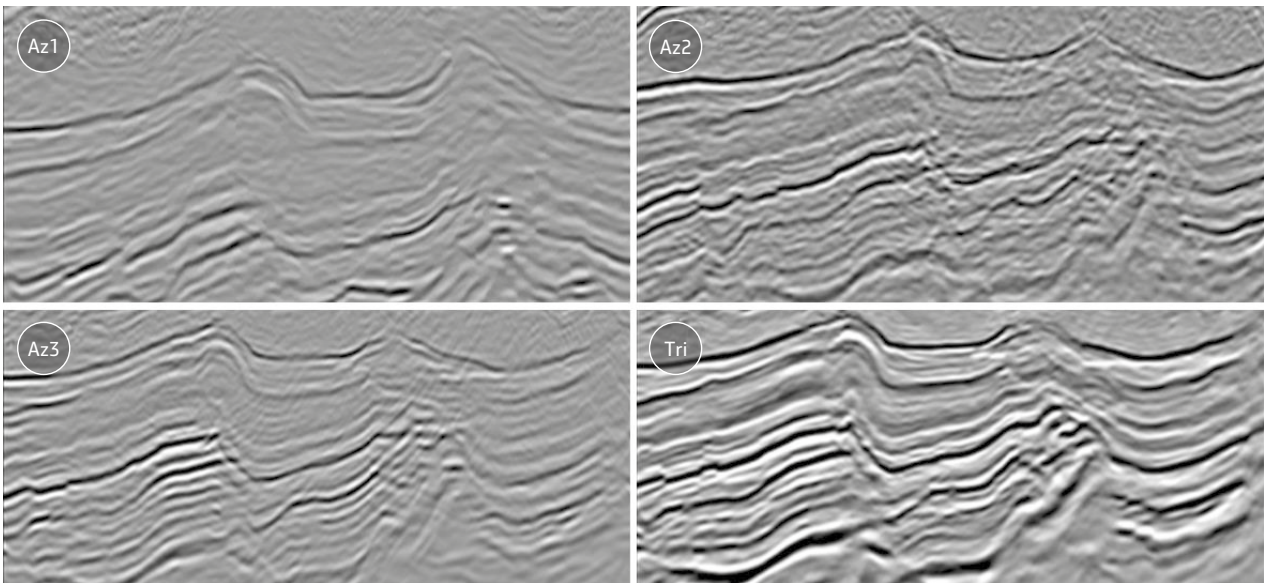


Figura 1.1.5: Ganho no imageamento sísmico (Tri) e consequente caracterização de reservatórios na área de lara, a partir do reprocessamento, utilizando novas técnicas e os dados conjuntos de três aquisições NAZ (Az1, Az2 e Az3). As imagens acima estão focadas na região do reservatório.

Além dos avanços citados anteriormente nas tecnologias de aquisição, também foi importante desenvolver soluções para os dados já adquiridos, atualizando assim as técnicas de processamento sísmico de forma mais apropriada ao contexto geológico. O reprocessamento de dados existentes na área de Libra em 2018, empregando a tecnologia de processamento FWI (*full-waveform inversion*), é um exemplo disto. Os resultados mostraram o grande valor dessa técnica na construção do campo de velocidades para o processamento sísmico em áreas complexas (Penna *et al.*, 2019). A partir disso, o emprego do FWI durante o processamento sísmico tornou-se padrão para os reservatórios do Pré-sal. Tal tecnologia foi disruptiva na indústria sísmica,

assim como tinham sido as tecnologias CDP - *common depth point* (década de 60), deconvolução (década de 70), sísmica 3D e a migração sísmica (década de 80).

Após os sucessos da aquisição NODES no piloto do campo de Tupi, tomou-se a decisão de utilizar essa tecnologia em importantes campos do Pré-sal brasileiro. Oito campos foram cobertos com NODES: Mero (2017 a 2018), Búzios (2018 a 2019), Sapinhoá (2021 e, sísmica 4D em 2023), Iracema (2021 a 2022), Tupi Full Field (2022 a 2023); Itapu (2022 a 2023), lara (2023) e Sêpia (2024). A Figura 1.1.6 mostra os projetos de sísmica NODES realizados na Bacia de Santos pela Petrobras e empresas parceiras.

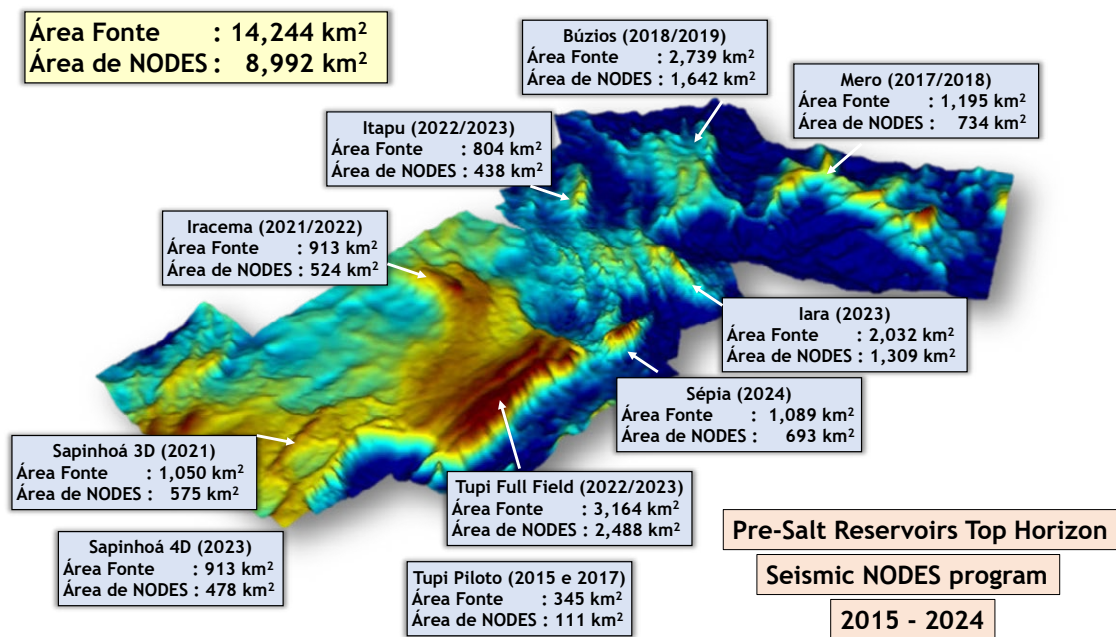


Figura 1.1.6: Campos de O&G na Bacia de Santos, representados pelo horizonte sísmico do topo dos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal, registrados com tecnologia NODES (*full azimuth* ou FAZ). Os oito campos registrados foram: **Mero** (2017 a 2018), **Búzios** (2018 a 2019), **Sapinhoá** (2021 e, sísmica 4D em 2023), **Iracema** (2021 a 2022), **Tupi Full Field** (2022 a 2023); **Itapu** (2022 a 2023), **Iara** (2023) e **Sépia** (2024). O programa sísmico totalizou 14,244 km<sup>2</sup> (área de fontes sísmicas) e 8,992 km<sup>2</sup> (área de sensores sísmicos). Trata-se do maior programa de sísmica NODES em águas profundas na indústria de O&G.

Como perspectivas futuras nas tecnologias geofísicas de reservatórios, vislumbra-se a utilização da sísmica NODES para os demais campos do Pré-sal brasileiro e o monitoramento 4D. Isto aliado ao emprego de técnicas avançadas de processamento, como a construção de modelos de velocidades por FWI e de imageamento por LSM (*least square migration*). De 2021 a 2023, na área de Iracema e campo de Tupi, foi realizada a maior aquisição com tecnologia Full Azimuth (NODES) em águas profundas da indústria do petróleo. Projeto com 3,164 km<sup>2</sup> usando fontes triplas (3x3, string triple source) que permitem maior eficiência operacional.

Os principais motivos que levam a escolha da tecnologia do tipo NODES são a sua riqueza azimutal, com longos afastamentos fonte-receptor e sem deficiência de cobertura por

azimute, e o baixo nível de ruídos dos dados, uma vez que os receptores operam em um ambiente ultra profundo, diferentemente dos cabos streamers que operam junto à superfície e por isso estão sujeitos a maiores níveis de ruídos. Este método sísmico possibilita alta repetibilidade dos receptores, o que assegura o posicionamento (em levantamentos Base e Monitor) com precisão entre 0,2 % e 0,5 % da lâmina d'água. Dessa forma, torna-se excelente para fins de sísmica 4D, conforme comentado anteriormente.

Outra tecnologia importante, que poderá se tornar amplamente utilizada em reservatórios do Pré-sal, é o uso de PRMs (*permanent reservoir monitoring*). Grandes contribuições do PRM estão ligadas à rapidez com que a informação poderá ser processada e

interpretada, bem como a possibilidade de obtenção de sísmica passiva (Deplante *et al.*, 2019).

Na área de desenvolvimentos tecnológicos para imageamento, a aplicação do LSM se tornará mais rotineira (Pereira-Dias *et al.*, 2018) e ocorrerá a evolução em robotização dos NODES, além da extensão do tempo de suas baterias, de forma a torná-los mais competitivos no monitoramento dos reservatórios. A maior utilização da tecnologia de

fibra óptica em poços e em PRM também é um avanço esperado para os próximos anos.

## 2. CARACTERIZAÇÃO GEOFÍSICA DAS ROCHAS ÍGNEAS DOS RESERVATÓRIOS DE MERO, BLOCO DE LIBRA

Neste tópico será apresentado um resumo do conhecimento do comportamento geofísico das rochas ígneas do campo de Mero, setor ocidental do bloco de Libra, nordeste da Bacia de Santos (Figura 2.1).

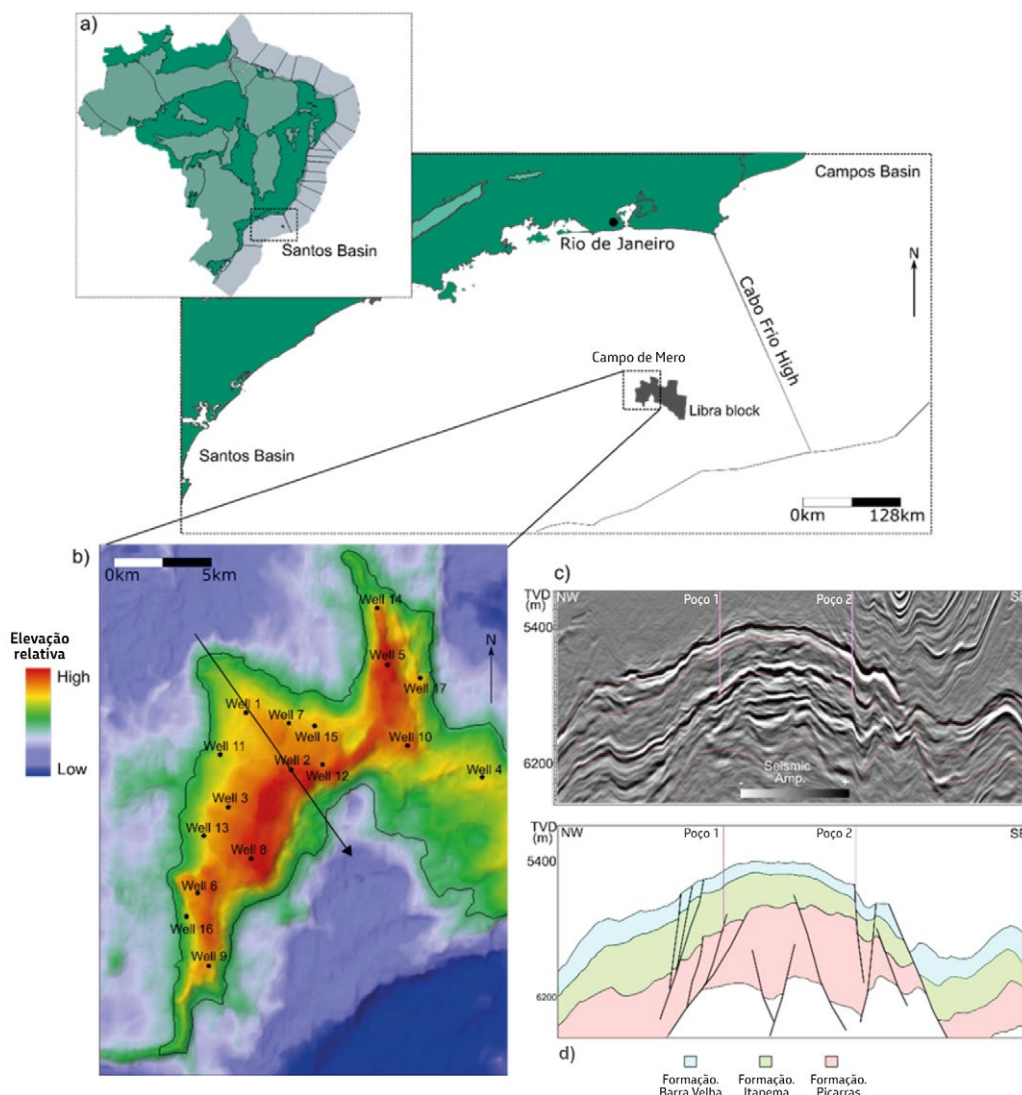


Figura 2.1: (A) Localização do campo de Mero. (B) Mapa estrutural da Base do Sal e localização da seção sísmica arbitrária. (C) Seção sísmica NW-SE. (D) Interpretação geológica da área (modificado de Penna e Lupinacci, 2021).

O campo de Mero possui volume de óleo *in place* entre 8 e 12 Bi boe (Carlotto *et al.*, 2017), armazenados em reservatórios das formações Itapema e Barra Velha (Figura 2.2). Tal estrutura exibe alta complexidade geológica (Rancan *et al.*, 2018) em termos de fácies estratigráficas (Penna *et al.*, 2019), diagênese (Sartorato *et al.*, 2020), características permo-porosas (Penna e Lupinacci, 2021) e presença de rochas ígneas (Oliveira *et al.*, 2019, Penna *et al.*, 2019). O bloco de Libra, além do campo de Mero, situado na sua porção leste, é também constituído por estruturas informalmente denominadas central e sudeste.

Uma característica marcante dos reservatórios de Mero, diferente de outros campos operados pela Petrobras, é a ocorrência expressiva de rochas ígneas intrusivas e extrusivas nos reservatórios. A presença dessas rochas, na base e ao longo da seção reservatório, constitui um grande desafio para o desenvolvimento do campo. Isso acontece porque, em geral, essas rochas implicam em penalizações de volumes de óleo *in place* e desempenham um papel fundamental na manutenção das pressões regionais do aquífero, uma vez que podem possuir certa porosidade e/ou atuam

como barreiras hidráulicas significativas ao fluxo (Penna e Lupinacci, 2021).

O bloco de Libra dispõe de um volume sísmico *legacy* que cobre uma área de aproximadamente 2.500 km<sup>2</sup>. A aquisição foi feita com *streamers* de 8 km e *grid* 6,25 x 25 m. Este volume sísmico foi reprocessado na Petrobras com um modelo de velocidades anisotrópico do tipo TTI e VTI, seguido do processamento de duas *full-waveform inversion* (FWI) de 3 a 4,5 Hz (Araujo e Gouveia, 2015). Camadas salinas de alta e baixa velocidade foram adicionadas ao modelo de velocidades da migração, na metodologia descrita por de Oliveira *et al.* (2015) e atualizada por Seifert *et al.* (2017). Empilhamentos parciais contendo seis classes de ângulos de incidência foram gerados e utilizados posteriormente para inversão elástica, sendo eles: 06-14°, 10-18°, 14-22°, 18-26°, 22-30° e 24-32° (Penna *et al.*, 2019; Penna e Lupinacci, 2021).

### 2.1. Modelo petroelástico do reservatório de Mero

Devido ao efeito da compactação e soterramento presente na área, as rochas que

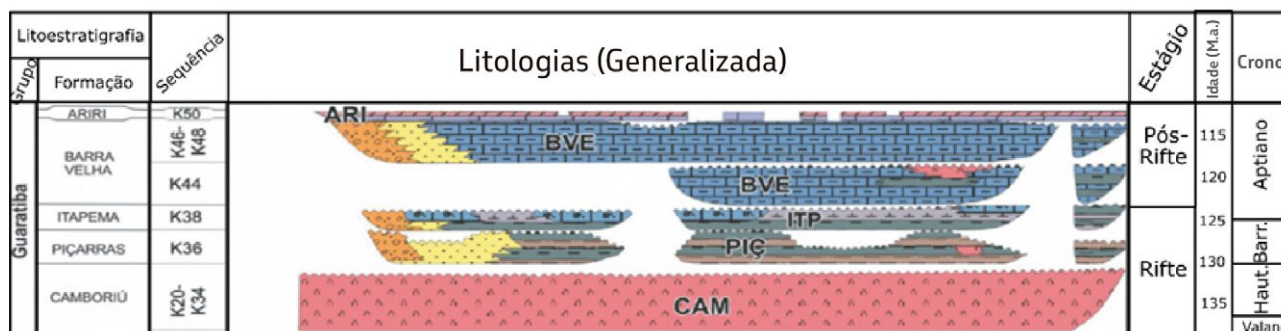


Figura 2.2: Carta estratigráfica do Cretáceo Inferior da Bacia de Santos. (modificado de Moreira *et al.*, 2007).

compõem o campo de Mero possuem valores de incompressibilidade elevados, o que dificulta a separação de fácies sísmicas em alta resolução. Sendo assim, uma separação elástica entre rochas carbonáticas do tipo *rudstones* a bivalves, por exemplo, e calcários arbusculares não é possível, da mesma forma que a separação entre os fluidos óleo, água ou gás contidos nesses reservatórios. A discretização em fácies, conforme demonstrado por Penna *et al.* (2019), é factível somente em termos de qualidade de reservatório, separando-se

entre rochas carbonáticas porosas (ou reservatório, contendo valores maiores do que o estabelecido para porosidade efetiva) e rochas carbonáticas fechadas (abaixo do valor de corte). Separa-se, também, rochas carbonáticas microporosas (laminitos, siltitos, etc.) e rochas ígneas (extrusivas e intrusivas). A Figura 2.1.1 exemplifica o modelo petroelástico de caracterização das fácies distinguíveis pela sísmica, assim como a distribuição de valores de impedância-P (IP) e impedância-S (IS) para cada fácies.

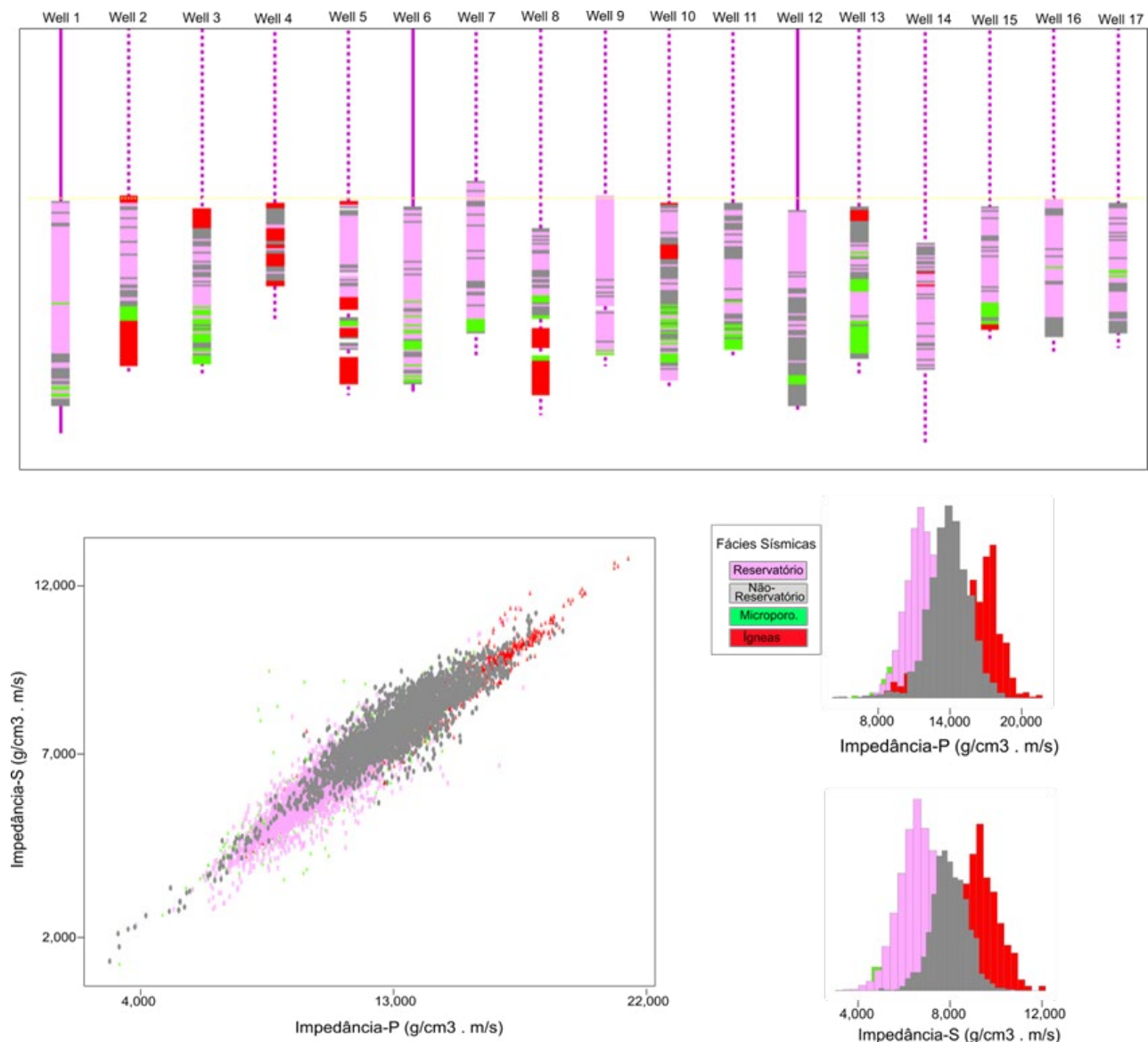


Figura 2.1.1: Modelo petroelástico de classificação das fácies dos reservatórios do campo de Mero.

Além das dificuldades inerentes para a classificação sísmica de fácies, cabe mencionar que, devido às características de largura de banda do pulso sísmico típico do campo de Mero, a resolução vertical é da ordem de 40 a 50 m para os volumes de amplitude e 20 m para os volumes de impedâncias (Penna e Lupinacci, 2021).

Alguns trabalhos sobre classificações e interpretações quantitativas acerca do reservatório de Mero encontram-se disponíveis na literatura (e.g., Penna *et al.* (2019), Fatah *et al.* (2019), Jesus *et al.* (2019), Penna e Lupinacci (2020) e Penna e Lupinacci (2021).

## 2.2. Modelo petroelástico e classificação de fácies ígneas

A descrição e a análise das amostras laterais (predominantes) e testemunhos disponíveis

com rochas ígneas do campo de Mero permitiram a separação de seis fácies, conforme exemplificado na Figura 2.2.1. Foram individualizadas intrusões fraturadas e maciças, lava vesicular, lava tabular, vulcanoclásticas e lavas almofadadas (ou *pillows*). Devido à resolução vertical limitada e às características espectrais do volume sísmico disponível, fez-se necessário o agrupamento das seis fácies em três, de modo a viabilizar a classificação das unidades no domínio acústico/elástico. Este agrupamento foi feito observando o comportamento e a sobreposição de cada fácies no domínio petroelástico, de modo que as fácies mais coincidentes em termos de valores de IP e IS fossem agrupadas. Sendo assim, três fácies agrupadas foram consideradas: (1) intrusão maciça/fraturada, (2) lava almofadada/vesicular e (3) lava tabular/vulcanoclástica.

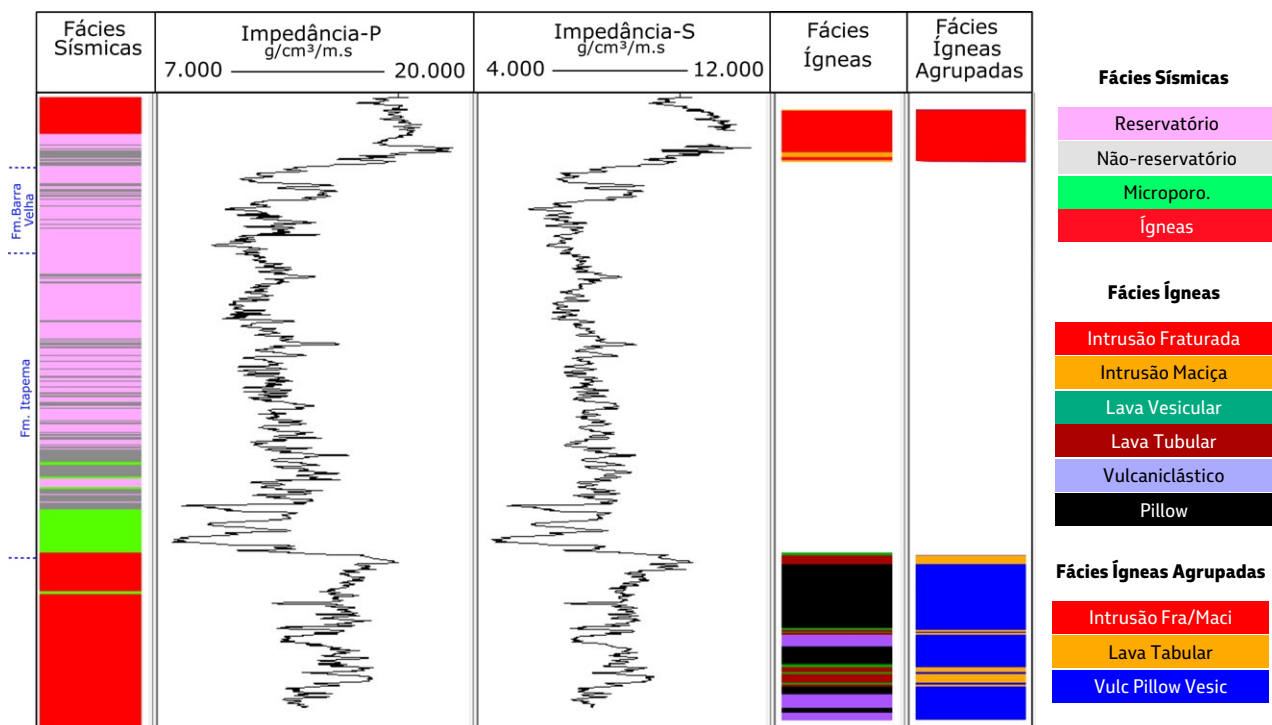


Figura 2.2.1: Perfis de impedância-P, impedância-S e a classificação das fácies ígneas feitas nos testemunhos de dois poços do campo de Mero.

A distribuição das fácies ígneas agrupadas no domínio petroelástico e o comportamento de cada uma das rochas em termos dos valores de impedância-P e impedância-S são ilustrados na Figura 2.2.2. Nota-se que as intrusões, maciças ou fraturadas, possuem um comportamento bem característico no domínio petroelástico, com altos valores de IP e IS. As lavas tabulares/

vulcanoclásticas, por sua vez, possuem valores mais intermediários e se distinguem das demais fácies, principalmente IS, uma vez que seus valores estão ligeiramente deslocados no eixo vertical do gráfico. As lavas almofadadas/vesiculares possuem uma gama variada de valores, porém, com tendência a apresentarem IP e IS mais baixos em relação as demais fácies.

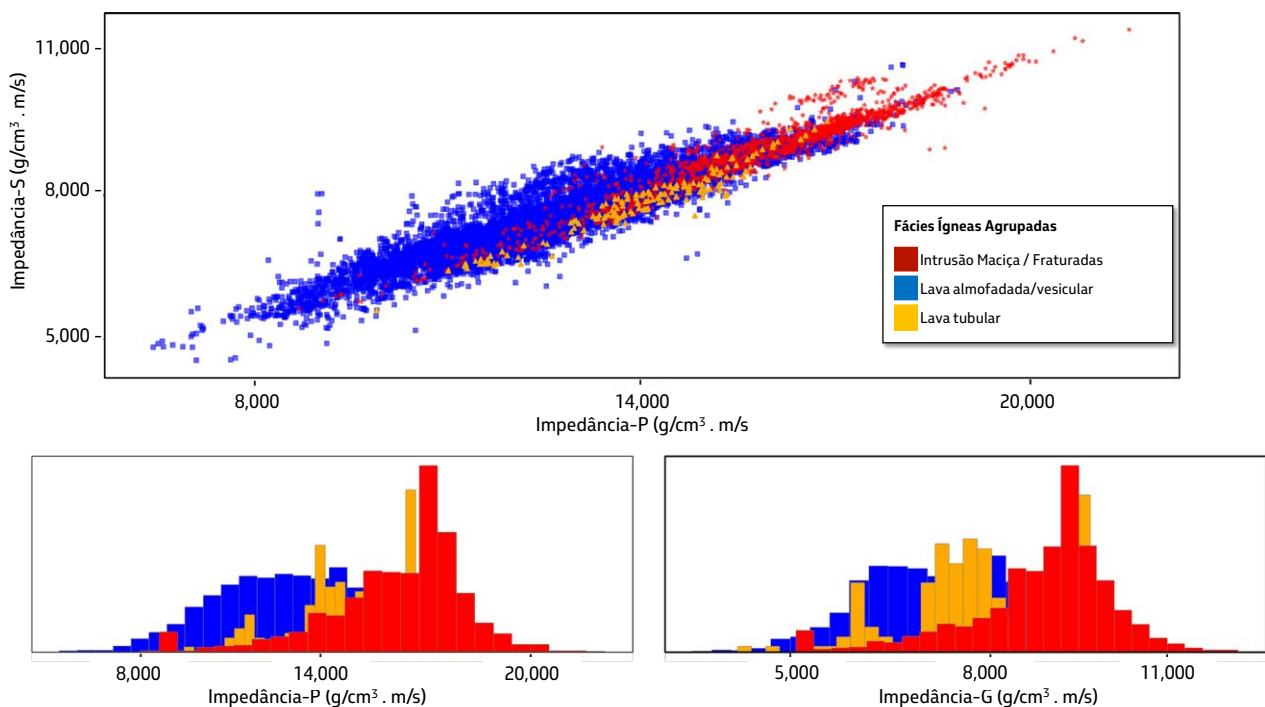


Figura 2.2.2: Modelo petroelástico de classificação de três fácies ígneas agrupadas.

### 2.3. Interpretação quantitativa para as rochas ígneas

Uma maneira eficiente de individualizar as fácies ígneas é trabalhar com cortes nos valores de IP e IS, considerando o modelo petroelástico da Figura 2.2.2 e os volumes de impedância-P e impedância-S. Apesar da grande sobreposição entre cada uma das fácies no domínio elástico, a média de distribuição de cada uma das fácies ígneas agrupadas é bem estabelecida, fato que pode ser

explorado em termos de estimativa da ocorrência de cada uma das fácies.

Foram usados os seguintes valores de corte de IP e IS para discretização das fácies ígneas nos volumes elásticos: (1) intrusões (acima de 16.000 m/s\*gr/cm<sup>3</sup> de IP e acima de 9.000 m/s\*gr/cm<sup>3</sup> de IS); (2) lava almofadada/vesicular (abaixo de 10.000 de IP e abaixo de 7.000 de IS) e (3) lava tabular/vulcanoclástica (10.000 m/s\*gr/cm<sup>3</sup>

a 16.000 m/s\*gr/cm<sup>3</sup> de IP e 7.000 m/s\*gr/cm<sup>3</sup> a 9.000 m/s\*gr/cm<sup>3</sup> de IS). Na Figura 2.3.1 são apresentadas seções arbitrárias do campo de Mero para exemplificar a

discretização das fácies ígneas. Os mapas de fácies ígneas, próximos a base do sal e próximos ao embasamento, são ilustrados na Figura 2.3.2.

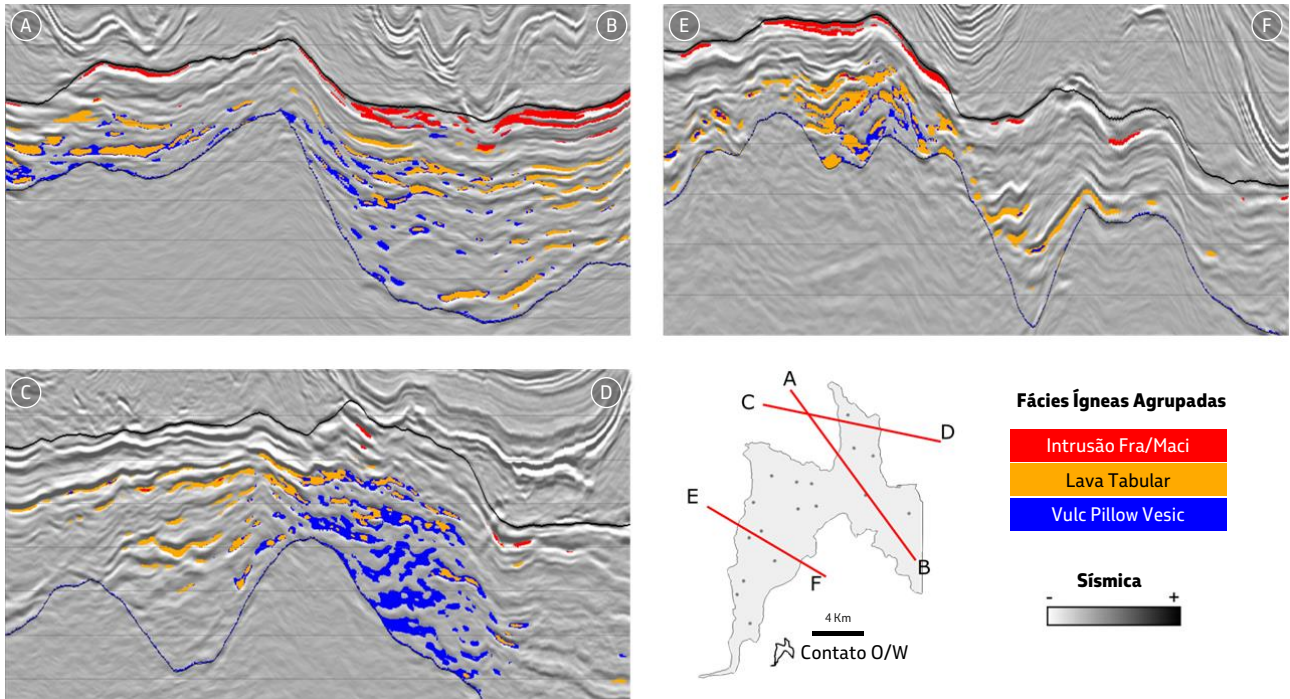


Figura 2.3.1: Seções passando pelos volumes de fácies ígneas gerados a partir dos cortes nos valores de IP e IS.

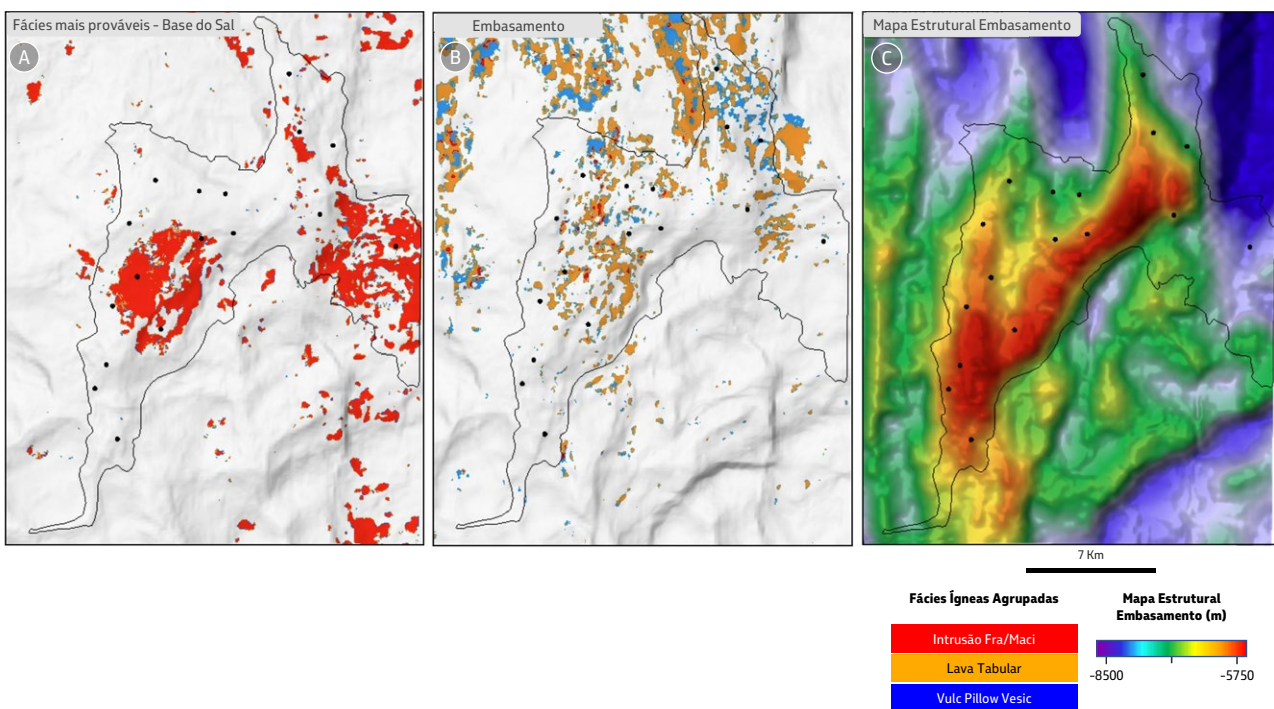


Figura 2.3.2: Mapas no campo de Mero: (A) corte de IP definindo as intrusões próximas à interface da base do sal, (B) corte de IP definindo as lavas almofadadas/vesiculares próximas ao horizonte do embasamento e lavas tabulares (C) mapa estrutural do embasamento.

Os resultados apresentados na Figura 2.3.2, para o campo de Mero, revelaram que os baixos estruturais são mais frequentemente preenchidos pelas fácies vulcânicas vesiculares/almofadadas, que ocorrem entre o embasamento e a base da Formação Barra Velha ou base da K46/48. As intrusivas, por sua vez, normalmente ocorrem próximas da interface entre o reservatório e a base do sal, como corpos tabulares de diversos tamanhos. Contudo, as intrusões também ocorrem em outros níveis estratigráficos da seção Pré-sal (Oliveira et al., 2019). Nos altos estruturais e, aparentemente, próximo aos centros eruptivos onde ocorrem os cones vulcânicos, concentram-se as fácies vulcânicas de lavas tabulares. Não foi possível separar as lavas vesiculares das almofadas, pois a resposta sísmica é

ambíguas. Por isso, torna-se ainda mais valioso o trabalho da interpretação sísmica nesses sistemas vulcano-sedimentares.

### 3. CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM SÍSMICA DE FRATURAS DOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO COMPLEXO DE IARA

O Complexo de Iara está localizado na porção nordeste da Bacia de Santos, a cerca de 212 km da costa leste do estado do Rio de Janeiro, e compreende os campos de Berbigão, Sururu e Atapu, situados em áreas com regimes de contratos de concessão e cessão onerosa, conforme apresentado na Figura 3.1.

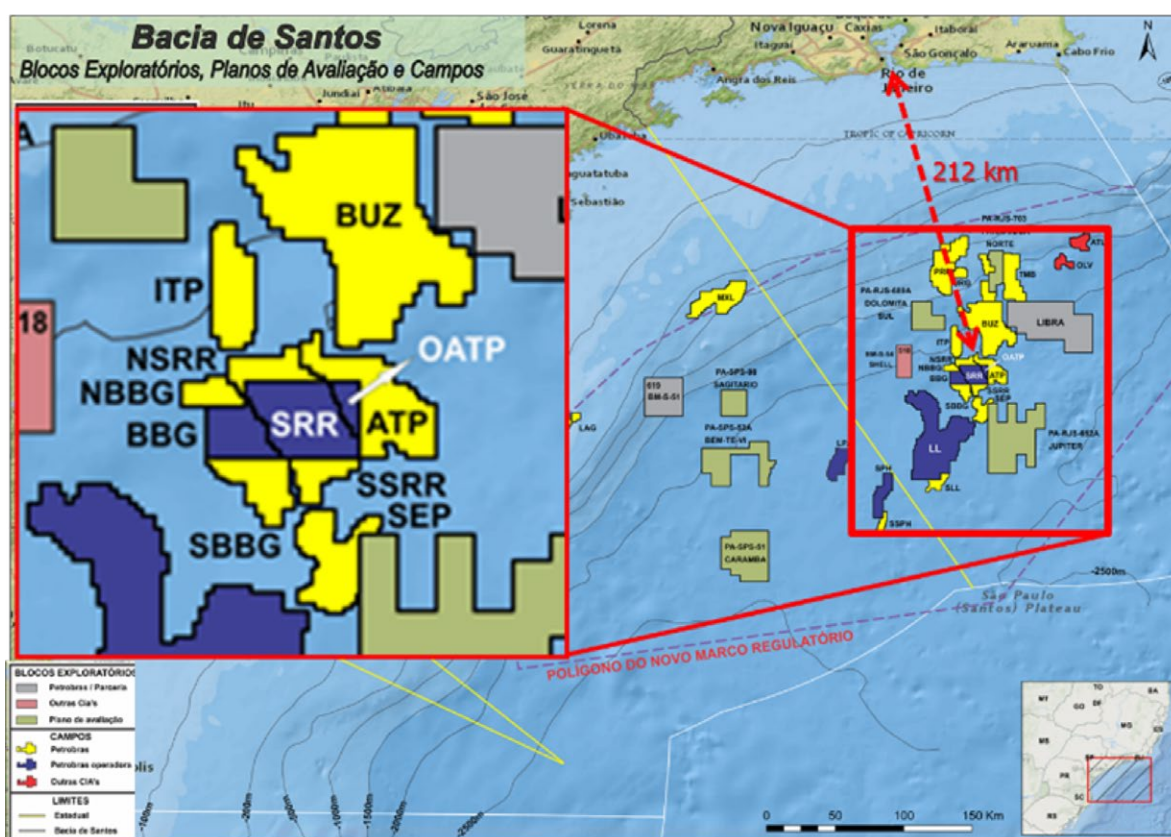


Figura 3.1: Mapa de localização da área de concessão (área azul) e da cessão onerosa (área amarela) das três acumulações, Berbigão, Sururu e Atapu.

A área sob regime de concessão no Complexo de Iara possui de cerca de 320 km<sup>2</sup>, sendo explorado por consórcio formado atualmente pela Petrobras, operadora e detentora de 42,5% do empreendimento, e as empresas Shell, Total e Petrogal, que detêm 25%, 22,5% e 10%, respectivamente.

A separação das três acumulações nas áreas da concessão e da Cessão Onerosa de Iara foi definida a partir da constatação de diferentes contatos óleo/água, fluidos e gradientes de pressão. As três acumulações estão individualizadas e traçadas por baixos estruturais preenchidos por rochas com características selantes (não reservatório). Dessa forma, cada acumulação foi nomeada de acordo com o seu respectivo poço descobridor: Acumulação de Sururu, Acumulação de Berbigão e Acumulação de Atapu. Este último perfurado em área da Cessão Onerosa.

A separação das acumulações de Berbigão, de Sururu e de Atapu é evidenciada pela associação entre os atributos sísmicos impedâncias P, S e coerência, além das propriedades físicas das rochas, tais como a porosidade, composição mineralógica e o fluido presente no sistema poroso.

A Figura 3.2 ilustra a relação entre a Impedância-P e a razão VP/VS, obtidas dos perfis dos poços descobridores das três acumulações na Formação Barra Velha (BVE), e sugere a individualização dos seguintes grupamentos:

1. **Flanco de Berbigão (W697):** predominam laminitos e esferulitos com presença de argilominerais do tipo talco-estevensita. A elevada argilosidade, sobretudo no intervalo BVE200, decorrente da presença destes argilominerais, reduz o valor da

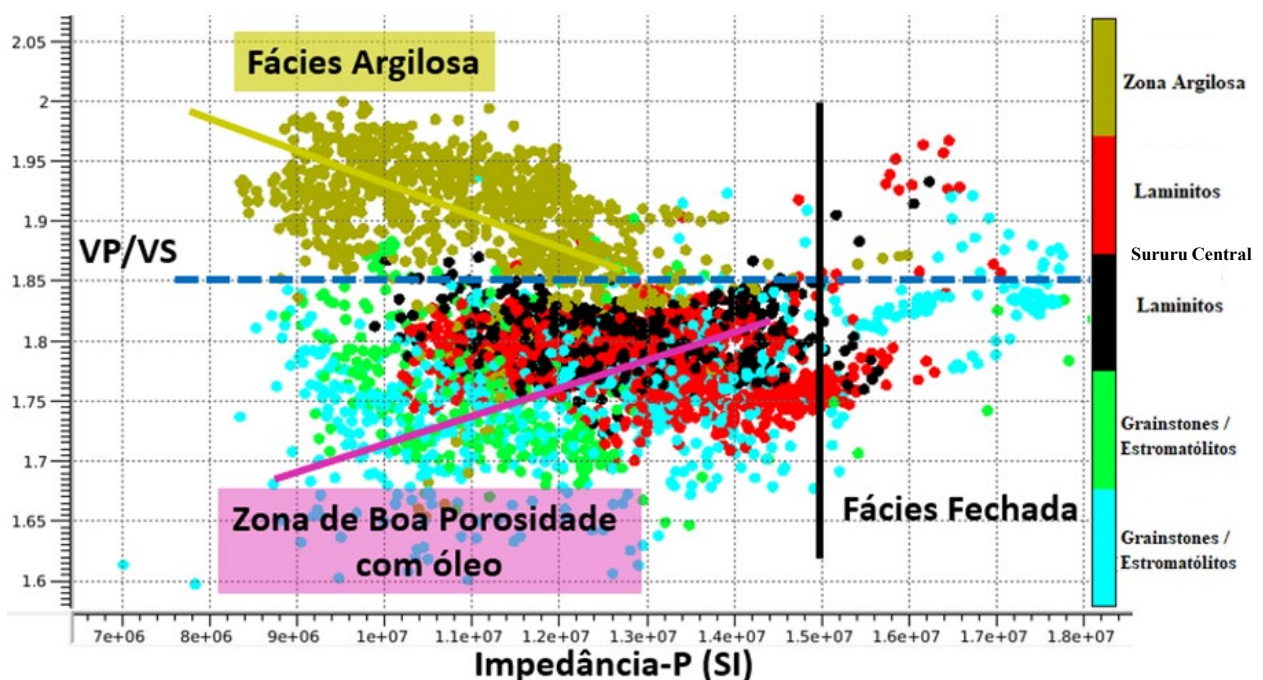


Figura 3.2: Gráfico de impedância P versus razão VP/VS, ilustrando a separação de fácies.

Impedância-P e aumenta o valor da razão VP/VS (ler Capítulo 09 desta obra);

2. **Sururu Central (W656):** predominam laminitos e esferulitos de elevada microporosidade, com valores intermediários a altos de impedância-P e razão VP/VS intermediária. Observam-se reduções de permeabilidades relacionadas as diminutas dimensões dos poros. Sismicamente a forte presença de refletores coerentes e monótonos nessa região relaciona-se aos depósitos em um ambiente de moderada a baixa energia;
3. **Atapu (W711):** predominam *shrubstones* e *grainstones* de elevadas porosidades e gargantas do poro. A impedância-P e a razão VP/VS assumem valores menores relacionados a melhora do reservatório. Sismicamente, a baixa coerência sísmica nessa região relaciona-se aos depósitos de mais alta energia e à presença de dissoluções e corredores de fraturas.

Os reservatórios da Formação Barra Velha, nestes campos, apresentam características permo-porosas variadas, refletindo as diferentes condições e ambientes de tectono-sedimentação. Destacam-se a ocorrência de construções carbonáticas *Mounds/buildups* e Laminitos (baixa permeabilidade), que serão descritos a seguir.

### 3.1. Carbonatos de alta permeabilidade - *Mounds/Buildups*

Os principais reservatórios das acumulações de Berbigão, Oeste de Sururu e Atapu são formados predominantemente por rochas carbonáticas associadas à percolação de fluídos hidrotermais ascendentes, produzindo rochas análogas à travertinos (Renault *et al.*, 2013), com excelentes características permo-porosas, e que, sismicamente, estão associadas ao sismofácies *Mounds/Buildups*.

A correta identificação de *Mounds/Buildups* em dados sísmicos pôde ser conduzida a partir da combinação de diversos elementos, tais como: (i) a presença de blocos estruturais elevados (*horsts*) associados ao embasamento; (ii) a presença de feições positivas da Base do Sal, ou Topo do reservatório; e (iii) o crescimento de seção nos intervalos do BVE100 e BVE200, evidenciado pelo aumento de isópaca. Adicionalmente, dados de perfis e de rocha têm mostrado que estas bioconstruções correspondem a intervalos densamente fraturados e que aparecem frequentemente carstificadas.

A resposta sísmica do intervalo correspondente aos *Mounds/buildups* tem, geralmente, evidenciado um padrão de sismofácies caótica. Dessa forma, os atributos sísmicos relacionados à coerência do sinal sísmico são importantes para a sua identificação (Jesus *et al.*, 2019; Ariza *et al.*, 2019; Ariza *et al.*, 2021; Ferreira *et al.*, 2021).

As grandes profundidades de ocorrência dos reservatórios do Pré-Sal, sua geometria e a composição das camadas do sal sobrejacentes impõem importantes desafios para as etapas de modelagem e caracterização dos sismofácies *Mound/buildup*, devido à qualidade sísmica inadequada dos dados disponíveis para significativa parcela dos campos do Pré-sal da Bacia de Santos (Jesus *et al.*, 2019; Ariza *et al.*, 2019).

Nos projetos englobando o Complexo de Iara, havia três levantamentos sísmicos do tipo *narrow azimuths* com migração Kirchhoff e modelo de velocidade por tomografia inadequados para a caracterização dos reservatórios. Assim, foi realizado um processamento dos três levantamentos sísmicos em conjunto, proporcionando um dado multi-azimutal, denominado Tri-Azimute. Além disso, um desses dados *narrow azimuth* foi reprocessado com melhorias do modelo de velocidade a partir do uso de técnicas de imageamento de alta resolução do tipo *Full-Waveform Inversion* (FWI) e migração *Reverse Time Migration* (RTM), denominado *Constellation*. Nas Figuras 3.1.1a e 3.1.1b, são mostrados os dados sísmicos *narrow azimuth* em uma seção, passando pelos poços W697 e W706. Podemos observar que, aparentemente, havia a existência de uma feição do tipo *Mound/buildup* próximo ao poço W697, devido as características intrínsecas na área, como alto estrutural, feição positiva, crescimento de seção e sismofácies

caótica observadas pelo atributo de coerência do sinal sísmico.

Análises posteriores utilizando o dado sísmico Tri-azimute (Figuras 3.1.1c e 3.1.1d), com qualidade superior aos dados anteriores, revelaram que as premissas existentes que suportavam o modelo *Mound/buildup* nesta área deixaram de existir. Isso ocorreu, em particular, devido à baixa razão sinal/ruído (S/R), mostrando que o padrão de sismofácies existente era proveniente de ruídos presentes no dado *narrow azimuth*, levando a interpretações errôneas.

A evolução das análises e do conhecimento da tectônica regional do Pré-Sal da Bacia de Santos, associada a estudos de detalhamento estrutural do Complexo de Iara, conduziu a uma melhor compreensão dos modelos e processos estruturais presentes na área (Debapriya *et al.*, 2018; Carvalho *et al.*, 2019; Raul *et al.*, 2019; Mattos *et al.*, 2021).

A classificação da estrutura apresentada na Figura 3.1.1, como uma dobra por propagação de falha (*Tri-shear*, Figura 3.1.1e), descarta a hipótese de *Mound/buildup* e sugere que esta região, à época de deposição, estaria mais provavelmente associada a um baixo estrutural com soergimento *a posteriori*, reduzindo as chances de ocorrência de reservatórios com boas características permo-porosas na área (Abreu *et al.*, 2018).

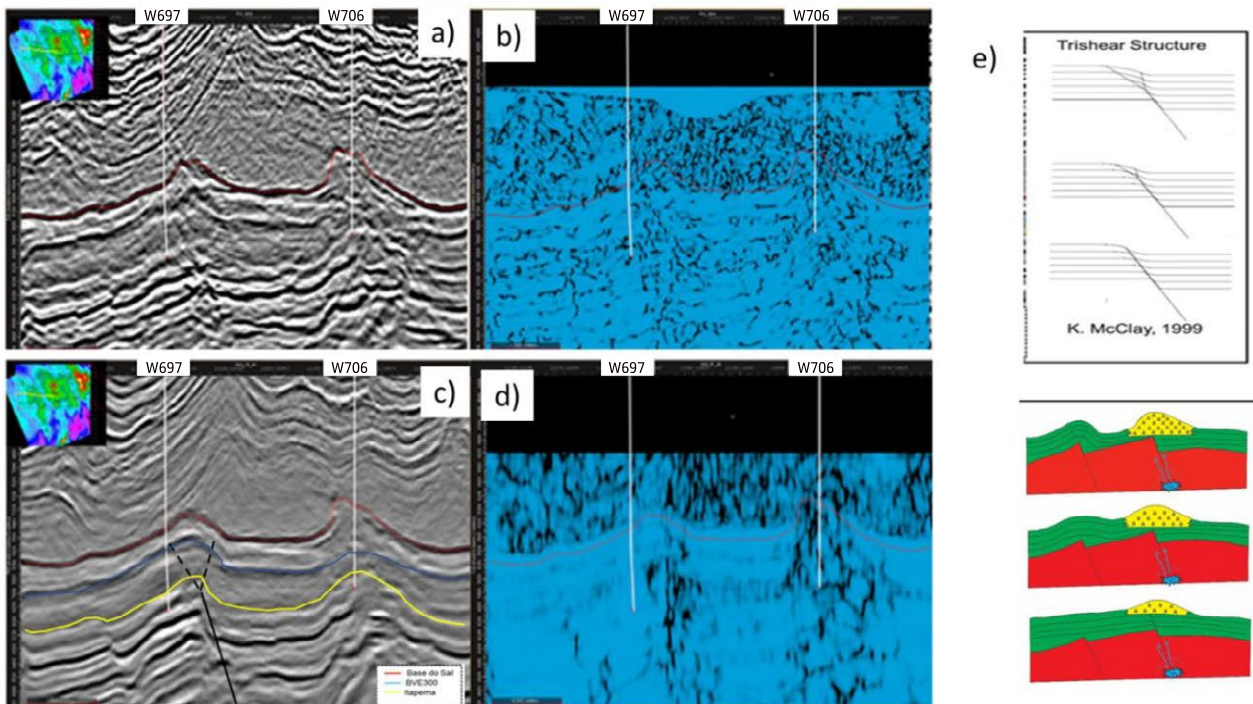


Figura 3.1.1: Novas interpretações sísmicas no projeto de Berbigão. A) seção sísmica em amplitude migrada do dado *narrow azimuth* B) seção do atributo de descontinuidade do dado *narrow azimuth* ilustrando as sismofácies caóticas relacionadas ao *mound/buildup*. C) seção sísmica em amplitude migrada do dado Tri-azimute. D) seção do atributo de descontinuidade do dado Tri-azimute. Sismofácies caóticas relacionadas ao *mound/buildup* não são observadas próximo ao poço W697. E) Ilustração do modelo conceitual da formação de estruturas *Trishear*.

Outro estudo de caso é o da locação do poço W2, que revelou reservatórios com excelentes características permo-porosas, com porosidade média de 12,4% e *net-pay* de 535 m, um dos maiores já constatados nos poços do Pré-sal na Petrobras.

A análise do dado sísmico *narrow azimuth* (Figura 3.1.2a) na região do poço W2 não permitiu a identificação de estruturas do tipo *Mound/Buildup*, principalmente devido à presença de ruídos e baixa energia associada às reflexões primárias. Com a melhora da imagem observada no volume sísmico Tri-Azimute, interpretou-se a possibilidade da existência de um *Mound*. Contudo, a presença de artefatos de migração coincidentes com o topo do reservatório trazia dúvida sobre a estrutura

com quase 700 metros de coluna de óleo, conforme apresentado na Figura 3.1.2b.

O volume sísmico *Constellation* proporcionou uma nova avaliação e reinterpretação da área, onde o possível artefato de migração encontrava-se em posição oposta ao topo do reservatório, e trouxe uma maior confiança na identificação da estrutura nomeada como *Mega-Mound*, apresentada na Figura 3.1.2c. Apesar da melhora nas imagens sísmicas, a real existência do *Mega-Mound* foi alvo de intensas discussões entre as empresas parceiras do projeto, incluindo Shell e Petrogral, tendo sido tomada a decisão da avaliação de diferentes cenários de interpretação sísmica para a feição *Mound* de interesse, tal como apresentado na Figura 3.1.2d.

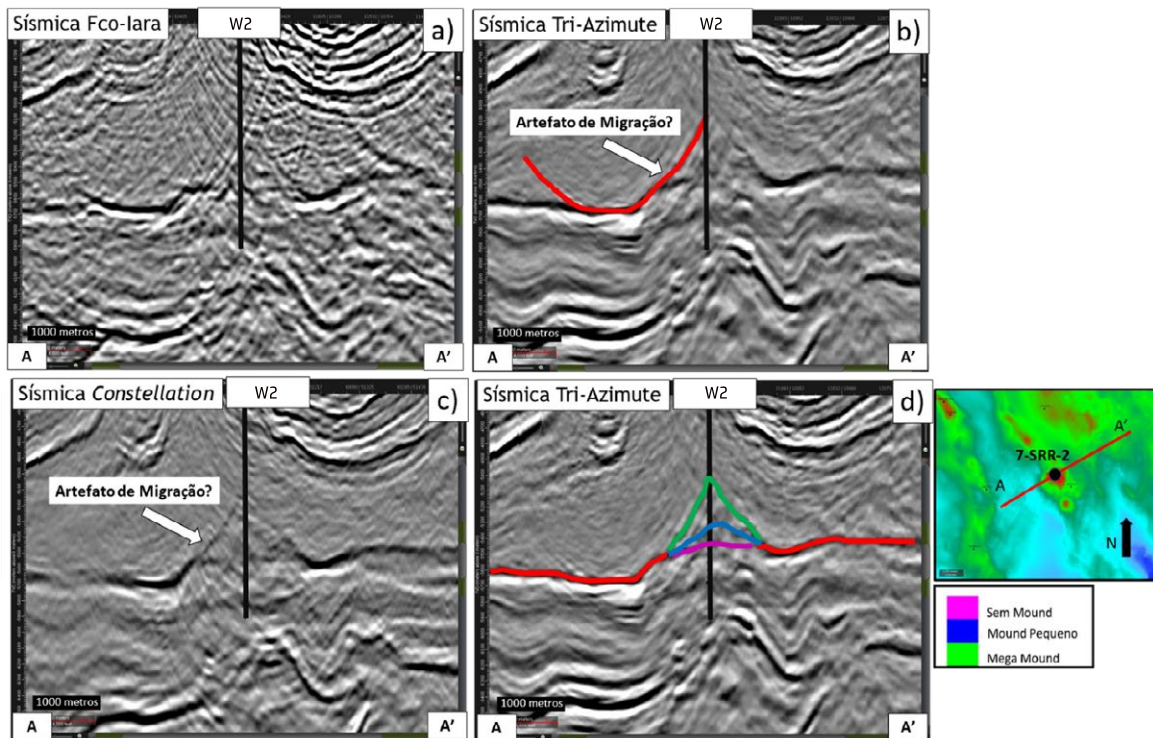


Figura 3.1.2: Seções sísmicas passando pela locação do poço W2. A) Seção sísmica do dado *narrow azimuth*. B) Seção sísmica do dado Tri-Azimute. C) Seção sísmica do dado *Constellation* gentilmente cedida pela CGG. D) Seção sísmica com as possíveis interpretações do topo do reservatório.

Com os novos cenários de interpretação sísmica e do modelo geológico, foi construído um modelo numérico simplificado de transiente de pressão. O intuito era prever a resposta do Teste de Longa Duração (TLD) a ser realizado no poço W726, aproximadamente 1200 metros do W2, em conjunto com a resposta da interferência do poço W1, onde foi instalado um medidor de pressão SASMIc.

Com a interpretação dos diferentes cenários e dos dados do TLD, foi possível identificar que a interpretação otimista, com a presença de um *Mound/Buildup* de grandes proporções, era a que melhor ajustava o histórico do TLD.

Dessa maneira, com todas as informações adquiridas (dados sísmicos, modelo conceitual e TLD), tomou-se a decisão de realizar a

perfuração do poço W1, que constatou o cenário de interpretação otimista, com o topo do reservatório a quase 400 metros acima do cenário de interpretação base.

### 3.2. Carbonatos de baixa permeabilidade

Reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade representam reservas expressivas de óleo e gás para o setor de E&P da Petrobras. As micro-porosidades relacionadas às respectivas sucessões sedimentares, com médias de porosidades das formações acima de ~10%, permitem o acúmulo de significativos volumes de hidrocarboneto. Entretanto, as baixas conectividades das gargantas de poro dificultam o escoamento do fluido intersticial que satura o meio poroso, impondo um

desafio para a viabilização da produção. Outro ponto crítico é a escassez de dados estáticos e dinâmicos para suportar a construção dos modelos 3D em reservatórios de baixa permeabilidade. Isso dificulta o entendimento da distribuição espacial das diferentes escalas de heterogeneidades existentes.

A acumulação revelada no poço W656 (Sururu) está inserida neste contexto. O campo em si ocupa o núcleo de um *horst* relativamente mais baixo do que os altos estruturais das acumulações vizinhas de Atapu e Berbigão. O reservatório é formado por sucessões de camadas compostas, predominantemente, de depósitos agradacionais monótonos de fácies Laminitos constatados nos poços. Dados de pressão do TFR realizado no poço W715 mostraram melhora de ~40% na transmissibilidade do reservatório ao

longo tempo. O teste investigou área de aproximadamente 300m de distância da região onde o poço foi perfurado. Este aumento pode estar associado a melhores permeabilidades com o espessamento do reservatório e/ou presença de fraturas naturais, ou seja, reservatórios de boa qualidade.

Para a identificação de regiões com melhores permeabilidade (*Sweet-spots*), foi realizado estudo de caracterização dos intervalos com porosidade secundária associada a sistemas de fraturas naturais. A construção do modelo de rede discreta de fraturas (DFN) contou com as etapas de análise estrutural descritiva e cinemática das falhas, restauração 3D, separação em fácies mecânicas nos poços e sísmica, além da análise de AVO azimutal. O fluxo é descrito na Figura 3.2.1.

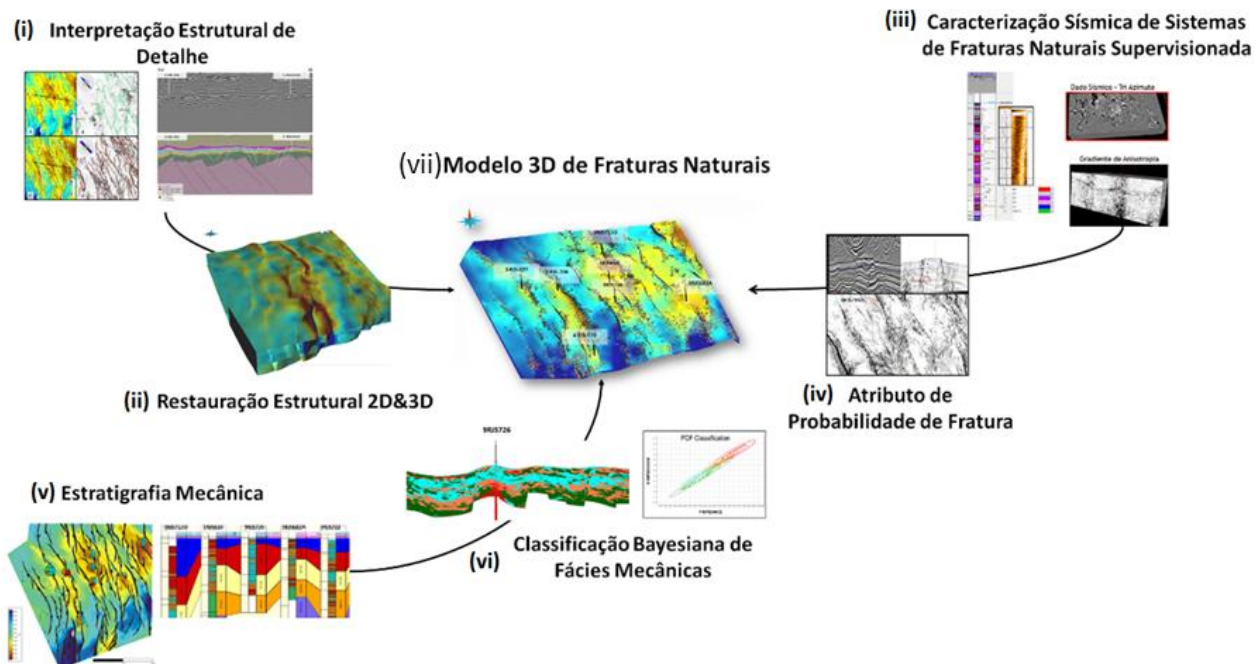


Figura 3.2.1: Metodologia integrada para a caracterização de sistemas de fraturas naturais: (i) análise estrutural descritiva e cinemática em múltiplas escalas da trama estrutural rúptil; (ii) quantificação da direção dos vetores de deformação e distribuição da deformação das rochas reservatório em diferentes fases de movimentação por técnicas de restauração estrutural 2D e 3D; (iii) caracterização sísmica supervisionada de sistemas de fraturas naturais usando técnicas AVOAz e atributos geométricos; (iv) volume 3D de probabilidade de fraturas; (v) caracterização das unidades mecânicas em escala de poço; (vi) caracterização sísmica quantitativa da distribuição 3D de fácies mecânicas; (vii) Construção do modelo 3D de fratura.

Interpretações sísmicas em detalhe no reservatório de Sururu permitiram o refinamento da hierarquização e cinemática das falhas do rifte, bem como dos elementos geométricos associados (Figura 3.2.1i). Do conjunto de falhas interpretadas, pode-se identificar a existência de duas famílias principais. O primeiro conjunto, e mais importante, são os sistemas de falhas rifte com trama penetrativa de direção NW-SE. O segundo conjunto de estruturas é formado por falhas antitéticas, nucleadas na cobertura sedimentar, e com correlação genética com o set de falhas anterior.

O entendimento da deformação, a partir da análise dos padrões de variação em escala de reservatório, traz critérios quantitativos importantes para definir a distribuição de fraturas e suas orientações preferenciais. Uma das informações obtidas na etapa de restauração estrutural geométrica e geomecânica 3D é o atributo de dilatação (Figura 3.2.1ii) (Abreu *et al.*, 2018).

Essa propriedade é calculada a partir das mudanças de volumes dos sólidos do estado deformado para o estado não deformado. É notória a presença de anomalias distensivas relacionadas a sistemas de dobramentos forçados por reativação de falhas progressas do embasamento. Outra característica é a transferência de deformação nas regiões de terminações das estruturas, definidas como rampas de revezamento (Young *et al.*, 2001, Walsh *et al.*, 2003, Xu, 2011, Fossen e Rotevatn, 2016). Os tensores de tensão calculados durante a restauração foram convertidos para tensores de deformação. A informação foi utilizada para

descrever as propriedades de *dip* e *azimuth* das estruturas rúpteis da trama estrutural.

A técnica baseada nos coeficientes da Transformada de Fourier (Downton *et al.*, 2011) foi aplicada no dado sísmico Tri-azimute para quantificar a anisotropia sísmica associada a trama rúptil (Figura 3.2.1iii). Foram gerados os parâmetros de intercepte (A), gradiente isotrópico (Biso) e gradiente anisotrópico (Bani). O resultado exhibe características consistentes geologicamente com as interpretadas para o intervalo reservatório. Na fase final, foi aplicada análise supervisionada multivariada para cálculo da probabilidade de ocorrência dos sets de fraturas (Figura 3.2.1iv), conforme descrito por Hampson *et al.* (2001).

Para a correta distribuição da intensidade e propriedades das fraturas interpretadas, foi realizada a separação em fácies mecânica tanto em poço 1D (Figura 3.2.1v) quanto em um volume 3D (Figura 3.2.1vi). A utilização de todos os elementos permitiu a criação de um modelo de fratura (Figura 3.2.1vii) que foi utilizado para suportar a construção de um cenário otimista para o desenvolvimento da produção no campo. A comprovação das estruturas modeladas poderá contribuir para o aumento do fator de recuperação da jazida.

### 3.3. Discussões sobre permeabilidade sísmica na área de lara

Dentre os principais desafios associados aos processos de caracterização e de modelagem geofísica dos reservatórios carbonáticos do

Complexo de Iara, destacam-se as suas grandes profundidades de ocorrência, tipicamente na faixa de 6000m de profundidade, e as características da camada de sal sobrejacente, em particular, suas grandes variações de espessura e de composição. Esses fatores combinados prejudicaram a qualidade do sinal sísmico registrado na área, indicando que somente com a aquisição de novos dados sísmicos, com riqueza azimutal e de afastamentos, os desafios deverão ser superados.

A qualidade inadequada dos dados sísmicos disponíveis impõe fortes limitações a uma correta caracterização das sismofácies *Mound/buildup* e das fácies de baixa energia associadas aos carbonatos de baixa permeabilidade. A experiência acumulada durante a fase inicial de desenvolvimento da produção do Complexo de Iara revela os benefícios e o valor da integração entre as atividades de modelagem Geofísica, Geológica e de Engenharia de Reservatórios como principal alternativa para mitigar as incertezas associadas, conduzindo a uma melhor caracterização e consequente otimização do plano de exploração das fácies sísmicas presentes nos reservatórios considerados.

A reinterpretação conduzida em um dado sísmico reprocessado com múltiplos volumes adquiridos em diferentes azimutes proporcionou a construção de um modelo de fraturas naturais mais robusto. Da mesma forma que possibilitou a revisão do posicionamento de poços anteriormente situados em feições que revelaram outro tipo de padrão após o reprocessamento. Isso permitiu a discussão

para o posicionamento de um novo poço, com forte impacto no desenvolvimento da produção em carbonatos de baixa permeabilidade. Essa experiência corroborou a importância do contínuo investimento nas áreas de aquisição e de processamento de dados sísmicos para a caracterização dos reservatórios, buscando maximizar a qualidade final dos volumes sísmicos disponíveis e otimizar os fluxos de caracterização e modelagem geofísica de reservatórios.

#### 4. SÍSMICA 4D APLICADA AO CAMPO DE TUPI

No final de 2020, a PETROBRAS concluiu as etapas de viabilidade, aquisição, processamento e interpretação de dados de um projeto pioneiro de sísmica para monitoramento de reservatórios do Pré-sal, denominado Piloto Nodos de Tupi. Nesta seção serão abordados os principais aspectos e resultados desse projeto. Informações adicionais podem ser obtidas nos trabalhos de Cypriano *et al.*, 2019, Kiyashchenko *et al.*, 2020, Cruz *et al.*, 2021a e Cruz *et al.*, 2021b.

As propriedades elásticas das rochas são afetadas por vários fatores, tais como saturação de fluidos, porosidade, mineralogia, forma dos poros, pressão e litologia (Xu e Payne, 2009). As variações das propriedades elásticas podem ser traduzidas em variações da amplitude do sinal sísmico, uma vez que os efeitos de aquisição e processamento sejam compensados. Em relação ao sinal 4D, as

rochas carbonáticas possuem módulos de incompressibilidade que são geralmente duas vezes maiores que os das rochas siliciclásticas. Desta forma, as variações das incompressibilidades que podem ser impostas pela substituição dos fluidos e pelas variações de pressão passam a ter um impacto proporcionalmente menor nos campos do Pré-sal (Vasquez *et al.*, 2019).

Nos anos de 2015 e 2017, foram executadas duas aquisições sísmicas do tipo *ocean bottom nodes* (OBN), respectivamente os levantamentos Base e Monitor, para testar em campo a eficácia da sísmica 4D como ferramenta de acompanhamento da produção dos carbonatos do Pré-sal. O processamento sísmico incluiu tecnologias de ponta, além do desenvolvimento de novas, como, por exemplo, a atenuação de múltiplas internas para dados OBN (Cypriano *et al.*, 2019). O nível de ruído NRMS (*normalized root mean square*) obtido, da ordem de 2%, é bem menor que o nível de ruído previsto por modelagens, da ordem de 6%, confirmando a excelente repetibilidade entre as aquisições Base e Monitor e a excelência nas técnicas de processamento adotadas em prover imagens de boa relação sinal/ruído e continuidade lateral dos eventos investigados.

A interpretação sísmica 4D desses dados, foco desta seção, reuniu uma equipe interdisciplinar de geofísicos, geólogos e engenheiros das áreas de Exploração e Produção da PETROBRAS, integrando dados geofísicos, geológicos e dinâmicos. A sísmica 4D aplicada ao campo de Tupi objetiva o gerenciamento

otimizado e proativo da produção e a identificação de alvos para projetos complementares e de revitalização.

#### 4.1. Características do sinal 4D esperado

A sensibilidade da resposta elástica do reservatório à variação de pressão efetiva foi avaliada em laboratório, em amostras secas de rochas testemunhadas (*plugues*), de diferentes fácies, confinadas hidrostáticamente. Leis empíricas obtidas a partir de ensaios, ao serem aplicadas às condições de pressões esperadas no reservatório no período 2015-2017, indicaram variações de impedância acústica em torno de 1% (Silva *et al.*, 2020). Para cenários modelados de substituição de fluidos, onde foram consideradas transformações combinadas de pressão, temperatura e saturações de fluidos, as variações registradas foram mais promissoras. Contudo, ainda por volta de 2%, para a maioria dos casos estudados (Costa *et al.*, 2016). O gráfico da Figura 4.1.1A apresenta, de forma esquemática, a relação entre litologia, fácies e porosidade efetiva na resposta sísmica 4D para três diferentes tipos de rochas, análogas para poços injetores e produtores do Piloto de Tupi e para reservatórios clássicos como os turbiditos da Bacia de Campos. O experimento representado pelo gráfico da Figura 4.1.1A simulou a substituição de óleo por água (um efeito de *hardening*) e os resultados são exibidos em termos de variações percentuais de impedância acústica e valores de rigidez da rocha (obtidos a partir de ensaios laboratoriais). O gráfico adjacente (Figura 4.1.1B) compara a resposta 4D à injeção de água com as assinaturas para

injeção de gás e injeção alternada de água e gás (WAG, *water-alternating-gas*). O valor de 2% para variação de impedância foi inicialmente

considerado um limite seguro de sucesso para o 4D, ao aplicar metodologias de aquisição sísmica 4D de alta repetibilidade.

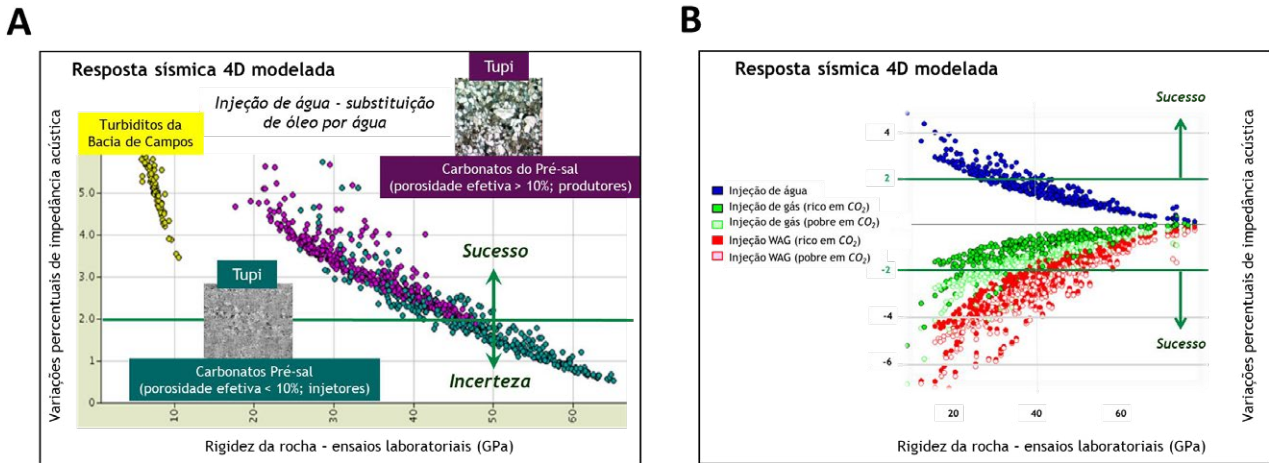


Figura 4.1.1: Relação entre litologia, fácies e porosidade na resposta sísmica 4D para um cenário de injeção de água (A). Comparação dos sinais 4D esperados para injeção de água, gás e WAG, com diferentes teores de CO<sub>2</sub> no gás (B). Modificado de Cruz *et al.* (2021b).

## 4.2. A dinâmica dos fluidos no Piloto de Tupi

O plano de desenvolvimento do Piloto de Tupi posicionou seis poços produtores nos altos estruturais (P1, P2, P3, P4, P5 e P6, Figuras 4.2.1 e 4.2.2) e quatro injetores nos flancos, sendo dois de água (IW 1 e IW 2) e dois do tipo WAG (WAG 1 e WAG 2). Os poços IG 1 e IG 4 são usados para descarte de gás. Toda a injeção do módulo piloto ocorre na zona de óleo, exceto para o poço IG 1, que injeta em uma região de fluido supercrítico (“capa de gás”). Excepcionalmente, na região central, houve a coordenação das aquisições sísmicas OBN com o ciclo WAG dos poços. Aproximadamente dois anos antes do início do levantamento Base, o poço WAG 1 injetava gás e o poço WAG 2 injetava água. Logo após o término desta

primeira aquisição, os fluidos foram alternados e assim se mantiveram até a conclusão do levantamento Monitor. A injeção de gás com alto teor de CO<sub>2</sub> (80%) foi a condição operacional mais típica para o poço WAG 1. Para o poço WAG 2, o ciclo de gás em questão foi realizado através da injeção do excedente de gás pobre em CO<sub>2</sub> não exportado (5%). Traçadores químicos foram aplicados para monitorar a injeção de água e gás em cada ciclo WAG desses poços. As Figuras 4.2.1 e 4.2.2 apresentam esquematicamente os históricos de injeção e *breakthrough* de água e gás. As setas no mapa representam a origem e o tipo de fluido que alcançou cada produtor, desenhadas a partir da análise dos traçadores químicos coletados, proferindo um panorama das movimentações de fluidos entre as aquisições Base e Monitor.

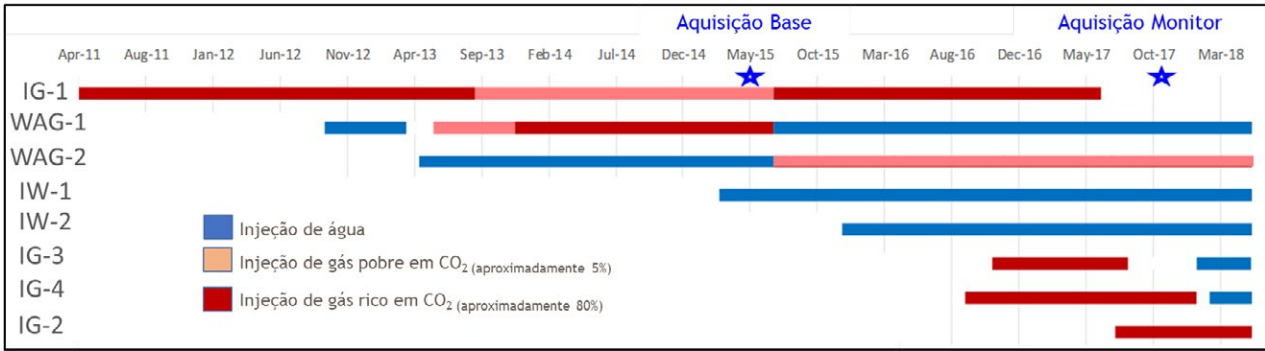


Figura 4.2.1: Histórico de injeção de água e gás no Piloto de Tupi. Modificado de Cruz *et al.* (2021b).

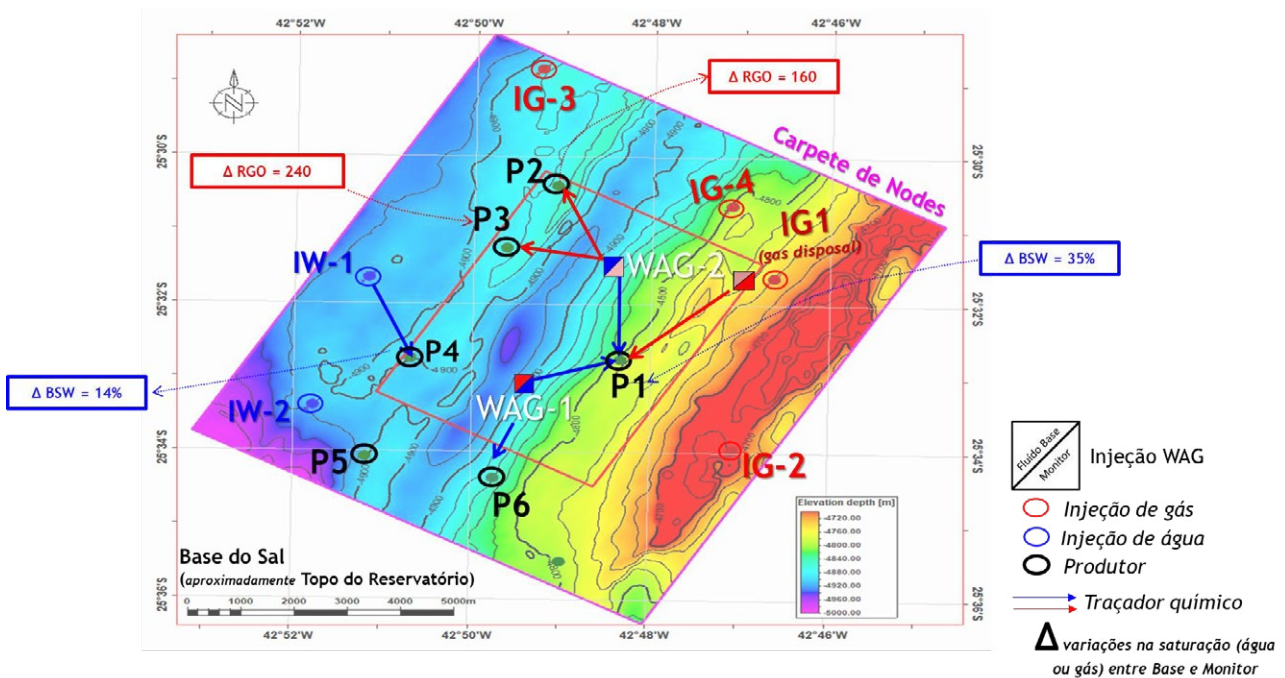


Figura 4.2.2: Mapa estrutural da Base do Sal retratando de forma esquemática os históricos de chegada de água e gás para os poços do Piloto de Tupi.

### 4.3. Interpretação dos primeiros resultados de sísmica 4D para o Pré-sal de Santos

As interpretações 4D realizadas são apresentadas nesta seção, principalmente, utilizando os volumes sísmicos resultantes das diferenças entre as amplitudes dos dados Base e Monitor. A análise é focada no principal intervalo reservatório portador de óleo na área do Piloto de Tupi, intervalo estratigráfico BVE100 (Pedrinha *et al.*, 2018; Pedrinha

*et al.*, 2022). Esta camada é representada na sísmica pelo par de horizontes denominado “Principal Intervalo Reservatório”, apontado na Figura 4.3.1B. Mapas de atributos sísmicos, tais como amplitude média, soma das amplitudes positivas e soma das amplitudes negativas, foram calculados em torno das assinaturas 4D manualmente rastreadas. Esses mapas são usados para representar a geometria e a extensão areal das frentes de substituição de fluidos.

As primeiras imagens da amplitude sísmica 4D do Pré-sal da Bacia de Santos foram interpretadas ao redor dos poços injetores WAG1 e WAG2, retratando as frentes de avanço de água e gás no reservatório (Figura 4.3.1). Na seção de amplitude sísmica, as assinaturas 4D são comumente identificadas como pares de sinais positivos e negativos, desde que os dados sejam de resolução sísmica vertical suficiente para representar o topo e a base da camada em questão (intervalo que comporta a resposta 4D). Considerando as variações de impedância acústica, atributo que reflete as propriedades das camadas, podemos nos reportar às anomalias de *hardening* e *softening*. Para os poços em análise, injetores WAG1 e WAG2, a reflexão positiva de topo em azul indica o avanço da água injetada, enquanto a reflexão negativa de topo em vermelho representa a frente de gás. Através de mapeamento manual de superfícies envoltórias, separam-se os topos das referidas anomalias e calculam-se

os mapas dos atributos “soma das amplitudes positivas” e “soma das amplitudes negativas” (Figura 4.3.1E).

Nas proximidades do injetor WAG 1, em direção ao produtor P1, observamos anomalia 4D alongada de *hardening*, ou seja, aumento da impedância sísmica, entre as aquisições Base e Monitor, relacionada principalmente ao aumento do BSW (*basic sediments and water fraction produced*) medido no poço P1. Informações de traçadores químicos confirmam que a água injetada no poço WAG 1 atingiu o produtor P1. Além dos efeitos do aumento da saturação de água na região, os efeitos das interações rocha-fluido e depleção também foram investigados. Esta investigação se deu por meio da comparação da resposta sísmica real medida com a resposta sintética calculada a partir de dados de perfis e dos modelos de fluxo ajustados aos históricos de produção e injeção.

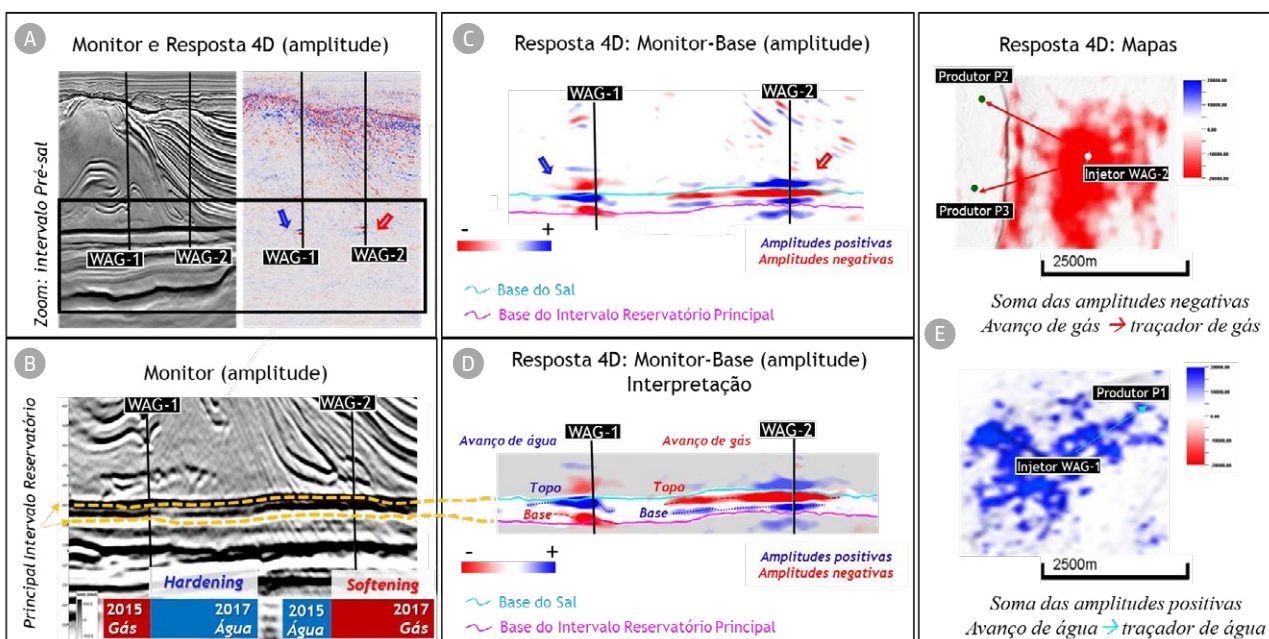


Figura 4.3.1: Imagens da amplitude sísmica 4D, interpretada ao redor dos poços injetores WAG (Wag-injector-1 e Wag-injector-2), retratando as frentes de avanço de água e gás no reservatório.

A Figura 4.3.2 ilustra que a resposta sintética considerando apenas os efeitos de saturação tem amplitudes mais fortes do que a resposta 4D registrada. Ao analisar o traço sintético do poço WAG1 no primeiro conjunto de perfis da Figura 4.3.2, confirma-se que, tendo em vista apenas os efeitos de variação do tipo de fluido, as amplitudes e impedâncias 4D sintéticas são superestimadas. Um cenário que combina os efeitos de saturação, da interação rocha-fluido (acidificação) e da variação da pressão de poros fornece o melhor ajuste dos dados sintéticos aos dados medidos, sendo, portanto, a mais provável interpretação dentro dos casos estudados. Ressalta-se que os valores de variação de impedâncias registrados ao redor do poço WAG1 são menores que o valor de 2%, inicialmente tido como valor “de corte” para o sucesso do monitoramento 4D de Tupi. Tendo o dado 4D de Tupi como referência, no contexto do Pré-sal, considera-se atualmente o limite de detecção, usando tecnologia OBN, de aproximadamente 1,5% para variações de impedância acústica (Cruz *et al.*, 2021b). Caso sejam empregados os sistemas permanentes (PRM - *permanent*

*reservoir monitoring*), espera-se detecção de anomalias 4D ainda mais sutis.

Apesar do avanço no registro e entendimento do sinal 4D dos carbonatos de Tupi, a resolução vertical é um desafio para a interpretação sísmica 4D, para além da vizinhança imediata dos poços. Para o entorno do poço WAG2 (Figura 4.3.1E), observa-se o efeito oposto ao já apresentado, anomalia de *softening*, reflexo da diminuição da impedância acústica na época do dado Monitor, devido à substituição de água por gás no ciclo WAG. Nessa região, a interferência residual de múltiplas internas (ruído relacionado ao pacote de sal estratificado sobrejacente) e a carência de maior resolução vertical dificultam a interpretação da continuidade dessa frente de gás em direção aos poços produtores P2 e P3.

A incerteza sobre a extensão areal e a geometria da resposta de *softening* cresce em direção aos baixos estruturais, onde o reservatório é mais delgado. A diminuição da espessura de reservatório pode ser explicada pelo incremento da proporção de carbonatos com argilominerais (rochas “não-reservatório”

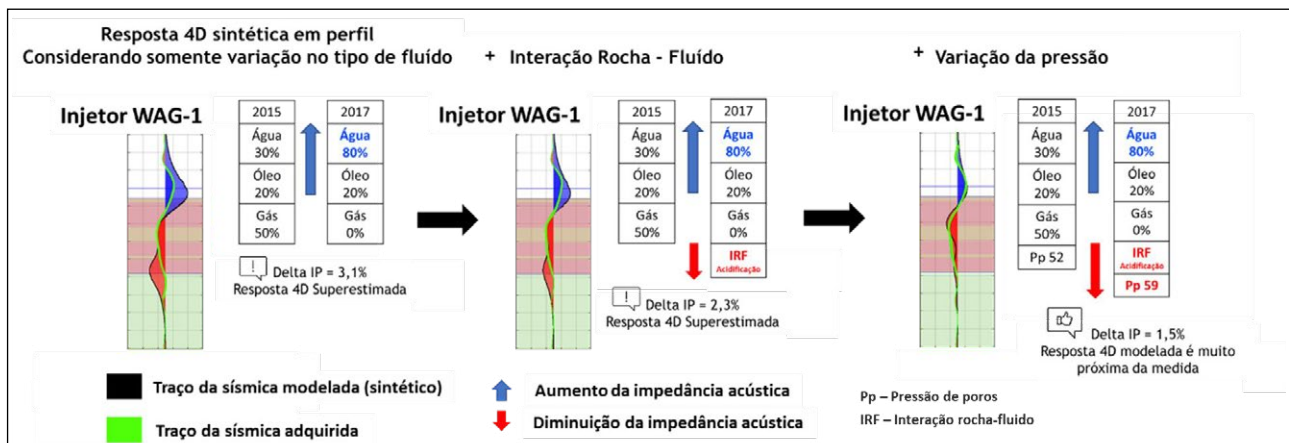


Figura 4.3.2: Resposta sintética 4D, considerando apenas os efeitos de saturação e cenários combinando saturação mais efeitos de interação rocha-fluido (acidificação) e variação de pressão de poros. Modificado de Cruz *et al.* (2021b).

onde a porosidade é obliterada pelo conteúdo de argilas) ou pelo aumento das fácies carbonáticas ditas “fechadas” (rochas de baixíssima porosidade e alta incompressibilidade, usualmente relacionadas a ambientes deposicionais de mais baixa energia, Faria *et al.*, 2017; Teixeira *et al.*, 2017; Artagão *et al.*, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Cruz *et al.*, 2021b; Pedrinha *et al.*, 2022).

As informações provenientes dos traçadores químicos confirmam que o gás injetado no poço WAG 2 chegou ao produtor P3. No atual modelo geológico da área, ajustado

aos históricos de produção e injeção, essa comunicação foi possível através da inclusão de algumas camadas permeáveis de baixa espessura (menor que dez metros), que a sísmica 4D não é capaz de individualizar. A combinação de camadas sobrepostas de reservatórios com maiores e menores permeabilidades parece implicar apenas em perda local de transmissibilidade. A resposta sísmica 4D interpretada para esse baixo estrutural relativo, ainda que sob efeito de “*tuning*”, corrobora o cenário geológico adotado, onde é considerada ausência de barreira de fluxo efetiva (Figura 4.3.3).

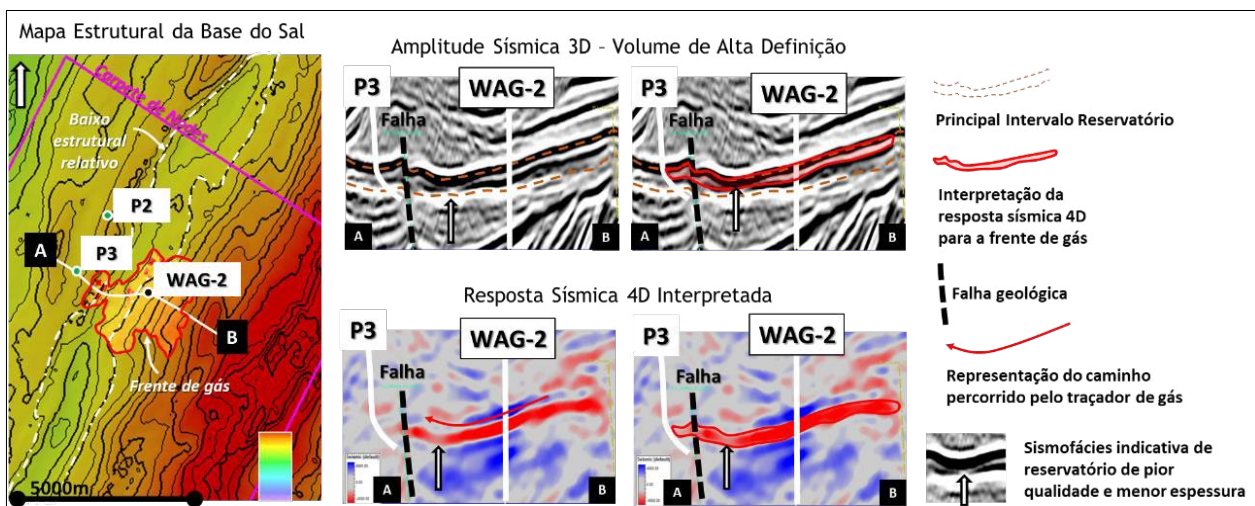


Figura 4.3.3: Análise simplificada da extensão e magnitude da resposta sísmica 4D observada entre os poços WAG-2 e P3.

Além dos poços injetores WAG, sinais 4D também foram identificados ao redor dos poços IW1 e IW2 (avanço da injeção exclusiva de água), IG4 (avanço da injeção exclusiva de gás) e IG1 (aumento do conteúdo de CO<sub>2</sub>, devido ao contraste entre os descartes de gás pobre e menos denso e gás rico mais denso). A chegada da água de injeção proveniente dos poços IW1 e IW2 ao produtor P4

(*breakthrough* de água) é apontada nas Figuras 4.3.4 e 4.3.5. Dados de produção e de traçadores químicos sinalizam a presença de caminhos preferenciais ao fluxo que impedem a água injetada em IW2 de percorrer primeiramente a vizinhança do produtor P5. A geometria da resposta 4D, encaixada preferencialmente no alto estrutural que liga IW2 e P4, indicou a degradação da qualidade

do reservatório no vale entre IW2 e P5. As Figuras 4.3.4 e 4.3.5 sinalizam que as respostas sísmicas 4D localizadas fora da área de cobertura sísmica completa (área central indicada nos mapas ou AIO - *area of interest*)

ainda refletem consistentemente os históricos de coleta de traçadores químicos, embora já seja esperada uma piora na relação sinal/ruído em direção às bordas do carpete de receptores (*nodes*).

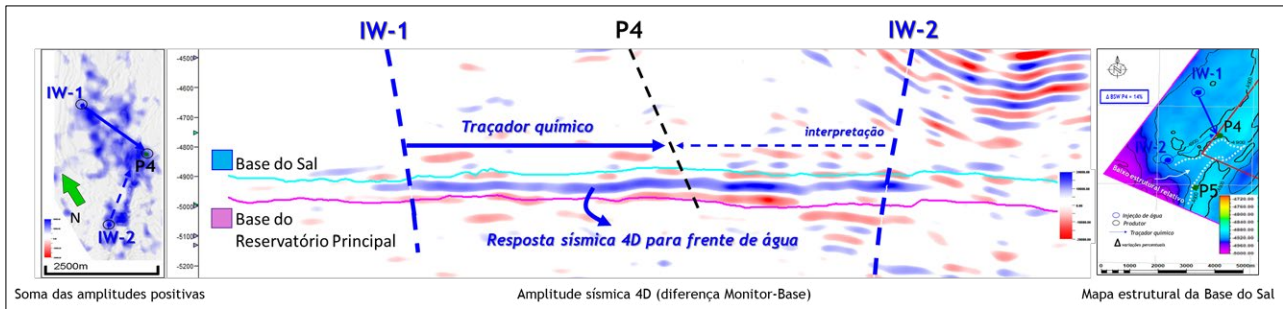


Figura 4.3.4: Análise simplificada da resposta 4D em torno do produtor P4.

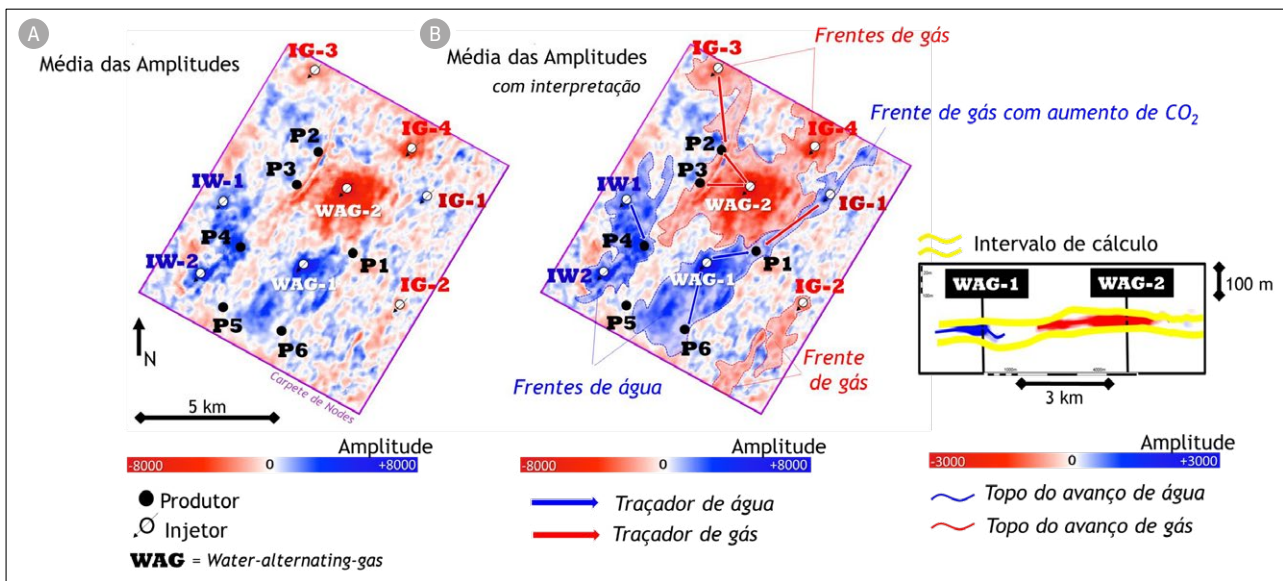


Figura 4.3.5: Geometria das principais respostas sísmicas 4D mapeadas. Modificado de Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b).

Os resultados da sísmica 4D para o Piloto de Tupi superaram as expectativas iniciais e confirmam o potencial desta técnica para monitorar as variações de saturação induzidas pela produção, gerenciar proativamente o reservatório e aumentar a recuperação de óleo de Tupi, abrindo boas perspectivas para os demais campos do Pré-sal das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.

## 5. SIMOFÁCIES E SUAS IMPLICAÇÕES PARA O MODELO GEOLÓGICO CONCEITUAL: EXEMPLOS DO CAMPO DE BÚZIOS

O campo de Búzios (Figura 5.1) faz parte da província petrolífera do Pré-sal e está localizado na porção nordeste da Bacia de Santos. Possui um arcabouço tectono-estratigráfico

complexo, formado por diversos altos estruturais do embasamento, e apresenta evoluções distintas ao longo do tempo geológico. Dessa forma, a tectônica exerceu forte influência na sedimentação das fácies dos reservatórios

portadores de hidrocarbonetos, constituídos por carbonatos lacustres das formações Barra Velha e Itapema, refletindo em uma grande variabilidade de fácies e processos diagenéticos superpostos.

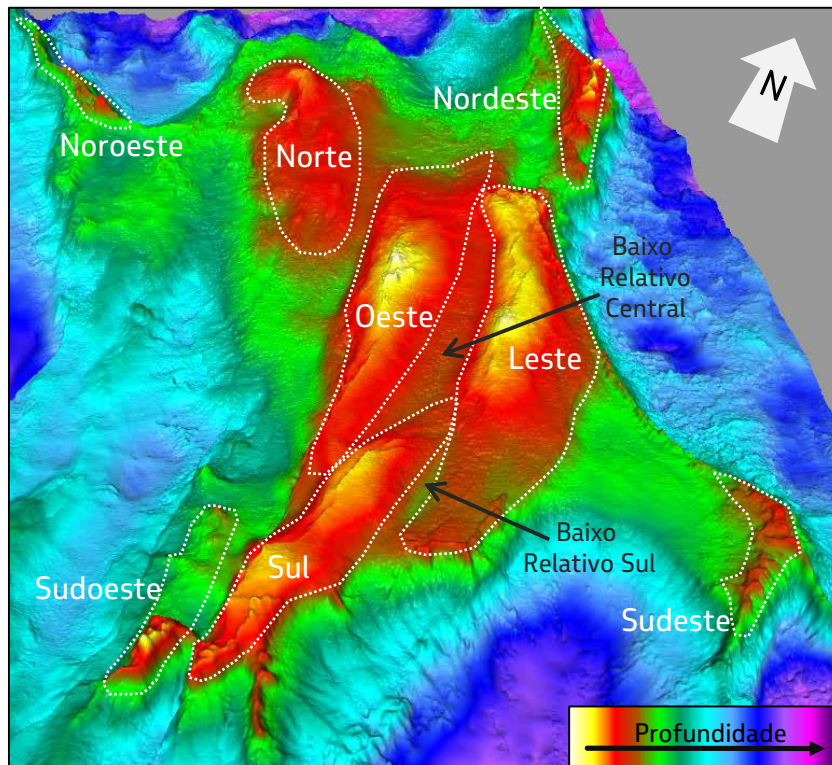


Figura 5.1: Mapa estrutural do topo sísmico do reservatório do campo de Búzios, mostrando os diversos altos estruturais que o compõem. Entre os altos leste, oeste e sul, ocorrem os baixos relativos do campo.

Tendo em vista esse contexto geológico complexo, que resulta em altas heterogeneidades de fácies e permoporosidade, a identificação, a caracterização e a interpretação de geometrias no dado sísmico 3D passam a ser importantes aliadas para a elaboração de um modelo geológico conceitual robusto. Compreender como as fácies sísmicas se relacionam aos ambientes deposicionais e aos dados de poços é de suma importância para o entendimento da evolução tectono-estratigráfica da área e para a distribuição espacial

dos diferentes elementos do sistema deposicional e suas associações de fácies no modelo geológico de reservatório.

Fácies sísmica, ou sismofácies, é uma unidade tridimensional, mapeável, que se difere das unidades adjacentes por um conjunto de características dos refletores sísmicos, como: atitude, padrão de reflexões internas, continuidade, amplitude, fase, frequência, geometria externa e velocidade intervalar (Brown & Fischer, 1977, Prather *et al.*, 1998, Posamentier *et al.*, 1988).

Para esse trabalho, além dos critérios supracitados, também foram considerados, para a caracterização de cada sismofácies, o padrão de empilhamento dos refletores e o atributo de impedância acústica. Este último, em poços do campo de Búzios, mostra correlação inversamente proporcional com a porosidade, conforme observado por Dias *et al.* (2019), Castro (2019), Mello e Lupinacci (2022) e Castro e Lupinacci (2022).

Exemplos de sismofácies e texturas sísmicas identificadas na área de Búzios, além de suas possíveis interpretações geológicas e correlação com poços, são descritos a seguir.

### 5.1. Sismofácies em Búzios

**Mounds e Buildups carbonáticos:** *mounds* são feições geométricas positivas, com geometria externa caracterizada em dado sísmico (Mitchum *et al.*, 1977). Cruz e Madrucci (2020) consideram que o termo *mound* se aplica às feições positivas em uma plataforma carbonática, posicionadas na margem ou no interior dela. Já o termo *buildup* é descrito pelos autores como feições positivas proeminentes, mas que correspondem a construções formadas em uma plataforma carbonática isolada e com abrupta variação lateral faciológica e de espessura. No campo de Búzios, essas feições possuem geometria externa convexa, geralmente com flancos de alto ângulo, formando estruturas positivas, com dimensões consideráveis e que podem ter topo piramidal ou arredondado. As reflexões internas comumente apresentam padrão desordenado e

descontínuo, também chamado caótico. Em alguns casos, podem apresentar refletores internos plano paralelos. Ocorrem principalmente na região extremo sul do campo, em sua maioria associada a falhas profundas e atividade hidrotermal. Os *mounds* e *buildups* de Búzios são interpretados como formados nas fases finais de deposição do Pré-sal e, por isso, definem a geometria do topo dos reservatórios nesse intervalo. São constituídos essencialmente por espessos pacotes de estromatólitos singenéticos com extinção fascicular óptica, formados principalmente por processos de precipitação química (Guerrero, J.C. *et al.*, 2021). Em menor proporção, também ocorrem esferulititos, tufas, brechas e estromatólitos formados por influência microbiana. Em geral, seus elementos possuem bordas corroídas por dissolução e microfaturas, gerando fácies com altíssimas permoporosidades (Figura 5.1.1).

**Mini bacias argilosas:** são feições côncavas e amplas, com geometria externa de prato, comumente associadas a um baixo estrutural. Podem ser delgadas, contendo apenas um refletor sísmico, ou mais espessas (até 300m de espessura) com padrão de refletores interno plano paralelo. Tipicamente esses corpos possuem baixa impedância, sendo assim, apresentam topo com amplitude negativa e base com amplitude positiva. Como a denominação sugere, as litofácies predominantes depositadas nessa fácies sísmica são argilitos magnesianos com esferulititos e, em menor proporção, estromatólitos. São rochas com permoporosidades muito baixas, sendo consideradas como fácies não-reservatório. Os corpos argilosos mais delgados ocorrem na

parte central do campo, em baixos estruturais relativos, áreas interpretadas como ambientes restritos de baixa energia. Já as feições mais espessas com reflexões internas plano paralelas

ocorrem nas margens do campo, interpretadas como sendo formadas em regiões relativamente mais profundas do lago, com maior espaço de acomodação disponível (Figura 5.1.2).

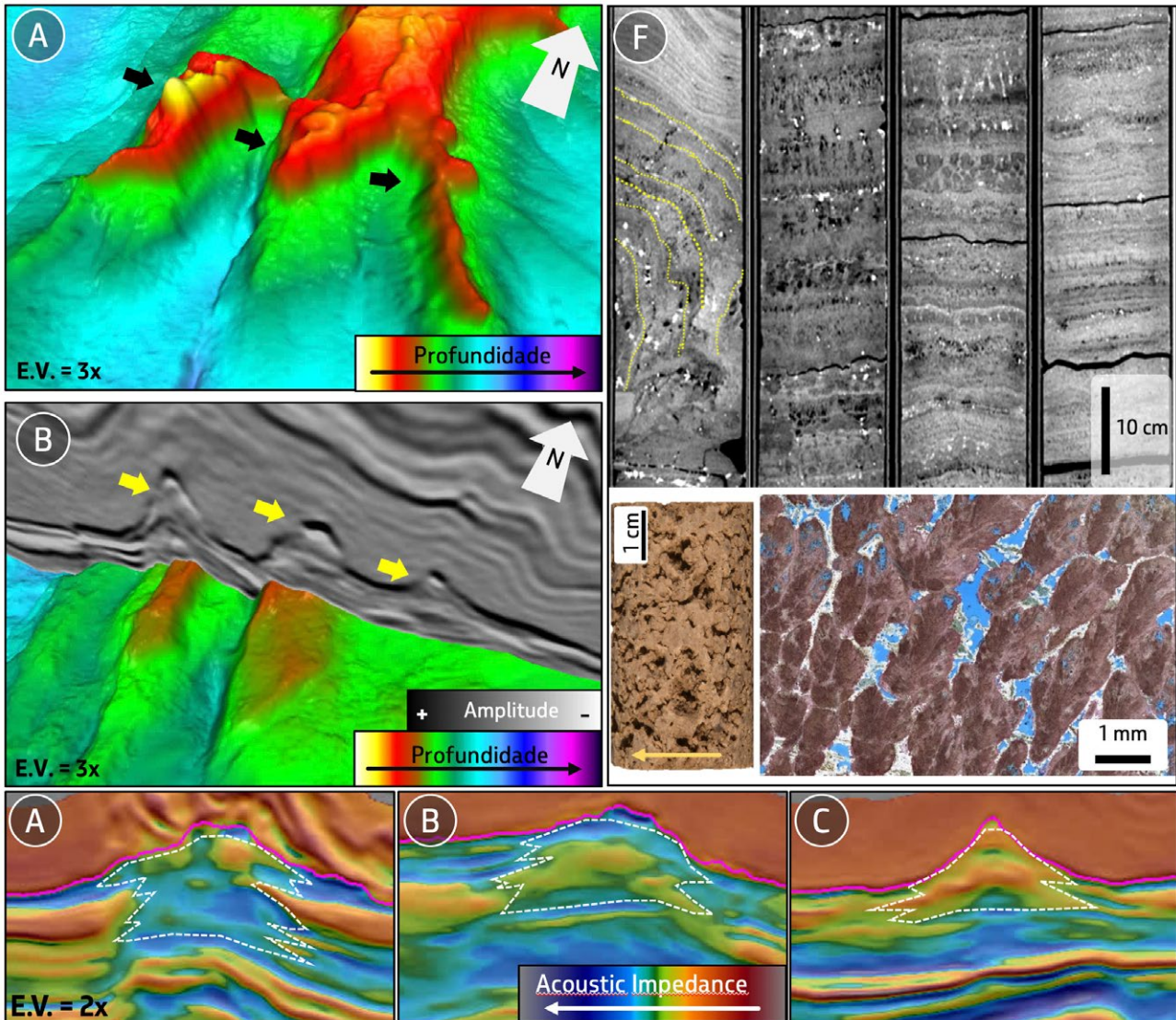


Figura 5.1.1: Algumas geometrias de *mounds* e *buildups* no campo de Búzios identificadas em diversas escalas. A) Vista 3D do topo sísmico do reservatório, onde as 3 estruturas alongadas (setas) para sul configuram os *mounds*; B) Mesma visada 3D mostrando, em seção de amplitude, a geometria convexa, com flancos em menor ou maior ângulo, e reflexões internas caóticas (*mound* da esquerda) e plano paralelas (*mounds* do centro e da direita); C, D e E) Seções sísmicas de impedância acústica com interpretação do contorno da geometria dos *mounds* (linhas brancas pontilhadas), onde pode-se notar o sinal de impedância baixa e organização caótica, assim como mudança lateral brusca destes *mounds* para outras sismofácies; F) Exemplos de rochas amostradas em testemunhos dos poços em *mounds* do campo de Búzios. Acima: imagem de tomografia de parte de testemunho, mostrando a variação da geometria dos estromatólitos. Abaixo: amostra lateral de estromatólito com alta porosidade e lâmina petrográfica de estromatólito com incipiente cimentação em franja de quartzo e alta porosidade (poros em azul, polarizadores paralelos).

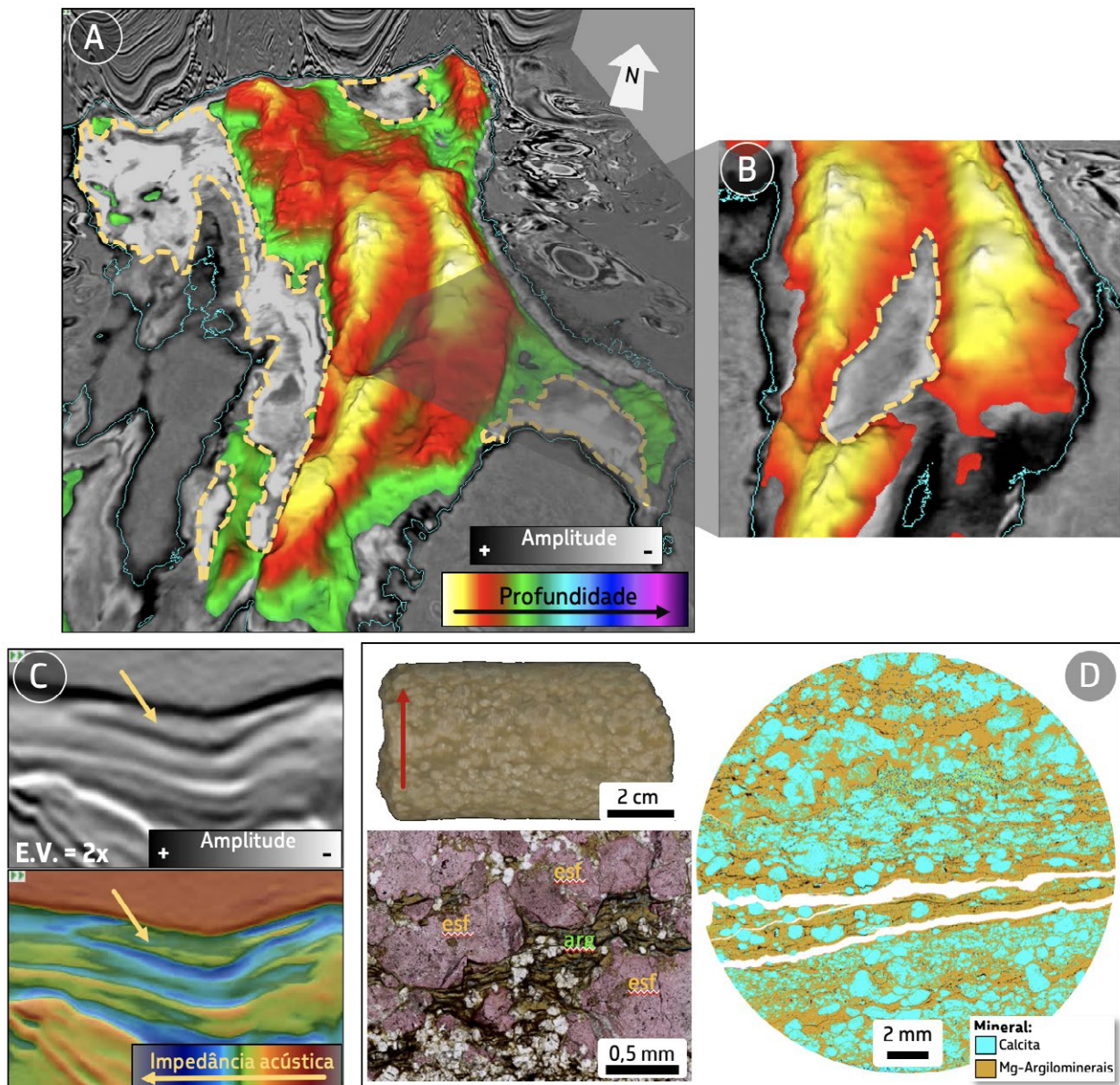


Figura 5.1.2: A) Visada 3D com o mapa estrutural da base das argilas, cortado por *depth slice* de amplitude. As bacias argilosas correspondem às porções com sinal negativo, delimitadas pelas linhas pontilhadas em amarelo. B) Destaque da figura A no baixo relativo, mostrando interseção entre um *depth slice* mais raso e o mesmo topo estrutural. Neste contexto, ocorrem as bacias argilosas mais delgadas, também com sinal negativo e que podem expressar até 100 metros de sedimentos depositados. C) Seção sísmica de amplitude (superior) e impedância acústica (inferior). A seta amarela aponta para uma bacia argilosa delgada em formato de “prato”. D) Superior esquerdo: amostra lateral de um argilito de composição magnésiana de cor amarronzada com esferulitos. À direita, imagem de Qemscan (*Quantitative Evaluation of Mineral by Scanning Electron Microscopy*) com mapa mineralógico segundo modelo de Parizek-Silva (2019); Inferior esquerdo: lâmina petrográfica (polarizadores paralelos) evidenciando a deformação da laminação de argilito magnésiano (arg) devido à formação dos esferulitos (esf).

**Backstepping da plataforma carbonática:** padrão de empilhamento descrito em plataformas carbonáticas marinhas, que consiste na realocação do desenvolvimento de um recife de uma posição mais profunda para outra mais próxima da costa ou mais rasa na plataforma (Blanchon, 2011). Mesmo que o ambiente em questão seja lacustre, considera-se que o termo é adequado, pois indica um aumento relativo do nível de base e a capacidade da plataforma carbonática em se estabelecer e acompanhar essa subida. Assim, o topo da sismofácies *backstepping* marca uma superfície de máxima expansão do lago, correspondendo a um máximo afogamento do sistema em uma hierarquia estratigráfica de baixa frequência. O topo de cada *stepping* identificado seria também uma superfície de afogamento em uma frequência mais alta. No campo de Búzios, essa sismofácies foi identificada na Formação Barra Velha como um empilhamento de refletores de baixo ângulo desenvolvidos sobre uma superfície com inclinação suave, onde o padrão retrogradacional resulta em maiores espessuras nas regiões estruturalmente mais altas. Poços perfurados na porção mais distal (Poço B na Figura 5.1.3) desse conjunto de refletores mostram litofácies indicativas de lâmina d'água mais profunda (laminitos e esferulitos), enquanto que os poços nos altos estruturais (Poço A na Figura 5.1.3) apresentam maior proporção de fácies desenvolvidas em condições mais rasas, como estromatólitos.

Em ambas as situações, os poços mostram aumento de proporções de fácies deposicionalmente mais profundas para o topo (Figura 5.1.3). Por terem altas permoporosidades, as rochas desse intervalo apresentam impedância acústica baixa, tornando essa sismofácies mais destacada no atributo de impedância acústica.

**Onlap de preenchimento de baixo relativo:** trata-se de um conjunto de refletores sísmicos plano paralelos que formam um padrão de terminação em *onlap* (Mitchum *et al.*, 1977) contra o topo da Fm. Piçarras, que configura um limite de sequências (discordância pré-Jiquiá ou DPJ). Essa sismofácies é observada no baixo relativo da região central do campo e corresponde aos depósitos que preencheram a porção mais profunda do baixo relativo, registrando um período de aumento do espaço de acomodação cujo topo marca uma superfície de máxima expansão do lago e que representaria o máximo afogamento do sistema. Nesses baixos relativos as litologias encontradas são intercalações de fácies com teores de lama carbonática (*packstones*, *wackestones* e *floatstones* de ostracodes e bivalves com matriz lamosa, e laminitos), assim como *grainstones* de bivalves finos e cimentados. Na porção mais alta, o resultado dos poços evidencia a falta da seção mais profunda desta sismofácies, corroborado pelos dados isotópicos de carbono e oxigênio em rocha total (Figura 5.1.4).

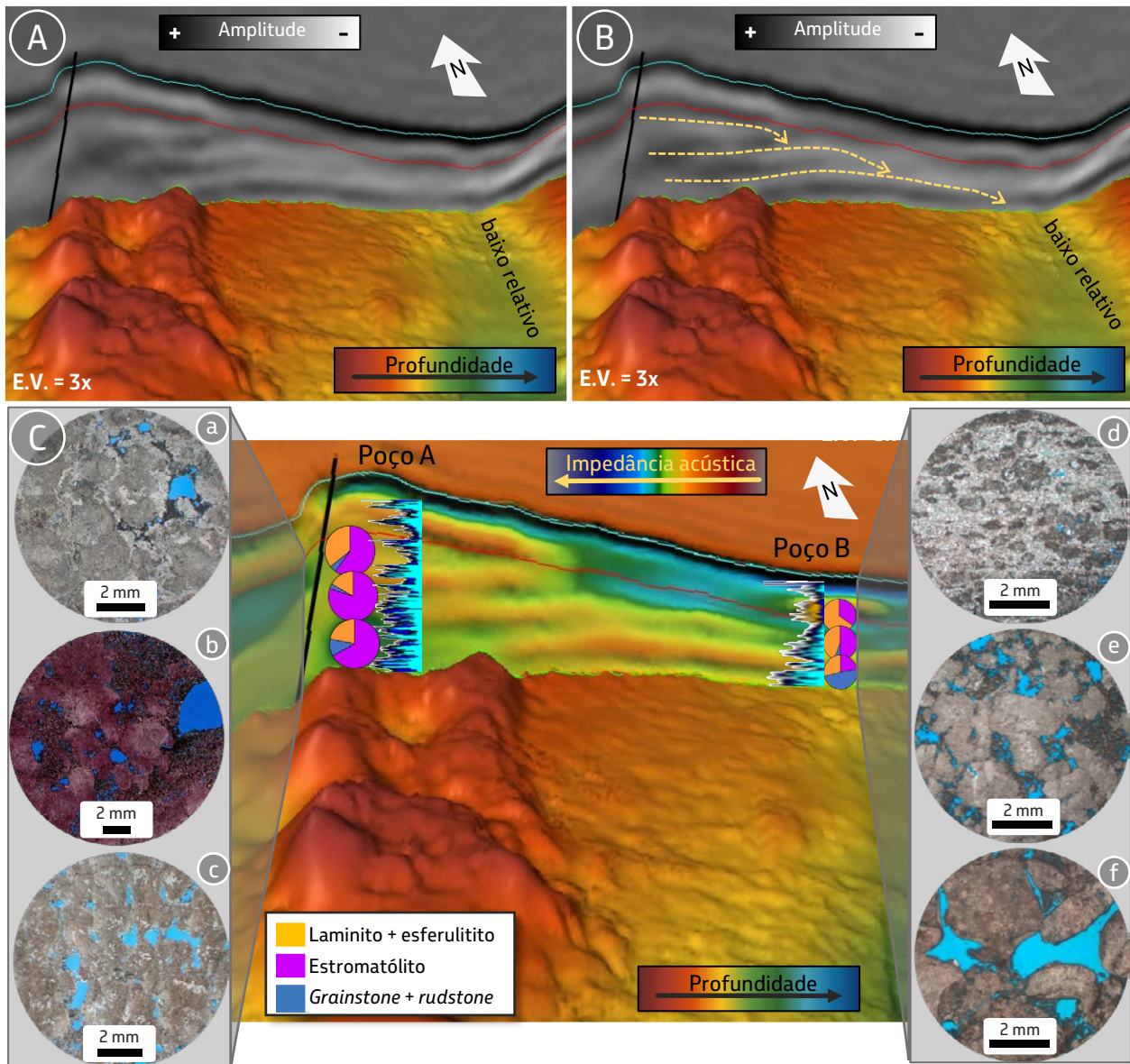


Figura 5.1.3: Visada 3D com seção em perspectiva na parte central do campo de Búzios. A e B) Amplitude sísmica com e sem interpretação dos refletores em *backstepping* (destacados nas setas amarelas). C) Seção em perspectiva de impedância acústica, onde são mostrados os poços A e B e seus perfis de porosidade de ressonância magnética (porosidade de *free fluid* em ciano, porosidade efetiva em azul escuro e porosidade total em marrom) e gráficos pizza de proporção de fácies; impedâncias mais baixas correspondem a porosidades mais altas; Nos lados da seção, fotomicrografias representativas dos intervalos de cada poço de a-f (porosidade destacada em azul, polarizadores paralelos): a) Estromatólito com cimentação de dolomita blocosa/mosaico; b) Estromatólito parcialmente cimentado por calcita e dolomita; c) Estromatólito com porosidade primária bem preservada e fraca cimentação, na forma de franjas de calcita e dolomita; d) Esferulítico dolomitizado; e) Estromatólito parcialmente cimentado por dolomita; e f) *Rudstone* com porosidade primária preservada e fraca cimentação, na forma de franjas de calcita.

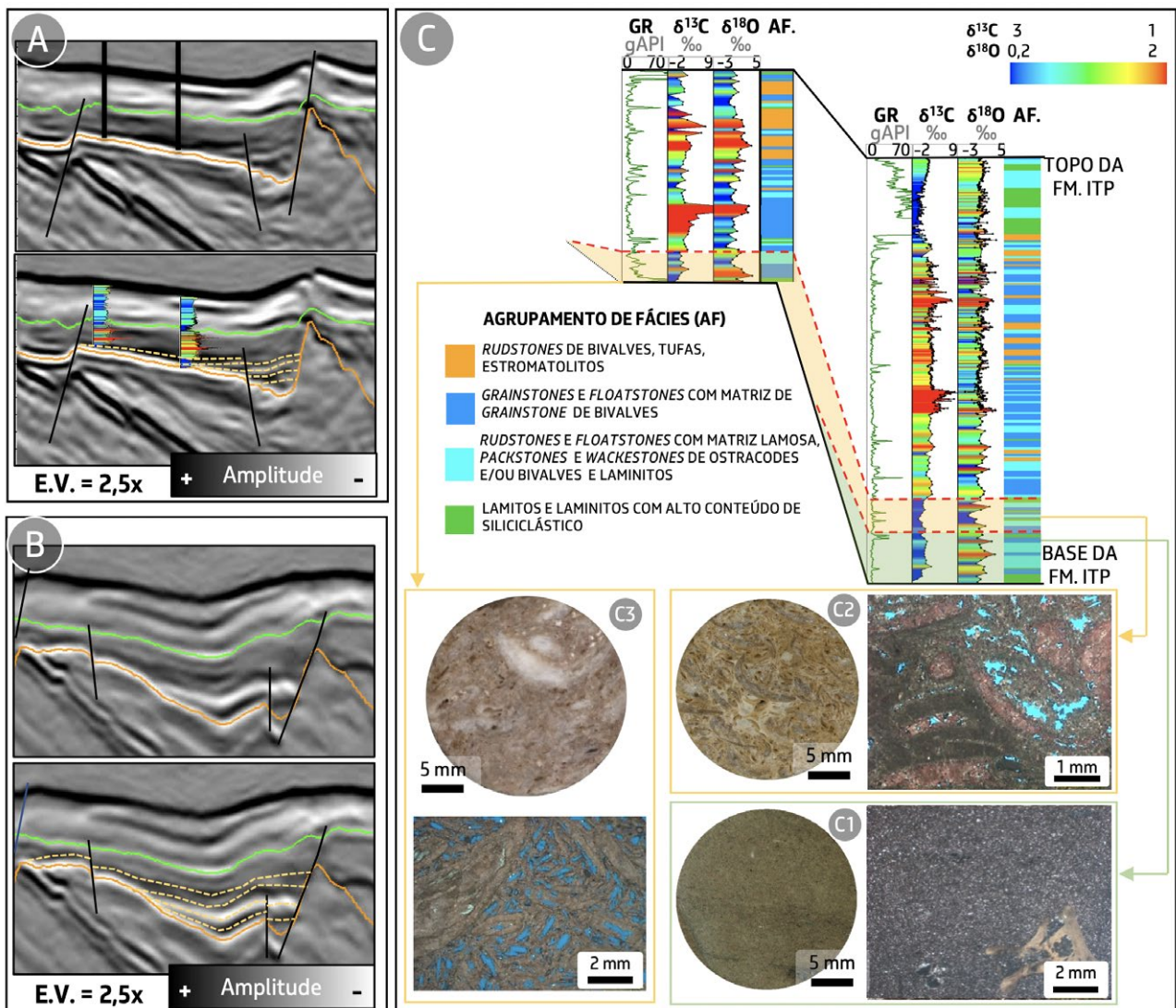


Figura 5.1.4: *Onlap* de preenchimento de baixo relativo ocorre na área central do campo de Búzios. As terminações dos refletores em *onlap* evidenciam a falta do registro sedimentar no alto em relação às porções mais baixas. A e B) Seções de amplitude sísmica em duas localidades, sem interpretação (superior) e com interpretação (inferior). Os *onlaps* (linhas pontilhadas) ocorrem em direção ao alto estrutural leste (esquerda nas figuras). O horizonte em laranja corresponde à base da Formação Itapema e o verde corresponde ao seu topo. Os perfis mostrados na seção A interpretada são de isótopos de carbono em rocha total obtida em dois poços perfurados no campo. C) Correlação entre os dois poços da seção sísmica A, com os perfis de raios gama (GR),  $\delta^{13}C$ ,  $\delta^{18}O$  e o agrupamento de fácies para a Formação Itapema. Abaixo desses, exemplos de amostras de rocha dos poços nos intervalos destacados. C1: lamito com alto conteúdo siliciclástico e fragmento fosfático; C2: *rudstone* de bivalves com conchas desarticuladas e dolomitizadas e C3: *floatstone* com matriz de *grainstone* de bivalves, com alta porosidade móldica e cimentação por calcita (C1: polarizadores cruzados; C2 e C3: polarizadores paralelos e porosidade destacada em azul). A correlação mostra o espessamento das sequências em direção ao baixo estrutural (poço da direita). O intervalo em verde não ocorre no poço estruturalmente mais alto, o que é evidenciado pelos isótopos de carbono e oxigênio em rocha total, pelo agrupamento de fácies e pela interpretação do dado sísmico.

**Clinoformas de borda de plataforma:** o termo “clinoforma” é utilizado para descrever um pacote de sedimentos cujos refletores internos formam camadas oblíquas, onde podem ser reconhecidos três elementos geométricos: o *topset*, a parte mais rasa e proximal, com refletores de baixo ângulo; o *foreset*, a parte central, com refletores de alto ângulo e onde se depositam as maiores espessuras; e o *bottomset*, a área mais profunda bacia adentro, com refletores de baixo ângulo (Mitchum *et al.*, 1977). No campo de Búzios, as clinoformas têm geometrias variadas e muitas vezes

de difícil determinação. Os principais pacotes de clinoformas podem ser descritos como um padrão complexo sigmoidal oblíquo, conforme definido por Mitchum *et al.* (1977). Neste padrão são observadas as terminações concordante, *toplap* e *offlap* nos topos dos sets e as terminações em *onlap*, *downlap* e concordante na base. Algumas dessas geometrias podem ser observadas na figura 5.1.5 (A). As terminações concordantes no *bottomset*, com refletores plano paralelos de alta amplitude, por vezes, correspondem aos lamitos de lago profundo descritos a seguir.

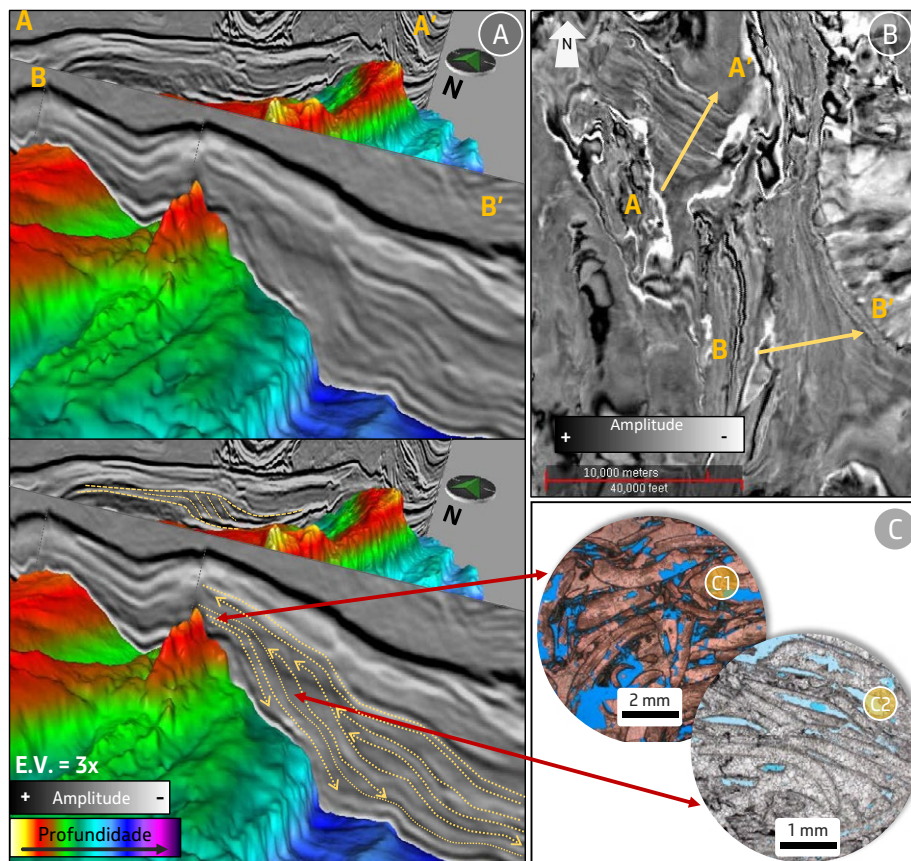


Figura 5.1.5: Exemplos de clinoformas de borda de plataforma na Formação Itapema do campo de Búzios. Em A, as clinoformas podem ser vistas em duas seções de amplitude (A-A' e B-B') apresentadas em vista 3D, sem interpretação (superior) e com interpretação (inferior), juntamente com a base da Fm. Itapema (superfície colorida). O conjunto dos sets das clinoformas (linhas pontilhadas) como um todo progradam bacia adentro. Em B, um *depth slice* em amplitude sísmica aponta a direção das progradações e a posição das seções da figura A. Em C, lâminas petrográficas de *rudstones* de bivalves amostrados em região próxima das clinoformas da seção B-B'. A imagem C1 ressalta a alta porosidade relacionada principalmente à dissolução, comum às fácies localizadas em região proximal e pertencente a um *set* exposto no momento de deposição de C2. A lâmina C2 correspondente a fácies com alto grau de recristalização, cimento de calcita em franja, mosaico e blocosa (polarizadores paralelos, porosidade destacada em azul).

A grande maioria das clinofórmulas de Búzios são observadas na Formação Itapema. Como um todo, as clinofórmulas desse intervalo mostram padrão progradação, onde o avanço do *offlap break*, marcado no limite entre o *topset* e o *foreset*, pode ser interpretado como a progradação da borda da plataforma em direção às porções mais centrais da bacia. Na Formação Itapema, há predominância de fácies de *rudstones* e *grainstones* de bivalves, de forma que a dinâmica de transporte e deposição é semelhante à de sedimentos siliciclásticos. Assim, a deposição *in situ* é pouco preservada, predominando os sedimentos retrabalhados.

A correta aplicação dos conceitos sismoestratigráficos é de extrema importância para a caracterização da dinâmica deposicional deste sistema. A figura 5.1.5 apresenta a interpretação das sigmoides observadas em duas posições de borda de plataforma, onde é possível observar terminações em *offlap* que são produtos da queda do nível base e diagnósticas de regressões forçadas. Assim, os sedimentos que constituem as clinofórmulas mais antigas (Figura 5.1.5, C1), depositadas em regiões mais proximais, estão sujeitos à exposição subaérea no momento de deposição de C2 (Figura 5.1.5, C2).

Clinofórmulas de grande porte também foram observadas no campo de Mero (vizinho a Búzios) e caracterizadas sismoestratigraficamente por Oliveira *et al.* (2021).

**Lamitos de lago profundo:** conjunto de refletores plano paralelos e subhorizontais com altas amplitudes positivas e negativas, com predomínio das últimas. Esse tipo de fácies sísmica ocorre na base da Formação Itapema em baixos estruturais, por vezes na forma da terminação inferior das clinofórmulas. Constatados em poços, correspondem a pacotes espessos compostos por intercalações de camadas de lamitos e laminitos (Figura 5.1.6) com *grainstones* bioclásticos. As espessuras dessas camadas se encontram no limite da resolução sísmica, onde o efeito *tuning* (interferência entre os sinais sísmicos do topo e da base de uma camada), combinado com o alto contraste de impedância entre as camadas, resulta em um conjunto de refletores com amplitudes anômalas. Assim como as bacias argilosas dos baixos relativos, a sismo fácies de lamitos de lago profundo muitas vezes tem o topo definido por um refletor de amplitude negativa, base com amplitude positiva e baixos valores de impedância acústica (Figura 5.1.6).

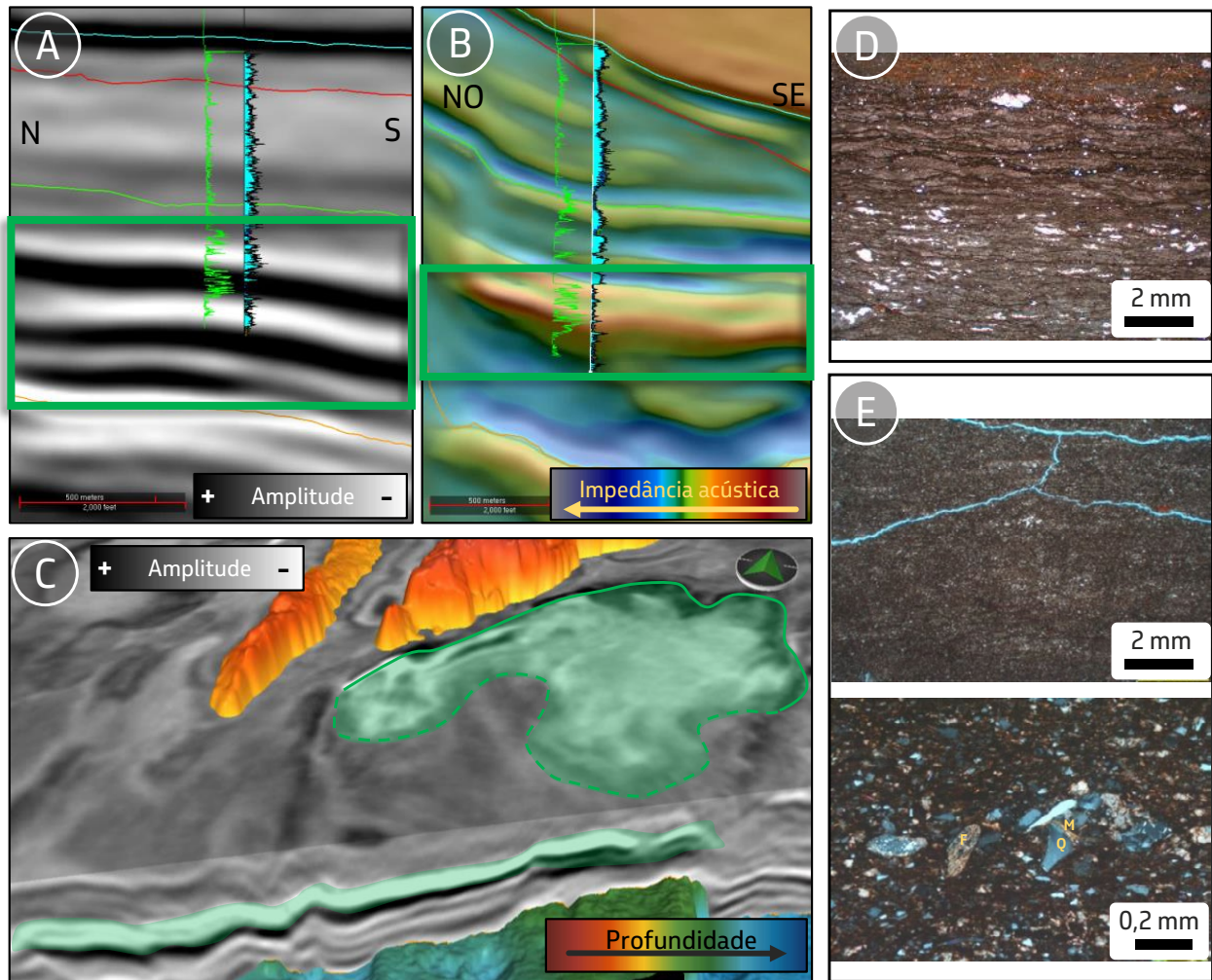


Figura 5.1.6: Sismofácies de lamitos de lago profundo do campo de Búzios. Em A e B, seções sísmicas passando por dois poços do campo, onde, nos intervalos destacados (retângulos verdes), predominam a fácies lamito. Perfis apresentados são: raios gama (verde, valores aumentam para a direita) e porosidade da ressonância magnética (ciano). A) Seção de amplitude na região norte do campo, onde as intercalações litológicas imprimem um padrão sísmico onde se alternam reflexões positivas e negativas. B) Seção de impedância acústica na região norte do campo, mostrando baixos valores desse atributo no intervalo destacado (retângulo verde); nessa região o intervalo de lamitos é mais espesso e representado no dado sísmico por refletores com amplitudes predominantemente negativas. C) Cubo sísmico em amplitude, com *depth slice* (face superior) e seção sísmica (face lateral), ressaltando a continuidade e o caráter plano paralelo dos refletores, assim como as amplitudes anômalas dessa sismofácies (destacada na área verde sombreada). Em D e E) Exemplos de fotomicrografias, encontradas na sismofácies de lamitos de lago profundo. D) Lâmina petrográfica de laminito com camadas calcíticas cristalinas de aspecto nodular, por vezes crenuladas, deslocando matriz argilosa/orgânica e baixo conteúdo de silte siliciclástico (polarizadores paralelos). E) Lâmina petrográfica de lamito composto por argilomineral avermelhado e alto conteúdo siliciclástico tamanho silte e areia muito fina. Na imagem inferior (polarizadores cruzados), detalhe dessa lâmina onde observam-se grãos de quartzo (Q), feldspato (F) e mica (M), encontrados dentro desta fácies.

**Cordões litorâneos:** pacote de refletores plano paralelos e inclinados, que se desenvolveram sobre uma topografia acentuada e que mergulham em direção às regiões estruturalmente mais baixas, interpretadas como mais profundas à época da deposição. Os

refletores dessa sismofácies são contínuos lateralmente e sua expressão em mapa ocorre na forma de corpos estreitos e alongados, formando alinhamentos de direção noroeste. Nos poços, a litofácies predominante consiste em *grainstones* bem selecionados, com

marcas onduladas e laminações cruzadas planares de baixo ângulo (Silva *et al.*, 2020). Essas fácies são interpretadas como formadas por retrabalhamento do substrato por ondas em um ambiente de alta energia (Figura 5.1.7).

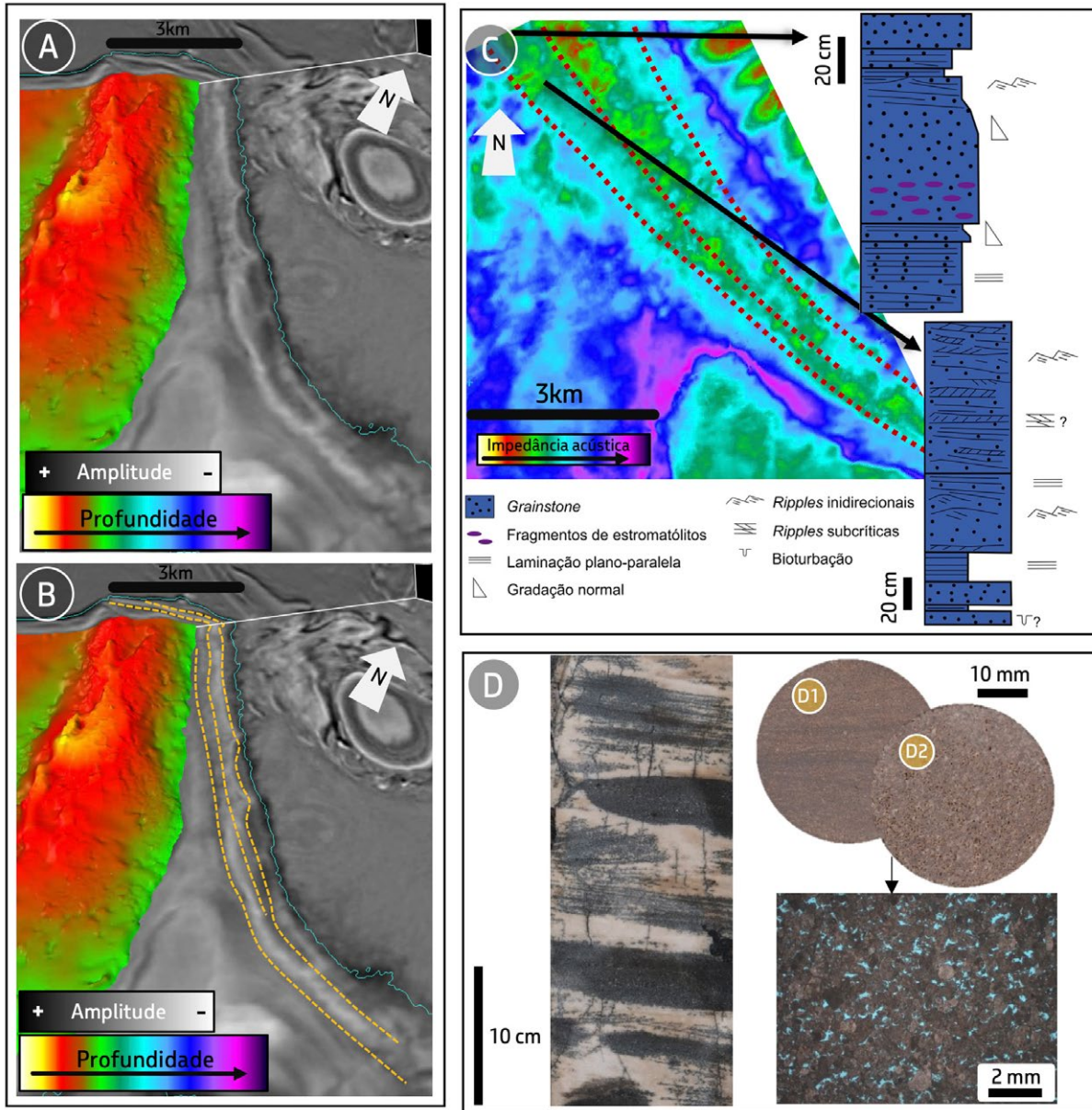


Figura 5.1.7: Sismofácies de cordões litorâneos do campo de Búzios. A e B) Seção sísmica e *depth slice* em visada 3D. Os refletores, interpretados como cordões litorâneos (linhas pontilhadas), mergulham para leste, são estreitos e alongados (interpretação em B). C) Sismofácies de cordões litorâneos observados em mapa de impedância, com interpretação dos cordões em linhas pontilhadas e os perfis sedimentológicos (modificados de Silva *et al.*, 2020) de dois poços perfurados nessa sismofácies (localização aproximada dos poços indicadas pelas setas pretas). D) Exemplos de rochas encontradas na sismofácies de cordões litorâneos. À esquerda, testemunho com fácies de *grainstone* com estratificação cruzada evidenciada pela intensa cimentação de quartzo (níveis esbranquiçados); em D1, amostra lateral de *grainstone* peloidal muito fino, moderadamente selecionado e laminado. Em D2, amostra lateral e fotomicrografia (polarizadores paralelos, porosidade em azul) de *grainstone* médio a grosso, bem selecionado, com alta porosidade e pouco cimentado.

**Colapso de margem e queda em talude:** essa sismofácies tem como característica reflexões internas caóticas, subordinadamente plano paralelas, e geometria externa em cunha.

Ocorre nos flancos associados a escarpas de falha ou a superfícies com relevo íngreme, interpretadas como talude da plataforma carbonática. Suas superfícies de topo formam relevos entrecortados (Figura 5.1.8), mostrando cicatrizes de deslizamentos, fluxo de detritos e queda de blocos do talude. Geometrias similares de erosão e transporte no talude são bem conhecidas em plataformas carbonáticas marinhas modernas e do registro geológico. Jo et al. (2014) mostram inclinações de 20 a 70° para o talude do *Great Bahama Bank* e feições de colapso da margem do

talude acompanhadas de depósitos gravitacionais na porção inferior e no fundo da bacia. No campo de Búzios, essa sismofácies também foi identificada por Ferreira et al. (2021) e descrita como fácies de fluxo de detritos. Não há poços perfurados no talude de Búzios, uma vez que não há interesse de posicioná-los em regiões potencialmente fraturadas e/ou carstificadas. Isso porque além de prováveis problemas durante a perfuração, posteriormente, essas discontinuidades com altas permeabilidades podem canalizar água ou gás, prejudicando a produtividade dos poços.

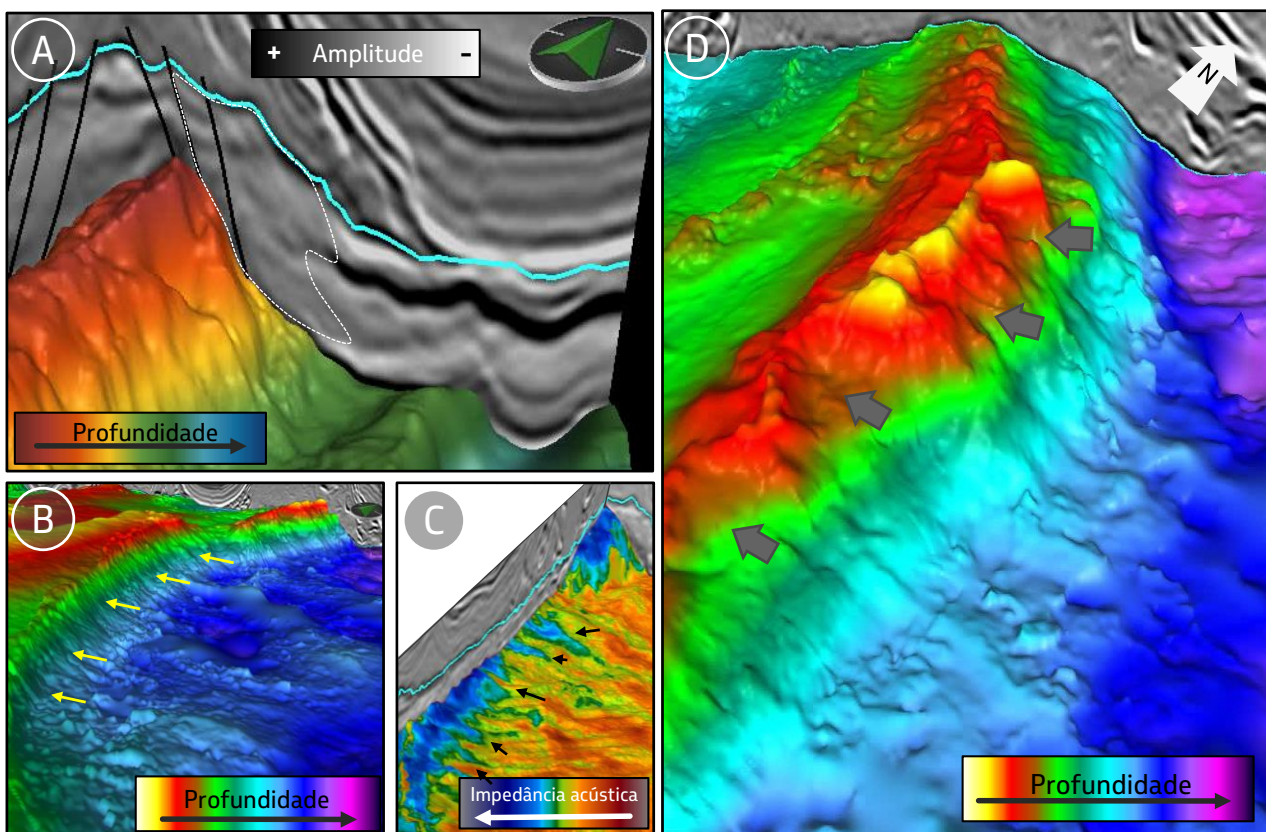


Figura 5.1.8: Exemplos de feições de colapso de margem e queda em talude no campo de Búzios em diversas visadas 3D. A) Seção no *dip* deposicional mostrando caráter caótico das reflexões internas (linha branca pontilhada) e associação dessa sismofácies com relevo acentuado e falhamentos (falhas em preto; topo sísmico do reservatório em ciano). B) Topo estrutural mostrando a borda leste, onde predominam os maiores declives do campo. Observam-se marcas e cicatrizes de fluxos de detritos canalizados no talude (setas). C) Mapa de impedância acústica em intersecção com seções de amplitude, destacando sulcos erosivos no talude e sopé (notar reentrâncias onduladas). D) Topo estrutural do alto nordeste visto em detalhe. Setas apontam para cicatrizes de colapso da margem da plataforma.

## 5.2. Considerações finais sobre o campo de Búzios

As sismofácies aqui descritas são as feições mais evidentes observadas nos dados sísmicos 3D disponíveis na área do campo de Búzios. As denominações propostas evidenciam o caráter interpretativo das sismofácies, que é suportado pelos dados dos poços. A incorporação de todas as informações que elas trazem ao modelo geológico de reservatórios é um desafio à parte. Em especial para as geometrias mais complexas que necessitam de mapeamento sísmico detalhado, a fim de compreender amplamente o significado dos diversos ciclos estratigráficos que as formaram e preservaram, permitindo a observação das geometrias que hoje são mapeadas sísmicamente.

## 6. CONCLUSÕES

O Pré-sal da Bacia de Santos apresenta diversos desafios tecnológicos e metodológicos. Sobretudo aqueles associados à geologia regional altamente complexa observada na área, onde reservatórios heterogêneos com grandes variações faciológicas e intensa diagênese são sobrepostos por uma espessa seção evaporítica que sofreu intensa halocinese. Os dados sísmicos *narrow-azimuth* (NAZ) para o Pré-sal mostram uma ampla gama de ruídos não coerentes e coerentes, incluindo múltiplas internas e reverberações, geradas principalmente no intervalo que degradam a razão S/R. A baixa resolução e o campo de velocidades anisotrópico também desempenharam um papel relevante.

Com o objetivo de superar esses desafios, a partir da descoberta do campo de Tupi em 2006, foram feitos importantes investimentos em novas tecnologias sísmicas aplicadas a caracterização e ao monitoramento dos reservatórios do Pré-sal brasileiro. Eles incluem desde a aquisição até o processamento, interpretação e modelagem.

A partir das aquisições e dos processamentos de tecnologias NAZ (*narrow azimuth*) com cabos sísmicos separados de 50m (alta definição - HD) até aquisições e processamentos com tecnologias FAZ (*full azimuth*), ricas em afastamentos e azimutes fonte-receptores, tem-se implantado inovações tecnológicas na sísmica. A tecnologia de aquisição e processamento de dados NODES (*full azimuth*) tem predominado nos levantamentos sísmicos nos campos do Pré-sal da Bacia de Santos, onde campos gigantes de petróleo, Mero, Búzios e Tupi já foram inteiramente cobertos com essa tecnologia. O sucesso dessas tecnologias impulsionou o desenvolvimento dos campos de Búzios, Mero, Iara e Tupi do Pré-sal brasileiro.

No campo de Búzios, as interpretações de feições sísmicas melhoraram as estimativas de qualidade do reservatório e distribuição de feições carbonáticas. Uma modelagem petroelástica detalhada suportou o uso de técnicas avançadas de inversão sísmica, contribuindo para melhor orientar a classificação de rochas ígneas para a delimitação no campo de Mero.

No Complexo de Iara, importantes contribuições foram alcançadas por um reprocessamento sísmico *multi-azimuthal* que revelou características geológicas tridimensionais

anteriormente ocultas, permitindo previsões de distribuição de fraturas. A viabilidade do uso da Sísmica 4D para os carbonatos rígidos do Pré-sal e seus benefícios para o monitoramento de fluidos foram demonstradas no campo de Tupi, destacando a importância das tecnologias de monitoramento sísmico para aumentar o fator de recuperação de toda a província do Pré-sal.

Estes exemplos evidenciam os benefícios obtidos com a incorporação de novas tecnologias e metodologias nos fluxos de modelagem de reservatórios sísmicos e seus impactos na otimização da gestão dos reservatórios do Pré-sal, mitigando incertezas e reduzindo os riscos dos projetos de desenvolvimento da produção e da produção de óleo e gás. A partir desses resultados, será possível, na Bacia de Santos, a maior aquisição e processamentos sísmicos 3D e 4D, com a tecnologia NODES, da história da indústria do petróleo. Por muitos anos, essa carteira de sísmica orientada para a caracterização (3D) e o monitoramento sísmico (4D) de reservatórios deverá ser um *benchmark* em escala mundial.

## AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Petrobras pela oportunidade e autorização para publicarmos este capítulo, bem como às empresas sócias nos Ativos de Produção citados no texto pela autorização. Aproveitamos também para agradecer às empresas de tecnologias geofísicas, aquisição e processamento sísmicos, que trabalham em parceria com a Petrobras e empresa sócias:

CGG, PGS, Schlumberger, Halliburton/Landmark, Fairfield, PXGEO (ex-Seabed Geosolutions) e Shearwater Geoservices.

Aos colegas geofísicos da Petrobras, que direta ou indiretamente nos auxiliaram nessa jornada de implantação de tecnologias de geofísica de reservatórios no Pré-sal brasileiro. Em especial, agradecemos aos revisores deste capítulo, Marco Cesar Schinelli, Filipe Augusto de Souto Borges, Wagner Lupinacci (UFF). Assim como aos coordenadores do livro, pela coordenação e pela revisão final, Luiz Alberto Santos, Anderson Antonio Pinheiro Chagas e Carlos Cesar de Araújo.

## REFERÊNCIAS

ABREU, C.E.B.S., PEREIRA, C.E.L., SALES, P.H.S., JÚNIOR, M.P.A. and CORRÊA, R.S.M., Improving Static Model Robustness of Pre-Salt Reservoir. **European Association of Geoscientists & Engineers, Conference Proceedings**, 80th EAGE Conference & Exhibition 2018 Workshop Programme, Jun 2018, cp-556-00047.

ALMEIDA JUNIOR, M. P. *et al.* O uso da sísmica multi-azimutal para a interpretação e caracterização de reservatórios: o estudo de caso das jazidas de Berbigão, Sururu e Atapu. [2021]. No prelo.

ARAUJO, S.; GOUVEIA, W. P. Improved Pre-salt imaging from post-salt high-resolution velocity updates. *In*: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY,

14., 2015, Rio de Janeiro. **Proceedings Society of Exploration Geophysicists**, 2015.

ARTAGÃO, V.M., 2018, Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos: identificação, correlação e mecanismos de controle de ciclos sedimentares, **Dissertação de Mestrado, Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro**, Brasil, 174 pp.

ARIZA FERREIRA, DANILO JOTTA; MOREIRA LUPINACCI, WAGNER ; DE ANDRADE NEVES, IGOR ; RODRIGUES ZAMBRINI, JOÃO PAULO ; LUIZ FERRARI, ANDRÉ ; PIERANTONI GAMBOA, LUIZ ANTONIO ; OLHO AZUL, MARIA . Unsupervised seismic facies classification applied to a Pre-salt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. **AAPG BULLETIN**, v. 103, p. 997-1012, 2019.

ARIZA FERREIRA, DANILO JOTTA; DIAS, RAQUEL MACEDO; LUPINACCI, WAGNER MOREIRA. Seismic pattern classification integrated with permeability-porosity evaluation for reservoir characterization of Pre-salt carbonates in the Buzios Field, Brazil. **JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING**, v. 201, p. 108441, 2021.

BLANCHON, P. Back-stepping. *In*: HOPLEY, D. (ed.). **Encyclopedia of modern coral reefs**. Dordrecht: Springer, 2011. p 77-84.

BROWN JUNIOR, L. F.; FISCHER, W. L. Seismic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull-apart basins.

*In*: PAYTON, C. E. (ed.). **Seismic stratigraphy: applications to hydrocarbon exploration**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1977. p. 213-248. (AAPG memoir, v. 26).

CARLOTTO, M. A.; SILVA, R. C. B.; YAMATO, A.; TRINDADE, W.; MOREIRA, J.; FERNANDES, R.; RIBEIRO, O. Libra: A newborn giant in the Brazilian Pre-salt province. *In*: MERRILL, R. K.; STERNBACH, E. (ed.). **Giant fields of the decade 2000–2010**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2017. p. 165-176. (AAPG memoir, v. 113).

CASTRO, T. M. **Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no campo de Búzios, Bacia de Santos**. Dissertação (Mestre) – Universidade Federal Fluminense (UFF), Rio de Janeiro, 181p., 2019.

CASTRO, T. M.; LUPINACCI, W. M. Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 208, p. 109679, 2022.

CARVALHO, B.F.F., Depositional Setting and Stratigraphic Patterns of Pre-salt Carbonates in a sector of the Santos Basin, Brasil. **Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa**, 2019

COSTA, M.; SILVA, E.; SANTOS, M.; VASQUEZ, G. Quantification of 4D seismic response in Pre-salt carbonates via time-shift analysis. *In*: **EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS/SOCIEDADE BRASILEIRA**

- DE GEOFÍSICA WORKSHOP, 3. 2016, Rio de Janeiro. Proceedings EAGE/SBGf, 2016. cp-479-00019.
- CRUZ, F. E. G.; MADRUCCI, V. Uniformização da terminologia e atlas de geometrias positivas no pré-sal (Andar Alagoas). [S. l.: s. n.], 2020. 224 p. Relatório interno - projeto Mounds.
- CRUZ, N. *et al.* **Sísmica 4D aplicada ao campo de Tupi**. [2022]. Neste capítulo. No prelo.
- CRUZ, N. M., CRUZ, J. M. N., COSTA, M. M. M., URASAKI, E. N. A., TEIXEIRA, L. M., GROCHAU, M. H, 2021a, 4D Seismic Applied to Pre-salt Carbonate Reservoirs: Challenges and Results from Tupi Pilot, Santos Basin, Conference Proceedings, **Second EAGE Conference on Pre-Salt Reservoir**, Sep 2021, Volume 2021, p.1 – 5, DOI: 10.3997/2214-4609.202183011
- CRUZ, N. M., CRUZ, J. M., TEIXEIRA, L. M., COSTA, M. M., OLIVEIRA, L. B., URASAKI, E. N., BISPO, T.P., JARDIM, M. S., GROCHAU, M. H., 2021b, Tupi Nodes pilot: A successful 4D seismic case for Brazilian Pre-salt reservoirs, **The Leading Edge, Special Section – Latin America**: 886–896, DOI: 10.1190/tle40120886.1.
- CYPRIANO, L. *et al.* The impact of inter-bed multiple attenuation on the imaging of Pre-salt targets in the Santos Basin of f-shore Brazil. *In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS*, 77., 2015, Madrid. **Proceedings** [...]. Madrid: EAGE, 2015.
- CYPRIANO, L.; FERREIRA, D.; HUARD, B.; PEREIRA, R.; JOUNO, F.; NAOMITSU, E.; CRUZ, N.; YIN, A.; CLARKE, D.; JESUS, C. OBN for Pre-salt imaging and reservoir monitoring: potential and road ahead. *In: INTERNATIONAL CONGRES OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY*, 16., 2019, Rio de Janeiro. **Proceedings** [...]. Rio de Janeiro: SBGf, 2019.
- DEBAPRIYA, P., DAVID, B., LEPLEY, S., DAUDT, J., An Integrated Model for the Syn-Rift Structural Evolution of the Santos and the Campos Basins. July 23 - 25, 2018 - **AAPG ACE 2018**.
- DEPLANTE, C. *et al.*, How repeatable will Libra Pre-salt PRM permanent reservoir monitoring be? A full wave elastic and acoustic study. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL*, 2019, Rio de Janeiro. **Proceedings** [...]. Rio de Janeiro: OTC, 2019. OTC 29805-MS.
- DIAS, R. M.; LUPINACCI, W. M.; CASTRO, T. M.; SANTOS, M. A. C. Understanding the relationship between acoustic impedance and porosity in the Pre-salt of the Buzios Field Santos Basin. *In: 17<sup>TH</sup> INTERNATIONAL CONGRESS OF BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY & EXPOGEF*, 2021.
- DOWNTON, J.; ROURE, B.; HUNT, L. Azimuthal fourier coefficients. **CSEG Recorder**, Canada, v. 36, n. 10, p. 22–36, Dec. 2011.

- FARIA, D., REIS, A. D., e SOUZA, O., 2017, Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modelling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil, **Marine Petroleum Geology**, 88: 676-695, DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.09.013.
- FATAH, T.; LUPINACCI, W.; FREIRE, A.; GAMBOA, L. Borehole image analyses at Pre-salt carbonate reservoirs of the Mero Field, Santos Basin. *In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY*, 16., 2019, Rio de Janeiro. **Proceedings** [...]. Houston: Society of Exploration Geophysicists, 2019.
- FERREIRA, DANILO JOTTA ARIZA; DE OLIVEIRA, GABRIELLA MARTINS BAPTISTA; CASTRO, THAIS MALLET; DIAS, RAQUEL MACEDO; LUPINACCI, WAGNER MOREIRA. Geostatistics assisted by machine learning for reservoir property modeling: A case study in Pre-salt carbonates of Buzios Field, Brazil. **LEADING EDGE (TULSA, OKLA.)**, v. 40, p. 876-885, 2021.
- FOSSEN, H., ROTEVATN, A. Fault linkage and relay structures in extensional settings: a review. **Earth-Science Reviews**, Amsterdam, v. 154, p.14-28, Mar. 2016.
- GAO, D. Volume texture extraction for 3D seismic visualization and interpretation. **Geophysics**, Basel, v. 68, n. 4, p. 11126-1422, July 2003.
- GOMES, J. P.; BUNEVICH, R.; TEDESCHI, L.; TUCKER, M.; WHITAKER, F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 113, 104176, Mar. 2020.
- GUERRA, R. *et al.* 3D-VSP data acquisition and data QC. [S. l.: s. n.], 2011. Internal report.
- GUERRERO, J.C; BRAZIL, F.A.F.; CARVALHO, R.K.; CACELA, A.S.M.; MOLITERNO, A.M.C.; YAMATO, A.A.; ARAÚJO, C.H.V.; SILVA, C.M.A.; LEITE, C.O.N.; OLIVEIRA, D.L.; LIMA, F.P.; BARBOSA, G.F.; NATORI, H.O.H; QUEIROZ, L.E.S.; SOUZA, L.B.; CAMPOS, M.T.R.; ROCHA, N.P.; SILVA, V.G.M.R.; OLIVEIRA, V.C.B. Campo de Búzios: a jornada desde a caracterização dos reservatórios ao início do desenvolvimento da produção. **Nesta Edição**.
- HAMPSON, D.; SCHUELKE, J.; QUIREIN, J. 2001. Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. **Geophysics**, Basel, v. 66, n. 1, p. 14-357, Jan. 2001.
- IACOPINI, D.; ALVARENGA, R. S.; KUCHLE, J.; GOLDENBERG, K.; KNELLER, B. Recognition of seismic textures and their lithological significance in the sub-salt rifted section of the Lagoa Feia Group, Campos Basin, offshore Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, 2015.
- JESUS, CARLOS; OLHO AZUL, MARIA; LUPINACCI, WAGNER; MACHADO, LEANDRO. Multi-attribute Framework Analysis for the

Identification of Carbonate Brazilian Pre-salt Zone. **INTERPRETATION - A JOURNAL OF SUBSURFACE CHARACTERIZATION**, v. 7, p. 1-38, 2019.

JO, A.; EBERLI, G. P.; GRASMUECK, M. Margin collapse and slope failure along southwestern Great Bahama Bank. **Sedimentary Geology**, Amsterdam, v. 317, p. 43-52, Mar. 2015.

JOHANN, P. R. S.; ABREU, C. E. S.; GROCHAU, M.; THEDY, E. A. Advanced seismic imaging impacting Brazilian offshore fields development. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL*, 2011, Houston. **Proceedings [...]**. Houston: OTC, 2011. OTC 21934-MS

JOHANN, P. R. S.; MARTINI, A.; MAUL, A. Reservoir geophysics in Brazilian Pre-salt oilfields. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL*, 2012, Houston. **Proceedings [...]**. Houston: OTC, 2012. OTC 23681-MS.

JOHANN, P. R. S.; MONTEIRO, R. C. Geophysical reservoir characterization and monitoring at Brazilian Pre-salt oilfields. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL*, 2016, Houston. **Proceedings [...]**. Houston: OTC, 2016. OTC 27246-MS

KIYASHCHENKO, D., W. F. WONG, D. CHERIEF, D. CLARKE, Y. DUAN, AND P. HATCHELL, 2020, Unlocking seismic monitoring of stiff reservoirs with 4d obn: a case study from Brazil Pre-salt, in **SEG Technical Program Expanded Abstracts 2020**: Society of Exploration Geophysicists, 3759-3763.

MATTOS, N., REBELO, T., BATEZELLI, A. and LEITE, E., Seismic Stratigraphy and Structural Analysis of the Pre-salt of Santos Basin and Implications on Basin Evolution. **EAGE Conference Proceedings, 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition**, Oct 2021, Volume 2021, p.1 – 5;

MELLO, V.L.; LUPINACCI, W. M. Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios Field. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 209, p.109962, 2022

MITCHUM, R. M., Jr.; VAIL, P. R.; SANGREE, J. B. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. *In: PAYTON, C. E. (ed.). Seismic Stratigraphy: applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, 1977. p. 117-133. (AAPG memoir, 26).

MOREIRA, J.; MADEIRA C. V.; GIL, J.; MACHADO, M. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.

OLIVEIRA, L. C.; FERNANDES, L. F.; MAUL, A. R.; ROSSETO, J. A.; GONZALES FARIAS, M. A.; SANCHEZ, G. G. Geological velocity approach in order to obtain a detailed velocity model for the evaporitic section – Santos Basin. *In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY & EXPOGEF*, 14., 2015, Rio de Janeiro. **Proceedings [...]**. Houston: Society of Exploration Geophysicists, 2015. p. 1374-1377.

- OLIVEIRA, L. C., RANCAN, C.C., SARTORATO, A. C. L.; FARIAS, F. A., PEREIRA, E. Drowning unconformities on Pre-salt carbonate platforms – Examples from the Itapema Formation (Lower Cretaceous, Santos Basin, offshore Brazil). **Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology**, vol. 577, 20p, 2021.
- OLIVEIRA, L.; RANCAN, C. E.; OLIVEIRA, M. J. Sill emplacement mechanisms and their relationship with the Pre-salt stratigraphic framework of the Libra area (Santos Basin, Brazil). *In: LEARNING ANALYTICS SUMMER INSTITUTE CONFERENCE*, 6., 2019, Malargüe, Argentina. **Proceedings [...]**. 2019. Malargüe: LASI, 2019. p. 83-84.
- PARIZEK-SILVA, Y. M. **Métodos avançados para caracterização de mineralogia, porosidade e de parâmetros petrofísicos em reservatórios carbonáticos**. 2019. 138 f. **Dissertação (Mestrado em Geociências)** – Museu Nacional, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.
- PEDRINHA, S., AATAGÃO, V. M., MOREIRA, T. P., FREITAS, L. C. S., RICHTER, E., e SANTOS, B.T., 2018, Reservoir Geology Aspects of Lula Supergiant Field, Santos Basin – Brazilian Pre-salt Province, **AAPG Annual Convention and Exhibition**, Salt Lake City, Utah.
- PEDRINHA, S., MOREIRA, T. P., SANTOS, B.T., ARTAGÃO, V. M., CRUZ, N. M. S. M., CRUZ, J. M. N., CORTES, V. H., 2022, **O Campo de Tupi**. Neste livro. No prelo.
- PENNA, R. *et al.* **Caracterização geofísica das rochas ígneas do reservatório em Mero, Bloco de Libra**. [2021]. No prelo.
- PENNA, R.; ARAUJO, S.; GEISSLINGER, A.; SANSONOWSKI, R.; OLIVEIRA, L.C.; ROSSETO, J. A.; MATOS, M. Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian Pre-salt province. **The Leading Edge**, Tulsa, v. 38, n. 1, p. 11-19, 2019.
- PENNA, R.; LUPINACCI, W. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian Pre-salt carbonate. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 124, 104829, Feb. 2021b.
- PEREIRA, R.; GRISCENCO, M.; HUARD, B.; CYPRIANO, L.; KHALILI, A. Internal multiple attenuation for OBN datasets. *In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY*, 16., 2019, Rio de Janeiro. **Proceedings [...]**. Rio de Janeiro: SBGf, 2019.
- PEREIRA-DIAS, B.; GUERRA, C.; BULCÃO A.; DIAS, R. Exploring inversion strategies in image domain least squares migration. *In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS/SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA WORKSHOP ON LEAST-SQUARES MIGRATION*, 1. 2018, Rio de Janeiro. **Proceedings [...]**. Rio de Janeiro: EAGE/SBGF, 2018.
- POSAMENTIER, H. W.; JERVEY, M. T.; VAIL, P. R. Eustatic controls on clastic deposition I: conceptual framework. *In: WILGUS, C. K.; HASTINGS, B. S.; KENDALL, C. G. St. C.; POSAMENTIER, H. W., ROSS, C. A.; VAN WAGGONER, J. C. (ed.). Sea-level changes: an integrated approach*. Tulsa: **SEPM**, 1988. p. 109-124. (SEPM special publication, 42)

- PRATHER, B. E.; BOOTH, J. R.; STEFFENS, G. S.; CRAIG, P. A. Classification, lithologic calibration, and stratigraphic succession of seismic facies of intraslope basins, deep-water Gulf of Mexico. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 82, n. 5A, p. 701-728, 1998.
- YSACCIS, R., TOUKHY, M., MOREIRA, L. B. Maximizing the value of seismic data for a better regional understanding and exploration assessment in the Santos Basin, Brazil. **SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica**, 2019
- RENAULT, W. R.; OWEN, B.; JONES, B.; TIERCE-LINS, J. J.; TARITS, C.; EGO, J. K.; KONHAUSER, O. K. Impact of lake-level changes on the formation of thermogene travertine in continental rifts: evidence from Lake Bogoria, Kenya Rift Valley. **Sedimentology**, Oxford, v. 60, n. 2, p. 428-468, Feb. 2013.
- SANTOS, M. T. R.; SILVA, E. B.; GUERREIRO, J. Geometrias sísmicas e suas implicações para o modelo conceitual nos campos de Búzios. [2021]. No prelo.
- SARTORATO, A. C., TONIETTO, S., PEREIRA, E. Silicification and dissolution features in the Brazilian Pre-salt Barra Velha formation: impacts in the reservoir quality and insights for 3D geological modeling. *In: RIO OIL AND GAS EXPO AND CONFERENCE, 2020*, Rio de Janeiro: IBP, 2020.
- SEIFERT, I.; PENNA, R.; MAUL, A.; GONZÁLEZ, M. Accurate velocity model refinement through the use of acoustic impedance for evaporite seismic facies differentiation of Pre-salt reservoir prospects in Santos Basin. *In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY & EXPOGEF, 15.*, 2017, Rio de Janeiro. **Proceedings** [...]. Houston: Society of Exploration Geophysicists, 2017.
- XU, S., SAMANIEGO, A. F. N., ALANIZ-ALVAREZ, S. A., and CERCA-MARTÍNEZ, L. M. Structural analysis of a relay ramp in the Querétaro graben, central Mexico: Implications for relay ramp development. **Revista Mexicana Ciências Geológicas**, vol.28, no.2, Ciudad de México, 2011
- SILVA, C. M. A.; CACELA, A. S. M.; LEITE, C. O. N.; ROCHA, N. P.; OLIVEIRA, V. C. B.; PEREIRA, A. J.; PASSOS, F. V. Modelo deposicional e diagênese do campo de Búzios. Rio de Janeiro: **PETROBRAS. CENPES. PDEP. IRPS**, 2020. 276 p. Relatório interno.
- SILVA, Y. M. P. Métodos avançados para caracterização de mineralogia, porosidade e de parâmetros petrofísicos em reservatórios carbonáticos. 2019. 138 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Programa de Pós-Graduação em Geociências Patrimônio Geopaleontológico, **Museu Nacional**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.
- TEIXEIRA, L., CRUZ, N. M. S. M., SILVANY P., FONSECA, J., 2017, Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and Pre-salt reservoirs, **The Leading Edge**, 36(11): 931-937, DOI: 10.1190/tle36110931.1.

- TEIXEIRA, L. M.; MAUL, A.; LUPINACCI, W.M. Quantitative seismic-stratigraphic interpretation of the evaporite sequence in the Santos Basin. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 122, 104690, Dec. 2020.
- VASQUEZ, G., MARSCHBACHER, M., JUSTEN, J. Experimental efforts to assess 4D feasibility and interpretation issues of Brazilian Pre-salt carbonate reservoirs. **Interpretation**, Tulsa, v. 7, n. 5, p. SH1-SH18, 2019.
- WALSH, J. J.; BAILEY, W. R.; CHILDS, C. Formation of segmented normal faults: a 3-D perspective. **Journal of Structure Geology**, New York, v. 25, n. 8, p. 1251-1262, Aug. 2003.
- WU, J. E.; McCLAY, K.; FRANKOWICZ, E. Control of relay structure on mineralization of sedimentary-exhalative ore deposit in growth faults of graben systems. **Journal of Central South University of Technology**, Changsha, v. 12, p. 340-345, 2005.
- XU, S.; PAYNE, M. Modeling elastic properties in carbonates rocks. **The Leading Edge**, Tulsa, v. 28, n. 1, p. 66-74, 2009.
- YOUNG, M. J.; GAWTHORPE, R. L.; HARDY, S. Growth and linkage of a segmented normal fault zone; the Late Jurassic Murchison-Statfjord North Fault, northern North Sea. **Journal of Structure Geology**, New York, v. 23, n. 12, p. 1933-1952, Dec. 2001.

