

Capítulo

15

Campo de Búzios: a jornada desde a caracterização dos reservatórios ao início do desenvolvimento da produção

AUTORES

Júlia Campos Guerrero¹ (juliacquerrero@petrobras.com.br); Fátima Andreia de Freitas Brazil¹; Renato Kramberger Carvalho¹; Carlos Manuel de Assis Silva¹; Ana Maria Castoldi Moliterno¹; Carlos Henrique Vieira Araújo¹; Guilherme Freitas Barbosa¹; Arlindo Akio Yamato¹; Alessandra Suzely Moda Cacela¹; Caroline de Oliveira Nardi Leite¹; Natasha Pereira Rocha¹; Vinicius Carbone Bernardes de Oliveira¹; Maria Taryn Relvas Campos¹; Victor Gustavo Mund da Rocha e Silva¹; Henrique Ossamu Hisano Natori¹; Francis Pimentel Lima¹; 1Daniela Lima de Oliveira¹; Luiz Eduardo Silva Queiroz¹; Luma Botelho de Souza¹; Erlanny Maria Alves Cruz¹.

¹ Petrobras

Palavras-chave: Pré-sal, Campo de Búzios, Carbonatos Lacustres, Interpretação Sísmica, Modelo Geológico, Desenvolvimento da Produção.

RESUMO

O campo de Búzios, descoberto em 2010, é a maior jazida comercial de petróleo em águas ultra profundas atualmente conhecida no mundo. Sua produção foi iniciada em 2018 e atualmente conta com cinco plataformas, chegando a produzir 763 mil barris de óleo no dia 03 de dezembro de 2023. Os reservatórios são rochas carbonáticas de origem lacustre (idade aptiana),

depositadas durante o rifteamento oblíquo de abertura da Bacia de Santos e compreende às formações Itapema (Sequência K38) e Barra Velha (Sequências K44 e K46/K48). Nos altos estruturais, a Formação Itapema é composta majoritariamente por *rudstones* e *grainstones* de bivalves e a Formação Barra Velha, por estromatólitos, *grainstones* intraclásticos e esferulitos. Os desafios de caracterização desses reservatórios envolvem a integração dos estudos de sísmica, dados de poços, petrografia, interpretações de processos deposicionais e diagenéticos, assim como os resultados de testes de produtividade e injetividades das rochas. Para que esses depósitos sejam representados, são construídos modelos geocelulares faciológicos e petrofísicos, que posteriormente são empregados na simulação de fluxo de fluidos e avaliação volumétrica. Nesse sentido, os modelos apresentados neste trabalho correspondem às melhores ferramentas que permitem à equipe técnica ter uma visão espacial da jazida, assim como estimar as melhores posições dos poços produtores e injetores, além de avaliar as melhores estratégias e formas alternativas de se explorar o campo através dos projetos de desenvolvimento da produção.

1. INTRODUÇÃO

A maior descoberta de petróleo em águas ultra-profundas atualmente conhecida no mundo – o campo de Búzios – foi realizada em 2010 e traz enormes desafios para a Petrobras. O desenvolvimento da produção desse campo gigante, iniciado em 2018, somente pôde ser alcançado com todo o esforço multidisciplinar envolvido, aliado ao conhecimento adquirido pela Companhia ao longo de anos na província do Pré-sal, empregando as mais sofisticadas tecnologias disponíveis no mercado, ou as desenvolvendo, juntamente com os seus parceiros de negócio.

Assim, o campo de Búzios foi alvo de diversas pesquisas internas, onde destacaram-se trabalhos de: geociências (Silva *et al.*, 2018; Guerrero *et al.*, 2019a; Guerrero *et al.*, 2019b; Roisenberg *et al.*, 2019; Lima *et al.*, 2019; Silva *et al.*, 2020a; Silva *et al.*, 2020b; Guerrero *et al.*, 2020; Fernandes *et al.*, 2021; Silva *et al.*, 2021; Sousa *et al.*, 2021; Silva *et al.*; 2022; Pedrinha *et al.*, 2022; Mattos & Pedrinha, 2022; Bittencourt *et al.*, 2022; Barbosa *et al.*, 2022; Oliveira *et al.*, 2022; Pedrinha *et al.*, 2023; Matos *et al.*, 2023; Gorla *et al.*, 2023b); simulação e gerenciamento de reservatórios (Carvalho *et al.*, 2018; Cotia *et al.*, 2019; Andrade *et al.*, 2019; Nicolaidis *et al.*, 2023; Sampaio *et al.*, 2023; Hidalgo *et al.*, 2023; Deucher *et al.*, 2023; Melo *et al.*, 2023; Araujo *et al.*, 2023; Silva & Côrtes, 2023; Gomes *et al.*, 2023; Maier *et al.*, 2023; Pires *et al.*, 2023; Cortês & Silva *et al.*, 2023; Côrtes, 2023; Silva, F.A.M, 2023; Silva, L.T., 2023; Coelho, 2023); geomecânica (Rodrigues & Oliveira, 2023; Maria *et al.*, 2023; Figueiredo *et al.*, 2023; Duarte *et al.*, 2023; Oliveira *et al.*, 2023a; Oliveira *et al.*, 2023b; Rodrigues *et al.*, 2023a; Rodrigues *et*

al., 2023 b) e; petrofísica (Brazil *et al.*, 2022b; Brazil *et al.*, 2022c; Dutra *et al.*, 2022a; Dutra *et al.*, 2022b; Dutra, 2022; Dutra *et al.*, 2023a; Dutra *et al.*, 2023b; Albuquerque *et al.*, 2023).

Além disso, nos últimos anos, após passarem momentos críticos que exigiam confidencialidade, a Petrobras aumentou o incentivo a divulgação de dados sobre o campo, gerando importantes apresentações em eventos externos que abordaram: sedimentologia e estratigrafia (Silva *et al.*, 2019); evolução do dado sísmico (Campos *et al.*, 2021); visão geral do campo de Búzios (Brazil *et al.*, 2022a); interpretação de sismofácies (Campos *et al.*, 2022; Campos *et al.*, 2023); sísmica 4D (Costa *et al.*, 2023); uso de propriedades elásticas da sísmica (Teixeira *et al.*; 2023); classificação sísmica multi-atributos (Gorla *et al.*, 2022a); análises de águas de formação (Gorla *et al.*, 2022b; Gorla *et al.*, 2023a); geomecânica (Falcão *et al.*, 2023) e; estratégias de gestão de reservatórios (Gomes *et al.*, 2024).

Em contrapartida, há poucos artigos científicos sobre o campo de Búzios, os quais abordam temas específicos, tais como: avaliação petrofísica da jazida (Lebre, 2019; Castro, 2019; Castro & Lupinacci, 2022), caracterização de intervalos argilosos (Castro & Lupinacci, 2019; Castro *et al.*, 2022), relação da sísmica com a qualidade permoporosa dos reservatórios (Ferreira *et al.*, 2021a; Mello & Lupinacci, 2022), modelagem de processos como ferramenta para construção de modelos geológicos 3D de fácies (Ferreira *et al.*, 2021b) e o uso de machine learning para modelagem 3D de propriedades de reservatórios (Ferreira *et al.*, 2021c). Recentemente o campo de Búzios foi área de estudo de uma pesquisa de mestrado detalhada sobre a sedimentologia

da Formação Itapema (Antunes, 2021 e Antunes *et al.*, 2024), cujas conclusões se assemelham às expostas neste capítulo. O campo também foi foco de uma publicação sobre o seu contexto geológico dentro da evolução tectonosedimentar da Bacia de Santos (Tavares dos Santos & Gordon, 2021).

Dessa forma, o objetivo deste capítulo é abordar de forma mais ampla a história da jazida de Búzios, explicitar alguns dos conhecimentos adquiridos ao longo desses anos e exemplificar como essas informações são utilizadas diretamente na estratégia de desenvolvimento da produção do campo. Assim, o capítulo inicia-se pela construção da expertise sobre o reservatório, passando pela interpretação sísmica, análise sedimentológica e estratigráfica dos reservatórios, assim como uma breve discussão sobre diagênese e sua relação com a permoporosidade. Posteriormente, há uma explanação sobre a forma que essas informações são utilizadas para melhor representação dos reservatórios em subsuperfície através das técnicas de modelagem geocelular, projetando as estratégias para o desenvolvimento da jazida de forma otimizada e condizente com a importância desse ativo para a Petrobras.

2. LOCALIZAÇÃO E HISTÓRICO

O campo de Búzios localiza-se na porção centro-norte da Bacia de Santos, situada na margem sudeste continental brasileira, sob lâmina d'água de aproximadamente 1900 m de

profundidade. A área do *ring fence* (delimitação do campo) possui cerca de 876 Km² (Figura 2.1).

A jazida foi descoberta por meio da perfuração do poço estratigráfico 2-ANP-1-RJS (Figura 2.2), que ocorreu entre dezembro de 2009 e maio de 2010, como parte do projeto de investigação da Petrobras em conjunto com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), na área exploratória originalmente denominada "Franco". O resultado foi um sucesso, sendo classificado como poço descobridor com óleo no Pré-sal e constatando uma coluna de hidrocarbonetos de 336m de reservatórios com excelente qualidade permoporosa.

Em setembro de 2010, celebrou-se o contrato de Cessão Onerosa entre a União e a Petrobras, o qual dava o direito à cessionária produzir até 5 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE), referentes a seis blocos do Pré-sal da Bacia de Santos, dos quais 3,058 bilhões deveriam ser recuperados da área de Franco.

Em 2013 foi declarada a comercialidade do campo, após o cumprimento de exigências em atendimento ao Programa Exploratório Obrigatório (PEO), no qual foi realizada a perfuração de alguns poços de extensão, a aquisição de nova sísmica 3D de alta definição com foco nos reservatórios do Pré-sal (Franco-lara) e um Teste de Longa Duração (TLD) na área (Figura 2.3). Ao final dessas atividades, optou-se por interromper a fase de delimitação da jazida e manter o foco nos módulos de produção correspondentes ao volume do contrato de Cessão Onerosa.

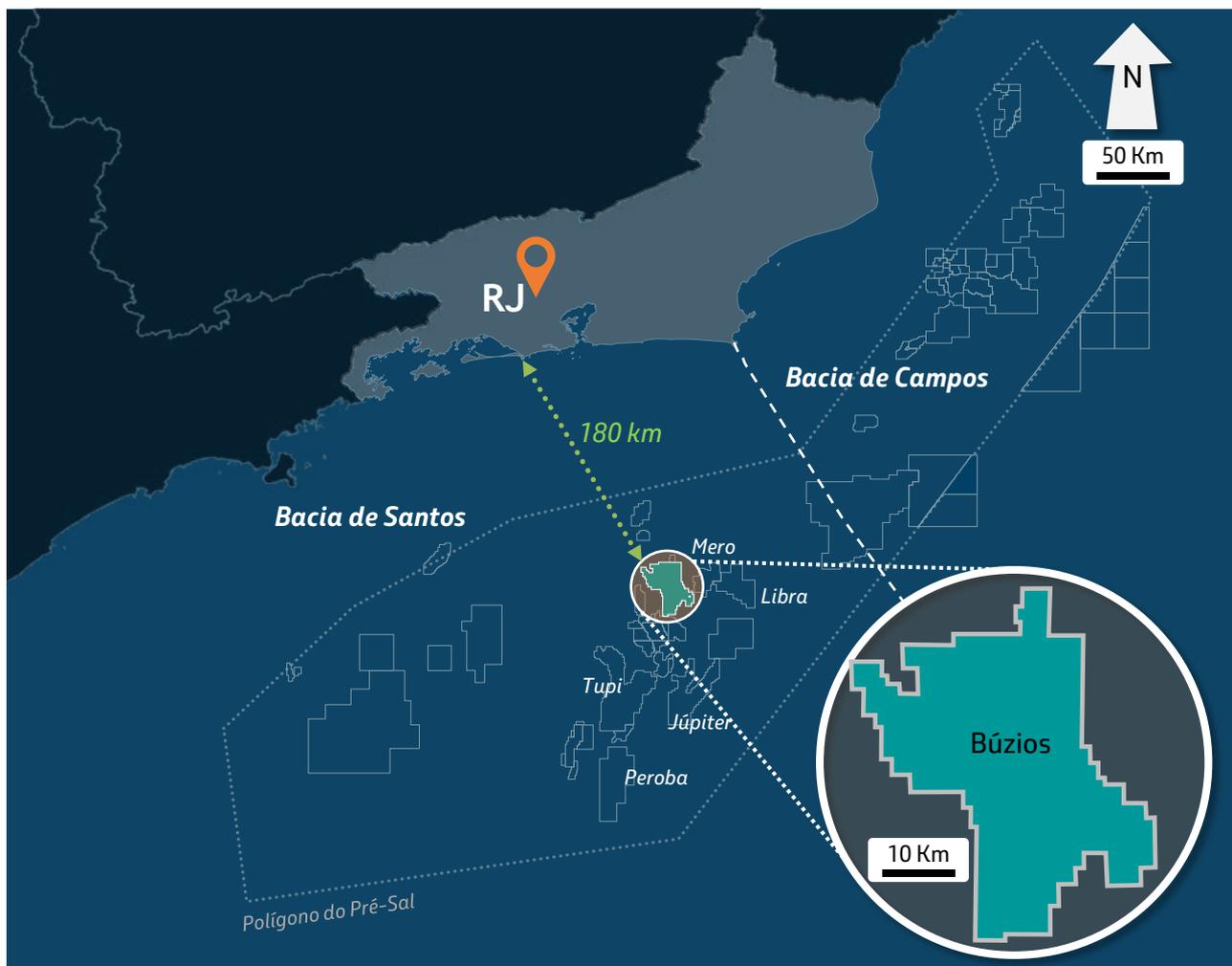


Figura 2.1: Localização do ring fence do campo de Búzios na Bacia de Santos.

Para uma melhor avaliação da produtividade e do comportamento dinâmico dos reservatórios do campo, entre 2015 e 2017, foram implantados três Sistemas de Produção Antecipada (SPA), com produção de cerca de 7,37 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) (Figura 2.3).

Em abril de 2018, a produção comercial teve início através da plataforma P-74, seguida da entrada das plataformas P-75 (novembro/2018), P-76 (fevereiro/2019) e P-77 (março/2019) (Figura 2.3). Desde o início da sua produção, o campo de Búzios coleciona resultados de produção impressionantes.

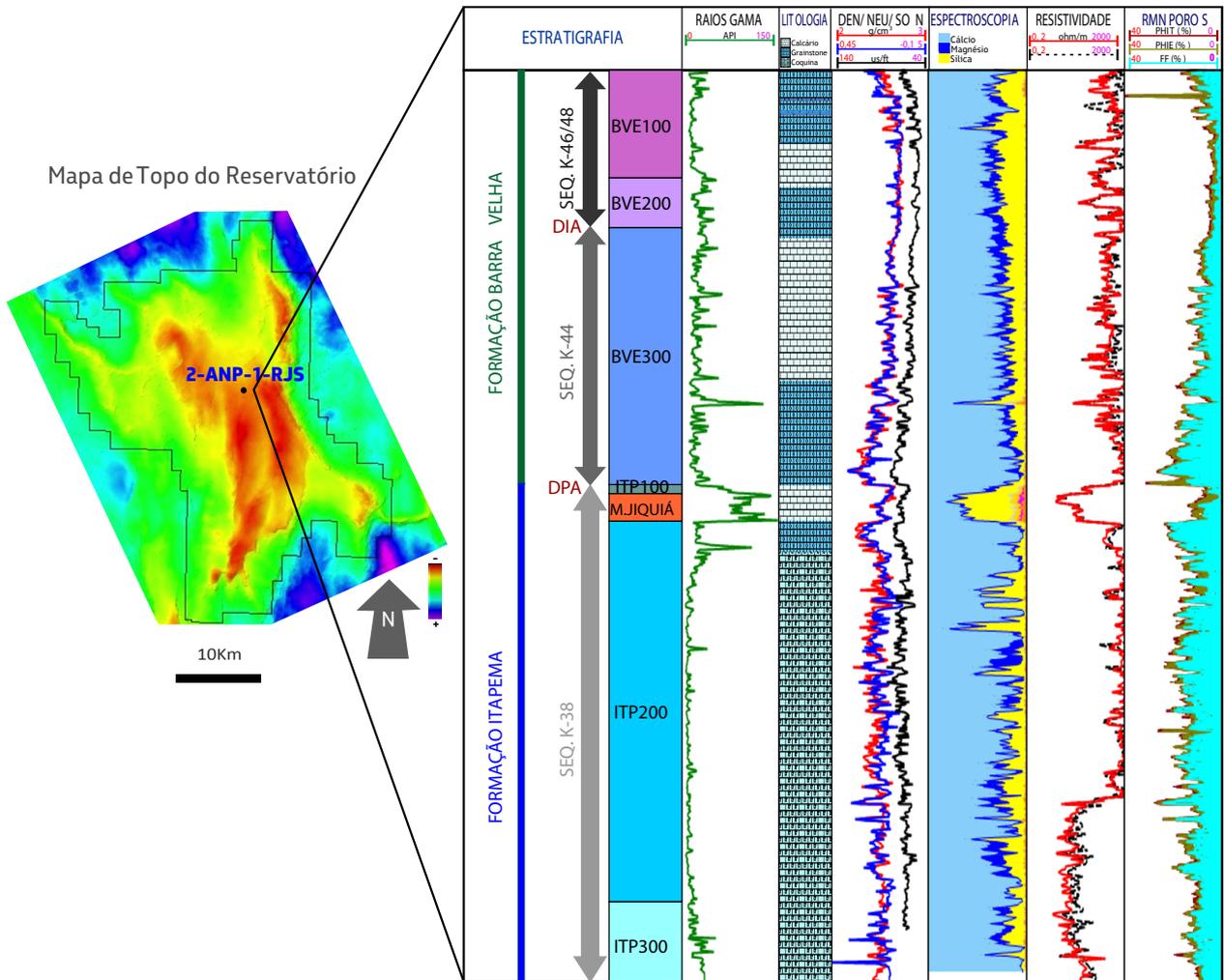


Figura 2.2: Poço descobridor 2-ANP-1-RJS do campo de Búzios (área de Franco) com as principais zonas estratigráficas (BVE100, 200, 300 e ITP100, 200 e 300) e discordâncias interpretadas (DIA = Discordância Intra-Alagoas, DPA = Discordância Pré-Alagoas) em relação às sequências K-38, K-44 e K-46/48. Este poço apresentou espessura com hidrocarboneto de 336m e média de 13% de porosidade.

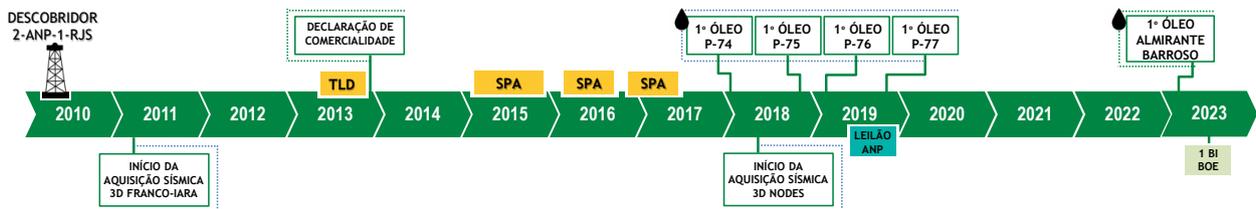


Figura 2.3: Linha de tempo (2010-2023) elencando os principais eventos que ocorreram desde a descoberta da área de Franco.

Os dados adquiridos durante as fases exploratória e de avaliação do reservatório indicaram a existência de um volume recuperável de óleo bastante superior ao previsto no contrato inicial. Assim, esse volume foi denominado como Excedente da Cessão Onerosa (ECO) e, em novembro de 2019, essa área foi um dos alvos da 1ª Rodada de Licitação do Excedente da Cessão Onerosa da ANP, sob o regime de Partilha de Produção para o ECO, sendo arrematada pelo consórcio formado pela Petrobras juntamente com as empresas chinesas CNODC Brasil Petróleo e Gás LTDA e CNOOC Petroleum Brasil LTDA. Nesse contexto, a PPSA (Pré-sal Petróleo S.A.) atua como gestora do Contrato de Partilha e Interveniente Anuente do Acordo de Coparticipação.

Assim, após a assinatura do novo contrato, iniciou-se a perfuração de poços em regiões do campo até então desconhecidas, a fim de atualizar o Plano Diretor do campo e revisar o número de plataformas ótimo para garantir a melhor exploração do óleo.

Em maio de 2023 ocorreu o início da produção da 5ª plataforma de Búzios, denominada Almirante Barroso. Com menos de 5 meses desde o primeiro óleo e com apenas 3 poços, a unidade atingiu o topo de produção de 150 mil barris de petróleo por dia (bpd). Logo depois, em junho do mesmo ano, o campo de Búzios atingiu a produção acumulada de 1 bilhão de barris de óleo equivalente, em apenas 5 anos do início da produção do campo, demonstrando assim a sua possança.

Até a data de dezembro de 2023, haviam sido perfurados cerca de 80 poços no campo

de Búzios, tendo sido coletados em torno de 1.500 m de testemunhos e aproximadamente 7.000 amostras laterais de rochas no campo.

3. ASPECTOS TECTÔNICOS E ESTRATIGRÁFICOS

O arcabouço tectono-estrutural presente na Bacia de Santos é produto de rifteamento oblíquo com componente sinistral, iniciado durante o Eocretáceo. Essa estruturação do campo é dada por falhas distensionais e zonas de transferências que se desenvolvem na região, em um arranjo geométrico estrutural conhecido como “S de Santos”, conforme definido por Magnavita *et al.* (2010). Essa região caracteriza-se por uma mudança na orientação das falhas que cortam toda a seção rifte, de francamente NE para N/NW (observadas no setor norte de Búzios) e retornando à N/NE para o Norte da Bacia (Figura 3.1).

As zonas de transferências com orientações NW marcam as acomodações promovidas pelo rifteamento oblíquo, com importante controle na deposição das sequências do Pré-sal, onde estão situadas as maiores jazidas de petróleo em águas ultraprofundas do Brasil e, atualmente, em produção no mundo. Alguns exemplos são os campos de Búzios, Mero, Tupi, localizadas sobre o Alto Externo da Bacia de Santos (Gomes *et al.*, 2002; Gomes *et al.*, 2008; Gomes *et al.*, 2012; Carminatti *et al.*, 2008).

De acordo com Moreira *et al.* (2007), as sequências da Bacia de Santos estão associadas a duas

fases tectônicas relacionadas à separação do Gondwana Ocidental (Milani *et al.*, 2007): (i) Fase Rifte, que contempla a deposição das sequências K20/K34 (Fm. Camboriú), K36 (Fm. Piçarras), K38 (Fm. Itapema); e (ii) Fase Pós-Rifte com as Sequências K44 e K46/K48 (Fm. Barra Velha). No campo de Búzios, utiliza-se essa divisão tectônica, entretanto os dados de poços e imageamento sísmico da área indicam que a Sequência K44 ainda está inserida na fase rifte, semelhante ao trabalho de Buckley *et al.* (2015).

Da base para o topo, o intervalo composto pelas Sequências K38, K44 e K46-48 contém

os reservatórios do campo de Búzios (Figura 3.2). A base da Sequência K38 é marcada pela Discordância Pré-Jiquiá (DPJ). O topo da Sequência K46-K48 corresponde à discordância posicionada na base do intervalo evaporítico. Por serem delimitadas por discordâncias subaéreas, essas unidades equivalem a sequências deposicionais (conforme discutido por Catuneanu, 2006). A correspondência entre as unidades crono e litoestratigráficas indica que a Sequência K38 coincide com a Formação Itapema, enquanto as Sequências K44 e K46-K48 representam a Formação Barra Velha.

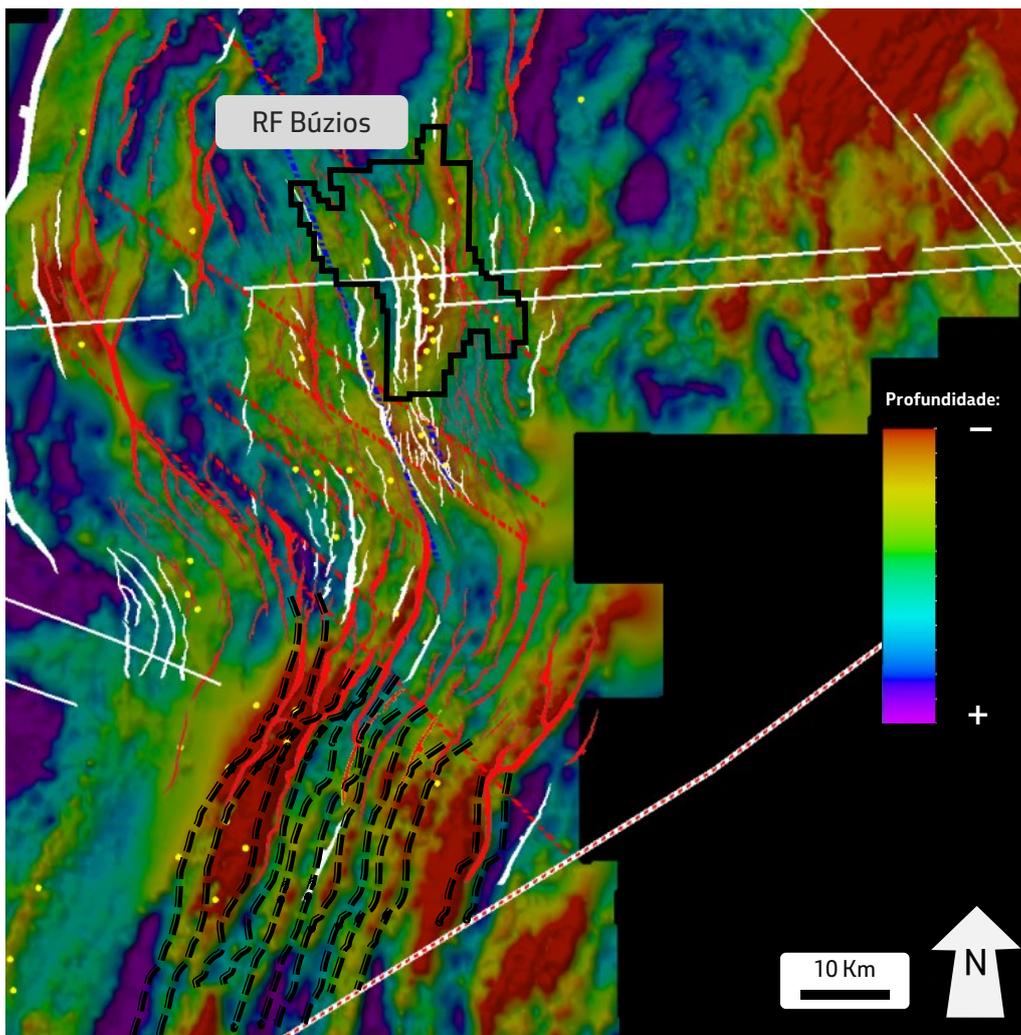


Figura 3.1: Mapa estrutural do embasamento da Bacia de Santos, ilustrando o arcabouço regional com as direções das principais falhas e lineamentos presentes no "S" de Santos. RF = ring fence. Modificado de Yamato & Rodrigues (2013).

CRONOESTRATIGRAFIA			Idade Ma	Sequências	LITOESTRATIGRAFIA		Zonas do campo de Búzios	Discordâncias	
Sistema	Andar	Andar Local			Grupo	Formação			
Cretáceo Inferior	Aptiano	Alagoas	113	K50	Guaratiba	Ariri			
				K46-K48		Barra Velha	BVE100 BVE200	base do sal	
			120	K44			BVE300	intra-Alagoas	
				K38		Itapema	ITP100 Marco Jiquiá ITP200 ITP300	pré-Alagoas	
				K36				pré-Jiquiá	
	130	K20-K34	Camboriú			topo basalto			
		Barremiano	Jiquiá						
			Buracica						
		Hauteriviano	Aratu						
	Valanginiano	Rio da Serra							

Figura 3.2: Carta estratigráfica com ênfase no Cretáceo Inferior, Bacia de Santos (modificado de Moreira *et al.*, 2007; Beurlen *et al.*, 2007).

O intervalo reservatório é subdividido por duas discordâncias regionais observadas em diversos campos da Bacia de Santos (Figura 3.2): a Discordância Pré-Alagoas (DPA) e a Discordância Intra-Alagoas (DIA). Durante muitos anos, indagou-se a possibilidade desta exposição estar relacionada à ocorrência de fácies dolomitizadas no topo desta sequência. Porém, no campo de Búzios, os dados de poços e sísmica indicam que a DIA, na realidade, corresponde a uma superfície de máximo afogamento de caráter regional e embora sejam necessários mais estudos, assim será a sua representação na análise estratigráfica neste capítulo.

Assim, essas superfícies identificadas são balizadoras para o refinamento estratigráfico, resultando na definição das zonas do reservatório. Segundo Magalhães *et al.* (2020), o zoneamento estratigráfico é o principal fator que afeta o desempenho do reservatório, uma

vez que os limites das zonas correspondem a barreiras verticais de fluxo de fluidos e, portanto, necessitam estar bem representados nos modelos 3D geológicos e de simulação de fluxo de fluidos.

Essas zonas (Figura 3.2) possuem diferentes características de rocha e qualidade de reservatório, que geram assinaturas distintas e diagnósticas que são observadas em perfis elétricos e com potencial de correlação por grandes distâncias. Dessa forma, a Formação Barra Velha é subdividida em três zonas estratigráficas: BVE100, BVE200 e BVE300. Já a Formação Itapema é subdividida em quatro: ITP100, Marco Jiquiá, ITP200 e ITP300 (Figura 3.2). O Marco Jiquiá, embora corresponda a uma zona estratigráfica, foi nomeado dessa forma por questões práticas, uma vez que possui características facilmente rastreáveis por todo o campo (quando não erodido).

A Figura 3.3 apresenta uma sessão sísmica passando pelas margens norte e oeste do campo de Búzios, identificando as sequências que serão descritas a seguir.

O embasamento do campo de Búzios é definido pelos derrames basálticos do Eocretáceo da Formação Camboriú e constituem a primeira sequência no campo, denominada K20/K34 (Moreira *et al.*, 2007). Esses derrames cobrem discordantemente o embasamento pré-Cambriano e foram formados com o início do processo de rifteamento, decorrente de movimentos extensionais e oblíquos associados, durante a abertura do continente.

Na continuidade do preenchimento sedimentar, a sequência conhecida como K36, litoestratigraficamente denominada de Formação Piçarras (Moreira *et al.*, 2007; Leite *et al.*, 2020), é caracterizada por uma sedimentação

de caráter continental, que, no campo de Búzios, é composta por arenitos estevensíticos e lamitos. A análise dos mapas de isópacas (Figura 3.4) estima espessuras em torno de 1.500 m para essa sequência ao longo de seus principais depocentros. Essas grandes espessuras são fruto de uma tectônica rifte muito ativa, com considerável geração de espaço para acomodar os sedimentos.

Com os principais depocentros parcialmente preenchidos pela Sequência K36, tem-se início a sedimentação da Sequência K38. Nesse intervalo estão os mais profundos reservatórios do campo de Búzios, correspondentes à Formação Itapema. As espessuras de até 800 m observadas no mapa de isópacas (Figura 3.4) evidenciam o ainda forte controle geométrico da distribuição dessa sequência em relação às zonas de transferência noroeste e às falhas ativas da fase rifte, com orientações NNE.

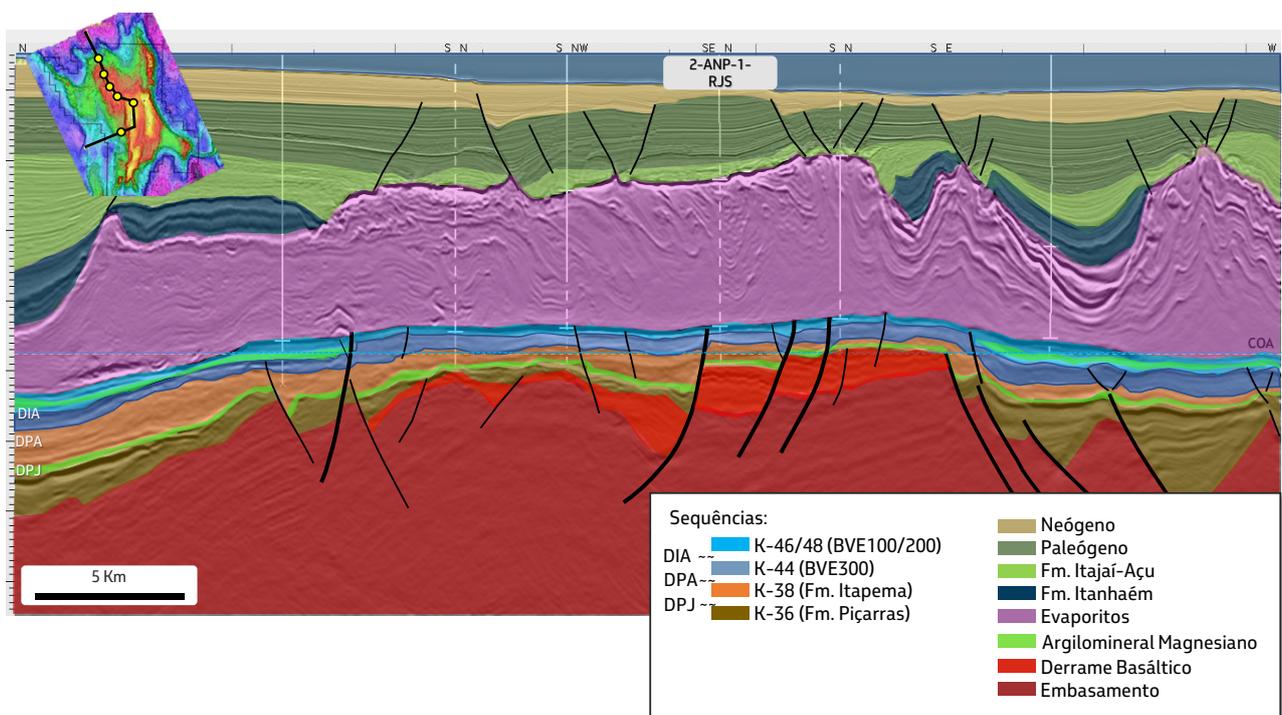


Figura 3.3: Sessão sísmica arbitrária, ilustrando as principais sequências deposicionais interpretadas no campo de Búzios, com destaque para as discordâncias Pré-Jiquiá (DPJ), Pré-Alagoas (DPA) e Intra-Alagoas (DIA). A linha tracejada representa o contato óleo/água (COA) principal para a área.

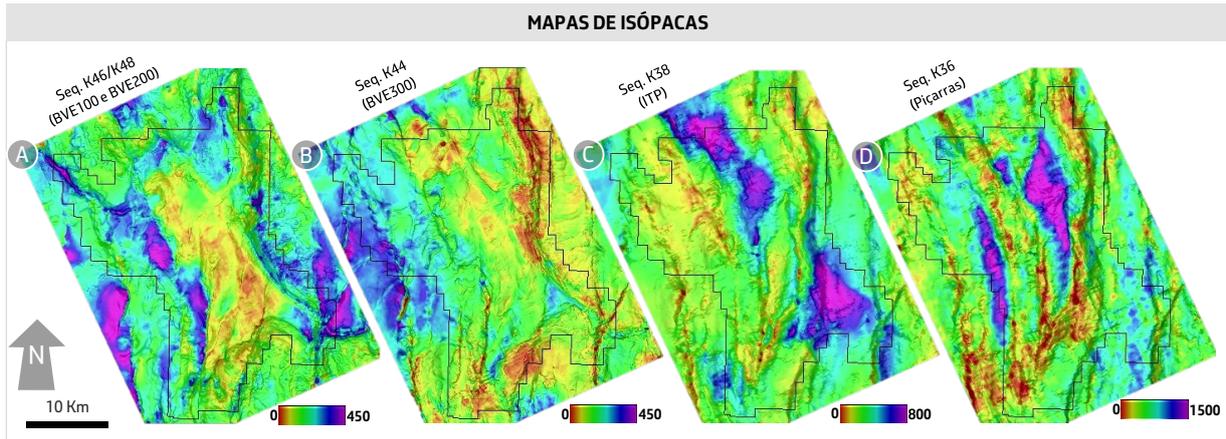


Figura 3.4: Comparação entre mapas de isópacos das sequências: A) K46/K48 (zonas de reservatório BVE100 e BVE200); B) K44 (equivalente à zona de reservatório BVE300); C) K38 (litoestratigraficamente correlato à Formação Itapema); e D) K36 (litoestratigraficamente correspondente à Formação Piçarras). Escalas de cor diferentes entre os mapas e cores quentes indicando menores espessuras. Observa-se que os depocentros mudam de lugar, indicando um forte controle tectônico na sedimentação do campo. Entretanto, como os valores das isópacos ficam menores em direção ao topo do reservatório, fica evidente a diminuição desta movimentação tectônica.

Assim, a porção basal da fase rifte, comumente designada como “rifte inferior”, é marcada por significativa movimentação tectônica, formando grandes desníveis topográficos, os quais, juntamente com uma alta produtividade carbonática e flutuações no nível de base ao longo do tempo geológico, acarretaram a formação de clinoforamas com expressivas espessuras. Essas clinoforamas são descritas no capítulo 12 “Geofísica de reservatórios no pré-sal brasileiro”. A Figura 3.5 retrata um exemplo de clinoforamas que são resultados de eventos de progradações que ocorreram em direção ao depocentro. Feições similares também foram descritas no campo vizinho de Mero (Barnett *et al.*, 2020 e Oliveira, L. *et al.*, 2021; Rocha *et al.*, 2021).

Com o contínuo preenchimento dos depocentros, associados a um contexto estrutural de abertura oblíqua do rifte, tem-se início a sedimentação da Sequência K44, denominada como zona de reservatório BVE300. Essa sequência é separada da anterior pela DPA e é caracterizada por uma mudança significativa no ambiente deposicional no campo de Búzios, onde ocorre a implantação de um sistema lacustre mais raso, com condições ambientais mais estressantes, favorecendo a implantação de um sistema carbonático com ampla abrangência areal. Essa sequência inclui os melhores reservatórios do campo, com ótimas condições de permoporosidade distribuídas verticalmente e em grande extensão. As espessuras médias são de 450 m, como é possível observar no mapa de isópacos (Figura 3.4).

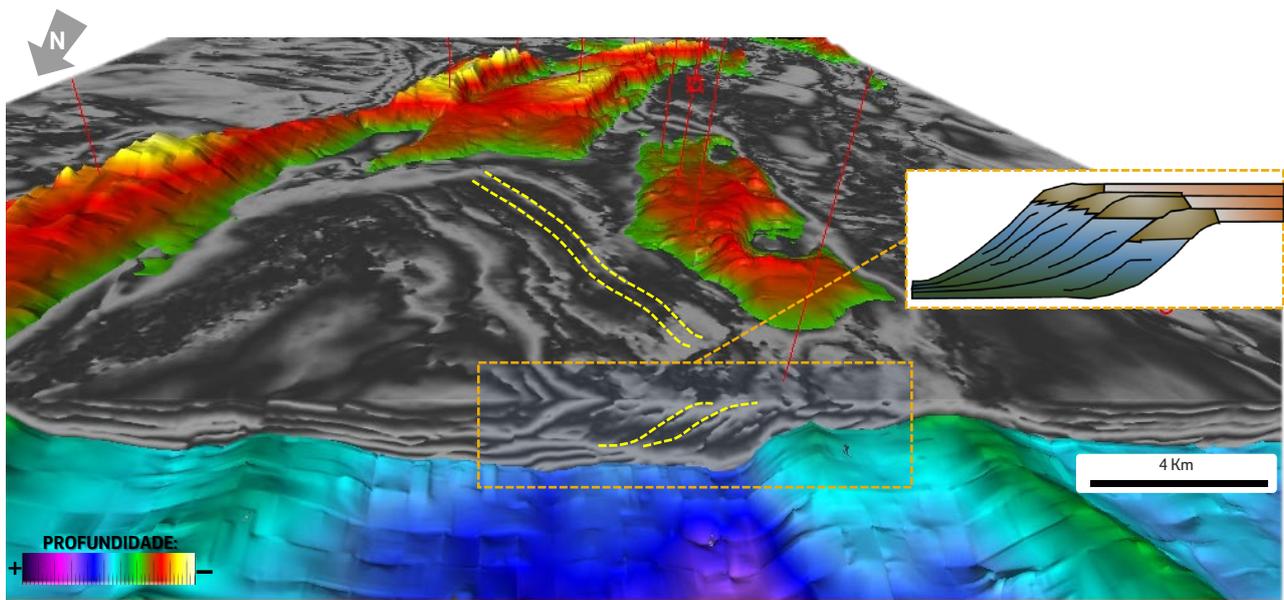


Figura 3.5: Imagem em 3D, ilustrando a combinação do topo estrutural da Sequência K36 (Fm. Piçarras), em colorido, com atributo sísmico cosseno da fase, em cinza. Observa-se claramente as clinofórmulas de coquinas da Sequência K38 (Fm. Itapema) em direção ao depocentro local NW do sistema lacustre.

Com o final da fase rifte, registrada no topo da Sequência K44 pela DIA, inicia-se a deposição da Sequência K46/K48, com a implantação de uma bacia do tipo *Sag*, com predomínio de subsidência térmica. Essa sequência pode ser dividida em *Sag* Inferior (equivalente ao intervalo BVE200) e *Sag* Superior (referente ao intervalo BVE100). O *Sag* Inferior constitui uma sequência ainda em transição entre fases de subsidência mecânica e térmica, onde é possível observar, de forma menos significativa, mas ainda presente, um controle estrutural influenciando a sedimentação. Pela análise dos mapas de isópacas, observa-se que a espessura total da fase *sag* atinge até 450 m (Figura 3.4).

Com o início de incursões marinhas na bacia, a sedimentação carbonática cessa e tem início a deposição da seção evaporítica

representada pela Formação Ariri (Arai *et al.*, 1989; Arai, 2009).

4. GEOFÍSICA DO RESERVATÓRIO

A caracterização geofísica de reservatórios do campo de Búzios tem como principais objetivos representar a geometria externa e avaliar propriedades intrínsecas da jazida com emprego dos métodos sísmicos. Além da geometria externa, a individualização de corpos sísmicos e a identificação de sismofácies características de eventos deposicionais específicos são insumos para as modelagens geológica e de escoamento de fluidos, sendo imprescindíveis para a definição de locações de novos poços na área. O entendimento da geologia em áreas ainda não conhecidas ou perfuradas e o

auxílio ao gerenciamento durante a produção da jazida são também objetivos essenciais para a geofísica de reservatórios.

Assim, a geofísica de reservatórios será aqui descrita inicialmente com a evolução do imageamento sísmico ao longo desses anos (essencial no desenvolvimento do campo), passando pela representação do arcabouço da jazida (horizontes, falhas e estilos estruturais) e, por fim, com abordagem sobre sísmofácies e outros elementos da interpretação sísmica.

4.1. Evolução do imageamento sísmico

O campo de Búzios possui um elevado nível de complexidade geológica nos reservatórios carbonáticos do Pré-sal. Assim, à medida que se caminha na direção da melhoria do dado sísmico, observa-se um grande impacto no plano de desenvolvimento da jazida e, inclusive, em suas estimativas de volume de óleo. A Figura 4.1.1 representa, em ordem cronológica, os principais dados sísmicos utilizados ao longo da história do campo, que serão mencionados adiante no texto.

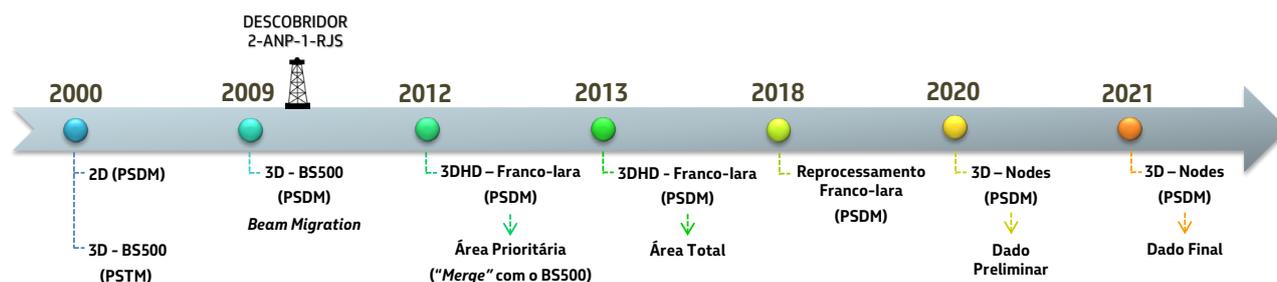


Figura 4.1.1: Linha do tempo com a evolução dos dados sísmicos disponíveis para o campo de Búzios. Datas de processamento. Modificado de Campos *et al.* (2021).

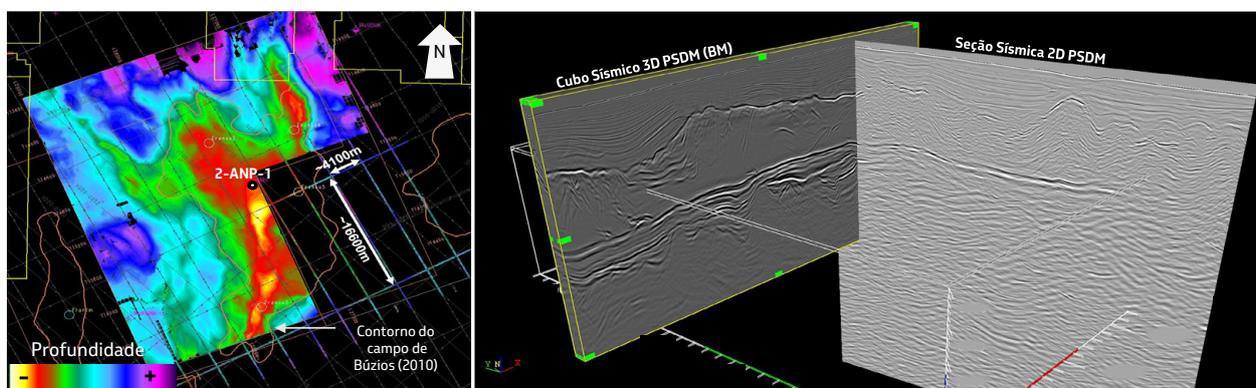


Figura 4.1.2: À esquerda, mapa da Base do Sal segundo dado 3D PSDM BM (2011) e seções sísmicas 2D disponíveis para recobrir cerca de ¼ da área do campo. O contorno em marrom corresponde ao limite do campo segundo a sísmica anterior (PSTM, 2004). À direita, a composição 3D x 2D, evidencia o ganho de qualidade no imageamento, demonstrando a baixa resolução sísmica na seção 2D em comparação ao dado 3D disponível.

Quando se iniciaram na Petrobras os primeiros trabalhos para o desenvolvimento da produção da jazida de Búzios, o dado disponível correspondia a um 3D regional (BS500), cujo levantamento sísmico remontava a 1999. Idealizado originariamente para imageamento da seção Pós-sal, esse dado possui migração em tempo PSTM (*Post-Stack Time Migration*) e mostra severas distorções nas imagens das áreas mais complexas dos reservatórios do Pré-sal. Assim, esse dado foi sucedido por um PSDM (*Post-Stack Depth Migration*) do tipo *Beam Migration* (BM), que, embora tenha melhorado as distorções, corresponde a um dado de baixa frequência e amplitudes não bem equacionadas. Devido a isso, é ainda de insuficiente qualidade na caracterização sísmica das geometrias e propriedades do reservatório.

Além de não ter um processamento adequado para o Pré-sal, esse levantamento não recobria o campo todo. Mais de $\frac{1}{4}$ da área contava apenas com antigas linhas 2D para a cobertura sísmica e, selecionando entre as mais apropriadas para amarração com dados 3D PSDM, o *grid* resultante era de cerca de 16 por 4 quilômetros. A Figura 4.1.2 retrata o imageamento insuficiente do levantamento 2D e a baixa qualidade do dado sísmico 3D disponível, evidenciando que esses dados eram impróprios para abordagens de caracterização sísmica de reservatórios com foco na escala de produção.

Era necessária uma nova cobertura sísmica 3D para a área integral de Búzios. Em 2011 houve

uma oportunidade de extensão para o sul de um levantamento 3D de alta densidade (*High Density* - HD), que estava em fase final de aquisição nos campos do Pós-sal de Tambaú, Uruguá e Tambuatá, cuja área final englobava também diversos outros campos do Pré-sal da região. Para esse levantamento, definiu-se como área prioritária a região da jazida de Búzios, que era apenas coberta por linhas 2D. Assim, foi feita uma junção com a sísmica de 1999 e, pela primeira vez, foi possível mapear os horizontes sísmicos em Búzios a partir de sísmica 3D.

O novo dado sísmico, intitulado "*Merge*", disponível em 2012, melhorou a resolução geofísica do campo. No entanto, permaneceram alguns problemas de imageamento e, principalmente, ruídos de migração. Esse dado mostrou grandes mudanças na configuração do campo, com consequente aumento na volumetria, ao revelar o alto leste da jazida (Figura 4.1.3).

Em 2013, ao término do processamento da aquisição regional iniciada em 2011 (denominada por Franco-lara), passou-se a utilizar essa nova base de dados sísmicos (PSDM, migração *Kirchhoff*), que foram aplicadas em sucessivas modelagens de reservatórios. Ainda assim, esse dado continha deficiências de imageamento sísmico, como distorções causadas pela variação de isópacas da sequência de evaporitos sobrejacente e a presença de ruídos de migração, afetando áreas muito promissoras no campo, como mostra a Figura 4.1.4.

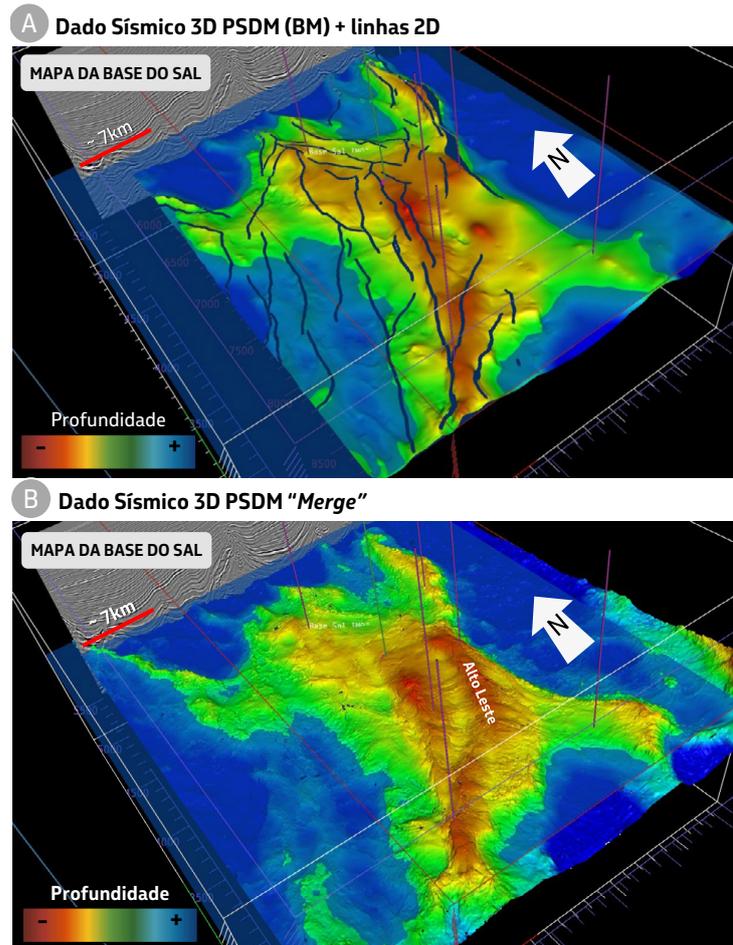


Figura 4.1.3: Comparação entre os mapas da base da seção evaporítica (Base do Sal) no campo de Búzios, entre: A) dado sísmico 3D PSDM (BM) + linhas 2D e, B) 3D PSDM "Merge". Observar o alto leste revelado pelo dado "Merge" (Moliterno *et al.*, 2020), não constatado com o dado sísmico disponível anteriormente.

Com o intuito de melhorar o imageamento sísmico, foi realizado um reprocessamento da sísmica Franco-lara, finalizado em 2018, onde utilizou-se modernas ferramentas computacionais, tais como: *deghosting* 3D para ampliação da banda espectral; construção do modelo de velocidade anisotrópico TTI (*Tilted Transversely Isotropic*), construído com uma combinação de FWI (*Full Waveform Inversion*); e tomografia,

juntamente com testes de cenários em áreas com geometria de corpos de sal complexas e imageamento através de migrações Kirchhoff e RTM (*Reverse Time Migration*). Apesar desse reprocessamento mostrar expressiva melhora, ainda existiam problemas de imageamento inerentes à complexidade geológica de Búzios e ao *design* da aquisição originalmente não dedicada ao intervalo do Pré-sal.

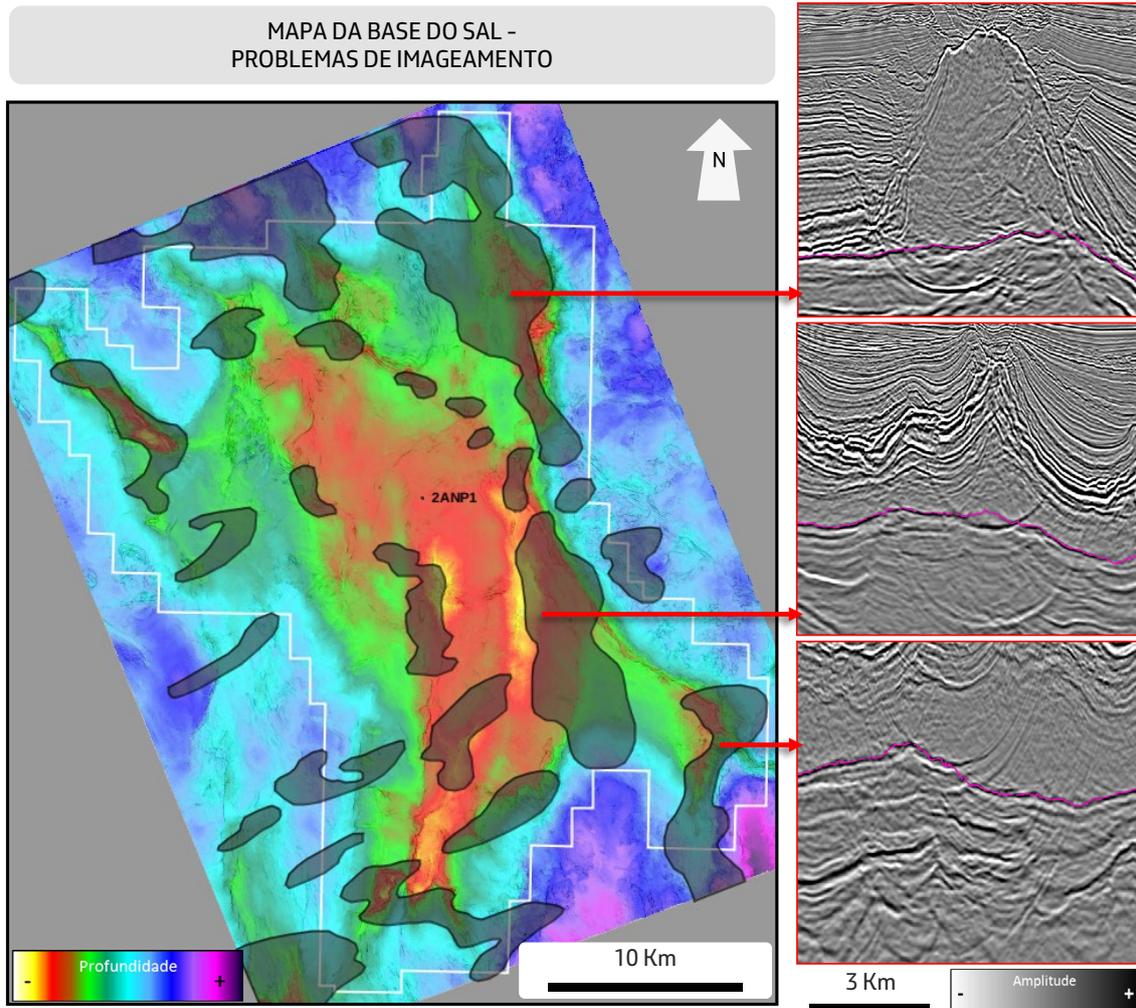


Figura 4.1.4: Imagem de amplitude sísmica na qual as regiões sombreadas exibem severos problemas de imageamento da sísmica processada em 2013, onde alguns exemplos são mostrados nas seções sísmicas à direita. Em rosa observa-se o horizonte mapeado da base da seção evaporítica (Base do Sal). Modificado de Moliterno *et al.*, 2020.

Desde a primeira cobertura 3D integral do campo já se diagnosticava que a riqueza azimutal seria um fator imprescindível para um imageamento mais adequado e preciso da subsuperfície na área de Búzios. Assim, em 2018, teve início uma aquisição sísmica, na modalidade *Ocean Bottom Nodes* (OBN), com mais de 1600 km² de área coberta por receptores e mais de 2700 km² de área de tiros com o emprego de 6600 *nodes*. Essa aquisição é a maior do mundo em águas profundas nessa modalidade e teve duração de um ano, finalizando-se em outubro de 2019. O processamento final desse dado, disponibilizado em

2021, constitui a melhor base sísmica para a representação da jazida, bem como para futuros dados monitores para sísmica 4D. Cabe ressaltar que essa aquisição sísmica faz parte do conjunto de tecnologias descritas (Oliveira, J. *et al.*, 2021) no “The Búzios Project: A Brazilian Pre-Salt Super Giant”, contemplado no OTC 2021 como parte do prêmio OTC’s *Distinguished Achievement Award for Companies*. Assim, pode-se constatar a superioridade do imageamento, mesmo em imagens com processamento preliminar, o que é especialmente notório em regiões cuja geologia é bastante complexa (Figura 4.1.5).

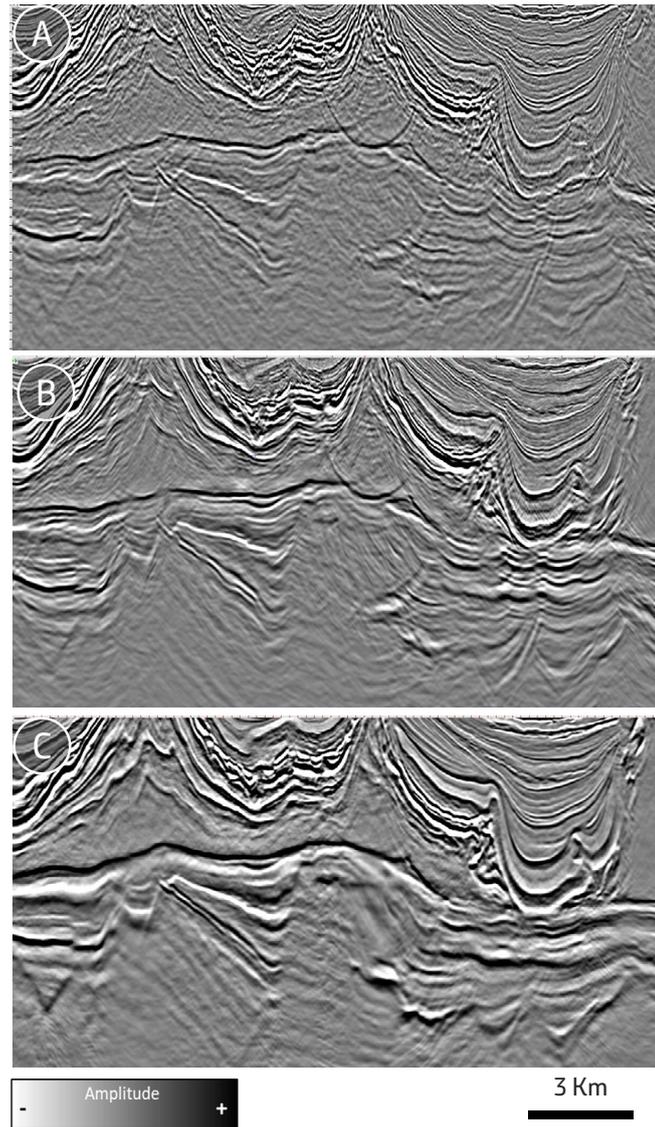


Figura 4.1.5: Evolução da qualidade dos dados sísmicos no campo de Búzios, na mesma linha arbitrária, onde: (A) Sísmica Franco-lara (migração Kirchhoff), processamento de 2013; (B) Reprocessamento da Sísmica Franco-lara, utilizando modernas ferramentas computacionais (FWI, RTM), de 2018; (C) Dado Nodes, processamento preliminar (FWI, RTM) de 2020. São notórios os ganhos de imageamento que o volume *Nodes* revela em termos de imageamento e resolução.

4.2. A representação do arcabouço da jazida: horizontes, falhas e estilos estruturais

Em princípio, o arcabouço da jazida de Búzios é definido pelos horizontes sísmicos: (1) “Base do Sal”, correspondente ao topo da anidrita basal da seção evaporítica; (2) “Topo do Rifte”, correlato ao topo da BVE300; (3) Marco Jiquiá (definido por Santos *et al.*, 2015) e (4) “Topo da

Formação Piçarras”. Na ausência deste último, adota-se o topo da Formação Camboriú como base dos reservatórios no campo (Figura 4.2.1).

Um passo seguinte ao mapeamento dos horizontes que compõem o arcabouço estrutural é o meticuloso mapeamento das falhas e a posterior análise da cinemática coerente com as estruturas interpretadas (Figuras 4.2.2 e 4.2.3).

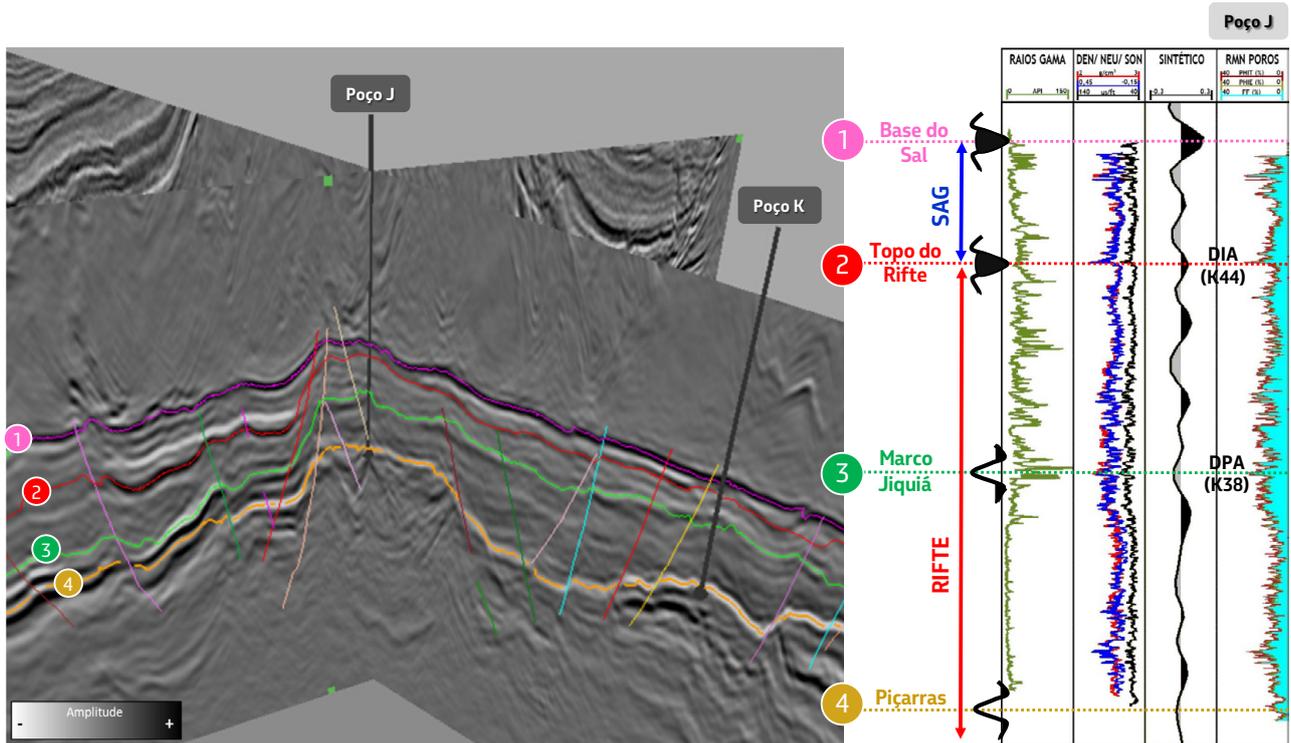


Figura 4.2.1: Horizontes sísmicos que definem o arcabouço da jazida em *chair display*: (1) Base do Sal; (2) Topo do Rifte; (3) Marco Jiquiá e (4) Formação Piçarras.

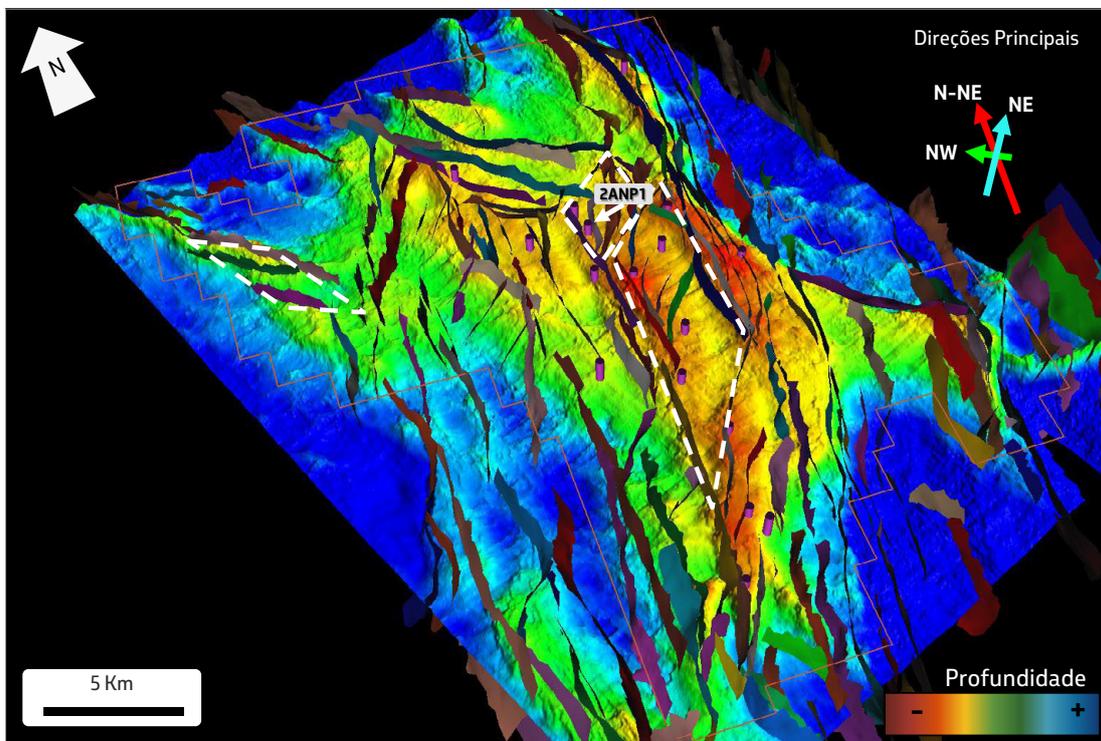


Figura 4.2.2: Vista 3D do mapa estrutural sísmico da base da sessão evaporítica (Base do Sal) com falhas interpretadas. Notar estruturas romboédricas (sigmóides transtrativas) individualizadas pelos polígonos brancos tracejados e sua relação com os altos estruturais.

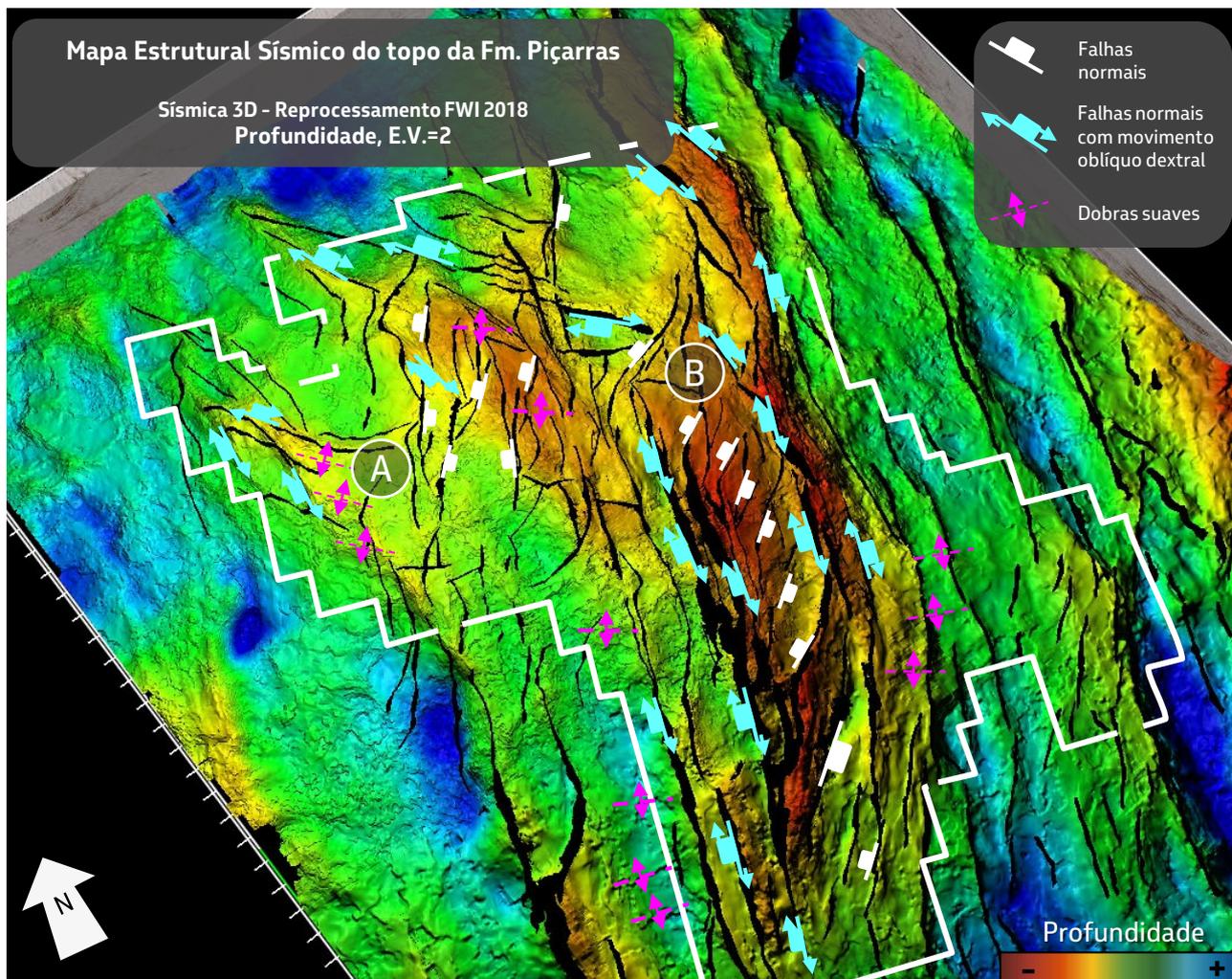


Figura 4.2.3: Vista 3D do mapa estrutural sísmico do Topo da Formação Piçarras, mostrando os indicadores cinemáticos interpretados. Estes indicadores possibilitam interpretar uma extensão oblíqua ao longo da área do campo de Búzios, onde: (A) Área com presença de falhas verticalizadas e presença de dobras/ arqueamentos sugerindo transpressão local e B) Região com falhas normais configurando geometria romboédrica, sugerindo transtensão localizada.

A configuração atual do campo de Búzios é composta por diversas estruturas. Falhas distensionais NNE-SSE e NNW-SSE, com grandes rejeitos oblíquos dextrais, definem blocos maiores, que são também individualizados e segmentados por falhas normais NE e zonas de transferência NW-SE (Moliterno, 2014). Ocorrem também pequenas dobras suaves

com eixos NW-SE, especialmente na região norte do campo, que são compatíveis com componente dextral de movimento nas falhas e zonas de transferência à época da deposição das Sequências K46-K48, afetando a base do embasamento de Búzios. Tais estruturas seguem o padrão deformacional do embasamento (Figura 4.2.4).

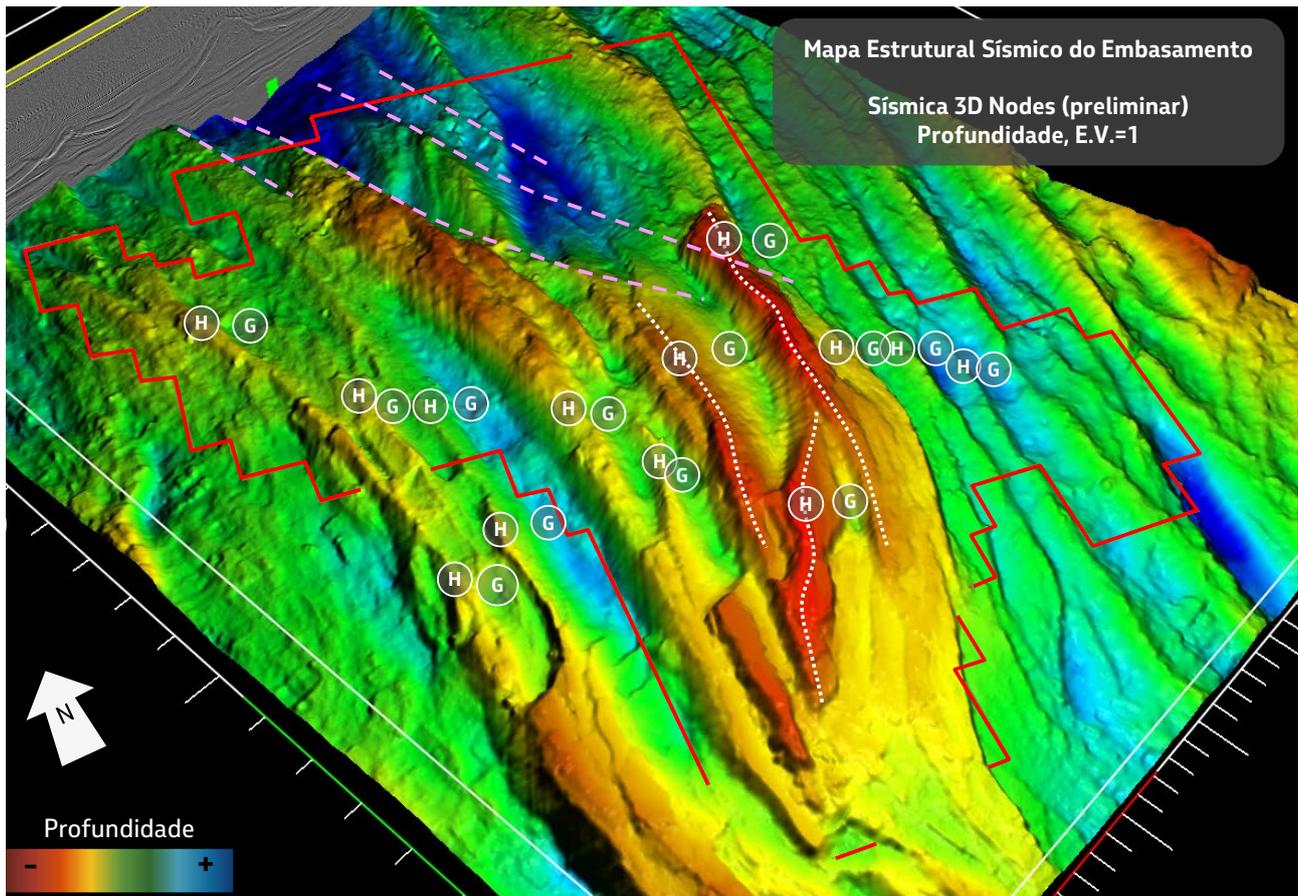


Figura 4.2.4: Mapa estrutural sísmico do embasamento no campo de Búzios. Sucessão de *horsts* (H) e *grabens* (G) subparalelos que dominam a porção centro-sul do campo. Em pontilhado, os principais *trends* estruturais da área. Uma zona de falhas transferentes (em rosa) corta a parte norte do campo, com efeitos também nas seqüências sedimentares superiores. Observar a estrutura sigmoidal transtrativa central, presente desde o embasamento (comparar com a figura 4.2.3).

Reativações dos sistemas deformacionais iniciais do rifte, relacionadas na área com maior ou menor preponderância da componente oblíqua dextral nas falhas e zonas de transferência, associam-se também à contração NNE-SSW. Localmente ocorrem feições transpressivas (Figura 4.2.3), com a formação de

dobras (Figura 4.2.5), *pop-ups* e estruturas em flor. Esse quadro cinemático observado na escala do campo é consistente com o regime tectônico regional transtrativo sinistral, ativo ao final do rifteamento e da abertura da Bacia de Santos (Szatmari *et al.*, 1985; Milani *et al.*, 2005; Magnavita *et al.*, 2010).

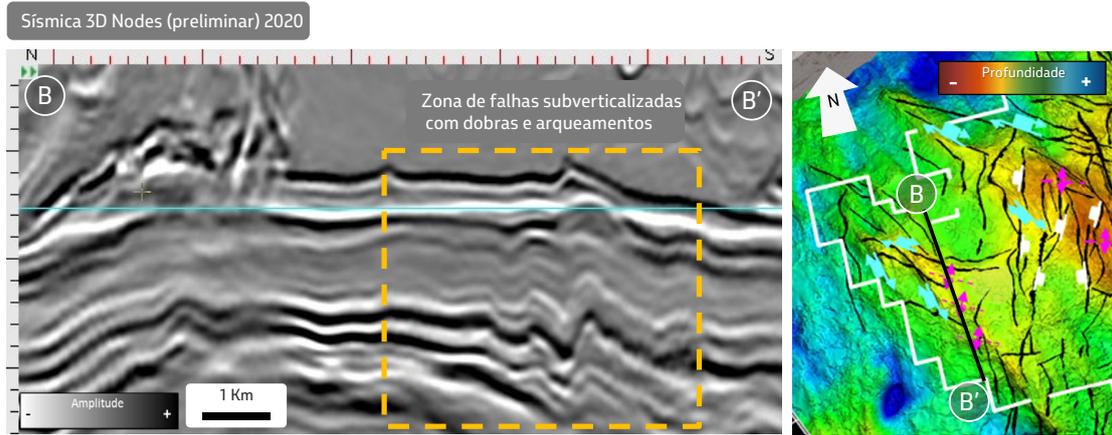


Figura 4.2.5: Seção sísmica na parte norte do Campo, sobre área norte do campo, onde podem ser observadas falhas verticalizadas com a presença de dobras e arqueamentos entre as mesmas.

Assim, altos estruturais distintos com diferentes evoluções tectono-sedimentares configuram a jazida de Búzios (Figura 4.2.6) e a compreensão desse sistema é

imprescindível na distinção dos diferentes padrões deposicionais, que se refletem em particularidades observadas durante a produção de petróleo.

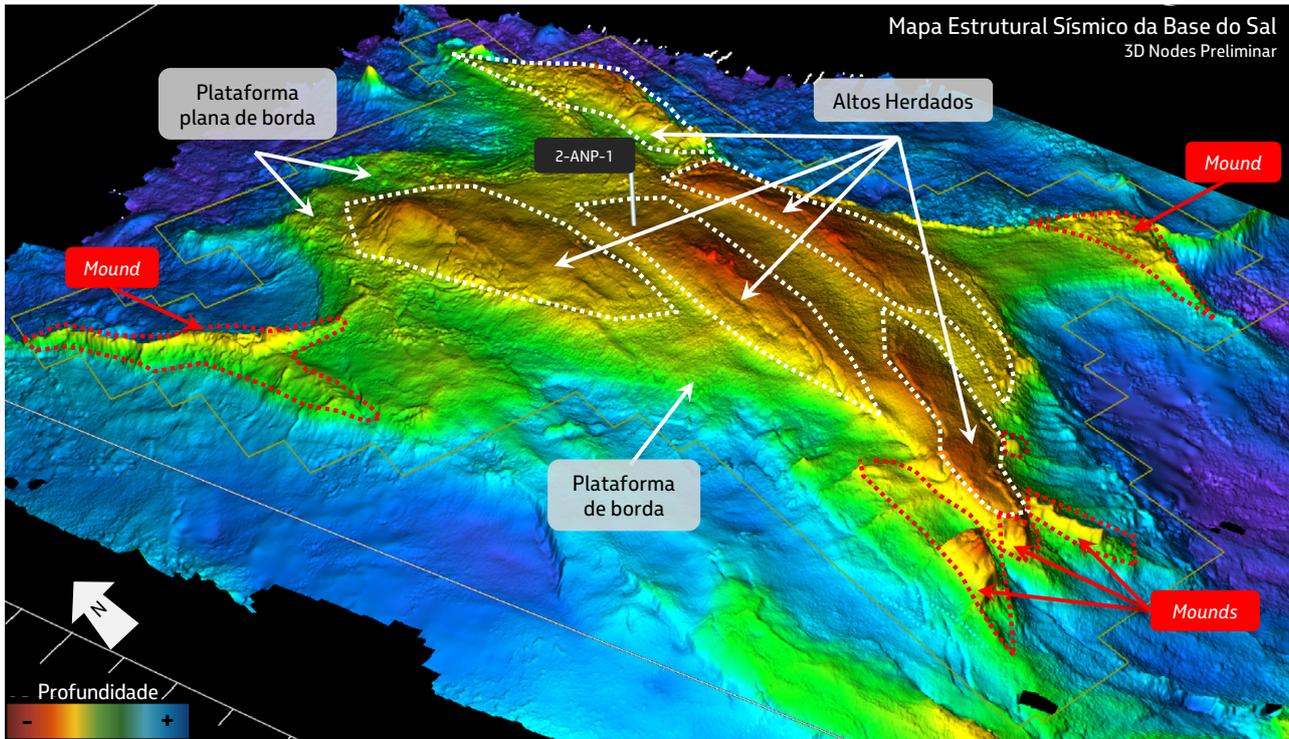


Figura 4.2.6: Mapa estrutural sísmico da base da sequência evaporítica (Base do Sal), no campo de Búzios, ressaltando as diferentes estruturas carbonáticas com evoluções geológicas distintas relacionadas ao padrão de ocorrência dos altos herdados do embasamento.

4.3. Sismofácies e outros elementos da interpretação sísmica: a questão da transferência de informações para a modelagem geológica

Para o preenchimento das células do modelo geológico 3D com valores relativos às propriedades permoporosas, aproveitam-se as boas correlações entre impedâncias acústicas e a porosidade nos reservatórios carbonáticos do campo, como pode ser observado na Figura 4.3.1.

A impedância acústica (IA), definida como o produto entre densidade e velocidade, é a propriedade do meio que governa a partição de energia na propagação de ondas, determinando as amplitudes das reflexões sísmicas em uma descontinuidade a partir dos contrastes de impedância entre as camadas rochosas acima e abaixo. A impedância tem boa correlação com a porosidade, pois tanto a velocidade quanto a densidade da rocha devem diminuir conforme maior for sua porosidade. Isso porque as propriedades dos fluidos que preenchem os poros são bem diferentes (menores) do que aquelas encontradas nos sedimentos que compõe a rocha. A partir das inversões sísmicas, é possível obter um volume

3D de impedâncias, pois diferente da sísmica convencional, que é uma propriedade de interface, essas são propriedades de camada, possibilitando uma melhor correlação relativa com as propriedades de reservatório.

A Figura 4.3.1 exemplifica a ambiguidade observada na IA, onde em geral valores baixos representam boas porosidades, embora também possam ser resposta de argilosidade, de acordo com o observado por Castro (2019) e Dias *et al.* (2019). Assim, essa incerteza é tratada por meio da utilização conjunta de mapas de impedância acústica ao longo de superfícies (*horizon slices*) com mapas estruturais, aliando a informação da impedância com as geometrias observadas. Dessa forma, é possível atribuir a ocorrência de boas porosidades aos baixos valores de IA quando sua ocorrência coincide com porções de reservatórios estruturalmente mais elevadas. Assim como baixas impedâncias associadas a baixos estruturais são interpretadas como fácies argilosas (Figura 4.3.1). A caracterização dessa sismofácies é encontrada com mais detalhes no capítulo 12 “Geofísica de reservatórios no Pré-sal brasileiro”, juntamente com outras sismofácies observadas no campo de Búzios.

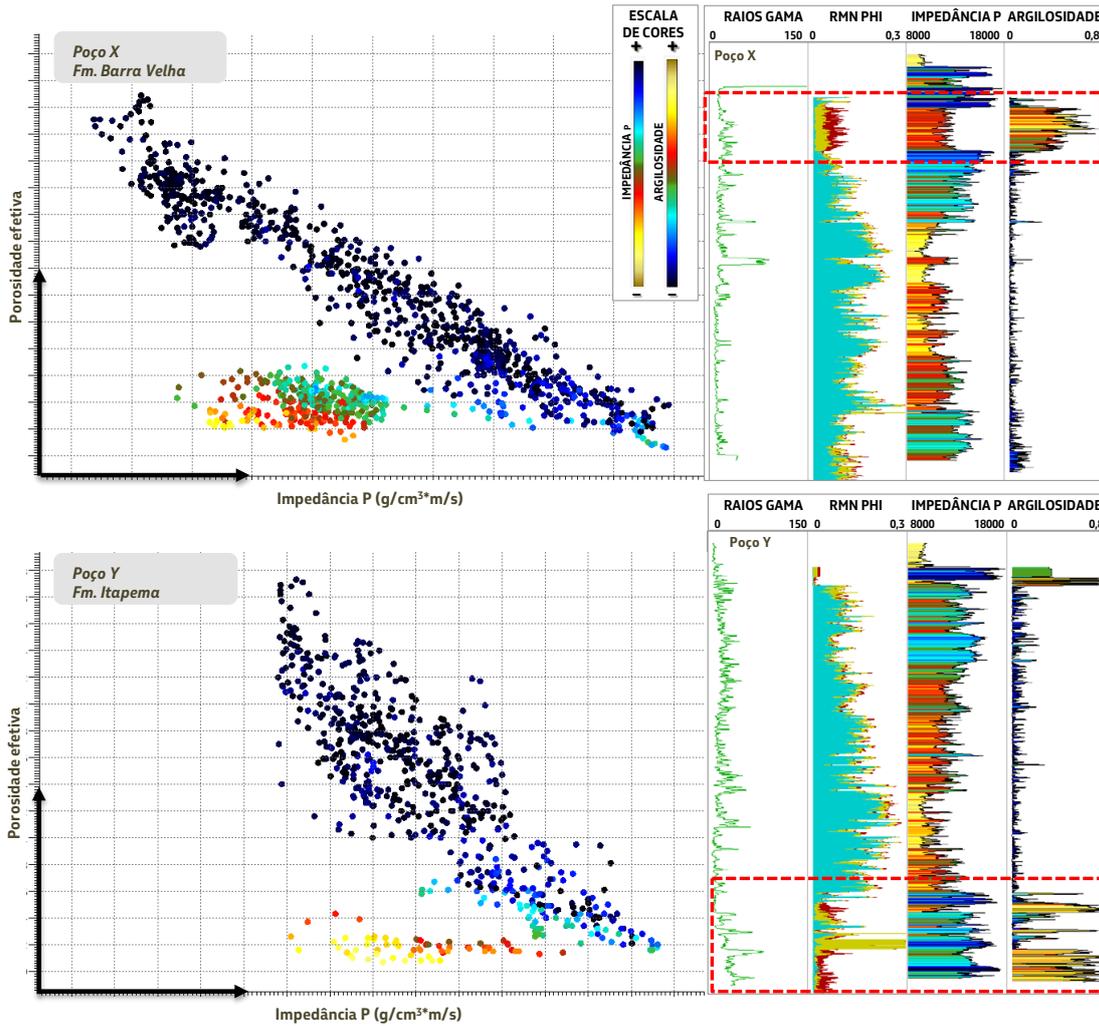


Figura 4.3.1: Exemplos de correlações entre Impedância Acústica (IA) e a porosidade nos intervalos da Formação Barra Velha e Formação Itapema de dois poços do campo de Búzios. Os valores baixos de IA podem representar boas porosidades, como também elevada argilosidade.

Essas extrações podem prover informações para a delimitação areal e consistente de associações de fácies, identificadas em poços pela sua correspondência com corpos demarcáveis, a partir de *ranges* específicos de IA. A Figura 4.3.2 mostra um exemplo de geração de *horizon slices* para os diferentes intervalos estratigráficos de interesse. Esse dado é

uma importante ferramenta na interpretação de áreas de ocorrência de: (1) argilomineral magnésiano (não reservatório); (2) estruturas lineares de borda carstificadas; (3) faixas de deposição de sedimentos carbonáticos particulados; (4) *mounds* carbonáticos e (5) sulcos erosivos (*grooves*) formados ao longo do baixo estrutural a leste do campo (Figura 4.3.3).

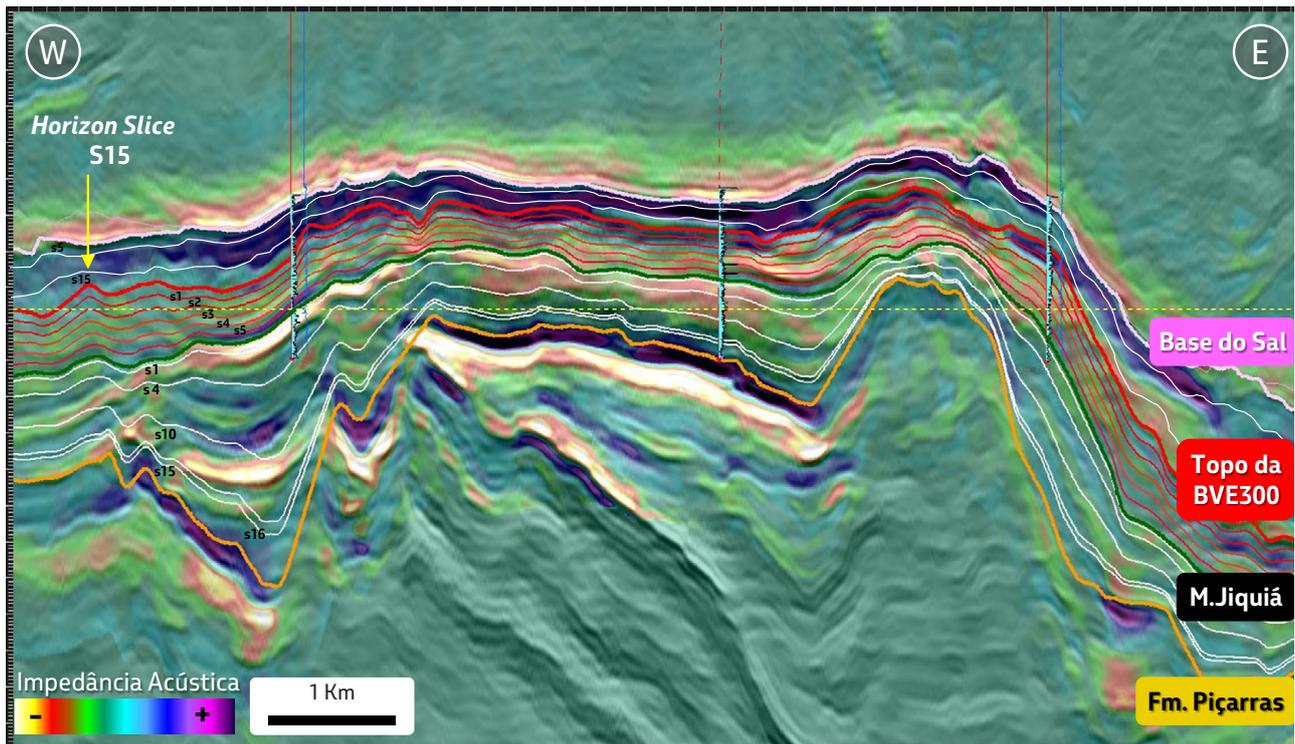


Figura 4.3.2: Seção sísmica do atributo de Impedância Acústica (IA), em cores, sobreposta à amplitude - pseudoimpedância, em cinza, preto e branco. Extrações ao longo de *horizon slices* (*s*= surfaces) permitem desvendar e individualizar fácies reservatório de interesse, conforme a correlação com os altos e baixos estruturais presentes no campo à época da deposição das fácies. A seta amarela indica o *horizon slice* s15, apresentado a seguir, na figura 4.3.3.

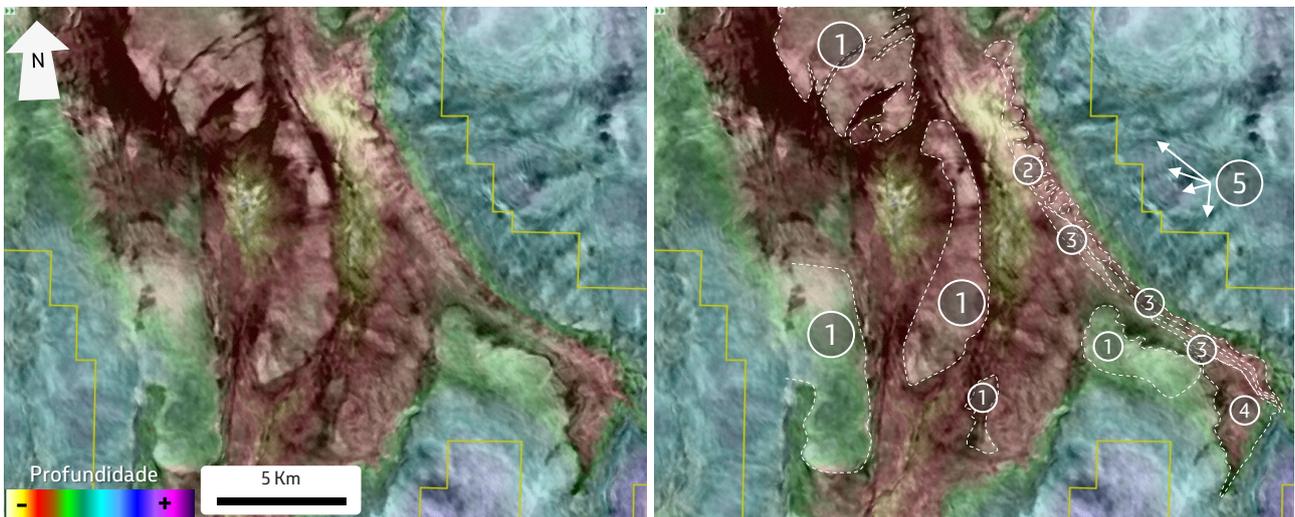


Figura 4.3.3: Exemplo de *horizon slice* (seta amarela na figura 4.3.2) de impedância acústica absoluta no intervalo *Sag* sobreposto ao mapa estrutural sísmico da Base do Sal (em cores, com transparência) e delimitação de corpos faciológicos: (1) argilitos de composição magnésiana (BVE200), (2) estruturas lineares de borda carstificadas; (3) cordões de retrabalhados; (4) *mounds*; (5) sulcos erosivos formados no baixo estrutural (*grooves*).

5. GEOLOGIA DO RESERVATÓRIO

Os estudos de geologia de reservatórios são multidisciplinares, abordando temas em geologia estrutural, geoquímica, bio e quimioestratigrafia, petrofísica, geoestatística, sedimentologia e estratigrafia. Esses estudos buscam integrar os dados observados nos poços perfurados aos eventos mapeados espacialmente nos dados geofísicos, respeitando a conceituação teórica (modelo geológico conceitual) e objetivando a melhor representação em modelos numéricos geocelulares das propriedades dos reservatórios carbonáticos no campo de Búzios.

Nesse sentido, os estudos de geologia suportaram a caracterização e modelagem de reservatórios, as quais consistiram nas seguintes etapas: a) Caracterização sedimentológica, modelo deposicional e estratigrafia das formações Barra Velha e Itapema; b) Aspectos diagenéticos e propriedades petrofísicas dos reservatórios; c) Modelagem 3D das propriedades de fácies, porosidade, permeabilidade e do carste; d) Modelagem 3D das fraturas e comportamento dinâmico do reservatório. Esses passos serão descritos em detalhe a seguir.

5.1. Caracterização sedimentológica, modelo deposicional e estratigrafia da Formação Itapema

Os reservatórios da Formação Itapema no campo de Búzios são caracterizados por uma espessa acumulação nos altos estruturais de coquinas, formadas principalmente por *rudstones* e *grainstones* de bivalves. Entretanto, essa é uma simplificação para um total de 46 fácies sedimentares definidas nesse intervalo (Silva *et al.* - em fase de elaboração), utilizando uma adaptação (Figura 5.1.1) de Dunham (1962) e Embry & Klovan (1971) para rochas carbonáticas, somadas a critérios de composição, estruturas sedimentares e tafonomia. Diversos autores (Muniz, 2013; Tavares *et al.*, 2015; Santos *et al.*, 2015; Garcia *et al.*, 2016; Madrucci, 2017; Muniz & Boscence, 2018; Chinelatto *et al.*, 2018; Roemer-Oliveira *et al.*, 2019; Oliveira *et al.*, 2019; Chinelatto *et al.*, 2020; Garcia *et al.*, 2020; Garcia *et al.*, 2021; Antunes, 2021; Antunes *et al.*, 2024) têm considerado necessária a utilização de critérios tafonômicos, como orientação, articulação, arredondamento e seleção dos bioclastos para a definição das fácies deposicionais, uma vez que a forma e o arranjo dos mesmos refletem o transporte hidráulico, deposição e soterramento das conchas (Kidwell *et al.*, 1986).

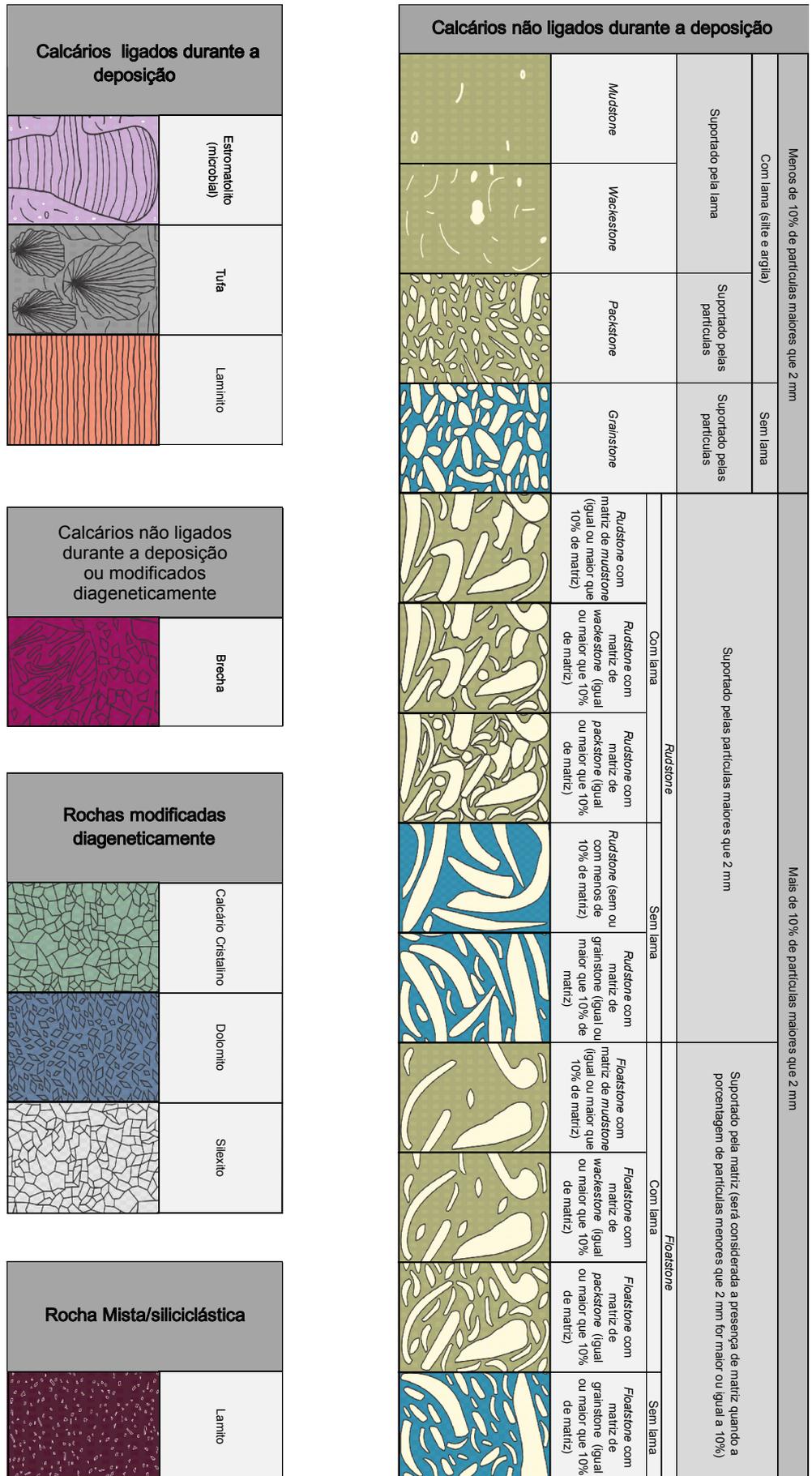


Figura 5.1.1: Classificação de rochas carbonáticas para a Formação Itapema (Santos *et al.*, 2015) adaptada de Dunham (1962) e Embry & Klovan (1971).

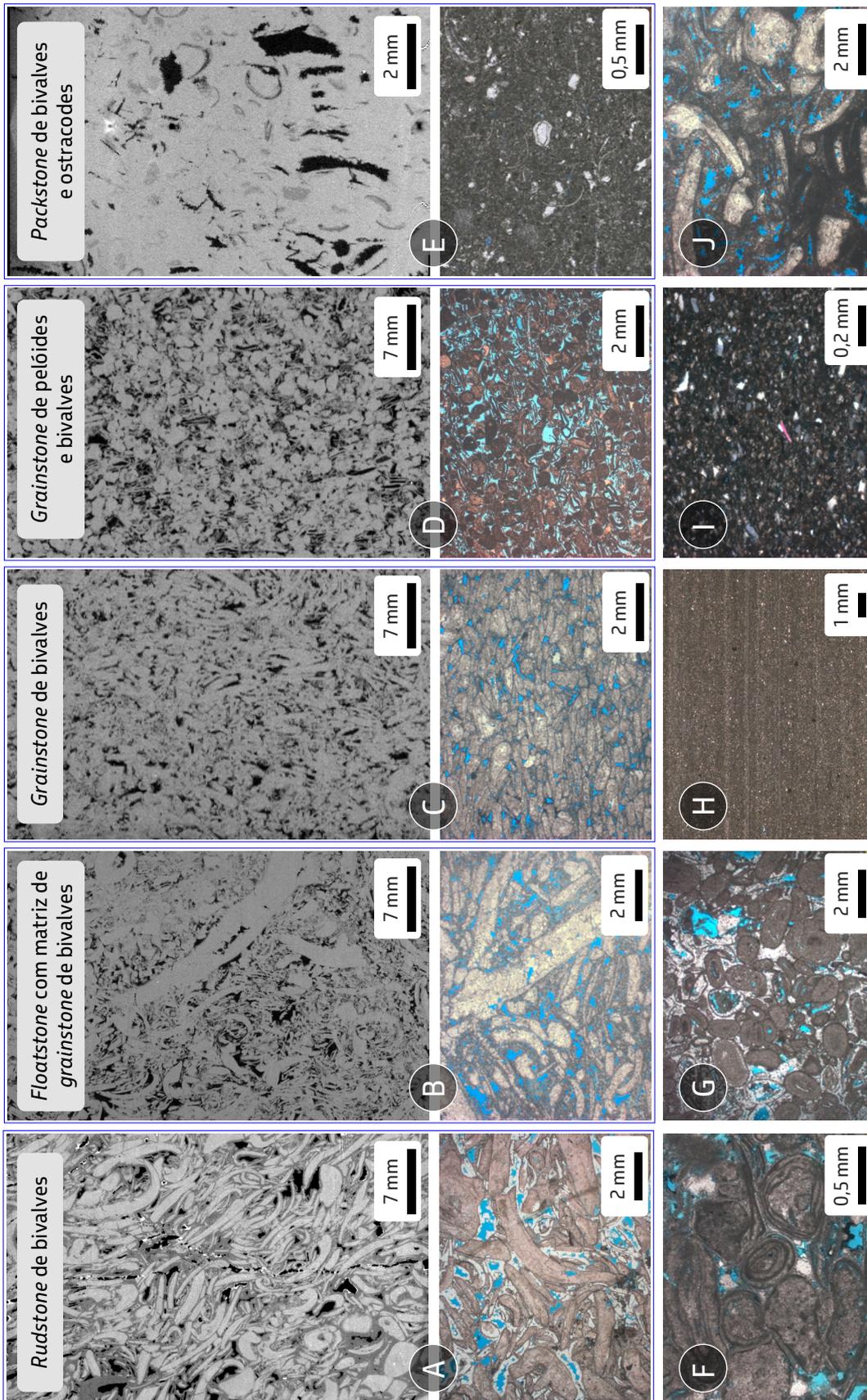


Figura 5.1.2: Principais fácies da Formação Itapema identificadas no campo de Búzios: A) Rudstone de bivalves com matriz de grainstone e conchas dispostas de forma caótica; B) Floatstone de bivalves com matriz de grainstone; C) Grainstone de bivalves; D) Grainstone de pelóides e bivalves; E) Packstone de bivalves e ostracodes; F) Grainstone oncolítico; G) Grainstone oolítico; H) Laminita; I) Laminita; J) Laminita com matriz lamosa. Em A, B, C, D e E, imagem microtomográfica e abaixo, as respectivas fotomicrografias com polarizadores paralelos, ressaltando a diferença textural entre as fácies. Em F, G, H e J, imagens de lâminas petrográficas com polarizadores paralelos (poros em azul) e em I, lâmina petrográfica com polarizadores cruzados.

Essa grande variedade de fácies (Figura 5.1.2) é resultante da interação dos eventos tectônicos sindeposicionais com os processos sedimentares que atuaram durante a deposição dos sedimentos, reflexo da diversidade geomorfológica da linha de costa e da energia das ondas e correntes.

O principal processo atuante no transporte e deposição desses sedimentos é a tração gerada por ondas e correntes de tempestade, que carregam os bioclastos da sua posição de vida e os concentram nos altos estruturais, onde permanecem sujeitos ao retrabalhamento pelas ondas de tempo bom (Santos *et al.* 2015). Essa interpretação é corroborada por Antunes (2021) e Antunes *et al.*, (2024) em estudos no campo de Búzios, bem como por diversos autores em depósitos de coquinas da Bacia de Campos (Muniz, 2013; Herlinger *et al.*, 2017; Mizuno, *et al.*, 2018; Roemers-Oliveira *et al.*, 2019; Oliveira *et al.*, 2019; Olivito & Souza, 2019), em afloramentos da Bacia de Sergipe-Alagoas (Teixeira, 2012; Tavares *et al.*, 2015; Figueiredo, 2018, Roemers-Oliveira *et al.*, 2019; Dal' Bó *et al.*, 2020, Favoreto *et al.*, 2021; Guerrero, 2022) e em análogos atuais como em Shark Bay, na Austrália (Jahnert *et al.*, 2012). Ocorrem também fluxos gravitacionais que podem ser associados ao tectonismo sindeposicional e às variações relativas do nível do lago, bem como os refluxos de tempestade, que

formam depósitos nos baixos deposicionais e na frente da plataforma bioclástica prograda (Figura 5.1.3), misturando partículas de diferentes origens e composições.

A partir da observação do empilhamento vertical de fácies geneticamente relacionadas, foram interpretadas sete associações de fácies da Formação Itapema, como pode ser observado na Tabela 5.1.1 e Figuras 5.1.3 e 5.1.4.

No campo de Búzios, é essencial um acurado entendimento do padrão de deposição dos sedimentos e empilhamento estratigráfico, devido às grandes dimensões envolvidas, tanto em área como espessura. Dessa forma, a estratigrafia de alta resolução tem sido considerada como uma ferramenta imprescindível para a modelagem geológica e gerenciamento da jazida ao longo de toda a sua história produtiva.

Segundo Magalhães *et al.* (2020), a 3ª ordem é caracterizada por um ciclo de mudança nas tendências dos padrões de empilhamento das sequências de alta resolução e são limitadas por superfícies estratigráficas compatíveis com a escala sísmica (extensão lateral regional, abaixo da escala de bacia). Nesse sentido, a Formação Itapema (limitada na base pela DPJ e no topo pela DPA) configura uma sequência de 3ª ordem.

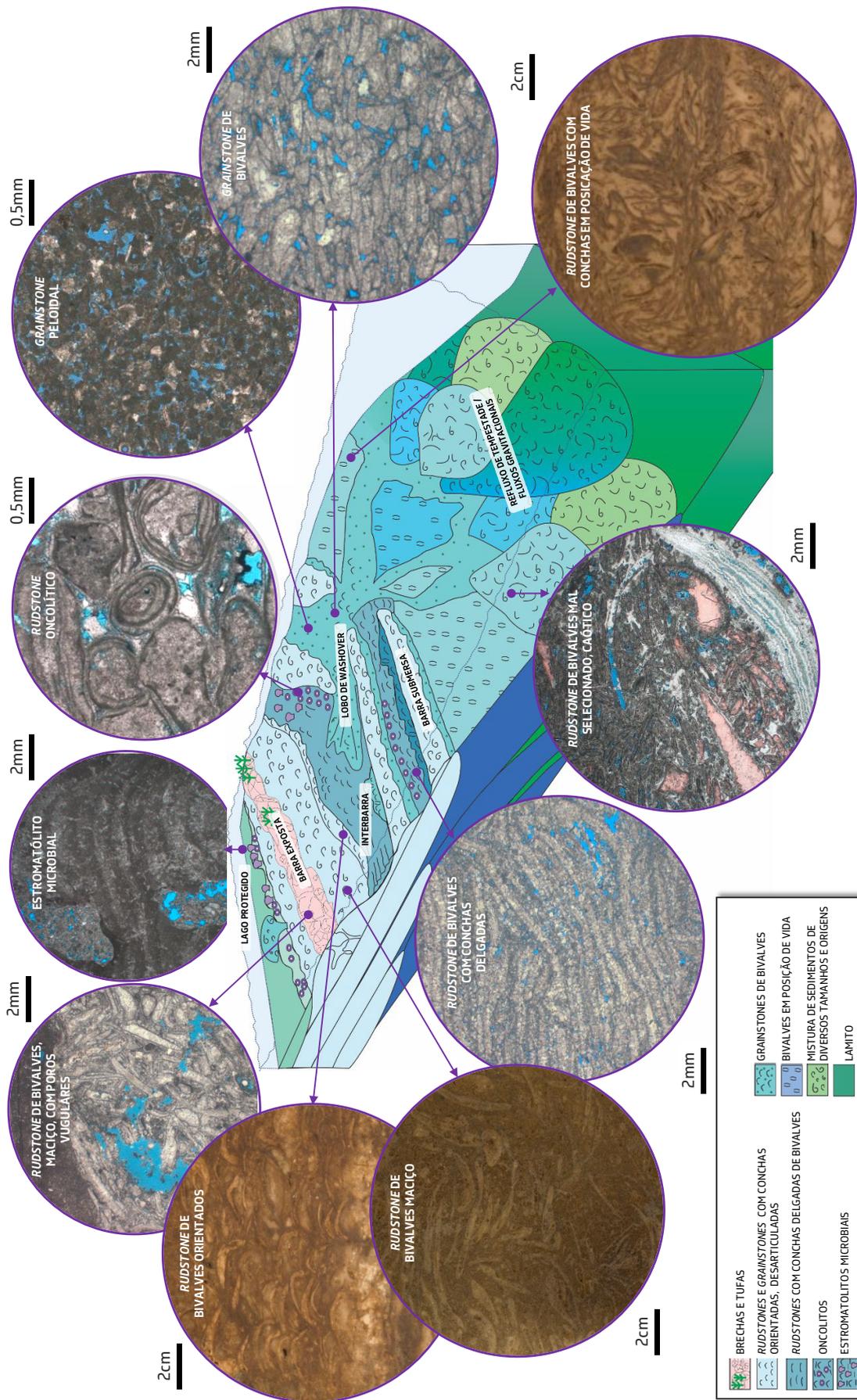
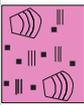
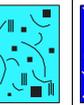
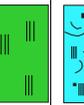
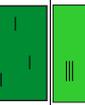


Figura 5.1.3: Bloco-diagrama do modelo deposicional proposto para a Formação Itapema, com suas respectivas imagens macroscópicas e microscópicas (com polarizadores paralelos, poros em azul), ilustrando a ocorrência das principais fácies nas associações de fácies distribuídas ao longo das regiões deposicionais no modelo (modificado de Silva *et al.* - em fase de elaboração).

Tabela 5.1.1: Descrição das associações de fácies observadas para a Formação Itapema no campo de Búzios (modificado de Silva et al. - em fase de elaboração).

SIGLA	ASSOCIAÇÕES DE FÁCIES	FÁCIES	DESCRIÇÃO
LCP	Lacustre Protegido		Intervalos espessos, com fácies rasas de baixa energia, como <i>wackestones</i> , <i>packstones</i> , <i>floatstones</i> , <i>stromatolites</i> , <i>tufas</i> e <i>grainstones/rudstones</i> oncolíticos. Localmente ocorrem intervalos ricos em oóides estevesíticos.
PRA	Praia		Intervalos de <i>grainstones</i> peloidais e de bivalves com fragmentos de tufas e oncóides, estratificações do tipo plano-paralela e cruzada de baixo ângulo, formados devido ação de ondas de tempo bom em praias. Aparecem comumente intercaladas com as associações de fácies de Lacustre Protegido.
LWA	Lobo de Washover		Formados por <i>rudstones</i> e <i>grainstones</i> de bivalves que ocorrem intercalados com a associação de baixa energia Lacustre Protegido.
BAR	Barras e Interbarras		Associação caracterizada por depósitos de alta energia (barras), intercalados, em menor proporção, com fácies de baixa energia (interbarras). As barras são interpretadas como formadas pela acumulação dos bivalves depositados por tempestades, onde predominam bivalves apresentando trama caótica. Também ocorrem <i>rudstones</i> e <i>grainstones</i> de bivalves com conchas organizadas, resultantes do retrabalhamento pelas correntes e ondas de tempo bom. Já nos depósitos de interbarras são depositados <i>rudstones</i> de bivalves com paredes delgadas, <i>stromatolites</i> microbiais, <i>rudstones</i> oncolíticos, <i>packstones</i> de ostracodes e <i>mudstones/wackestones</i> .
FGLR	Fluxos Gravitacionais / Refluxo de tempestade		Associação formada por fluxos gravitacionais ou lobos de refluxo de tempestades em baixos deposicionais. Ocorrem em maior proporção nas zonas basais da Formação Itapema e nos intervalos superiores na frente progradacional da plataforma carbonática bioclástica. Caracterizada por <i>rudstones</i> e <i>floatstones</i> de bivalves macios e mal selecionados, com ou sem matriz de lama carbonática. Também podem ter composição híbrida com mistura de oóides estevesíticos ou fragmentos de rocha vulcânica.
LRP	Lago Relativamente Profundo		É formada principalmente por sedimentos depositados em águas relativamente profundas e de baixa energia onde predominam os processos de decantação. É composta por uma sucessão de laminitos e laminitos sílticos, observados facilmente pelo aumento de valores no perfil de potência dos raios gama espectral. Em menores proporções também ocorrem <i>mudstones</i> e <i>wackestones/packstones</i> . Essa associação é característica do Marco Jiquiã, que ocorre na porção superior da Formação Itapema.
LP	Lago Profundo		É formada principalmente por sedimentos depositados em águas relativamente profundas e de baixa energia onde predominam os processos de decantação. É composta por uma sucessão de laminitos e laminitos sílticos, observados facilmente pelo aumento de valores no perfil de potência dos raios gama espectral. Em menores proporções também ocorrem <i>mudstones</i> e <i>wackestones/packstones</i> . Essa associação é característica do Marco Jiquiã, que ocorre na porção superior da Formação Itapema.

Legenda:  TUFAS/ STROMATOLITOS  CASCALHO CARBONÁTICO  AREIA CARBONÁTICA  LAMA CARBONÁTICA  LAMA SILICILÁSTICA

FORMAÇÃO ITAPEMA - ASSOCIAÇÃO DE FÁCIES

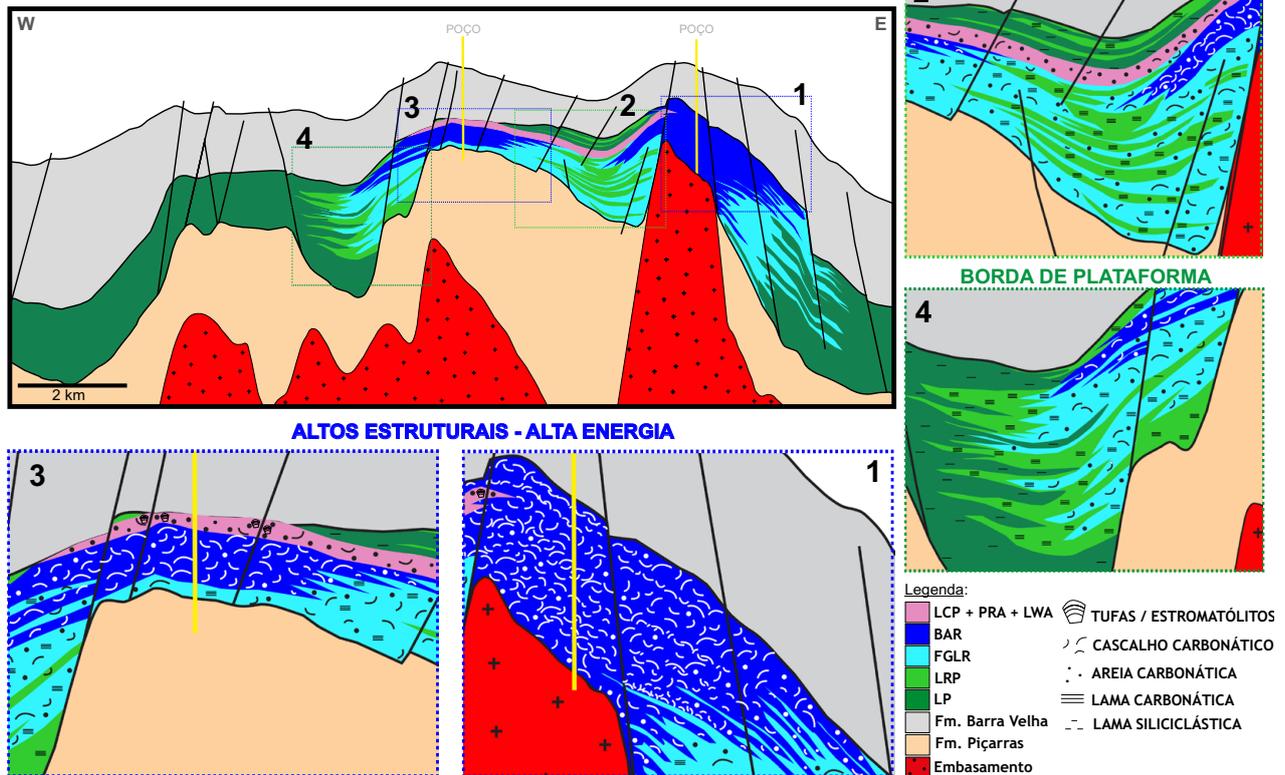


Figura 5.1.4: Seção esquemática de direção Oeste-Leste (W-E) com as associações de fácies da Formação Itapema no campo de Búzios. No detalhe, são representados depósitos bioclásticos de cascalho e areia, bem como lama carbonática e siliciclástica. Legenda: LCP – Lacustre Protegido; PRA – Praia; LWA – Lobo de *Washover*; BAR – Barras e Interbarras; FGLR – Fluxo Gravitacional / Lobos de Refluxo de Tempestade; LRP – Lago relativamente profundo e; LP – Lago Profundo.

Assim, a nomenclatura utilizada neste trabalho como ciclos de “baixa, média e alta frequências” corresponde ao refinamento estratigráfico de alta resolução dada por subdivisões estratigráficas observadas nos tratos de sistemas de 3ª ordem.

É importante ressaltar ainda que a caracterização estratigráfica é resultado de uma

interpretação baseada em um conjunto de dados e que a mesma pode (e deve) ser revista conforme haja aquisição de novos dados, bem como evolução do conhecimento. O capítulo 8 “Estratigrafia e os modelos deposicionais carbonáticos do Aptiano da Bacia de Santos” aborda sobre estratigrafia de diversos campos do Pré-Sal, incluindo Búzios, sob caráter exploratório.

Assim, na base da Formação Itapema (ITP300) predominam intervalos de *floatstones* e *rudstones* de bivalves mal selecionados e maciços, típicos das associações de fluxos gravitacionais. Essas fácies ocorrem intercaladas com fácies de baixa energia, como *rudstones* e *floatstones* com matriz lamosa. As fácies *packstones*, *wackestones* e lamitos são depositadas em contexto de lago relativamente profundo e/ou profundo, principalmente em baixos estruturais.

Em direção ao topo da ITP200, observa-se um aumento na permoporosidade do reservatório devido ao maior volume na deposição de *rudstones* de bivalves sem lama carbonática, interpretado como sendo depositados

principalmente em ambiente raso de barras, bem como pela ocorrência de *grainstones* pelóidais com estruturas trativas nos ambientes de praia. Esses pelóides são formados pela diminuição da produtividade dos bivalves e pela intensa abrasão e fragmentação das conchas remanescentes devido à alta energia das ondas e correntes. Associado a essas fácies, também ocorrem fácies de baixa energia, estromatólitos e tufas com alto grau de dissolução, observadas em testemunhos e nos perfis de imagem dos poços perfurados e interpretada como proveniente de frequentes exposições subaéreas. Dessa forma, admite-se uma retração do lago na baixa frequência em direção ao topo da zona ITP200 (Figuras 5.1.5 e 5.1.6).

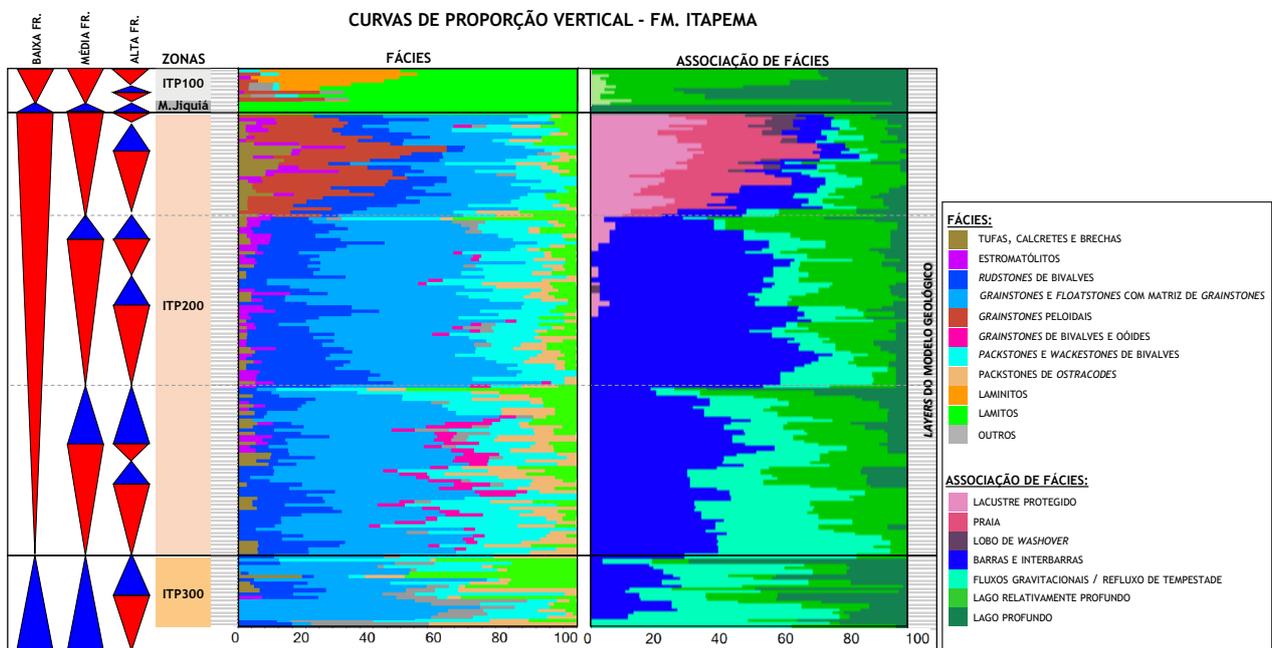


Figura 5.1.5: Curva de proporção vertical das fácies, associação de fácies da Formação Itapema e a ciclicidade observada na baixa, média e alta frequências (FR). A máxima expansão do lago é representada no vértice dos triângulos azuis, enquanto a máxima retração, nas bases dos triângulos vermelhos.

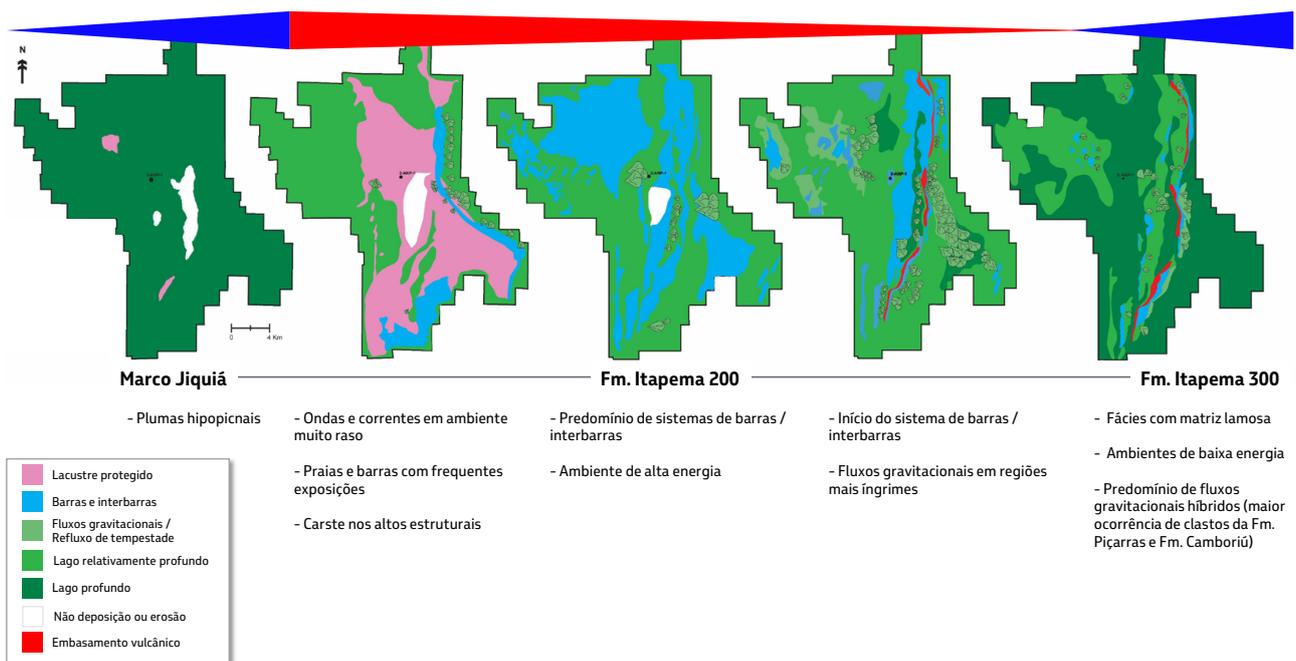


Figura 5.1.6: Diagramas retratando o empilhamento estratigráfico de associação de fácies na Formação Itapema do campo de Búzios e ciclicidade observada na baixa frequência. A máxima expansão do lago é representada no vértice dos triângulos azuis, enquanto a máxima retração, na base do triângulo vermelho.

Acima da ITP200, de forma abrupta, ocorrem lamitos com alto conteúdo de grãos siliciclásticos (como quartzo, feldspatos e mica) com tamanho silte depositados a partir de plumas hipopícnais, indicando que houve entrada de água meteórica no lago com elevação do nível de base (Mulder & Alexander, 2001; Oliveira *et al.*, 2019). Esse intervalo é interpretado como um afogamento regional, que, apesar de constituir uma zona estratigráfica, é denominado por Marco Jiquiá (Santos *et al.*, 2015). Assim, este marco é caracterizado por

um aumento brusco em perfis de raios gama espectral, principalmente o potássio, sendo rastreável na maioria dos poços do campo.

Acima do Marco Jiquiá, em direção ao topo da Formação Itapema (ITP100), há um aumento gradativo no conteúdo de carbonato (e diminuição do conteúdo siliciclástico), caracterizado pela deposição massiva de laminitos, representando um novo período de raseamento, sendo o topo dessa sequência marcado pela Discordância Pré-Alagoas (DPA).

5.2. Caracterização sedimentológica, modelo deposicional e estratigrafia da Formação Barra Velha

A Formação Barra Velha no campo de Búzios é caracterizada por um espesso intervalo de rochas carbonáticas, formadas predominantemente por precipitação química, a partir da supersaturação iônica na água do lago (Silva *et al.*, 2020; Wright & Barnett, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Lima & De Ros, 2019).

Para a classificação dessas rochas foi criada uma nomenclatura específica por Silva *et al.* (2020) (Figura 5.2.1), baseada em diversos trabalhos, como Dunham (1962), Folk (1968), Embry & Klovan (1971), Riding (2000), Riding (2008), Terra *et al.* (2010) e Frantz *et al.* (2014), com introdução de novos termos, como estromatólito singenético, estromatólito híbrido e calcário fascicular diagenético.

Os estromatólitos singenéticos, conforme conceito definido em Chilingar *et al.* (1967), Larsen & Chilingar (1979) e De Ros, (2010), são constituídos por agregados cristalinos de calcita fascicular óptica (Figura 5.2.2A), precipitados preferencialmente na interface sedimento-água. Os estromatólitos híbridos (Figura 5.2.2B) são compostos por lâminas de calcita com extinção fascicular óptica, intercaladas com lâminas de calcita de textura microcristalina. Já os calcários fasciculares diagenéticos apresentam morfologia externa pouco desenvolvida e são compostos por calcita com extinção fascicular óptica e diversas inclusões (comumente de pelóides, resquícios de argilomineral magnesiano, grãos siliciclásticos e por intraclastos indiferenciados - Figura 5.2.3), sendo interpretados como precipitados químicos intra-sedimento. Através de análises combinadas de

Classificação das rochas carbonáticas da Formação Barra Velha

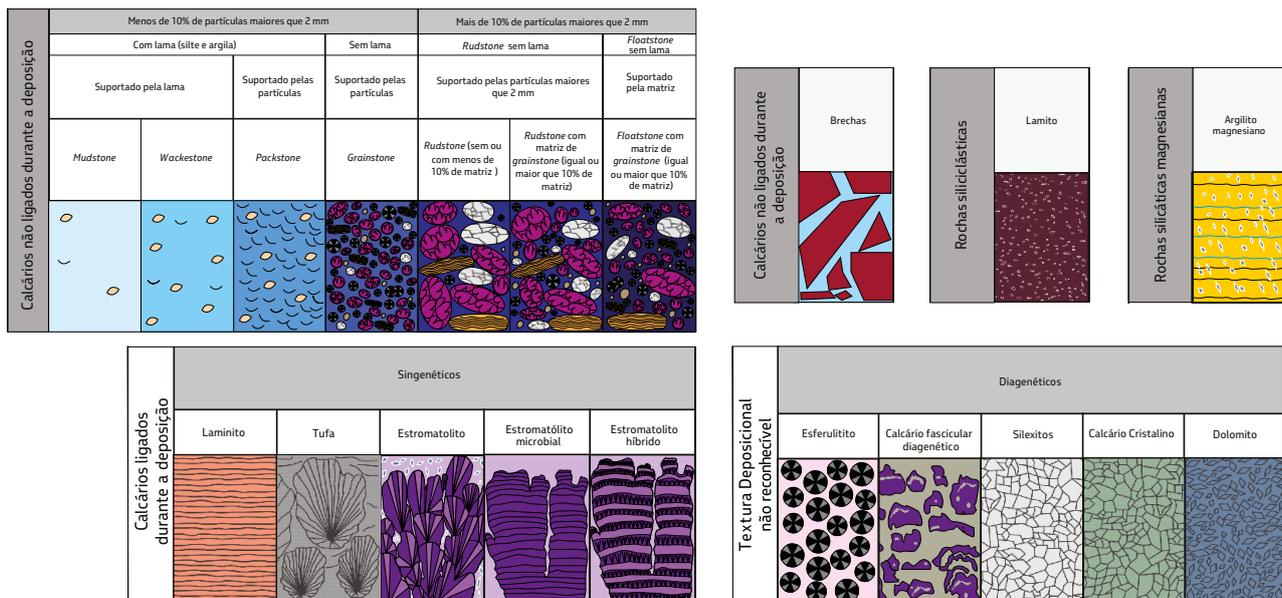


Figura 5.2.1: Classificação de Silva *et al.* (2020) com o resumo dos grupos de rochas observadas na Formação Barra Velha do campo de Búzios, baseada nas classificações de Dunham (1962), Folk (1968), Embry & Klovan (1971), Terra *et al.* (2010), Riding (2000), Riding (2008) e Frantz *et al.* (2014).

petrografia, complementadas pelos dados de QEMSCAN (*Quantitative Evaluation of Minerals by Scanning Electron Microscopy*), é possível obter o mapeamento mineralógico desses depósitos e identificar os resquícios dos diferentes substratos precursores, através das inclusões observadas nas calcitas fasciculares e esferulíticas. Dessa forma, confirma-se a relação de substituição desses substratos pelas calcitas nos calcários

fasciculares diagenéticos e esferulíticos (Figura 5.2.3).

No campo de Búzios foram identificadas 43 fácies sedimentares na Formação Barra Velha (Silva *et al.*, 2020), baseadas em agrupamento de critérios como litologia, conteúdo fóssilífero, estruturas sedimentares, granulometria, seleção, entre outras feições sedimentares (Figura 5.2.2).

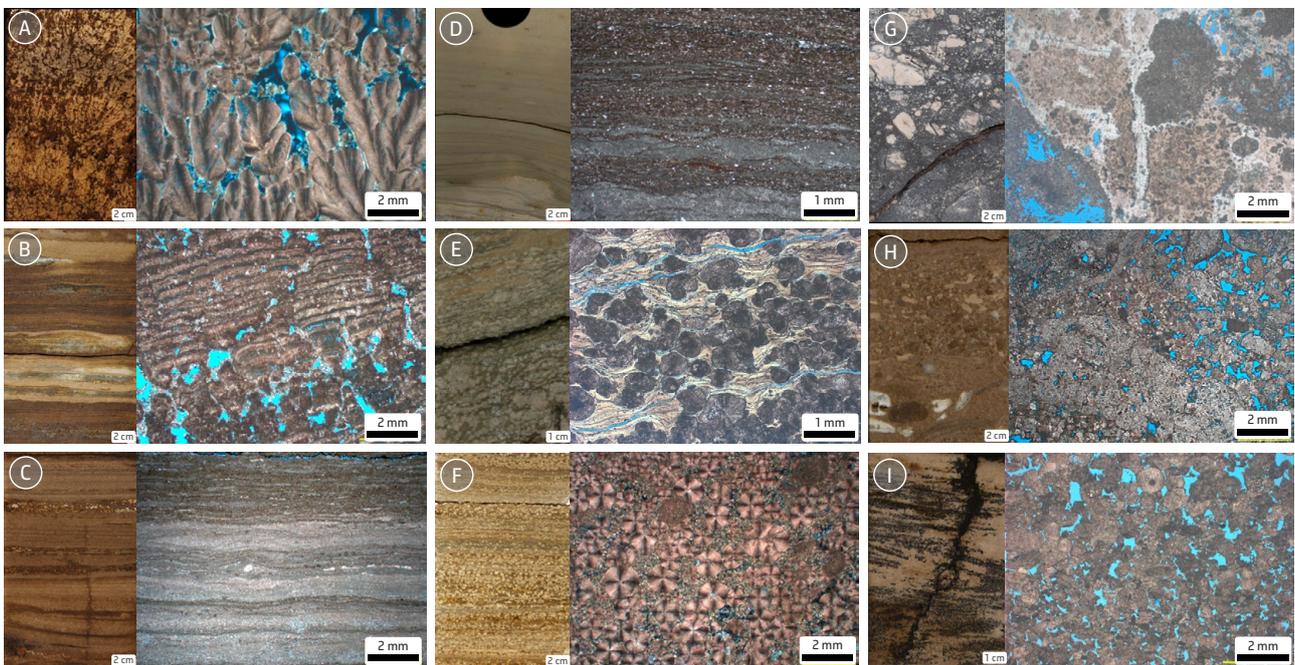


Figura 5.2.2: Aspecto macro e microscópico de algumas das principais fácies da Formação Barra Velha identificadas no campo de Búzios: A) Estromatólito singenético composto por agregados de calcita fascicular óptica, maciço internamente ou com laminações; B) Estromatólito híbrido composto pela alternância de crostas de calcita fascicular óptica e calcita microcristalina; C) Laminito composto pela intercalação de lâminas calcíticas e dolomíticas; D) Lamito composto por mais de 33% de grãos siliciclásticos nas frações silte e argila, sendo o conteúdo carbonático predominantemente diagenético; E) Esferulitito com argila, composto por esferulitos calcíticos e argilominerais magnesianos intersticiais; F) Esferulitito com dolomita composto por esferulitos calcíticos e dolomita intersticial; G) Brecha composta por fragmentos angulosos a sub-angulosos maiores que 2 mm; H) *Rudstone* com matriz de *grainstone* composto predominantemente por intraclastos de estromatólito, esferulitito e silexito, maciço, mal selecionado e; I) *Grainstone* composto por intraclastos de estromatólitos, esferulititos e pelóides, com estratificação cruzada de baixo ângulo ressaltada por cimentação. Em B, C, E, G, H e I, fotografia macroscópica e fotomicrografia com polarizadores paralelos (poros em azul) e em A, D e F, fotografia macroscópica e lâminas petrográficas com polarizadores cruzados.

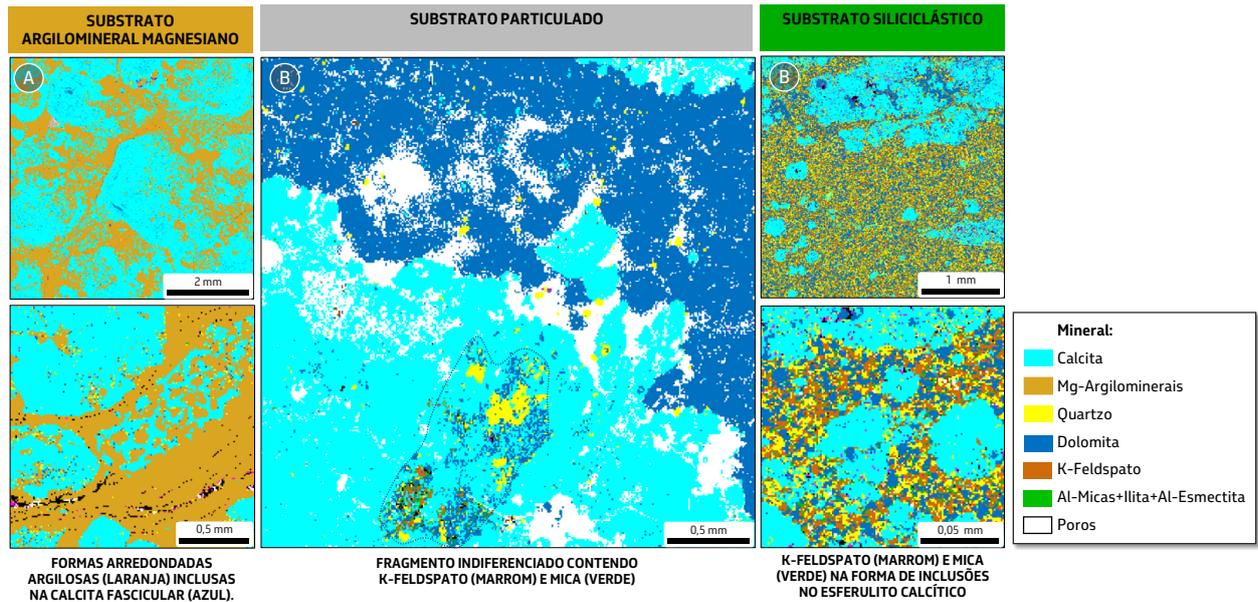


Figura 5.2.3: Imagens de QEMSCAN (*Quantitative Evaluation of Mineral by Scanning Eletron Microscopy*) e mapa mineralógico segundo modelo de Parizek-Silva (2019), onde observa-se calcários diagenéticos engolfando a seguinte variedade de substratos precusores: A) Substrato de arglo mineral magnesiano ocorrendo como inclusões arredondadas na calcita fascicular; B) Intraclasto indiferenciado (contorno pontilhado), contendo resquícios de K-feldspato e micas, inclusos na calcita fascicular; C) Substrato siliciclástico (k-feldspato e micas) na forma de inclusões na calcita esferulítica.

Estima-se que durante a deposição da Formação Barra Velha, o lago possuía elevada alcalinidade (Wright & Barnett, 2015; Polck *et al.*, 2020) e condições ambientais bem mais estressantes do que à época da deposição da Formação Itapema. Essa interpretação é evidenciada pelo predomínio de fácies sedimentares

carbonáticas de origem química e pelo seu menor conteúdo e diversidade de micro e macrofósseis. Ainda assim, dentre os fósseis descritos em laminitos, foram encontrados raros fósseis de peixe bem preservados da espécie *Ellimma longipectoralis* sp. nov. (Figura 5.2.4) descrita por Polck *et al.* (2020).

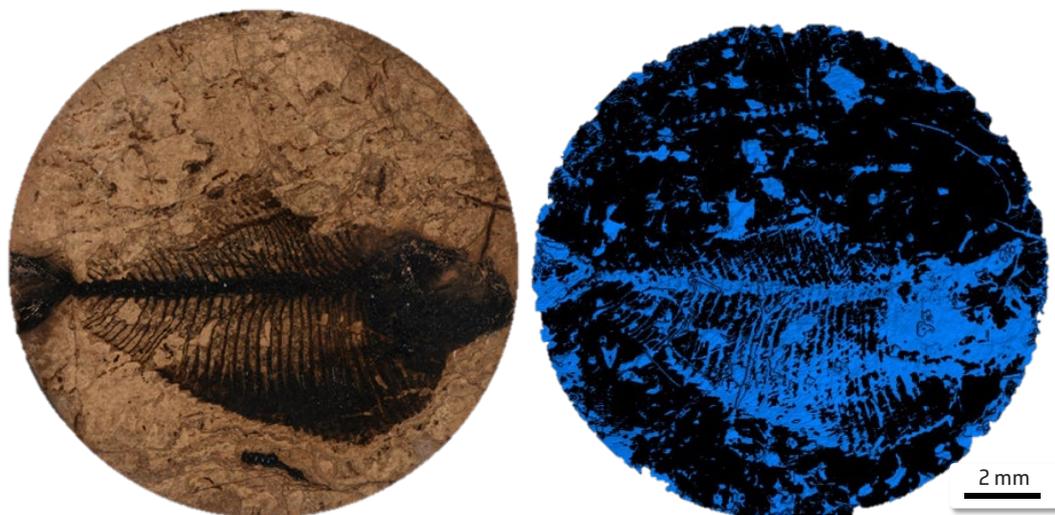


Figura 5.2.4: Fóssil de peixe da espécie *Ellimma longipectoralis* sp. nov. (Polck *et al.*, 2020) encontrado em laminitos testemunhados da Formação Barra Velha no campo de Búzios. Foto do fóssil, à esquerda, e imagem tomográfica, à direita, que evidencia as feições internas do peixe, além de diversos fragmentos fósseis.

Na porção centro-oeste do campo de Búzios, predominam as associações de fácies de litoral, sublitoral e lago profundo (Tabela 2, Figura 5.2.5), conforme Silva *et al.* (2020), depositados em um sistema lacustre de média e baixa energia, onde predominam as associações de fácies de rochas *in situ*. Assim, a zona fótica (região de água rasa próxima a margem do lago) corresponde ao litoral e a zona de transição para a água profunda, ao sublitoral.

Já na borda leste do campo de Búzios, ocorrem as associações de fácies de *shoreface* superior, *shoreface* inferior e *back barrier* (Tabela 2, Figura 5.2.5). Optou-se por empregar a nomenclatura comumente utilizada em lagos siliciclásticos, descrita em Renault

& Gierlowski-Kordesch *in* James & Dalrymple (2010), uma vez que nesse alto estrutural do campo há o predomínio de fácies intraclásticas, que apresentam estruturas sedimentares como estratificação cruzada de baixo ângulo, indicando ambientes com mais alta energia. Esses ambientes encontram-se sob influência da ação das ondas e correntes nas margens do paleolago, além da influência de tectonismo sindeposicional, gerador de altos estruturais relativos, ocasionando fluxos gravitacionais cujos depósitos são observados principalmente na base da seção (Silva *et al.*, 2020). Assim, a seção esquemática da Figura 5.2.5 representa a distribuição das associações de fácies da Formação Barra Velha no campo de Búzios, apresentadas na tabela 5.2.1.

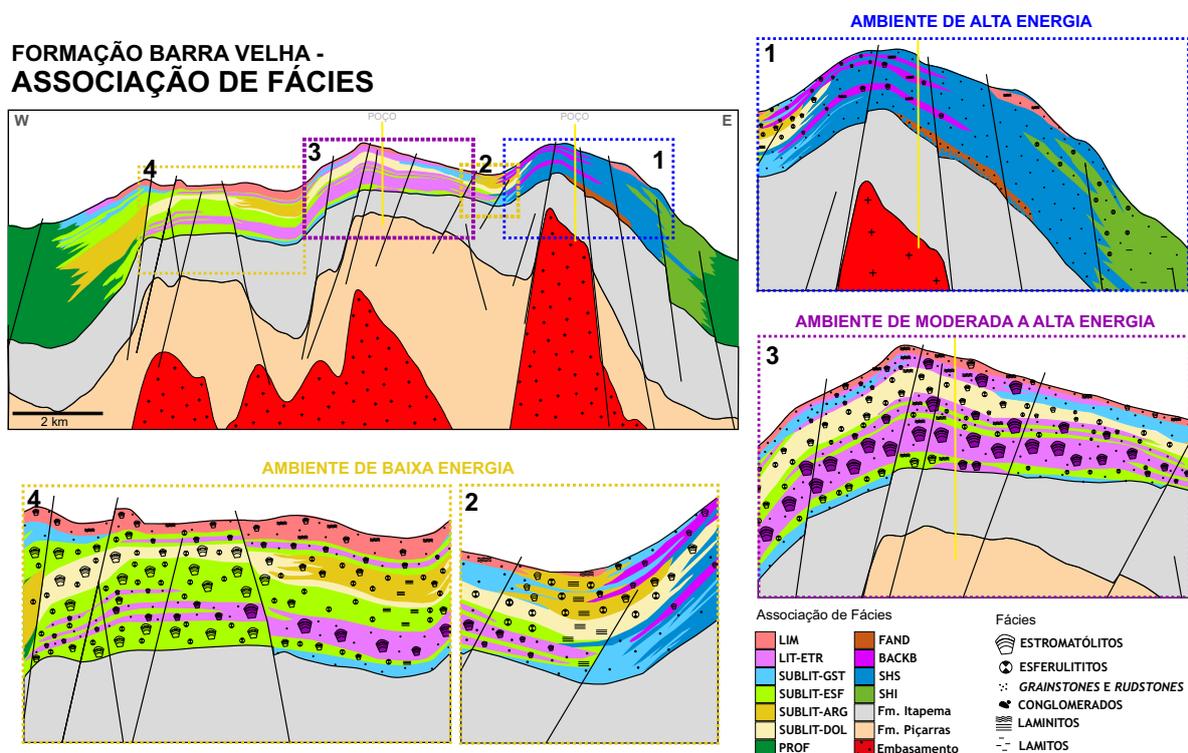
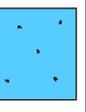
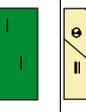
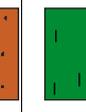
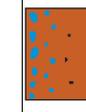
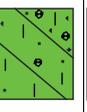


Figura 5.2.5: Seção esquemática de direção Oeste-Leste (W-E) mostrando a distribuição das associações de fácies para a Formação Barra Velha no campo de Búzios. Os quadros numerados detalham a distribuição das principais fácies nas associações de fácies nos ambientes de alta, moderada e baixa energias. Legenda: LIM – Litoral com Influência Microbial; LIT-ETR – Litoral com predominância de estromatólitos; SUBLIT-GST – Sublitoral com predominância de *grainstones* e *rudstones*; SUBLIT-ESF – Sublitoral com predominância de esferulititos; SUBLIT-ARG – Sublitoral Argiloso; SUBLIT-DOL – Sublitoral Dolomitizado; PROF – Lago Profundo; FAND – Fandeltas; BACKB – *Back Barrier*; SHS – *Shoreface Superior*; SHI – *Shoreface Inferior*.

Tabela 5.2.1: Tabela descritiva das associações de fácies observadas para a Formação Barra Velha no campo de Búzios, (modificado de Silva *et al.* - em fase de elaboração).

SIGLA	ASSOCIAÇÕES DE FÁCIES	FÁCIES	DESCRIÇÃO
LIM	Litoral com Influência Microbial		Depositada em ambiente lacustre relativamente raso é caracterizada pela sucessão de estromatólitos híbridos, formados por influência química e microbial, semelhantes ao descrito por Frantz <i>et al.</i> (2014) na Formação Green River, e laminitos microbiais, muitas vezes preenchidos, intercalados com estromatólitos fasciculares e esfervulitos. Esta associação ocorre no topo da Formação Barra Velha e corresponde ao Marco Lula (definido por Souto, 2010).
LIT-ETR	Litoral com predominância de Estromatólitos		Formada em ambiente lacustre raso e de baixa energia, próximo a margem do lago, dentro da zona fótica. Predominam os estromatólitos fasciculares e, em menor proporção, calcários fasciculares diagenéticos, interpretados como precipitados intra-sedimento, esfervulitos e laminitos. Podem ocorrer também pisóides microbiais e tufas (estruturas orgânicas mineralizadas).
SUBLIT-GST	Sublitoral com predominância de Grainstones e Rudstones		Depositada em ambiente lacustre de profundidade intermediária, caracterizado pela ocorrência de pacotes de grainstones intraclasticos formados pelo retrabalhamento das fácies in situ e depositados em porções mais baixas por fluxos gravitacionais.
SUBLIT-ESF	Sublitoral com predominância de Esfervulitos		Formada em ambiente lacustre de baixa energia, na zona de transição entre o litoral e a zona de água profunda. É caracterizada pelo predomínio de laminitos e esfervulitos e, em menor proporção, estromatólitos fasciculares e calcários fasciculares diagenéticos. Localmente, se observa grãos siliciclásticos e pelóides associados a essas fácies. Podem ocorrer intercalações com grainstones, floatstones e rudstones maciços, laminados e com gradação normal, depositados por fluxos gravitacionais.
SUBLIT-ARG	Sublitoral Argiloso		Depositada em ambiente de baixa energia, na zona de transição entre o litoral e a zona de água profunda. Ocorre em áreas protegidas, preferencialmente no baixo relativo entre os altos estruturais do campo. É caracterizada pela ocorrência de argilito composto principalmente por argilominerais magnesianos, substituído e engolfado em diversos graus durante a eodiagenese por esfervulitos, calcários fasciculares diagenéticos e dolomita romboédrica. Ocorre preferencialmente no intervalo estratigráfico definido logo acima da Discordância Intra-Alagoas (DIA).
SUBLIT-DOL	Sublitoral Dolomitizado		Depositada em condições ambientais e estratigráficas semelhantes a associação Sublitoral Argiloso, porém, submetida a processos diagenéticos mais intensos durante a eodiagenese. É caracterizada pelo predomínio de esfervulitos e calcários fasciculares diagenéticos com intensa cimentação e substituição do substrato original argiloso por dolomita. Ocorrem, em menor proporção, laminitos e eventuais estromatólitos formados por agregados de calcita fascicular óptica.
PROF	Lago Profundo		Formada principalmente por sedimentos laminados depositados em águas relativamente profundas e de baixa energia onde predominam os processos de decantação. É composta por laminitos, laminitos e dolomitos ricos em sílice siliciclástico. O sílice é interpretado como decantado a partir de plumas hipocriais, possivelmente trazidas do continente durante os períodos mais úmidos e de maior lâmina d'água ou provenientes da erosão de unidades sedimentares mais antigas nos altos internos. Esta associação é pouco espessa nos poços amostrados, localizada principalmente em altos estruturais. Secundariamente, ocorrem intercalados grainstones e rudstones maciços, depositados por fluxos gravitacionais.
FAND	Fan Deltas		Esta associação é composta por rudstones e floatstones maciços ou com gradação normal, por vezes com base erosiva e estratotrecência ascendente. Estas fácies foram depositadas pela ação de fluxos gravitacionais formados devido à influência climática (momentos de maior umidade) e/ou tectônica sindeposicional.
Exclusivos do Ambiente de Alta Energia			
BACKB	Back Barrier		É formada numa região mais protegida da borda do lago de alta energia, semelhante a uma laguna, acima da zona de praia. Os depósitos desta associação são semelhantes aos da associação de fácies de Litoral onde predominam intercalações de estromatólitos singenéticos com grainstones maciços ou com gradação normal (interpretados como leques de washover possivelmente depositados por ondas de tempestades) e secundariamente por esfervulitos e laminitos.
SHS	Shoreface Superior		É formada na região litorânea da borda do lago de alta energia, entre as zonas de ação de ondas normais e de tempestade (segundo modelo de Plint in James & Dalrymple, 2020). É composta por uma sucessão de camadas tabulares e amalgamadas de grainstones bem selecionados, com estratificação cruzada planar, cruzada de baixo ângulo e marcas onduladas (ripples), comumente intercalados com flat pebbles. Fácies como estromatólitos, esfervulitos e laminitos ocorrem pontualmente intercalados.
SHI	Shoreface Inferior		É formada na região litorânea da borda do lago de alta energia, localizada na zona de ação mais distal das ondas de tempestade (segundo modelo de Plint in James & Dalrymple, 2020). É caracterizada pela intercalação de fácies finas ricas em grãos siliciclásticos, como laminitos e laminitos com fácies clásticas como grainstones e rudstones maciços e laminados depositados possivelmente por fluxos gravitacionais episódicos que atingiram a zona de shoreface inferior, em decorrência de refluxos de tempestades ou da atividade tectônica.

Legenda  ESTROMATÓLITOS  ESFERVULITOS  GRAINSTONES E RUDSTONES  CONGLOMERADOS  LAMINITOS  LAMITOS

A seção basal da Formação Barra Velha, depositada durante o estágio final da sequência rifte, corresponde à zona estratigráfica BVE300. Para os estudos de reservatório com base na análise

do empilhamento de fácies, foram interpretados três ciclos de média frequência que possuem correlação consistente ao longo de toda a estrutura do campo de Búzios (Figura 5.2.6).

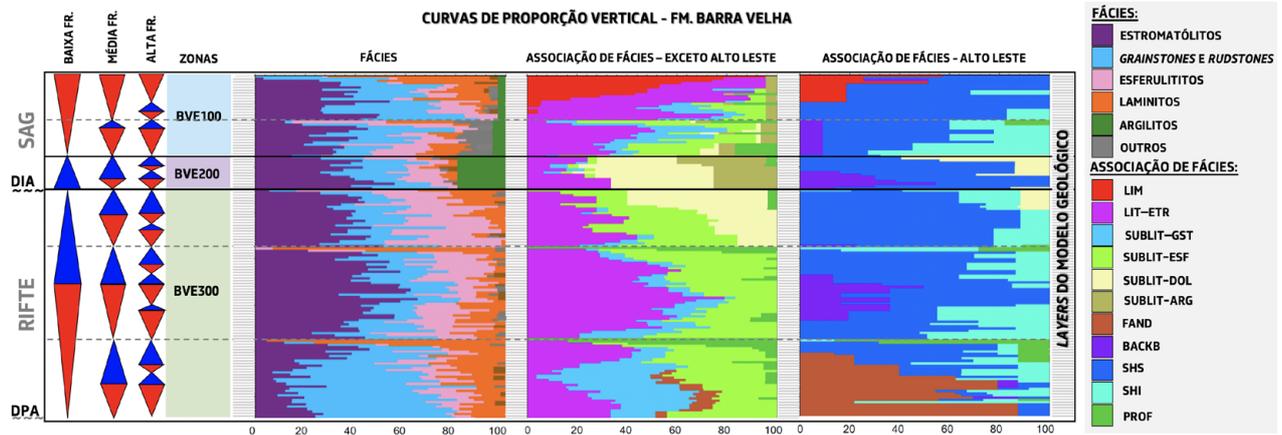


Figura 5.2.6: Curva de proporção vertical das fácies e associação de fácies da Formação Barra Velha e a ciclicidade observada na alta, média e baixa frequências (FR.). A máxima expansão do lago é representada no vértice dos triângulos azuis, enquanto a máxima retração, nas bases dos triângulos vermelhos. Associações de fácies: Legenda: LIM – Litoral com Influência Microbial; LIT-ETR – Litoral com predominância de estromatólitos; SUBLIT-GST – Sublitoral com predominância de *grainstones* e *rudstones*; SUBLIT-ESF – Sublitoral com predominância de esferulititos e estromatólitos diagenéticos; SUBLIT-DOL – Sublitoral Dolomitizado; SUBLIT-ARG – Sublitoral Argiloso; PROF – Lago Profundo; FAND – Fandeltas; BACKB – *Back Barrier*; SHS – *Shoreface Superior*; SHI – *Shoreface Inferior*.

O primeiro ciclo observado na porção basal dessa formação, caracteriza-se, de forma geral, por uma grande proporção de sedimentos particulados de alta energia (*grainstones* e *rudstones*). Essa grande tendência é sucedida por um ciclo de aumento da deposição de fácies estromatolíticas na seção intermediária, que representam o máximo raseamento dessa sequência. Na porção superior, o último ciclo se caracteriza por uma maior deposição de laminitos e esferulititos, indicando uma diminuição de energia (Figura 5.2.6). Na literatura, o topo da zona BVE300 corresponderia à Discordância Intra-Alagoas (DIA), entretanto os dados de poços e perfis indicam uma grande tendência de expansão do lago.

Aproximadamente, nesta mesma posição estratigráfica, Catto *et al.*, 2021, já haviam reconhecido uma superfície de inundação máxima de caráter regional (SIM-46), correlacionável em todos os poços da Bacia de Santos.

A seção superior da Formação Barra Velha, formada pelas zonas estratigráficas BVE100 e BVE-200, foi depositada em um contexto tectônico tipo *Sag* (Figura 5.2.6).

O intervalo inferior dessa seção (BVE200) é coincidente com a máxima expansão do lago no contexto das sequências de baixa frequência, corroborada por análises de organofaciologia realizadas em um poço, juntamente com o

maior conteúdo de carbono orgânico, além do relativamente mais alto teor de potássio identificado no perfil de raios gama espectral, indicando contribuição siliciclástica trazida para

dentro do lago por fluxos hipopícnais. Além disso, nesse intervalo, há a presença notável de argila magnesiânica nos baixos estruturais relativos protegidos (Figuras 5.2.6 e 5.2.7).

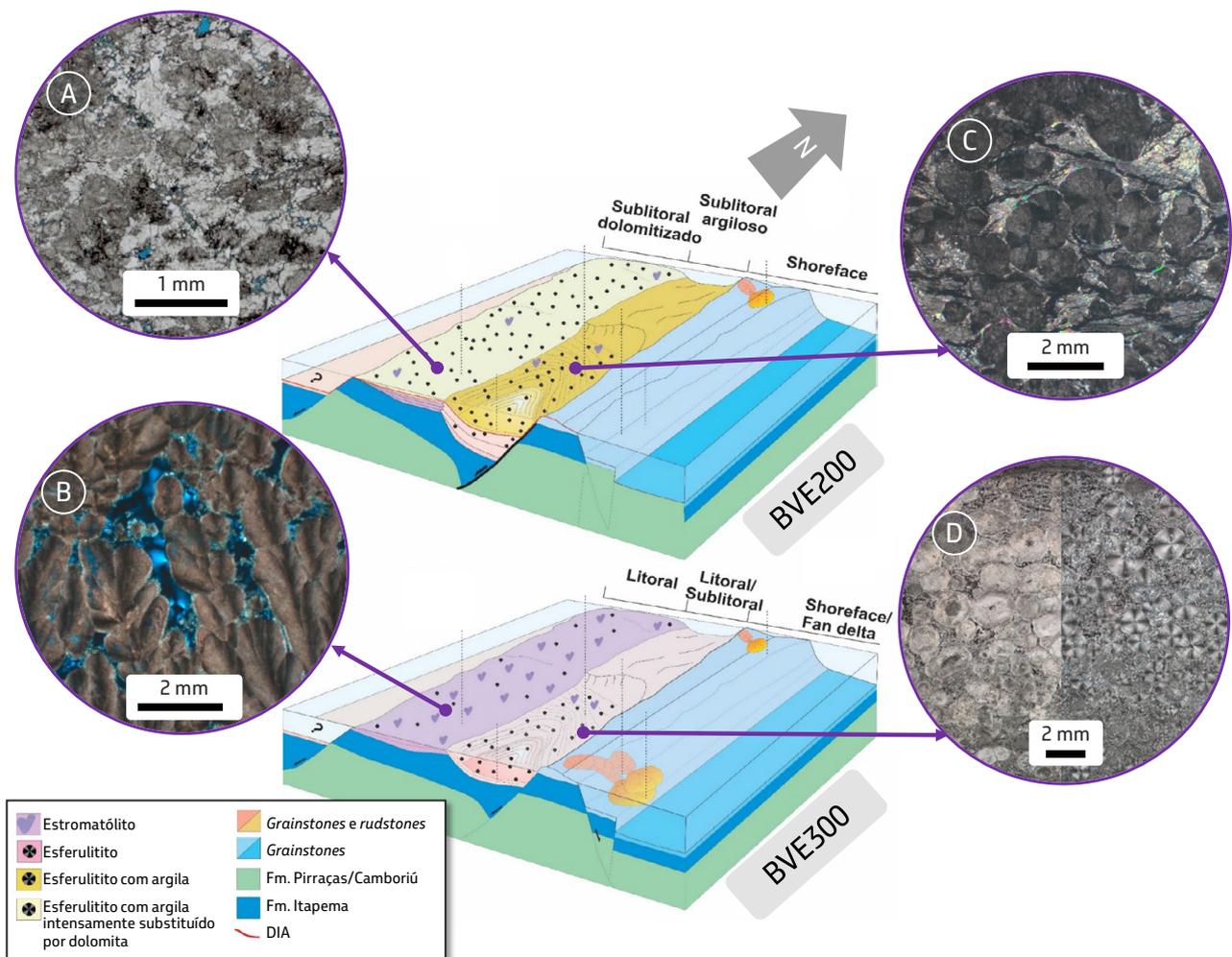


Figura 5.2.7: Blocos-diagramas dos topos das zonas estratigráficas BVE300 e BVE200, com a distribuição das principais fácies na parte central do campo de Búzios. Imagens de lâminas petrográficas: A) Esferulítico com dolomita; B) Estromatólito com extinção fascicular óptica; C) Esferulítico com argila magnesiânica e; D) Esferulítico com dolomita. Legenda: DIA – Discordância Intra-Alagoas. Em A, imagem de lâmina petrográfica com polarizadores paralelos; em B e C, lâminas petrográficas com polarizadores cruzados e em D, fotomicrografia à esquerda com polarizadores paralelos e à direita, cruzados.

Rochas com argila magnesiana foram descritas em diversos campos do Pré-sal, em contextos distintos. Este tema é abordado com maior detalhe no capítulo 9 “Caracterização e contexto deposicional dos argilominerías magnesianas do andar Alagoas da Bacia de Santos”. Entretanto, no campo de Búzios, a presença de carófitas nesses sedimentos indica que foram depositados na zona fótica e não em ambiente lacustre profundo (Silva *et al.*, 2020). Como também não foram encontradas evidências de exposição, estima-se que se formaram em ambiente sublitoral. Além disso, as análises de isótopos estáveis de H e O nos argilominerais magnesianos indicam deposição em ambiente meteórico, descartando a possibilidade de incursões marinhas na fase *Sag*. Por outro lado, a análise geoquímica de elementos terras raras em uma amostra sugere que houve influência de vulcanismo e/ou hidrotermalismo na formação dos argilominerais magnesianos (Silva *et al.*, 2020).

No intervalo correspondente à zona BVE100, é interpretada uma nova retração do lago, caracterizada por aumento da sedimentação de fácies estromatolíticas e, secundariamente, retrabalhadas. No topo da Formação Barra Velha, ocorre a deposição de laminitos crenulados, intercalados com estromatólitos fasciculares, estromatólitos híbridos e esferulíticos, caracterizando o Marco Lula (Souito, 2010). Esses laminitos muitas vezes estão brechados, representando a associação de fácies de litoral com influência microbial em regiões com lâmina d’água rasa, susceptíveis à frequentes exposições.

No campo de Búzios, a seção *Sag* não é muito espessa, sugerindo pouco espaço de acomodação na estrutura local durante a deposição.

5.3. Aspectos diagenéticos e propriedades petrofísicas dos reservatórios

No campo de Búzios, tanto na Formação Itapema quanto na Formação Barra Velha, considera-se que os processos eodiagenéticos foram os mais impactantes na qualidade permoporosa das rochas carbonáticas que constituem os reservatórios.

Esses processos são aqueles atuantes desde a superfície de deposição onde a química da água intersticial é predominantemente controlada pelo ambiente até a profundidade onde não há influência dos agentes superficiais nos sedimentos (Choquette & Pray, 1970). Entretanto, embora as ocorrências sejam mais localizadas, os processos de diagênese tardia também afetam a permoporosidade das rochas de forma significativa.

A distribuição das associações de fácies sedimentares e a atuação da diagênese modificando as características deposicionais são fundamentais para a compreensão e previsão das características permoporosas e suas respectivas respostas em perfis de poços (Brazil, 2015). Assim é possível identificar áreas mais promissoras para a ocorrência de bons reservatórios, bem como evitar outras regiões que podem ter ocorrência de associações de fácies que não constituem reservatórios, ou, ainda, reservatórios que foram cimentados. A Figura 5.3.1 retrata exemplos de impacto de processos diagenéticos nas fácies deposicionais do campo de Búzios.

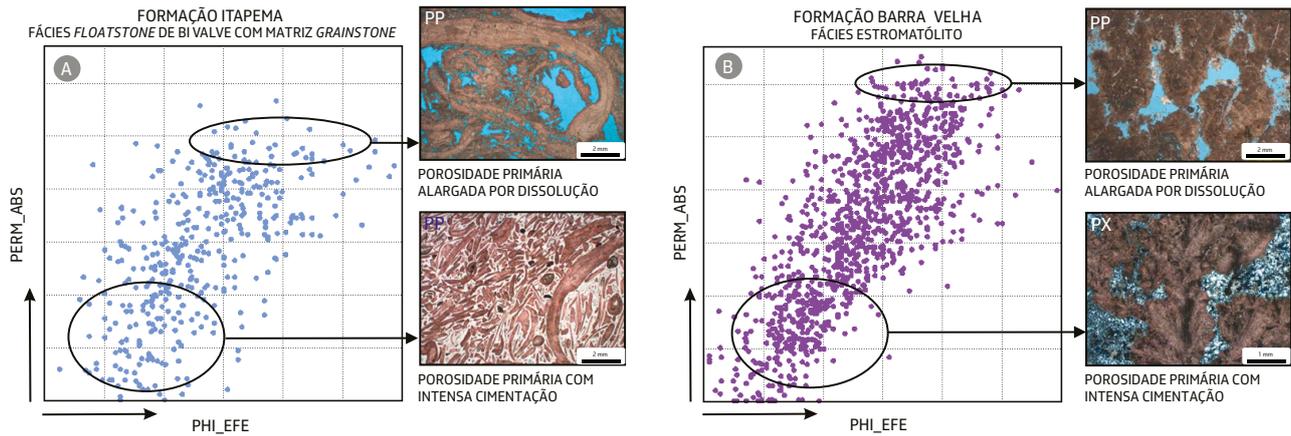


Figura 5.3.1: Exemplos do impacto de processos diagenéticos nas fácies deposicionais do campo de Búzios: A) *Floatstone* de bivalves com matriz de *grainstones* da Formação Itapema; B) Estromatólito da Formação Barra Velha. Os gráficos de porosidade efetiva (PHI_EFE) versus permeabilidade absoluta (PERM_ABS), em logaritmo, refletem o impacto da diagênese, onde a cimentação prejudica e a dissolução melhora a qualidade permoporosa das rochas. Legenda: PP- polarizadores paralelos (poros em azul); PX- polarizadores cruzados.

Os processos diagenéticos mais comuns na Formação Itapema do campo de Búzios estão descritos abaixo e podem ser observados na Figura 5.3.2.

Atualmente, as conchas de bivalves dos depósitos da Formação Itapema são compostas por calcita com baixo teor de magnésio. A recristalização de calcita em mosaico nos bioclastos é bastante comum e portanto, estima-se que originalmente teriam sido constituídas por aragonita ou calcita com alto teor de magnésio, por serem minerais metaestáveis que se recristalizam e dissolvem com mais facilidade. A depender da intensidade da recristalização, os bivalves podem preservar a laminação interna de crescimento (Figura 5.3.2A), que representa a estrutura remanescente da concha.

A micritização também é bastante comum e ocorre principalmente como resultado da ação de microrganismos formando envelopes microcristalinos ao redor dos bioclastos (Figura

5.3.2B). Este processo pode levar à completa alteração dos grãos originais, formando pelóides.

A cimentação (Figura 5.3.2C), principalmente formada por calcita, dolomita e polímeros de sílica na forma de franjas, mosaicos e cristais blocosos isolados, ocorre reduzindo os poros inter e intrapartícula (classificação de tipos de porosidade conforme Choquette & Pray, 1970).

Outro processo diagenético comum é a substituição (Figura 5.3.2F), principalmente dos bioclastos por polímeros de sílica (quartzo macro e microcristalino, além de calcedônia) e dolomita (mosaico médio ou microcristalina). A dolomita também ocorre substituindo matriz microcristalina, associada a *mudstones* e fácies particuladas com lama carbonática. Esses sedimentos ricos em lama carbonática, depositados em ambientes com baixa energia, apresentam os menores valores de permoporosidade da Formação Itapema.

Diagênese fácies bioclásticas

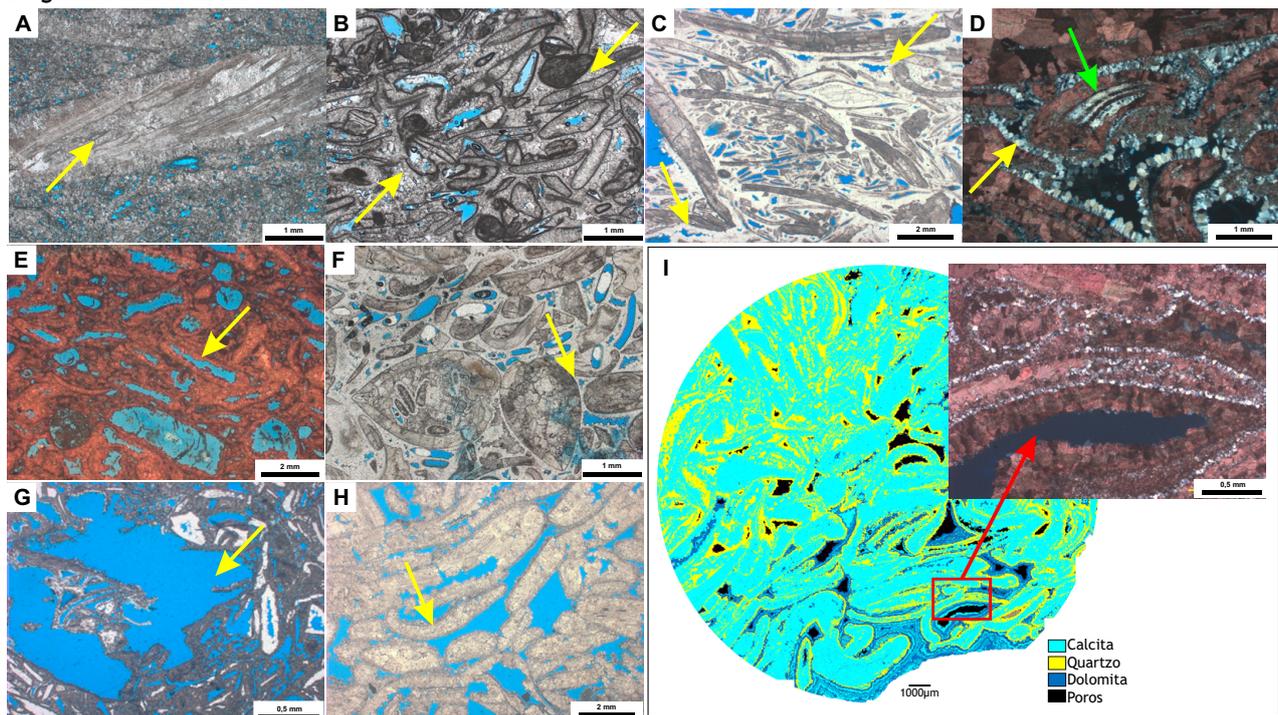


Figura 5.3.2: Produtos e processos diagenéticos que ocorrem nas rochas bioclásticas da Formação Itapema do campo de Búzios. A) Concha de bivalve recrystalizada com linhas de crescimento parcialmente preservadas (seta); B) Partículas com envoltório microcristalino associado à micritização; C) Cimentação interpartícula por quartzo (setas); D) Substituição de concha de bivalve por calcedônia (seta verde) e cimento em franja de quartzo (seta amarela); E) Porosidade móldica. Moldes permanecem preservados pela presença de cimento de calcita com hábito em franja (seta); F) Cimentação por quartzo (seta); G) Porosidade vugular (seta) associada a dissolução de partículas e cimentação de quartzo em poro móldico (seta verde); H) Poros interpartícula preservados por cimentação em franja de calcita (seta); I) Imagem de QEMSCAN (*Quantitative Evaluation of Mineral by Scanning Electron Microscopy*) e mapa mineralógico segundo modelo de Parizek-Silva (2019), ressaltando a composição calcítica dos bioclastos, seguido da cimentação em forma de franja por microquartzo, calcita e dolomita. O detalhe desse processo de cimentação pode ser observado na fotomicrografia em destaque (retângulo vermelho). Em A, B, C, E, F G e H, imagens de lâminas petrográficas com polarizadores paralelos (poros em azul) e em D e I (detalhe), fotomicrografia com polarizadores cruzados.

A dissolução é o processo que mais acarreta melhoria da qualidade permoporosa das rochas bioclásticas, gerando poros móldicos e intrapartícula, poros intracristalinos nos cimentos e poros vugulares (Figura 5.3.2G), não seletivos ao arcabouço ou ao cimento. A porosidade móldica é muito comum nesses tipos de depósitos devido à composição original das conchas (minerais metaestáveis e mais susceptíveis à dissolução), cujos moldes permanecem preservados pela presença de franja eodiagenética ao redor da partícula.

Os intervalos onde ocorrem intensos processos de dissolução (tanto associados a eodiagenese quanto a mesodiagenese) são os relacionados aos *rudstones*, aos *floatstones* com matriz de *grainstone* e aos *grainstones* de bivalves, interpretados como sendo depositados em regiões de barras e interbarras, assim como os *grainstones* peloidais, formados em regiões rasas e protegidas. Essa característica confere a esses depósitos os maiores valores de permoporosidade presentes na Formação Itapema (Figura 5.3.3).

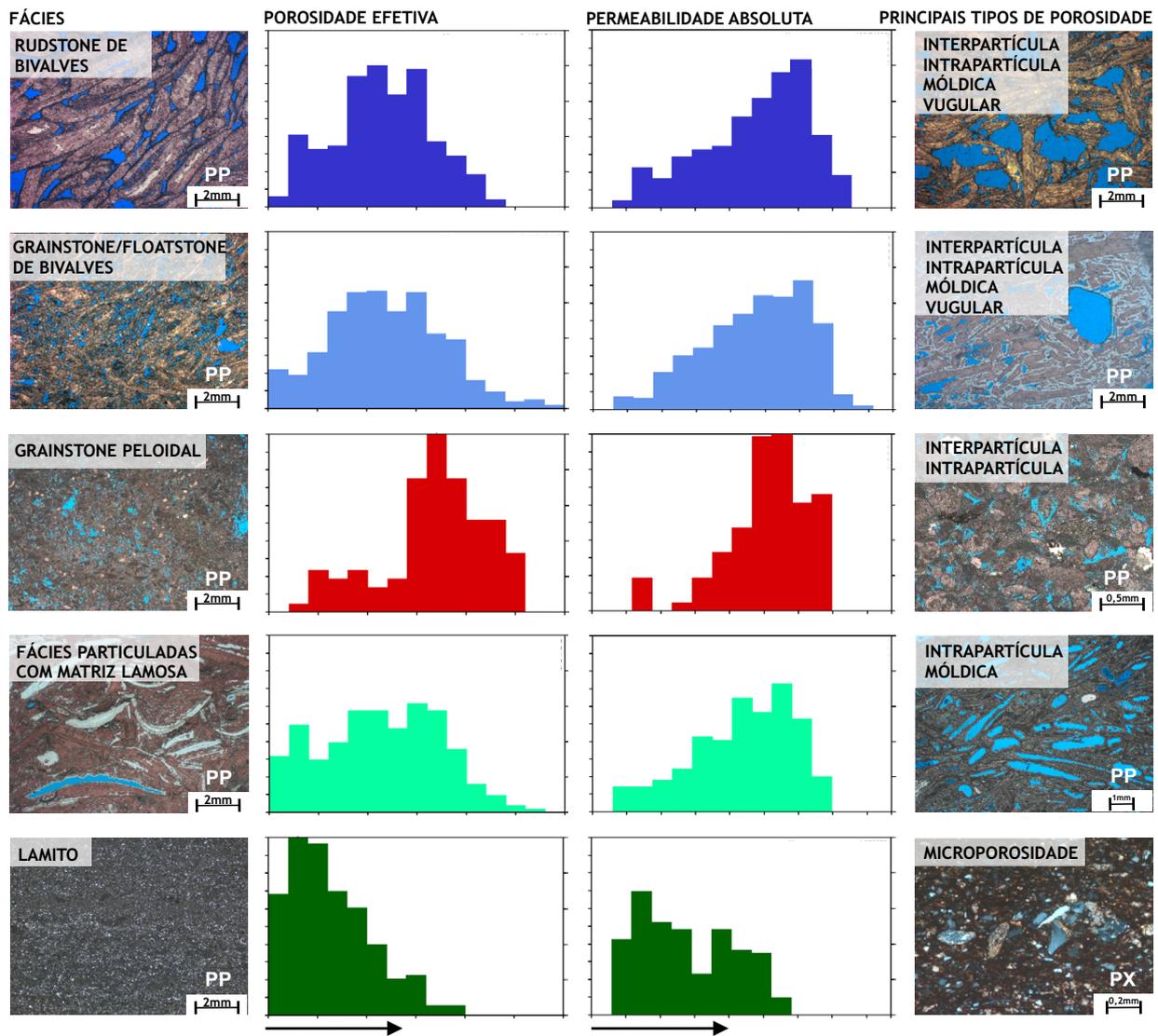


Figura 5.3.3: Histogramas mostram a variação de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta (a partir de análises de petrofísica básica) para as principais fácies da Formação Itapema (imagens à esquerda), em relação aos principais processos diagenéticos observados (imagens à direita), a partir de lâminas petrográficas. Legenda: PP- polarizadores paralelos (poros em azul); PX- polarizadores cruzados. Seta indicando aumento dos valores de porosidade e permeabilidade (logaritmo).

Assim, os tipos predominantes de porosidade nos reservatórios do campo de Búzios têm forte correlação não somente com as fácies deposicionais, mas também com a estratigrafia, associada com ciclos de expansão e retração do lago em alta frequência (Cacela *et al.*, 2020).

Durante os períodos de expansão do lago, é comum a maior ocorrência de fácies com lama carbonática, poros móldicos e intrapartícula

(Figura 5.3.4). Com o início da retração do lago, ocorre predominância de porosidade interpartícula das fácies sem lama carbonática. Nos momentos de retração máxima do lago, há a formação de porosidade vugular (Figura 5.3.4) e o aumento da dissolução devido a processos de exposição e/ou carstificação epigênica, evidenciado pela presença de rochas típicas de ambiente vadoso exposto, como brechas com lama carbonática infiltrada.

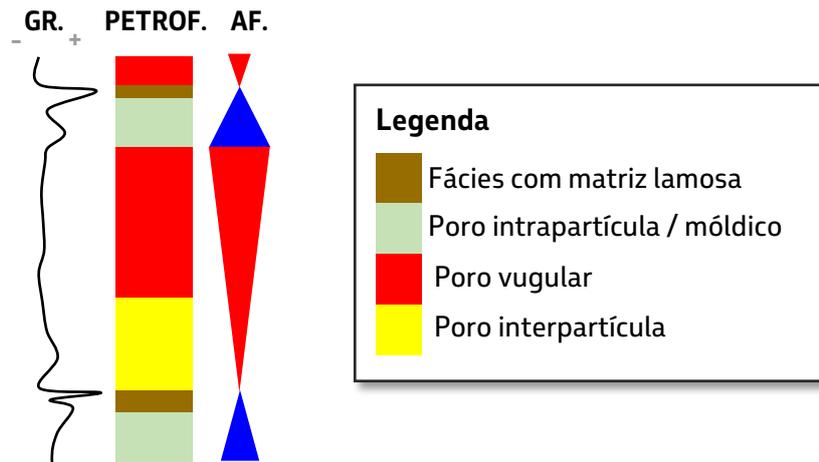


Figura 5.3.4: Desenho esquemático de um ciclo em alta frequência (AF.), com o perfil de raios gama (GR) e os tipos de poros. Notar o padrão nos hemi-ciclos regressivos (triângulos vermelhos), no qual ocorre, na base, predominância de porosidade interpartícula e nos momentos de máxima retração do lago (vértice do triângulo), aumento da dissolução e a formação de porosidade vugular. Já no hemi-ciclo transgressivo (triângulos azuis) ocorre porosidade intrapartícula/móldica e na máxima expansão do lago (vértice do triângulo), predominam fácies cujo poro está preenchido por matriz lamosa.

Na Formação Barra Velha do campo de Búzios, os processos diagenéticos afetaram de forma distinta os três principais grupos de fácies sedimentares: fácies *in situ* (estromatólitos singenéticos), rochas particuladas (*grainstones*, *floatstones* e *rudstones*) e fácies finas (argilitos magnesianos, laminitos e lamitos).

Estromatólitos fasciculares e rochas particuladas são as fácies que apresentam as melhores características permoporosas da Formação Barra Velha (Figuras 5.3.5 e 5.3.6). Nos estromatólitos há o predomínio de porosidade primária vertical, devido ao arranjo dos agregados calcíticos. Por sua vez, nas fácies particuladas predomina a porosidade interpartícula que tem sua manutenção favorecida durante a compactação pela cimentação eodiagenética, principalmente na forma de franjas de calcita/dolomita, além de dolomita blocosa. Os eventos diagenéticos, após a compactação, incluem ainda: (1) dissolução e alargamento da porosidade primária,

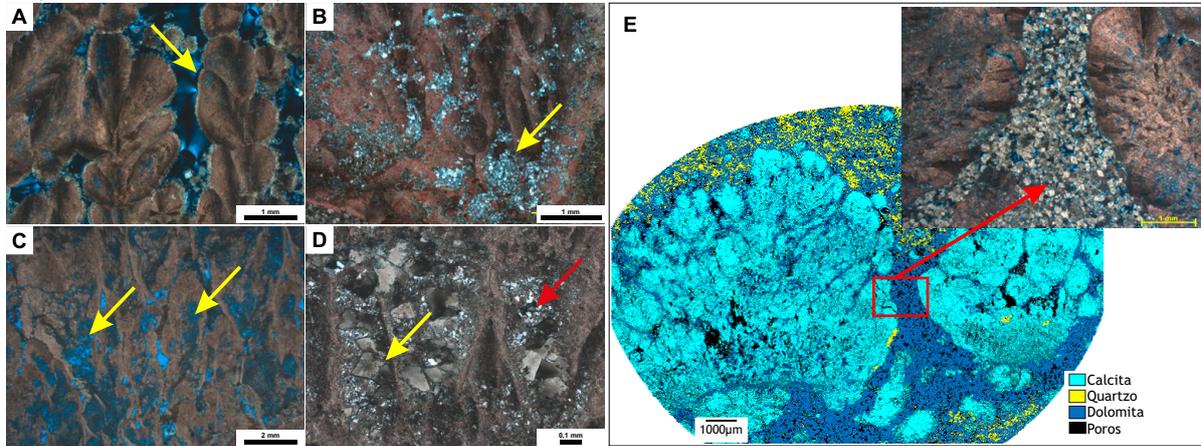
formando porosidades do tipo vugular e intra-agregado (nos estromatólitos) (Figura 5.3.5) ou interpartícula alargada (nas fácies particuladas); (2) cimentação e substituição por dolomita em sela e por sílica (quartzo microcristalino, macrocristalino ou drusiforme e calcedônia); (3) cimentação por calcita e por barita na forma de cristais prismáticos; e (4) preenchimento dos poros por betume sólido.

A evolução diagenética nas fácies finas (Figura 5.3.5) é caracterizada tanto pela progressiva substituição eodiagenética do conteúdo original por dolomita, calcita esferulítica ou fascicular, como também pela contração dos argilominerais e dissolução com intensidade variada. A substituição é evidenciada pela presença de inclusões do substrato original nas calcitas fasciculares e esferulíticas, assim como pela deformação das laminações devido ao crescimento dos nódulos calcíticos. Uma hipótese para a formação dos esferulitos e dos agregados cristalinos substitutivos é que

essa ocorreu pouco após a deposição do sedimento, sob baixo soterramento, e ainda sob influência direta das condições do ambiente

deposicional e/ou da circulação de água vinda da superfície, em condições de baixa pressão e temperatura (De Ros, 2010).

Diagênese fácies *in situ* singenéticas



Diagênese fácies particuladas

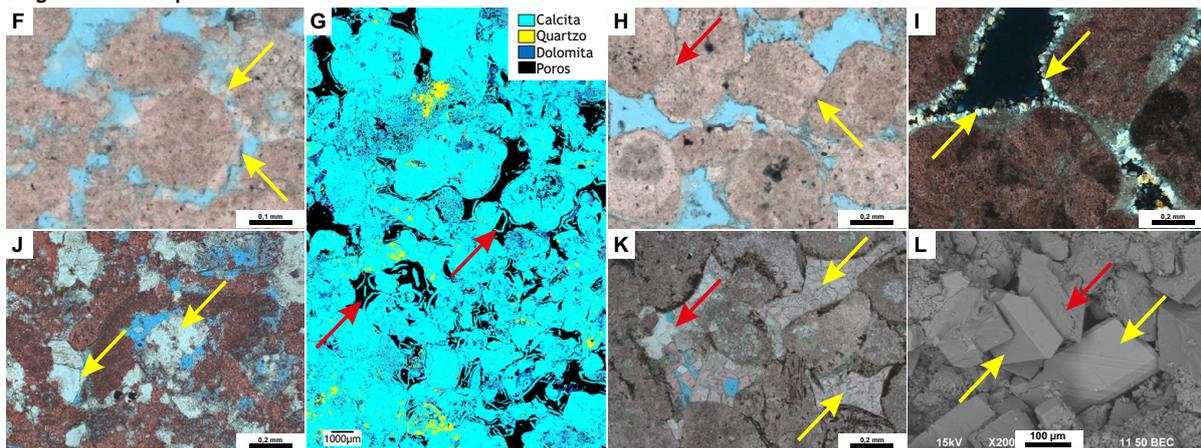


Figura 5.3.5: Principais processos diagenéticos que ocorrem nas fácies *in situ* e particuladas na Formação Barra Velha do campo de Búzios. Fácies *in situ* singenéticas: A) Estromatólito com porosidade interagregados cristalinos, predominantemente vertical, preservada. Notar cimentação por franja de calcita (seta); B) Substituição dos agregados cristalinos por quartzo microcristalino (seta); C) Porosidade intra-agregado produzida pela dissolução dos agregados cristalinos calcíticos (setas); D) Dissolução intra-agregados cristalinos com poros preenchidos por dolomita em sela (seta amarela) e quartzo (seta vermelha); E) Imagem de QEMSCAN (*Quantitative Evaluation of Mineral by Scanning Electron Microscopy*) com mapa mineralógico segundo modelo de Parizek-Silva (2019), mostrando a distribuição da mineralogia presente no estromatólito fascicular. Notar a composição calcítica dos agregados, seguida pela cimentação por dolomita romboédrica e quartzo. Fotomicrografia indicando hábito do cimento de dolomita romboédrica. Fácies particuladas: F) Franja de calcita, pré-compactação contornando as partículas (seta); G) Imagem de QemScan com mapa mineralógico, segundo modelo de Parizek-Silva (2019), mostrando a distribuição da mineralogia presente no *rudstone* intraclástico. Notar franja de calcita, pré-compactação, descoladas e fragmentadas (setas); H) Contato reto (seta amarela) e côncavo (seta vermelha) entre as partículas evidenciando a compactação (seta); I) Franja de quartzo microcristalino pós-compactação (setas); J) Cimento de dolomita mosaico grosso preenchendo poro de dissolução pós-compactação; K) Cimento de dolomita blocosa anterior à calcita em mosaico grosso posterior à compactação, obliterando porosidade interpartícula (seta); L) Imagem ao Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV) mostrando a dolomita romboédrica preenchendo poro interpartícula (setas amarelas), com evidência de dissolução (seta vermelha). Em A, B, C, D, E (detalhe) e I, fotomicrografia com polarizadores cruzados e em F, H, J e K, fotomicrografia com polarizadores paralelos (poros em azul).

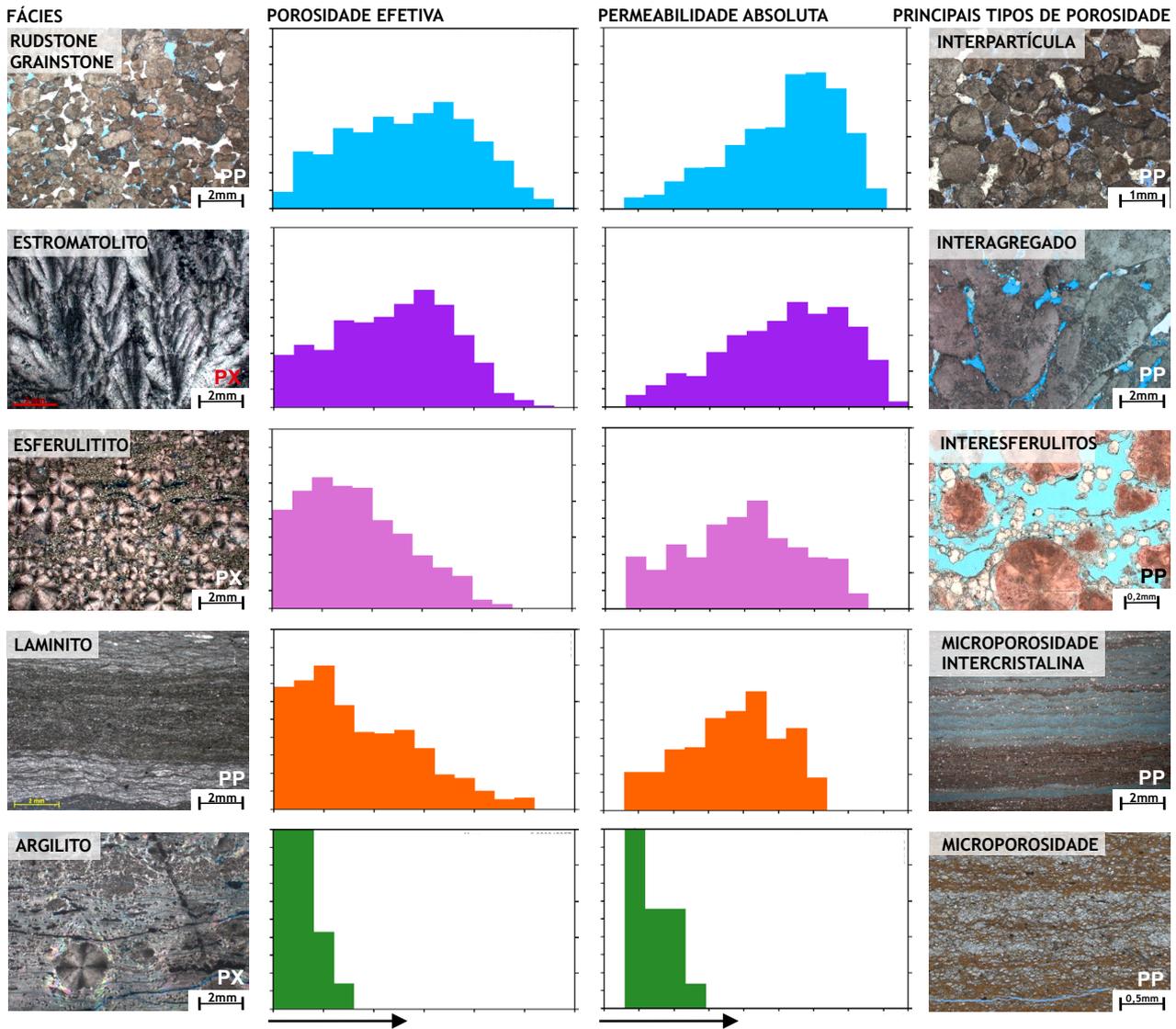


Figura 5.3.6: Histogramas mostram as variações de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta para as principais fácies da Formação Barra Velha (imagens à esquerda). Notar a diferença entre distribuição dos valores de permoporosidade entre as fácies reservatório (e.g. *rudstones*, *grainstones* e estromatólitos), as não-reservatório (e.g. argilito) e os principais tipos de porosidade associado às fácies (imagens à direita). Legenda: PP- polarizadores paralelos (poros em azul); PX- polarizadores cruzados. Seta indicando aumento dos valores de porosidade e permeabilidade (logaritmo).

Assim, independente da sua gênese, há um consenso de que as fácies finas se formaram em águas mais profundas em relação aos estromatólitos (Liechoscki de Paula Faria *et al.*, 2017; Arienti *et al.*, 2018; Artagão, 2018; Sartorato, 2018; Tanaka *et al.*, 2018; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020) e, portanto, possuem originalmente valores mais baixos de porosidade. Contudo, localmente, a substituição pode ocorrer acompanhada por

substituição e dissolução, melhorando as características de reservatório (Figuras 5.3.6 e 5.3.7). Os laminitos comumente encontram-se substituídos em variados graus por dolomita, esferulitos calcínicos e sílica. As porosidades são dos tipos intercrystalina, em fraturas e, em menor proporção, vugular. Podem ainda ocorrer filmes de dissolução e estilólitos evidenciando a compactação química durante o soterramento.

Diagenese fácies finas

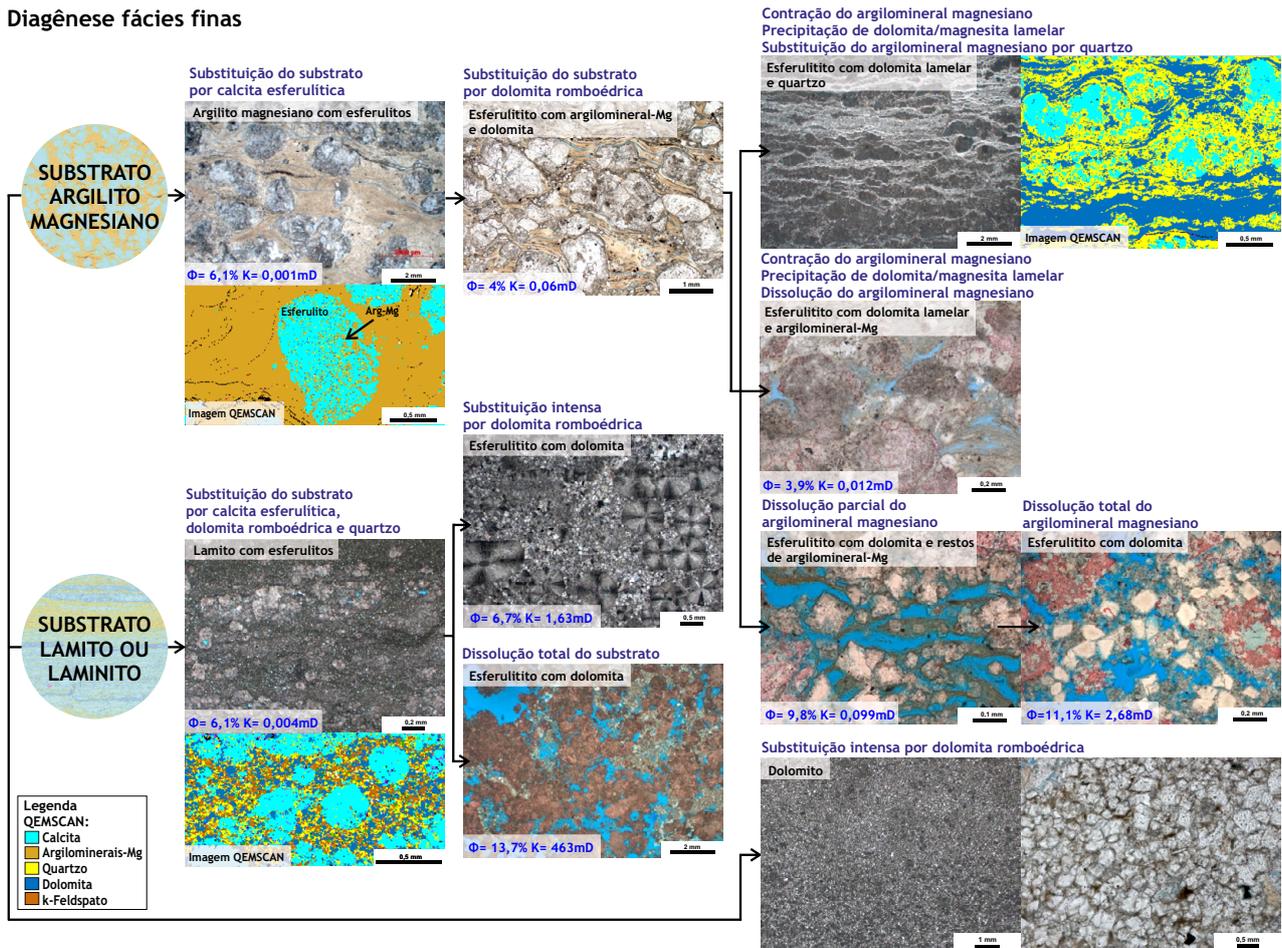


Figura 5.3.7: Evolução proposta dos processos diagenéticos atuantes nas fácies finas da Formação Barra Velha do campo de Búzios. Lâminas petrográficas e Imagens de QEMSCAN (*Quantitative Evaluation of Mineral by Scanning Electron Microscopy*) com mapa mineralógico segundo modelo de Parizek-Silva (2019). Legenda: PP- polarizadores paralelos (poros em azul); PX- polarizadores cruzados.

Além das considerações já feitas sobre a relação entre a diagênese e as propriedades petrofísicas dos reservatórios, é relevante pontuar dois processos adicionalmente muito importantes na distribuição de permoporosidade e escoamento de fluidos da jazida de Búzios, que afetam tanto a Formação Itapema como a Formação Barra Velha: o fraturamento e a carstificação.

Durante a perfuração dos poços, é possível distinguir zonas carstificadas e/ou fraturadas através de parâmetros de perfuração, tais como mudanças abruptas na taxa de perfuração e quedas de coluna, ocorrência de perdas de circulação de fluido para a formação e a baixa recuperação de amostras laterais e de testemunhos. Após o término da perfuração, essas regiões também são identificadas de diversas

formas, como através do arrombamento do calibre do poço, observado por meio do perfil de câliper, gerando anomalias na leitura de outros perfis, e pela presença de mega poros (Choquete & Pray, 1970; Menezes de Jesus *et al.*, 2016), giga poros (Menezes de Jesus *et al.*, 2016) e cavidades nos perfis de imagem. Os valores de permeabilidades em teste de formação muito maiores do que as medidas em amostras ou perfis e a produção concentrada em intervalos específicos no perfil de produtividade de medição de vazão (*production logging tool* - PLT) também sugerem a presença de zonas carstificadas e/ ou fraturadas.

A carstificação altera o sistema poroso original das rochas, tanto por geração e/ou alargamento dos poros quanto pela obliteração da porosidade por cimentação. O carste é classificado em dois tipos: carste epigênico, resultado da dissolução das rochas pela percolação descendente de águas meteóricas; e carste hipogênico, gerado por fluxo ascendente de fluidos subsuperficiais através de falhas e fraturas. Ambos foram identificados no campo de Búzios. Com relação ao estilo (padrão) de carstificação, pode-se classificar o carste como: conduto, quando este ocorre

concentrado e confinado, formando condutos verticais ou horizontais; ou difuso, quando a dissolução apresenta um padrão disperso, gerando apenas o alargamento dos poros preexistentes nas rochas formando vugues, como, por exemplo, em *grainstones* e *stromatólitos* com porosidade alargada por dissolução (Meyers, 1988; Quadros, 2018).

A identificação de áreas carstificadas é extremamente importante na locação dos poços do plano de drenagem dos módulos de produção, assim como na correta estimativa de produtividade e injetividades dos mesmos. Um poço injetor perfurado nestas regiões poderá canalizar de forma mais rápida a água ou o gás, fazendo com que haja diminuição da produção de petróleo, nos poços produtores, e redução da eficiência de injeção para empurrar/deslocar o hidrocarboneto em direção aos poços produtores (eficiência de varrido), nos poços injetores. No Campo de Búzios, as estruturas de mounds carbonáticos apresentam maior ocorrência de feições de dissolução sugestivas de carstificação (com valores anômalos de permeabilidade – Figura 5.3.8) em relação aos carbonatos presentes nos altos herdados do embasamento.

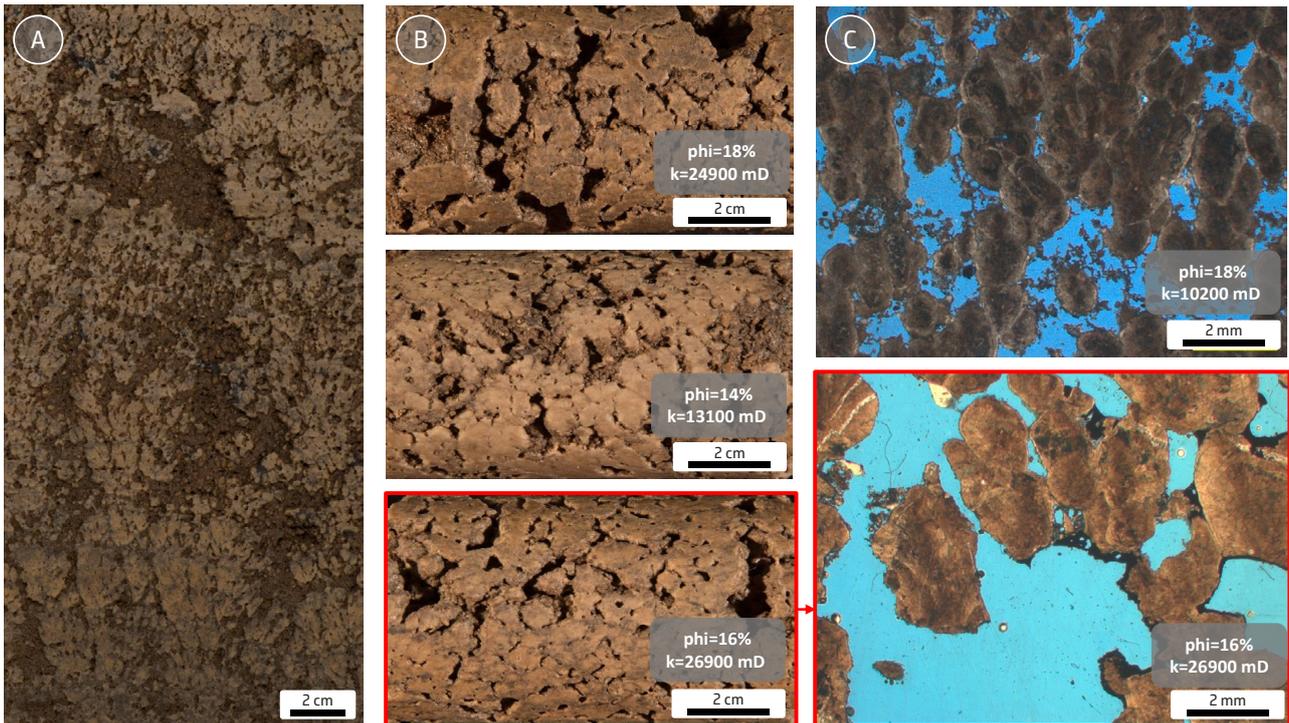


Figura 5.3.8: Exemplos de fotografias de rochas amostradas em *mound* do campo de Búzios, sendo A) imagem de detalhe em testemunho; B) imagem de *plugs* do mesmo testemunho (poros em preto); C) lâminas petrográficas do mesmo intervalo dos *plugs* (polarizadores paralelos, porosidade em azul). Notar valores altos de porosidade (ϕ) e muito elevados de permeabilidade (k), devido à forte dissolução.

Na sísmica é possível observar (Figura 5.3.9) feições circulares e formas de colapso que são interpretadas como dissoluções cársticas em sistemas de falha e fraturas. É importante ressaltar que o dado sísmico é capaz de identificar a macrogeometria do carste e sua distribuição espacial no reservatório. No entanto, ele não é capaz de prever se esta se trata de uma região com porosidade/cavidades vazias preservadas ou se foi obliterada por cimento ou preenchimento de sedimentos.

Nos poços do campo de Búzios ocorrem zonas estratigráficas com alta dissolução, interpretadas como oriundas de processos de formação de carste epigênico. Nessas regiões, é comum a identificação de feições geopetais, assim como a ocorrência de tufas e brechas de exposição com infiltração de matriz (Figura 5.3.10).

No campo de Búzios, são observados intervalos com intensa dissolução, dados pela formação de vugues, intercalados com níveis de

alta cimentação e intensa silicificação (Figura 5.3.11), que obliteram em grande parte a textura original das rochas e são interpretados como resultantes de processos hidrotermais. Essa mesma silicificação apresenta paragênese mineral típica de ambientes hidrotermais descrita por outros autores em afloramentos

(Souza *et al.*, 2021; Menezes *et al.*, 2019; Cazarin *et al.*, 2019) e na Bacia de Campos (Lima *et al.*, 2020). Tal paragênese, também encontrada no campo de Búzios, inclui sílica associada a barita, dolomita em sela, betume sólido, fluorita, dawsonita, entre outros minerais típicos desse processo.

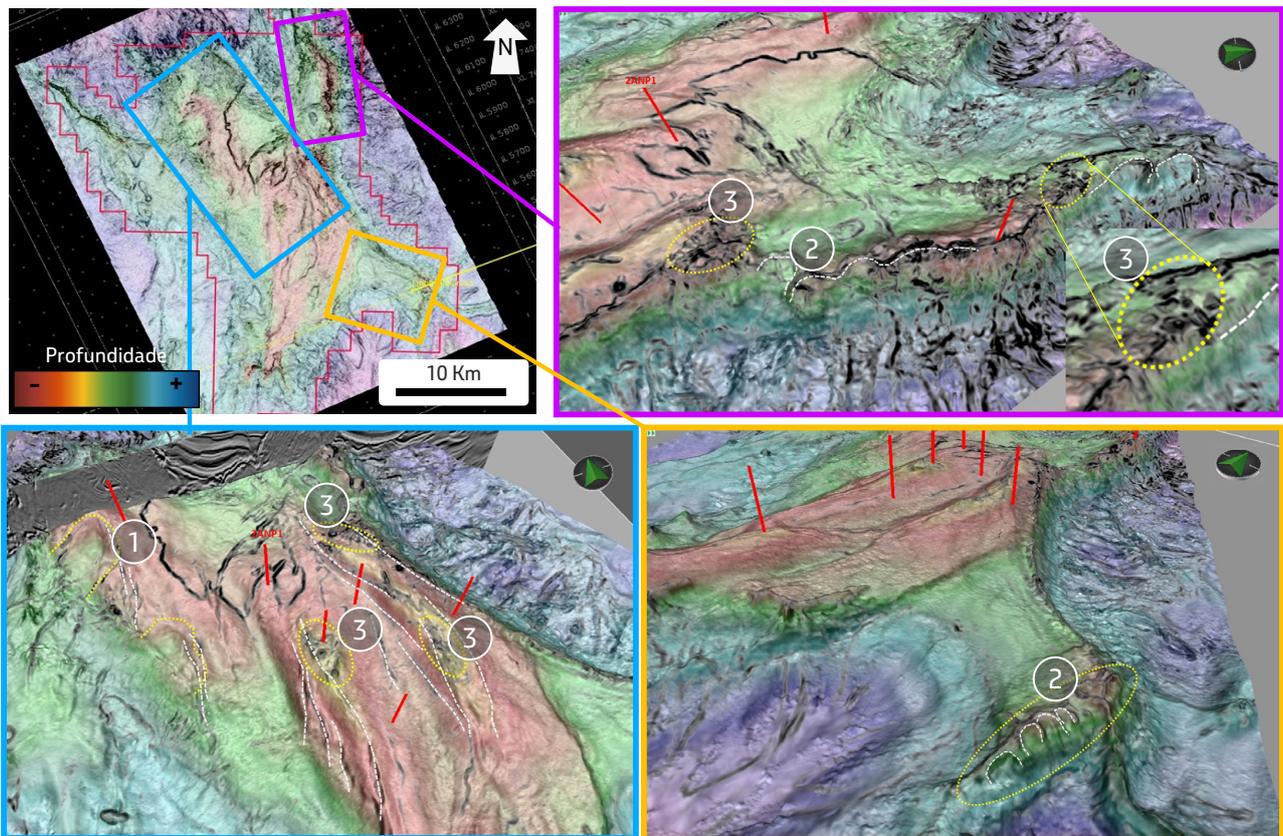


Figura 5.3.9: Evidências em escala sísmica de regiões carstificadas do campo de Búzios: 1) Grande feição de colapso ("anfiteatro"); 2) Feições de colapso menores com aspecto entrecortado; 3) Dissoluções com formas circulares. A imagem é uma composição dos atributos sísmicos tensor e *dip* (ambos em escala de cinza), sobrepostos pelo mapa estrutural sísmico da Base do Sal (colorido, transparente).

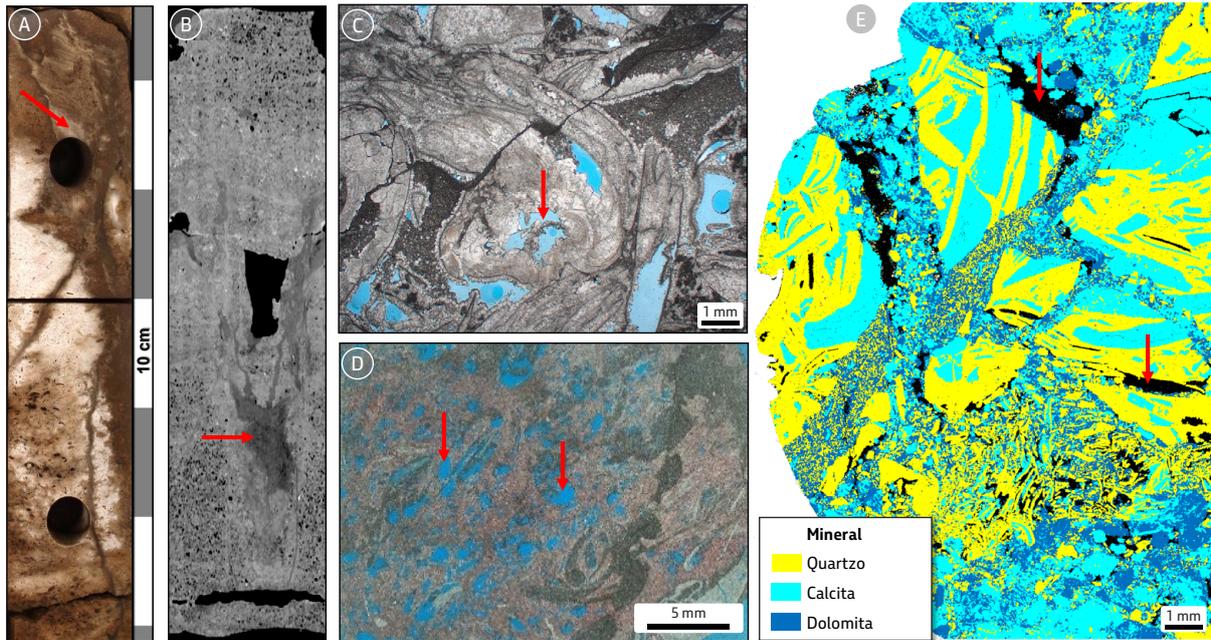


Figura 5.3.10: Produtos e processos diagenéticos relacionados a carstificação epigênica na Formação Itapema do campo de Búzios. A) Foto macroscópica de testemunho; B) Perfil tomográfico de testemunho com feições geradas por carstificação epigenética (seta), com infiltração de sedimento (seta); C) Fotomicrografia com polarizadores paralelos (poros em azul) de *rudstone* de bivalves com cimentação por calcita em franja em ambiente freático, infiltração de matriz em ambiente vadoso e dissolução epigenética associada (seta); D) Fotomicrografia com polarizadores paralelos (poros em azul) de *rudstone* de bivalves com infiltração de matriz em ambiente vadoso e dissolução epigenética associada (setas); E) Imagem de QEMSCAN (*Quantitative Evaluation of Mineral by Scanning Electron Microscopy*) com mapa mineralógico segundo modelo de Parizek-Silva (2019), de brecha com clastos de *rudstone* de bivalves e matriz infiltrada, com dissolução epigenética associada (setas).

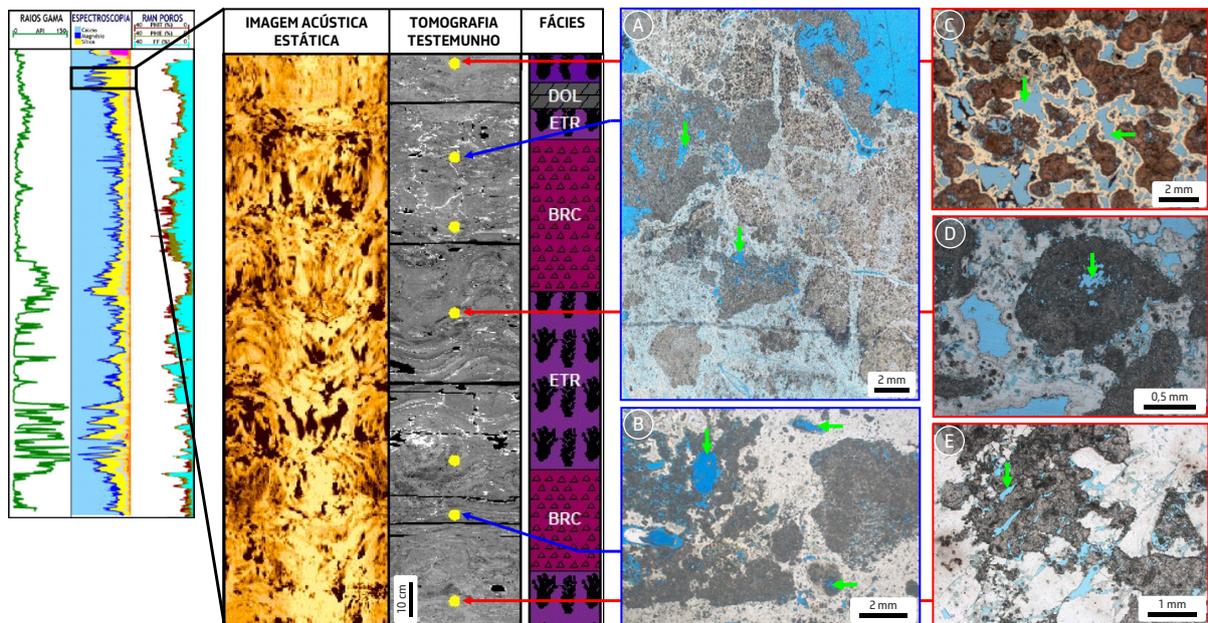


Figura 5.3.11: Intervalo com intensa dissolução e substituição por quartzo. Observar alto conteúdo de quartzo (perfil espectroscopia, amarelo) e feições de dissolução (vugues no perfil de imagem acústica correlacionado com tomografia do testemunho) associadas a fases de cimentação por quartzo. Essa cimentação pode ser observada nas lâminas petrográficas: A e B) Brechas (BRC) geradas por fluidos hidrotermais com clastos parcialmente dissolvidos (setas verdes); C, D e E) Estromatólitos (ETR) com dissolução (setas verdes) gerada por fluidos hidrotermais que também cimentaram a rocha por sílica. Fotomicrografias com polarizadores paralelos (poros em azul).

5.4. Modelagem Geológica dos reservatórios de Búzios

Após a interpretação de toda a base de dados disponíveis, são utilizadas metodologias de modelagem geológica 3D de fácies e propriedades petrofísicas para criação dos modelos geológicos 3D integrados, contendo as propriedades dos reservatórios. Estas são necessárias à avaliação estática do reservatório e definição do volume de petróleo contido no campo.

Há diversas formas de se construir o modelo geocelular de fácies, que variam desde a construção de mapas de proporção para cada fácies, as quais controlam a distribuição espacial das mesmas, até métodos mais complexos, como a modelagem de processos deposicionais (ou modelagem *forward*). Esta modelagem utiliza a reconstituição determinística dos processos deposicionais atuantes em diferentes intervalos de tempo

como resposta às variações da deposição carbonática em função da variação do nível de base, buscando reproduzir, dessa forma, a arquitetura interna da plataforma carbonática (Liechoscki de Paula Faria *et al.*, 2017). Ambos os métodos já foram utilizados no campo de Búzios.

Primeiramente, é feito um modelo de associações de fácies que demonstra a distribuição espacial das principais fácies no campo, de acordo com a estimativa de distribuição espacial e a sua posição no empilhamento vertical. O resultado final é um modelo de fácies (Figura 5.4.1) pautado na aplicação da estratigrafia de alta resolução, como apresentado na Figura 5.4.2, onde ficam notórias as diferentes relações entre a proporção de fácies e as suas respectivas distribuições areais em dois *layers*, situados em cenários distintos (hemiciclos transgressivo e regressivo) na alta frequência.

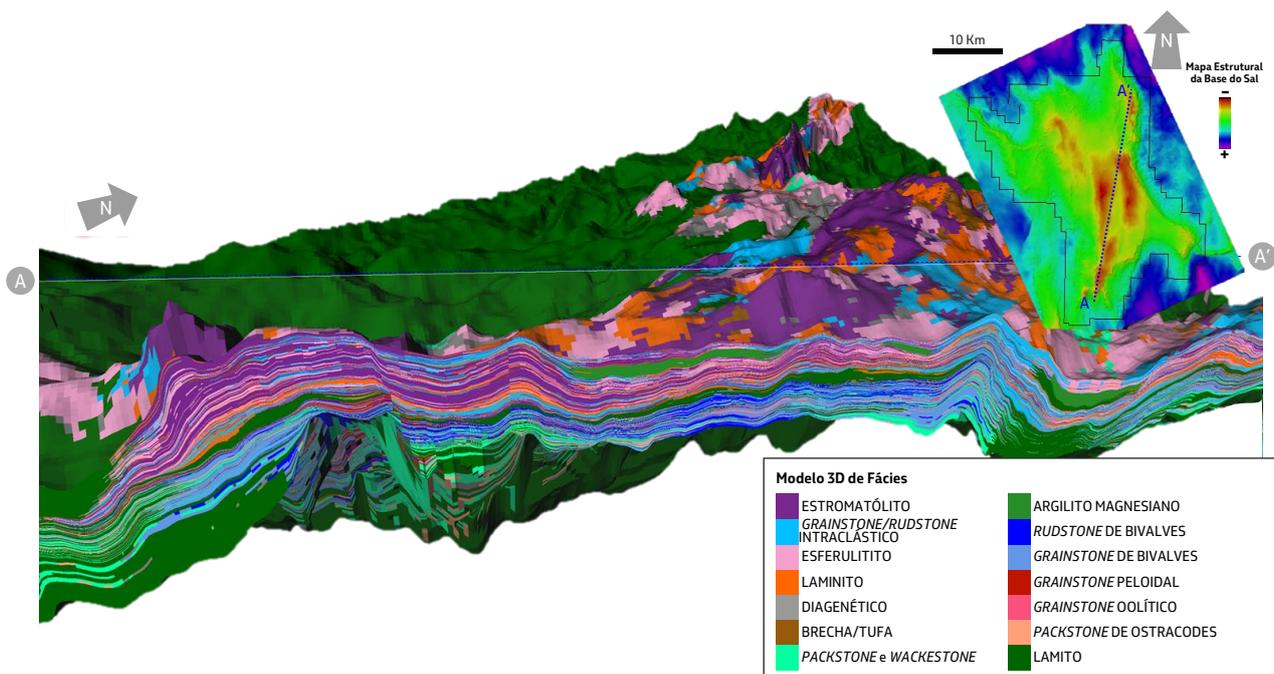


Figura 5.4.1: Modelo geológico tridimensional de fácies das formações Barra Velha e Itapema no campo de Búzios, cortado pela seção (A-A') indicada no mapa (canto superior direito).

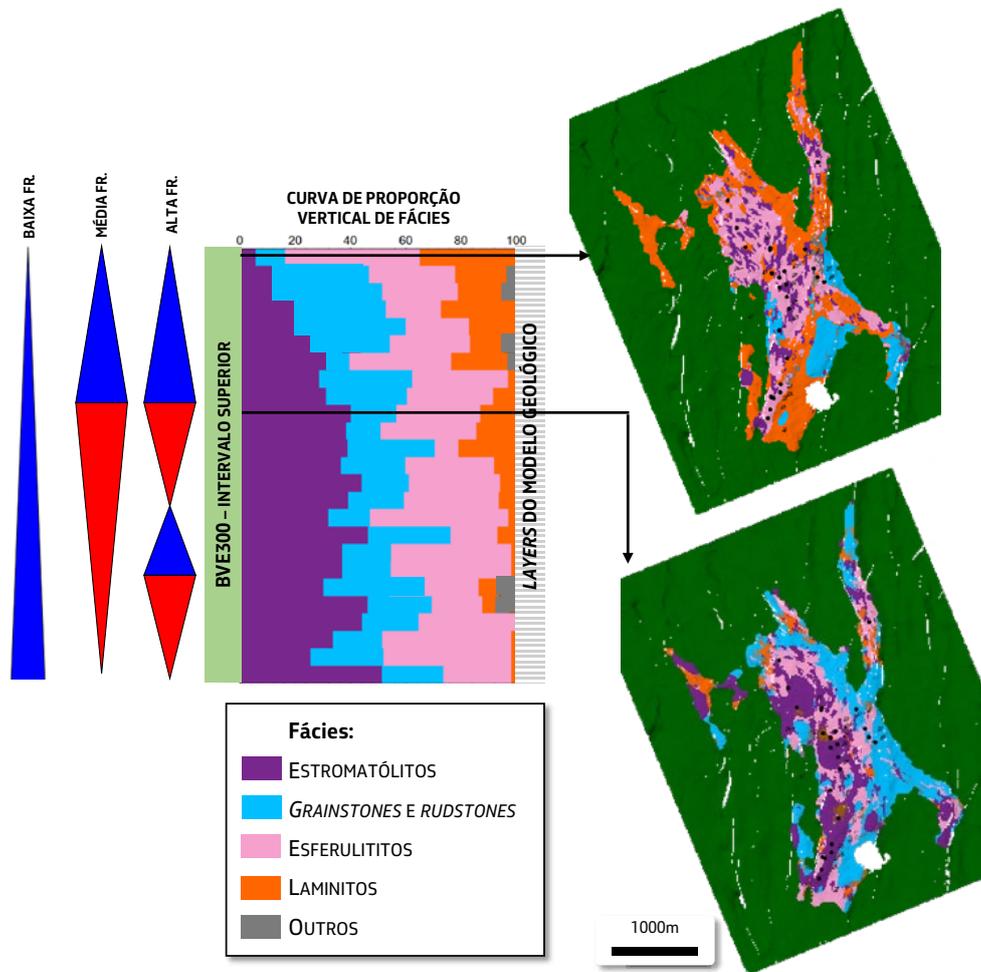


Figura 5.4.2: Curva de proporção vertical de fácies do topo da zona estratigráfica BVE300, mostrando a ciclicidade em alta, média e baixa frequências (FR.) em dois *layers* do modelo geológico 3D de fácies (imagens à direita) e sua posição na curva vertical de proporção de todo o intervalo BVE300-Topo. Nota-se a diferença entre a proporção de fácies e as suas respectivas distribuições areais, representando momentos distintos de raseamento e afogamento na alta frequência, atestando a importância do controle pela estratigrafia de alta resolução na modelagem.

A distribuição espacial da porosidade na caracterização do reservatório é estimada utilizando-se a sísmica, que é o dado de maior cobertura espacial. Neste cenário, a impedância acústica (IA) é o atributo sísmico que melhor representa e se correlaciona com a distribuição da qualidade permoporosa do reservatório (Figura 4.3.1) em grandes regiões e intervalos, dentro da resolução sísmica esperada. Como mencionado anteriormente, existem ambiguidades nessa relação, para a

qual valores baixos de IA podem representar tanto boas condições permoporosas, como a presença de argilominerais.

Dessa forma, combinando-se a informação de topo estrutural do reservatório com a impedância, é possível construir um mapa geral de porosidade que trata as ambiguidades existentes na resposta da impedância entre fácies com boa porosidade (anomalias de baixa IA nos altos estruturais) e fácies não reservatório

(anomalias de baixa IA nos baixos estruturais). Além disso, valores altos de impedância nos altos estruturais podem ser decorrentes de eventos diagenéticos de cimentação.

Assim, como já dito anteriormente, há uma relação direta entre fácies sedimentares e a distribuição das propriedades petrofísicas do reservatório. A simulação geoestatística da

porosidade é, portanto, condicionada pelas fácies, utilizando-se os perfis de porosidade efetiva obtidos através da ferramenta de ressonância magnética dos poços perfurados e dos mapas de porosidade (IA + estrutural) como tendência para distribuição espacial da propriedade. O resultado é um modelo geológico 3D de porosidade, conforme o ilustrado na Figura 5.4.3.

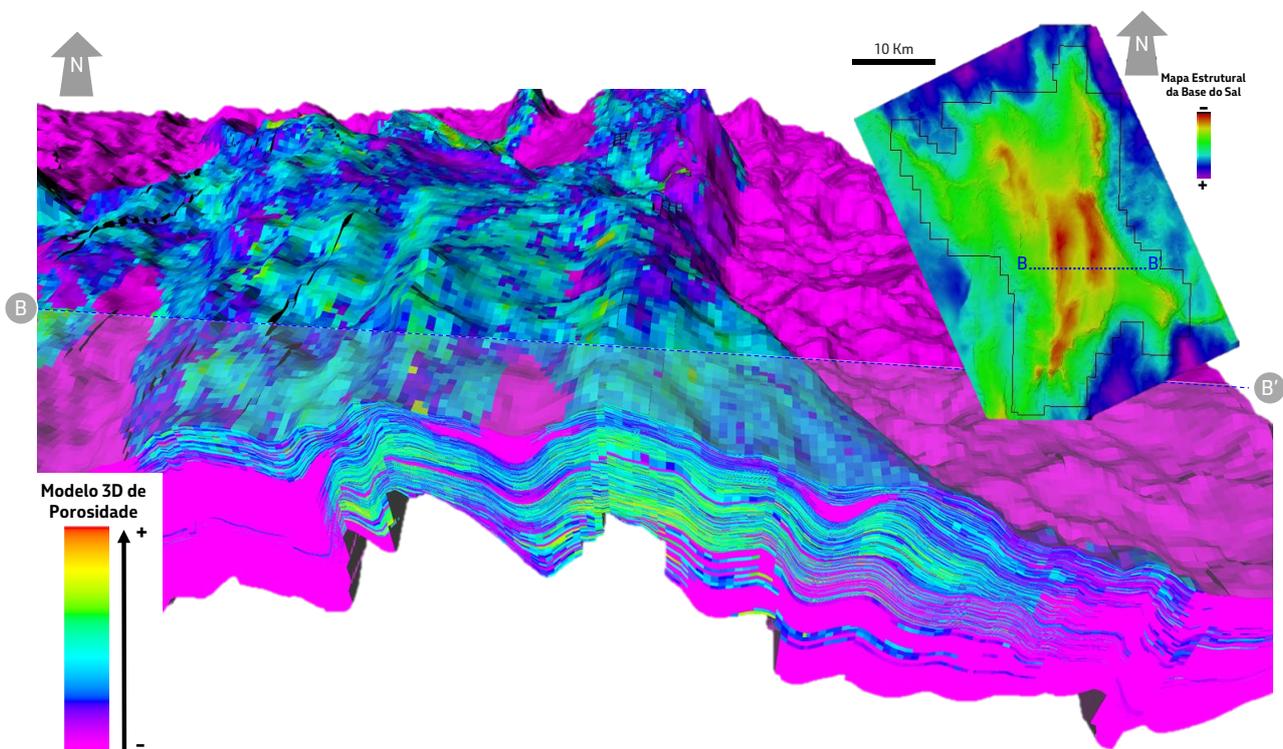


Figura 5.4.3: Modelo geológico tridimensional de porosidade das formações Barra Velha e Itapema no campo de Búzios, cortado pela seção (B-B') indicada no mapa (canto superior direito). Notar o controle estrutural dos altos e baixos na qualidade da porosidade no reservatório.

Posteriormente, a construção de perfis de permeabilidade é uma etapa necessária para a modelagem, pois esse não é um dado medido diretamente. Dessa forma, a construção da curva é feita através da correlação de dados de petrofísica básica e fácies (Figura 5.4.4).

Em seguida, o perfil de permeabilidade é ajustado aos dados dinâmicos, como testes

de formação, dados de produção dos sistemas de produção antecipados (SPAs) e de produção.

Na construção do *grid* de permeabilidade, a distribuição espacial dessa propriedade é realizada condicionada pelas fácies e utiliza-se como variável secundária a própria simulação de porosidade do reservatório.

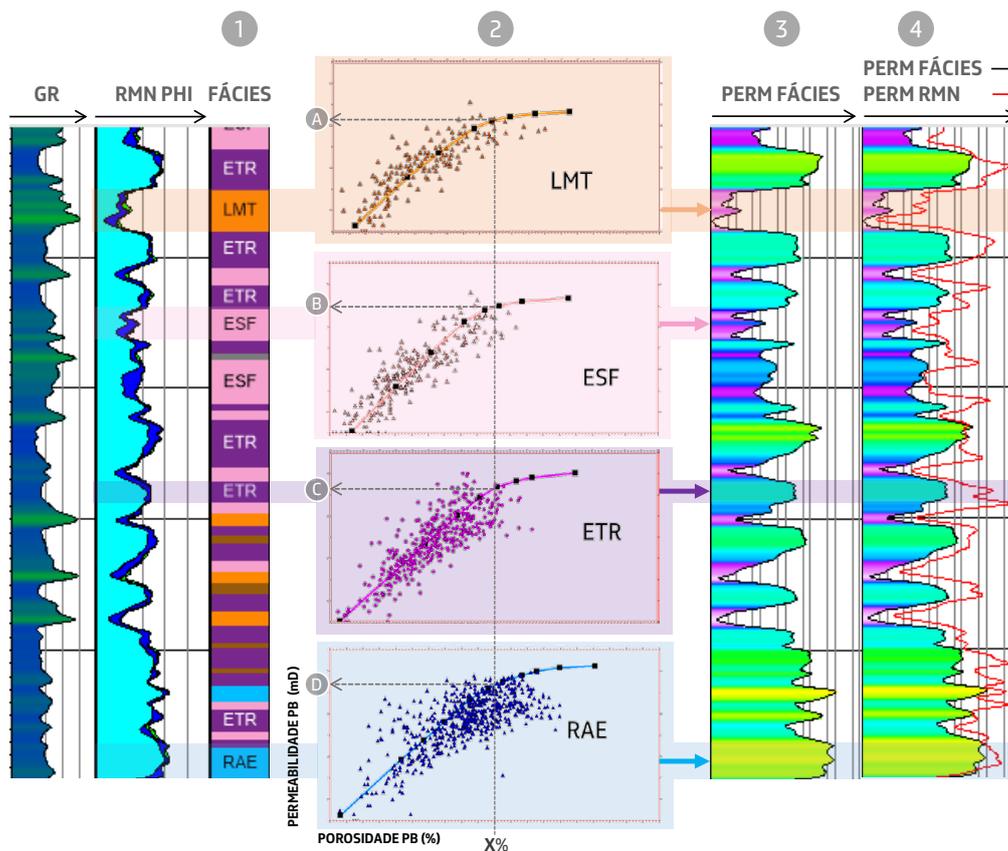


Figura 5.4.4: Construção da curva de permeabilidade a partir das fácies descritas e porosidade do perfil de ressonância magnética (RMN). Após a criação de um perfil contínuo de fácies (1) é realizada uma correlação (gráfico de porosidade x permeabilidade) com os resultados das análises de petrofísica básica, nos quais são traçadas regressões para cada agrupamento de fácies (2). Para propagação desse dado para o poço, utiliza-se o perfil de porosidade efetiva a partir do RMN. Por exemplo: Se a fácies for um *grainstone* (RAE) e a porosidade do RMN for de X%, a permeabilidade será D mD, mas se a fácies for um estromatólito (ETR), para a mesma porosidade, a permeabilidade será C mD. Atentar que para a porosidade de X%, a permeabilidade de $A < B < C < D$. Assim, os resultados são curvas de permeabilidade nos poços (3 – PERM FÁCIES). Em 4, observar a comparação desta curva com a permeabilidade calculada diretamente através do perfil de RMN (PERM RMN – curva vermelha).

A seguir, é também construído um modelo geológico 3D de carste (Figura 5.4.5), o qual busca representar a ocorrência de regiões potenciais para as grandes dissoluções associadas principalmente ao carste epigênico. Para tanto, é importante caracterizar uma variável discreta que indicaria a ocorrência do carste nos poços. Assim, são utilizadas as respostas de perfis elétricos convencionais e perfis de imagem, bem como a definição de áreas de ocorrência, limitadas aos altos estruturais, e

utiliza-se uma propriedade construída a partir da impedância para controlar a distribuição espacial do carste. Desse modo, há uma relação direta entre a ocorrência de fácies de carste intenso e as regiões de maiores porosidades. Após a construção da distribuição volumétrica discreta do carste, a permeabilidade é distribuída através da correlação com as fácies (limitada à ocorrência das zonas de dissolução) e de forma condicionada ao modelo de porosidade, previamente simulado.

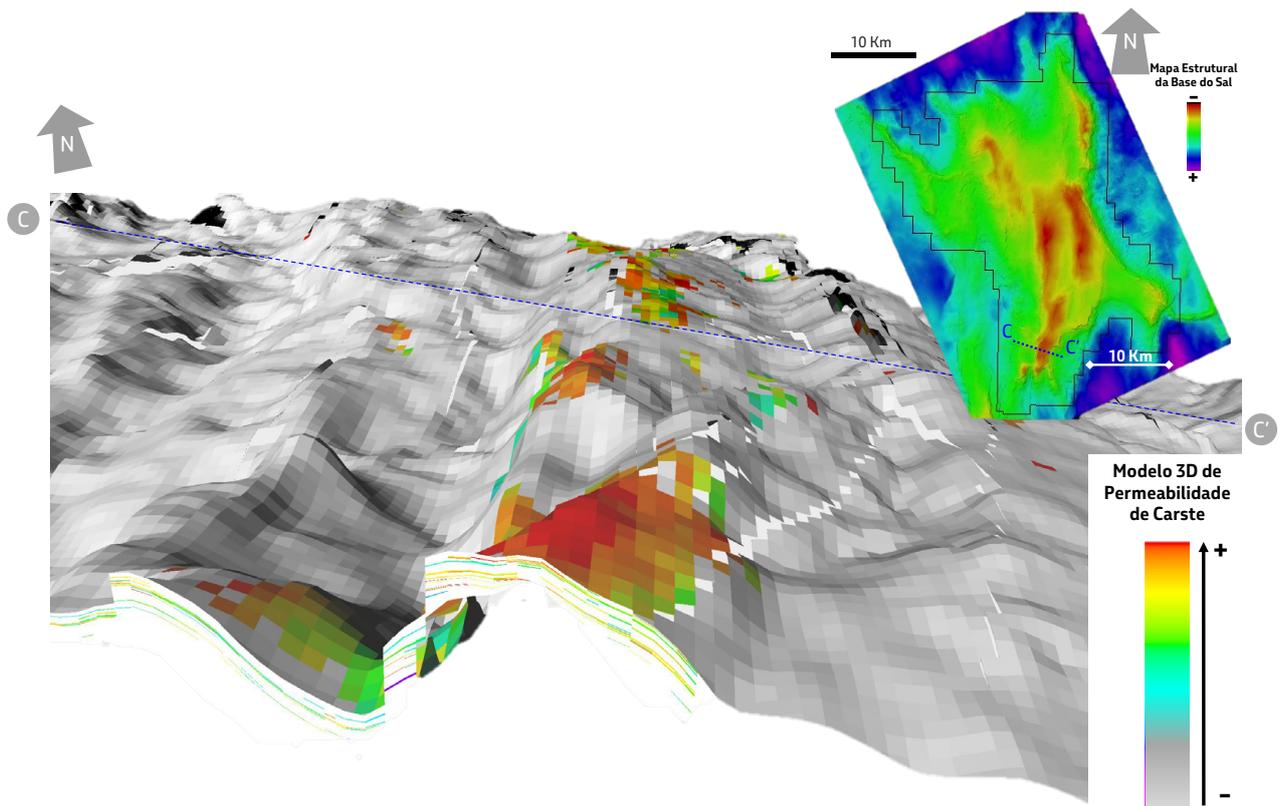


Figura 5.4.5: Topo do intervalo estratigráfico ITP200 na Formação Itapema no campo de Búzios, conjugado com uma seção (C-C') a sul do campo que demonstra a distribuição no *grid* geológico da permeabilidade associada às zonas carstificadas modeladas (cores mais quentes).

5.5. Fraturas e comportamento dinâmico do reservatório

O campo de Búzios é estruturalmente complexo, possuindo numerosas falhas que, juntamente com fraturamentos associados, influenciam diretamente o fluxo de fluidos ao longo dos reservatórios. As regiões próximas às falhas, onde ocorrem mais frequentemente estruturas como fraturas, juntas e bandas de deformação, são denominadas zonas de dano. Segundo diversos autores (Choi *et al.*, 2016; Kim & Sanderson, 2005; Torabi & Berg, 2011; Berg & Skar, 2005), há relação direta entre o rejeito ou comprimento de falha e a extensão horizontal da zona de dano.

Uma ferramenta de análise estrutural muito importante é a determinação da direção (Figuras 5.5.1 e 5.5.2) e intensidade das fraturas, interpretadas através de perfis de imagem, que juntamente com outros parâmetros, obtidos em testemunhos e mapas de atributos sísmicos (Figura 5.5.3), são os insumos para a construção de um modelo geológico 3D de fraturas (Figura 5.5.4). Busca-se exclusivamente representar as zonas de dano das falhas e, fora destas regiões, a permeabilidade litológica (denominada de “permeabilidade de matriz”) e a permeabilidade do carste são as principais responsáveis pelo fluxo de fluidos.

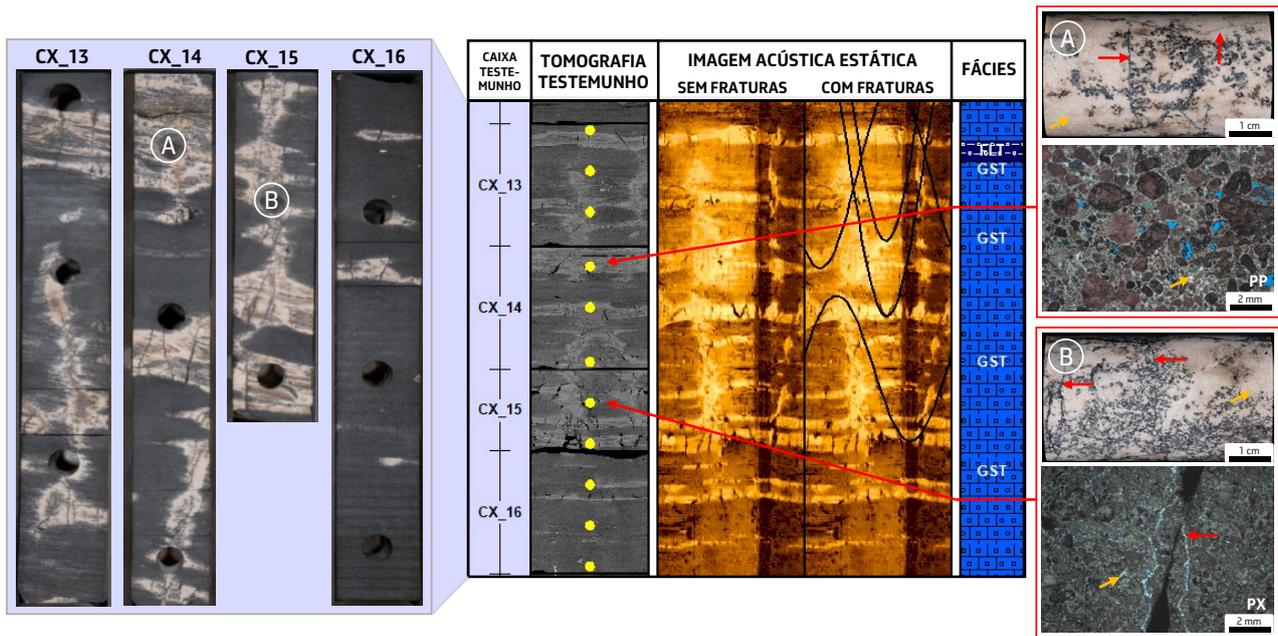


Figura 5.5.1: Visualização de fraturas cimentadas por quartzo em testemunhos do campo de Búzios e cimentação diferencial em níveis. Nota-se que embora as fácies sejam em sua maioria *grainstones*, há maior cimentação em níveis com maiores permeabilidades deposicionais. As mesmas feições podem ser vistas na tomografia e no perfil de imagem acústica. As senoides em preto no perfil de imagem mostram as fraturas interpretadas neste intervalo. A e B) Exemplos de plugues do testemunho e suas respectivas fotomicrografias com fácies de *grainstones* (GST) e *floatstone* (FLT), ambas com fraturas (setas vermelhas) e intensamente cimentadas por quartzo (setas amarelas). Legenda: PP- polarizadores paralelos (poros em azul); PX- polarizadores cruzados.

A correta estimativa espessura da zona de dano a partir do rejeito e da porosidade das rochas carbonáticas do Pré-sal foi avaliada recentemente por Zanatta (2023) e é um parâmetro muito importante, pois o modelo tridimensional de fraturas tem um alto impacto na representação do fluxo de fluidos nos reservatórios.

De uma forma geral, as fraturas no campo de Búzios representam um incremento de permeabilidade (Figura 5.5.4). Entretanto, em regiões com alta intensidade de fraturas, há escassez de dados de rochas devido à baixa recuperação de testemunhos e amostras laterais. Portanto, a figura escolhida para exemplificar as fraturas (Figura 5.5.1) demonstra uma

região com fraturas cimentadas. É possível observar a cimentação diferencial das camadas de *grainstone*, certamente relacionada com a permoporosidade original dessas rochas.

No processo de ajuste do modelo aos testes e histórico de produção do campo de Búzios, verificou-se que em alguns poços somente seria possível um resultado satisfatório mediante a incorporação de um sistema de fluxo associado às fraturas. Além de proporcionar um incremento na permeabilidade, as fraturas exercem um fator importante na comunicação vertical do reservatório. O *workflow* aplicado na jazida de Búzios é semelhante ao de outros campos do Pré-Sal (Tanaka *et al.*, 2022).

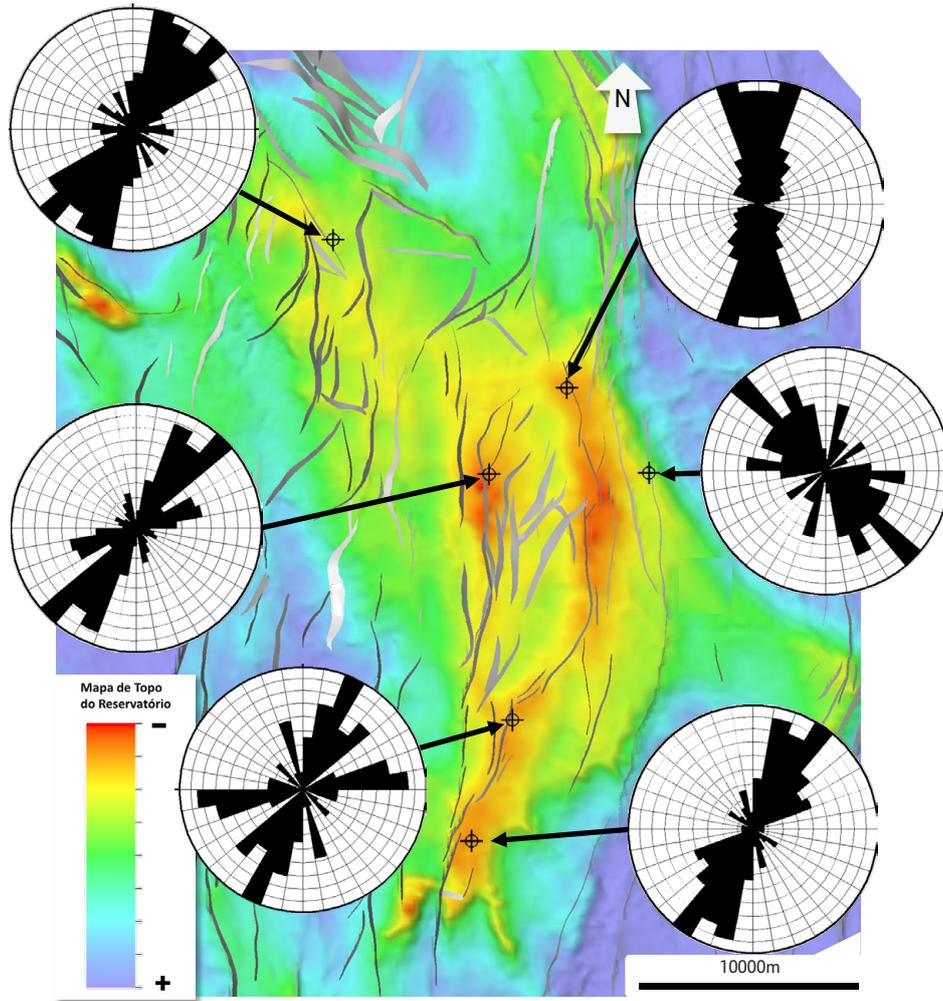


Figura 5.5.2: Mapa de topo do reservatório da Formação Barra Velha com as falhas mapeadas no campo de Búzios e a direção das fraturas interpretadas através de perfis de imagem em alguns poços, representadas em estereogramas.

Topo do Jiquiã – Atributo de Similaridade (*Edge detection*)

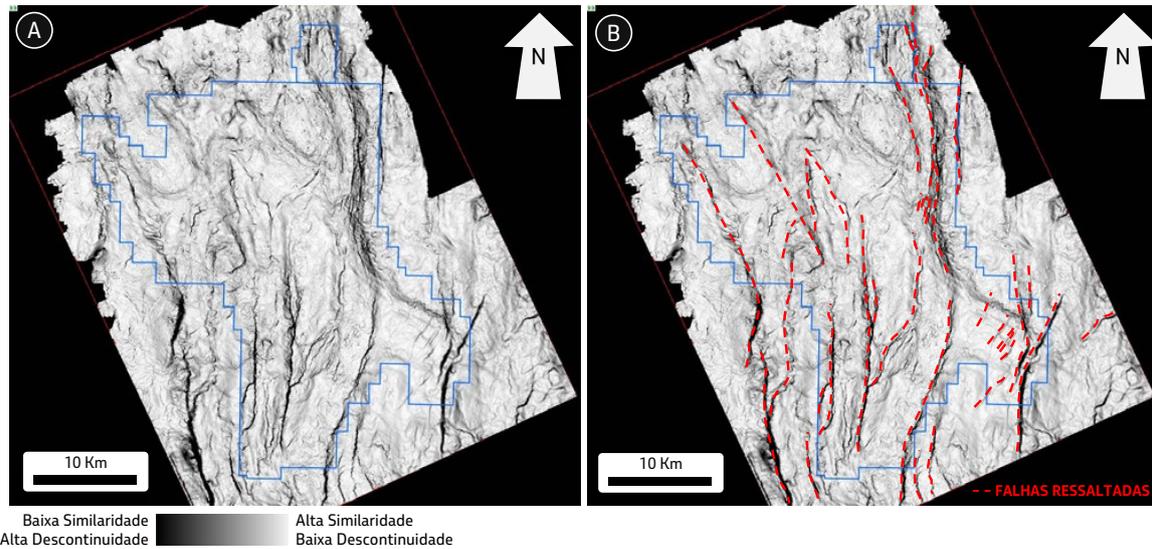


Figura 5.5.3: Imagem de atributo sísmico de similaridade (*Edge detection*) que ressalta as regiões falhadas e fraturadas, sendo em A) imagem original do topo do Jiquiã, e em B) mesma imagem de A, com algumas falhas interpretadas (em vermelho).

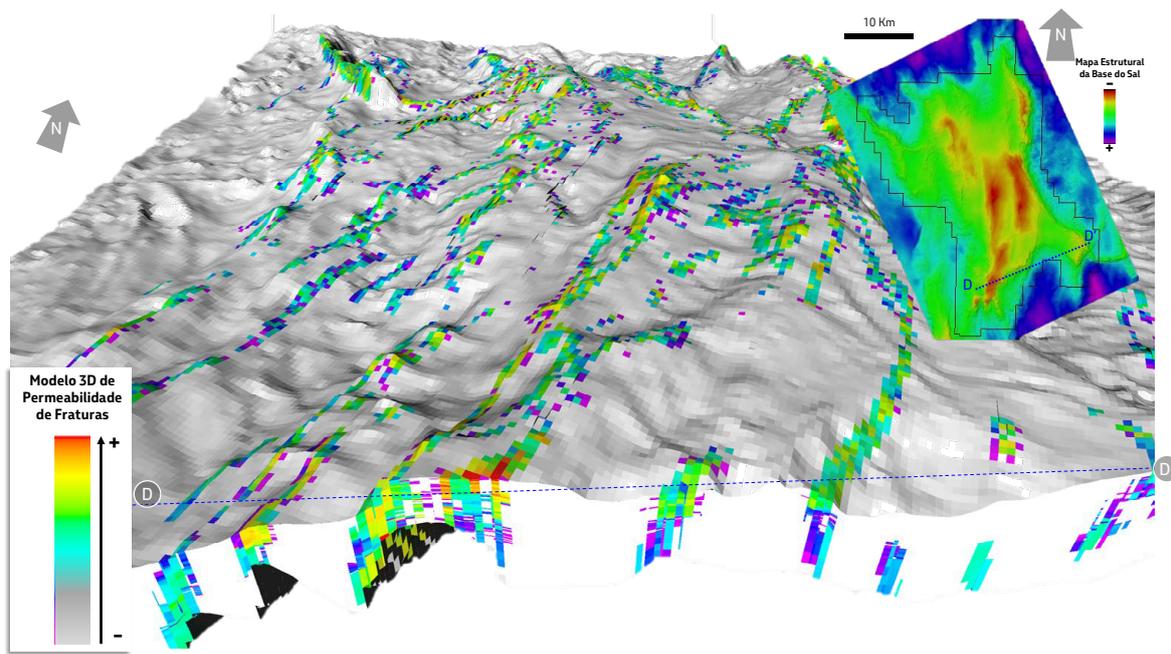


Figura 5.5.4: Topo da Formação Barra Velha no campo de Búzios conjugada com seção (D-D') na porção sul do Modelo Geológico 3D de permeabilidade de fraturas.

Da observação da Figura 5.5.5, que representa uma comparação entre os histogramas de permeabilidade da “matriz”, da fratura e do carste dos modelos ajustados aos testes, torna-se clara a evidência de que, quando presentes, o carste e a fratura, embora ocorram em menor frequência, são responsáveis por um grande incremento de permeabilidade no reservatório. Dessa forma, a correta interpretação e representação desses elementos são fatores fundamentais, bem como a seleção do conjunto de dados dinâmicos que serão atribuídos ao carste, à fratura ou à matriz, de forma a não subestimar ou superestimar os níveis de permeabilidade da propriedade no *grid* geológico. A calibração adequada desses modelos de permeabilidade é essencial para uma previsão acurada do comportamento preditivo do fluxo de fluidos no campo de

Búzios, possibilitando a mitigação de chegada prematura de água ou gás nos poços produtores e a manutenção da curva de produção prevista em um patamar elevado, coerente com o observado nos poços, por meio do gerenciamento de reservatórios.

Esse modelo geocelular, a fim de atender as necessidades de ordem práticas, pode ter o seu *grid* modificado, passando de um modelo com escala fina para escala mais grossa, onde será utilizado na modelagem de fluxo (dinâmica) de reservatório. Esse processo é conhecido como *upscale* e é bastante utilizado na indústria de forma geral (Thiers & Cruz, 2018; Chaves *et al.*, 2019), já que, muitas vezes, o elevado tempo computacional torna impraticável o processamento de simulações de fluxo na escala do modelo geológico original.

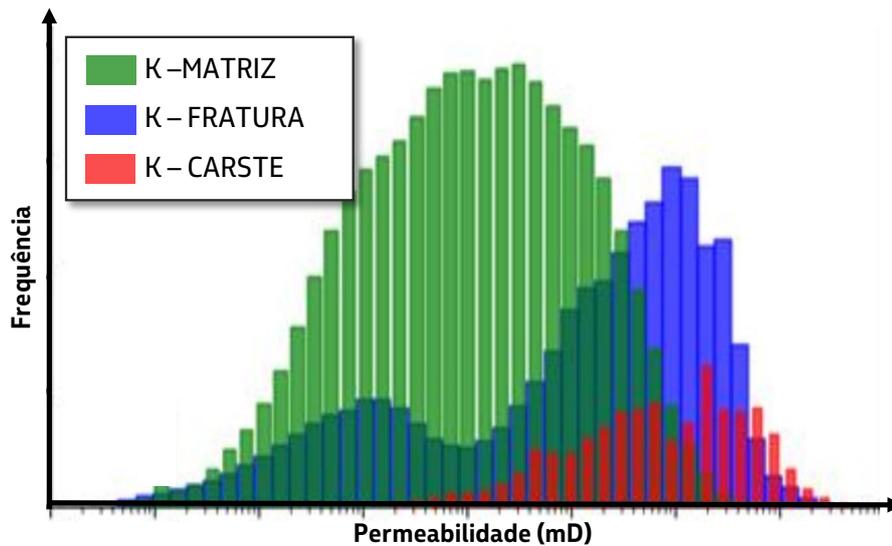


Figura 5.5.5: Comparação entre os histogramas de permeabilidade (K) da matriz, da fratura e do carste dos modelos de permeabilidade ajustados aos testes de produção no campo de Búzios. Notar a assinatura da propriedade em cada uma das feições citadas, demonstrando respostas distintas.

6. ENGENHARIA DE RESERVATÓRIO

A engenharia de reservatórios é a etapa seguinte na cadeia de planejamento para os estudos dos projetos de desenvolvimento da produção do campo. Trabalhando de forma integrada, tanto na construção da malha de drenagem quanto na definição da melhor estratégia de drenagem da jazida, o objetivo final é a maximização da produção de petróleo com resultados econômicos para a jazida, garantindo um fator de recuperação final de forma sustentável.

Dessa maneira, cabe à engenharia de reservatórios a realização das previsões de produção do campo. Para isso, a geofísica e os modelos

geológicos tridimensionais são imprescindíveis para a adequada modelagem de escoamento dos fluidos presentes no reservatório. Assim, os *grids* geológicos, com as propriedades de fácies, porosidade, permeabilidade, *Net to Gross* e de saturação de fluidos, passam pelo processo de *upscale* e são utilizados como dados de entrada em *softwares* que farão a simulação de fluxo. Tais simuladores podem prever, através de modelagem numérica de escoamento de fluidos em meios porosos, a evolução da produção dos poços ao longo do tempo. Assim, obtém-se as curvas de produção do campo, acrescentando a modelagem da permeabilidade relativa e demais propriedades dinâmicas para o adequado ajuste de pressão, balanço de massa e comportamento de produção do reservatório.

6.1. Características dos Fluidos

A caracterização dos fluidos do reservatório é uma etapa de extrema importância, tanto para a compreensão do Sistema Petrolífero quanto para o dimensionamento do *topside* (plantas de processamento) das plataformas.

A acumulação é caracterizada por uma espessa coluna de óleo com hidrocarbonetos gasosos e contaminantes associados. Os contaminantes presentes são principalmente o gás carbônico (CO₂) e sulfídrico (H₂S), que perfazem, em média, 23% e entre 20 e 160ppm da composição molar média do gás total da mistura, respectivamente. Dentre os gases hidrocarbonetos, o metano é o predominante com cerca de 77%, enquanto a fração C₂₊ perfaz os demais 23%.

O óleo de Búzios (*black oil*) é razoavelmente homogêneo ao longo do campo, variando a densidade entre 26 e 28°API e 250 m³/m³ de razão gás/óleo (RGO), com uma sutil variação

na densidade relacionada com a profundidade (Figura 6.1.1). A viscosidade à 640kgf/cm² é de cerca de 0,80 cP e a pressão de saturação de 400 kgf/cm²; sendo considerado um óleo leve com predomínio de gás seco, subsaturado em condição de reservatório.

Assim, a zona de óleo é interpretada como sendo conectada hidráulicamente em toda sua estrutura principal e a sua origem é considerada como lacustre e de idade Jiquiá, indicando sua formação em áreas com rochas geradoras mais profundas do rifte (ao norte do campo) e conseguindo alcançar, por migração, a base do sal devido à elevação do embasamento na região da jazida de Búzios.

Não há qualquer evidência de biodegradação na acumulação, uma vez que as altas temperaturas constatadas nos reservatórios (superior a 80°C) aliadas a uma elevada salinidade, reduzem a alteração secundária dos hidrocarbonetos na jazida.

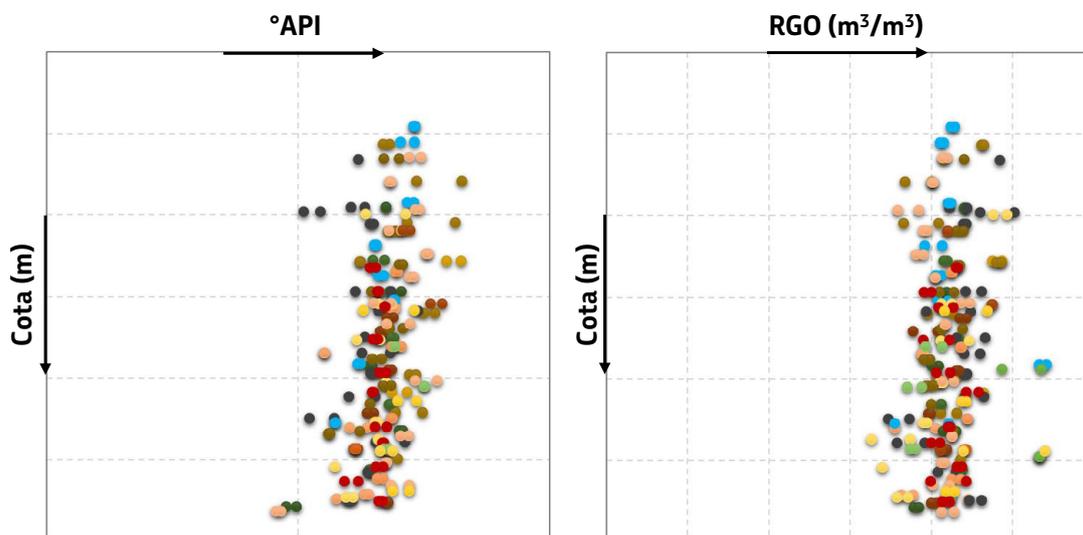


Figura 6.1.1: Gráficos de densidade do óleo (°API) e razão gás/óleo (RGO), conforme aumento de profundidade do reservatório no campo de Búzios. Os gráficos demonstram que a acumulação é razoavelmente homogênea.

O contato óleo-água principal observado no campo varia em torno da cota de 5760 m, sendo de fácil identificação em todos os poços que o atravessaram, através do perfil de resistividade, e corroborados por amostragens de fluidos. Recentemente foram identificados outros contatos (suspensos) interpretados como água estanque, devido às rochas impermeáveis (argilas magnesianas) abaixo.

6.2. Informações dinâmicas no suporte à caracterização do reservatório e modelo de simulação do fluxo

Em um campo de dimensões tão grandes, com reservatórios de elevado grau de heterogeneidades geológicas (incluindo a presença de diversas falhas e zonas carstificadas), é essencial a aquisição e incorporação de informações dinâmicas para se obter a melhor caracterização possível do reservatório. Tais informações permitem identificar o grau de conectividade entre diferentes regiões do reservatório e calibrar parâmetros dos modelos geológicos e de simulação de escoamento de fluidos utilizados.

Entre 2015 e 2017, foi realizada uma campanha de aquisição de informação dinâmica de longa duração, através de três Sistemas de Produção Antecipada (SPAs). Com o objetivo de avaliar a interferência dessa produção na área da jazida e obter dados de comunicação por longas distâncias, foram instalados registradores de pressão CaTS (*Cableless*

Telemetry System) e SASMIC (Sistema de Aquisição de Sinais de Monitoramento Independente Compacto) em poços selecionados. Além disso, a perfuração e a perfilagem de alguns poços foram concluídas durante a realização dos SPAs, possibilitando a avaliação da interferência da produção nessas localidades. A campanha de SPAs realizada no campo foi um sucesso e permitiu identificar grande comunicação vertical e areal ao longo de grandes distâncias (Figura 6.2.1), envolvendo boa parte das principais estruturas. Na Figura 6.2.2, onde são apresentadas as pressões simuladas e observadas no CaTS instalado no poço A durante o intervalo de tempo de ocorrência dos três SPAs no campo, é possível observar claramente uma queda de pressão nesse período. Esse fato, juntamente com os dados de pressão dos demais registradores, sugere uma baixa probabilidade de haver compartimentação nas regiões centrais e sul do reservatório.

Adicionalmente, a campanha de SPAs possibilitou também: (1) verificar a produtividade dos reservatórios após acidificação; (2) avaliar o desempenho da completação inteligente; (3) ratificar o valor da RGO original do campo obtida em TFRs; (4) aferir a evolução dos contaminantes (H_2S e CO_2) durante a produção; dentre outros (Silva *et al.*, 2021). Devido à grande comunicação constatada ao longo da jazida, um dos principais impactos da campanha de SPAs foi a adaptação das malhas de drenagem dos módulos, de forma a considerar uma estratégia de injeção periférica.

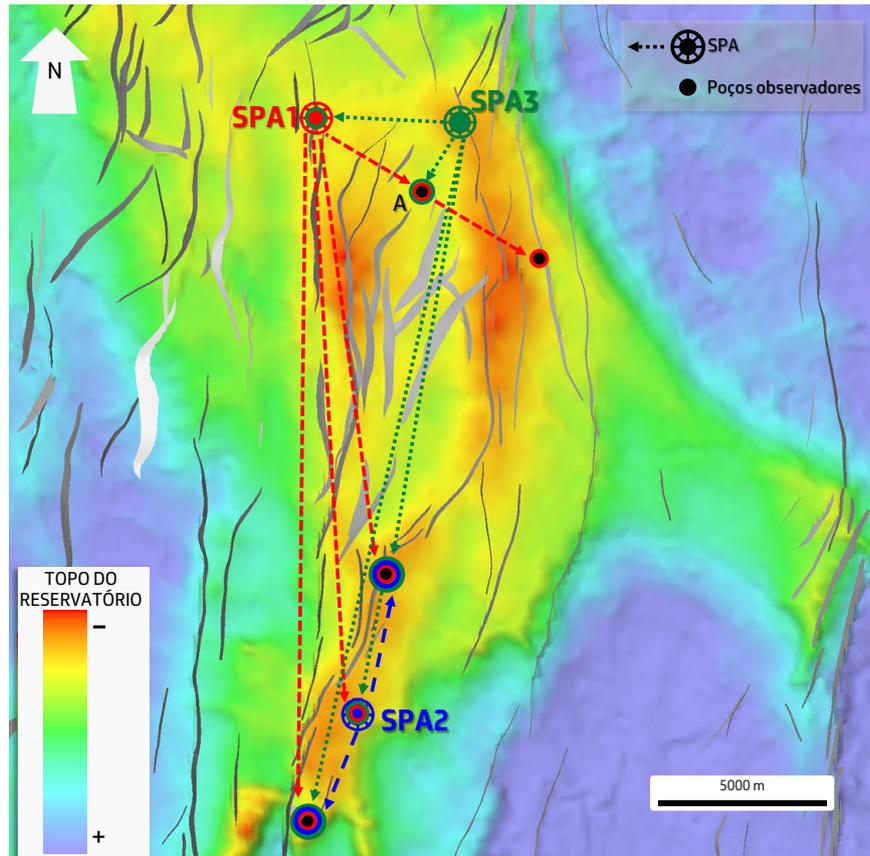


Figura 6.2.1: Localização dos três sistemas de produção antecipados (SPAs) realizados no campo de Búzios e a malha onde foi feito o acompanhamento da depleção em poços observadores, provocada pela produção.

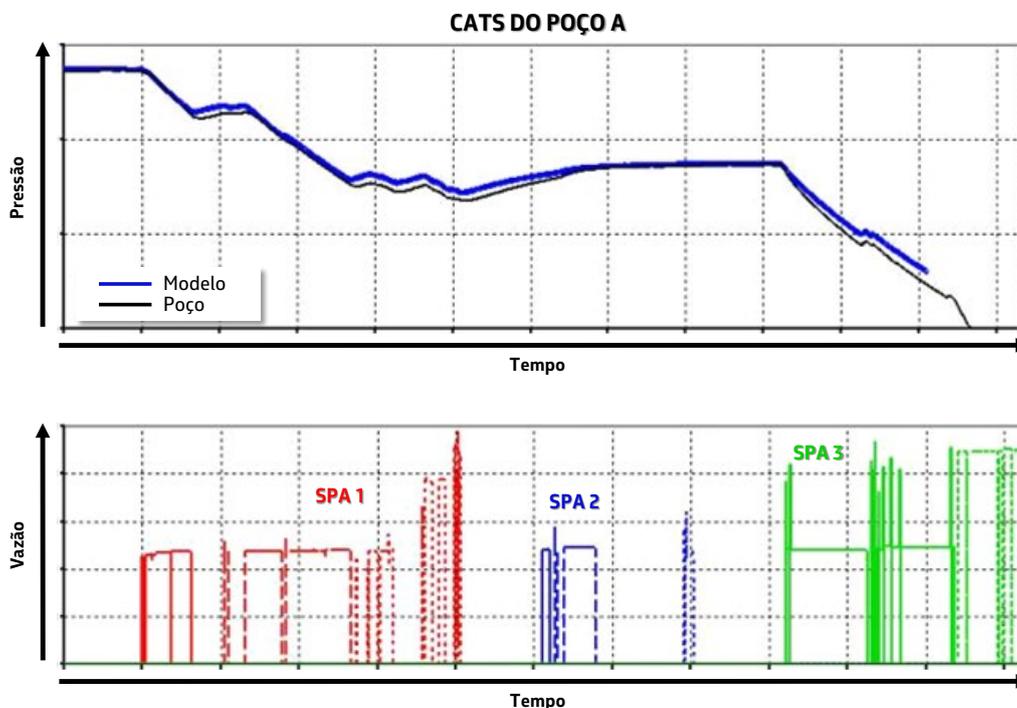


Figura 6.2.2: Gráficos mostrando o ajuste dos testes de interferência realizados no campo de Búzios durante a fase de produção dos SPAs (Sistemas de Produção Antecipados). Na imagem superior, as pressões simuladas (em azul) e observadas (em preto) no CaTS (*Cableless Telemetry System*) do poço A. Na imagem inferior, verificam-se as vazões dos SPAs no período observado. A localização do poço A pode ser observada na Figura 5.5.1.

Para a calibração dos modelos de simulação de fluxo, são utilizadas informações adquiridas em:

- » Sistemas de Produção Antecipada (SPAs);
- » testes de formação (TFR's e TP's) e injetividade (TI's e miniTI's);
- » tomadas de pressão em registradores de fundo a poço aberto (RFT) e testes a cabo nos poços observadores (CaTS e SASMIc);
- » histórico de produção e injeção do campo.

Assim, podem ser calibrados diversos parâmetros estáticos e dinâmicos, trazendo maior confiança aos modelos de fluxo e às decorrentes previsões de produção e comportamento do reservatório. Dessa forma, utilizam-se os modelos de reservatório para auxiliar as tomadas de decisão no projeto, como por exemplo a definição de estratégias de exploração e malha de drenagem, o gerenciamento de reservatório, as previsões de produção e as estimativas de reservas.

Entretanto, é fato que os modelos de simulação de escoamento de fluidos, ainda que ajustados ao histórico, não se caracterizam como a única correta representação dos fenômenos físicos envolvidos, mas permite

uma representação mais fidedigna para as previsões futuras dentro dos *ranges* de incertezas inerentes aos parâmetros geológicos e dinâmicos não revelados em sua totalidade. Assim, além de usar um caso base, são utilizados os resultados decorrentes da análise de incertezas quanto ao comportamento dinâmico do reservatório, conferindo maior robustez aos projetos (Salomão *et al.*, 2015).

Para tanto, os estudos de simulação de fluxo utilizam a modelagem de dupla porosidade e dupla permeabilidade, conhecido como 2phi2k em um *grid* obtido a partir do procedimento de *upscaling* do modelo geológico de "matriz" (porosidade e permeabilidades do tipo litológica + carste) e de fraturas, para um modelo com maior dimensão celular.

A Figura 6.2.3 ilustra o modelo de escoamento de fluidos, destacando uma área onde se observa o deslocamento do óleo pela água injetada em dois pares de poços (injetor–produtor). É possível observar que a água injetada percorre o caminho em direção ao alto da estrutura, limitadas por heterogeneidades (limites das zonas), evidenciando a importância da construção de um *grid* geológico pautado na estratigrafia de alta resolução.

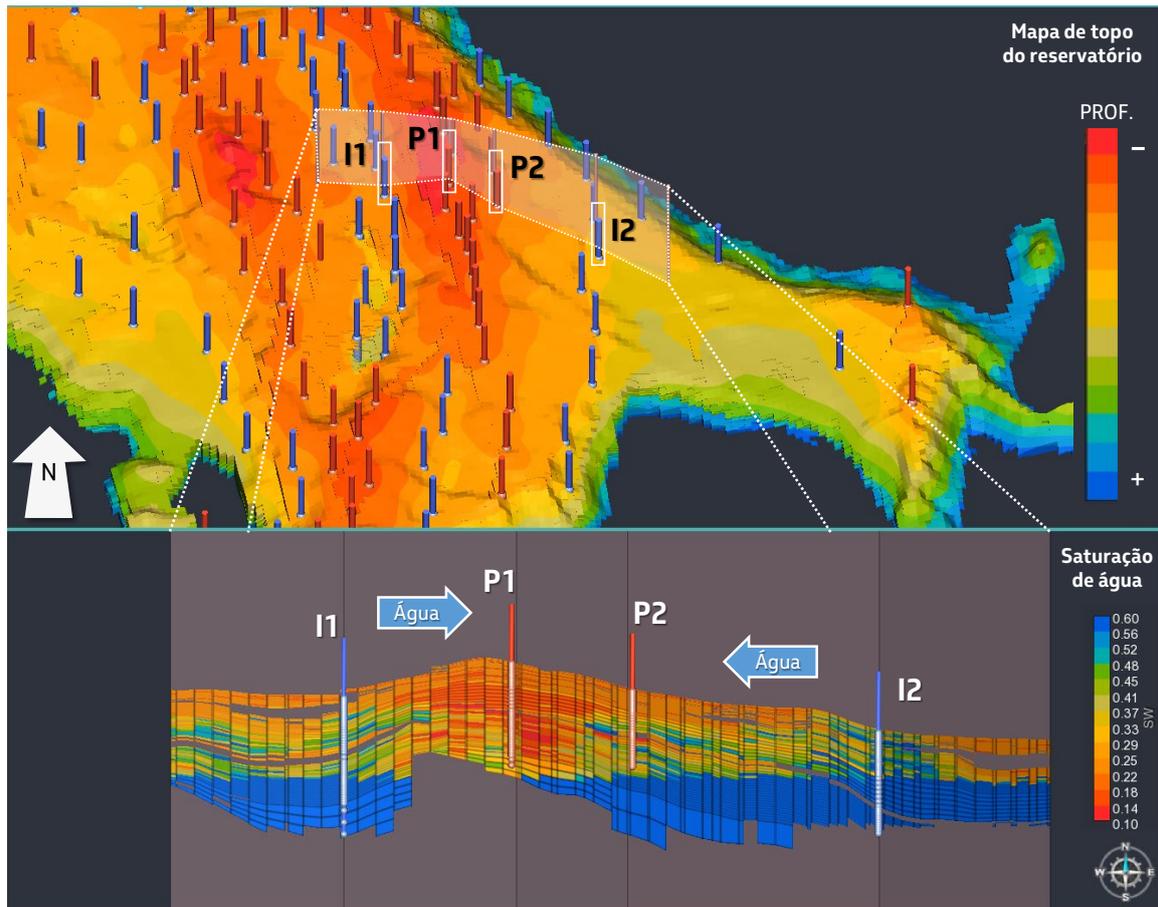


Figura 6.2.3: Grid do modelo de escoamento de fluidos, com uma seção destacando o deslocamento do óleo pela água injetada em dois pares de poços (injetor-produtor) no simulador de fluxo, representado pela saturação de fluidos conforme a escala à direita na figura inferior.

6.3. Estratégia de desenvolvimento da produção

A estratégia de exploração da jazida é um processo que integra as diversas disciplinas envolvidas no projeto de desenvolvimento da produção, incorporando as diferentes informações adquiridas através da sísmica, perfurações de poços, modelagem geológica 3D, testes de formação e o histórico de produção e injeção do campo.

Para a definição das malhas de drenagem e a concepção da estratégia de exploração da

jazida, observam-se as características desse reservatório de espessa coluna de óleo, com diferentes zonas estratigráficas interconectadas hidraulicamente pelo sistema de falhas e fraturas, mas com características permoporosas muito distintas. Tais heterogeneidades representam um desafio para a implementação bem-sucedida de métodos de recuperação secundária e terciária, bem como para a otimização do fator de recuperação final da jazida, de forma econômica e sustentável. À esta complexidade, somam-se ainda as heterogeneidades decorrentes da existência

de grande número de falhas, para as quais o comportamento dinâmico de transmissibilidade é uma incerteza crítica para sua adequada caracterização no campo de Búzios.

Conforme já mencionado, de acordo com o contrato firmado em 2010, a jazida de Búzios detinha até então um volume recuperável limitado a 3,058 bilhões de BOE pelo contrato da Cessão Onerosa. Para atingir esse objetivo, estudos indicaram como opção economicamente viável um plano de desenvolvimento com cinco unidades de produção. Após o leilão do volume excedente da Cessão Onerosa (ECO), em 2019, arrematado sob o regime de Partilha de Produção pelo Consórcio formado pela Petrobras e as chinesas, CNOCD Brasil e CNOOC Petroleum, foi autorizado o acesso ao excedente do volume da jazida, tornando necessária a inclusão de mais poços nas plataformas já projetadas e a implantação de novas unidades de produção para exploração da integralidade da jazida.

A Figura 6.3.1 ilustra uma das diversas malhas de drenagem projetadas para a exploração total da jazida, na qual os poços serão interligados às múltiplas unidades de produção. É importante ressaltar que a obtenção da melhor malha de drenagem, assim como o número ótimo de unidades de produção, permanece em constante avaliação. Cada novo dado adquirido (novos dados sísmicos, poços perfurados, testes de formação, dados de produção e atualização dos modelos geológicos

e de simulação) leva à realização de estudos para a constante adequação do Plano Diretor (malhas de drenagem otimizadas para o número adequado de unidades de produção implantadas e previstas), visando a cenários progressivamente mais robustos e capazes de produzir a jazida de forma mais racional e economicamente viável, trazendo o máximo retorno financeiro esperado.

Entretanto, devido à grande complexidade do reservatório, mesmo com uma aquisição abrangente de dados, muitas incertezas em relação às suas propriedades só serão reduzidas ao longo da vida produtiva da jazida. A fim de mitigar riscos, a exemplo de outros campos do Pré-sal, o projeto de cada módulo inclui estratégias de robustez e flexibilidade (Moczydlower *et al.*, 2012; Salomão *et al.*, 2015; Oliveira, J. *et al.*, 2021; Silva *et al.*, 2021), como:

- » implantação dos projetos em ondas, permitindo adequações do plano diretor em função dos primeiros resultados;
- » poços equipados com completação seletiva em diferentes intervalos estratigráficos, possibilitando maior flexibilidade no gerenciamento da produção;
- » planejamento de poços reservas e de poços conversíveis (produtores para injetores), permitindo ajustes no plano de drenagem e contemplando a realização de diferentes cenários.

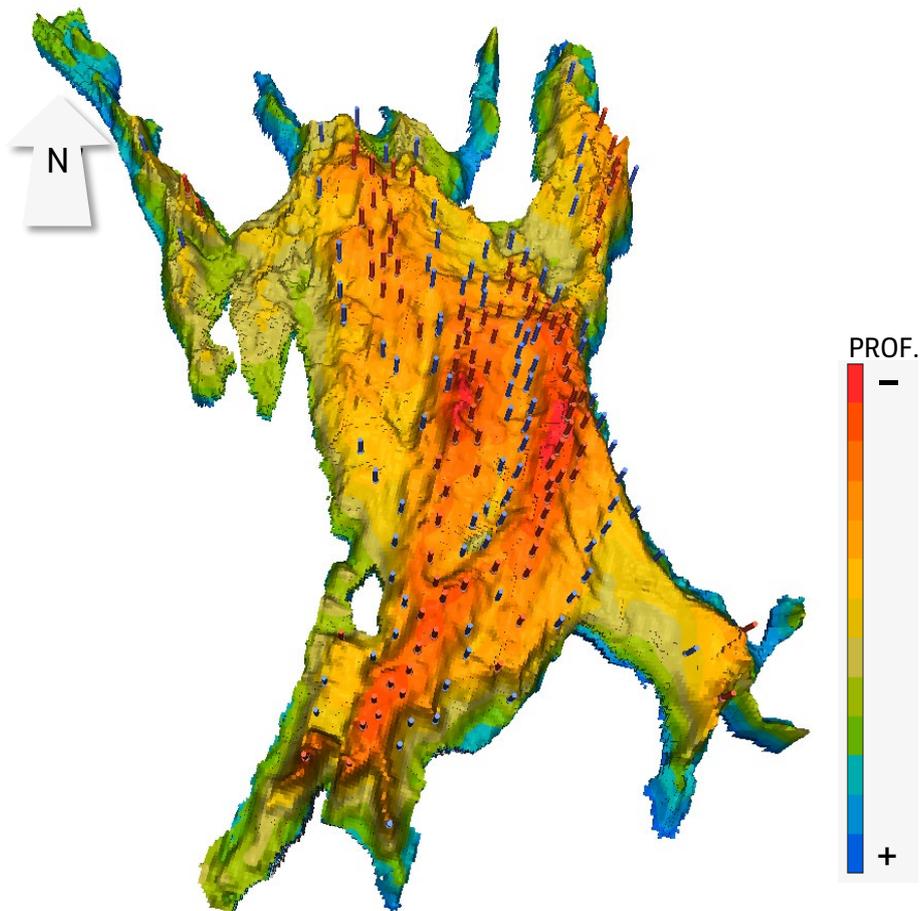


Figura 6.3.1: Figura do topo do reservatório da Formação Barra Velha em profundidade (PROF.), mostrando malha de drenagem ilustrativa com poços injetores de água e/ou gás em azul e poços produtores de petróleo, em vermelho.

A entrada em operação de poços produtores nas plataformas é conduzida, de forma geral, através da interligação sequencial dos poços com melhor performance (etapa de *ramp-up*), visando aumentar a produção rapidamente até que a unidade atinja seu limite de processamento de fluidos. Posteriormente, segue uma etapa cujo objetivo é a manutenção da produção nesse limite, minimizando assim, o custo de ociosidade da planta. A Figura 6.3.2 ilustra as etapas da sequência de interligação de poços de uma unidade de produção.

Por se tratar de um reservatório de óleo subsaturado, o mecanismo de recuperação

primária (produção associada à energia natural contida originalmente no reservatório) predominante na jazida é a produção espontânea por gás em solução. Esse mecanismo consiste na produção de petróleo devido à expansão do gás originalmente dissolvido no óleo, quando submetido à queda de pressão. Devido à grande incerteza associada à intensidade de atuação do aquífero na manutenção de pressão nos reservatórios e a fim de maximizar a recuperação de óleo, a estratégia de recuperação secundária será feita através da injeção de água e reinjeção de parte do gás produzido e segregado. Essa injeção de fluidos tem por objetivos: 1)

manter a pressão do reservatório, atenuando o declínio de potencial dos poços; 2) melhorar o deslocamento do óleo no meio poroso, melhorando a eficiência de varrido; 3) evitar o aumento excessivo da RGO (Razão Gás-Óleo) nos poços produtores; 4) diminuir o risco

de deposição de asfalteno no meio poroso, que tende a se precipitar com o aumento da depleção da jazida; 5) minimizar e reduzir problemas de garantia de escoamento, além de permitir a perfuração de novos poços em condições controladas de depleção.

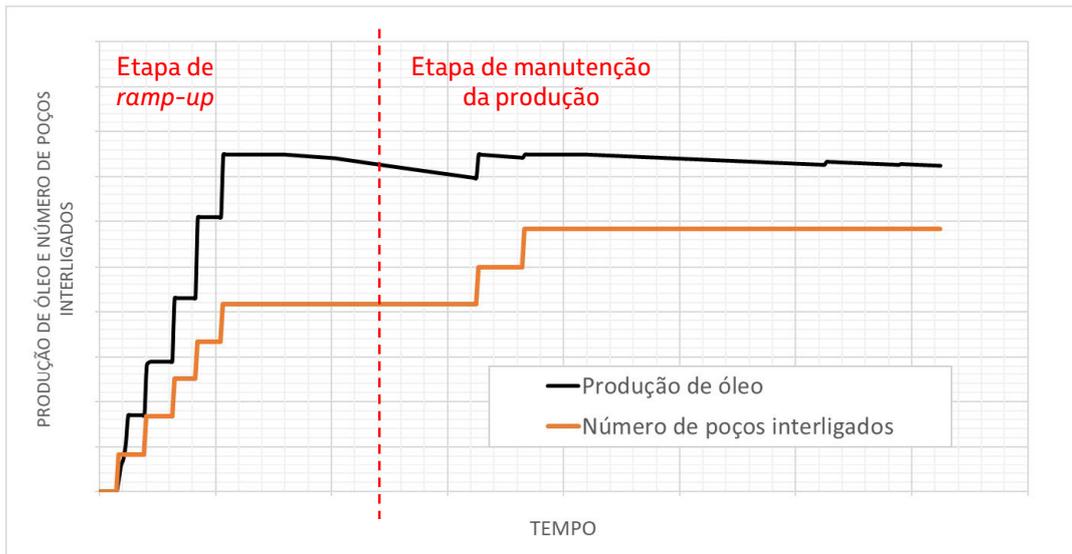


Figura 6.3.2: Gráfico mostrando a sequência de interligação de poços de uma unidade de produção no campo de Búzios, evidenciando a estratégia de se atingir a etapa de *ramp-up*, visando a aumentar a produção até o limite máximo de processamento de fluidos da unidade.

A estratégia de desenvolvimento da produção considera algumas unidades com reinjeção total ou reinjeção parcial do gás produzido. Por meio de uma unidade de processamento, o gás é separado em duas correntes: uma para especificação do gás a ser exportado (com teor máximo de 3% de CO₂) e uma segunda corrente, rica em CO₂, que será reinjetada no reservatório.

A exportação do gás é realizada através do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS), que é composto por três rotas e está projetado para escoar até 44 milhões m³/d de gás do Pré-sal quando totalmente implantado.

Em agosto de 2023, Búzios atingiu a máxima vazão de exportação histórica de 4.1 milhões m³/d. Com o início da operação da terceira rota do SIE, estabilização da exportação das unidades em operação e entrada das outras unidades exportadoras, espera-se que a disponibilização de gás ao mercado seja ainda maior.

A reinjeção da corrente de gás rica em CO₂ auxilia a injeção de água na manutenção da pressão do reservatório. Prevê-se que seja realizada em esquema de revezamento de fluidos injetados entre os poços, na tentativa de se evitar a concentração de gás em uma única porção do reservatório e,

portanto, de consequente aumento de RGO na referida região. Tal estratégia também permite um melhor gerenciamento da produção, evitando a canalização do gás e da água injetada por caminhos preferenciais. A reinjeção do gás também contribui para a redução da emissão de toneladas de CO₂ na atmosfera. Este tema é abordado pelo capítulo 16 “Os desafios tecnológicos e os sistemas de produção do Pré-sal”.

injeção de gás miscível com o controle de mobilidade e melhoria do varrido proporcionado pela injeção alternada de água e gás. Estudos têm sido conduzidos em campos que já implementam este método de recuperação avançada (Vieira *et al.*, 2019 e Calvalcante Filho *et al.*, 2020), de modo a obter melhores estimativas de seus resultados e reduzir incertezas na implementação em projetos futuros, como em Búzios.

Ensaio laboratoriais indicam um aumento na eficiência de deslocamento do óleo em amostras submetidas à injeção miscível de gás hidrocarboneto ou CO₂. Em vista disso, todos os projetos estão sendo concebidos com a previsão de flexibilidade para a utilização futura de injeção alternada de água e gás (*Water Alternate Gas - WAG*). Esse método combina as vantagens do aumento da eficiência de deslocamento proveniente da

De uma maneira simplificada, é possível dividir o reservatório em três intervalos produtores principais, os quais estão por regra, ainda que ocorram isolamentos locais entre os níveis estratigráficos, hidráulicamente comunicados ao longo da jazida. Dessa forma, o esquema de completação previsto para os poços produtores e injetores permite a seletividade em dois ou três intervalos, controlados por sistema denominado

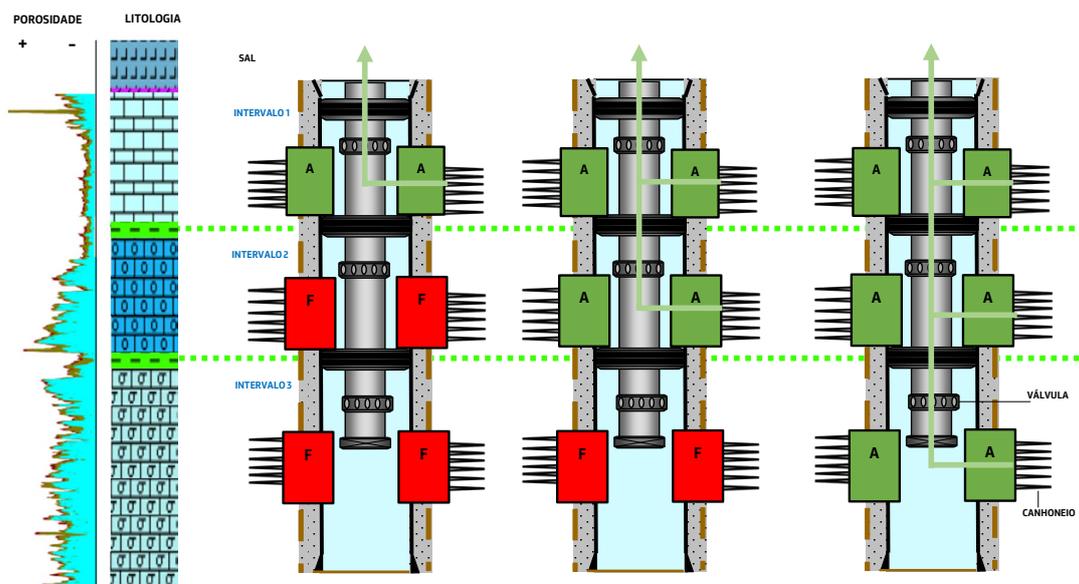


Figura 6.3.3: Figura esquemática ilustrando o funcionamento da completação inteligente em poço cimentado, que permite a seletividade em dois ou três intervalos, garantindo flexibilidade durante a exploração da jazida. No perfil esquemático litológico, as fâcies em verde representam fâcies fechadas ou com baixa porosidade, ideal para posicionar os isolamentos entre os intervalos canhoneados. Legenda: A= intervalo aberto; F= intervalo fechado.

completação inteligente, através do acionamento de válvulas instaladas no poço (Figura 6.3.3). Esse tipo de completação permite a abertura ou o fechamento de determinado intervalo na coluna de produção e com isso possibilita ações de controle da produção de água e/ou gás nos poços produtores, sendo uma ferramenta bastante importante no gerenciamento da produção dos reservatórios, garantindo a flexibilidade, aumentando a robustez do projeto frente às incertezas geológicas e favorecendo a otimização do fator de recuperação (Schnitzler *et al.*, 2019). Idealmente o isolamento entre as zonas é posicionado em fácies lamosas ou com baixa porosidade que correspondem a limites de zonas estratigráficas.

de água em abril de 2020 e a exportação de gás, em setembro de 2020, todas nessa mesma plataforma.

Um dos marcos importantes do campo de Búzios foi o início da produção, em setembro de 2018, de um poço de altíssima produtividade, que necessitou ser interligado à plataforma P-74 com *flowline* e *riser* de 8" de diâmetro para capturar o potencial de produção. No primeiro teste de produção desse poço, seu potencial foi estimado em aproximadamente 57,6 mil barris por dia (bbl/d). Essa tecnologia também é uma das citadas (Oliveira, J. *et al.*, 2021) pelo "The Búzios Project: A Brazilian Pre-Salt Super Giant", laureado no OTC 2021 como parte do prêmio *OTC's Distinguished Achievement Award for Companies*, atribuído a Petrobras.

6.4. Primeiros resultados de produção do campo

Em 20 de abril de 2018, foi iniciada a produção do campo de Búzios através da plataforma de produção P-74. A injeção de gás no reservatório foi iniciada em agosto de 2018, a

A segunda plataforma a entrar em operação foi a plataforma P-75, localizada na região ao sul do campo, iniciando a sua produção em novembro de 2018. As plataformas P-76 e P-77, na região central do campo, iniciaram

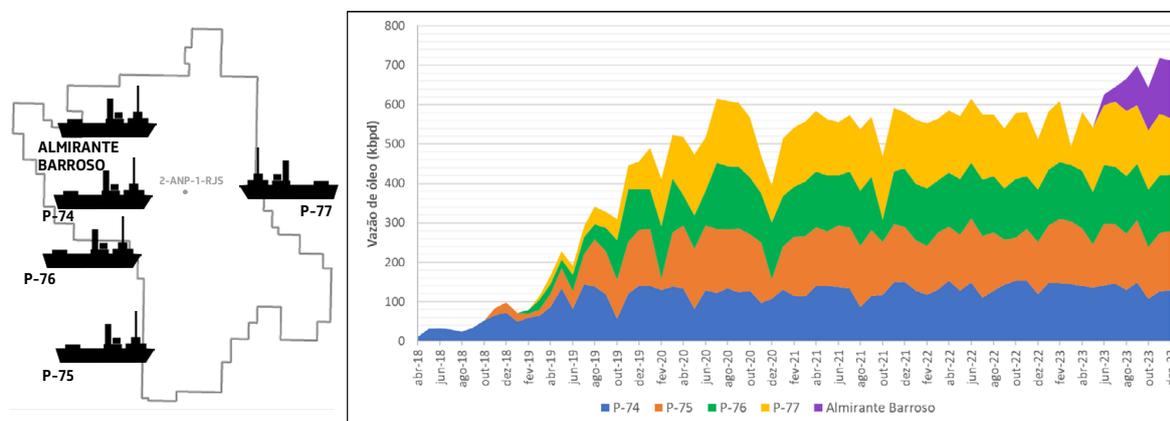


Figura 6.4.1: À esquerda, imagem com o Ring Fence de Búzios, a posição do poço 2-ANP-1-RJS e a localização esquemática aproximada das plataformas em operação (P-74, P-75, P-76, P-77 e Almirante Barroso). À direita, gráfico do histórico de produção de óleo de cada plataforma (em mil barris por dia) desde o início da operação até dezembro de 2023 no campo de Búzios.

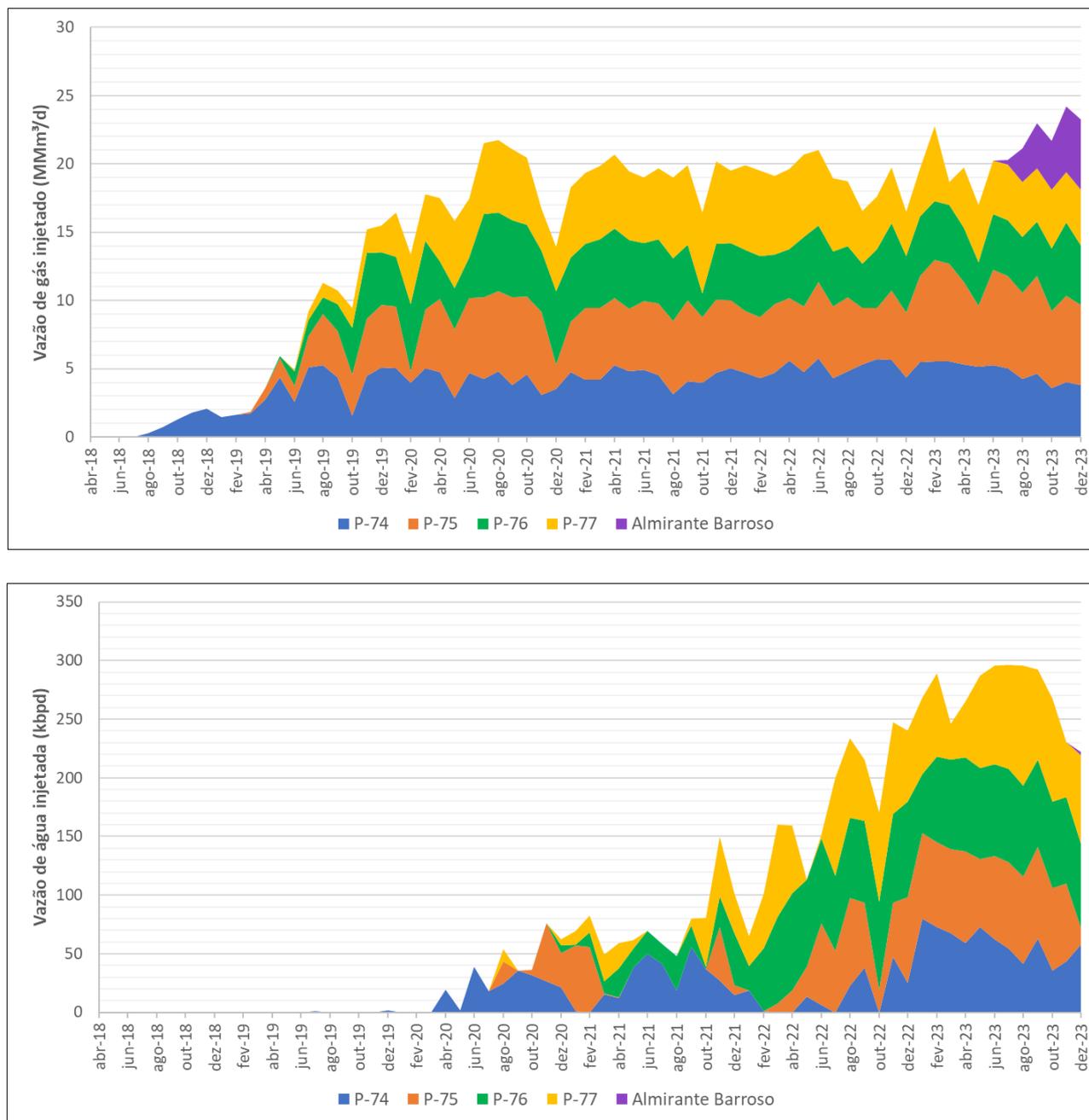


Figura 6.4.2: Histórico de injeção de gás (acima) e de água (abaixo) de cada plataforma em operação no campo de Búzios (escala em milhões de m³ por dia). Dados até dezembro de 2023.

suas operações em fevereiro e março de 2019, respectivamente. Em maio de 2023, a quinta plataforma, Almirante Barroso, teve o seu primeiro óleo. Em outubro do mesmo ano, este navio-plataforma atingiu o topo de produção de 150 mil barris de petróleo por dia (bpd). Esse resultado foi alcançado em tempo

recorde: foram 146 dias (menos de cinco meses) desde o primeiro óleo.

Até o final do ano de 2023, estavam em operação no campo 22 poços produtores e 22 poços injetores. As Figuras 6.4.1 e 6.4.2 apresentam, respectivamente, o histórico de produção e

injeção de cada plataforma. Em dezembro de 2023, a jazida atingiu uma produção média de 713 mil barris de óleo por dia.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Desde sua descoberta em 2010 até dezembro de 2023, após a perfuração de cerca de 80 poços e a entrada em operação de 5 sistemas de produção, o campo de Búzios tem se mostrado um gigante, tanto pelo potencial produtivo dos reservatórios como pelos desafios técnicos para extrair da jazida seu máximo valor. Dos estudos exploratórios até os estudos avançados de reservatório, Búzios vem revelando esse enorme potencial, de forma a contribuir substancialmente com a produção de petróleo da Petrobras e do Brasil nos próximos anos. Atualmente, o campo de Búzios é o segundo maior campo produtor do país, atrás apenas do campo de Tupi. Conforme o Plano Estratégico da Petrobras, está prevista a instalação de mais seis unidades em Búzios até 2027, com a expectativa de alcançar uma capacidade instalada de 2 milhões de barris de óleo por dia.

Com a contínua aquisição de dados estáticos e dinâmicos durante o desenvolvimento do campo, vem sendo progressivamente construída a compreensão da distribuição espacial das fácies, dos controles stratigráficos da jazida e da evolução estrutural, elementos fundamentais que controlam a distribuição das características geológicas do reservatório.

A concepção desses modelos conceituais através da incorporação dos dados adquiridos

em poços, conjuntamente com as interpretações dos dados sísmicos mais avançados da indústria, subsidia e suporta a construção do modelo geocelular dos reservatórios, que consiste em uma ferramenta fundamental para a representação dos reservatórios em subsuperfície (Bruhn *et al.*, 2017). Essa ferramenta permite à equipe técnica ter uma visão espacial da jazida, simular diferentes conjuntos de realizações, variando as propriedades com o objetivo de avaliar formas alternativas e estratégias de se explorar o campo via concepção dos projetos de desenvolvimento da produção. A Figura 7.1 retrata o fluxo de caracterização dos reservatórios do campo de Búzios. É importante ressaltar que com o surgimento de novas informações (como, por exemplo, perfuração de um conjunto de poços ou um dado sísmico novo interpretado) ou novas tecnologias, esse fluxo é retroalimentado de forma que se retrate a visão mais completa e atualizada da jazida. Dessa maneira, permite-se avaliar as melhores práticas de exploração, diminuindo os riscos envolvidos na atividade de desenvolvimento e garantindo o maior retorno econômico de forma sustentável, compatível com a magnitude desse ativo.

Essa história está apenas começando e ao longo da década que se inicia ocorrerá a continuidade da implantação dos demais módulos do campo de Búzios. Muitos desafios ainda estão por vir, espera-se que o desenvolvimento desse importante ativo possa trazer muitas oportunidades de desenvolvimento tecnológico para o país, para o meio acadêmico e para toda a indústria nacional.

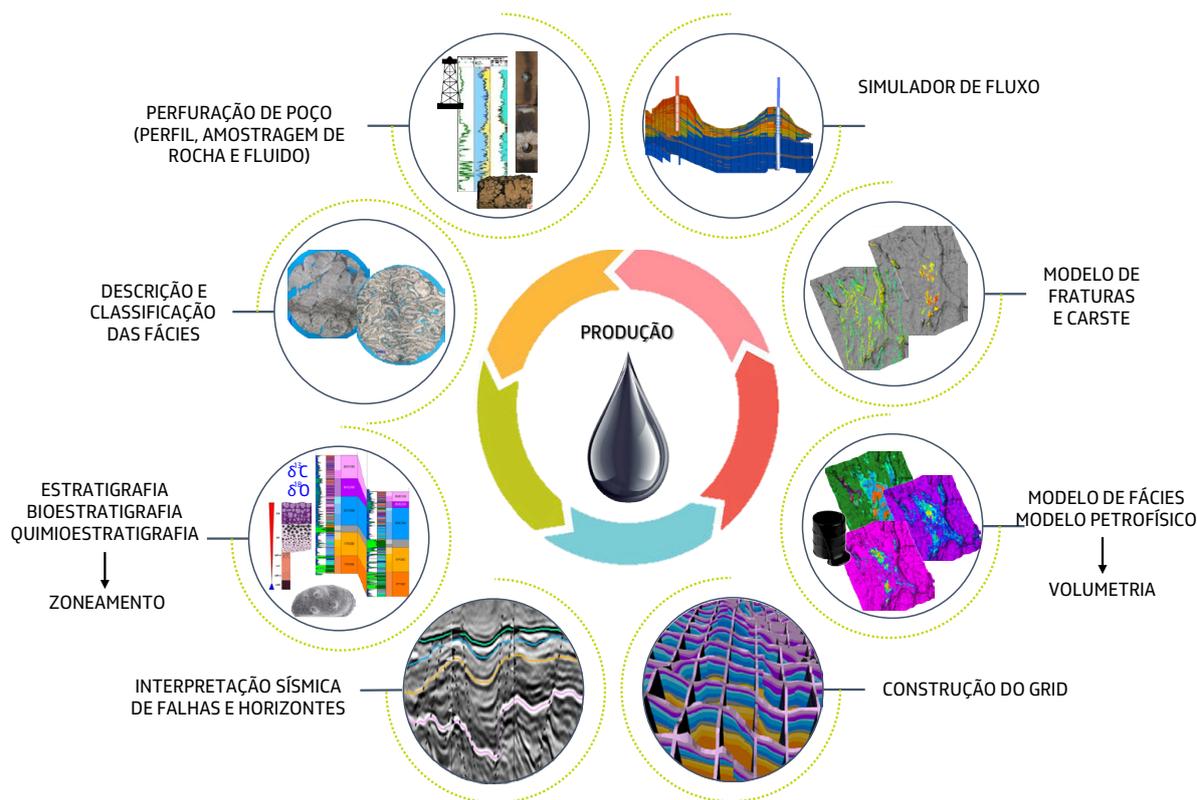


Figura 7.1: Fluxo de caracterização de reservatórios aplicado ao campo de Búzios.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Petrobras pelo investimento na capacitação do corpo técnico, possibilitando a reunião de equipes em diversas áreas da empresa para que trabalhem de forma integrada na contínua construção do conhecimento de reservatórios geológicos de grande complexidade, superando os desafios e implantando as melhores práticas.

Não podemos deixar de agradecer aos que saíram da empresa no processo de aposentadoria, pois depois de muitos anos de contribuição, passaram alguns anos dedicados ao campo de Búzios, deixando um incrível legado, sendo estes: Jeferson Dias e Jobel Moreira, pelo papel estratégico no gerenciamento da fase exploratória; Carlos Henrique Lima

Bruhn e Antonio Capeleiro Pinto, pelo empenho em garantir o alto nível técnico através da capacitação e formação das equipes ao longo desses anos; Viviane Sampaio, pelo seu magnífico trabalho na liderança dos estudos de rochas do campo; Denise Aranha e Luiz Carlos Soares, atuando na área de geologia de reservatórios com excelência na caracterização de reservatórios tão complexos; Valcir Beraldo e José Ronaldo de Melo, que atuaram de forma assertiva na engenharia de reservatórios, diretamente na definição da estratégia geral de desenvolvimento do campo.

Agradecemos ainda a Daniel Dubois pelas considerações sobre a geoquímica do campo; a Franco Quadros pelas contribuições sobre o carste; a Yaro Parizek Silva, pela ajuda na

seleção de imagens de QEMSCAN; a Erlanny Alves Cruz, pela ilustração dos mapas de associação de fácies da Fm. Itapema; a Rodrigo Surmas, pelas imagens de microtomografia; a Paulo Lee pelo aporte do gráfico de histogramas de permeabilidade; a Paulo Pires pelas informações atualizadas dos dados de produção e injeção do campo; a Ednilson Bento Freire, Helena Assaf de Souza, Nolan Maia Dehler, Paulo Paraizo e Antônio Magalhães (Magal) pelas revisões detalhadas que ocasionaram melhorias significativas e aos gerentes Fabiano Omar, Thiago Pessoa, Midori Deguchi, Luciana Silva, Ana Paula Martins, Eduardo Roemers de Oliveira, Tatiana de Oliveira, Henrique Penteadó e Rogério Soares Cunha pelo apoio na confecção deste capítulo.

Há ainda um número extenso de colegas que trabalham atualmente ou que já se dedicaram em algum momento ao campo de Búzios desde a sua descoberta, direta ou indiretamente. Sejam geólogos, geofísicos, petrofísicos, engenheiros, técnicos, coordenadores ou gerentes; ou ainda do laboratório, da área da exploração, de reservatórios ou da produção. É importante ressaltar que este é um trabalho feito a muitas mãos e só assim é possível desenvolver um campo gigante de forma tão brilhante.

REFERÊNCIAS

- ALBUQUERQUE, F.R.; PÉREZ-VIEIRA, G.L.; FONSECA, J. P. T. Modelagem de invasão de filtrado de fluido de perfuração para estimativa de SOR. *In: Seminário de Petrofísica da Petrobras (SPP)*, Rio de Janeiro, Brazil, Aug 2023. Evento interno.
- ANDRADE, P.I., ROINSENBERG, C., TERRA, G.S., BAIÃO, M.F., MELO, P.A.L.S., MARTINS, R.M.G. Um ano de produção do campo de Búzios – Lições aprendidas de gerenciamento de reservatórios e perspectivas para o futuro. *In: Seminário de Reservas e Reservatórios 2019 (SRR)*, Rio de Janeiro, Brazil, Set 2019. Evento interno.
- ANTUNES, R. C. **Modelo deposicional das coquinas do campo de Búzios, Bacia de Santos**. 2021. 290 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2021.
- ANTUNES, R. C; GUERRERO, J.C; JAHNERT, R.J. Coquina depositional model, Buzios Field, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, v.160, 19p. 2024.
- ARAI, M. South Atlantic Aptian paleogeography: A new model based on recent Brazilian micropaleontological data. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v.17, p. 331-351, 2009.
- ARAI, M.; HASHIMOTO, A.T.; UESUGUI, N. Significado cronoestratigráfico da associação microflorística do Cretáceo Inferior do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 3, n. 1/2, p. 87-103, 1989.
- ARAUJO, G. J. C.; SANGREMAN, A. P.; AZEVEDO, J. B.; SILVA, V. C.; MATTOS, A. L. M. B.; ARAUJO, C. H. V.; REAL, E. D. M. P. C.; GUIMARAES, F. R.; FALCÃO, F. O. L.; ASSIS, J. P. C.; SILVEIRA, R. F.; CRISANTE, V. M. Projeto RWI/SDWI em Búzios: Incrementar injeção de água no campo para maximizar o valor do ativo. *In: Iº Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios*

Elevação e Escoamento, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

ARIENTI, L. M.; SOUZA, R. S.; VIANA, S.; CUGLIERI, M. A.; SILVA, R. P.; TONIETTO, S. N.; PAULA, L.; GIL, J. A. Facies association, depositional systems, and paleogeographic models of the Barra Velha formation, pre-salt sequence – Santos Basin, Brazil. *In: AAPG ANNUAL CONVENTION AND EXHIBITION*, 2018, Salt Lake City, Utah. **Proceedings [...]**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2018.

ARTAGÃO, V. M. **Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos: identificação, correlação e mecanismos de controle de ciclos sedimentares**. 2018. 174 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias, Tectônica, Petrologia e Recursos Minerais) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

BARBOSA, G. F.; GORLA, F. F. L.; HENRIQUE, A.; BOCARDI, L.B. Construção do Modelo Estratigráfico e Estrutural com os Softwares PaleoScan e GeoTeric. *In: III SIMGEO - Simpósio de Geologia da Petrobras*, 2022. Evento interno.

BARNETT, A. J.; FU, L., RAPASI, T.; SCOTELLARO, C., GUHA, J., CABOLOVA, A.; DOMINGUES, A.L., Seismic characterization and origin of clinoforms in lacustrine depositional environments: a case study from the Cretaceous of the South Atlantic *in* J. Hendry, P. Burgess, D. Hunt, X. Janson & V. Zampetti (eds), **Seismic Characterization of Carbonate Platforms and Reservoirs**, The Geological Society, Special Publication, London, v. 509, 2020.

BERG, S. S.; SKAR, T. Controls on damage zone asymmetry of a normal fault zone: outcrop analyses of a segment of the Moab fault, SE Utah. **Journal of Structural Geology**, New York, v.27, n.10, p.1803-1822, 2005.

BEURLEN, G.; GRILLO, J. L.; CUNHA, A. A. S.; FERREIRA, E. P.; LANA, C. C.; ARAI, M.; GALM, P. C.; MILHOMEM, P. S. **Bioestratigrafia da Petrobras do Jurássico ao Neógeno calibrada de acordo com a geocronologia de 2004**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDEXP. BPA, 2007. Relatório interno.

BITTENCOURT B. T.; GORLA, F.F.L. Análise de pressões no Campo de Búzios: uma abordagem através de mapas nos datums dos contatos entre fluidos. *In: III SIMGEO - Simpósio de Geologia da Petrobras*, 2022. Evento interno.

BRAZIL, F. A. F.; ALMEIDA, G. F. Modelo de Saturação por Pressão Capilar para o campo de Búzios: Construção do modelo e calibração com diversas fontes de dados. *In: Seminário de Petrofísica da Petrobras (SPP)*, Rio de Janeiro, Brazil, Out 2021. Evento interno.

BRAZIL, F. A. F. (b); ALMEIDA, G. F.; FONSECA, J. P. T.; DUTRA, V. P. L.; SOUZA, L. B.; BOHN, W. V. Revisão do corte de porosidade para o campo de Búzios: agilizando o estudo com uso de TD. *In: Seminário de Avaliação das Formações (SAF)*, Rio de Janeiro, Brazil, Set 2022. Evento interno.

BRAZIL, F. A. F. (c); ALMEIDA, G. F.; FONSECA, J. P. T.; SOUZA, L. B.; DUTRA, V. P. L.; BOHN, W. V. O Modelo Petrofísico: As importantes contribuições da Petrofísica para o Modelo Geológico 3D – O caso do campo de Búzios. *In: Seminário*

de Avaliação das Formações (SAF), Rio de Janeiro, Brazil, Set 2022. Evento interno.

BRAZIL, F. A. F. (a); GUERRERO, J. C.; CARVALHO, R. K.; SILVA, C. M. A. S.; MOLITERNO, A. M.C.; ARAUJO, C. H. V.; BARBOSA, G. F.; YAMATO, A. A.; CACELA, A. S. M.; LEITE, C. O. N.; ROCHA, N. P.; OLIVEIRA, V. C. B.; CAMPOS, M. T. R.; SILVA, V. G. M. R.; NATORI, H. O. H. N.; LIMA, F. P.; OLIVEIRA, D. L.; QUEIROZ, L. E. S.; SOUZA, L. B. Búzios field: The journey from reservoir characterization to production development. *In: 4th EAGE/HGC Conference on Latin America*, Cartagena, Colombia, 4p., Sept 2022.

BRAZIL, F. A. F.; ERTHAL, M. M.; CARVALHO, A. M. A. C.; MATOS, T. F.; BONZANINI, L. A. F. **Petrofácies de reservatório**: metodologia para o entendimento da qualidade de reservatório da formação Barra Velha, seção pré-sal da Bacia de Santos. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2015. 60 p. Relatório interno.

BRUHN, C. H. L.; PINTO, A. C. C.; JOHANN, P. R. S.; BRANCO, C. C. M.; SALOMÃO, M. C.; FREIRE, E. B. Campos and Santos basins: 40 years of reservoir characterization and management of shallow- to ultra-deep water, post- and pre-salt reservoirs - historical overview and future challenges. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL, 4., 2017, Rio de Janeiro. Conference papers [...]*. Richardson: Offshore Technology Conference, 2017. OTC-28159-MS.

BUCKLEY, J. P.; BOSENCE, D.; ELDERS, C. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an early cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf high, Santos Basin, Brazil. *In: BOSENCE, D. W. J. (ed.) et al. Microbial carbonates in space*

and time: implications for global exploration and production. London: Geological Society, 2015. p. 175-191. (Special publications, 418).

CACELA, A. S. M.; SILVA, C. M. A.; ROCHA, N. P.; OLIVEIRA, V. C. B.; DIAS FILHO, D. C.; SACORAGUE, A.; FALCÃO, L. C. **Petrofácies da formação Itapema do campo de Búzios**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDEP. GSE, 2020. Relatório interno.

CAMPOS, M. T. R.; MOLITERNO, A. M. C.; SILVA, E. B. Unveiling Giant Búzios: seismic data evolution and new insights for interpretation. *In: INTERNATIONAL MEETING FOR APPLIED GEOSCIENCE & ENERGY, 2021, Denver. [Proceedings]*. Tulsa: AAPG: SEG, 2021.

CAMPOS, M. T. R.; SILVA, E. B.; GUERRERO, J. C. Seismofacies interpretation and implications for the production geological model: Examples from the Buzios Field. *In: 4th EAGE/HGC Conference on Latin America*, Cartagena, Colombia, 4p., Sept 2022.

CAMPOS, M. T. R.; SILVA, V. G. M. R.; SILVA, E. B.; GUERRERO, J. C.; SILVA, L. M. T.; ABREU, C. E. B. S. Full Azimuth Nodes: rethinking seismic facies and sedimentary domains model in Buzios Field, Brazilian Pre-salt. *In: 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & Expogef*, Rio de Janeiro, Brazil, 6p., Oct 2023.

CARVALHO, R. K.C.; CHANG, P.L.K.C.; LOYOLA-CAMORIM, R. D.; DEUCHER, R. H.; MARCON, D. R. Estudo de Upscale de Curvas de Permeabilidade Relativa. *In: Seminário de Geologia de Reservatórios*, Rio de Janeiro, Brazil, Out2018. Evento interno.

- CATTO, B.; VARELA, P. V.; CANDIDO, A. G.; DIAS, K. D. N.; YAMATO, A. K. Principais marcadores estratigráficos do pré-sal da Bacia de Santos, sua relação com os horizontes sísmicos e seu entendimento na evolução da bacia. *In: XII SINTEX – Seminário de Interpretação Exploratória da Petrobras*, 2021. Evento interno.
- CARMINATTI, M., WOLF, B., GAMBOA, L. New exploratory frontiers in Brazil. *In: 19th World Petroleum Congress*, Madrid, Spain, WPC Proceedings, 11p. 2008.
- CASTRO, T. M. **Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos**. 2019. 181 f. Dissertação (Mestrado em Geologia e Geofísica) – Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.
- CASTRO, T.M.; LUPINACCI, W. Evaluation of fine-grains in pre-salt reservoirs. *In: 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*, Rio de Janeiro, Brazil, 7p., Aug 2019.
- CASTRO, T.M.; LUPINACCI, W. 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, Part D, 2022.
- CATUNEANU O. **Principles of sequence stratigraphy**. Amsterdam, Elsevier, 375 p., 2006.
- CAVALCANTE FILHO, J. S. A.; SILVA, V. L. S.; PIZARRO, J. O. S. Assessment of miscible WAG injection performance in a giant carbonate reservoir using analytical and numerical approaches. *In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. IMPROVED OIL RECOVERY CONFERENCE*, 2020. [Proceedings]. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2020. SPE-200333-MS.
- CAZARIN, C. L.; BEZERRA, F. H. R.; BORGHI, L.; SANTOS, R. V.; FAVORETO, J.; BROD, J. A.; AU-LER A. S.; SRIVASTAVA, N. K. The conduit-seal system of hypogene karst in Neoproterozoic carbonates in northeastern Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v.101, p. 90-107, Mar. 2019.
- CHAVES, R.A.P.; POZZI, R.P.C.; BERALDO V.T. Revisão de Técnica de Upscaling de Propriedades Petrofísicas de Reservatórios. *In: 43º Encontro de Modelagem de Reservatórios*, Evento interno da Petrobras, Set 2019.
- CHILINGAR, G. V.; FAIRBRIDGE, R. W.; BISSEL, H. J. (ed.). **Carbonate rocks**. Amsterdam, New York: Elsevier Pub. Co., 1967. v. 2.
- CHINELATTO, G. F.; BELILA, A. M. P.; BASSO, M.; SOUZA, J. P. P.; VIDAL, A. C. A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: a case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema formation, Santos Basin-Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 116, 104317, June 2020.
- CHINELATTO, G. F.; VIDAL, A. C.; KURODA, M. C.; BASILICI, G. A taphofacies model for coquina sedimentation in lakes (lower cretaceous, Morro do Chaves formation, NE Brazil). **Cretaceous Research**, London, v. 85, May 2018.

- CHOI, J. H.; EDWARDS, P.; KO, K.; KIM, Y. S. Definition and classification of fault damage zones: a review and a new methodological approach. **Earth Science Reviews**, Amsterdam, v. 152, p. 70-87, Jan. 2016.
- CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 54, n. 2, p.207-250, 1970.
- COELHO, F.N. Desafios da Completação PACI no gerenciamento do campo de Búzios. *In: I Congresso Integrado de Reservas, Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE)*, Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.
- CÔRTEZ V.H. e SILVA, A.A.A. Estratégia contínua de incorporação assistida de dados dinâmicos ao modelo de reservatórios de Búzios. *In: I Congresso Integrado de Reservas, Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE)*, Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.
- CÔRTEZ V.H. Assimilação de dados integrada a redes generativas de tradução imagem-imagem aplicada a modelos de reservatórios. *In: I Congresso Integrado de Reservas, Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE)*, Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.
- COSTA, M. M. M.; ABREU, C. E. B. S.; SILVA, E. B.; CAMPOS, M. T. R.; SILVA, V. G. M. R.; TEIXEIRA, L.; REIS, R. R.; QUEIROZ, L. E. S.; JUNIOR, J. B. S.; OLIVEIRA, F. V. C. S. R. S.; RODRIGUES, C. C.; BORGES, F.A.S.; GROCHAU, M. H.; JOHANN, P. R. S.; MOLITERNO, A. M.C.; ASSIS, J. P. C.; GUERRERO, J.C; BRAZIL, F. A. F. Buzios life-of-field seismic: 4D modeling and acquisition planning. *In: 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & Expogef*, Rio de Janeiro, Brazil, 6p., Oct 2023.
- COTIA, D. R.; MOLITERNO, A. M. C.; SANGREMAN, A. P.; LIMA, B. E. M.; ARAUJO, C. H. V.; ARANHA, D. V.; MARÇON, D. R.; LIMA, F. P.; MELO, J. R. C.; GLITZ, K. L. Z.; CARVALHO, R. K.; SILVA V. C. S. Campo de Búzios – Histórico de um Gigante. *In: I° Congresso Petrobras de Geociências e Geoengenharia*, Rio de Janeiro, Brazil, Nov 2019. Evento interno.
- DAL' BÔ, P.F.; VALLE, B.; FAVORETO, J.; MENDES, M.; RIGUETI, A.L.; BORGHI, L.; PORTO-BARROS, J. P. **Coquinas da formação Morro do Chaves: tafonomia, diagênese, porosidade e classificação**. Rio de Janeiro: Albatroz, 2020. 134 p.
- DEUCHER, R. H.; HIDALGO, D.; GOMES, D. M.; RODRIGUES, J. R. P.; GASPARINI, L. S.; CHANG, P. L. K. C.; PEDRINHA, S.; NICOLAIDIS T. R. Otimização do desempenho do novo modelo do Campo de Búzios: Integração de iniciativas para reduzir em 75% o tempo de simulação. *In: I° Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios Elevação e Escoamento*, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.
- DE ROS, L. F. **Caracterização e interpretação de litologias da sucessão pré-sal das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo**. [S. l.]: PETROBRAS, 2010. 34 p. Relatório interno.
- DIAS, R. M.; LUPINACCI, W. M.; CASTRO, T. M.; SANTOS, M. A. C. Understanding the relationship between acoustic impedance and porosity in the presalt of the Buzios Field Santos Basin. *In: First EAGE Workshop on Pre-Salt*

Reservoir: from Exploration to Production. **Proceedings** [...] Rio de Janeiro, 2019.

DUARTE, S.B.; SILVA, C.F.; TEIXEIRA, R.B. Análise das deformações associadas às tensões horizontais no pré-sal nos Campos de Búzios e Mero. *In: I Encontro Técnico de Geohazards, Geologia Estrutural e Geomecânica (ET3G)*, Rio de Janeiro, Brazil, Jun 2023. Evento interno.

DUNHAM, R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *In: HAM, W. E. (ed.). Classification of carbonate rocks*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1962. p. 108-121. (AAPG memoir, v. 1).

DUTRA, V. P. L. (a); SOUZA, L. B.; BRAZIL, F. A. F.; PEDRINHA, S.; PARAIZO, P. L. B.; BOHN, W. V. Modelo de Porosidade de Búzios: Incorporação de elementos extra-matriz através de perfis de Imagem e sua propagação no Modelo Geológico. *In: Seminário de Avaliação das Formações (SAF)*, Rio de Janeiro, Brazil, Set 2022. Evento interno.

DUTRA, V. P. L. (b); SOUZA, L. B.; LIMA, F. P.; ROISENBERG, C. Os carstes de Búzios e seu impacto no modelo de porosidade. *In: Seminário de Petrofísica da Petrobras (SPP)*, Rio de Janeiro, Brazil, Set 2022. Evento interno.

DUTRA, V. P. L. IA aplicada ao modelo petrofísico de Búzios. *In: Seminário de Geologia da Petrobras (SIMGEO)*, Rio de Janeiro, Brazil, Nov 2022. Evento interno.

DUTRA, V. P. L. (a); ALMEIDA, G. F.; GUIMARÃES, C. S.; PEDRINHA, S.; PARAIZO, P. L. B.; FONSECA, J. P. T. Permeabilidade no campo

de Búzios: do plugue a produção. *In: Seminário de Petrofísica da Petrobras (SPP)*, Rio de Janeiro, Brazil, Ago 2023. Evento interno.

DUTRA, V. P. L. (b); BOHN, W. V.; TREVIZAN, W. A. Cálculo do Volume de Argila no Pré-Sal: Exagero ou necessidade. *In: Seminário de Petrofísica da Petrobras (SPP)*, Rio de Janeiro, Brazil, Ago 2023. Evento interno.

EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E. A late devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. **Canadian Petroleum Geology Bulletin**, Calgary, v. 19, n. 4, p. 730-781, 1971.

FALCAO, F. O. L.; CHAVES, R. A. P. Buzios Field: Characteristics and Geomechanical Challenges of the Giant Carbonate Offshore Field. *In: 57th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, Atlanta, Georgia, USA, Jun 2023.

FAVORETO, J.; VALLE, B.; BORGHI, L.; DAL' BÓ, P. F.; MENDES, M.; ARENA, M.; SANTOS, J.; SANTOS, H.; RIBEIRO, C., COELHO, P. Depositional controls on lacustrine coquinas from an early cretaceous rift lake: Morro do Chaves formation, northeast Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 124, 104852, Feb. 2021.

FERREIRA, D.J.A. (a); DIAS, R.M.; LUPINACCI, W.M. Seismic pattern classification integrated with permeability-porosity evaluation for reservoir characterization of presalt carbonates in the Buzios Field, Brazil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.201, 12p., 2021.

FERREIRA, D.J.A. (b); DUTRA, H.P.L.; CASTRO, T.M.C.; LUPINACCI, W.M. Geological Process Modeling and Geostatistics for Facies

- Reconstruction of Presalt Carbonates. **Petroleum Geology**, v.124, Feb. 2021.
- FERREIRA, D. J. A. (c); OLIVEIRA, G. M. B.; CASTRO, T. M.; DIAS, R. M.; LUPINACCI W. M. Geostatistics assisted by machine learning for reservoir property modeling: A case study in presalt carbonates of Buzios Field, Brazil. **The Leading Edge**, Special Section: Latin America, 14 p., 2021.
- FIGUEIREDO, M.P.; MORSCHBACHER, M.J.; VASQUEZ, G.F.; JUSTEN, J.C.R.; MARIA, A.L.M.; FALCAO, F.O.L. Validação da compressibilidade de poros do modelo geomecânico de Búzios utilizando resultados de ensaios de caracterização poroelástica. *In: I Encontro Técnico de Geohazards, Geologia Estrutural e Geomecânica (ET3G)*, Rio de Janeiro, Brazil, Jun 2023. Evento interno.
- FIGUEIREDO, S. A. S. T. **Análise geométrica e arquitetural em afloramento de coquinas da formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas**. 2018. 151 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2018.
- FOLK, R. L. **Petrology of sedimentary rocks**. Austin: Hemphill's, 1968. 182 p.
- FRANTZ, C. M.; PETRYSHYN, V. A.; MARENCO, P. J.; TRIPATI, A.; BERELSON, W. M.; CORSETTI, F. A. Dramatic local environmental change during the early eocene climatic optimum detected using high resolution chemical analyses of Green River formation stromatolites. **Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology**, Amsterdam, v. 405, July 2014.
- GARCIA, G. G.; GARCIA, A. J. V.; HENRIQUES, M. H. P.; MARQUES, R. M. M.; REIS, R.P. Taphofacies and Petrofacies Theoretical Marine Models Applied to Coquina of the Amaral Formation (Lusitanian Basin, Portugal). **Journal of Marine Science and Engineering**, v.9, 1319, 26p. 2021.
- GARCIA, G. G.; HENRIQUES, M. H. P.; GARCIA, A. J. V. Análise tafonômica das associações de coquinas da formação Morro do Chaves (Bacia Sergipe-Alagoas, NE Brasil) aplicada a avaliação de reservatórios. *In: JORNADAS ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE GEÓLOGOS*, 6., 2016, Coimbra. **Livro de resumos [...]**. Lisboa: APG, 2016. p. 23-26.
- GARCIA, G. G.; HENRIQUES, M. H. P.; GARCIA, A. J. V. DANTAS, M.V.S.D. 2020. **Petrofacies and taphofacies analyses of coquinas as a tool for the establishment of a stratigraphic evolution model of the Morro do Chaves Formation (Sergipe-Alagoas Basin, NE Brazil)**. *Facies*, 67:4, 1-19p.
- GOMES, J. P.; BUNEVICH, R. B.; TEDESCHI, L. R.; TUCKER, M. E.; WHITAKER, F. 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, Mar. 2020.
- GOMES, M.A., BUKAHI, L.N., ASSIS, J.P.C, PIRES, P.R.M., VALE, P.A.N.S.O., SAMPAIO, T.P. e SANT'ANA T.C. Estudo de Caso - Controle de RGO da plataforma p-77 (Búzios módulo 4) através da conversão de injetores WAG e do uso da completação inteligente. *In: I Congresso Integrado de Reservas, Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE)*, Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

GOMES, M.A., BUKAHI, L.N., ASSIS, J.P.C, PIRES, P.R.M., VALE, P.A.N.S.O., SAMPAIO, T.P. e SANT'ANA T.C. Taming a Giant - Reservoir management Strategies to deal with the initial uncertainties in Búzios Field. *In: Offshore Technology Conference (OTC)*, Houston, USA, May 2024.

GOMES, P. O.; PARRY, J., MARTINS, W. The Outer High of the Santos Basin, southern São Paulo Plateau, Brazil: Tectonic setting, relation to volcanic events and some comments on hydrocarbon potential. *In: AAPG Search and Discovery Article*, p. 1–5, 2002.

GOMES, P. O.; KILSDONK B.; MINKEN, J; GROW T.; BARRAGAN, R. The Outer High of the Santos Basin, Southern Sao Paulo Plateau, Brazil: Pre-Salt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift Structures. *In: AAPG International Conference and Exhibition*, Search and Discovery Article, Cape Town, South Africa, Oct. 2008.

GOMES, P. O., KILSDONK B.; GROW, T; MINKEN, J.; BARRAGAN, R. Tectonic evolution of the Outer High of Santos Basin, southern Sao Paulo Plateau, Brazil, and implications for hydrocarbon exploration. *In: D. Gao, ed., Tectonics and sedimentation: Implications for petroleum systems: AAPG Memoir 100*, p. 125 – 142, 2012.

GORLA, F. F. L. (a); CARDOSO, G. L.; CARNEIRO, C. C.; HENRIQUE, A.; PENTEADO, H. L. B. Classificação sísmica multi-atributos na Formação Barra Velha do Campo de Búzios a partir de algoritmos de aprendizado não-supervisionado. *In: 9º Simpósio de Quantificação em Geociências*, Campinas, Brazil, 2022.

GORLA, F. F. L. (b); NOGUEIRA, J. D. L.; SANTOS, S. B.; FONTES, R. A.; SACORAGUE, L. A.; HENRIQUE, A.; PENTEADO, H. L. B.; CARNEIRO, C. C. Análise de agrupamentos como ferramenta para compartimentação de tipos de águas de formação no Campo de Búzios. *In: 9º Simpósio de Quantificação em Geociências*, Campinas, São Paulo, Brazil, 2022.

GORLA, F. F. L. (a); NOGUEIRA, J. D. L.; SANTOS, S. B.; CARNEIRO, C. C. Cluster analysis as a tool for compartmentalization of formation water types in the Santos Basin. *In: Goldschmidt*, Lyon, France, 2023.

GORLA, F. F. L. (b); NOGUEIRA, J. D. L.; SANTOS, S. B.; CARNEIRO, C. C. Modelagem hidrogeoquímica aplicada à recomposição original de águas de formação em condições de reservatório no pré-sal (Bacia de Santos). *In: 17º Simpósio de Geologia do Sudeste*, Rio de Janeiro, Brazil, 2023.

GUERRERO, J. C. **Depositional 3D model of Morro do Chaves Coquinas through a multiscale approach, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil.** 2022. 101f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brazil, 2022.

GUERRERO, J. C (a).; BIZOTTO, A. C.; MOLITerno, A. M. C.; CORREA, C. R. A.; SALES, C. R. S; ROISENBERG, C.; OLIVEIRA, D. L.; ARANHA, D. V.; OLIVEIRA, E. R.; SILVA, E. B.; ALMEIDA, F. O. A.; LIMA, F. P.; QUADROS, F. B.; OLIVITO, J. P. R.; SANGLARD, J. C. D.; QUEIROZ, L. E. S.; FREITAS, L. C. S.; CARVALHO, E. K.; LYKAWKA, R.; MIZUNO, T. A. Coquinas de Búzios: Integração conceitual e metodológica para a construção do modelo geológico 3D de fácies.

- In: 1º Congresso Petrobras de Geociências e Geoengenharia*, Rio de Janeiro, Brazil, Nov 2019. Evento interno.
- GUERRERO, J. C. (b); MOLITERNO, A. M. C.; SALES, C. R.; OLIVEIRA, D. L.; ARANHA, D. V.; SILVA, E. B.; LIMA, F. P.; FREITAS, L. C. S.; QUEIROZ, L. E. S.; CAMPOS, M. T. R.; CARVALHO, R. K.C.; ROISENBERG, C.; ALMEIDA, F. O.; QUADROS, F. B. Montanha de Dados do Gigante Búzios: Estratégia de Aquisição e Incorporação. *In: 1º Congresso Petrobras de Geociências e Geoengenharia*, Rio de Janeiro, Brazil, Nov 2019. Evento interno.
- GUERRERO, J. C.; MOLITERNO, A. M. C.; ROISENBERG, C.; OLIVEIRA, D. L.; ARANHA, D. V.; SILVA, E. B.; ALMEIDA, F. O.; LIMA, F. P.; FREITAS, L. C. S.; QUEIROZ, L. E. S.; CAMPOS, M. T. R.; CARVALHO, R. K.C. A Montanha de Dados do Gigante Búzios: Aquisição e Incorporação dos Dados. *In: Seminário de Geologia de Reservatórios*, Rio de Janeiro, Brazil, 2020. Evento interno.
- HIDALGO, D.; SILVA, V. C.; ARAUJO, C. H. V.; SANGRAMAN, A. P.; KAYO, M.V.M.; RODRIGUES, L. A.; SAMPAIO, T. P.; REGO, J. R. S.; MELO, P. A. L. S.; NAVEIRA, V. P.; FERNANDES, R. O. P.; TERRA, L. S.; LIMA, D. L. Búzios full-field: Vanguarda na otimização de desenvolvimento multi-módulo. *In: 1º Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios Elevação e Escoamento*, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.
- HERLINGER, R. J.; ZAMBONATO, E. E.; DE ROS, L. F. Influence of diagenesis on the quality on the quality of lower cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brasil. **Journal of Sedimentary Research**, Tulsa, v. 87, n. 12, p. 1285-1313, Dec. 2017.
- JAHNERT, R.; PAULA, O.; COLLINS, L., STROBACH, E., PEVSNER, R. Evolution of a coquina barrier in Shark Bay, Australia by GPR imaging: architecture of a holocene reservoir analog. **Sedimentary Geology**, Amsterdam, v. 281, p. 59-74, Dec. 2012.
- KIDWELL, S. M; FÜRSICH, F. T.; AIGNER, T. Conceptual framework for analysis of fossil concentrations. **Palaios**, Tulsa, v. 1, p. 228-238, 1986.
- KIM, Y. S.; SANDERSON, D. J. The relationship between displacement and length of faults: a review. **Earth-Science Reviews**, Amsterdam, v. 68, p. 317-334, 2005.
- LARSEN, G.; CHILINGAR, G. V. (ed.). **Diagenesis of sediments and sedimentary rocks**. Amsterdam: Elsevier. 579 p. (Developments in Sedimentology, 25A), 1979.
- LEBRE, M.B.S. **Comparação de metodologias para estimativa de propriedades de reservatório aplicadas nos carbonatos do Pré-Sal do campo de Búzios, Bacia de Santos**. 2019. 106 f. Graduação em Geofísica, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2019.
- LEITE, C. O. N.; SILVA, C. M. A; DE ROS, L. F. Depositional and diagenetic process in the pre-salt rift section of a Santos Basin area, SE Brazil. **Journal of Sedimentary Research**, Tulsa, v. 90, n. 6, p. 584-608, June 2020.

LIECHOSCKI DE PAULA FARIA, D. L. P.; REIS, A. T.; SOUZA JUNIOR, O. G. Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modelling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 88, p. 676-695, Dec. 2017.

LIMA, B.E.M. **Impacto da alteração hidrotermal na qualidade dos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal no Norte da Bacia de Campos**. Goiânia / Kelps, 2020, 264p.

LIMA, B. E.; DE ROS L. F. Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian pre-salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. **Sedimentary Geology**, Amsterdam, v. 383, p. 55-81, Apr. 2019.

LIMA, F. P.; CARVALHO, R. K.C.; CHANG, P.L.K.C.; SANGREMAN, A. P.; MOLITERNO, A. M. C.; CAMPOS, M. T. R. Construção do modelo de fraturas em Búzios e análises pós-ajuste de testes de formação. *In: Iº Congresso Petrobras de Geociências e Geoengenharia*, Rio de Janeiro, Brazil, Nov 2019. Evento interno.

MAIER, E., FLEMING, F.P., FERREIRA, F.R.M., GUIMARÃES, F.R., AGUIAR, F.C., TERRA G.S., ASSIS, J.P.C, FILHO, J.S.B, ALENCAR, L.S., CARBONE, L.C., GUEDES, L., BUKAHI, L.N., LIMA, L.A.S., NOGUEIRA, M.C., GOMES, M.A., VALE, P.A.N.S.O., SILVA, R.M.P.S., OKA, S.K., COSTA, T.M.R.C. Completação inteligente em Búzios - Experiência com ganhos comprovados dentro de um cenário extremamente desafiador. *In: I Congresso Integrado de Reservas*,

Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE), Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

MADRUCCI, V. (coord). **Tectonossedimentação, mapeamento regional integrado e controles na distribuição e qualidade dos reservatórios dos Andares Jiquiá e Alagoas – Bacia de Santos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2017. 534 p. Relatório interno.

MAGALHÃES, A. J. C.; RAJA GABAGLIA, G. P.; FRAGOSO, D. G. C.; FREIRE, E. B.; LYKAWKA, R.; ARREGUI, C. D.; SILVEIRA, M. M. L.; CARPIO, K. M. T.; DE GASPERI, A.; PEDRINHA, S.; ARTAGÃO, V. M.; TERRA, G. J. S.; BUNEVICH, R. B.; ROEMERS-OLIVEIRA, E.; GOMES, J. P.; HERNÁNDEZ, R. M.; BRUHN, C. H. L. High-resolution sequence stratigraphy applied to reservoir zonation and characterisation, and its impact on production performance – shallow marine, fluvial downstream, and lacustrine carbonate settings. **Earth-Science Reviews**, Amsterdam, v. 210, 103325, Dec. 2020.

MAGNAVITA, L. P.; DEHLER, N. M.; GOMES, L. C.; SANT'ANA, M. V.; SOUZA, A. E. C. M.; MENEZES, J. R.; SZATMARI, P.; ARAÚJO, A. D.; PAULO, A. S.; VESELY, F. F.; OLIVEIRA, J. A. B.; NOVAIS, L. C. C.; MARTINS, L. M. R. **Arcabouço tectônico e cinemática do pré-sal do sudeste brasileiro**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2010. 161 p. Relatório interno.

MARIA, A.L.M.; FALCAO, F.O.L.; VASQUEZ, G.F.; JUSTEN, J.C.R.; MORSCHBACEHER, J.J.; FIGUEIREDO, M.P. Nova Metodologia de Estimativa de Coeficiente de Biot: Uma Aplicação Petrossísmica para Búzios. *In: I Encontro*

- Técnico de Geohazards, Geologia Estrutural e Geomecânica (ET3G)**, Rio de Janeiro, Brazil, Jun 2023. Evento interno.
- MATOS, T. F.; SANTOS, B. C. C.; RAMOS, E. R. F.; GUERRERO, J. C. Petrografia: Inteligência artificial na identificação de litologias - Exemplo do Campo de Búzios. *In: I° Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios Elevação e Escoamento*, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.
- MATTOS, T. R.; PEDRINHA, S. Workflow da Modelagem de Reservatório Integrada para o Campo de Búzios. *In: Seminário de Geologia de Reservatórios*, Rio de Janeiro, Brazil, 2022. Evento interno.
- 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, 14 p., 2022.
- MELO, P. A. L. S.; HIDALGO, D.; NATORI, H. O. H. N.; CAMIZA, D. D.; GOMES, D. M.; SILVA, M. I. O.; VIEIRA, R. A. M. Avaliação do impacto da aplicação do método WAG e da modelagem da histese de permeabilidade relativa no Campo de Búzios. *In: I° Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios Elevação e Escoamento*, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.
- MENEZES, C. P.; BEZERRA, F. H. R.; BALSAMO, F.; MOZAFARI, M.; VIEIRA, M. M.; SRIVASTAVA, N. K.; CASTRO, D. L. C. Hydrothermal silicification along faults affecting carbonate-sandstone units and its impact on reservoir quality, Potiguar Basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, Guildford, v.110, p. 198-217, Dec. 2019.
- MENEZES DE JESUS, C.; COMPAN, A. L. M.; SURMAS, R. Permeability estimation using ultrasonic borehole image logs in dual-porosity carbonate reservoirs. *Petrophysics*, Houston, v. 57, n. 6, p. 620-637, Dec. 2016.
- MEYERS, W. J. Paleokarstic features in Mississippian Limestones, New Mexico. *In: JAMES, N. P.; CHOQUETTE, P. W. (ed.). Paleokarst*. New York: Springer, 1988. p. 306-328.
- MILANI, E. J.; MELO, J. H. G.; SOUZA, P. A.; FERNANDES, L. A.; FRANÇA, A. B. Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.15, n. 2, p. 265-287, 2007.
- MILANI, E. J.; SZATMARI, P.; CUPERTINO, J. A. Basement control on structural styles and sediment pathways of Southeast Brazil Atlantic margin basins (Brazil deep sediments – deep-water sedimentation in the southeast Brazilian margin project). *In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2005, Paris, France. Proceedings [...]*. Paris, France: AAPG, 2005.
- MIZUNO, T. A.; MIZUSAKIA, A. M. P.; LYKAWKA, R. Facies and paleoenvironments of the Coqueiros formation (Lower Cretaceous, Campos Basin): a high frequency stratigraphic model to support pre-salt “coquinas” reservoir development in the Brazilian continental margin. *Journal of South American Earth Sciences*, Oxford, v. 88, p. 107-117, Dec. 2018.
- MOCZYDLOWER, B.; SALOMÃO, M. C.; BRANCO, C. C.; ROMEU, R. K.; HOMEM, T. R.; FREITAS,

L. C.; LIMA, H. A. Development of the Brazilian pre-salt fields: when to pay for information and when to pay for flexibility. *In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE*, 2012, Mexico. [**Proceedings**]. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2012.

MOLITERNO, A. M. C. O rombo graben que se tornou um campo de petróleo. interpretação estrutural do campo de Búzios, cessão onerosa de Franco, Bacia de Santos. *In: SEMINÁRIO DE TECTÔNICA, GEOLOGIA ESTRUTURAL E GEOMECÂNICA*, 2., 2014, Rio de Janeiro. [**Carta de resumos do**] **II Seminário de Tectônica, Geologia Estrutural e Geomecânica**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2014.

MOLITERNO, A. M. C.; CAMPOS, M. T. R.; SILVA, E. B.; QUEIROZ, L. E. S. **Campo de Búzios**: evolução do conhecimento pari passu com o aperfeiçoamento dos dados sísmicos. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2020. 13 p. (Informe Geofísico, 190).

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

MULDER, T.; ALEXANDER, J. The physical character of subaqueous sedimentary density flows and their deposits. **Sedimentology**, v.48, p. 269-299, 2001.

MUNIZ, M. C. **Tectono-stratigraphic evolution of the Barremian-Aptian Continental Rift Carbonates in southern Campos Basin, Brazil**. 2013. 324 f. Tese (Pós-Doutorado)

– Earth Science Department, Royal Holloway University of London, Londres, 2013.

MUNIZ, M. C.; Bosence, D. Lacustrine carbonate platforms: Facies, cycles, and tectono-sedimentary models for the presalt Lagoa Feia Group (Lower Cretaceous), Campos Basin, Brazil. **AAPG Bulletin**, v.102, 2569-2597p. 2018.

NICOLAIDIS, T. R.; NATORI, H. O. H. N.; LIMA, I. N. R.C.; MARTINS, P. H. A. Modelagem e Aplicação do Sistema de Separação Submarino HiSep® no Campo de Búzios. *In: I° Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios Elevação e Escoamento*, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

OLIVEIRA, J. O. A. I.; TAVARES, P. L.; SILVA, V. C.; LIMA, I. N. R. C.; BRITTO, J. F. F. H.; HERNALSTEENS, T.; KHAN, M. Buzios: the largest ultra-deepwater oilfield to date. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*, 2021, Houston. **Proceedings** [...]. Richardson: Offshore Technology Conference, 2021. OTC-31154-MS.

OLIVEIRA, L. C., RANCAN, C.C., SARTORATO, A. C. L.; FARIAS, F. A., PEREIRA, E. Drowning unconformities on presalt carbonate platforms – Examples from the Itapema Formation (Lower Cretaceous, Santos Basin, offshore Brazil). **Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology**, vol. 577, 20p, 2021.

OLIVEIRA, M.P.(a); RODRIGUES, B.F.T.; FALCAO, F.O.L.; PEREIRA, L.C.; NUNES, J.P.P.; BASTOS, M.X. Análise do contexto Geomecânico/estrutural da região de implantação do projeto de monitoramento do fundo marinho de Búzios.

In: I Encontro Técnico de Geohazards, Geologia Estrutural e Geomecânica (ET3G), Rio de Janeiro, Brazil, Jun 2023. Evento interno.

OLIVEIRA, M.P.(b); RODRIGUES, B.F.T.; FALCAO, F.O.L. Investigação sísmica das ocorrências geomecânicas do pós-sal do campo de Búzios. *In: I Encontro Técnico de Geohazards, Geologia Estrutural e Geomecânica (ET3G)*, Rio de Janeiro, Brazil, Jun 2023. Evento interno.

OLIVEIRA, V. C. B.; SILVA, C. M. A.; BORGHI, L. F.; CARVALHO, I. S. Lacustrine coquinas and hybrid deposits from rift phase: pre-salt, lower Cretaceous, Campos Basin, Brazil. *Journal of South American Earth Sciences*, Oxford, v. 95, 102254, 2019.

OLIVEIRA, T. C.; GUERRERO, J. C.; ANTONIO, M. M.; DUTRA, H. P.; PEDRINHA, S.; SILVA, C. M. A.; OLIVEIRA, V. C. B.; LEITE, C. O. N.; ROCHA, N. P.; CACELA, A. S. M.; CRUZ, E. M. A. Modelagem de Processos da Formação Itapeuma do Campo de Búzios e suas implicações. *In: III SIMGEO - Simpósio de Geologia da Petrobras*, 2022. Evento interno.

OLIVITO, J. P. R.; SOUZA, F. J. Depositional model of early Cretaceous lacustrine carbonate reservoirs of the Coqueiros formation – Northern Campos Basin, southeastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, Guildford, v. 111, p. 414-439, Jan. 2019.

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.; LIMA, B. E. M.; GUERRERO, J. C.; LIECHOSCKI DE PAULA FARIA, D.; MATOS, T. R.; DIAS, F. W. C.; OLIVEIRA, T. C.; PARAIZO, P. L. B.; OLIVEIRA, D. L.; ROISENBERG, C.; CORREA, R. P.; PINTO, M. G. F. D. R. Campo de Búzios: O arcabouço estrutural-estratigráficos em alta resolução como suporte à caracterização de processos diagenéticos críticos e modelagem geológica. *In: Iº Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios Elevação e Escoamento*, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

PEDRINHA, S. P.; GUERRERO, J. C.; OLIVEIRA, T. C.; SILVA, E. B.; CAMPOS, M. T. R.; SILVA, V. G. M. R.; MOLITERNO, A. M. C.; PARAIZO, P. L. B.; MATTOS, T. R. Caracterização e modelagem estrutural-estratigráfica 3D no campo de Búzios: uma visão aprimorada a partir do suporte da estratigrafia de alta resolução e novos dados sísmicos. *In: Seminário de Geologia de Reservatórios*, Rio de Janeiro, Brazil, 2022. Evento interno.

PIRES, P.R.M., SILVA, J.L., ENDRES, L., FURLANETTI, M.M., GRAMORELLI, F., SOUZA, F.C., ELERATI, L.E.M., NETTO, C.C., BARDUZZI, L. Traçadores – Gestão de dados e visualização avançada. *In: I Congresso Integrado de Reservas, Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE)*, Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

PLINT, A.G. Wave- and Storm-Dominated Shoreline and Shallow-Marine Systems. In:

DALRYMPLE R.; JAMES, N. (ed.). *Facies models 4*. Toronto: Geological Association of Canada, 2010. p. 541-575. (Geotext, 6)

POLCK, M. A. R.; GALLO, V.; FIGUEIREDO, F. J.; VIANA, S. M.; SANTOS, V. S. S.; QUEIROZ NETO, J. V.; JAHNERT, R. J. *Ellimma longipectoralis* sp. nov. (Teleostei: Clupeomorpha: Ellimmichthyiformes) from the Aptian of the Santos Basin, southeastern Brazil. **Journal of South American Earth Sciences**, Oxford, v. 98, 102318, Mar. 2020.

QUADROS, F. B. Q. **Modelagem geológica numérica do sistema cárstico do Lajedo Araçuá, formação Jandaíra, Bacia Potiguar**. 2018. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

RENAULT, R. W.; GIERLOWSKI-KORDESCH, E. H. Lakes. In: DALRYMPLE R.; JAMES, N. (ed.). **Facies models 4**. Toronto: Geological Association of Canada, 2010. p. 541-575. (Geotext, 6).

RODRIGUES, B. F. T. Integração Geohazards, Poços e Engenharia Submarina no Planejamento Otimizado das Trajetórias dos Poços no Campo de Búzios. In: Iº Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios Elevação e Escoamento, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

RODRIGUES, B.F.T. (a); CORDOVIL, A.G.P.; OLIVEIRA, M.P.; FALCAO, F.O.L. Otimizando o tempo: metodologia de criação de laudos de Geomecânica em Búzios. In: **I Encontro Técnico de Geohazards, Geologia Estrutural e**

Geomecânica (ET3G), Rio de Janeiro, Brazil, Jun 2023. Evento interno.

RODRIGUES, B. F. T. (b); OLIVEIRA, M. P. Geohazards no Campo de Búzios: aquisição de dados e o processo de otimização de trajetória de poços para redução de custo e risco. In: **I Encontro Técnico de Geohazards, Geologia Estrutural e Geomecânica (ET3G)**, Rio de Janeiro, Brazil, Jun 2023. Evento interno.

ROCHA, L.; FAVORETO J.; BORGHI, L. Coquinas da Formação Itapema, Campo de Mero (Pré-sal da Bacia de Santos): Análise de Microfácies e Paleoambiente Depositional. **Anuário do Instituto de Geociências**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 21p., 2021.

ROEMERS-OLIVEIRA, E.; BIZOTTO, A. C.; CORRÊA, C. R. A.; OLIVITO, J. P. R.; GUERRERO, J. C.; SANGLARD, J. C.; LYKAWKA, R.; MIZUNO, T. A. **Modelagem geológica de coquinas**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2020. 307 p. Relatório interno.

RIDING, R. Abiogenic, microbial and hybrid authigenic carbonate crusts: components of Precambrian stromatolites. **Geologia Croatica**, Zagreb, v. 61, n. 2-3, p. 73-103, Dec. 2008.

RIDING, R. Microbial carbonates: the geological record of calcified bacterial-algal mats and biofilms. **Sedimentology**, Oxford, v. 47, n. 1, p. 179-214, Feb. 2000.

ROISENBERG, C.; MOLITERNO, A. M. C.; CARVALHO, A. M. A.; SALES, C. R.; OLIVEIRA, D. L.; ARANHA, D. V.; SILVA, E. B.; ALMEIDA, F. O.; LIMA, F. P.; QUADROS, F. B.; GUERRERO, J. C.;

FREITAS, L. C. S.; ERTHAL, M. M.; CAMPOS, M. T. R.; JUNIOR, O. G. S.; CARVALHO, R. K.C.; MATOS, T. F. Fluxo de trabalho integrado para a construção de um modelo diagenético 3D do campo de Búzios. *In: 1º Congresso Petrobras de Geociências e Geoengenharia*, Rio de Janeiro, Brazil, Nov 2019. Evento interno.

SALOMÃO, M. C.; MARCON, D. R.; ROSA, M. B.; PESSOA, T. C. S.; PINTO, A. C. C. Broad strategy to face with complex reservoirs: expressive results of production in pre-salt area, offshore Brasil. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*, 47., 2015, Houston. [**Proceedings of the] 47th Offshore Technology Conference**. Richardson: Offshore Technology Conference, 2015. OTC-25712-MS.

SAMPAIO, T. P.; MELO, P. A. L. S.; OLIVEIRA, T. C.; CAMPOS, M. T. R.; RODRIGUES, B. F. T. Flexibilidades em projetos de dutos rígidos: O caso do Projeto Búzios 8 e os entraves à sua efetiva aplicação. *In: 1º Congresso Integrado de Reservas e Reservatórios Elevação e Escoamento*, Espírito Santo, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

SANTOS, V. S. S.; SILVA, C. M. A.; LEITE, C. O. N.; OLIVEIRA, V. C. B.; FONTES, R. A.; FIUZA, R. V.; SILVA FILHO, R. P.; CUGLIERI, M. A.; MELLO JUNIOR, A. F.; SOUSA, A. J.; BRANDÃO, M. V.; GRILLO, J. L.; QUEIROZ NETO, J. V.; AMORA, R. P.; MENEZES, T. R.; SCHIMIDT, J. S.; BINOTTO, R.; SURMAS, R. **Projeto Jiquiá**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2015. 378 p. Relatório Interno.

SARTORATO, A. C. L. **Caracterização faciológica, estratigráfica e diagenética dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra**

Velha, Bacia de Santos. 2018. 255 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias, Tectônica, Petrologia e Recursos Minerais) – Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

SCHNITZLER, E.; GONÇALEZ, L. F.; ROMAN, R. S.; SILVA FILHO, D. A. S.; MARQUES, M.; ESQUASSANTE, R. C.; DENADAI, N. J.; SILVA, M. F.; GUTTERRES, F. R.; GOZZI, D. S. 100th intelligent completion installation: a milestone in brazilian pre-salt development. *In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION*, 2019, Alberta. [**Proceedings**]. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2019.

SILVA, A.A.A. e CÔRTEZ V.H. Modelo Geológico Desvendado – O filtro de Kalman como ferramenta de análise detalhada do reservatório. *In: I Congresso Integrado de Reservas, Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE)*, Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

SILVA, C.M.A; CACELA, A.S.M.; LEITE, C.O.N.; CRUZ, E.M.A.; ANTONIO, M.M.; ROCHA, N.P.; OLIVEIRA, V.C.B.; ROMEIRO, M.A.T.; SILVA, P.C.S.; FONSECA, L.G.; ARAUJO, M.N.C.; FALCÃO, T.C.; SOUSA, A.J.; Ng, C.; MENEZES, T.R. **Modelo tectono-sedimentar de Búzios**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. Relatório interno em elaboração.

SILVA, C. M. A.; CACELA, A. S. M.; LEITE, C. O. N.; CRUZ, E. M. A.; ANTONIO, M. M.; ROCHA, N. P.; OLIVEIRA, V. C. B.; SOUSA, A. J.; GUERRERO, J. C.; OLIVEIRA, T. C. Modelo deposicional revisto para o Jiquiá no Campo de Búzios e aplicação na modelagem de processos geológicos. *In: XII*

SINTEX – Seminário de Interpretação Exploratória da Petrobras, 2021. Evento interno.

SILVA, C. M. A.; CACELA, A. S. M.; LEITE, C. O. N.; CRUZ, E. M. A.; ANTONIO, M. M.; ROCHA, N. P.; OLIVEIRA, V. C. B.; SOUSA, A. J.; GUERRERO, J. C.; OLIVEIRA, T. C. Modelo estratigráfico-deposicional da Fm. Itapema no Campo de Búzios e aplicação na modelagem de processos geológicos. *In: Seminário de Geologia de Reservatórios*, Rio de Janeiro, Brazil, 2022. Evento interno.

SILVA, C. M. A. (a); CACELA, A. S. M.; LEITE, C. O. N.; ROCHA, N. P.; OLIVEIRA, V. C. B.; MENEZES, T. R.; Ng C.; ANJOS, C.W.D. Gênese e distribuição dos argilominerais magnesianos na BVE-200, Campo de Búzios. *In: IIº Simpósio de Geologia*, Rio de Janeiro, Brazil, 2020. Evento interno.

SILVA, C. M. A. (b); CACELA, A. S. M.; LEITE, C. O. N.; ROCHA, N. P.; OLIVEIRA, V. C. B.; ROMEIRO, M. A. T.; SILVA, P.C.S.; Modelo estratigráfico-deposicional da Fm. Barra Velha no Campo de Búzios. *In: IIº Simpósio de Geologia*, Rio de Janeiro, Brazil, 2020. Evento interno.

SILVA, C. M. A.; CACELA, A. S. M.; LEITE, C. O. N.; ROCHA, N. P.; OLIVEIRA, V. C. B.; ROMEIRO, M. A. T.; SILVA, P. C. S. Modelo deposicional da porção basal do Alagoas do Campo de Búzios. *In: Iº Simpósio de Geologia*, Rio de Janeiro, Brazil, 2018. Evento interno.

SILVA, C. M. A.; SANTOS, V.S.S.; LEITE, C., O.; OLIVEIRA, V.C.B. Sedimentological and stratigraphic analysis of Pre-Salt coquina, Santos Basin, Brazil. *In: 16th International Meeting of Carbonate Sedimentologists BATHURST MEETING*, Mallorca, 2019.

SILVA, F.A.M. Inibição Proativa - A iniciativa de BÚZIOS para a proteção antecipada contra a Incrustação na fase de produção. *In: I Congresso Integrado de Reservas, Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE)*, Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

SILVA, L.T. Impacto da transformação digital em Búzios na Interpretação integrada de dados de reservatórios e concepção de novos projetos. *In: I Congresso Integrado de Reservas, Reservatórios e Elevação e Escoamento (CIRREE)*, Vitória, Brazil, Nov 2023. Evento interno.

SZATMARI, P.; MILANI, E., LANA, M., CONCEIÇÃO, J., LOBO, A. How South Atlantic rifting affects brazilian oil reserves distribution. *Oil & Gas Journal*, Tulsa, v. 83, n. 2, p. 107-113, 1985.

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, V.; MOLITERNO, A.; ARAUJO, C. H.; PIMENTEL, F.; MELO, J. R.; FALCÃO, C.; PESSOA, T. Buzios drainage strategy: a combination of reservoir characterization, risks mitigation and unique contract features. *In: Offshore Technology Conference*, 2021, Houston. **Proceedings** [...]. Richardson: Offshore Technology Conference, 2021. OTC-31170-MS.

SOUTO, J. S. O. Caracterização do marco Lula. *In: SIMPÓSIO DE SEDIMENTOLOGIA E ESTRATIGRAFIA*, 5., 2010, Aracaju. **[Resumos dos trabalhos apresentados]** Seminário de

Geologia de Reservatórios. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2010.

SOUSA, A. J.; GUERRERO, J.C. Registro de Variações Paleoambientais e Paleoclimáticas no Campo de Búzios, com base nas variações das associações de ostracodes. *In: XII SINTEX – Seminário de Interpretação Exploratória da Petrobras*, 2021. Evento interno.

SOUZA, V. H. P.; BEZERRA, F. H. R.; VIEIRA, L. C.; CAZARIN, C. L.; BROD, J. A. Hydrothermal silicification confined to stratigraphic layers: implications for carbonate reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, Guildford, v. 124, 104818, Feb. 2021.

TANAKA, A. P. B.; BORGES, J. P. G.; MATOS, G. C.; CAMPOS, M. T. R.; CUNHA, B. M.; SOUZA, R. B.; CALDEIRA, J. N. M.; OLIVEIRA, T. A. S.; MARÇON, D. R.; LIMA, A. P. M. Fault-related fracture modeling in a pre-salt lacustrine carbonate reservoir from Santos Basin, offshore Brazil: Predicting preferential fluid flow paths using 3D geological and flow simulation models. *Marine and Petroleum Geology*, Guildford, v. 135, 105392, Jan. 2022.

TANAKA, A. P. B.; FARIA, D. L. P.; GOMES, J. P. B.; SOUZA JUNIOR, O. G. Geological characterization and modeling of an Aptian carbonate reservoir in the Santos Basin, Brazil. *In: AAPG ANNUAL CONVENTION AND EXHIBITION*, 2018, Salt Lake City, Utah. *Proceedings* [...]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2018.

TAVARES, A. C.; BORGHI, L.; CORBETT, P.; NOBRE-LOPES, J.; CÂMARA, R. Facies and depositional environments for the coquinas of the Morro do Chaves Formation, Sergipe-Alagoas

Basin, defined by taphonomic and compositional criteria. *Brazilian Journal of Geology*, São Paulo, v. 45, n. 3, p. 415–429, Sept. 2015.

TAVARES DOS SANTOS, P., GORDON, A. C. Búzios Field: Geological setting of the largest pre-salt field, Santos Basin, Brazil, *in* Marcio R. Mello, Pinar O. Yilmaz, and Barry J Katz, eds., **The supergiant Lower Cretaceous pre-salt petroleum systems of the Santos Basin, Brazil**: AAPG Memoir 124, p. 375–394, 2021.

TEIXEIRA, B. F. L. **Coquinas da formação Morro do Chaves (Cretáceo inferior), seção Rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas**. 2012. 107 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

TEIXEIRA, L.; CAMPOS, M. T. R.; GUERRERO, J. C.; SILVA, V. G. M. R.; COSTA, M. M. M.; BRAZIL, F. A. F.; ABREU, C. E. B. S. Rock-physics-assisted interpretation of elastic property of the geological environments in the Búzios field, Brazilian pre-salt. *In: 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & Expogef*, Rio de Janeiro, Brazil, 7p., Oct 2023.

TERRA, G. J. S.; SPADINI, A. R.; FRANÇA, A. B.; SOMBRA, C. L.; ZAMBONATO, E. E.; JUSCHAKS, L. C. S.; ARIENTI, L. M.; ERTHAL, M. M.; BLAUTH, M.; FRANCO, M. P.; MATSUDA, N. S.; SILVA, N. G. C.; MORETTI JUNIOR, P. A.; D'ÁVILA, R. S. F.; SOUZA, R. S.; TONIETTO, S. N.; ANJOS, S. M. C.; CAMPINHO, V. S.; WINTER, W. R. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 18, n. 1, p. 9–29, 2010.

THIERS, R.V.; CRUZ, J.M.V. **Uma introdução ao estudo de simulação numérica como instrumento de gerenciamento de reservatórios**. Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 187p., Mar 2018.

TORABI, A.; BERG, S. S. Scaling of fault attributes: a review. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 28, n. 8, p. 1444–1460, Aug. 2011.

VIEIRA, R. A. M.; CARDOSO, M. A.; PIZARRO, J. O. S. An integrated WAG characterization study for an offshore oilfield. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL, 5., 2019, Rio de Janeiro. **Conference papers** [...]. Richardson: Offshore Technology Conference, 2019. OTC-29766-MS.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *In*: BOSENCE, D. W. J.; GIBBONS, K. A.; LEHERON, D. P.; MORGAN, W. A.; PRITCHARD, T;

VINING, B. A. (ed.) **Microbial carbonates in space and time**: implications for global exploration and production. London: Geological Society, 2015. p. 209–219. (Special publication, 418).

YAMATO A. A.; RODRIGUES, L. F. Compartimentação tectono-sedimentar da porção centro-norte da Bacia de Santos: implicações nas acumulações do pré-sal. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 9., 2013, Vitória. **Seminário de Interpretação Exploratória: pensando os próximos 60 anos: resumos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. E&P. EXP. IABCS, 2013. 31 p.

ZANATTA, A. S. **Correlações para estimativa de espessura de zona de dano em falhas geológicas utilizando modelagem numérica: caso de estudo em carbonatos Pré-Sal da Bacia de Santos**. 2023. 125 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

