



Capítulo

13

O Campo de Tupi

AUTORES

Saulo Pedrinha Guimarães¹ (saulo.pedrinha@petrobras.com.br), Victor Mello Artagão¹, Thais Pontes Bispo Moreira¹, Bibiana Tagliari Santos¹, Nathalia Martinho Souto Muniz da Cruz¹, José Marcelo Nunes Cruz¹, Vitor Hespagnol Cortes¹

¹ Petrobras

Palavras-chave: Pioneirismo no Pré-sal; Estratigrafia; Geologia de reservatório; Geofísica de reservatório; Desenvolvimento da Produção.

RESUMO

O campo de Tupi marca o pioneirismo da produção de hidrocarbonetos no Pré-sal brasileiro, fruto da campanha exploratória em águas ultra profundas na província petrolífera conhecida atualmente por suas gigantescas acumulações. A vasta gama de dados coletados, focados tanto na caracterização de rocha quanto na performance de produção, alavancou o entendimento de seus reservatórios, de elevada heterogeneidade e com uma geologia bastante particular. A integração de diversas disciplinas se tornou primordial neste processo, em que a compreensão das características críticas do campo pôde ser construída sob diversas ópticas, culminando em um projeto de desenvolvimento da produção que incorpora diversos aspectos relevantes do reservatório. A disciplina de geofísica, a partir de variadas aquisições sísmicas e processamentos, com uso das técnicas mais avançadas e modernas no mercado, forneceu ferramentas fundamentais para a concepção do arcabouço tectônico do campo de Tupi, assim como para a previsibilidade de rochas-reservatório e comportamento da movimentação de fluidos. A interpretação geológica considerou os processos e os controles deposicionais

envolvidos na gênese complexa dos reservatórios como essenciais para a construção de um modelo geológico tridimensional sólido, que corresponde a uma das fases mais importantes no fluxo de trabalho de um campo de petróleo. Sob a óptica da engenharia de reservatórios, a estratégia de implantação da produção em módulos, aliada com uma coleta de dados direcionada e otimizada - sobretudo em um campo com dimensões gigantescas - foi fundamental para a assimilação do comportamento dinâmico do campo e adequação do desenvolvimento da produção. Atualmente novos caminhos estão sendo trilhados (como métodos de recuperação secundária, uso da sísmica 4D e estudos de projetos complementares e de revitalização) com o objetivo de manter a alta produtividade de petróleo e o Campo de Tupi como um dos principais ativos da Petrobras.

1. INTRODUÇÃO

O progresso tecnológico e científico alcançado no início dos anos 2000, no ponto de vista da melhoria dos dados sísmicos, do conhecimento geológico e da capacidade de perfurar em lâminas d'água mais profundas, possibilitou a exploração dos reservatórios carbonáticos lacustres sotopostos a um espesso intervalo de evaporitos (mais de 2000m) na margem continental sudeste do litoral brasileiro. Neste contexto, a campanha exploratória liderada pela Petrobras, com alvo no *play* "Pré-sal" da Bacia de Santos, descobriu no ano de 2006 uma acumulação gigante denominada "Tupi". Abria-se então um novo horizonte para exploração de petróleo em águas ultra profundas no Brasil. Para fins de comparação e compreensão da relevância econômica dessa descoberta, seus volumes recuperáveis foram estimados entre seis e oito bilhões de barris de óleo equivalente, correspondendo à cerca de 50% da reserva total do Brasil à época.

O desenvolvimento da produção de uma acumulação de petróleo em reservatórios carbonáticos complexos e singulares, situados em águas ultra profundas e com proporções gigantescas como as do campo de Tupi, marcou o pioneirismo da Petrobras na implementação de projetos em circunstâncias desafiadoras. Além disso, serviu de guia para a estratégia de desenvolvimento das importantes descobertas que se seguiram em reservatórios análogos na Bacia de Santos.

Neste contexto, este capítulo tem como foco abordar os principais aspectos e interpretações geológicas em escala de reservatório do campo de Tupi, construídos com base no imenso acervo

de dados disponível e do conhecimento acumulado desde a sua descoberta. Tópicos relevantes sob a óptica da geofísica, como a aquisição e fácies sísmicas, e da engenharia de reservatórios, como as estratégias de exploração, também serão apresentados e servem - de forma integrada - como pano de fundo e suporte fundamental para a compreensão das particularidades geológicas do campo.

2. ASPECTOS GERAIS DO CAMPO DE TUPI

O campo de Tupi situa-se na porção distal da Bacia de Santos, em uma feição geológica regional denominada de Alto Externo (Gomes *et al.*, 2002), que possui profundidades que superam os 5000 metros abaixo do nível do mar. Localizado a 230km de distância da costa sudeste brasileira e em condições de lâmina d'água ultra profundas (~2200m), o Campo de Tupi ocupa uma área de aproximadamente 1600km² (Figura 2.1) e é considerado o primeiro campo supergigante do Brasil. Atualmente o campo conta com o maior repositório de dados do Pré-sal brasileiro, obtidos principalmente para fins de caracterização de reservatório e desenvolvimento da produção. Cabe destacar o expressivo volume de amostras de rocha, no qual mais de 5000 amostras laterais e 700 metros de testemunhos foram coletados em sua estrutura principal (Figura 2.1) e são representativos dos mais diversos contextos deposicionais desta porção do campo. Além das amostras de rocha, uma moderna *suite* de perfis elétricos corridos nos mais de 100 poços perfurados na região, em conjunto com dados sísmicos oriundos de diversas aquisições e tipos

de processamento, faz parte do banco de informações disponível. Somados a estes dados, um robusto acervo de informações dinâmicas é construído continuamente, acumulando observações iniciais de tomadas de pressão a cabo e dezenas de testes de formação, passando aos testes de longa duração até o monitoramento ativo do comportamento de pressões, vazões e movimento de fluidos durante a produção do campo. A assembleia de dados disponível,

provenientes das mais diversas fontes, permite a compreensão - de maneira integrada - dos principais controles deposicionais envolvidos na gênese das rochas do campo e como estas se distribuem tridimensionalmente. Em última análise, servem como condicionantes para delinear as heterogeneidades críticas que afetam a dinâmica dos fluidos no reservatório e, por conseguinte, balizar um plano robusto de desenvolvimento e gerenciamento da produção.

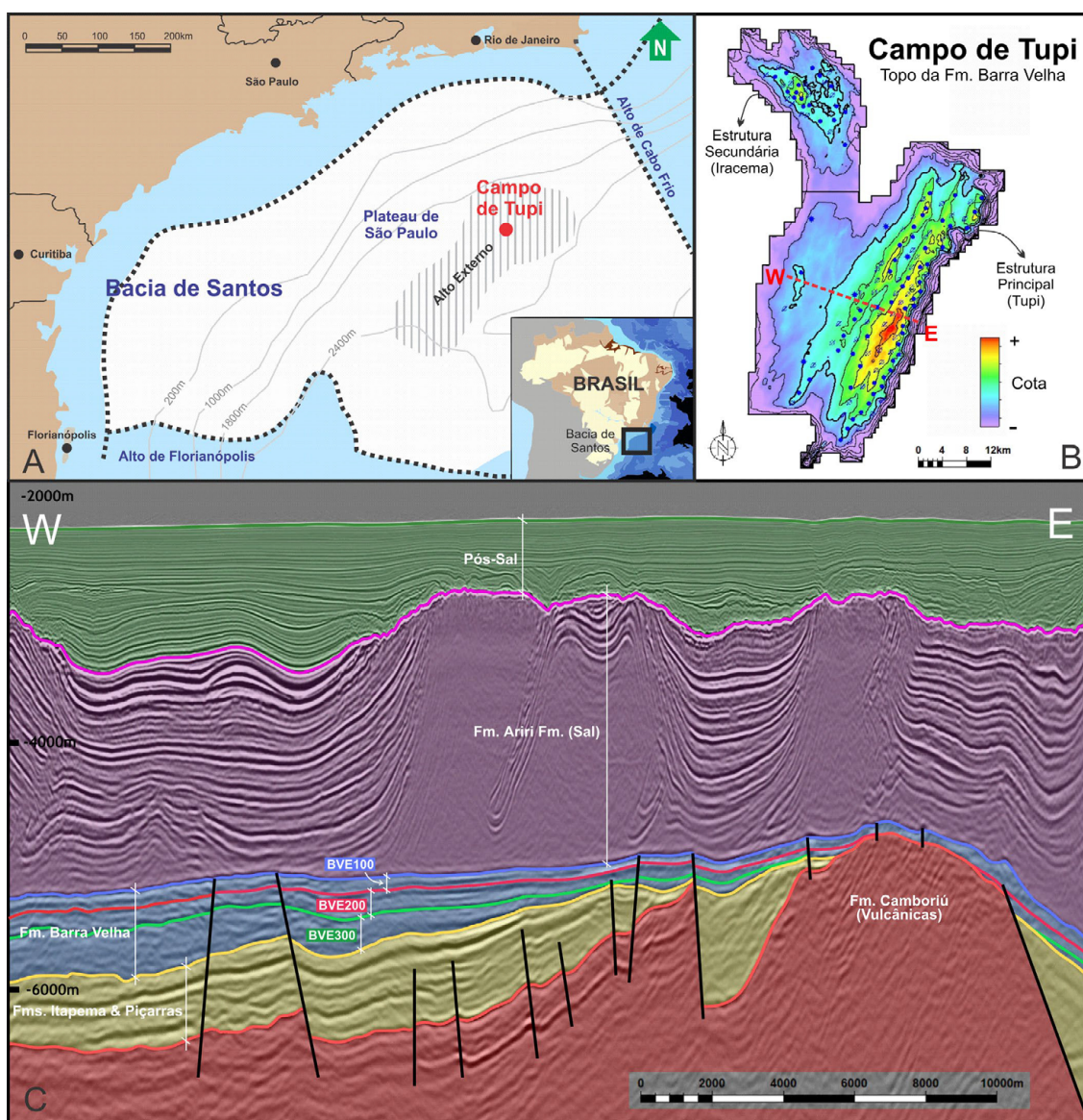


Figura 2.1: Mapa de Localização do Campo de Tupi (a partir de ANP, 2019 e Melo Garcia *et al.*, 2012) (A). Mapa estrutural do topo da Formação Barra Velha, incluindo os poços perfurados na estrutura principal (B). Seção sísmica com as principais unidades, intervalos estratigráficos e estilos estruturais do campo (C).

A principal unidade estratigráfica portadora de hidrocarbonetos no Campo de Tupi é a Formação Barra Velha - de idade aptiana - depositada em um ambiente lacustre estressante, sob um contexto tectônico de pós-rifte/*sag* associado ao processo de ruptura do Gondwana Ocidental e a abertura do Oceano Atlântico Sul. Este importante pacote estratigráfico preencheu o relevo herdado da fase rifte da bacia. Além disso, na região do campo, geralmente apresenta uma suave variação de espessura e sugere uma progressiva diminuição na atividade de falhas durante a sua deposição, principalmente quando comparado às unidades mais velhas (Figura 2.1).

A Formação Barra Velha é subdividida no Campo de Tupi em três intervalos estratigráficos - mapeáveis em escala sísmica - denominados da base para o topo de BVE300, BVE200 e BVE100 (Pedrinha *et al.*, 2018). Depositado em um ambiente onde a movimentação de falhas era relativamente mais intensa, influenciado principalmente pelos últimos pulsos de um contexto tectônico de rifte (Gomes *et al.* 2002), o intervalo estratigráfico denominado de BVE300 ocorre com geometrias externas mais descontínuas e levemente cuneiformes, em que crescimentos de seção e menor continuidade lateral de fácies podem ser observados. Com sedimentação associada a um ambiente tectônico de subsidência predominantemente termal (Karner & Gamboa, 2007) e com pouca atividade de falhas, associado a fase *sag*, as rochas dos intervalos estratigráficos BVE200 e BVE100 apresentam geometrias mais contínuas e tabulares, com raros crescimentos de seção e ocorrência de continuidade

lateral de fácies relativamente mais expressiva (Figura 2.1).

As rochas da Formação Barra Velha são compostas comumente por *shrubs* calcítics (Chafetz & Folk, 1984); esferulitos calcítics, argilominerais magnesianos; e intraclastos gerados por retrabalhamento físico desses três elementos. Outros constituintes relevantes observados são os tipos transicionais entre *shrubs* e esferulitos calcítics, calcita microcristalina, bioclastos fosfáticos, pelóides, ostracodes, além de material siliciclástico com variedade composicional e granulométrica.

Os hidrocarbonetos presentes no Campo de Tupi são considerados de boa qualidade e com alto valor de revenda. A acumulação apresenta uma significativa gradação composicional, com valores entre 22° e 35° API e viscosidade entre 0,4 e 1,6 cP, e alta razão de solubilidade, variando de 220 a 240 m³ de gás por m³ de óleo. A produção primária é controlada pelo mecanismo de gás em solução e, localmente, a manutenção da pressão acontece por influxo de aquífero. Salienta-se que haveria um impacto significativo na recuperação do campo se somente estes mecanismos de produção fossem considerados, principalmente pela alta produtividade dos poços da área, que tem potencial de reduzir rapidamente a energia do reservatório. Assim, de forma a realizar uma drenagem mais eficiente, mantendo a pressão no reservatório acima da pressão de saturação do fluido, o projeto de exploração da jazida faz uso da injeção de água e gás como mecanismo de recuperação secundária.

3. CARACTERIZAÇÃO GEOFÍSICA DO RESERVATÓRIO

A caracterização do reservatório do Campo de Tupi, a partir de observações geofísicas, é suportada por uma série de aquisições de dados sísmicos, adquiridos e processados com diferentes parâmetros, técnicas e em fases distintas do desenvolvimento da jazida (Figura 3.1). A primeira aquisição denominada de *Cluster* ocorreu no ano de 2002 e recobriu toda a área do campo, assim como também outras áreas

importantes do Pré-sal, totalizando cerca de 22.500 km² de sísmica 3D. De caráter inicialmente exploratório, este levantamento utilizou cabos rebocados com comprimento de 6 km, células de processamento de 37,5 m por 6,25 m e amostragem de 4 ms, resultando em uma densidade de traços de 256.000 por km². Diversos processamentos e atributos foram gerados a partir desta aquisição e deram suporte a fase inicial de desenvolvimento da produção do campo.

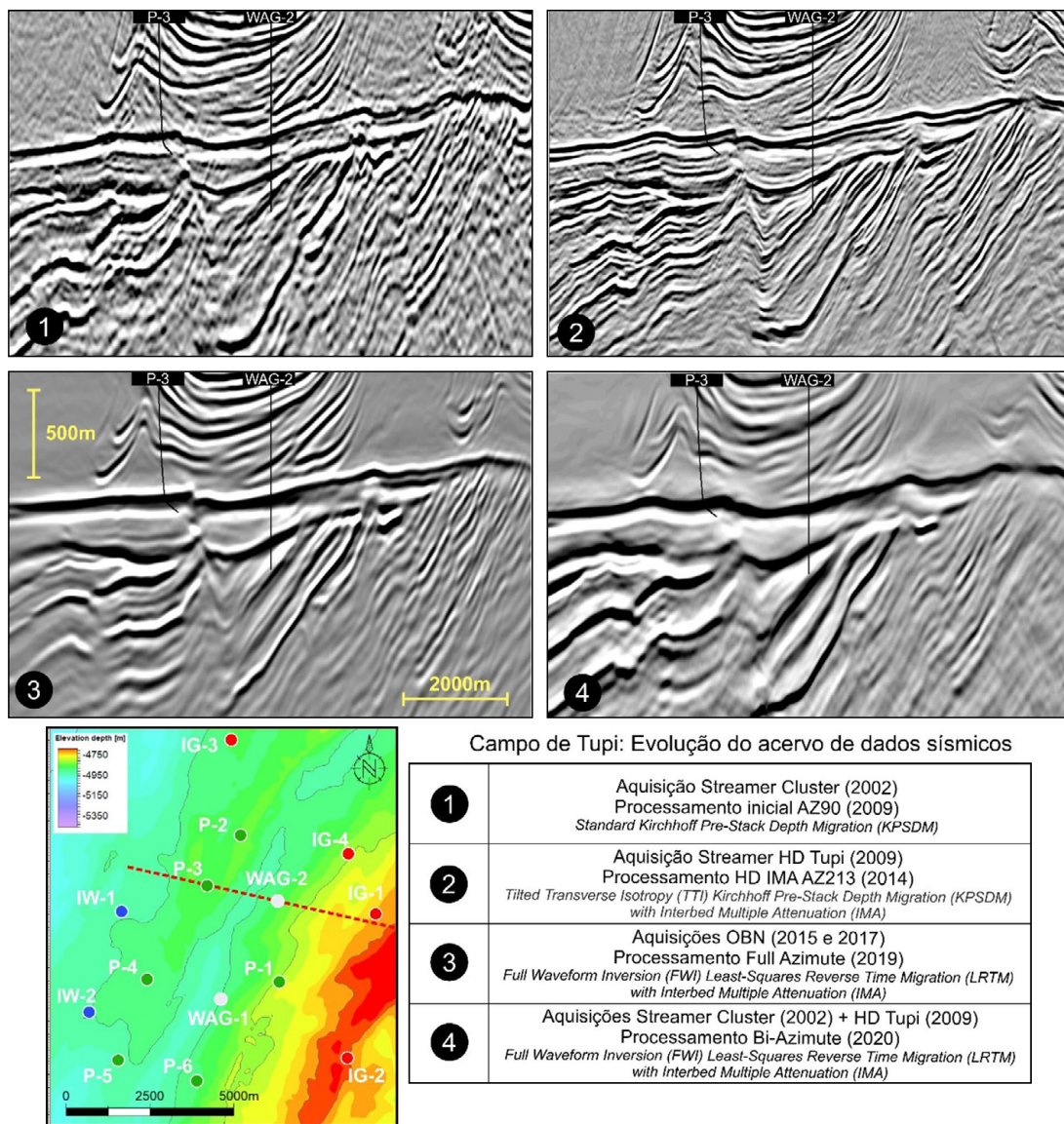


Figura 3.1: Exemplos de dados sísmicos disponíveis para os estudos de caracterização de reservatório no Campo de Tupi.

No ano de 2009, foi realizada uma nova aquisição denominada de Alta Resolução (*Streamer HD Tupi*), recobrando exclusivamente o campo de Tupi e totalizando 3.394 km² de sísmica 3D. Com o objetivo de suportar estudos em escala de reservatório, foram utilizados cabos rebocados com comprimento de 8 km e células de processamento de 12,5 m por 6,25 m, convertendo-se em cerca de 1.395.200 traços por km². Isso resultou em um avanço considerável na capacidade do imageamento sísmico do campo, sobretudo quando se considera a presença de espesso intervalo de evaporitos sobreposto ao reservatório.

As técnicas mais avançadas e modernas de processamento e redução de ruídos foram empregadas nesta aquisição (capítulo 12 “Geofísica de reservatórios no Pré-sal brasileiro”), nas quais até mesmo os dados do levantamento *Cluster* também foram considerados. A partir destes produtos, diversos atributos sísmicos foram gerados e este conjunto de dados geofísicos serviu de suporte para implementação de grande parte dos projetos de desenvolvimento da produção do campo.

Com o objetivo de testar a capacidade de monitorar o comportamento dinâmico do reservatório a partir de levantamentos sísmicos 4D, foi iniciada no ano de 2015 - em uma área de interesse geológico específico do campo - a aquisição de dados geofísicos através da tecnologia *Ocean Bottom Nodes* (OBN). O levantamento de monitoramento foi executado no ano de 2017, com a utilização das mais modernas metodologias de processamento e redução de ruídos (*e.g.*, atenuação de múltiplas internas e modelo de velocidades obtido por inversão completa do campo de ondas). Nele foram obtidas imagens sísmicas de excelente qualidade e que refletem de fato o movimento de fluidos no reservatório (Figura 3.2). Por se tratar de um tema relevante do ponto de vista da caracterização e gerenciamento do reservatório, alguns exemplos dos resultados da aquisição sísmica 4D serão discutidos mais adiante neste capítulo e maiores informações podem ser encontradas nos trabalhos de Cruz *et al.*, 2021a e Cruz *et al.*, 2021b.

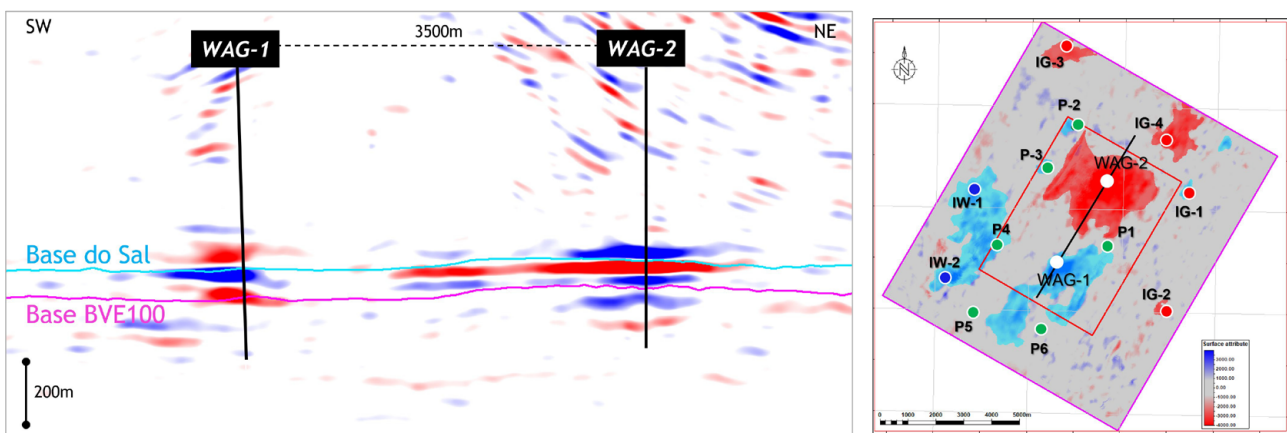


Figura 3.2: Seção em amplitude passando pelos poços WAG-1 e WAG-2 e mapa médio de amplitudes sísmicas 4D mostrando as frentes de avanço de água (em azul) e gás (em vermelho) no principal intervalo estratigráfico de reservatório do Campo de Tupi (BVE100).

3.1. Arcabouço estrutural-estratigráfico do reservatório em escala sísmica

O arcabouço estrutural do Campo de Tupi - estabelecido a partir da interpretação do extenso conjunto de dados sísmicos disponíveis - está intimamente ligado ao processo de ruptura do Supercontinente Gondwana (Chang *et al.*, 1992 e Gomes *et al.*, 2002). Este se desenvolveu sob um sistema de *grabens*, *semi-grabens* e *horsts*, além de culminar na individualização de uma série de altos estruturais e depocentros na porção distal da bacia de Santos. A estrutura principal do campo de Tupi é composta por um conjunto de altos e *semi-grabens* com orientação preferencial Nordeste-Sudoeste, variando a Norte-Sul, e falhas normais de mesmas direções e com mergulhos dominantes para a direção sudeste a leste. A porção a oeste desta estrutura é caracterizada por uma arquitetura de um extenso *semi-graben* e pela ocorrência local de *horsts* com orientações alinhadas ao alto principal do campo (Figura 2.1).

Um dos principais intervalos estratigráficos do Campo de Tupi corresponde a seção superior da Fm. Barra Velha e é denominado BVE100. O evento sísmico que apresenta a melhor correspondência estratigráfica com a base deste intervalo é rastreável ao longo de todo o campo e corresponde ao topo do intervalo estratigráfico denominado BVE200. Por terem sido depositados em um contexto tectônico relativamente menos ativo, os intervalos BVE100 e BVE200 apresentam geometria externa aproximadamente tabular, com grande continuidade

lateral e, no Campo de Tupi, correspondem aos principais intervalos produtores de hidrocarbonetos. Outra relevante superfície sísmica mapeada possui equivalência ao topo do intervalo estratigráfico BVE300, zona estratigráfica que representa a porção basal da Fm. Barra Velha e não ocorre nas regiões estruturais mais elevadas do campo. A passagem da Fm. Barra Velha para a Fm. Itapema corresponde a uma importante discordância rastreável sísmicamente (Figura 2.1). Esta marca uma significativa mudança no contexto deposicional da bacia, a partir da qual são observados tipos litológicos de diferentes ambientes sedimentares.

3.2. Fácies sísmicas

Uma importante característica geológica do reservatório, que possui grande impacto na exploração do campo, é a presença de argilominerais magnesianos (Capítulo 9, Caracterização e Contexto Depositional dos Argilominerais Magnesianos do Andar Alagoas da Bacia de Santos). A presença desses constituintes é capaz de obliterar de forma significativa o espaço poroso e reduzir substancialmente a capacidade das rochas de armazenar e produzir hidrocarbonetos. Dessa forma, parte fundamental da caracterização geofísica do reservatório é a delimitação das áreas mais prováveis de ocorrência desses argilominerais preservados (rocha não-reservatório). Para auxiliar na delimitação da ocorrência dessa fácies, foram então integradas interpretações sísmicas, atributos acústicos e elásticos, dados de poços e o entendimento geológico

conceitual do campo em um amplo estudo petrogeofísico e probabilístico de fácies sísmicas. Os intervalos de rocha reservatório que exibem alta porosidade e os intervalos não-reservatório argilosos apresentam respostas idênticas, ou muito similares, de impedância acústica (Teixeira *et al.*, 2017; Vasquez *et al.*, 2019). Para contornar essa ambiguidade da resposta acústica e auxiliar na delimitação das propriedades do reservatório (*e.g.*, porosidade, argilosidade), foram combinados atributos elásticos, em particular os atributos Impedância Cisalhante e Razão V_p/V_s , devidamente calibrados com os perfis dos poços e as descrições de associações de fácies, em um processo de classificação probabilística de fácies sísmicas denominado Classificação Bayesiana (Doyen *et al.*, 1989; Doyen, 2007).

A partir dos estudos de fácies sísmicas, foram elaborados volumes e mapas de probabilidade de ocorrência de rochas com argilominerais magnesianos para os principais intervalos estratigráficos individualizados. Com base nos resultados obtidos, é possível observar que as áreas mais favoráveis para a deposição e preservação de argilominerais magnesianos ocorreram em um ambiente de baixa energia, associadas às porções estruturalmente mais baixas ou em regiões protegidas em relação ao alto principal do campo (Figura 3.2.1). Todos os produtos oriundos dos estudos de fácies sísmicas ajudaram a aprimorar o entendimento das características do reservatório e serviram de insumos para modelagem geológica 3D do reservatório. Portanto, conseqüentemente, deram suporte fundamental ao desenvolvimento da produção do Campo de Tupi.

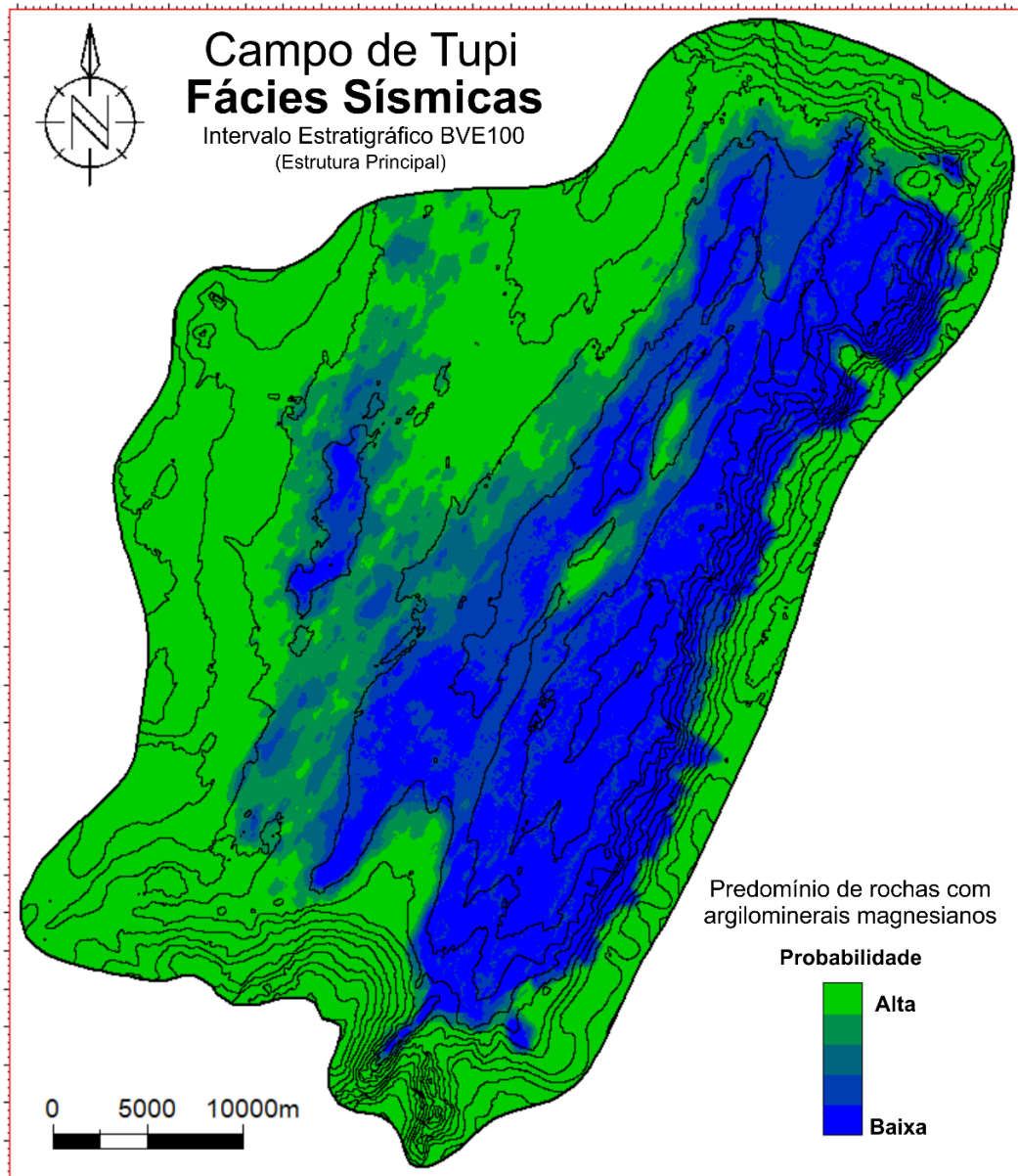


Figura 3.2.1: Mapa de fácies sísmicas mostrando as áreas mais favoráveis à ocorrência de rochas com argilominerais magnesianos para o intervalo estratigráfico BVE100 na estrutura principal do Campo de Tupi. Observar o controle estrutural na deposição e preservação destes constituintes: posições estruturais mais baixas ou baixos locais em relação ao alto principal do campo são mais favoráveis a ocorrência dos argilominerais.

3.3. Sísmica 4D

O projeto denominado “Piloto Nodes de Tupi” marca o pioneirismo da Petrobras na aplicação de técnicas de monitoramento sísmico 4D com foco no desenvolvimento dos reservatórios do Pré-sal. Este projeto teve como objetivo investigar se as imagens sísmicas obtidas

em tempos distintos, em uma área menor e particular do campo - região do módulo Piloto de Tupi (figura 3.3.1) - seriam capazes de delinear o caminho percorrido pelos diferentes tipos de fluidos no reservatório, especialmente em um contexto de rochas carbonáticas

posicionadas em elevadas profundidades e recobertas por espessa camada de sal.

Estudos de viabilidade técnica sinalizaram que o sucesso da sísmica 4D como ferramenta de monitoramento dos reservatórios do Pré-sal deveria envolver o emprego de técnicas de levantamento e de processamento que entregassem a máxima repetibilidade, *i.e.*, superior a obtida a partir de levantamentos do tipo *streamer* e processamentos convencionais. Nesse sentido, considerando, sobretudo, uma área repleta de obstruções submarinas, como ocorre na região do Campo de Tupi, onde já se

configura uma grande infraestrutura de produção (Cruz *et al.*, 2021b). Neste contexto, a tecnologia de levantamento sísmico escolhida foi do tipo *Ocean Bottom Nodes* (OBN), com estações sísmicas receptoras instaladas diretamente no assoalho oceânico. A área escolhida para execução do projeto piloto consiste em uma porção do reservatório de expressiva atividade do ponto de vista dinâmico, com diversos poços produtores e injetores. Este foi o local onde implementou-se, pela primeira vez no Pré-sal, o método de injeção de água alternada com gás (*water alternating gas*, WAG) (Figura 3.3.1).

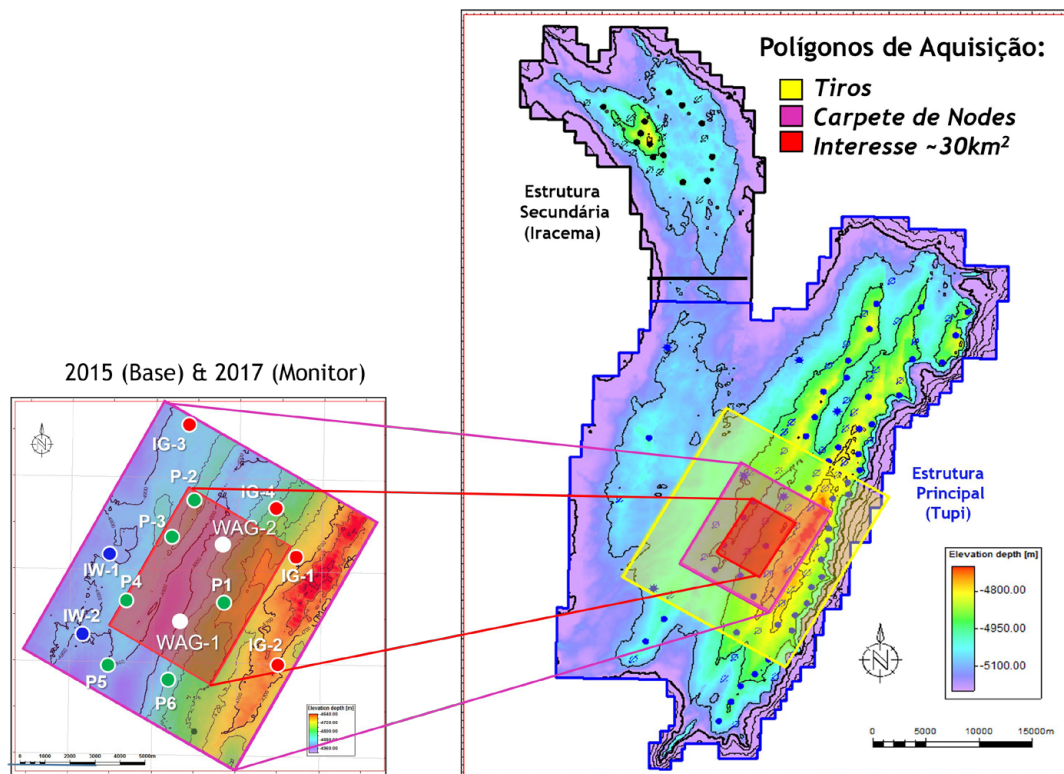


Figura 3.3.1: Mapa estrutural da base do sal com os polígonos correspondentes à área de execução do projeto “Piloto Nodes de Tupi”. Em destaque, os poços produtores (círculos verdes) e injetores de água (em azul), gás (em vermelho) e alternada de água e gás (em branco) atuando na região durante as aquisições nodes. Modificado de Cruz *et al.* (2021b).

Dois levantamentos sísmicos foram realizados em um intervalo de dois anos no projeto “Piloto Nodes de Tupi”, o primeiro (Base) no ano de 2015 e o segundo (Monitor) no ano de 2017.

Os resultados, após as fases de aquisição e de processamento, retornaram imagens de boa qualidade e efetividade no sinal sísmico 4D, não somente dentro da área de interesse central (30

km²), mas também em grande parte do carpete de receptores. Um exemplo da efetividade da técnica de monitoramento empregada pode ser verificado nas regiões dos poços WAG-1 e WAG-2 (Figura 3.2), onde o avanço da frente de água (em azul) e de gás (em vermelho), tanto em seções quanto em mapa, foi posteriormente confirmado por análises de traçadores químicos.

As interpretações oriundas da sísmica 4D OBN, na área do Campo de Tupi, foram capazes de revelar as variações e os caminhos percorridos pelos fluidos no reservatório. Dessa maneira, dado aos desafios e ao caráter inovador deste projeto, considera-se uma grande conquista em relação à tecnologia empregada e aos resultados obtidos. Investimentos em técnicas modernas de processamento sísmico serão empregadas com o intuito de melhorar ainda mais a resolução dos dados obtidos. A utilização do levantamento sísmico 4D no campo auxiliará tanto no gerenciamento da produção como na identificação de futuros alvos para a perfuração em projetos complementares de desenvolvimento. Este tema é abordado com mais detalhe no capítulo 12 (Geofísica de reservatório no Pré-sal brasileiro).

4. CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA DO RESERVATÓRIO

A relevância econômica do “Play Pré-sal” nas bacias marginais brasileiras e africanas impulsionou diversos trabalhos com o intuito de caracterizar este intervalo estratigráfico. Dessa forma, uma compreensão cada vez mais precisa dos depósitos da Formação Barra Velha

tem emergido (Terra *et al.*, 2010; Dorobek *et al.*, 2012; Wright & Barnett, 2015; Saller *et al.*, 2016; Ceraldi & Green, 2016; Herlinger, 2016; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020). Neste contexto, em função das observações fossilíferas, sedimentológicas e isotópicas obtidas a partir do acervo de dados disponíveis para o Campo de Tupi, e em consonância com diversos autores, entende-se que as rochas deste intervalo foram depositadas em um ambiente de sedimentação lacustre. Portanto, a dinâmica deposicional de um lago exerce forte influência na organização espacial destas rochas.

Lagos são sistemas com menores volumes de água, sobretudo quando comparados aos ambientes marinhos, e são, conseqüentemente, mais sensíveis ao clima (Bohacs *et al.*, 2000). Períodos úmidos e secos influenciam diretamente o nível do lago, a taxa de sedimentação e a acomodação (Figura 4.1). Em períodos úmidos, quando as taxas de precipitação excedem as taxas de evaporação, o volume de água trazido pelos rios e canais aumenta, elevando proporcionalmente o influxo externo de sedimentos e o nível do lago, sendo responsável pela expansão de suas margens e o aumento da acomodação. Em períodos secos, quando as taxas de evaporação excedem as taxas de precipitação, a entrada de sedimentos externos diminui à medida que os rios se tornam menos vigorosos ou mesmo secos. Durante esses períodos, o lago tende a se retrain, expondo áreas antes imersas, e sua lâmina d’água diminui, restringindo a acomodação. Devido à diminuição do volume de água do lago, períodos de seca promovem um aumento na alcalinidade e na salinidade, impondo uma maior propensão ao desenvolvimento de fácies carbonáticas biogênicas e químicas.

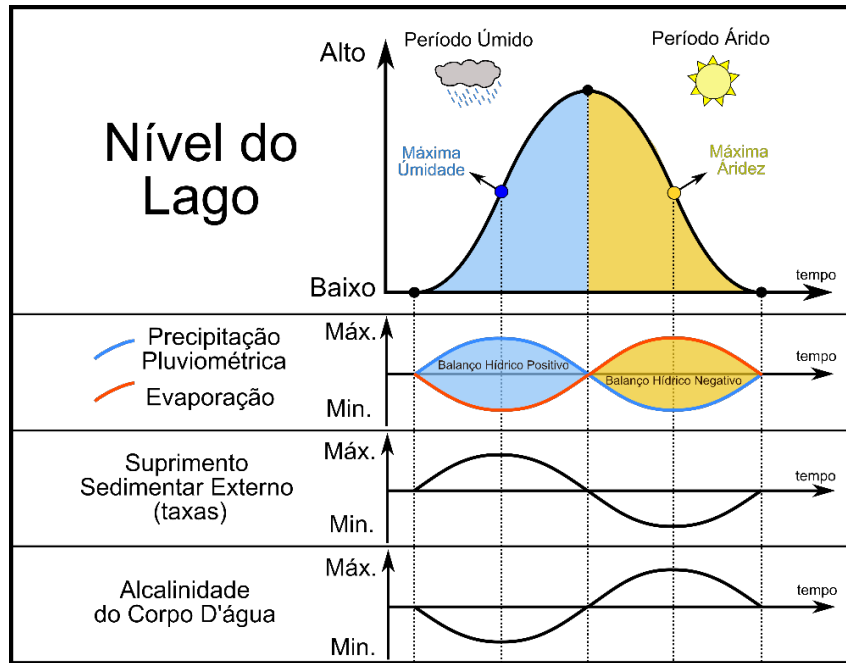





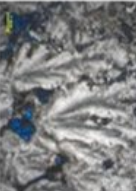








Figura 4.1: Principais variáveis e controles relacionados à dinâmica sedimentar lacustre ao longo de um ciclo climático completo. Existe uma ligação direta entre suprimento sedimentar externo, precipitação, alcalinidade da água (fábrica carbonática) e evaporação. (Modificado de Bento-Freire, 2012 e Artagão, 2018).

Com base em seus significados genéticos e ambientais (especialmente condições energéticas, lâmina d'água e química da água) e a partir das características relevantes do ponto de vista de reservatório, as litofácies identificadas na Formação Barra Velha do Campo de Tupi foram agrupadas em seis associações de fácies: *mudstones* laminados (LM), argilitos

magnesianos com esferulitos (ESF), agregados carbonáticos com arborescências bem desenvolvidas (*InSitu-Shrubs*), agregados carbonáticos com desenvolvimento incipiente de arborescências (*InSitu-incip.*), carbonatos retrabalhados (RET) e carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico (RET-si) (Tabela 4.1).

TABELA 4.1: Associações de fácies definidas para o Campo de Tupi a partir do seu significado genético e ambiental e de sua relevância do ponto de vista de reservatórios (propriedades permio-porosas).

Associação de Fácies do Campo de Tupi (Fm. Barra Velha)		Aspectos Sedimentológicos		
Mneum.	Nome	Macroscópicos	Microscópicos	Principais processos e ambientes de sedimentação
RET-si	Carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico	 <p>Fábrica grão-suportada, com granulometria variando de areia muito grossa a grossa. Presença significativa de material siliciclástico, especialmente clastos esverdeados de rochas ígneas. Graduação inversa ocorre eventualmente.</p>	 <p>Constituído por partículas carbonáticas e com presença significativa de material siliciclástico composto principalmente por clastos de rochas ígneas e secundariamente por quartzo, micas, feldspatos e minerais opacos.</p>	Fluxo travoso subaquoso em ambientes de alta a moderada energia e eventualmente fluxo gravitacional subaquoso.
RET-si	Carbonatos retrabalhados	 <p>Fábrica grão-suportada com granulometria variando de areia grossa a muito grossa. Seleção moderada. Aspecto maciço é comum e graduação normal também é observada</p>	 <p>Constituído principalmente por intraclastos (fragmentos de esterulitos e <i>shrubs</i>), Peloides, bioclastos, clastos de argila magnesiânica e material siliciclástico podem ocorrer.</p>	Fluxo travoso subaquoso em ambientes de alta a moderada energia
InSitu-shrubs	Agregados carbonáticos com arborescências bem desenvolvidas	 <p>Arborescências calcílicas (<i>shrubs</i>) com crescimento vertical a sub-vertical bem desenvolvido (>2mm). Geometria dômica no topo das camadas ocorre eventualmente.</p>	 <p>Arborescências (<i>shrubs</i>) formadas por agregados de calcita fascicular óptica (Kendall, 1977). Ausência de sedimentos entre os <i>shrubs</i> é comum e a ocorrência de argilominerais magnesianos preservados pode ocorrer localmente.</p>	Mineralização inorgânica e organomineralização bioinfluençada (?) (DUPRAZ et al., 2009) em ambiente subaquoso de moderada a alta energia e de alcalinidade muito elevada.
InSitu-incip	Agregados carbonáticos com desenvolvimento incipiente de arborescências	 <p>Elementos arborescentes com desenvolvimento incipiente (<2mm), frequentemente contendo esterulitos, que podem amalgamar-se formando níveis crosstifomnes milimétricos.</p>	 <p>Presenças de esterulitos assimétricos e arborescências incipientes que geralmente apresentam crescimento vertical a sub-vertical.</p>	Mineralização inorgânica e organomineralização bioinfluençada (?) (DUPRAZ et al., 2009) em ambiente subaquoso de moderada energia e de alcalinidade elevada.
ESF	Argilitos magnesianos com esterulitos	 <p>Esterulitos em uma matriz de argilosa de coloração marrom a esverdeada. A proporção de esterulitos ocorre de forma dispersa variando até níveis mais amalgamados e coalescidos.</p>	 <p>Presença de esterulitos com textura fibro-radiada que deslocam e deformam os agregados de argilominerais magnesianos que apresentam-se frequentemente dolomitizados. Material siliciclástico de granulometria fina pode ser observado.</p>	Mineralização inorgânica e organomineralização bioinfluençada (?) (DUPRAZ et al., 2009) em ambiente subaquoso de baixa energia, alcalinidade elevada e altas concentrações de magnésio e sílica.
LM	Mudstones laminados	 <p>Estrutura interna laminada formada pela intercalação de sedimentos finos de coloração clara e esverdeada (ou escura). Níveis centimétricos a decimétricos de sílica, arranjados de forma tabular são comuns.</p>	 <p>Intercalação de lâminas de constituintes carbonáticos e siliciclásticos de granulometria lamosa. Presença de bioclastos fosfáticos e ostracóides é comum.</p>	Decantação em ambiente subaquoso de baixa energia com possível organomineralização bioinduzida (DUPRAZ et al., 2009) e trapping and binding (BLACK, 1933).

A compreensão dos principais fatores controladores na dinâmica lacustre, em conjunto com uma análise deposicional detalhada para o Campo de Tupi, oferece suporte ao estabelecimento de um modelo conceitual para a ocorrência das principais associações de fácies sedimentares da área, em função de parâmetros como lâmina d'água, condições

energéticas e distância em relação à margem local do lago (Figura 4.2). É importante ressaltar que as flutuações de alta frequência do nível do lago agiram como controle na modificação desses parâmetros ao longo do tempo e do espaço, dando origem a uma complexa variação lateral e vertical de litotipos e hiatos no registro geológico.

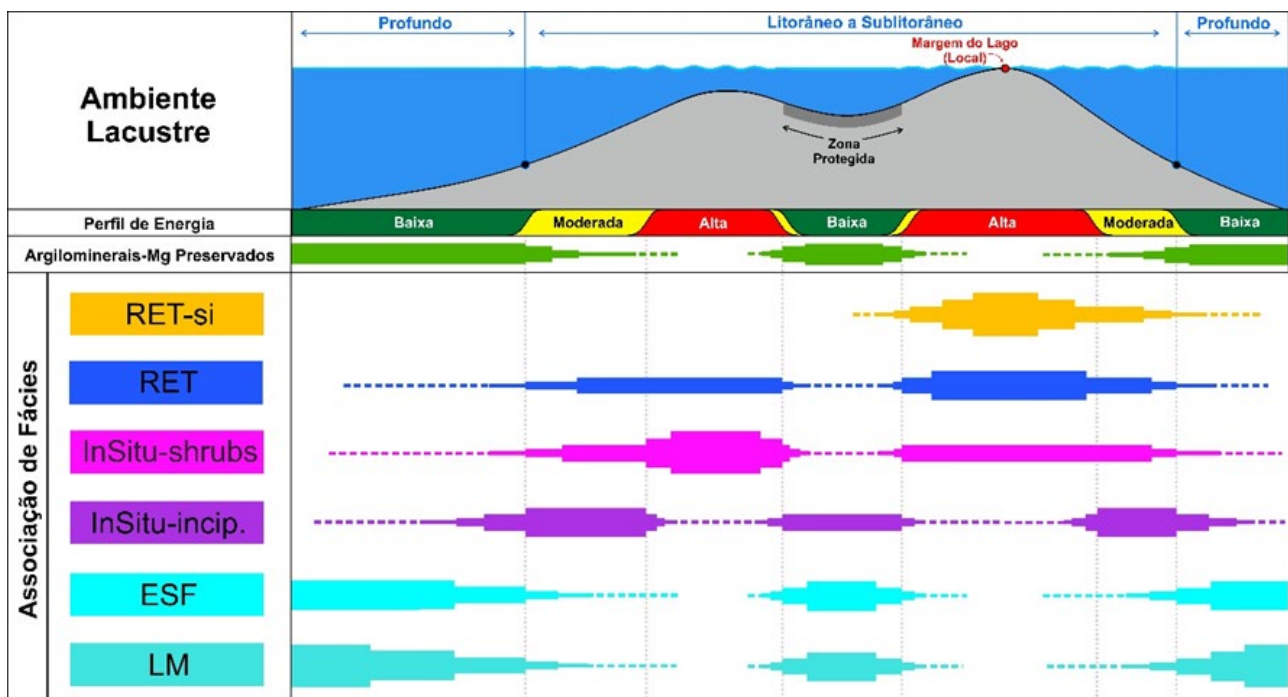


Figura 4.2: Associação de fácies do Campo de Tupi (vide Tabela 4.1) e suas relações com a lâmina d'água, energia do ambiente e distância em relação à margem local do lago. Fácies retrabalhadas foram depositadas em ambientes de alta energia e os seus constituintes siliciclásticos associados tendem a aumentar em direção à margem do lago local. As condições de moderada a alta energia estavam sujeitas à sedimentação *in situ*. Argilitos com esferulitos, *mudstones* laminados e argilominerais magnesianos preservados estão relacionados a lâminas d'água mais profundas ou ambientes protegidos (baixa energia). A paleotopografia do fundo do lago – importante para a distribuição espacial de fácies – foi fortemente controlada pelo relevo herdado da fase rifte da bacia (Pedrinha & Artagão, 2024).

As associações de fácies de *mudstones* laminados (LM) e de argilitos magnesianos com esferulitos (ESF) desenvolveram-se em ambientes de baixa energia, geralmente associados com lâminas d'água relativamente maiores, abaixo do nível de base de ondas. O conteúdo maior de constituintes siliciclásticos observados nestes litotipos indica deposição em clima comparativamente mais úmido e, conseqüentemente, com entrada

de sedimentos no sistema. A ocorrência de argilominerais magnesianos na associação de fácies ESF sugere um pH relativamente mais alto (alcalino) e maior concentração de íons na água do lago (Tosca & Wright, 2015).

As condições ambientais de moderada a alta energia, localizadas em regiões estruturalmente mais altas e em lâminas d'água mais

rasas, foram propensas à deposição da associação de fácies de agregados carbonáticos com arborescências bem desenvolvidas (*InSitu-Shrubs*). Períodos climáticos áridos e desgaseificação de CO_2 , relacionadas à agitação da água, favoreceram as condições químicas ideais que induziram a precipitação de agregados de carbonato de cálcio de formas fasciculares diretamente no substrato do lago. Condições ambientais intermediárias entre as fácies *InSitu-Shrubs* e ESF desencadearam a deposição da associação de fácies de agregados carbonáticos com desenvolvimento incipiente de arborescências (*InSitu-incip.*). Eventualmente, condições de lâmina d'água extremamente reduzidas, que impediram o crescimento eficaz das formas fasciculares, podem estar relacionadas com a sedimentação deste litotipo.

A presença de estruturas sedimentares relacionadas com processos trativos e a presença de constituintes particulados indicam que as associações de fácies de carbonatos retrabalhados (RET) e de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico (RET-si) se depositaram em condições de alta energia, em lâminas d'água reduzidas e próximas a altos estruturais, onde a ação de ondas e correntes é mais efetiva. O gatilho deposicional dessas associações de fácies retrabalhadas ocorreu de forma mais expressiva em períodos mais úmidos. Isso aconteceu quando a subida no nível do lago e, por conseguinte, maior influxo de água, promoveram a entrada de sedimentos no corpo d'água,

potencializados pela maior disponibilidade de material desagregado, consequência das exposições subaéreas prévias e proximidade da margem local do lago. Secundariamente, eventos pontuais de retrabalhamento em períodos mais áridos também estão associados à deposição destes litotipos. Constituintes siliciclásticos arenosos a conglomeráticos, compostos predominantemente por clastos ígneos, indicam a existência de áreas emersas com rochas vulcânicas associadas aos altos estruturais intrabacinais herdados da tectônica rifte.

A partir da integração dos dados e observações realizadas, interpreta-se que a deposição e a preservação dos argilominerais magnesianos são controladas principalmente pela energia do ambiente de sedimentação. Conforme já discutido, esse constituinte está relacionado principalmente às fácies ricas em esferulitos. No entanto, os argilominerais magnesianos podem ser observados em todas as associações de fácies, embora ocorram em menor proporção em fácies de energia moderada a alta. Portanto, entende-se que o lago estava sujeito à precipitação química e à preservação desses constituintes durante a maior parte de seu desenvolvimento. A exceção ocorre nas áreas deposicionais de maior energia ou em períodos em que a água do lago é mais diluída e, por conseguinte, com alcalinidade relativamente mais baixa. Essas condições restringem a deposição e a preservação dos argilominerais magnesianos.

4.1. Estratigrafia de alta resolução e zoneamento do reservatório

O entendimento dos principais processos sedimentares envolvidos na gênese das associações de fácies observadas no campo de Tupi, a análise de seus padrões de empilhamento e o reconhecimento das superfícies estratigráficas limitantes permitiram a individualização de seqüências em diferentes escalas. As seqüências elementares identificadas no campo de Tupi correspondem ao menor ciclo reconhecível de variação ambiental, associado a uma variação completa do nível do lago (Strasser *et al.*, 1999). A

Figura 4.1.1 ilustra um dos principais tipos de seqüências elementares individualizadas. A mesma construção lógica utilizada na definição das seqüências elementares distingue seqüências de pequena, média e grande escala, que a princípio não possuem nenhuma conotação temporal embutida e correspondem apenas a semelhantes variações no padrão de empilhamento de fácies com diferentes extensões verticais. Todavia, salienta-se que as mudanças nas condições ambientais, responsáveis pela materialização das seqüências observadas, ocorreram em diferentes escalas de tempo e espaço.

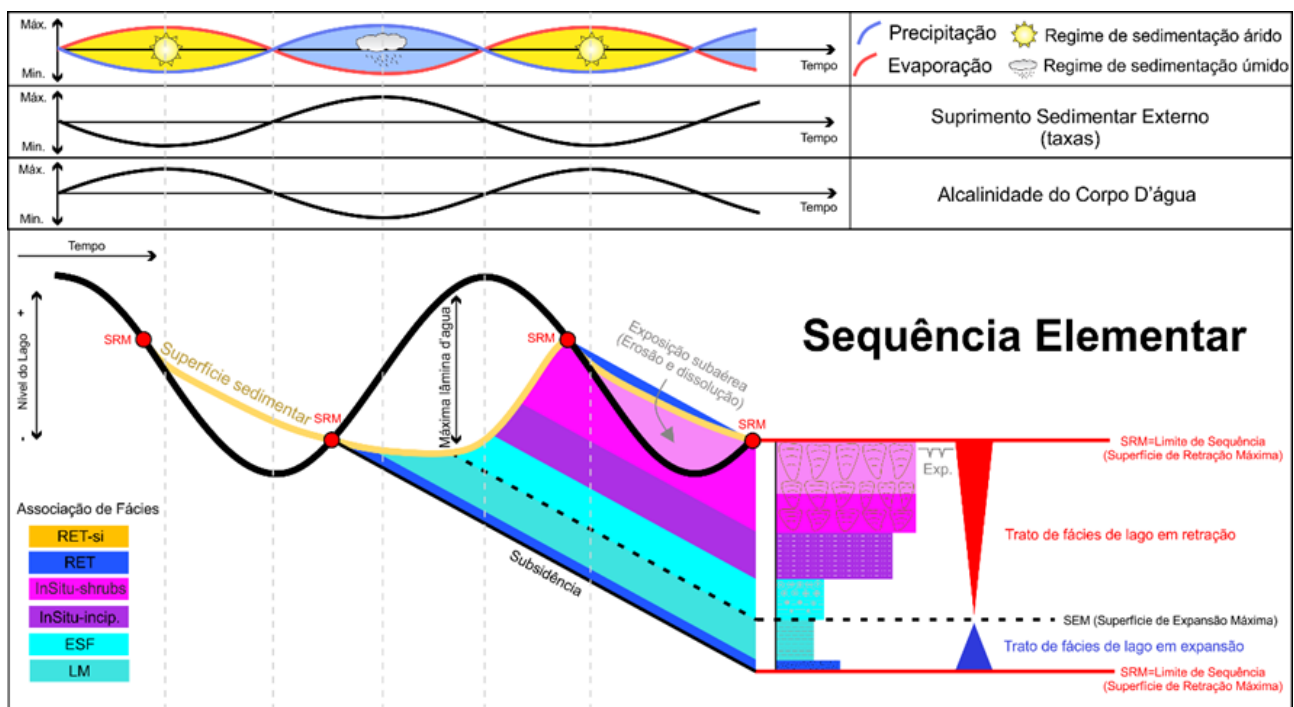


Figura 4.1.1: Representação esquemática de um dos tipos principais de seqüência elementar identificadas nos depósitos sedimentares da Formação Barra Velha no Campo de Tupi. Devido ao curto período envolvido na deposição, a taxa de subsidência é considerada constante (Pedrinha & Artagão, 2024).

A análise dos padrões de empilhamento das seqüências reconhecidas e a correlação das superfícies estratigráficas mais rastreáveis e relevantes em todos os poços perfurados no campo, com o apoio de dados sísmicos, perfis e dados de rocha, permitiram a

construção de um arcabouço estratigráfico de alta resolução. As principais seqüências rastreadas na área configuram as zonas estratigráficas do Campo de Tupi (Figura 4.1.2). Além disso, servem também de base para o entendimento da evolução deposicional e

variação tridimensional de fácies, que em última análise, condiciona a previsão das propriedades petrofísicas e heterogeneidades críticas do reservatório.

Observa-se que feições estruturais herdadas da tectônica rifte, somadas a reativação de falhas da fase pós rifte, controlaram a variação lateral de espessura dos pacotes sedimentares. As zonas mais antigas foram depositadas em um lago com maior complexidade paleotopográfica (relativamente mais controlada por falhas). Ao longo do tempo, o espaço disponível foi sendo preenchido e a complexidade estrutural do lago foi gradativamente diminuindo, resultando

em menores variações de espessura. É importante notar os padrões de alta frequência dos perfis de raios gama (GR) (Figura 4.1.2) e suas assinaturas associadas às zonas estratigráficas do reservatório e aos regimes de sedimentação do lago. Valores mais elevados de raios gama estão relacionados a uma superfície de máxima expansão do lago de grande escala, enquanto valores mais baixos representam superfícies de retração de grande escala. Elevados conteúdos de argilominerais estão associadas à superfície de expansão de grande escala e a posições estruturais mais baixas do campo para um mesmo intervalo estratigráfico.

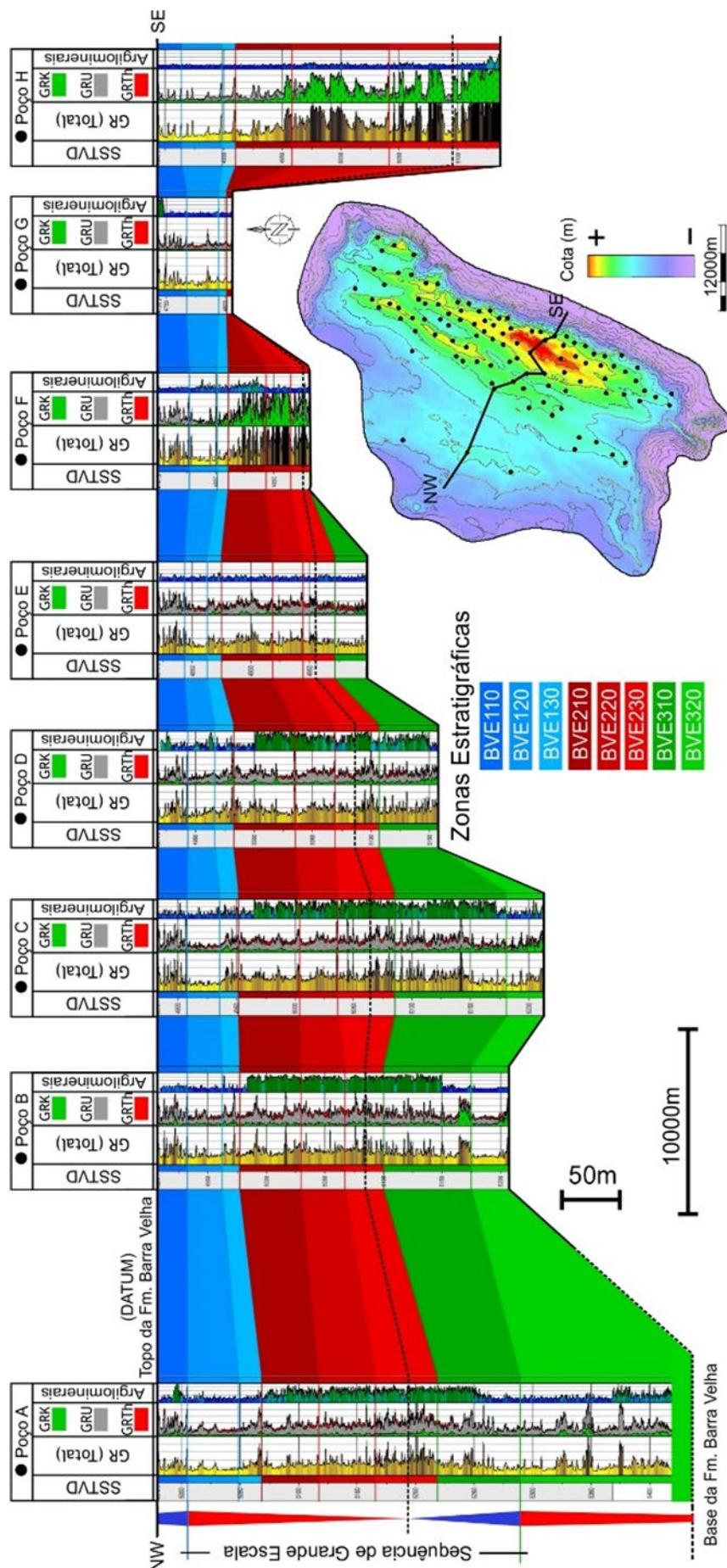


Figura 4.1.2: Seção estratigráfica passando por oito poços perfurados no Campo de Tupi. Destaque para as principais sequências rastreadas para o Campo de Tupi (Pedrinha & Artagão, 2024).

O Campo de Tupi apresenta uma evolução deposicional do reservatório que revela um longo período de transformação gradual da paleotopografia do lago relacionada a uma sequência de grande escala. As modificações de baixa frequência refletem o balanço entre as variações da atividade tectônica e o clima, fatores que afetaram o potencial de acomodação e as taxas de sedimentação ao longo do tempo (Figura 4.1.3). Períodos tectonicamente mais ativos, relacionados aos últimos pulsos da fase rifte da bacia, configuraram um lago com paleotopografia mais acentuada (maior relevo). O lago com relevo mais acentuado, associado a um clima mais úmido, proporcionou um influxo significativo de sedimentos oriundos dos altos estruturais

emersos, em um contexto de lâminas d'água mais elevadas (t1, Figura 4.1.3).

A redução contínua da atividade tectônica e o aumento progressivo nas taxas de sedimentação das fácies *InSitu-Shrubs*, associados a um período climático árido, diminuíram gradativamente o relevo do lago e a profundidade da lâmina d'água (t2, Figura 4.1.3). O progressivo preenchimento da acomodação resultou em um lago com relevo muito baixo e com a redução expressiva em sua lâmina d'água. Este, associado a um clima mais úmido, promoveu a redução da sedimentação das fácies *InSitu-Shrubs* (t3, Figura 4.1.3) e a presença de recorrentes feições de exposição.

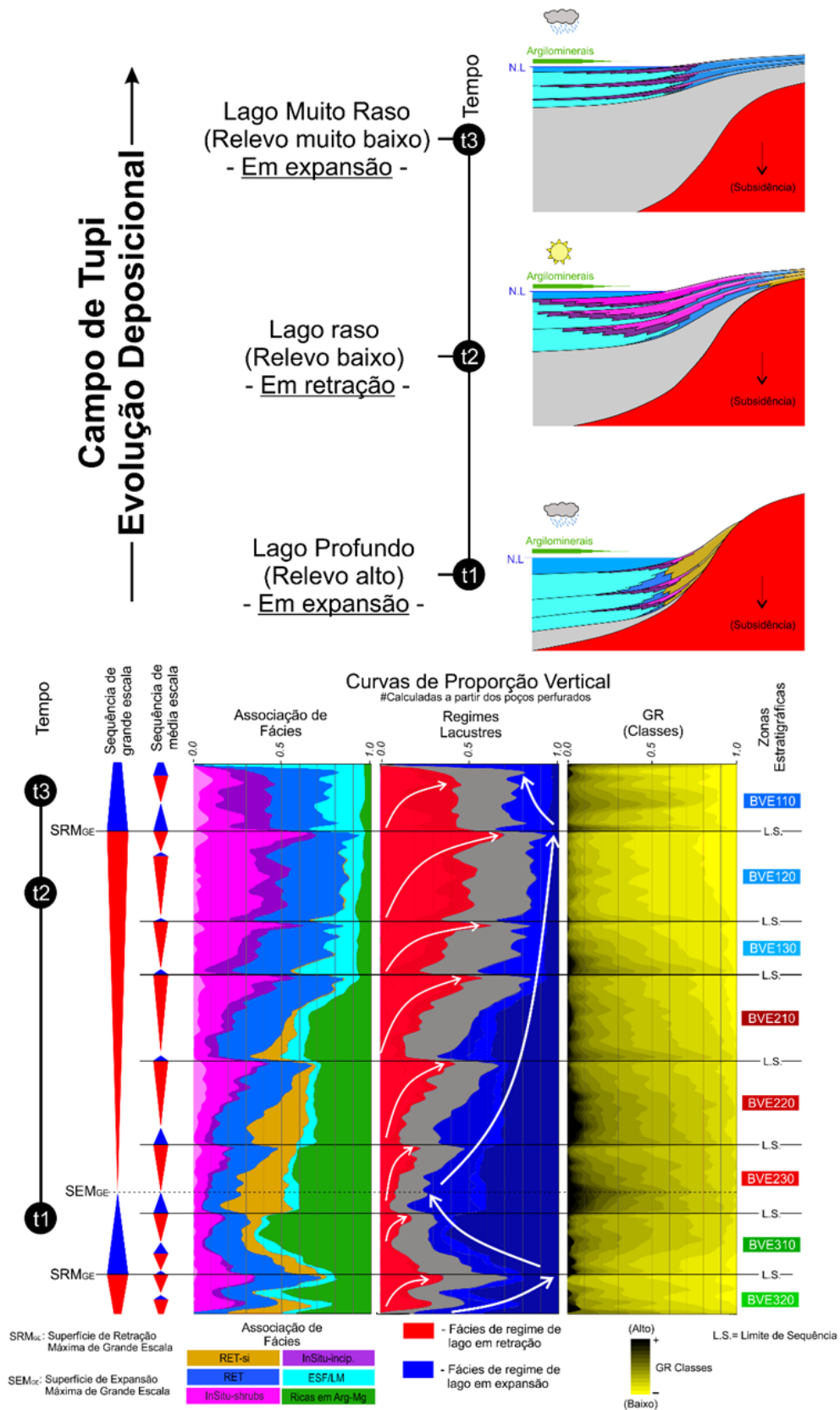


Figura 4.1.3: A evolução deposicional do reservatório do Campo de Tupi mostra variações de grande escala na paleotopografia do lago, consequência de modificações graduais na atividade tectônica e clima (Pedrinha & Artagão, 2024).

As curvas de proporção vertical de fácies, calculadas a partir de todos os poços disponíveis, exibem tendências que suportam o arcabouço estratigráfico de alta resolução estabelecido e a interpretação da evolução deposicional de baixa frequência proposta (Figura 4.1.3). Elevadas proporções de RC-si, SC, LM e fácies ricas em argilominerais magnesianos, além de valores mais elevados nos perfis de raios gama (GR), estão associadas a uma superfície de expansão máxima (SEMGE). Esta marca o final do primeiro regime de sedimentação de lago em expansão de grande escala individualizado (t1, Figura 4.1.3). A partir deste ponto, as proporções de fácies associadas ao regime de sedimentação de lago em retração começam a aumentar, com o ápice ocorrendo em uma superfície de retração máxima de grande escala (SRMGE), que apresenta valores mais baixos nos perfis de raios gama (t2, Figura 4.1.3). Posteriormente, acontece outra mudança na tendência vertical de fácies, com a diminuição da proporção das fácies In-Situ-*Shrubs* e um aumento nas proporções das fácies In-situ-incip e LM, consequentemente elevando novamente os valores de raios gama (t3, Figura 4.1.3). As curvas de proporção vertical calculadas também demonstram a correspondência entre o zoneamento estratigráfico de alta resolução do reservatório e os padrões de empilhamento de fácies. As zonas estabelecidas correspondem às principais sequências de média escala identificadas e rastreadas no Campo de Tupi. Além disso, mostram o padrão lógico de aumento na proporção das fácies In-Situ-*Shrubs* em direção ao topo de cada limite de sequência (Figura 4.1.3).

4.2. Modelagem geológica 3D

A construção de um modelo geológico tridimensional representa uma das fases mais relevantes no fluxo de trabalho que visa a compreensão do reservatório de um campo de petróleo, tanto no que diz respeito ao volume de trabalho envolvido quanto ao impacto nos resultados. A geometria externa e interna de um reservatório e suas heterogeneidades petrofísicas relacionadas, de pequena a grande escala, são fatores essenciais na determinação do desempenho de produção de um campo (Cosentino, 2001). A modelagem tridimensional do reservatório do Campo de Tupi foi realizada integrando uma grande quantidade de dados e interpretações geológicas, geofísicas e de produção, como amostras de rochas (laterais e testemunhos), dados de laboratório, perfis de poços e dados sísmicos, assim como as informações dinâmicas das mais diversas fontes.

Os conceitos geológicos estabelecidos serviram como pano de fundo para o fluxo de trabalho de modelagem do reservatório. Assim, em conjunto com a simulação de fluxo e ajuste de histórico, serviram de condicionantes na construção do modelo 3D (Figura 4.2.1). O modelo estrutural-estratigráfico de alta resolução foi elaborado através da integração da interpretação sísmica e do arcabouço estratigráfico de alta resolução e serve de condicionante para a modelagem de fácies 3D. Uma vez que os litotipos definidos têm características distintas em relação às suas propriedades petrofísicas, o modelo de fácies 3D condiciona o modelo petrofísico 3D, no qual milhares de

amostras de rocha e dezenas de testes de formação foram utilizados na calibração de suas propriedades. Diferentes petrofácies foram definidas com base nas distribuições

de raios de garganta de poros obtidas a partir de análises de laboratório e foram representadas espacialmente condicionadas pelo modelo petrofísico 3D.

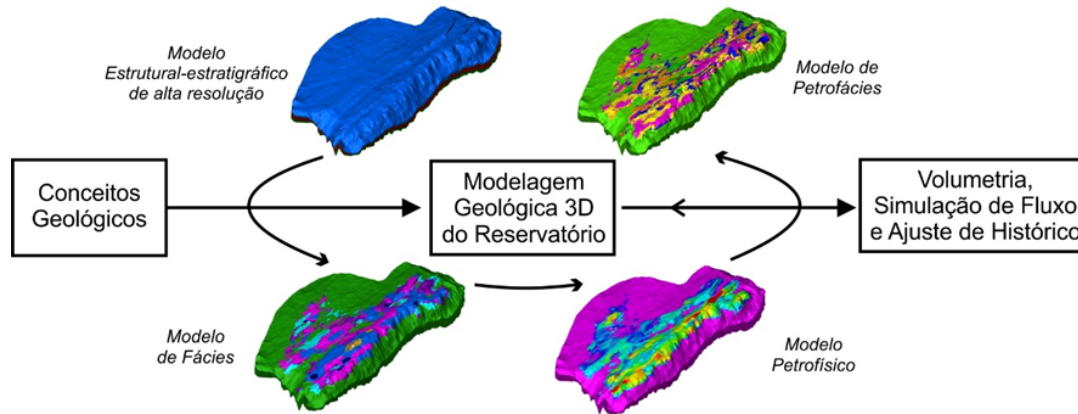


Figura 4.2.1: Fluxo de trabalho de modelagem geológica 3D para o Campo de Tupi (Pedrinha & Artagão, 2024).

As curvas de proporção vertical calculadas a partir do modelo geológico 3D construído demonstram o impacto do zoneamento do reservatório - apoiado por um arcabouço estratigráfico de alta resolução - na representação espacial das heterogeneidades críticas de menor escala do reservatório do Campo de Tupi. Uma vez que as principais superfícies estratigráficas utilizadas no modelo estrutural-estratigráfico 3D de alta resolução foram definidas, a partir de um

padrão lógico de empilhamento de fácies, a proporção vertical global de fácies representada no modelo de reservatório 3D reflete esta mesma organização. Para cada zona estratigráfica individualizada, as curvas de proporção vertical mostram uma tendência ascendente de aumento na proporção das fácies *in situ*, o que impõe um forte controle sobre as propriedades petrofísicas do reservatório expressas na modelagem geológica 3D (Figura 4.2.2).

Curvas de Proporção Vertical do Campo de Tupi

#Calculadas* a partir do Modelo Geológico 3D *Fácies ricas em argilominerais excluídas

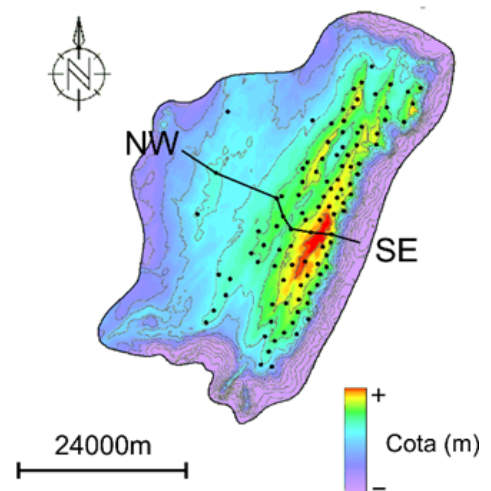
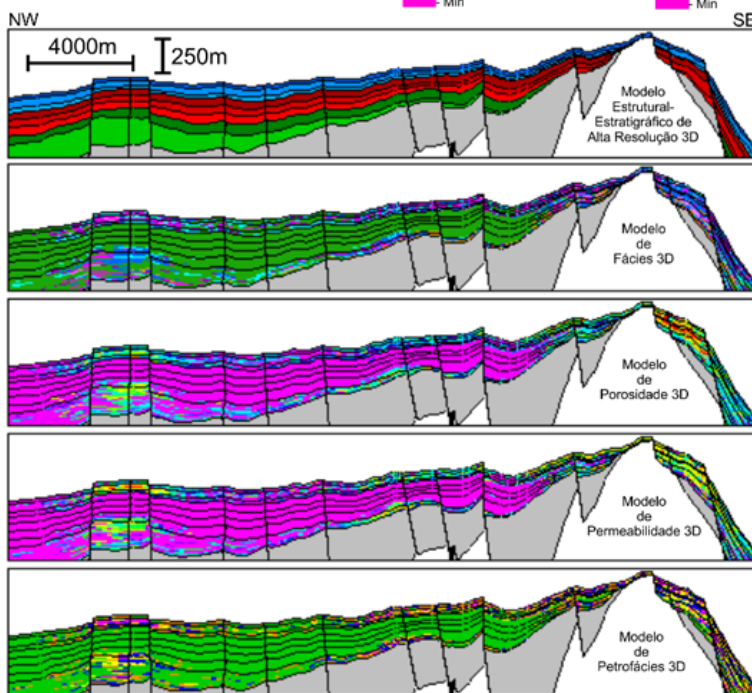
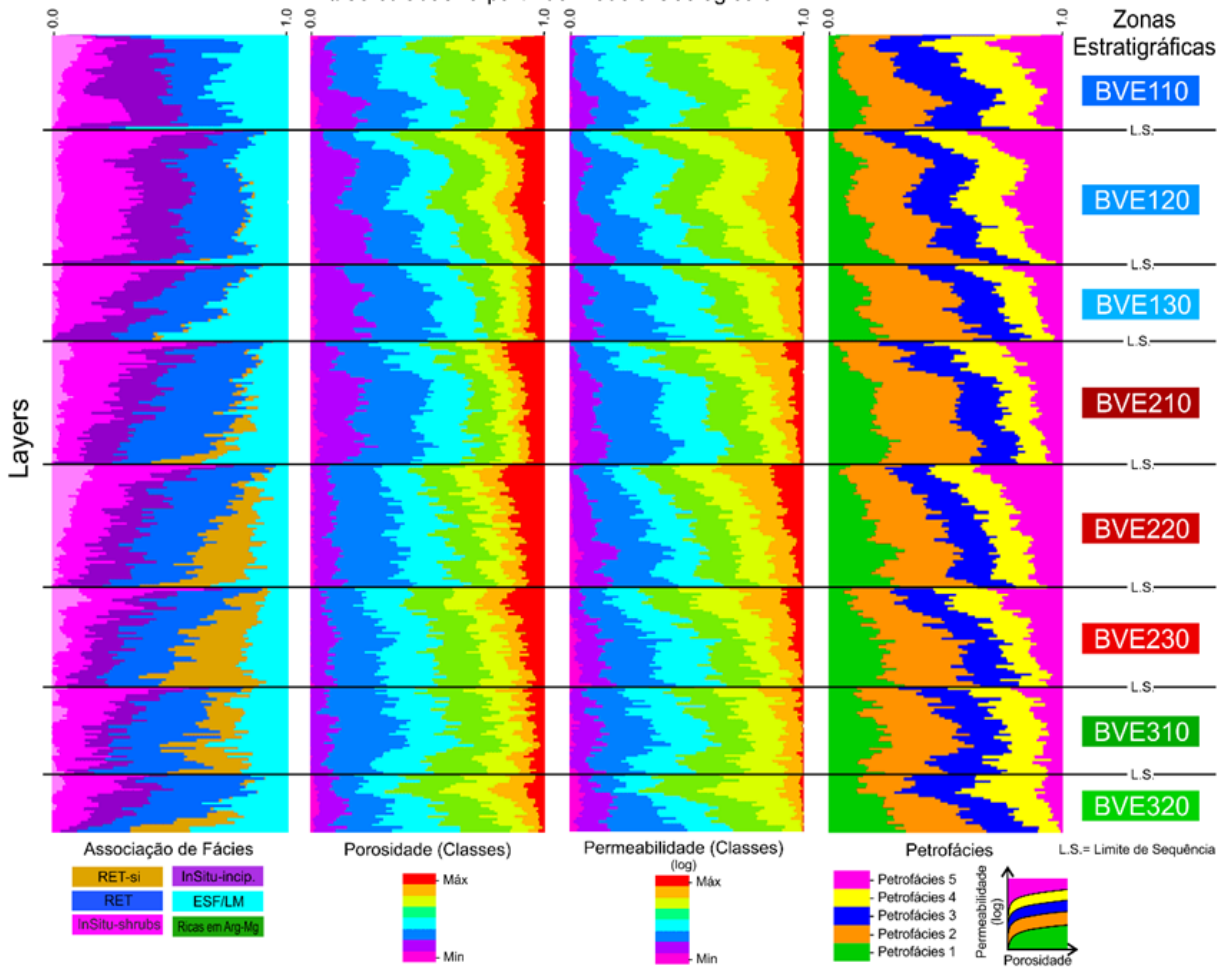


Figura 4.2.2: Curvas de proporção vertical de fácies, classes de porosidade, classes de permeabilidade e petrofácies calculadas a partir do modelo geológico 3D (Pedrinha & Artagão, 2024).

Os diversos processos diagenéticos que afetaram os reservatórios do Pré-sal da Bacia de Santos tiveram um importante papel na modificação de suas propriedades petrofísicas primárias (Herlinger, 2016; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020). No entanto, observa-se que as características petrofísicas das rochas do Campo de Tupi são fortemente controladas pela distribuição espacial das associações de fácies reconhecidas, refletindo o controle sedimentológico na qualidade do reservatório. Nesse sentido, o estabelecimento de um arcabouço estratigráfico de alta resolução torna-se crucial. Isso porque, mesmo em depósitos afetados por processos diagenéticos, oferece suporte ao entendimento e à representação da arquitetura tridimensional de fácies, que, por sua vez, ajuda a entender as heterogeneidades críticas do reservatório.

5. ENGENHARIA DO RESERVATÓRIO

Devido às grandes dimensões do Campo de Tupi, o plano de desenvolvimento da jazida foi elaborado em módulos e considerou como métricas algumas características do reservatório, principalmente:

- » área;
- » qualidade de reservatório;
- » volume de óleo *in place*;
- » características dos fluidos.

A análise destas propriedades do campo teve como objetivo dimensionar a taxa de produção de cada região individualizada e padronizar as características de suas respectivas unidades de produção (ROSA *et al.*, 2018). Dessa forma, a estrutura principal do campo foi subdividida em sete módulos de produção, assim denominados em ordem de implementação: Piloto de Tupi (FPSO Cidade de Angra dos Reis); Tupi Nordeste (FPSO Cidade de Paraty), Módulo Tupi Alto (FPSO Cidade de Maricá), Módulo Tupi Central (FPSO Cidade de Saquarema), Módulo Tupi Sul (FPSO Petrobras 66), Módulo Tupi Extremo Sul (FPSO Petrobras 69) e Módulo Tupi Norte (FPSO Petrobras 67) (Figura 5.1).

A capacidade total das plataformas em operação na estrutura principal do campo é da ordem de 800.000 Barris de óleo equivalente (BOE)/dia. Contudo, se somadas a produção das plataformas da estrutura secundária de Iracema totalizam quase 1.000.000 de BOE/dia, colocando o Campo de Tupi com um dos maiores produtores de hidrocarbonetos em águas ultraprofundas do mundo.

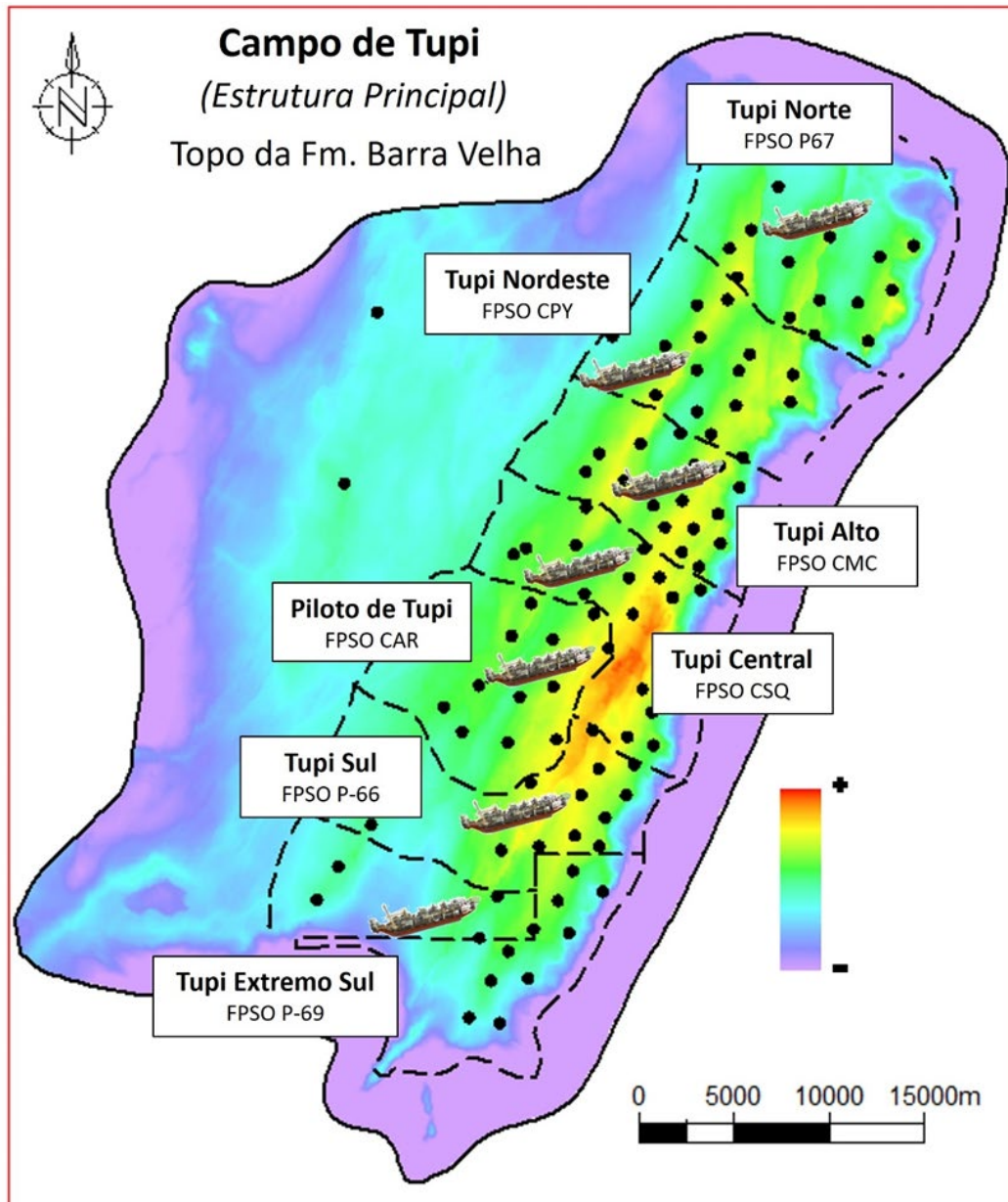


Figura 5.1: Mapa Estrutural do topo da Fm Barra Velha com o plano de desenvolvimento do campo de Tupi executado em módulos de produção. As lições aprendidas nos projetos iniciais foram incorporadas aos módulos subsequentes ao longo do tempo.

Além do desenvolvimento da produção em módulos, o campo de Tupi seguiu algumas diretrizes primordiais, tanto no aspecto de aquisição de dados quanto na estratégia de exploração. Por se tratar de uma jazida de grandes dimensões e, por conseguinte, apresentar volumes expressivos e sem nenhum paralelo mundial do ponto de vista de analogia geológica, a necessidade de aquisição de dados de reservatório se tornou indispensável,

possuindo como objetivo a redução de incertezas. Dessa forma, foi estabelecido um planejamento para a coleta de informações de reservatório. Esta consistiu, para cada módulo de produção, na perfuração de dois poços específicos para a obtenção de dados, com um conjunto robusto de perfis, amostras de rocha e de fluidos, assim como a realização de testes de formação de longa duração (SPA) e de interferência.

Sob a óptica da estratégia de exploração, a concepção da malha de drenagem foi elaborada de modo a maximizar o varrido e reduzir o *breakthrough* antecipado de água, ao se evitar o posicionamento de pares de poços produtor-injetor alinhados às direções de menor anisotropia. Estratégia que leva em consideração às heterogeneidades intrínsecas do reservatório, possível presença de corredores de fraturas e camadas de maior permeabilidade. O plano de exploração delineado também previu a flexibilidade no posicionamento dos poços em função dos resultados obtidos, assim como a instalação de completação inteligente em situações particulares. Além disso, a reinjeção de gás, injeção de água e WAG (*water alternating gas*) foram escolhidas como métodos de recuperação secundária e tornaram-se fundamentais no suporte ao desenvolvimento e gerenciamento do reservatório.

Outro aspecto relevante associado ao desenvolvimento da produção do campo de Tupi está relacionado ao gerenciamento ativo do reservatório e à constante e progressiva coleta de informações dinâmicas. Desde a data do primeiro óleo no ano de 2010 até os dias atuais, é realizada a aquisição contínua de dados relativos à performance do reservatório, tais como comportamento de pressão, vazões de hidrocarbonetos e água, traçadores e sísmica 4D, dentre outros. Esta magnífica e crescente assembleia de informações dinâmicas, em conjunto com a expressiva base de dados geológicos do campo - oriundo principalmente da perfuração de poços e aquisições sísmicas - fornece o material adequado para o entendimento cada vez mais profundo das principais características do reservatório, que, em última instância, dá suporte

ao gerenciamento do reservatório de forma ativa, onde é possível tomar decisões sólidas, fundamentadas em observações e aderentes aos conhecimentos mais atualizados do campo.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A integração interdisciplinar na busca pelo entendimento das principais características de um reservatório tem como objetivo final hierarquizar as incertezas mais críticas, mitigar os riscos de maior impacto e, conseqüentemente, garantir o sucesso na implementação do projeto de desenvolvimento da produção e suportar o gerenciamento ativo de um campo de petróleo. Em uma jazida com as dimensões de Tupi e com o imenso acervo de dados disponíveis, a integração entre disciplinas demonstrou ser fundamental. A sinergia entre as equipes de geociências e de engenharia aconteceu desde as discussões acerca das propriedades do reservatório, construção do modelo geológico 3D e incorporação de informações dinâmicas, até a definição da malha de drenagem, escopo de perfilagem e determinação dos tipos de completação dos poços.

Dessa forma, foi possível construir um consenso na compreensão do Campo de Tupi. Isso acontece uma vez que o fluxo de informações entre as disciplinas é pleno e amplo - e leva em consideração tanto as particularidades, como a interação entre as diferentes áreas de conhecimento - fornecendo os insumos necessários para o estabelecimento de uma estratégia de exploração integrada e eficaz para um dos ativos mais relevantes do país.

Desde a sua descoberta, o Campo de Tupi acumula onze anos de produção de petróleo, com uma fração recuperada da ordem de 8% do seu volume total. Para continuar com os elevados patamares de produção e manter-se como um dos principais ativos da Petrobras, faz-se necessário a superação de alguns desafios. A maximização do fator de recuperação do campo - considerando o horizonte de concessão vigente - é alvo constante na estratégia de exploração da jazida e considera para os próximos anos, além da ampliação e otimização do método WAG, a utilização ampla da sísmica 4D como ferramenta fundamental de controle da movimentação dos fluidos e gerenciamento de reservatório. Adicionalmente às iniciativas de cunho tecnológico, encontram-se em estudo projetos complementares e de revitalização, que buscam postergar o declínio da produção e aumentar a recuperação de hidrocarbonetos. Dentre estes projetos, cabe destaque para a perfuração e interligação de novos poços em áreas com óleo remanescente, assim como o remanejamento de poços entre unidades de produção.

De olho no futuro, o desenvolvimento e a aplicação de novas técnicas, tecnologias e planos de exploração complementares - em um contexto integrado de gerenciamento do reservatório - manterá por muitos anos o Campo de Tupi como uma das jazidas mais importantes e com maior capacidade de geração de valor na vasta carteira de ativos da Petrobras.

REFERÊNCIAS

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.** Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

BENTO-FREIRE, E. **Caracterização estratigráfica em alta resolução das sequências calcárias de origem microbiana do intervalo paleocênico da Formação Yacoraite (Sequência Balbuena IV) na região de Salta Argentina.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

BOHACS, K. M. ; CAROLL, A. R. ; NEAL, J. E. ; MANKIEWICZ, P. J. Lake-Basin Type, Source Potential, and Hydrocarbon Character: an Integrated Sequence-Stratigraphic-Geochemical Framework. *In*: GIERLOWSKI-KORDESCH, E. H.; KELTS, K. R. (eds.). **Lake basins through space and time.** Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 3-37. (AAPG Studies in Geology, v. 46).

CERALDI, T. S.; GREEN, D. Evolution of the South Atlantic lacustrine deposits in response to Early Cretaceous rifting, subsidence and lake hydrology. *In*: CERALDI, T. S.; HODGKINSON, R. A.; BACKE, G. (eds.). **Petroleum Geoscience of the West Africa Margin.** London: Geological Society, 2016. p. 77-98. (Geological Society of London. Special Publications, v. 438).

- CHAFETZ, H. S.; FOLK, R. L. Travertines: depositional morphology and the bacterially constructed constituents. **Journal of Sedimentary Petrology**, v. 54, p. 289-316, 1984.
- CHANG, H.K., KOWSMANN, R.O., FIGUEIREDO, A.M.F., BENDER, A.A.. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**, v.231, p.97-138, 1992.
- COSENTINO, L. **Integrated Reservoir Studies**. Paris: Technip, 2001. 310 p.
- CRUZ, N. M., CRUZ, J. M. N., COSTA, M. M. M., URASAKI, E. N. A., TEIXEIRA, L. M., GROCHAU, M. H., 2021a. 4D Seismic Applied to Pre-Salt Carbonate Reservoirs: Challenges and Results from Tupi Pilot, Santos Basin. *In*: Conference Proceedings, **Second EAGE Conference on Pre-Salt Reservoir**, Sep 2021, V. 2021, p.1 – 5, DOI: 10.3997/2214-4609.202183011.
- CRUZ, N. M., CRUZ, J. M., TEIXEIRA, L. M., COSTA, M. M., OLIVEIRA, L. B., URASAKI, E. N., BISPO, T.P., JARDIM, M. S., GROCHAU, M. H., 2021b. Tupi Nodes pilot: A successful 4D seismic case for Brazilian presalt reservoirs. *In*: **The Leading Edge, Special Section, Latin America**: 886–896, DOI: 10.1190/tle40120886.1.
- DOROBK, S.; PICCOLI, L.; COFFEY, B.; ADAMS, A. Carbonate Rock-Forming Processes in the Pre-salt “Sag” Successions of Campos Basin, Offshore Brazil: Evidence for Seasonal, Dominantly Abiotic Carbonate Precipitation, Substrate Controls, and Broader Geologic Implications. *In*: AAPG SEARCH AND DISCOVERY ARTICLE AAPG HEDBERG CONFERENCE, 2012, Houston. **Microbial carbonate reservoir characterization**. Houston: Texas, 2012. p. 3-8.
- DOYEN, P. M.; GUIDISH, T. M.; BUYL, M. H. Seismic Discrimination of Lithology in Sand/Shale Reservoirs: A Bayesian Approach. SEG Technical Program, 1989. **Expanded Abstract**. Houston: Society of Exploration Geophysicists, 1989. p. 719-722.
- DOYEN, P. M. **Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective**. Houten: EAGE Publications, 2007. 256 p.
- 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 HEDBERG CONFERENCE, 2002, Stavanger, Norway. **Hydrocarbon Habitat of Volcanic Rifted Passive Margins**. Tulsa: AAPG, 2002.
- 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**, v. 113, 2020.
- HERLINGER, R. **Controles deposicionais e diagenéticos das propriedades petrofísicas dos reservatórios Aptianos/Barrebianos do Grupo Lagoa Feia no norte da Bacia de Campos**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

- KARNER, G.D, GAMBOA, L.A.P. Timing and Origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporates. **Geological Society, London, Special Publications**, v.285, p. 15-35, 2007.
- LIMA, B. E. M.; DE ROS, L. F. Deposition, diagenetic and hydrothermal process in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, Offshore Brazil. **Sedimentary Geology**, v. 383, p. 55-81. 2019.
- MELO GARCIA, S. F.; LETOUZEY, J.; RUDKIEWICZ, J.; DANDERFER FILHO, A.; LAMOTTE, D. F. Structural modeling based on sequential restoration of gravitational salt deformation in the Santos Basin (Brazil). **Marine and Petroleum Geology**, v. 35, 2012, p. 337-353.
- PEDRINHA, S., ARTAGÃO, V., MOREIRA, T.P., FREITAS, L.C.S., RICHTER, E., SANTOS, B.T. Reservoir Geology Aspects of Lula Supergiant Field, Santos Basin – Brazilian Pre-Salt Province. *In*: AAPG Annual Convention and Exhibition 20-23 May, 2018, in Salt Lake City, Utah, USA. **AAPG ACE**, 2018.
- PEDRINHA, S.; ARTAGÃO, V.M. High-resolution stratigraphy and characterization of reservoir-critical heterogeneities in the giant Tupi Field, pre-salt Santos Basin, Brazil. Carbonate Reservoirs: Applying Current Knowledge to Future Energy Needs. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 548, 2024.
- ROSA, M. B.; CAVALCANTE FILHO, J. S. A.; MIYAKAWA, T. M.; FREITAS, L. C. S. The Giant Lula Field: World's Largest Oil Production in Ultra-Deep Water Under a Fast-Track Development. **OTC-29043-MS**. 2018.
- SALLER, A.; SHAWN, R.; BUAMBUA, L.; INMAN, K.; MCNEIL, R.; DICKSON. Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. **AAPG Bulletin**, v. 100, n. 7, p. 1135-1164, 2016.
- STRASSER, A.; PITTET, B.; HILLGARTNER, H.; PASQUIER J. Depositional sequences in shallow carbonate-dominated sedimentary systems: concepts for a high-resolution analysis. **Sedimentary Geology**, v. 128, p. 208-221, 1999.
- TEIXEIRA, L.; CRUZ, N. M. S. M.; SILVANY, P.; FONSECA, J., Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and pre-salt reservoirs. **The Leading Edge**, v. 36, n. (11), p. 931-937, 2017.
- 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'AVILA, R. S. F.; SOUZA, R. S.; TONIETTO, S. N.; ANJOS, S. M. C.; CAMPINHO, V. S.; WINTER, W. R. Classificação de rochas carbonáticas aplicáveis às bacias sedimentares brasileiras. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.18, n.1, p. 9-29, 2010.
- TOSCA, N. J.; WRIGHT, V. P. Diagenetic pathways linked to labile Mg-clays in lacustrine carbonate reservoirs: a model for the origin of secondary porosity in the Cretaceous pre-salt Barra Velha Formation, offshore Brazil.

In: ARMITAGE, P. J.; BUTCHER, A. R.; CHURCHILL, J. M.; CSOMA, A. E.; HOLLIS, C.; LANDER, R. H.; OMMA, J. E.; WORDEN, R. H. (eds.).

Reservoir Quality of Clastic and Carbonate Rocks: Analysis, Modelling and Prediction. London: Geological Society, 2015. p. 33-46. (Geological Society of London. Special Publication, v. 435).

VASQUEZ, G. F.; MORSCHBACHER, M. J.; Anjos, C. W. D.; Silva, Y. M. P.; MADRUCCI, V.; JUSTEN, J. C. R. Petroacoustics and Composition of

Presalt Rocks from Santos Basin. **The Leading Edge**, v. 38, n. 5, p. 342-348, 2019.

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., Le Heron, D. P., Morgan, W. A., Pritchard, T. & Vining, B. A. (eds.).

Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global exploration and production. London: Geological Society, 2015. p. 209-219. (Geological Society of London. Special Publication, v. 418).

