



Capítulo

14

Campo de Mero: caracterização dos reservatórios e desenvolvimento da produção

AUTORES

Rita Parisi Conde Pozzi¹ (rconde@petrobras.com.br), Ricardo Augusto Rosa Fernandes¹, Rodrigo Correia Baptista da Silva¹, Leonardo Costa de Oliveira¹, Ana Carolina Leonel Sartorato¹, Fernando Pacífico Figueiredo Junior¹, Allan Patrick Ribeiro Penatti¹, Cristiano Camelo Rancan¹, Francisco Eduardo Gomes da Cruz¹, Marco Antonio Carlotto¹, Thiago Alduini Mizuno¹, Vivian Cristina de Oliveira¹.

¹ Petrobras

Palavras-chave: Campo de Mero, Rochas Carbonáticas, Reservatórios, Modelagem Geológica, Modelagem de Processos, Engenharia de Reservatórios.

RESUMO

O Campo de Mero é uma importante área petrolífera na porção setentrional da Bacia de Santos. O histórico de sua definição começa ainda em 2010, quando a Petrobras, em colaboração com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), perfurou dois poços em águas ultra profundas, com o objetivo de avaliar o potencial do Pré-sal nesta fronteira exploratória. Um desses poços foi o 2-ANP-2A-RJS, que alcançou o *lead* Libra, a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro. À época foram constatados reservatórios carbonáticos, pertencentes às Formações Barra Velha e Itapema, com excelentes qualidades permoporosa e uma coluna de óleo de cerca de 300 m. A descoberta resultou na definição do Bloco Exploratório de

Libra, pela ANP. O bloco foi, por conseguinte, adquirido em outubro de 2013, em um consórcio formado pela Petrobras (Operadora, com 40%), Shell Brasil (20%), TotalEnergies (20%), CNODC BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA (10%) e CNOOC PETROLEUM BRASIL LTDA (10%), tendo a PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A) como gestora do 1º Contrato de Partilha de Produção do Brasil. A partir de então, novos poços foram perfurados, com o objetivo de delimitar a extensão da área a ser produzida. O primeiro poço perfurado na área, após a assinatura do contrato, foi o W731, que confirmou a continuidade dos reservatórios identificados no poço 2-ANP-2A-RJS, na porção Noroeste (NW) da estrutura de Libra. No entanto, o segundo poço perfurado, o W735, localizado em seu compartimento central, identificou fluido e regime de pressão diferentes daqueles observados nos poços 2-ANP-2A-RJS e W731, configurando uma compartimentação importante na área e direcionando o Plano de Avaliação para a porção NW do bloco. Assim, seguiu-se a perfuração de mais poços para aquisição de dados de rocha e fluido, de testes de formação, campanhas de testes de longa duração (TLD), além de aquisição sísmica de alta resolução, visando a melhor delimitação da acumulação da estrutura NW. Tal esforço culminou, em 2017, com a declaração de comercialidade do Campo de Mero. Os dados revelados demonstram que este campo apresenta aspectos bem particulares em relação as demais acumulações do Pré-sal das bacias de Santos e Campos. Dentre estes o arcabouço estrutural complexo, a ocorrência de rochas ígneas intercaladas aos reservatórios carbonáticos e a presença de hidrocarboneto com alto teor de CO₂. O investimento maciço em aquisição de dados e a *expertise* acumulada em dezenas de projetos já implantados de produção no Pré-sal permitiram a construção de um modelo de reservatório robusto para a definição da melhor estratégia de desenvolvimento da produção do campo. Esta é outra particularidade da área: o regime de Partilha de Produção, que demanda celeridade na implantação de projetos. Desse modo, foram planejados quatro sistemas de produção, com capacidade de 180 mil bopd e 12 milhões de m³/d de gás cada, e a reinjeção total de gás produzido. O primeiro sistema de produção do Campo de Mero, o Sistema de Produção Guanabara, teve o 1º óleo em início de 2022.

1. INTRODUÇÃO

1.1. O bloco exploratório de Libra e o campo de Mero, uma retrospectiva

O bloco exploratório de Libra, local original que definiu o Campo de Mero, está situado na área conhecida como Polo Pré-sal da Baía de Santos (PPSBS), a aproximadamente 180 km da costa do Rio de Janeiro. A Figura 1.1 ilustra a área do bloco exploratório de Libra, o contorno do Campo de Mero e outros blocos dessa área onde a Petrobras possui participações.

As principais características desta província são a grande espessura dos reservatórios carbonáticos de idade Aptiana, a boa qualidade do fluido presente nesses reservatórios e a espessa cobertura de sal. Esta permitiu um efetivo sistema selante, mas criou um desafio para as técnicas de geração de imagens sísmicas e perfuração de poços. A boa qualidade do fluido, por sua vez, se refere a: óleo de 27° API, razão gás-óleo (RGO)

entre 375 e 448 m³/m³ std, conteúdo de CO₂ ao redor de 44% e menos de 0,5 a 16 ppm de H₂S, segundo Rocha *et al.*, 2019.

Nessa parte da província do PPSBS, a profundidade da lâmina d'água varia entre 1.700 m a 2.400 m e as profundidades totais dos poços podem chegar até a 6.000 m. O pioneirismo do bloco exploratório de Libra, e do Campo de Mero, relaciona-se também aos aspectos contratuais, sendo esse o primeiro Contrato de Partilha de Produção (PSC) no Brasil. O Consórcio de Libra é operado pela PETROBRAS, com 40% de participação, em parceria com a SHELL BRASIL (20%), TotalEnergies (20%), CNODC BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA (10%) e CNOOC PETROLEUM BRASIL LTDA (10%), além da união representada pela estatal PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A (PPSA), que atua como gestora do contrato. Os gastos realizados devem ser custeados exclusivamente pelas empresas contratadas que, em contrapartida, podem acumular e recuperá-los mensalmente como custo em óleo até o limite de 50% da produção de cada mês.

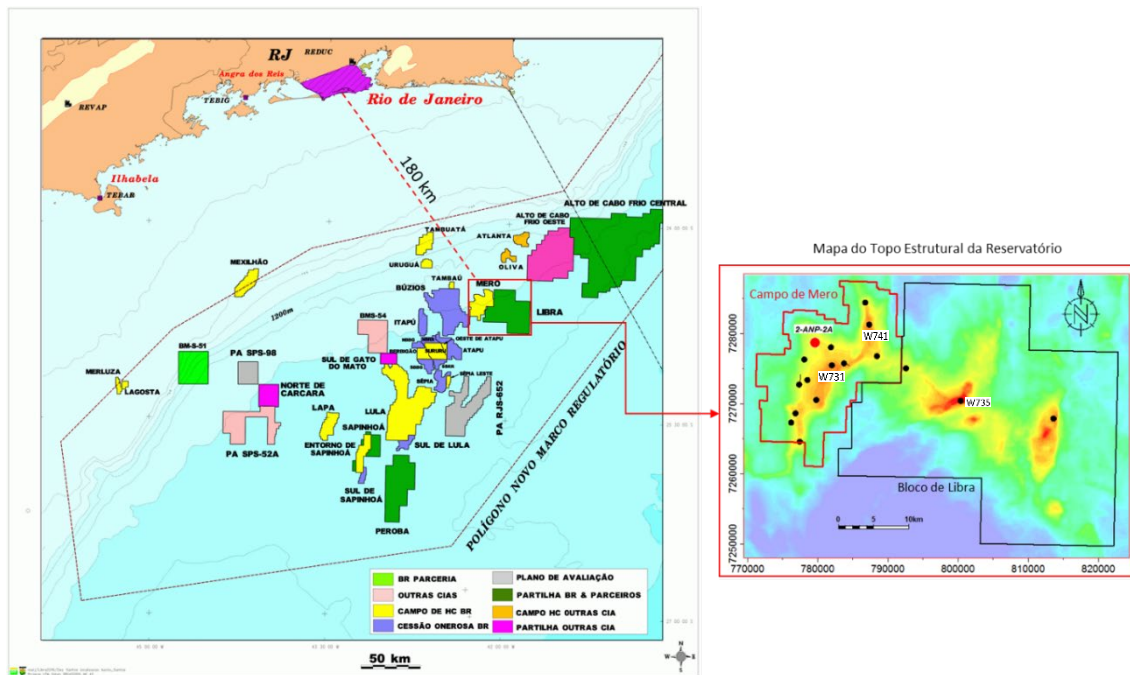


Figura 1.1: Localização do bloco de Libra, com destaque para o Campo de Mero.

A acumulação de petróleo no bloco exploratório de Libra foi descoberta em 2010 com a perfuração do poço estrutigráfico 2-ANP-2A-RJS, uma iniciativa conjunta entre a Petrobras e a ANP para identificação de potenciais áreas geológicas a serem consideradas em regime de partilha de produção e de cessão onerosa (CO). O poço foi locado no flanco noroeste de uma estrutura com fechamento de mais de 500 Km² ao nível da base do sal. Isso porque, à época, somente aquele flanco possuía cobertura de dados sísmicos 3D (20% da estrutura). Além disso, a locação visava testar, naquela posição, uma feição interpretada como um *mound* microbial, posicionada no Andar Alagoas. No entanto, após a perfuração, a feição de *mound* revelou-se um bioacumulado de bivalves ou “coquinas”, posicionado no Andar Jiquiá (Carlotto *et al.*, 2017). O poço foi testado e demonstrou potencial de produtividade na área.

Os reservatórios aptianos (Formação Barra Velha e Formação Itapema) estão localizados logo abaixo de uma coluna de sal de até 2000m de espessura (Formação Ariri).

A licitação do bloco exploratório de Libra, em regime de partilha de produção, foi realizada em outubro de 2013, sendo arrematado pelo consórcio liderado pela Petrobras e com assinatura de início de vigência do contrato em 02 de dezembro de 2013. O contrato previa uma primeira fase exploratória de até 4 anos, com opção de postergação, se necessário, a partir do resultado dos estudos exploratórios e dos poços a perfurar. O compromisso mínimo exploratório envolvia a perfuração de 2 poços, a aquisição (ou licenciamento) de um dado sísmico 3D PSTM (*Pre Stack Time Migration*) /PSDM (*Pre Stack Depth Migration*) sobre todo o bloco e a realização de um teste de longa duração

(TLD). Esses compromissos eram necessários para a eventual declaração de comercialidade.

Os aspectos desafiadores do primeiro contrato de partilha de produção envolviam, além do compromisso de realização de um teste de longa duração ainda na fase exploratória, três questões contratuais importantes:

- » necessidade de atendimento de conteúdo local nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção de até 29% (exploração) e 55% (desenvolvimento da produção) para contratação de sondas e serviços de perfuração;
- » nenhuma correção monetária no valor dos investimentos até o início da recuperação de custos, após a produção de óleo ser aprovada pela gestora do contrato, PPSA;
- » a definição, em contrato, de um time integrado de projeto, liderado pela Petrobras e com participação, em todas as instâncias de aprovação e condução dos trabalhos, de empregados das empresas sócias. Nesse sentido, foi montado um escritório próprio para a equipe de projeto, com um mínimo de 12% de empregados das empresas sócias (média de participação foi de cerca de 18%), e respeitada uma rotina de gerenciamento das atividades própria do Consórcio, toda de forma conjunta entre as empresas. Assim, antecipar o início da produção de óleo e otimizar os investimentos na fase exploratória foram dois importantes vetores de atuação do Consórcio.

O primeiro poço perfurado na área após a vigência do contrato, W731, procurou investigar a continuidade dos reservatórios identificados no poço 2-ANP-2A-RJS em direção ao alto da estrutura mapeada na porção Noroeste (NW) da estrutura de Libra. Esse poço comprovou a espessa coluna de óleo da Formação Barra Velha. No entanto, apontou a presença de intrusões ígneas na interface entre a base do sal e o topo do reservatório carbonático, sinalizada no quadro de previsões geológicas da locação, mas não identificada nos mapas derivados dos dados sísmicos processados pela companhia CGG Veritas (*Compagnie Générale de Géophysique e Veritas DGC Inc.*), fornecedora do primeiro volume sísmico 3D da área. Nesse sentido, o consórcio acelerou os trabalhos para reprocessar de forma proprietária o dado sísmico licenciado originalmente e aprimorou a investigação da possível extensão dessas intrusões ígneas no volume sísmico disponível.

O segundo poço perfurado no bloco exploratório de Libra foi o W735, onde hoje é denominado compartimento Central de Libra, fora do contorno do Campo de Mero. Esse poço identificou fluido e regime de pressão diferente dos poços 2-ANP-2A-RJS e W731, configurando uma compartimentação importante na área e redefinindo a estratégia de exploração geral do bloco.

Assim, um plano de avaliação foi implementado rapidamente para a porção NW do bloco exploratório de Libra, incluindo a perfuração de poços adicionais, testes de formação e

uma campanha de aquisição sísmica *full azimuth* (OBN - *Ocean Bottom Nodes*), além do compromisso importante e firme de um programa de teste de longa duração (TLD).

A implementação desse plano garantiu a declaração de comercialidade da área noroeste do bloco exploratório de Libra, com definição do Campo de Mero, em 30 de novembro de 2017, quatro anos após o início do contrato e conforme planejamento original do consórcio. O restante do bloco exploratório de Libra teve sua fase de exploração postergada por aproximadamente 2 anos (27 meses). Depois disso, foi apresentado um plano de avaliação de descoberta do poço W735.

1.2. Aspectos gerais

Os principais reservatórios da seção Pré-sal do bloco exploratório de Libra pertencem às formações Barra Velha (BVE) e Itapema (ITP). O fluido do reservatório é um óleo leve (27 °API) com uma quantidade relevante de gás dissolvido (GOR inicial em torno de 440 Sm³/Sm³). Uma das características únicas deste fluido é o alto teor de CO₂ (44% na fase de gás), uma das principais razões que suportam a decisão de reinjetar todo o gás produzido (exceto o gás combustível) para o reservatório, como um método de recuperação avançada. As rochas-reservatório são carbonatos, heterogêneos, espessos e com alta complexidade estrutural. Este campo gigante (*i.e.*, com mais de 500 milhões de barris de óleo equivalente – *sensu* Carmalt e Jon, 1986) contém reservatórios que estão entre os mais produtivos do país, com colunas de óleo que atingem espessuras de até 500m.

Até o presente, cerca de oito anos após a assinatura do PSC, muitas conquistas na exploração de Libra foram alcançadas com sucesso, tais como:

- » trinta e dois poços perfurados, incluindo o poço descobridor, com 391 metros de testemunhos e mais de 1500 amostras laterais adquiridas;
- » dois testes de longa duração (TLDs) e um sistema de produção antecipada (SPA) em andamento, todos com reinjeção total do gás;
- » oito poços testados – (incluindo TFR – teste de formação a poço revestido e TI – teste de injetividade);
- » aquisição e processamento de dados sísmicos com tecnologia OBN (*Ocean Bottom Nodes*);
- » quatro projetos de sistema de produção (FPSO - *Floating, Production, Storage and Production*) em fase de implantação.

1.3. Geologia estrutural

O bloco exploratório de Libra situa-se a sudoeste (SW) do Alto de Cabo Frio (limite da Bacia de Santos com a Bacia de Campos), na extremidade nordeste (NE) do Alto Externo da Bacia de Santos, em uma área informalmente conhecida como “S de Santos”, resultado da ocorrência de zonas de transferência de direção NW-SE. Esta feição repousa sobre a crosta continental estirada, na zona autóctone, limitando-se a leste e a sul com a crosta afinada alóctone do Platô de São Paulo, através

da Zona de Cisalhamento Helmut, anomalia linear que separa dois diferentes domínios de densidade e espessura crustal (Dehler *et al.*, 2010; 2011; 2016). O bloco está entre duas importantes zonas de transferência NW-SE, a Zona de Transferência de Iracema (a sudoeste) e a Zona de Transferência Cruzeiro do Sul-Volta Redonda (a norte). Além disso, é também seccionado por uma feição de mesma direção NW-SE, denominada informalmente de Lineamento de Libra (Zona de Transferência de Libra, de Dehler e Yamato, 2015) e pelo Lineamento de Curitiba, com direção WSW-ENE. Os arranjos de zonas NW-SE, no qual se inclui o Lineamento de Libra (cf. Rancan *et al.*, 2018), de menor expressão, ocorrem como falhas associadas a *pull-aparts*, resultantes de acomodações estruturais com movimentação lateral dextral, preferencialmente, expondo o comportamento assimétrico do eixo de expansão do rifte.

Esse conjunto de feições que controla a porção centro-norte da Bacia de Santos foi detalhado e descrito em diversos trabalhos, sendo as zonas de transferência de Corcovado, Iracema, Ilha Grande e Cruzeiro do Sul-Volta Redonda as mais notáveis nesta porção da bacia (Meisling *et al.*, 2001; Souza, 2008; Magnavita *et al.*, 2009; 2010; Dehler *et al.*, 2011; Yamato e Rodrigues, 2013).

A estruturação do bloco exploratório de Libra é caracterizada por falhas normais com orientação NNE-SSW, concordantes com a estruturação geral do rifte, e transversais ao alinhamento de altos NW-SE, que definem a geometria das trapas, demonstrando a grande complexidade estrutural desta acumulação. As três estruturas

na área de Libra (noroeste, central e sudeste), que foram definidas pelas equipes de interpretação da Petrobras, estão separadas por falhas e possuem distintos padrões de sedimentação e de feições estruturais. Na estrutura noroeste (atual Campo de Mero), observam-se falhas com orientação geral N-S e direção de mergulho para leste; na central, falhas com orientação N-S a norte da Zona de Transferência de Libra e NE-SW a sul, com ângulos mais elevados e direções de mergulho para sudeste; e na estrutura sudeste, ocorrem falhas de direção N-S, de baixo ângulo, associadas a descolamentos mais profundos e rotação de blocos.

A Zona de Transferência de Libra tem grande importância na compartimentação da área, rotacionando as falhas e formando os altos estruturais e depocentros. Essa zona transtrativa sinistral interfere na direção das falhas, modificando o padrão N-S a norte para um padrão NE-SW a sul. As principais falhas na área de Libra, que definem e separam as estruturas noroeste/central e central/sudeste, têm suas direções rotacionadas por essa zona de transferência (Dehler e Yamato, 2015).

O arcabouço estrutural do Campo de Mero é definido por grandes falhas normais de direção N-S (Andrade *et al.*, 2016), com deflexão para NE-SW em seu setor oriental, em uma estrutura caracterizada por três feições: o platô mediano (uma plataforma central de baixa inclinação) e dois altos estreitos e alongados segundo a direção N-S (longilíneos), a sul e a norte (Alto Meridional e Alto Setentrional), separados, respectivamente, pelo Lineamento de Curitiba e pela Zona de Transferência de Libra (Figura 1.3.1).

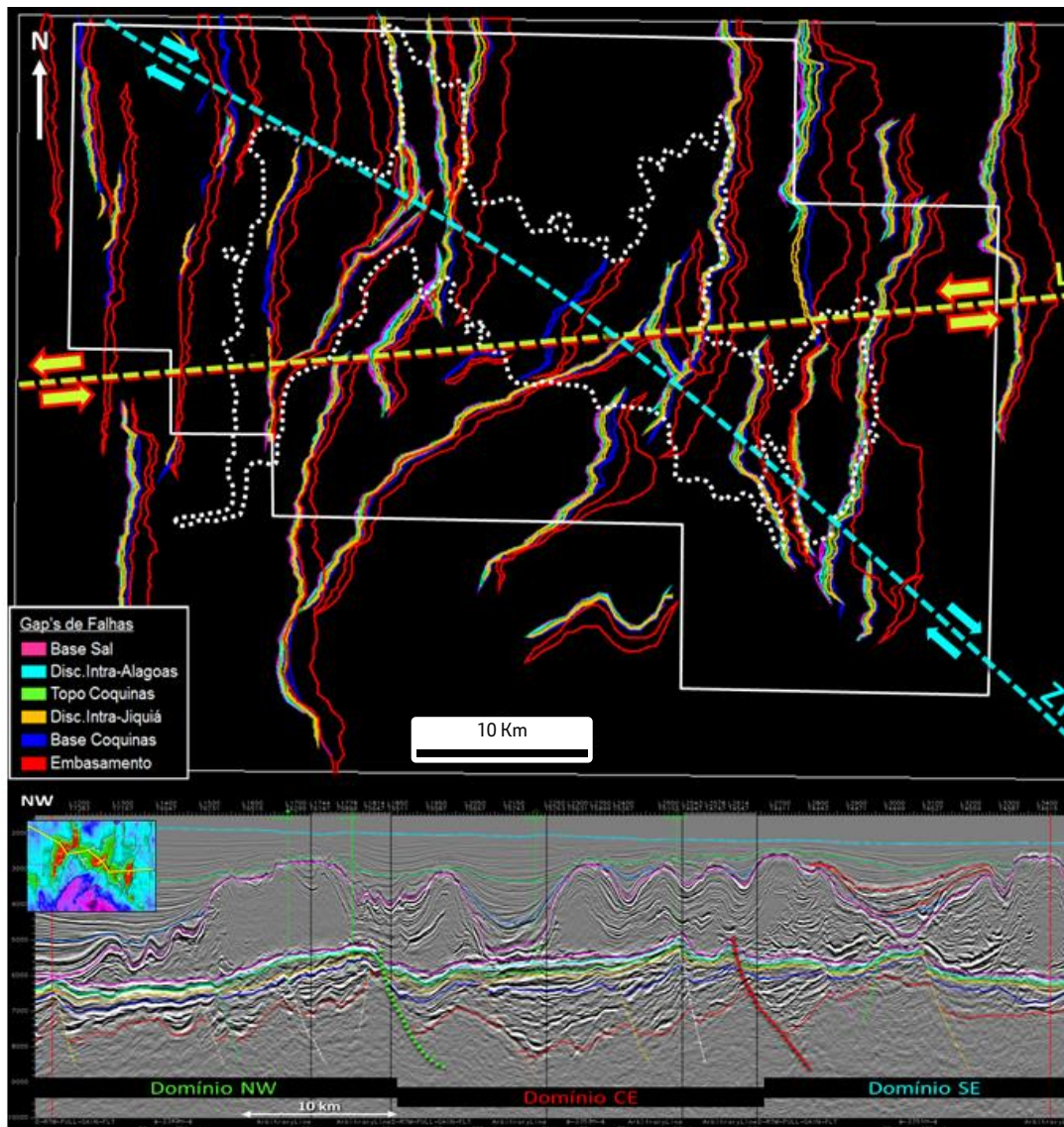


Figura 1.3.1: Contexto estrutural da área de Libra (mapa e seção). Destacando os três principais domínios observados: Noroeste (NW) (Campo de Mero); Central (CE) e Sudoeste (SE) – ZTL (Zona de Transferência de Libra); LC (Lineamento Curitiba).

1.4. Estratigrafia

Os campos do Pré-sal apresentam características similares às descritas por Moreira *et al.* (2007), com algumas particularidades. Essa situação também está presente no Campo de Mero (Figura 1.4.1).

As sequências meso-cenozóicas são codificadas de acordo com o critério de abreviaturas proposto pela *International Commission on Stratigraphy*

(ICS) (<http://palaeos.com/timescale/index.html>). Desse modo, são denominadas com a letra K as sequências cretácicas, com a letra E as paleógenas e com N as neógenas. As mesmas são seguidas por uma denominação numérica que representa o empilhamento do arcabouço estratigráfico. A idade das sequências foi construída de acordo com as biozonas propostas pelo grupo de exploração da Petrobras (cf. Beurlen *et al.*, 1992; Lana e Beurlen, 2007).

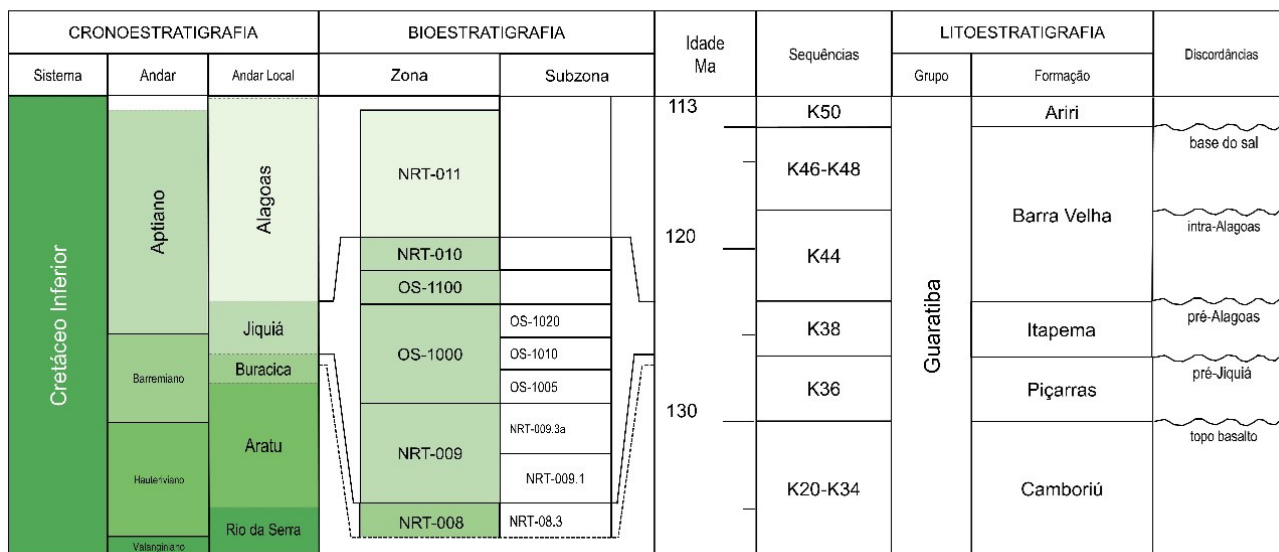


Figura 1.4.1: Carta estratigráfica com ênfase no Cretáceo Inferior, Bacia de Santos (adaptado de Moreira *et al.*, 2007; Beurlen *et al.*, 2007).

A Sequência K20-K34, definida por Moreira *et al.* (2007), é composta por basaltos eocretáceos e tem limite inferior discordante com as rochas do embasamento cristalino. Seu limite superior é a discordância que precede a deposição da Sequência Depositional K36. Sua correspondente litoestratigráfica é a Formação Camboriú.

A Sequência K36 apresenta sismofácies sugestivas da ocorrência de rochas ígneas e pelitos preenchendo as grandes depressões estruturadas no embasamento pela deformação do rifte, durante o andar local Buracica. Esta sequência preencheu tanto as depressões a oeste quanto na margem oriental da estrutura como um todo. Ela foi constatada em um poço no flanco oriental do platô mediano do Campo de Mero, o qual amostrou pelitos em meio a rochas ígneas. É possível que essa sequência ocorra pontualmente no alto setentrional, sendo representada por arenitos e conglomerados líticos com fragmentos do embasamento, que também se encontram intercalados a rochas ígneas.

A Sequência K38, que engloba a Formação Itapema, tem distribuição irregular, condicionada tanto pelo preenchimento pretérito quanto pela estruturação em depressões menores, encaixadas. Esta sequência é limitada na base pela Discordância Pré-Jiquiá e no topo pela Discordância Pré-Alagoas (DPA). Os depocentros refletem o padrão N-S de forma irregular nos altos meridional e setentrional, bem como o padrão NE-SW no flanco oriental do platô mediano. Destaca-se o eixo SE-NW na margem noroeste do platô mediano, onde a seção atinge sua espessura máxima, preenchida quase que exclusivamente por *rudstones* e *grainstones* compostos por bivalves. Em poços, essa seção tem 450 metros de espessura, embora a interpretação sísmica sugira que possa atingir até 600 metros. As coquinas são as unidades litológicas mais comuns da Formação Itapema e são interpretadas como formados em ambientes de alta energia (Carvalho *et al.*, 2000; Jahnert *et al.*, 2012; Silva, 2014, Mizuno *et al.*, 2018) e eventualmente intercaladas a níveis pelíticos

(Muniz, 2013; Mizuno *et al.*, 2018). No Pré-sal, as coquinas são entendidas como provenientes de ambientes lacustres, depositados em ciclos transgressivos regressivos (Dias *et al.*, 1990; Mizuno *et al.*, 2018), os quais também podem estar limitados por superfícies de afogamento, desenvolvendo geometrias sísmicas em *backstepping* (Oliveira *et al.*, 2021). Os grãos aloquímicos são dominados por bioclastos de bivalves, mas há também pelóides, oncóides, ostracodes, gastrópodes e intraclastos de laminitos (*e.g.*, Dias *et al.*, 1990). Na área de Mero, ocorrem raras fácies híbridas (alto meridional e margem oeste do platô mediano de Libra) e arcóseos líticos (alto setentrional), sendo mais comuns os depósitos retrabalhados, depositados em contexto de alta energia deposicional.

Acima da Formação Itapema, encontram-se as rochas da Formação Barra Velha, que são amplamente entendidas como depositadas em um sistema lacustre raso (*cf.* Pietzsch *et al.*, 2018). Entretanto, trabalhos recentes sugerem que a deposição dessas rochas integraria dois ambientes principais: um relacionado a áreas de deposição profunda, com fácies não reservatório ricas em sedimentos argilosos, e outro mais raso, posicionado nos altos estruturais, em que estão associados às fácies carbonáticas com excelente qualidade reservatório (*e.g.*, Gomes *et al.*, 2020). Algumas seções revelam uma fisiografia sísmica que se assemelha a de plataformas marinhas (Wright e Barnett, 2015) e há também contribuições que reforçam a existência de forte contribuição hidrotermal na deposição de tais carbonatos (*e.g.*, Farias *et al.*, 2019).

A Formação Barra Velha compreende em sua porção inferior a Sequência K44, limitada na base pela Discordância Pré-Alagoas (DPA) e no topo pela Discordância Intra-Alagoas (DIA). Na Sequência K44 predominam *grainstones* intraclásticos intercalados a estromatólitos, com proporções menores de esferulitos, laminitos e, localmente, intraclastos de coquinas retrabalhados da Sequência K38. A Sequência K44 apresenta isópacas delgadas, com pouca variação de espessura, por vezes ausente nas porções mais altas da estrutura, onde a Discordância Intra-Alagoas erodiu os depósitos prévios (Figura 1.4.2).

A porção superior da Formação Barra Velha compreende a Sequência K46-48 cujo limite inferior é marcado pela Discordância Intra-Alagoas (DIA) e o limite superior é a base dos evaporitos da Formação Ariri. Esta superfície, no topo da Formação Barra Velha, reflete um ambiente transicional e marca a passagem de uma sequência clástica/carbonática depositada em um sistema lacustre continental para um ambiente marinho raso bastante estressante a evaporítico. Na Sequência K46-48, as fácies *in situ* exibem forte condicionamento estrutural. Quando situadas em altos estreitos e alongados, ocorrem essencialmente como estromatólitos e brechas que constituem grandes torres carbonáticas. No platô mediano, ao longo desta plataforma carbonática, além das fácies supracitadas, acontecem espessuras variáveis de laminitos e esferulitos, sísmicamente representadas por feições plano paralelas de médio a alto contraste de impedância. Em ambos os casos, ocorrem *grainstones* e *rudstones* formados por retrabalhamento das fácies *in situ*.

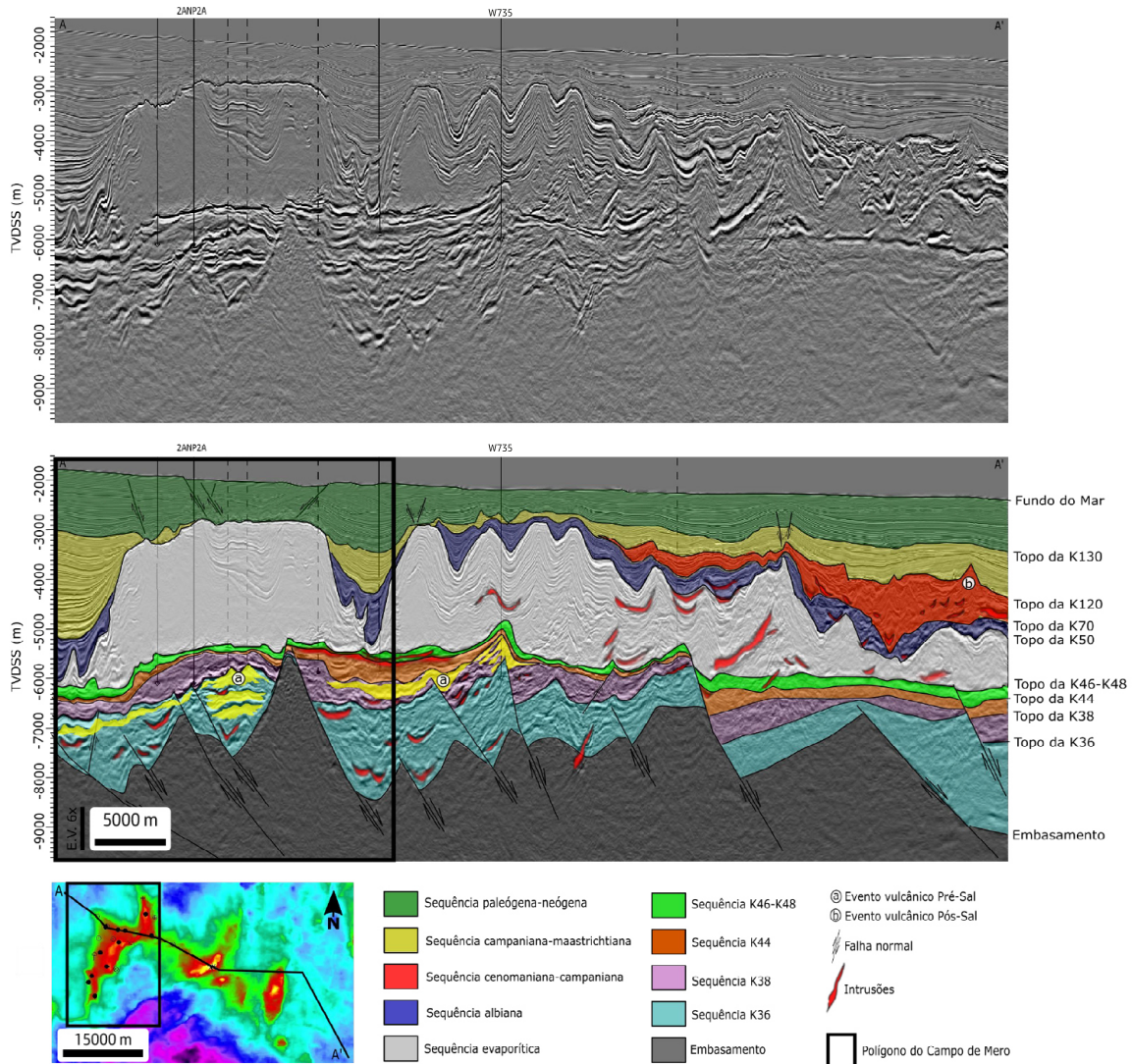


Figura 1.4.2: Seção sísmica em amplitude (A) e seção geológica interpretada (B), ilustrando o empilhamento estratigráfico e geometrias Pré-sal na área do bloco exploratório de Libra, com destaque para o Campo de Mero.

Interpretam-se construções carbonáticas formadas por componentes bióticos e abióticos, onde depósitos associados a fluxos ascendentes de fluidos ao longo de fraturas intercalam-se a depósitos resultantes de atividade orgânica, principalmente durante a deposição das sequências K44 e K46-K48 (englobadas no contexto da Formação Barra Velha). A organomineralização é mais expressiva no platô mediano, onde os depósitos têm geometria em lençol. Nos altos meridional e setentrional, interpreta-se que os fluidos hidrotermais alcançaram a bacia a partir de

falhas profundas na borda da estrutura, desenvolvendo feições positivas com geometria monticular. Nestes locais, as saturações dos fluidos teriam influenciado nas condições químicas do lago (e.g., pH, temperatura e nas concentrações de Mg, Ca e CO₂), favorecendo a precipitação de camadas de esferulitos (e.g., Wright e Barnett, 2015). No entanto, esferulitos também foram interpretados como agregados ooidais, nucleados na interface água-sedimento, a partir da contribuição de constituintes orgânicos (e.g., Chafetz *et al.*, 2018). Sobre esse pacote, depositaram-se

espessos *mounds* de estromatólitos, especialmente na borda da plataforma em áreas de água rasa (e.g., Gomes *et al.*, 2020). Brechas e sedimentos para-autóctones gerados por colapso gravitacional, correntes ou fraturamento hidráulico circundam estas feições, com padrão de empilhamento agradacional formando-se preferencialmente com a diminuição do espaço de acomodação.

1.5. Rochas ígneas

Na área do bloco exploratório de Libra, ocorrem rochas ígneas de diferentes idades e composições. A compartimentação tectônica condicionou o magmatismo, que ocorre predominantemente na seção do Pré-sal, na estrutura noroeste (i.e., Campo de Mero); nas seções pré e intra-sal, na estrutura central e nas seções pré, intra e pós-sal, na estrutura sudeste (Figura 1.4.1). Tal configuração caracterizada pela compartimentação tectônica como um elemento de controle do magmatismo foi também observada em outros contextos, como por exemplo na região de Ossa-Morena (SW da Iberia). Nesta a colocação do magma está também intimamente associada a diferentes fases de evolução tectônica (cf. Romeo *et al.*, 2006).

As rochas ígneas amostradas no Campo de Mero podem ser individualizadas em duas suítes com idades e naturezas geoquímicas distintas. A primeira, de idade que vai do Barremiano ao Aptiano, é caracterizada por rochas toleíticas, em sua maioria basaltos (maciços, vesiculares), com ocorrências menores de diabásios, hialoclastitos e hialoclastitos

redepositados. Em fotomicrografias apresentam-se com textura porfirítica, constituídas por fenocristais de plagioclásio, augita e olivina, em matriz vítrea a desvitrificada, ou com palagonita. A textura varia para glomeroporfirítica, ofítica e subofítica. Quando amigdaloidais apresentam zeólitas e calcita como preenchimento destas cavidades. Por vezes, os plagioclásios apresentam textura rabo de andorinha, que, junto com vidro, sugere um resfriamento rápido (Figura 1.5.1). A presença de hialoclastitos sugere magmatismo subaquoso. Os dados de poços sugerem que esta suíte está encaixada nas rochas da Formação Itapema e de forma pontual na Formação Piçarras. Diabásios toleíticos ao nível do topo da Sequência K36 apresentam idades $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ mínimas de $127,8 \pm 1,5$ Ma, com alteração em 114 Ma (Rancan *et al.*, 2018). Nos baixos também ocorrem refletores sísmicos impedantes e pouco contínuos lateralmente, interpretados como intrusões, em associação com condutos hidrotermais sin-sedimentares, possivelmente colonizados por bactérias metanotróficas que teriam precipitado pequenas edificações carbonáticas em um sistema análogo ao que ocorre na região do Anti-Atlas do Marrocos. Nessa localidade são observados bioconstruções monticulares de lama (*mud mounds*), formadas em uma elevação criada por atividade vulcânica e hidrotermal contemporânea à sedimentação (cf. Belka, 1998).

A segunda suíte, de idade que vai do Santoniano ao Campaniano, é caracterizada por rochas hipoabissais alcalinas, que são diabásios, gabros e basaltos alcalinos, além de lamprófios. Em fotomicrografias são rochas

compostas por plagioclásio, Ti-augita, kae-surtita, biotita e olivina com texturas fanerítica, ofítica, porfirítica (com feldspatos e feldspatóides na matriz) e coronítica (*i.e.*, anfibólio em borda de piroxênio) (Figura 1.5.1). Esta suíte ocorre encaixada nas proximidades do topo da Formação Barra Velha (K46-48), além de também acontecer intrudida na Formação Itapema. As idades $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ destas ígneas alcalinas variam de $83,3 \pm 0,7$ Ma a $72,4 \pm 4,9$ Ma, com indícios de alteração no Eoceno ($49,9$

$\pm 0,4$ Ma – Rancan *et al.*, 2018). No poço W741, foram amostradas as relações de contato entre as alcalinas e os calcários encaixantes. A análise preliminar ilustra que o contato é marcado pela ocorrência de sílica microcristalina e partículas isotrópicas, por vezes caracterizadas como pirobetume. A suíte alcalina ocorre em complexos de intrusões que alimentaram soleiras com espessura, formas e tamanhos variáveis, que por vezes nutriram pequenos vulcões sin-sedimentares neocretáceos.

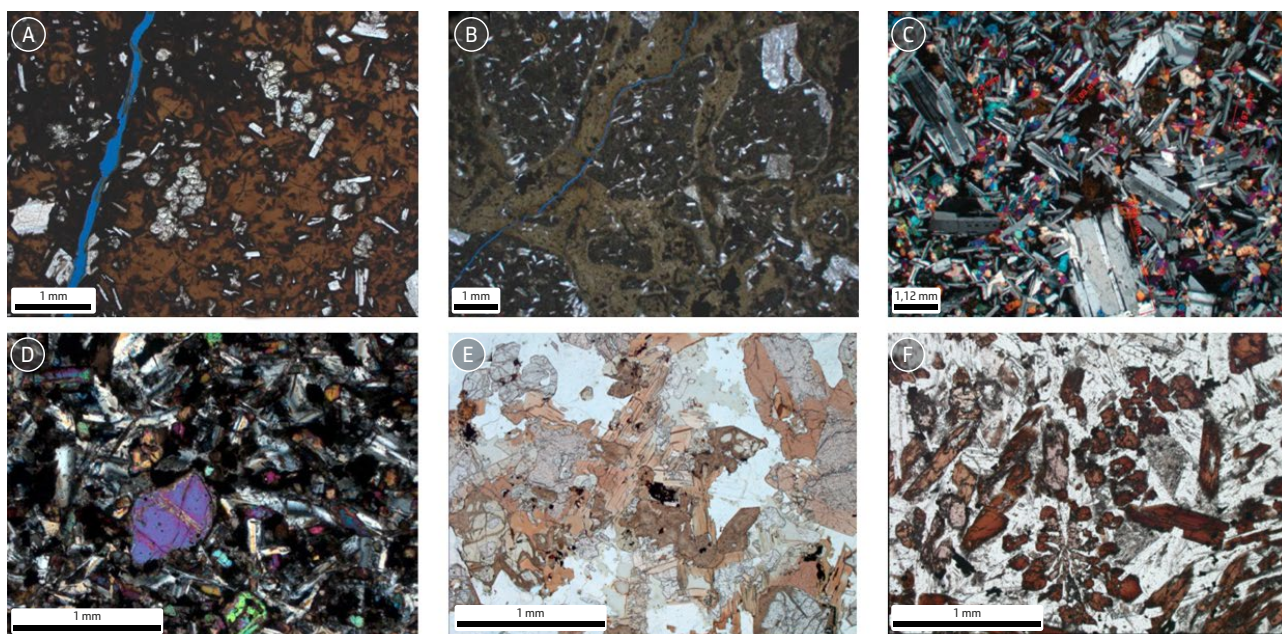


Figura 1.5.1: Fotomicrografias dos principais tipos de rochas ígneas identificadas no Campo de Mero - Luz polarizada, nicóis cruzados (LPX) ou paralela (LPP). A) Fenocristais de augita e plagioclásio em meio a matriz devitrificada de basalto toleítico com textura porfirítica (LPP); B) Litoclastos de basaltos em meio a matriz cimentada de hialoclastito redepositados (LPX); C) Fenocristais de plagioclásio em meio a matriz fanerítica fina de augita e plagioclásio em diabásio toleítico (LPX); D) Fenocristais de olivina em meio a massa fina de plagioclásio e Ti-Augita em diabásio alcalino (LPX); E) Borda de anfibólio (amarelo) e biotita (verde) envolvendo cristais de Ti-augita (verde), em textura coronítica em diabásio alcalino (LPP); F) Intercrescimento de plagioclásio e Ti-Augita e vidro em camptonito (LPP).

1.6. SISTEMA PETROLÍFERO

Durante a implantação dos estágios iniciais do sistema de riftes que culminaram com a ruptura do supercontinente Gondwana, a intensa subsidência mecânica relacionada a essa fase formou depocentros em lagos conectados ou isolados por altos estruturais. Durante os

andares Buracica e Jiquiã, ocorreu a deposição de folhelhos ricos em matéria orgânica nesse ambiente lacustre profundo (>200m – *sensu* Rohais *et al.*, 2016; Wright e Tosca, 2016), com valores médios de carbono orgânico total (COT) entre 3 e 4% e com picos de até 15% nas porções menos carbonáticas e mais enriquecidas

em matéria orgânica. Esses, com a evolução térmica da bacia, geraram expressivos volumes de hidrocarbonetos.

A feição estrutural atual da área do bloco exploratório de Libra compreende altos focalizadores, cercados por bacias e mini-bacias que constituem cozinhas de geração de hidrocarbonetos. Análises geoquímicas de óleos recuperados corroboram a geração a partir de folhelhos e margas ricas em matéria orgânica pertencentes à fase rifte (Formação Itapema e, subordinadamente, Formação Piçarras). A matéria orgânica é do Tipo I, de origem lacustre.

Este bloco está situado sobre o prolongamento nordeste do Alto Externo de Santos, constituindo uma feição estrutural mapeável desde o nível do embasamento até a base do sal. Assim é, portanto, um importante alto focalizador para a migração de hidrocarbonetos a partir de depocentros da fase rifte adjacentes. Para o preenchimento dos reservatórios dos andares Alagoas e Jiquiá, interpreta-se que a migração de hidrocarbonetos deva ter ocorrido tanto pelas falhas que bordejam o alto focalizador quanto por camadas com boas características permo-porosas em contato direto com as rochas geradoras dos andares Jiquiá e Buracica.

As rochas-reservatório das formações Itapema e Barra Velha na área do bloco exploratório de Libra são semelhantes às perfuradas na seção do Pré-sal na Bacia de Santos. As diversas fácies, associadas aos sistemas deposicionais identificados, podem exercer controles importantes quanto à presença ou não de reservatórios, assim como afetar

o potencial para as modificações devido aos processos diagenéticos (Figura 1.6.1).

Os reservatórios da Formação Itapema são constituídos por *rudstones* e *grainstones* bioclásticos (coquinas), embora possam ocorrer outros constituintes, como intraclastos, pelóides e oncóides, entre outros.

O modelo deposicional conceitual idealizado para a Formação Itapema é representado por depósitos lacustres costeiros bioclásticos e seus equivalentes distais lamosos (Figura 1.6.2). Neste modelo, ondas e correntes re-trabalham as conchas e seus fragmentos em um lago com altíssima produtividade de bivalves, rico em ostracodes e, secundariamente, gastrópodes. As barras e bancos bioclásticos são formadas por correntes litorâneas nas margens desses lagos, amplificadas durante a passagem de tempestades que possibilitam a formação de cordões litorâneos e leques de lavagem (*washover fans*). Esses depósitos de cordões e leques, embora de difícil reconhecimento em amostras laterais e testemunhos, são possíveis de serem individualizados em dados sísmicos e, portanto, são conceitualmente viáveis e sua ocorrência esperada. Ainda de acordo com esta interpretação, os eventos de tempestades induziriam correntes de refluxo (*backflow currents*) que poderiam depositar *rudstones* e *grainstones* bioclásticos também nas porções mais distais do lago, na forma de tempestitos (cf. Thompson *et al.*, 2015; Mizuno *et al.*, 2018). Outros processos esperados são fluxos de massa, que poderiam ser originados a partir da movimentação de falhas de borda, induzindo a

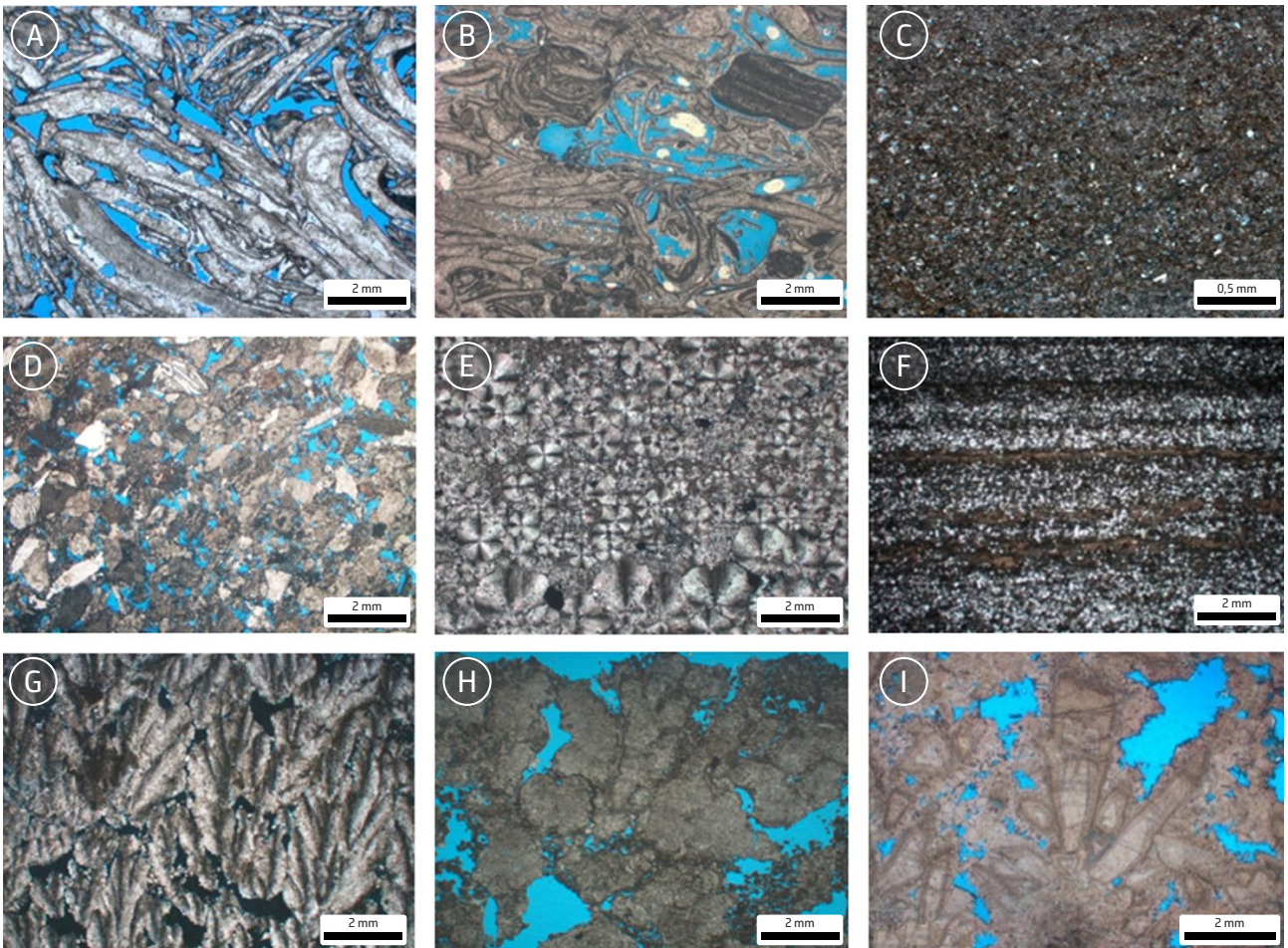


Figura 1.6.1: Fotomicrografias das principais fácies observadas no Campo de Mero - Luz polarizada, nicóis cruzados (LPX) OU paralela (LPP). A) *Rudstone* a bivalves (LPP); B) *Rudstone* a bivalve, intraclástico (LPP); C) Siltito (LPX); D) *Grainstone* intraclástico (LPP); E) Esferulito (LPX); F) Laminito (LPX); G) Estromatolito arbustiforme (LPX); H) Estromatolito arborescente (LPP); I) Travertino (LPP).

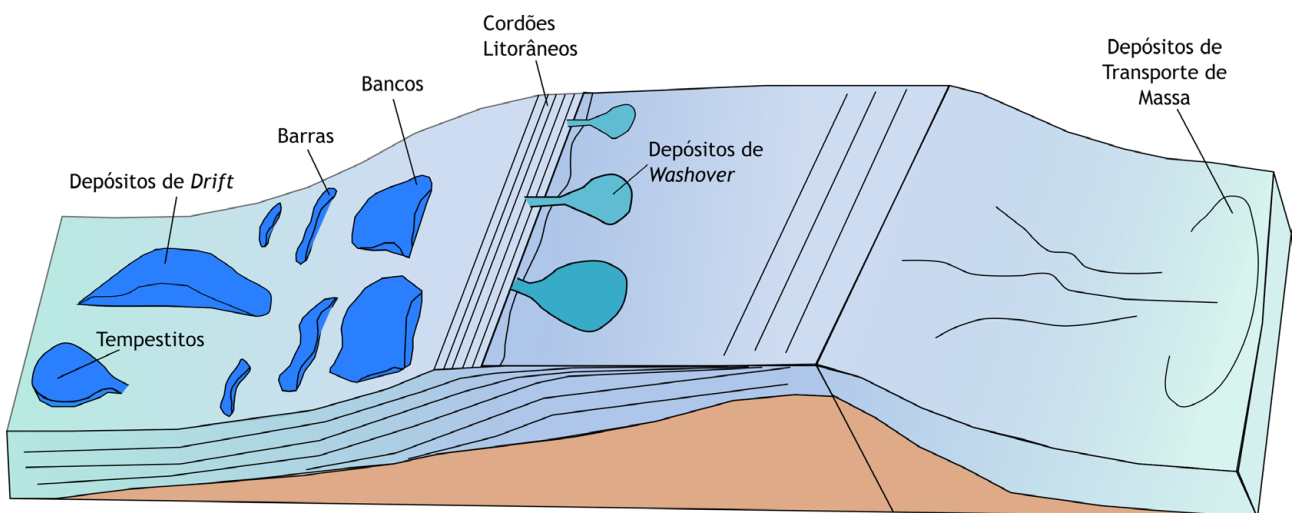


Figura 1.6.2: Modelo deposicional da Formação Itapema.

formação de episódios de deslizamentos e escorregamentos (*slides* e *slumps*).

Estudos recentes de depósitos marinhos (e.g., Ilhas Maldivas e Mar Adriático) e de sistemas lacustres, como no Great Lakes da América do Norte (ex. lagos Michigan, Huron, Eire e Superior), destacam a presença de clinofomas e a importância dos padrões de circulação hidrodinâmica. Dessa maneira, demonstram que a forte atuação das correntes marinhas e lacustres são responsáveis pelo desenvolvimento de depósitos progradacionais formados a partir de correntes de deriva (*drift deposits* – *sensu* Lündmann *et al.*, 2018). Estes possuem geometrias análogas às observadas nas coquinas da Formação Itapema, na área do Campo de Mero (Eberli *et al.*, 2019; Barnett *et al.*, 2021; Minzoni *et al.*, 2020; Oliveira *et al.*, 2021).

Os principais reservatórios identificados na Formação Itapema apresentam excelentes características permoporosas em suas fácies deposicionais iniciais. Estas rochas foram submetidas a inúmeros eventos diagenéticos, interpretados como tendo ocorrido logo nas fases iniciais de soterramento (eodiagênese) e cujas alterações promoveram heterogeneidades significativas, como as que são observadas nos reservatórios atualmente. Alguns dos processos podem ter se estendido por mais tempo na história diagenética destas rochas, atingindo estágios de soterramento mais avançados (mesodiagênese). Esse é o caso da compactação mecânica e química,

assim como também o da precipitação de cimento de calcita em mosaico, da cimentação por dolomita e dos cimentos de quartzo em mosaico (Figura 1.6.3).

Os reservatórios da Formação Barra Velha são compostos por rochas depositadas *in situ* e re-trabalhadas. Além disso, estão de acordo com o arcabouço geral descrito na sessão sobre estratigrafia. No primeiro caso, ocorrem como estromatólitos arbustiformes e arborescentes, esferulíticos e laminitos, enquanto no segundo caso, são comuns *grainstones* e *rudstones* compostos por fragmentos de estromatólitos, intraclastos, pelóides, e outros constituintes.

O modelo deposicional conceitual e esquemático para o Andar Alagoas aqui descrito se baseia em modelos prévios de Tonieto *et al.* (2010), Viana *et al.* (2012) e Souza *et al.* (2015). Trata-se de uma tentativa de compreender e prever a distribuição de fácies em diferentes posições fisiográficas e lâminas d'água, partindo da premissa que o contexto deposicional é a porção rasa de um lago (embora clinofomas em áreas pontuais indiquem condições mais profundas). Podem ocorrer feições de exposição esporádicas em qualquer posição das porções mais rasas destes lagos (Figura 1.6.4).

Nas porções emersas, acima do nível de base do lago e associados às falhas, ocorrem depósitos de travertinos, que incluem uma grande gama de fácies, geralmente

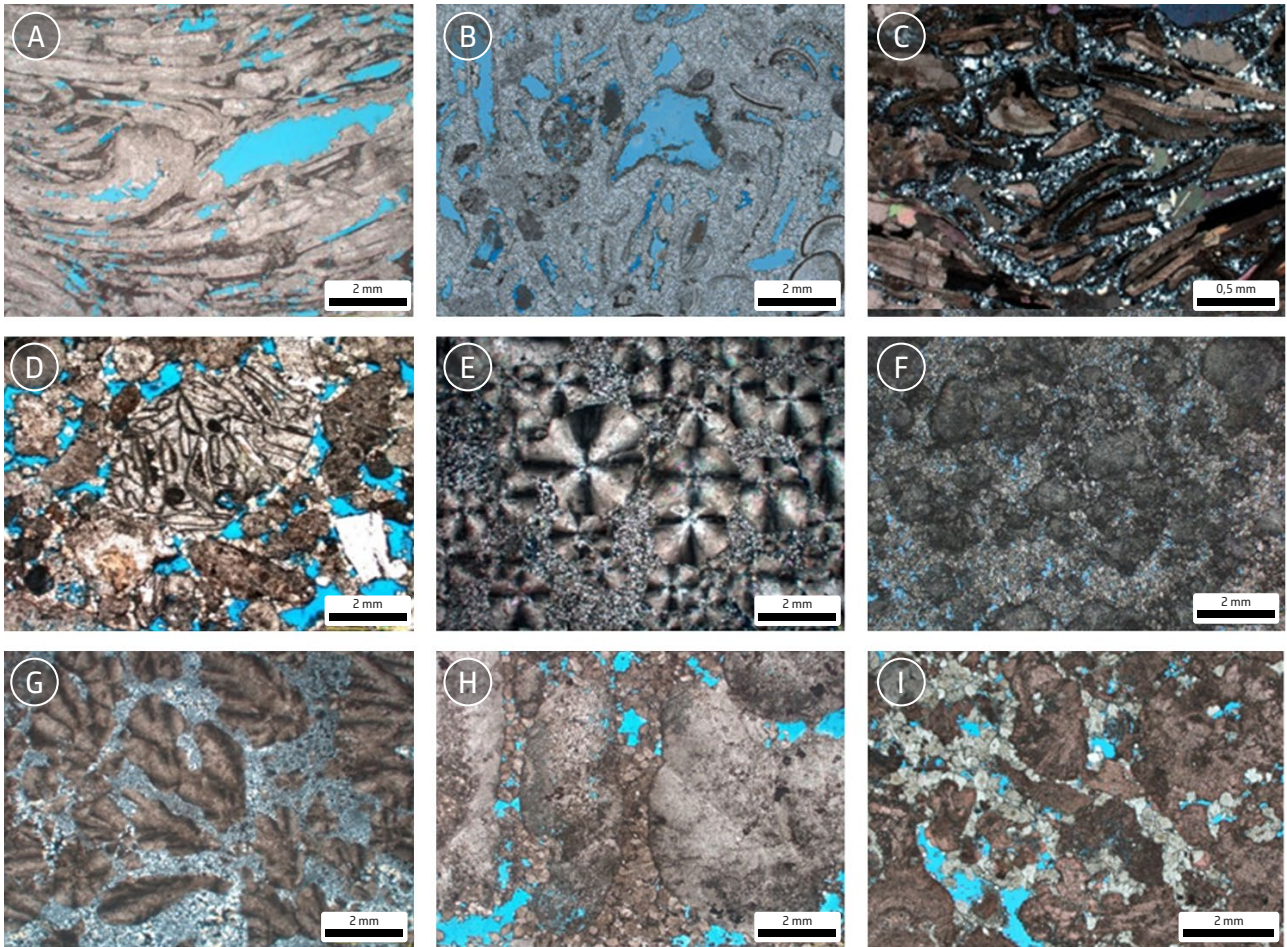


Figura 1.6.3: Detalhe dos principais aspectos diagenéticos observados nos reservatórios do Campo de Mero – Luz polarizada, nicóis cruzados (LPX) ou paralela (LPP). A) Compactação mecânica e química reduzindo a porosidade intergranular (LPP); B) Intensa cimentação por calcita e dissolução com alargamento de poros intergranulares e criação de poros móldicos (LPP); C) Obliteração da porosidade por cimentação de quartzo microcristalino e mosaico (LPX); D) Cimentação parcial por dolomita em poros alargados por dissolução (LPP); E) Cimentação por dolomita (LPX); F) Porosidade intercrystalina em esferulitos com cimentação por dolomita (LPP); G) Cimentação por quartzo microcristalino (LPX); H) Cimentação por dolomita romboédrica interpartícula (LPP); I) Cimentação por dolomita obliterando parcialmente a porosidade intergranular (LPP).

micritizadas, com porosidade fenestral, pedogênese intensa, marcas de raízes e macrófitas. Podem ocorrer estromatólitos arbórescentes e arbustiformes (*shrubs*) associados às piscinas (*ponds*) e às cascatas, que são características deste tipo de depósito. Entretanto, travertinos possuem baixo potencial de preservação, pelo fato de

estarem acima do nível de base e sujeitos a erosão, com taxas de erosão na ordem de 20m/ma (e.g., Drysdale e Gillieson, 1997). Por outro lado, a taxa de sedimentação da Formação Barra Velha gira em torno de 54m/ma (Pietzsch *et al.*, 2018), o que, de certa forma, explica a preservação de tais depósitos ao longo do tempo geológico.

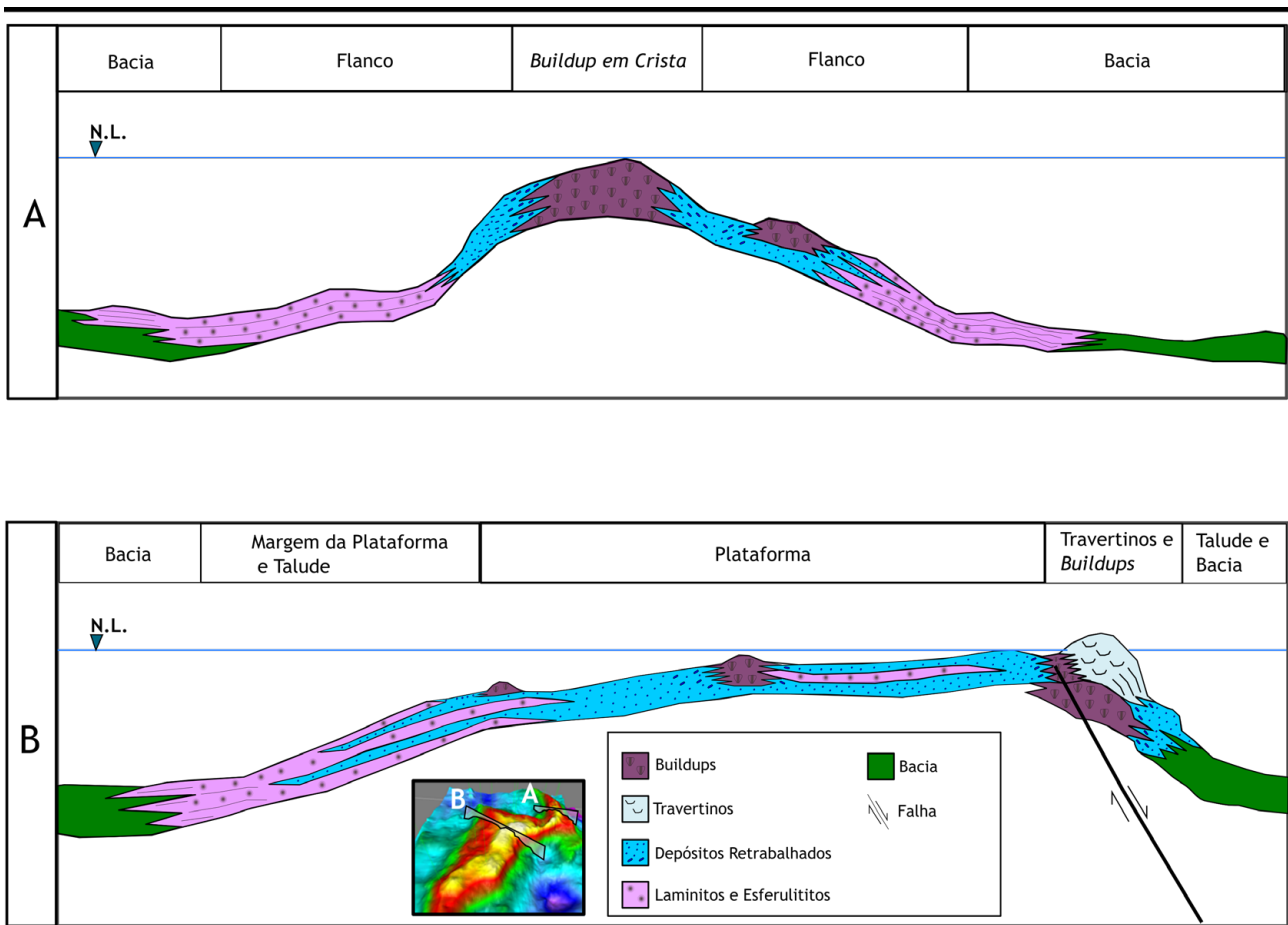


Figura 1.6.4: Seções esquemáticas ilustrando o modelo deposicional da Formação Barra Velha.

Nas porções mais rasas destes lagos, abaixo e sob o controle do nível de base, predominam fácies de baixa energia, como laminitos e esferulititos, caso se encontrem em áreas protegidas, como por exemplo embaixamentos. Entretanto, em áreas sob a influência de ação de ondas e correntes, predominam as fácies de alta energia, tais como *grainstones*, *rudstones* e estromatólitos.

As fácies estromatólito arborescente e arbustiforme são entendidas como químicas (Terra *et al.*, 2010; Gomes *et al.*, 2020), porém influenciadas e/ou induzidas biologicamente. Ocorrem predominantemente (e não

exclusivamente) associadas a falhas, geralmente com geometria de *mound*, evidenciando um relevo positivo na plataforma. Estas fácies se intercalam, verticalmente e horizontalmente, com fácies de *grainstones* e *rudstones* com fragmentos dos estromatólitos retrabalhados por ação de ondas, correntes ou processos gravitacionais. À medida que a lâmina d'água aumenta, há um incremento na proporção das fácies esferulitito, laminito e *mudstone*. Além disso, em direção à bacia, aumentam as proporções de fácies *mudstone* e folhelhos.

A Formação Barra Velha destaca-se pela presença de reservatórios com ótima qualidade

permoporosa em feições positivas, interpretadas como *mounds* carbonáticos, observados no intervalo da Sequência K46-48 nos altos setentrional e meridional do Campo de Mero. As características do reservatório nessas áreas refletem a combinação de fácies *in situ* compostas por estromatólitos, com boa porosidade primária, e de fácies retrabalhadas compostas por *grainstones*, com os processos de dissolução e silicificação, que foram importantes na preservação e no aumento da porosidade inicial (Figura 1.6.3). Ao contrário destas duas áreas, as rochas de idade Alagoas no platô mediano do campo exibem fácies *in situ* com predomínio de laminitos e esferulitos, que se intercalam a estromatolitos, e, conseqüentemente, formam reservatórios de qualidade inferior. No entanto, ao longo deste platô, fácies transportadas são dominantes nas sequências K44 e K46-48 e exibem *rudstones* e *grainstones* com porosidade intergranular preservada e alargada, formando reservatórios de excelente qualidade.

A trapa possui um fechamento em torno de 200 km² em todas as direções e é compartimentada, no alto setentrional, por falha normal e, lateralmente, também por rochas com fácies de baixa energia (*i.e.*, *mudstones* e *packstones*) a leste. Constituindo-se, assim, em uma trapa mista nesta direção. Essa complexa configuração acarretou o isolamento hidráulico do Campo de Mero do restante das estruturas central e sudeste de Libra.

Os depósitos salíferos da Formação Ariri constituem o selo da acumulação na área de Libra, a exemplo da maioria dos campos do

Pré-sal. Anidrita e halita são rochas classificadas como selos excelentes no que diz respeito à qualidade de retenção. Na porção norte do Campo de Mero, as isópacas de sal podem atingir valores menores que 100 m, sem comprometimento da capacidade selante da seção salífera.

2. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA PARA A CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

A caracterização sísmica de reservatórios é uma das principais atividades para a construção do modelo geológico de uma determinada área. Trata-se de um conjunto de técnicas geofísicas, baseadas em métodos sísmicos de reflexão, cujo objetivo é a distinção das particularidades geológicas de uma estrutura portadora de hidrocarbonetos. Difere da geofísica de exploração no grau de detalhamento que é aplicado na interpretação sísmo-estratigráfica e estrutural de um campo. Na caracterização sísmica de reservatórios, são interpretados não apenas os horizontes do arcabouço estratigráfico, mas também outras anomalias relevantes para individualização das unidades de fluxo, tais como: feições de carstificação, soleiras, diques, níveis argilosos ou qualquer outro sinal sísmico relevante que possa auxiliar na melhor representação do sistema geológico em questão. Quanto mais detalhada estiverem as observações feitas pelo intérprete, mais coerente será o modelo final gerado.

Em termos gerais, a interpretação convencional pode ser feita utilizando volumes de amplitudes, em conjunto com outros dados gerados da própria sísmica, como: atributos sísmicos diversos, volumes de impedância e probabilísticos de fácies sísmicas. É importante ressaltar que estes dados devem estar devidamente calibrados aos poços que porventura já existam. Esta etapa é crucial, pois, a partir das informações coletadas nos poços, será possível determinar topo e base das principais zonas estratigráficas do reservatório e, portanto, o arcabouço que pode ser representado com base na sísmica.

De modo geral, quanto maior é o conteúdo de frequências de um determinado dado sísmico, maior é a resolução, ou seja, maior a capacidade de se reconhecer os eventos geológicos

(Figura 2.1). O limite de resolução vertical pode ser entendido como a separação “pico a vale” (*peak to trough*) de Rayleigh, que corresponde a 1/4 do comprimento de onda da frequência dominante (Kallweit and Wood, 1982). Na área do Campo de Mero, um dos volumes sísmicos interpretados é um dado migrado em profundidade pelo método *Reverse Time Migration* (RTM), o qual exibe frequência dominante de 25 Hz no Pré-sal. Dessa forma, a resolução sísmica para se reconhecer topo e base de uma ígnea intrusiva que possua cerca de 6000 m/s, por exemplo, gira em torno de 60 m. Por outro lado, de acordo com Planke *et al.* (2015), essas rochas podem ser detectáveis até 1/30 do comprimento de onda da frequência dominante, que, nos dados aqui tratados, representam corpos ígneos mais espessos que 8 m (Figura 2.2).

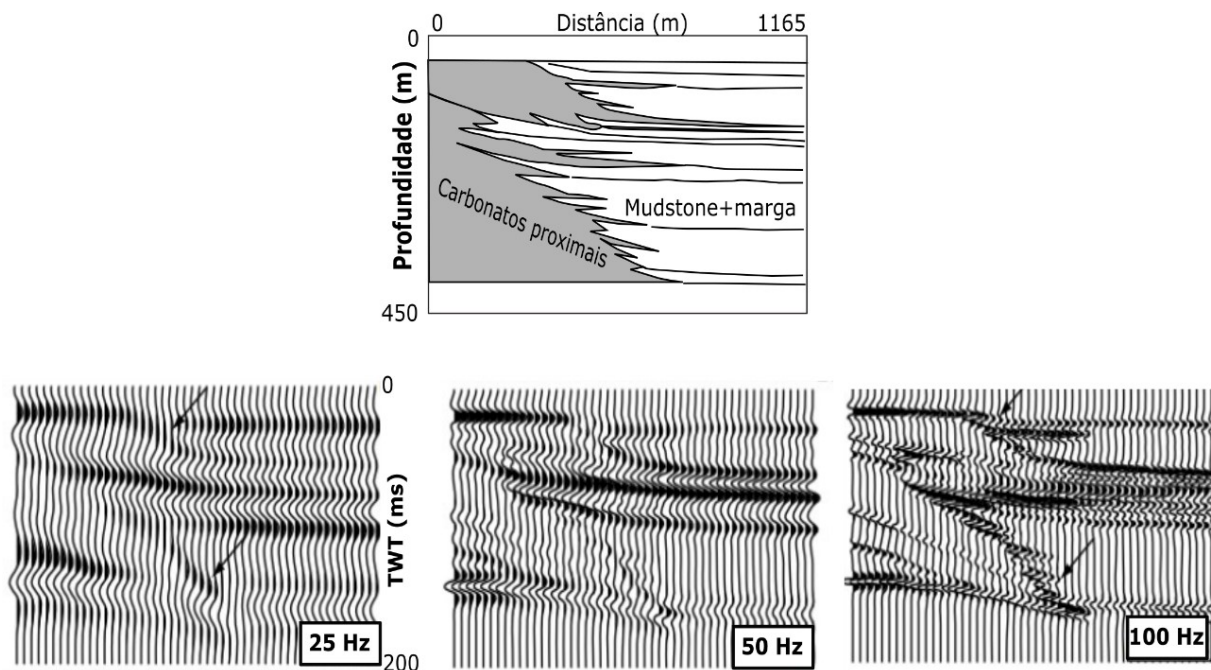


Figura 2.1: No quadro superior é mostrado um modelo onde a sucessão sedimentar é marcada pela interdigitação entre carbonatos proximais com sedimentos argilosos de fundo bacinal. Nos três quadros inferiores, é possível observar que, com o aumento da frequência, aumenta também o detalhamento sísmico, i.e., a resolução do dado. No modelo sísmico com frequência dominante em 25 Hz, os pseudo-onlaps do modelo (no quadro superior) não são bem representados (setas). À medida que a frequência aumenta de 25 para 100 Hz, os pseudo-onlaps são melhores imageados e o padrão de interdigitação torna-se mais fácil de se interpretar (setas no painel de 100 Hz). Modificado de Stafleu (1994) e Schlager (2005). TWT: *Two-Way Time* (tempo de trânsito duplo).

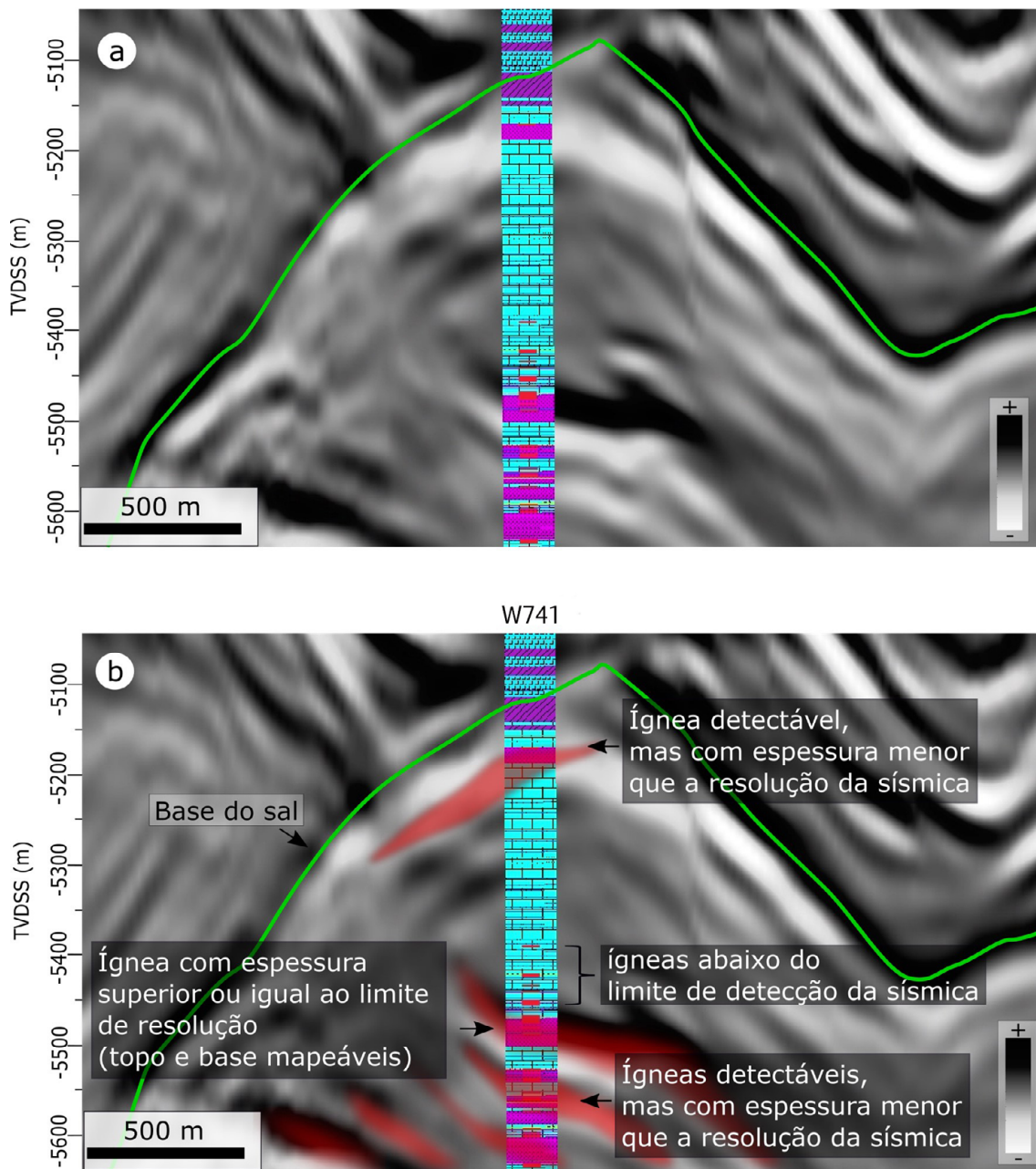


Figura 2.2: O quanto a sísmica “enxerga”? a) Seção sísmica não interpretada; b) seção sísmica interpretada. Observar que muitos eventos ígneos amostrados por poço tipo estão abaixo do limite de detectabilidade da sísmica (nesse caso, menor que 5 metros), outros são apenas detectáveis e alguns puderam ter topo e base mapeados. Em vermelho estão as ígneas mapeadas.

As incertezas permeiam todo processo da caracterização sísmica de reservatórios. Isso ocorre desde a aquisição dos dados, passando pelo seu processamento, até a ponta do processo, ou seja, na interpretação do dado, gerando insumos para as demais atividades, como a modelagem geológica 3D de

reservatórios. O acúmulo de incertezas poderia ser exemplificado da seguinte forma: tomando-se como estudo de caso o Campo de Mero, em uma estrutura individualizada por domínio de estruturas originadas durante a fase rifte e predominância de direções NS (Carlotto *et al.*, 2017), uma aquisição

cuja direção de levantamento sísmico tenha sido realizada na mesma direção dessas estruturas aumentaria a incerteza geológica estrutural. Em seguida, um processamento sísmico que desconsidere a alta anisotropia da seção evaporítica (*i.e.*, com bruscas variações verticais e horizontais de velocidade)

resultaria em um imageamento de baixa qualidade da seção Pré-sal. Essa é uma importante incerteza geológica com origem no processamento. Finalmente, na fase de interpretação, este sinal sísmico é assinalado e interpretado à luz do viés interpretativo de um ser humano (Figura 2.3).

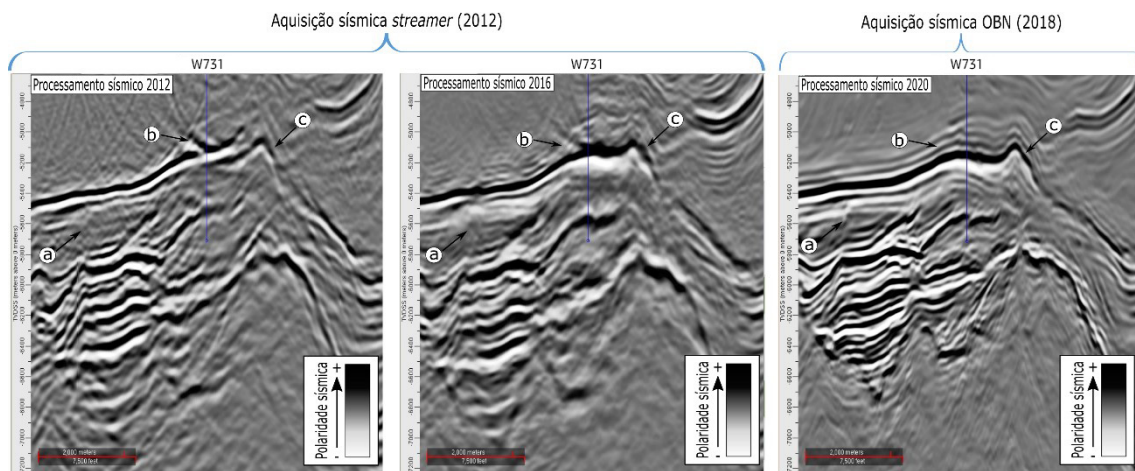


Figura 2.3: Seções sísmicas pelo poço W731 em três diferentes dados sísmicos, com diferentes aquisições e processamentos.

As duas primeiras seções são referentes a uma mesma aquisição sísmica *Streamer* realizada em 2012, com uma única direção de levantamento N-S (*Narrow Azimuth*). A segunda imagem se refere a um reprocessamento da mesma aquisição.

A terceira seção é de uma aquisição OBN (*Ocean Bottom Nodes*) realizada com grande riqueza azimutal (*Full Azimuth*). É possível observar que diferentes elementos geológicos ficaram progressivamente melhores imageados com a evolução do conhecimento da área ao longo do tempo. a) descontinuidade sísmica vertical (falha/fratura) invisível no processamento de 2012/2012, levemente visível no processamento de 2012/2016 e finalmente visível no dado de 2018/2020. b) Refletor pouco contínuo no dado de 2012/2012, o qual foi corrigido nos dados subsequentes. c) Geometrias externas e internas do *mound* na borda da plataforma melhorados nos dados de 2012/2016 e 2018/2020.

No Campo de Mero, há algumas situações que representam incertezas interpretativas, seja entender o controle deposicional das coquinas da Formação Itapema, a natureza e distribuição do carste, a origem dos diferentes contatos óleo-água, da silicificação, ou dos eventos magmáticos de diferentes idades, características físico-químicas e geometrias sísmicas. Todas essas características podem causar riscos operacionais, ou mesmo exploratórios da área. A correta

caracterização da distribuição da carstificação, por exemplo, auxilia na avaliação do risco de perdas severas de circulação durante a perfuração de poços. Por outro lado, a adequada dimensão e a caracterização do sistema diques-soleiras no reservatório (em especial os de idade Santoniano/Campaniano) são fundamentais para delimitação de possíveis aquíferos compartimentados e, portanto, auxiliam na modelagem de fluxo de fluidos da jazida.

O reservatório do Campo de Mero exibe diferentes geometrias internas e externas ao longo de sua estrutura, as quais foram divididas em três setores: Sul, Central e Norte (Figura 2.4), descritos abaixo. Esses setores têm correlação direta com as três feições do arcabouço estrutural que foram descritas anteriormente (Alto Meridional, Platô mediano e Alto Setentrional).

No setor Sul (Figura 2.4 A), são observadas expressivas edificações carbonáticas caracterizadas por bordas com elevado ângulo de mergulho, grande extensão lateral e, com frequência, sobre altos estruturais. Ocorrem, em grande parte, com geometria externa estreita, alongada e topo arredondado a pontiagudo (principalmente na Sequência K46-K48). Internamente a estes *mounds*, são distinguidas sismofácies caóticas e refletores “quebrados”, que, nos dados de inversão sísmica, revelam baixos valores de impedância e boa continuidade lateral.

A porção Central do campo é caracterizada externamente pela transição de uma longa rampa carbonática de direção ENE, com caimento para WNW, para uma plataforma com flanco íngreme similar à configuração da porção mais a sul. Internamente à rampa, destacam-se amplos sigmóides progradacionais condicionados pela evolução do rifte e pelos altos do embasamento, os quais chegam a alcançar alturas da ordem de 500m. Tais progradações são referentes aos depósitos de coquinas da Formação Itapema. As coquinas têm menores espessuras nos altos estruturais e progradam preferencialmente para WNW, aparentemente preenchendo os maiores espaços disponíveis na época de deposição. A plataforma acima é

formada pelos carbonatos organo-químicos da Formação Barra Velha (idade Alagoas), na qual são observados, em sua extremidade oeste, *mounds* com flancos inclinados e em *backstepping* (Figura 2.4 B).

A área ao Norte possui o mais complexo contexto geológico do campo (Figura 2.4 C). Nesta porção ocorrem diversos corpos ígneos (soleiras e diques) de diferentes idades, o que aumenta o risco (*i.e.*, as incertezas) de compartimentalização do aquífero. Somado a isso, destaca-se que parte da área está silicificada. Tal configuração, de difícil caracterização sísmica, pode representar um papel importante no fluxo de fluidos do reservatório.

A seção sísmica regional da Figura 2.5 ilustra a expressão dos reservatórios ao longo dos setores Sul, Central e Norte do Campo de Mero. É possível perceber que a qualidade sísmica no setor Norte, no entorno da área do poço W741, com enfoque na seção Pré-sal, é fortemente afetada pela variação na espessura da sequência evaporítica (a qual pode chegar a valores inferiores a 200m – Figura 2.5). Conforme já mencionado, a partir de uma aquisição sísmica com uma única direção de levantamento, *i.e.*, *narrow azimuth* (cf. Le Diagon *et al.*, 2017), como é o caso do dado sísmico ilustrado na Figura 2.5, as espessas “muralhas” de sal presentes na região, ao lado de mini-bacias, dificultam uma boa iluminação da seção Pré-sal, em especial das estruturas com variações NS, NNE. Isso ocorre porque as velocidades sísmicas variam lateralmente e verticalmente em porções onde o sal está muito deformado, o que dificulta o correto imageamento das estruturas abaixo. Muitos

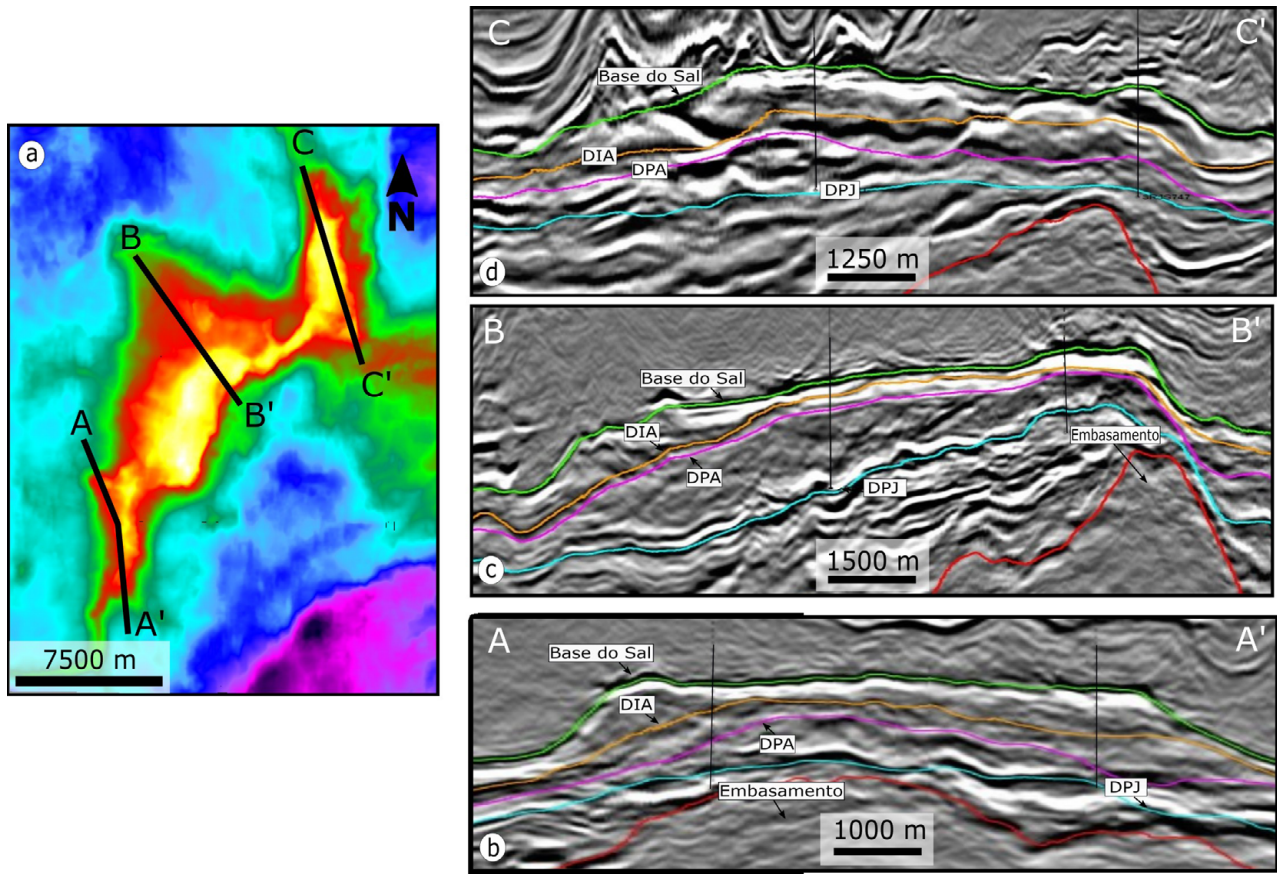


Figura 2.4: Principais geometrias encontradas no Campo de Mero. a) Mapa sísmico de contorno estrutural aa base do sal; b) Setor Sul; c) Setor Central; d) Setor Norte. DPJ: Discordância Pré Jiquiá; DIA: Discordância Intra-Alagoas; DPA: Discordância Pré-Alagoas.

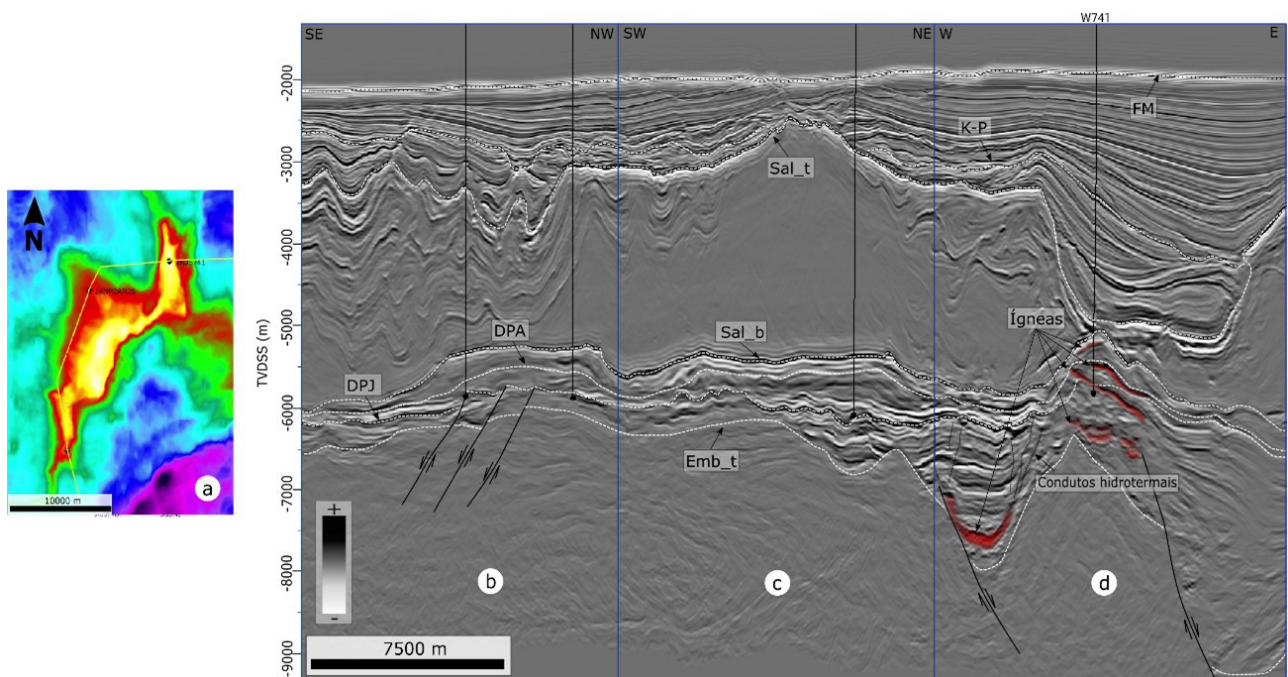


Figura 2.5: Seção regional ilustrando os diferentes setores do Campo de Mero. a) Mapa de topo estrutural sísmico da base do sal; b) Setor Sul; c) Setor Central; d) Setor Norte. DPJ: Discordância Pré Jiquiá; DPA: Discordância Pré-Alagoas; Sal_b: Base do Sal; Sal_t: Topo do sal; K-P: Limite Cretáceo-Paleoceno; FM: Fundo do Mar.

poços perfurados nessa região revelaram ainda um complexo sistema magmático. Esse fato destaca o grande desafio inerente às etapas de aquisição e processamento sísmicos na preservação das amplitudes relativas verdadeiras, que, conseqüentemente, possibilitem uma interpretação mais próxima da real natureza geológica do campo.

Em 2018 foi finalizada a aquisição *Nodes Full Azimuth* e o reprocessamento foi concluído em junho de 2020. Isto permitiu obter um dado de melhor qualidade e, assim, obter direção e intensidade de fraturamento através de uma inversão multiazimutal. Estas informações melhorarão a caracterização de possíveis áreas com maior dissolução/carste associadas a estes fraturamentos (Figura 2.5).

3. MODELAGEM GEOLÓGICA DE RESERVATÓRIOS

Modelos geológicos numéricos 3D de reservatórios têm como objetivo a representação tridimensional do meio permoporoso em subsuperfície, integrando, para tanto, todos os dados disponíveis (amostras de rocha, perfis elétricos, dados sísmicos) e o modelo geológico conceitual (Caers, 2005). A robustez desses modelos está relacionada à representação adequada das heterogeneidades presentes no meio permoporoso, entre as quais se incluem as variações faciológicas e diagenéticas. Essas, em conjunto, controlam a qualidade dos reservatórios de hidrocarbonetos.

A Figura 3.1 ilustra o fluxo de trabalho utilizado na modelagem geológica 3D do Campo de Mero. Esse fluxo pode ser dividido em três etapas fundamentais:

1. etapa de análise dos dados disponíveis;
2. etapa de construção do arcabouço geológico do reservatório, com a modelagem estrutural (construção do *grid* geológico 3D) e de fácies deposicionais;
3. etapa de modelagem das propriedades petrofísicas do reservatório (objetivo principal da modelagem geológica), incluindo os modelos de distribuição de porosidade, permeabilidade e saturação de água irreduzível. Essas propriedades são utilizadas para calcular o volume original *in place* (VOIP) do campo e embasarão a simulação de escoamento de fluidos no reservatório.

3.1. Análise de dados

A etapa de análise de dados é uma das mais importantes de todo o fluxo de modelagem, pois influencia diretamente a qualidade final do modelo geológico. Nesta etapa, os dados disponíveis e as interpretações feitas por outras equipes (e.g. interpretação sísmica, descrição dos dados de rocha, interpretação de perfis petrofísicos e correlação rocha-perfil) são compilados para gerar o modelo conceitual de distribuição de fácies, associações de fácies e elementos arquiteturais do campo, além do zoneamento estratigráfico do reservatório (baseado no entendimento da evolução estratigráfica do depósito).

3.1.1. Modelo geológico conceitual

Os reservatórios carbonáticos do Campo de Mero englobam os depósitos das formações Barra Velha e Itapema. Tais depósitos representam contextos geológicos distintos, que resultaram em fácies deposicionais diferentes. Uma etapa essencial para o sucesso da modelagem geológica 3D é entender essas características e peculiaridades. Além disso, propor um modelo conceitual da distribuição areal, da geometria e do empilhamento das fácies deposicionais e associações de fácies que compõem o reservatório.

O contexto geral das principais fácies deposicionais e do entendimento estratigráfico das formações Itapema e Barra Velha já foi abordado no início deste capítulo. Agora, será discutido como foram aplicadas essas informações à luz da modelagem geológica 3D.

3.1.1.1. Formação Itapema

Como já discutido, a Formação Itapema é constituída pelas rochas carbonáticas bioclásticas compostas principalmente por bivalves, do Andar Jiquiá, informalmente denominada sequência das “coquinas”.

A fácies sedimentar mais frequente é o *rudstone* bioclástico de bivalves com conchas desarticuladas, fragmentadas moderadamente a mal selecionadas. A estrutura mais comum é a maciça. Estratificação incipiente pode ocorrer localmente e, por vezes, é acompanhada de imbricamento das conchas. O grau de fragmentação e seleção dos bivalves varia, indicando diferentes condições de energia e história deposicional. Por isso, quanto maior é o grau de fragmentação, maior foi a energia do ambiente em que a concha se depositou e/ou maior foi o tempo de exposição do fragmento ao retrabalhamento pelas ondas (Figura 3.1.1.1.1).

As fácies deposicionais descritas nos testemunhos e as amostras laterais foram agrupadas em elementos arquiteturais cuja distribuição areal no Campo de Mero é ilustrada na Figura 3.1.1.1.2. Nas porções mais altas estruturalmente, ocorrem cordões de *rudstones* e *grainstones* com alto grau de fragmentação. Isso acontece porque essas regiões ficaram predominantemente acima do nível de base das ondas de tempo bom, resultando em forte e constante movimentação e abrasão de conchas. As conchas normalmente ocorrem alinhadas, com concavidade para cima (Figura 3.1.1.1.2 C). Nas porções intermediárias da plataforma,

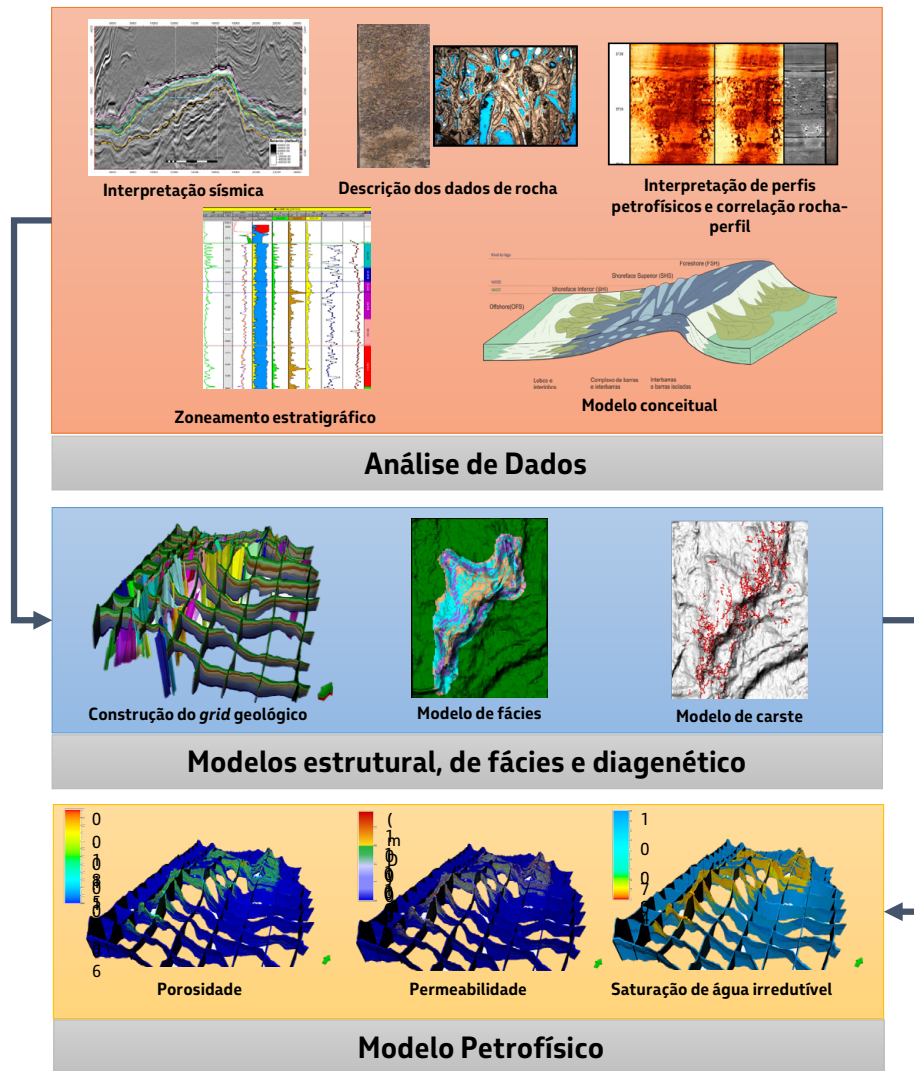


Figura 3.1: Fluxo de trabalho utilizado para a construção do modelo geológico 3D do Campo de Mero.

ocorrem os complexos de barras, formadas por *rudstones* de bivalves com grau de fragmentação de moderado a baixo, uma vez que se entende que foram depositados sob a ação de ondas de tempestade (Figura 3.1.1.1.2 A). Por fim, os baixos estruturais são dominados

por fácies finas (e.g. *mudstones*, *wackestones* e margas), intercaladas a lobos de *rudstones* de bivalves com intraclastos e litoclastos de rochas vulcânicas, resultantes de fluxos gravitacionais provenientes das regiões mais altas (Figura 3.1.1.1.2 B).

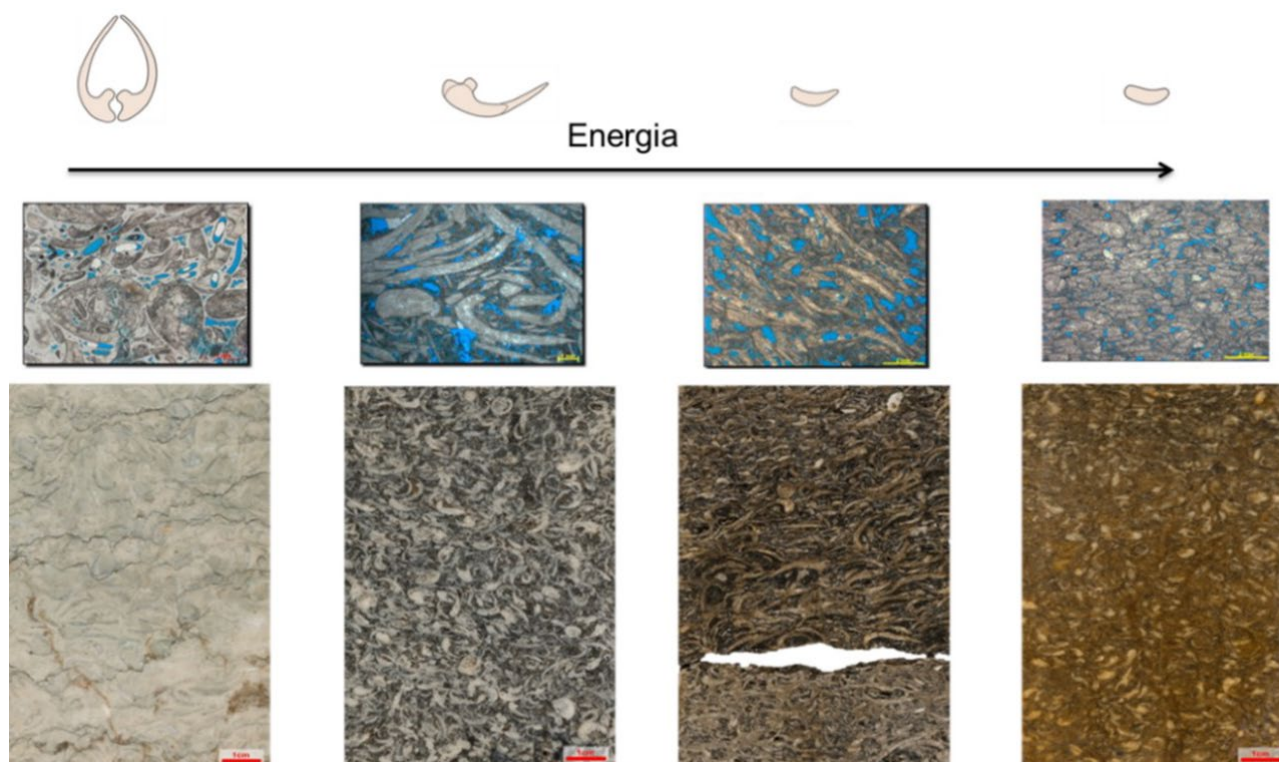


Figura 3.1.1.1.1: Fotos de testemunhos e lâminas petrográficas ilustrando os diferentes graus de fragmentação observados em depósitos da Formação Itapema. Quanto maior o grau de fragmentação, maior é a energia do ambiente deposicional.

3.1.1.2. Formação Barra Velha

Os reservatórios da Formação Barra Velha consistem em um novo paradigma em termos de depósitos carbonáticos, com texturas e fácies peculiares que ainda geram muitas discussões e controvérsias quanto à sua origem e aos processos deposicionais envolvidos, conforme pode ser observado em diversos trabalhos da literatura científica (e.g. Terra *et al.*, 2010; Wright e Barnett, 2015; Sartorato, 2018; Gomes, 2020).

Com base na classificação de Terra *et al.* (2010), cinco tipos de fácies principais foram interpretados a partir de amostras de rocha,

para serem utilizadas na modelagem numérica (Figura 3.1.1.2.1).

As fácies estromatólito e esferulítico têm origem na precipitação *in situ* de agregados de calcita espática, com possível influência microbial. Os estromatólitos (Figura 3.1.1.2.1 A) são constituídos pelos chamados *shrubs* cristalinos (Folk, 1985), que são agregados calcíticos fibrosos, de textura microscópica do tipo fascicular-óptica (*sensu* Kendall, 1977). Eles ocorrem preferencialmente em ambientes mais rasos e de alta energia. Os esferulíticos, (Figura 3.1.1.2.1 B), contudo, são constituídos pelos chamados esferulíticos. Estes são agregados fibrosos de calcita,

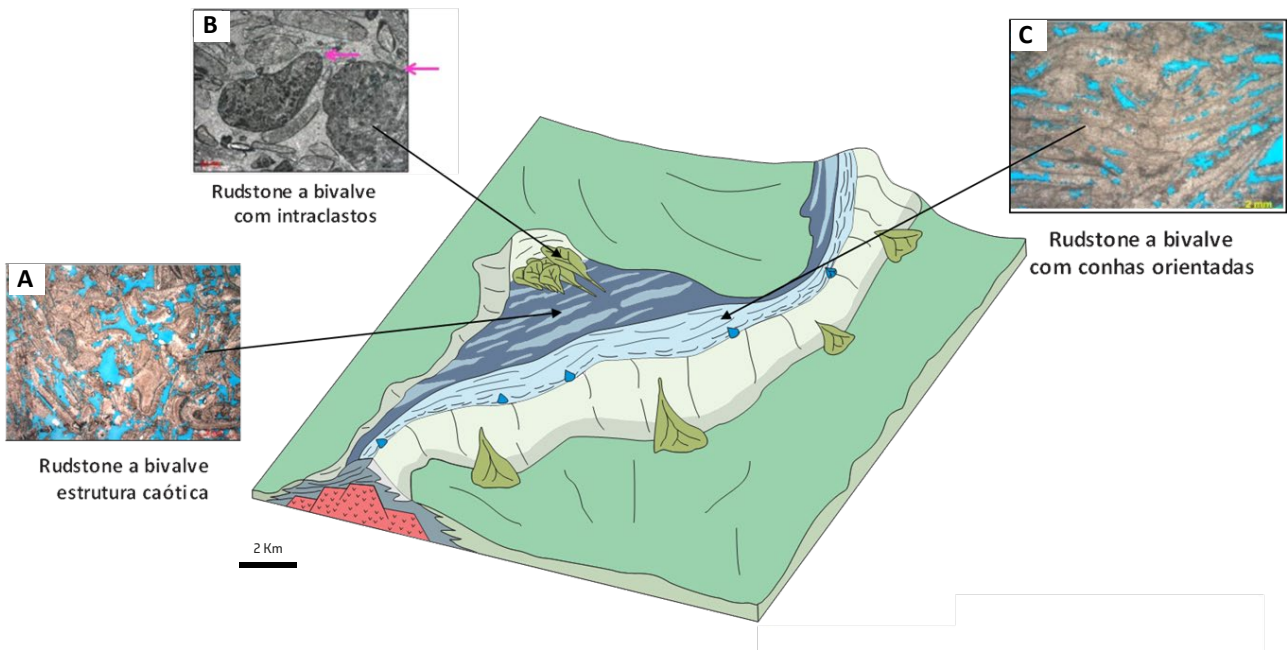


Figura 3.1.1.1.2: Bloco diagrama ilustrando o modelo conceitual das fácies e elementos arquiteturais propostos para a Formação Itapema. A: Rudstones de bivalves pouco fragmentados e estrutura maciça, observados em barras; B: Rudstones de bivalves com intraclastos presentes nos lobos (baixos estruturais); C: Rudstones de bivalves com conchas fragmentadas e orientadas.

com formato esférico a subsférico (Sartorato, 2018), que sob luz polarizada apresentam extinção em formato de cruz de malta. Essa fácies é interpretada como característica de ambientes de moderada a baixa energia. Os laminitos (Figura 3.1.1.2.1 C) são rochas de composição micrítica e estrutura laminada, precipitadas em ambientes de baixa energia. Ocorrem em ambientes mais profundos (laminitos lisos) ou mais rasos (laminitos crenulados). Estes últimos frequentemente apresentam feições de exposição. Por fim, as fácies *grainstone* (Figura 3.1.1.2.1 D) e *rudstone* (Figura 3.1.1.2.1 E) são fácies carbonáticas transportadas, constituídas principalmente por fragmentos de *shrubs* e esferulitos (intraclastos). Ocorrem em ambientes de alta energia, em batimetrias baixas a intermediárias.

A Figura 3.1.1.2.2 mostra o bloco diagrama com o modelo conceitual proposto para a Formação Barra Velha no Campo de Mero. Nesse modelo interpreta-se uma feição de alto estrutural na borda leste do campo. Nele se desenvolveram feições de um *build-up* compostas principalmente por estromatólitos intercalados com *grainstones* e *rudstones*, que são mais comuns nos flancos dessa estrutura (Figura 3.1.1.2.2 B). Em direção a oeste do campo, observa-se uma plataforma estilo rampa, onde predominam fácies retrabalhadas, e pequenos *mounds* de estromatólito (Figura 3.1.1.2.2 C). Na rampa há também uma região chamada de plataforma interna, de menor declividade, onde ocorrem fácies carbonáticas de baixa energia, como laminitos, esferulitos e *mudstones* (Figura 3.1.1.2.2 A). Por fim, nas regiões de baixo estrutural, ocorrem *mudstones* e margas (não reservatórios).

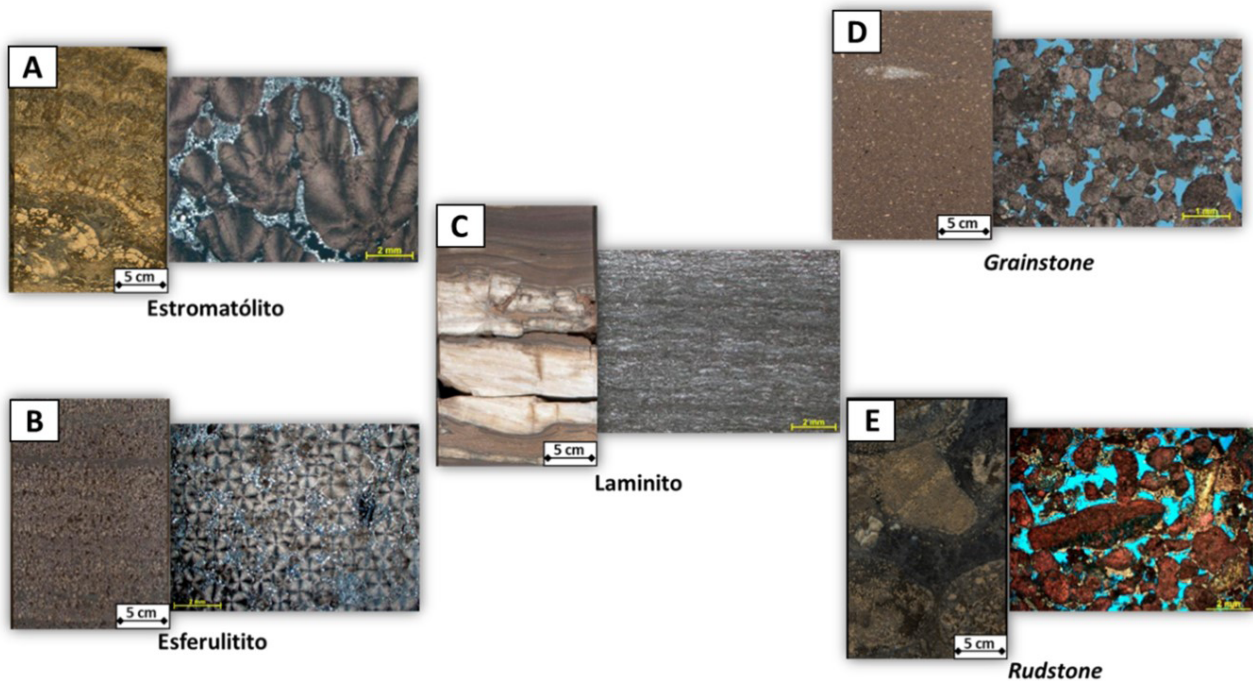


Figura 3.1.1.2.1: Principais fácies que ocorrem na Formação Barra Velha no Campo de Mero. A: Estromatólito; B: Esferulítico; C: Laminito; D: *Grainstone* intraclástico; E: *Rudstone* intraclástico.

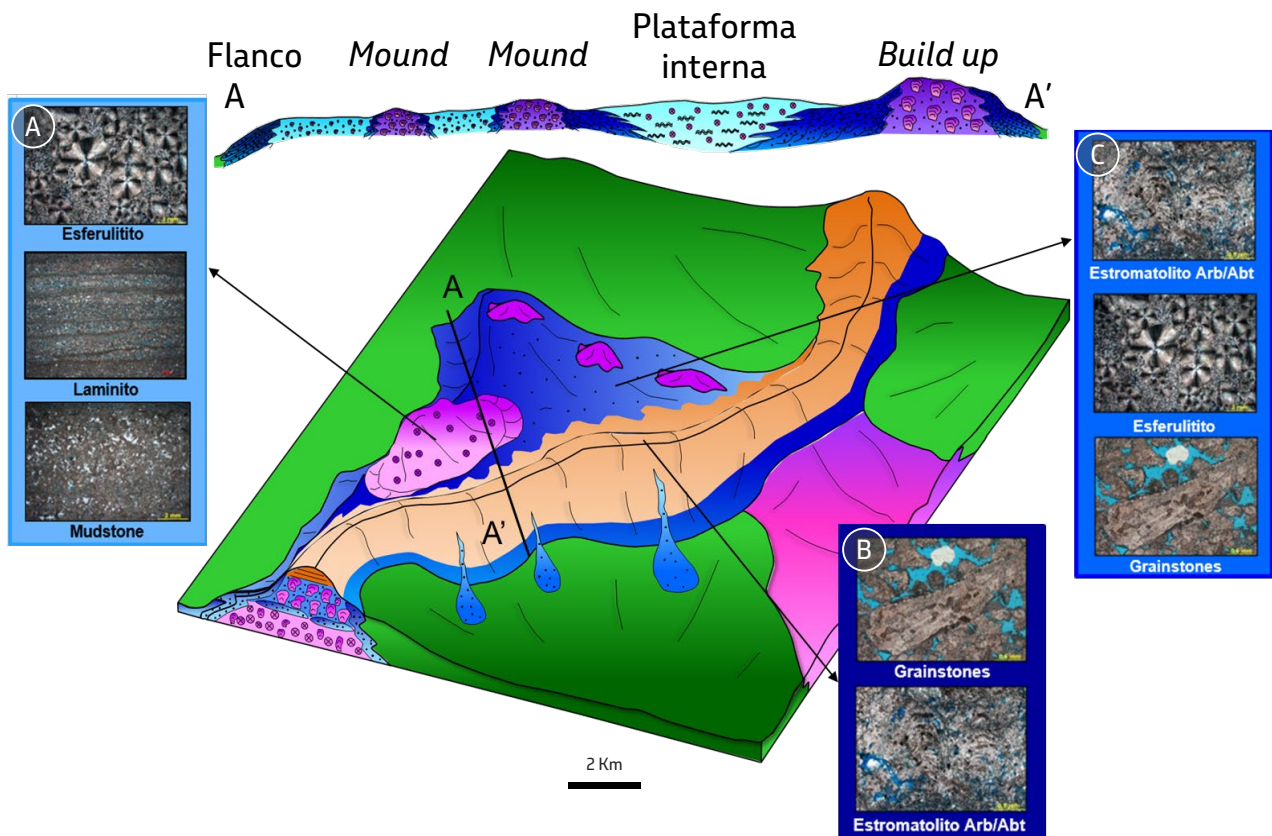


Figura 3.1.1.2.2: Bloco diagrama ilustrando o modelo conceitual das fácies e elementos arquiteturais propostos para a Formação Barra Velha e seção geológica esquemática (A-A'). A: Fácies típicas da plataforma interna; B: Fácies típicas do *build up* principal (borda leste do campo); C: Fácies típicas da plataforma.

3.1.2. Zoneamento estratigráfico

As sequências deposicionais, definidas através da alostratigrafia, presentes na carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007), servem como base inicial para a análise estratigráfica utilizada no modelo geológico. As superfícies que limitam as sequências K38, K44 e K46-48 têm caráter regional e são observadas em toda a bacia, sendo correlacionáveis em diversos campos. Em geral essas superfícies representam discordâncias, sendo algumas vezes limites litoestratigráficos. Tais limites possuem características que permitem sua distinção no dado sísmico e, conseqüentemente, propiciam seu mapeamento. Além das sequências citadas, com o objetivo de aprimorar a modelagem de reservatórios, é feito um refinamento através da estratigrafia de sequências de alta resolução. Utilizando dados de rocha e perfis dos poços, são analisados padrões de empilhamento de fácies e definidos tratos transgressivos e regressivos (Embry, 2002), que, a partir da sua análise hierárquica, definem sequências de mais alta frequência dentro das sequências K38, K44 e K46-48.

O empilhamento de fácies preservado no registro sedimentar é controlado pelo espaço de acomodação do lago. Este é o resultado de variações climáticas que controlam o aporte de água no lago e a tectônica que define a taxa de subsidência. Ao longo do tempo, esses fatores alteram o espaço de acomodação do lago e provocam oscilações cíclicas. O resultado dessa variação forma uma composição de ciclos com frequências e amplitudes distintas. Esses ciclos são responsáveis pela

deposição das diferentes ordens de sequências observadas.

Para facilitar o entendimento, as sequências estratigráficas K38, K44 e K46-48 serão aqui denominadas de sequências de 3ª Ordem. As sequências de menor ordem, utilizadas para o refinamento do zoneamento estratigráfico do reservatório, serão chamadas sequências de 4ª Ordem e 5ª ordem. Desta forma, as sequências de 5ª ordem representam a mais alta frequência de oscilação no nível do lago, entre as sequências interpretadas neste trabalho.

Foram identificadas oito sequências de 4ª ordem na Formação Barra Velha e quatro na Formação Itapema, no Campo de Mero (Figura 3.1.2.1). As sequências de 4ª ordem são reflexos de ciclos de oscilação do nível de água do lago. Estes ocorrem em maior frequência que os ciclos formadores das sequências de 3ª ordem. Enquanto os ciclos de 3ª ordem têm duração estimada de alguns milhões de anos (~3 a 5 Ma), os ciclos de 4ª ordem durariam de dezenas a centenas de milhares de anos.

As mudanças responsáveis pelos limites das sequências de 3ª ordem podem provocar alterações ambientais expressivas, refletindo em diferenças marcantes no depósito sedimentar e extensas discordâncias. No caso das sequências de 4ª ordem, seus limites são definidos através da análise combinada da alternância dos pacotes transgressivos e regressivos das sequências de 5ª ordem, representando uma frequência intermediária de variação do nível de base do lago. Os limites das sequências de 4ª ordem são interpretados

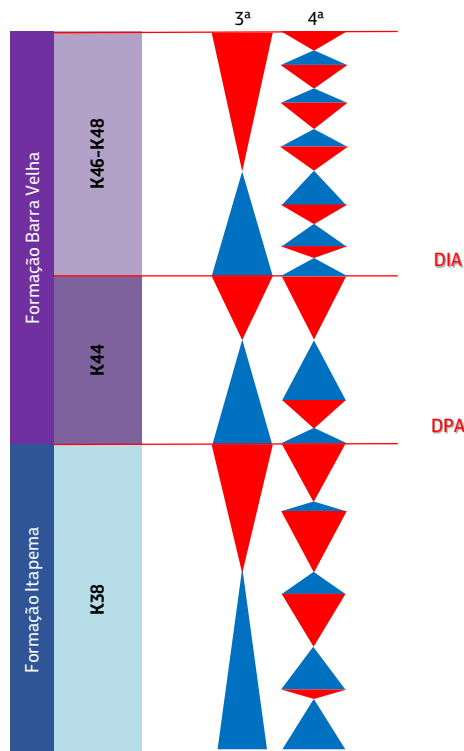


Figura 3.1.2.1: Interpretação das sequências de terceira e quarta ordem, interpretadas para as formações Barra Velha e Itapema.

como os pontos de maior nível do lago dentro dos ciclos de 5ª ordem.

As zonas no modelo geológico de reservatório, correlacionadas através dos poços, correspondentes às sequências de 4ª ordem, foram utilizadas para a construção do arcabouço

estrutural que define as geometrias das células do *grid* do modelo geológico 3D. Além disso, o entendimento da evolução do espaço de acomodação, a partir da interpretação das sequências, é usado posteriormente para balizar a construção do modelo de processos deposicionais.

3.2. Arcabouço geológico do reservatório

3.2.1. Construção do *grid* geológico 3D

A construção do *grid* é a primeira etapa da modelagem geológica numérica 3D e define a arquitetura do reservatório. Arquitetura esta entendida como a geometria da formação geológica portadora de hidrocarbonetos e as importantes formações adjacentes. O volume

de reservatório modelado deve então ser preenchido por células, chamada de *grid*, que será posteriormente preenchida com propriedades equivalentes (*e.g.* fácies sedimentares, porosidade, permeabilidade) (Deutsch, 2002).

A construção do *grid* deve levar em conta tanto os dados disponíveis (*e.g.* horizontes e falhas mapeados na sísmica, marcadores de

poços) como o entendimento estratigráfico das formações geológicas que constituem o reservatório. O tamanho de cada célula, contudo, deve ser escolhido de forma a representar as heterogeneidades do reservatório com o máximo de detalhe. No entanto, é preciso que seja computacionalmente viável para as operações e simulações de escoamento.

O *grid* geológico do Campo de Mero foi construído a partir de cinco horizontes interpretados na sísmica, sendo eles: Base do Sal, que representa o topo da Fm. Barra Velha; Discordância Intra-Alagoas (DIA), Discordância Pré-Alagoas (DPA), Superfície de Inundação Máxima (SIM – 3^a Ordem) da Fm. Itapema e

Discordância Pré-Jiquiá (DPJ), que representa a base do reservatório (Figura 3.2.1.1). Os horizontes foram ajustados localmente aos marcadores dos poços. Além disso, foram incorporadas cinquenta e cinco falhas com orientação principal N-S e, subordinadamente, NE-SW, sendo o rejeito preferencialmente normal.

Para representar o zoneamento estratigráfico do reservatório, optou-se por uma malha do tipo *corner-point* ortogonal, com cerca de 24 milhões de células ativas. As dimensões horizontais das células são de 100 x 100m. Verticalmente, o *grid* foi dividido em 370 camadas através *layering* proporcional. As camadas apresentam espessura média de um metro.

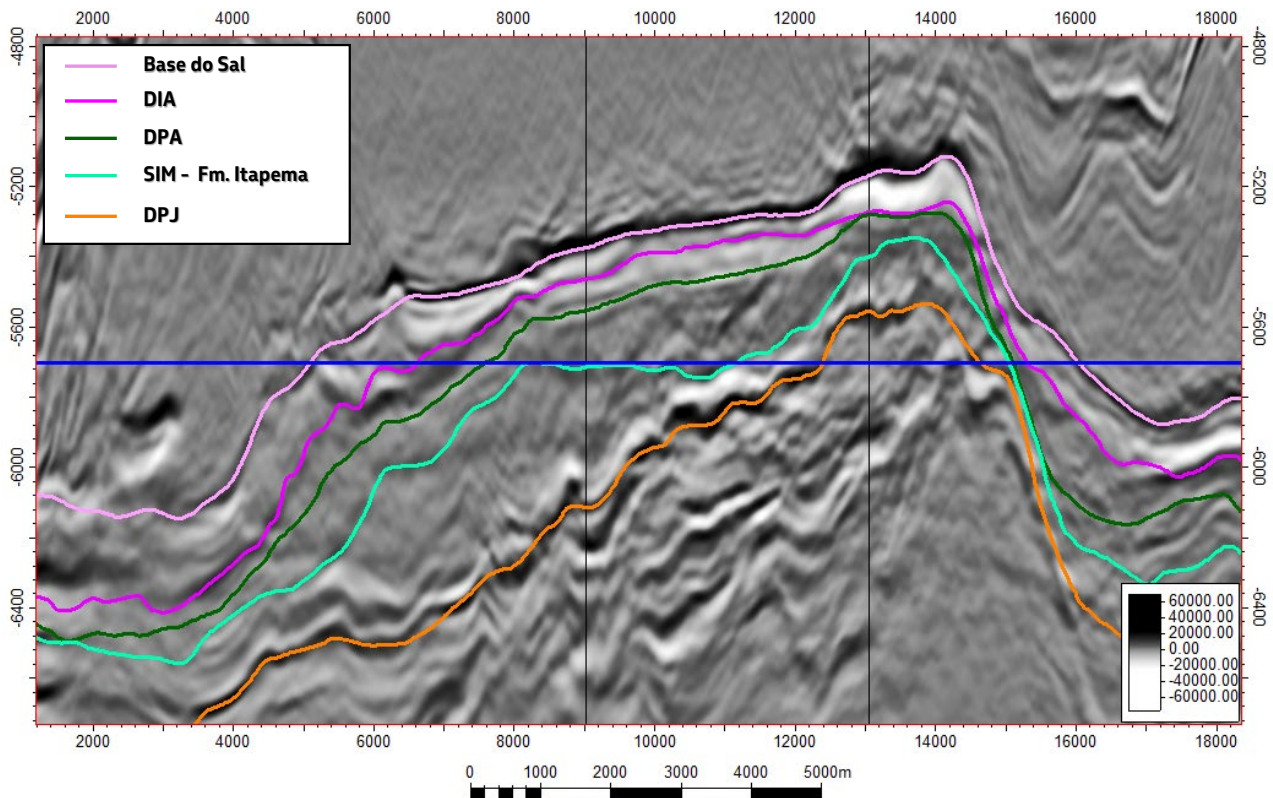


Figura 3.2.1.1: Seção sísmica ilustrando os cinco horizontes sísmicos utilizados na construção do *grid* geológico.

3.2.2. Modelagem de fácies

Na sequência inicia-se a modelagem de fácies. Em sedimentologia, o termo fácies é definido como corpos de sedimento ou rochas sedimentares que são distinguíveis de outros corpos por atributos específicos, como litologia, estruturas sedimentares, geometria, conteúdo fossilífero, entre outros (Reading, 1986). No entanto, esse termo tem uma conotação diferente na modelagem numérica de reservatórios, sendo utilizado para descrever uma propriedade categórica (discreta) que representa um agrupamento de “elementos do modelo”. Estes são definidos por: volumes de rocha que são petrofísica ou geneticamente distintos entre si, em um contexto de um sistema de fluxo de reservatórios (Ringrose e Bentley, 2014).

Portanto, a modelagem de fácies é uma importante etapa do fluxo de modelagem numérica de reservatórios, pois as propriedades petrofísicas de interesse (porosidade, permeabilidade e saturação de água) geralmente apresentam alta correlação ao tipo de fácies. Dessa forma, conhecendo os tipos de fácies presentes no reservatório e sua distribuição espacial, é possível limitar a variabilidade destas propriedades petrofísicas (Deutsch, 2002), tornando o modelo geológico 3D mais robusto e preditivo.

Devido ao número restrito de poços e amostras de rocha, as geometrias e continuidades das diversas fácies presentes no reservatório representam uma grande incerteza na caracterização e modelagem numérica, afetando de forma significativa o escoamento de fluidos durante a produção de hidrocarbonetos.

Geralmente, no fluxo de modelagem de fácies, utiliza-se métodos geoestatísticos de simulação estocástica, guiados por atributos sísmicos. No entanto, tal fluxo mostra-se insuficiente para representar a distribuição complexa de fácies e elementos arquiteturais, além do empilhamento de fácies observado nos reservatórios do Pré-sal. Assim, foi necessário o desenvolvimento de outras metodologias que possibilitassem uma melhor representação das características dos reservatórios nos modelos numéricos.

O Campo de Mero foi um dos pioneiros na aplicação da modelagem de processos estratigráficos-sedimentológicos no fluxo de modelagem de fácies dos reservatórios do Pré-sal, sendo empregada nas formações Barra Velha e Itapema. Este tipo de modelagem é utilizado para representar as geometrias dos elementos arquiteturais que compõem os reservatórios, bem como suas heterogeneidades em baixa frequência. Seus resultados são, então, utilizados como tendência para a simulação estocástica de fácies sedimentares, objetivando representar as heterogeneidades de alta frequência. Nos itens seguintes são detalhadas cada uma das etapas da modelagem de fácies.

3.2.2.1. Modelagem de processos estratigráfico-sedimentológicos

A modelagem de processos estratigráfico-sedimentológicos é uma técnica que usa métodos numéricos para criar modelos baseados em estratos sintéticos através da simulação de processos tectono-estratigráficos, como: taxas de subsidência e/ou soerguimento da bacia, taxas

de sedimentação, variações de nível de base e os vários processos de transporte e deposição de sedimentos (Burgess e Pollitt, 2012). Assim, busca-se representar numericamente a história geológica da formação em estudo.

Este método simula a arquitetura das sequências sedimentares e quantifica as proporções das fácies deposicionais. Em cada etapa de tempo, três parâmetros geológicos são levados em consideração: (i) o espaço de acomodação, que é controlado pela subsidência e pela oscilação do nível do lago; (ii) o suprimento de sedimentos, que é definido pela deposição de fácies em função da profundidade e (iii) o transporte de sedimentos (Granjeon, 1996; Granjeon e Joseph, 1999).

O modelo é capaz de reproduzir os padrões de sedimentação em cada ponto da plataforma carbonática. Ao final da simulação, a arquitetura sedimentar do depósito é obtida em função desses três parâmetros principais, assim como de outros parâmetros (*e.g.* ação das ondas; variações de salinidade) que também podem ter impacto no registro sedimentar.

O fluxo de modelagem de processos estratigráficos pode ser dividido nas seguintes etapas: (i) determinação dos intervalos estratigráficos a serem modelados e suas respectivas idades geológicas; (ii) determinação dos constituintes sedimentares a serem modelados; (iii) parametrização do modelo e (iv) simulação e calibração do modelo.

A primeira etapa da modelagem de processos consiste na determinação dos intervalos

estratigráficos a serem modelados e suas respectivas idades geológicas. No caso do Campo de Mero, foram construídos dois modelos de processos. O primeiro simulou a deposição da Sequência K38 (Formação Itapema) cujo limite inferior é a Discordância Pré-Jiquiá (DPJ), de idade 126,4 Ma, e o limite superior é a Discordância Pré-Alagoas (DPA), de 123 Ma (Moraireira *et al.*, 2007). O segundo modelo simulou a deposição das sequências K44 e K46-K48 (Formação Barra Velha). A Sequência K44 é limitada na base pela DPA e no topo pela Discordância Intra-Alagoas (DIA), de idade 117 Ma. Por fim, a Sequência K46-K48 tem a DIA como limite inferior e a base da sequência evaporítica (Formação Ariri) como limite superior, de idade 113 Ma (Pozzi *et al.*, 2021).

Na segunda etapa, é necessário definir os constituintes das fácies sedimentares que compõem o reservatório. Estes constituintes são denominados “sedimentos” e apresentam crescimento *in situ*. Os sedimentos também são dependentes da energia do ambiente deposicional, sendo esta energia fortemente controlada pelas cotas batimétricas na época de sua deposição. Mais tarde, os sedimentos podem sofrer retrabalhamento e transporte para outras áreas da plataforma carbonática. As fácies sedimentares são definidas após a simulação do modelo e englobam um conjunto de sedimentos (remobilizados ou não) definidos pelo geólogo. Na Figura 3.2.2.1.1 é apresentada uma lista desses sedimentos com uma foto ilustrativa. Além disso, observa-se também o respectivo ambiente deposicional interpretado, a formação geológica onde ocorrem e o nível de energia correspondente.


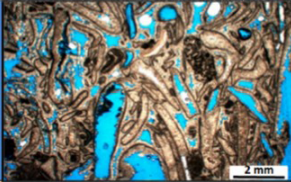
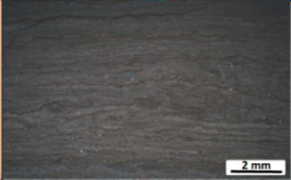


Sedimento	Foto	Ambiente deposicional	Formação	Energia
Lama Carbonática		Lacustre profundo	BVE e ITP	Baixa
Bivalves		Shoreface	ITP	Moderada a alta
Micrita (Microbial)		Lacustre raso	BVE e ITP	Baixa a moderada
Esferulitos		Lacustre raso. Precipitação sindeposicional a diagenética precoce	BVE	Baixa a moderada
Shrubs cristalinos		Lacustre raso	BVE	Moderada a alta

Figura 3.2.2.1.1: Síntese dos sedimentos utilizados na modelagem de processos estratigráfico-sedimentológicos.

A terceira etapa do fluxo consiste no estabelecimento das condições de contorno iniciais e parametrização do modelo. A modelagem de processos se baseia em dois tipos de informações. O primeiro refere-se a um conjunto de horizontes sísmicos interpretados que definem a geometria externa das unidades estratigráficas em estudo, além de mapas de controle, como mapas batimétricos e de produtividade de carbonatos. O segundo grupo de informações repousa sobre conceitos geológicos e inclui parâmetros que exercem forte controle sobre a sedimentação na plataforma carbonática, como curvas de variação do nível do lago, taxas de produção carbonática em função do tempo, ocorrências de

fácies por níveis batimétricos, parametrização da energia de ondas e mapas que definem as taxas de subsidência.

A Figura 3.2.2.1.2 ilustra esses dois grupos de informações que foram utilizados na modelagem da Formação Barra Velha. Para a construção dos mapas de batimetria inicial, foram utilizadas as restaurações estruturais multiseção e 3D dos horizontes correspondentes à DPJ (base da Sequência K38) e à DPA (base da Sequência K44). Os valores de profundidade foram normalizados para valores de batimetria, que variaram entre 0 e 200m para a Formação Itapema e entre 0 e 80m para a Formação Barra Velha. Os mapas

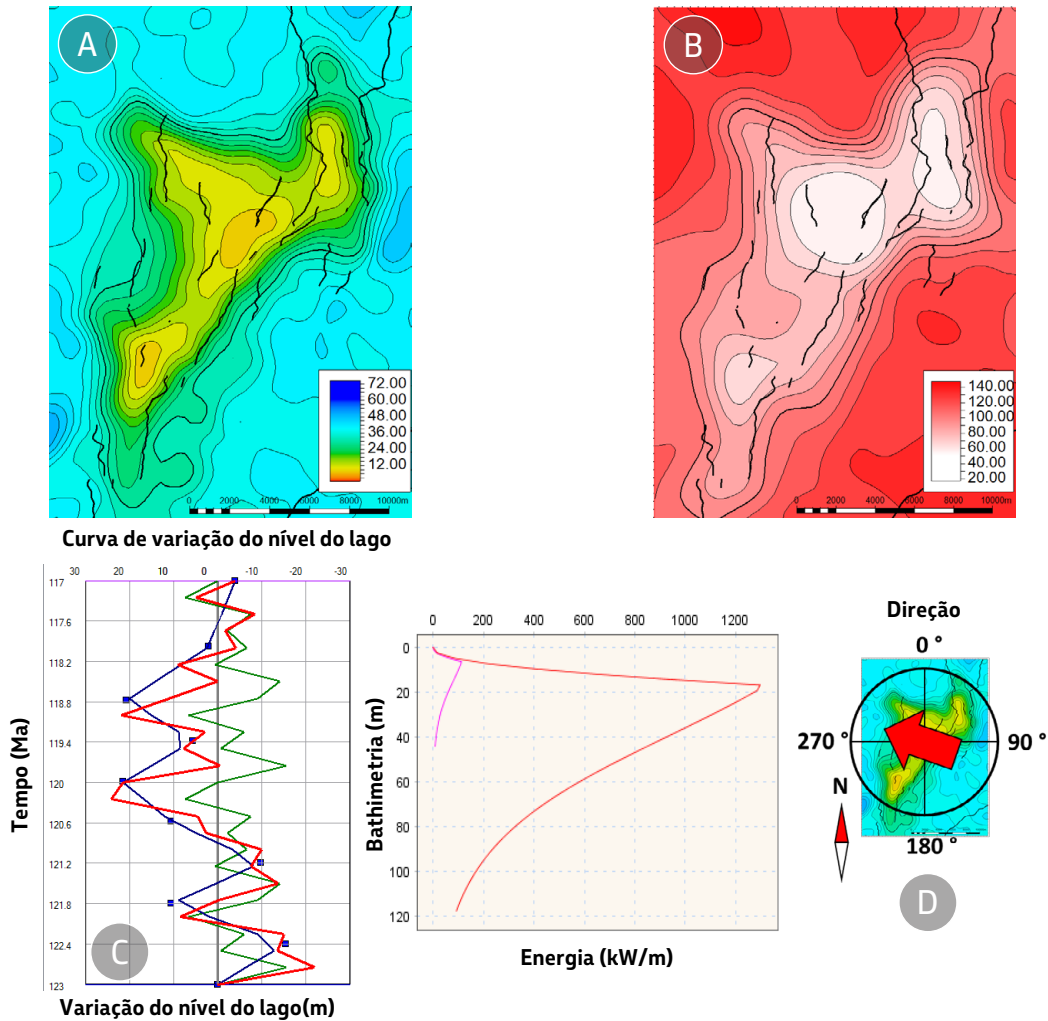


Figura 3.2.1.2: Exemplo de dados de entrada utilizados na modelagem da Fm. Barra Velha do Campo de Mero: A) Mapa de batimetria inicial; B) Mapa de subsidência; C) Curva de variação do nível do lago (vermelha) da Formação Barra Velha (exemplo da Sequência K44), obtida através da combinação das curvas que representam as ciclicidades de 4ª ordem (azul) e de 5ª ordem (verde); D) Parametrização da energia de tempo bom (rosa), de tempestade (vermelha) e sentido de atuação das ondas.

de subsidência consistiram em uma combinação linear entre os mapas estruturais restaurados e a espessura de cada seqüência.

A curva de variação do nível do lago foi construída a partir de duas curvas que representam as ciclicidades em diferentes ordens. A primeira delas representa a ciclicidade de 4ª ordem, interpretada através dos padrões observados em perfis elétricos e dos marcos regionais. A segunda curva representa a ciclicidade de 5ª

ordem e foi construída a partir do empilhamento de fácies. Para tanto, curvas de batimetria foram construídas para cada poço, atribuindo-se um valor de batimetria teórico para cada fácies. Essas curvas foram então combinadas linearmente para gerar a curva de 5ª ordem final.

Por fim, a última etapa na modelagem de processos consistiu em simular a ação das ondas que vai atuar na erosão e transporte dos sedimentos previamente depositados,

dando origem a pacotes de *grainstones* e *rudstones*. A Figura 3.2.2.1.2 D mostra o sentido preferencial de atuação das ondas, de SE para NW, e a relação da energia de onda por cota batimétrica. Nesse estudo, foram utilizados dois tipos de ondas com periodicidades e energia diferentes: a onda de tempo bom (rosa) ocorre anualmente e tem menor energia, enquanto a onda de tempestade (vermelha) ocorre em intervalos maiores de tempo (a cada 10 anos) e tem maior energia.

A quarta e última etapa da modelagem de processos estratigráfico-sedimentológicos é a simulação e calibração do modelo. Como pode ser observado no fluxo de modelagem descrito neste trabalho, os dados de fácies que ocorrem nos poços não são utilizados como dados de entrada do modelo de processos. Assim, durante a modelagem, as condições de contorno iniciais devem ser ajustadas de modo a honrar a variação de fácies observada nos poços e a espessura total de sedimentos depositados. Além disso, o resultado do modelo deve respeitar as geometrias observadas no dado sísmico e a distribuição espacial idealizada no modelo conceitual.

Os resultados da modelagem de processos estratigráfico-sedimentológicos são apresentados na forma de volumes de proporção dos sedimentos simulados, proporção de sedimentos retrabalhados e de batimetria ao longo do tempo. É importante ressaltar a expectativa de que esses resultados reproduzam a geometria da plataforma carbonática

ao longo de sua evolução geológica, assim como o empilhamento e variação lateral de fácies propostos no modelo conceitual do campo. Esses volumes são então utilizados como dados de entrada na etapa seguinte de modelagem probabilística de fácies sedimentares.

3.2.2.2. Modelagem probabilística de fácies

A modelagem probabilística de fácies sedimentares é a etapa final da modelagem de fácies. Ela é realizada com o objetivo de inserir a variabilidade em alta frequência de fácies no modelo geológico. Essa modelagem é baseada nas simulações estocásticas que, por serem métodos geoestatísticos, têm como princípio fundamental honrar os dados de entrada. Neste caso, os dados de poços já perfurados.

O primeiro passo no fluxo de modelagem probabilística desenvolvido para o Campo de Mero consistiu na definição de um modelo 3D de distribuição de associações de fácies. A partir dos dados de paleobatimetria resultantes da modelagem do processo, foram definidos intervalos para delimitar a ocorrência das cinco associações de fácies no modelo geológico. Essas associações foram adaptadas da classificação de ambientes lacustres proposta por Tucker e Wright (1990). As associações, das mais rasas para as mais profundas, são:

1. supralitoral (predomínio de laminitos crenulados);

2. eolitoral (predomínio de fácies retrabalhadas rasas);
3. litoral (predomínio de estromatólitos na Fm. Barra Velha e barras de coquinas na Fm. Itapema);
4. sublitoral (predomínio de esferulitos na Fm. Barra Velha e fácies retrabalhadas resultantes de fluxos gravitacionais em ambas as formações);
5. profundo (predomínio de fácies não reservatório, como *mudstones* e margas).

A Figura 3.2.2.2.1 ilustra a distribuição de associações de fácies em uma camada da Fm. Barra Velha.

As fácies sedimentares foram então simuladas de forma estocástica dentro de cada associação de fácies, usando como tendência vertical as curvas de proporção vertical (VPCs) e como tendência areal os volumes de fácies resultantes da modelagem de processos. A Figura 3.2.2.2 ilustra como cada associação de fácies possui uma proporção de fácies sedimentares distinta, respeitando o critério de energia como função da batimetria, utilizado na sua concepção. Dessa forma, há um forte controle da simulação estocástica, resultando em um modelo geologicamente coerente com o modelo conceitual proposto para o campo.

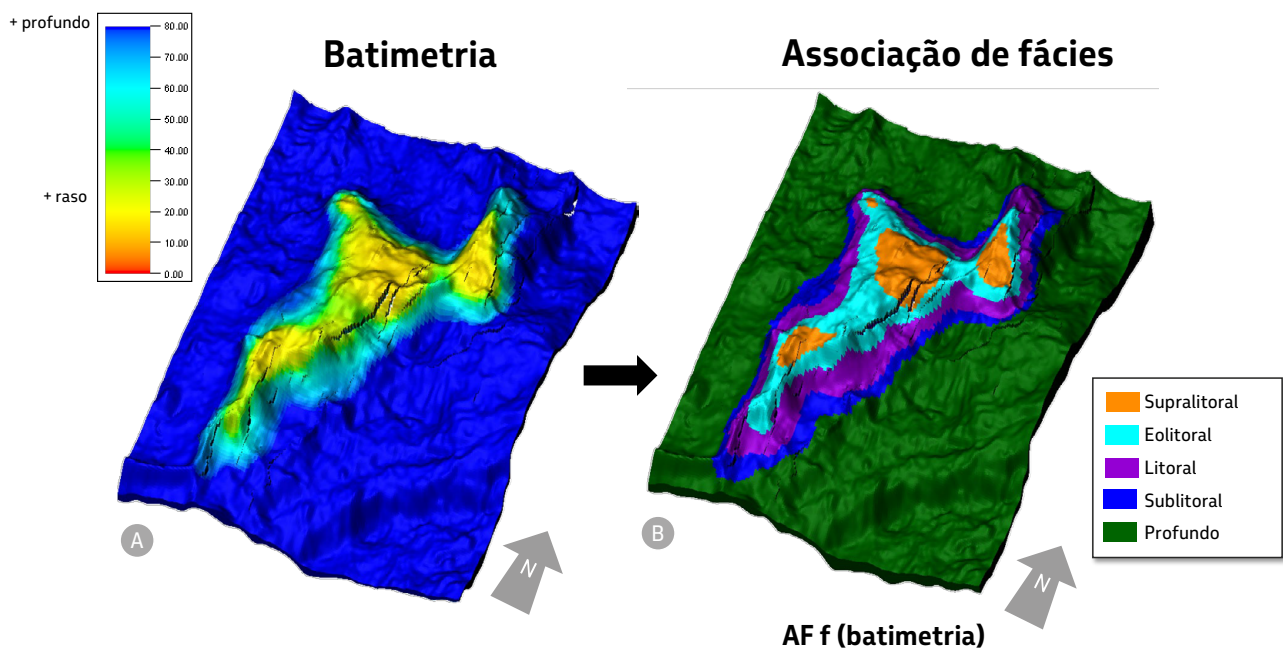


Figura 3.2.2.2.1: Definição do modelo de associação de fácies esquemático para a Fm. Barra Velha, a partir do volume de paleobatimetria obtido na modelagem de processos estratigráficos-sedimentológicos.

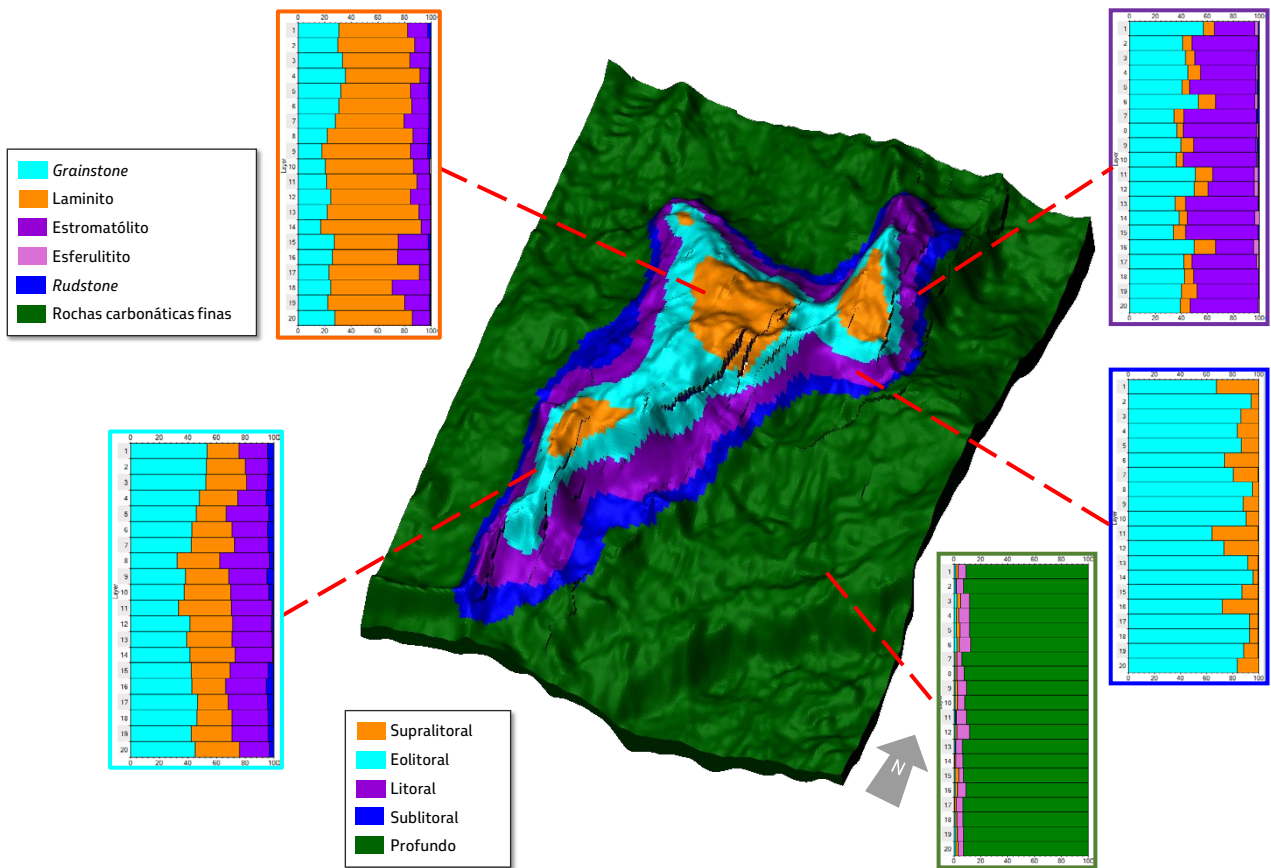


Figura 3.2.2.2.2: Modelo de 3D esquemático de Associações de Fácies da Fm. Barra Velha e suas correspondentes Curvas de Proporção Vertical (VPCs).

A Figura 3.2.2.2.3 ilustra em uma seção transversal do campo, no intervalo da Fm. Barra Velha, o volume de batimetria (A) utilizado para construir o modelo de associações de fácies (B) e o resultado com a fácies sedimentares (C).

Notar que há um progressivo aumento na heterogeneidade modelada, mas sempre respeitando as tendências obtidas na modelagem de processos. Esse modelo é utilizado então como guia para as próximas etapas da modelagem geológica 3D.

3.3. Modelo petrofísico

O modelo petrofísico é o objetivo final da modelagem geológica 3D, pois a partir dele são estimados os volumes *in place* da jazida e são realizados os estudos de engenharia de reservatórios. Estes têm como finalidade traçar as estratégias de desenvolvimento do campo e fazer as estimativas de produção, que embasarão os estudos de viabilidade econômica do projeto.

O trabalho de construção do modelo de fácies descrito anteriormente é vital para a

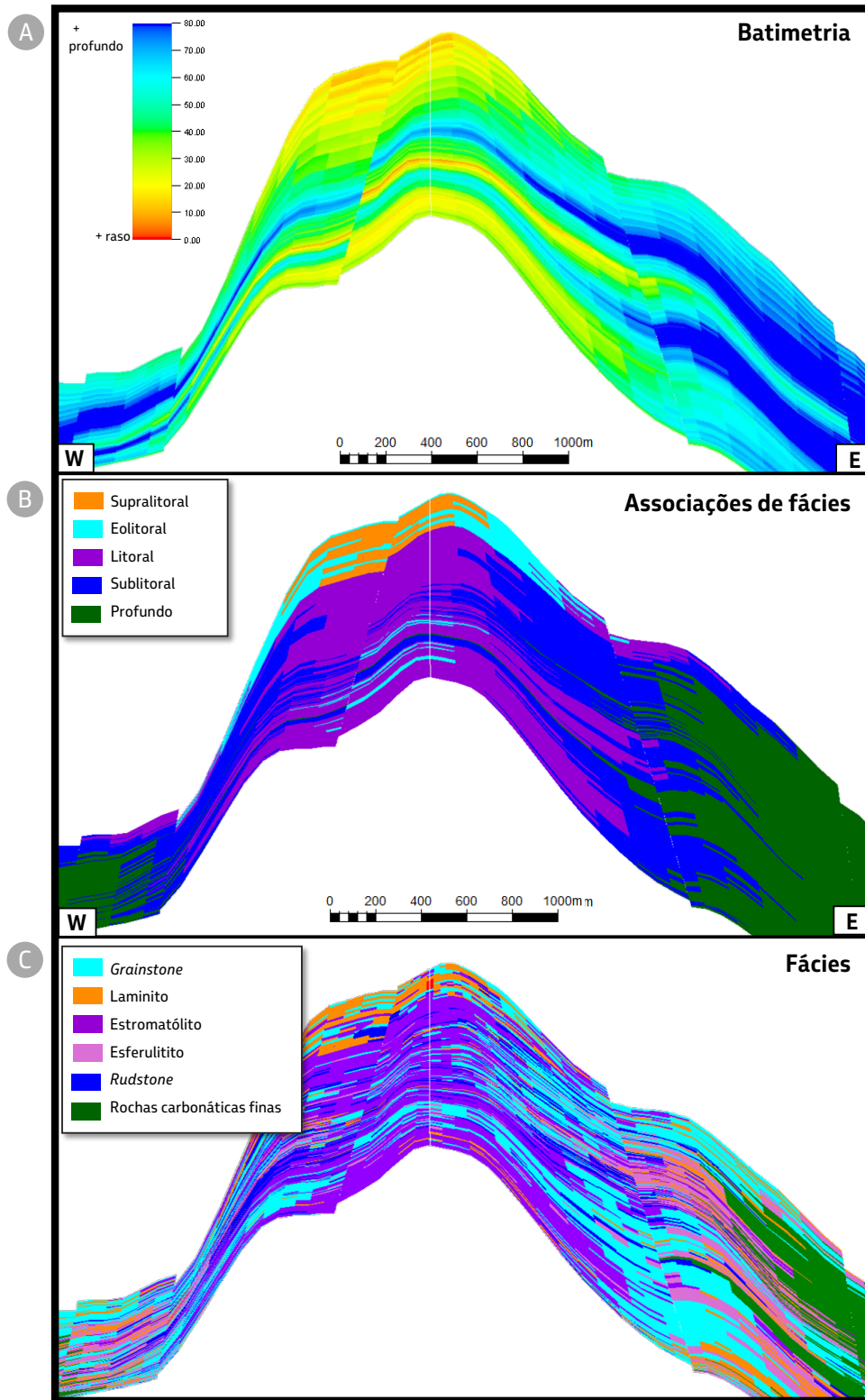


Figura 3.2.2.2.3: Modelos intermediários e resultado do fluxo de modelagem de fácies da Fm. Barra Velha: A) Volume de paleobatimetria resultante da modelagem de processos estratigráfico-sedimentológicos; B) Modelo de Associação de Fácies; C) Modelo de fácies sedimentares.

obtenção de um modelo petrofísico preditivo, já que a simulação das propriedades petrofísicas, como porosidade e permeabilidade, é realizada para cada uma das fácies em cada zona do modelo. Dessa maneira, a distribuição destas propriedades apresenta maior coerência geológica.

As simulações estocásticas de porosidade e de permeabilidade são feitas para cada tipo de fácies sedimentares definidas no modelo, reproduzindo histogramas e variogramas representativos, além de utilizar uma variável secundária correlacionada para controlar a distribuição espacial (Deutsch, 2002).

O primeiro passo da modelagem petrofísica consiste no cálculo da porosidade e da permeabilidade ao longo dos poços perfurados na área. Isso é feito através da consolidação dos resultados de petrofísica básica das amostras de rocha disponíveis, combinados aos perfis elétricos. O perfil de porosidade efetiva obtido pela ferramenta de ressonância magnética (NMR-PHIE) normalmente é o mais importante deles. Além disso, o perfil de permeabilidade deve ser ajustado às capacidades de fluxo estimadas em testes de formação a cabo (TFC) e às permeabilidades obtidas nos testes de formação a poço revestido (TFR).

3.3.1. Modelagem de porosidade

A concepção do modelo de distribuição espacial de porosidade baseia-se em duas hipóteses fundamentais: (i) as associações de fácies que ocorrem nos altos estruturais dos sítios deposicionais apresentam os reservatórios

com melhor permoporosidade e (ii) o modelo de impedância reflete as variações espaciais do campo de porosidade.

A técnica utilizada para gerar um modelo de porosidade que considerasse simultaneamente essas hipóteses é a análise de componentes principais (ACP). Através dela é possível gerar uma imagem de referência, ou *template*, que reflita as hipóteses consideradas.

Os mapas de topo estrutural e de impedância, bem como a isópaca e o mapa de qualidade de reservatório de cada zona, foram combinados linearmente dando origem a componentes principais. A imagem escolhida é representada por um dos componentes que melhor reproduza as variações laterais das associações de fácies, segundo o modelo conceitual do reservatório. A posição espacial onde se localizam os valores altos e os baixos de porosidade são feições a serem analisadas quando se procura determinar qual dos componentes será escolhido como *template*.

O *template* é uma imagem adimensional que é convertida em valores de porosidade ajustada aos poços perfurados através de funções numéricas. Esse *template* consiste no valor médio de porosidade esperado para o intervalo em análise. Dessa forma, foi gerado um mapa para cada uma das três zonas principais do modelo (Figura 3.3.1.1).

Após essa etapa, foi construído um volume de tendência para a porosidade através dos mapas *template*, ponderados verticalmente pelos perfis médios de porosidade efetiva dos poços (Figura 3.3.1.2).

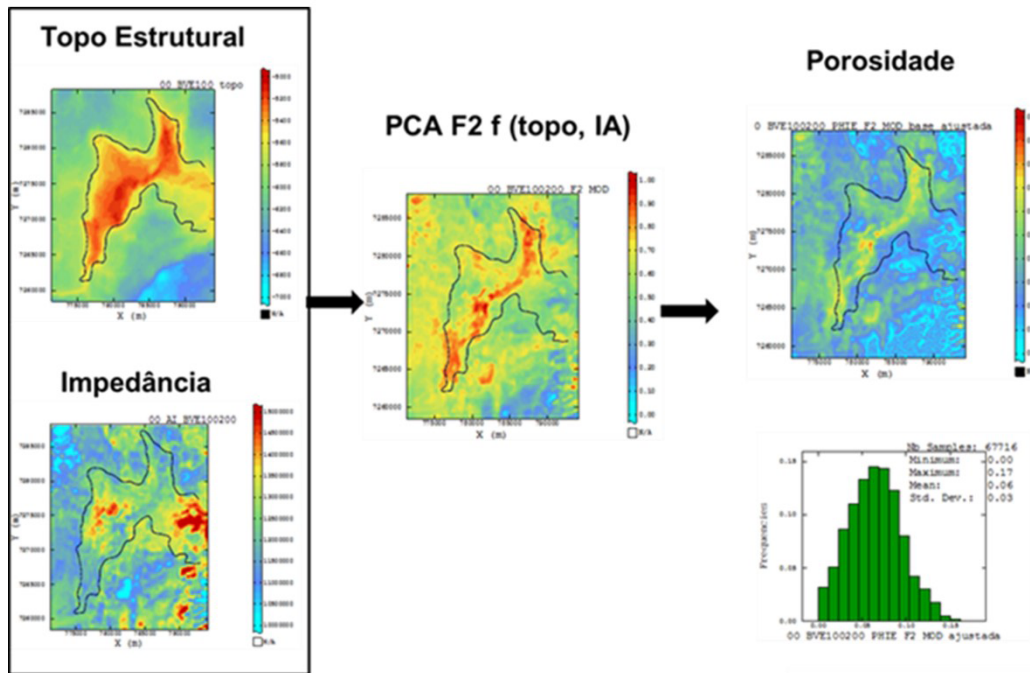


Figura 3.3.1.1: Workflow utilizado na geração dos mapas de tendência de porosidade.

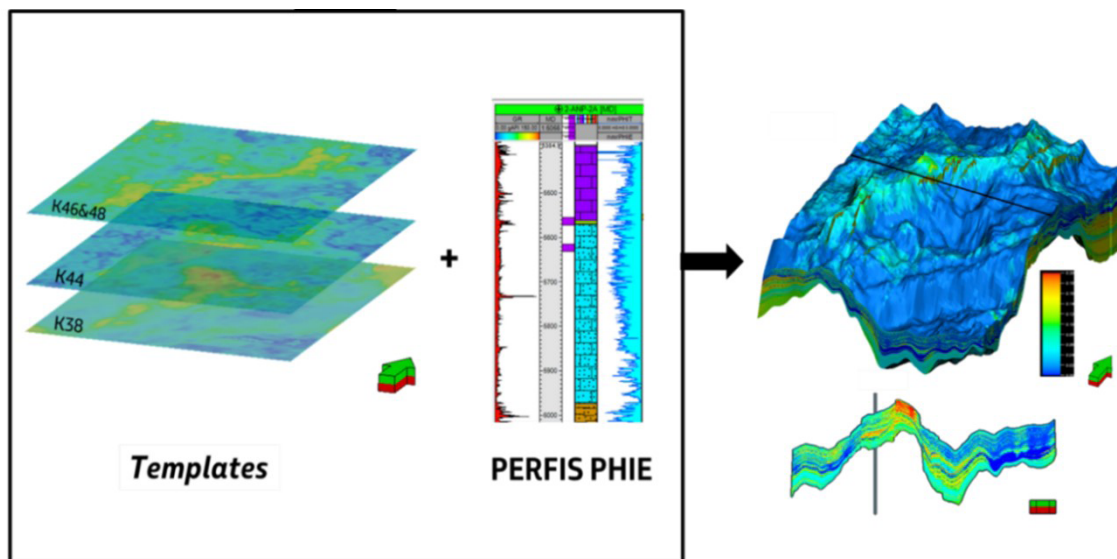


Figura 3.3.1.2: Geração do volume de tendência de porosidade através da combinação linear dos mapas de porosidade, ponderados pelos perfis de porosidade efetiva (PHIE).

A modelagem petrofísica da propriedade de porosidade efetiva das zonas estratigráficas foi realizada através do algoritmo SGS (*Sequential Gaussian Simulation*),

condicionada pelas fácies, com krigagem não estacionária. A não estacionariedade foi dada pelo volume de tendência de porosidade.

3.3.2. Modelagem de permeabilidade

Tradicionalmente, o modelo de permeabilidade é construído através de uma função que relaciona a porosidade e a permeabilidade obtidas de amostras laterais e *plugs*. No entanto, dados de testes de formação e de histórico de produção mostram que a permeabilidade do reservatório, principalmente em rochas carbonáticas, pode ser afetada por outros fatores. Um deles é a existência de fraturas e camadas carstificadas, que não podem ser observadas em lâminas petrográficas e nem são medidas por perfis petrofísicos. Além disso, a ocorrência destas feições geológicas pode gerar caminhos preferenciais ao fluxo e ocasionar sérios problemas como a chegada prematura de água e/ou gás, comprometendo gravemente a eficiência de varrido.

No caso do Campo de Mero, a identificação e a adequada representação dessas feições no modelo de reservatórios são ainda mais críticas devido às características do óleo do campo, que apresenta alta RGO (Razão Gás-Óleo), levando à necessidade de utilizar uma estratégia de produção que considera a reinjeção total do gás produzido, como será discutido mais à

frente neste capítulo. Dessa forma, a abordagem utilizada para a construção do modelo de permeabilidade no Campo de Mero foi condicionada à modelagem de feições cársticas.

A Figura 3.3.2.1 ilustra o fluxo de trabalho utilizado para a modelagem de feições cársticas. Em primeiro lugar, essas feições são identificadas e classificadas em perfis de imagem. No caso do Campo de Mero, o carste ocorre preferencialmente associado a fraturas e interpreta-se que seja predominantemente de origem meteórica (epigênica).

Nesse caso, para melhor representar as geometrias e conectividade das redes de cavernas, foi utilizada uma Simulação *Multipoint*. Tal método de simulação exige a construção de uma imagem de treinamento a ser replicada no modelo final, respeitando também o mapa ou o volume de tendência atribuído e a ocorrência nos poços. A imagem de treinamento construída teve como base redes de cavernas de origem epigênica descritas na literatura.

O modelo resultante foi então utilizado como condicionante para a construção do modelo final de permeabilidade. Para tanto, foi feita

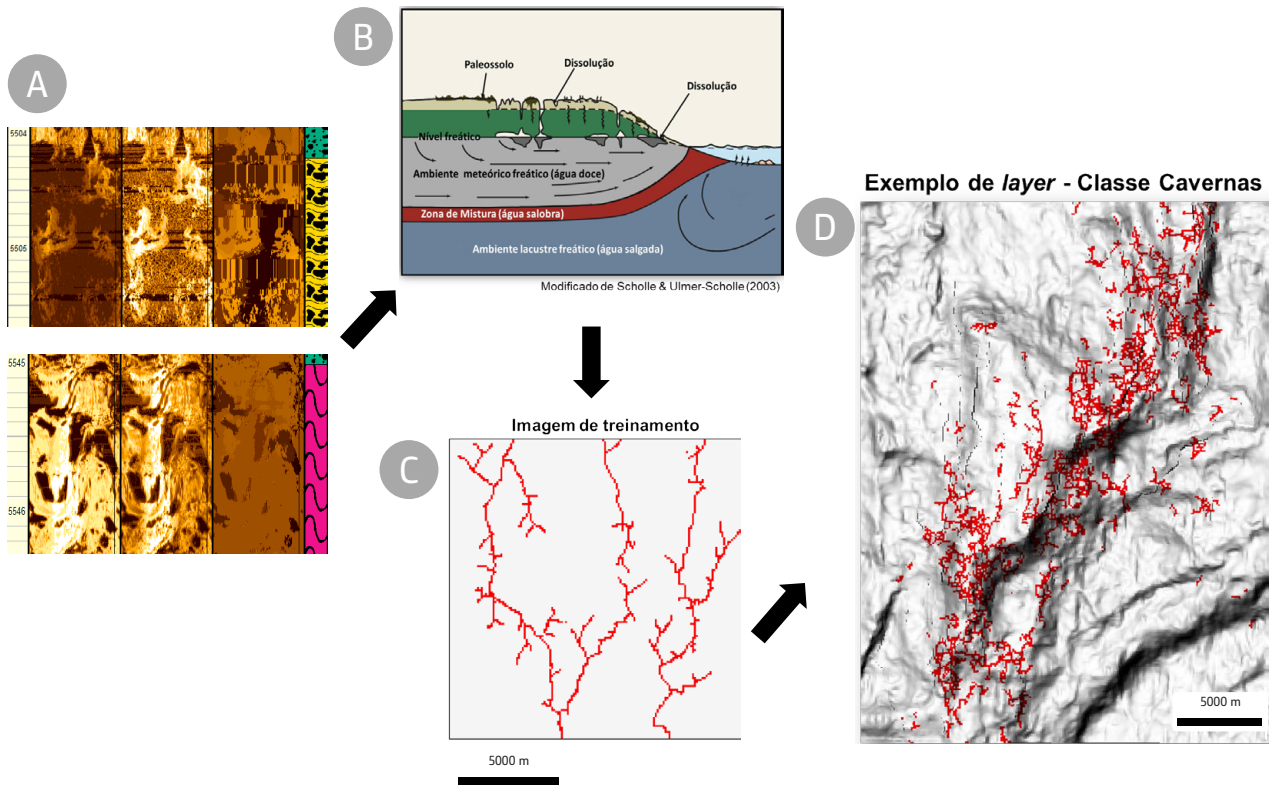


Figura 3.3.2.1: Fluxo de trabalho utilizado para a modelagem de feições cársticas. A) Identificação e interpretação de feições cársticas em perfis de imagem; B) Construção do modelo conceitual; C) Criação de uma imagem de treinamento; D) Modelo final.

uma Simulação Sequencial Gaussiana (SGS), possuindo, como dado de entrada, as curvas de permeabilidade ajustadas aos testes de formação. O modelo resultante apresentou um ótimo ajuste aos dados disponíveis para o Campo de Mero, atestando a robustez

da metodologia aqui apresentada (Figura 3.3.2.1).

A Figura 3.3.2.2 ilustra uma seção representativa do Campo de Mero com um resultado da modelagem de fácies e petrofísica.

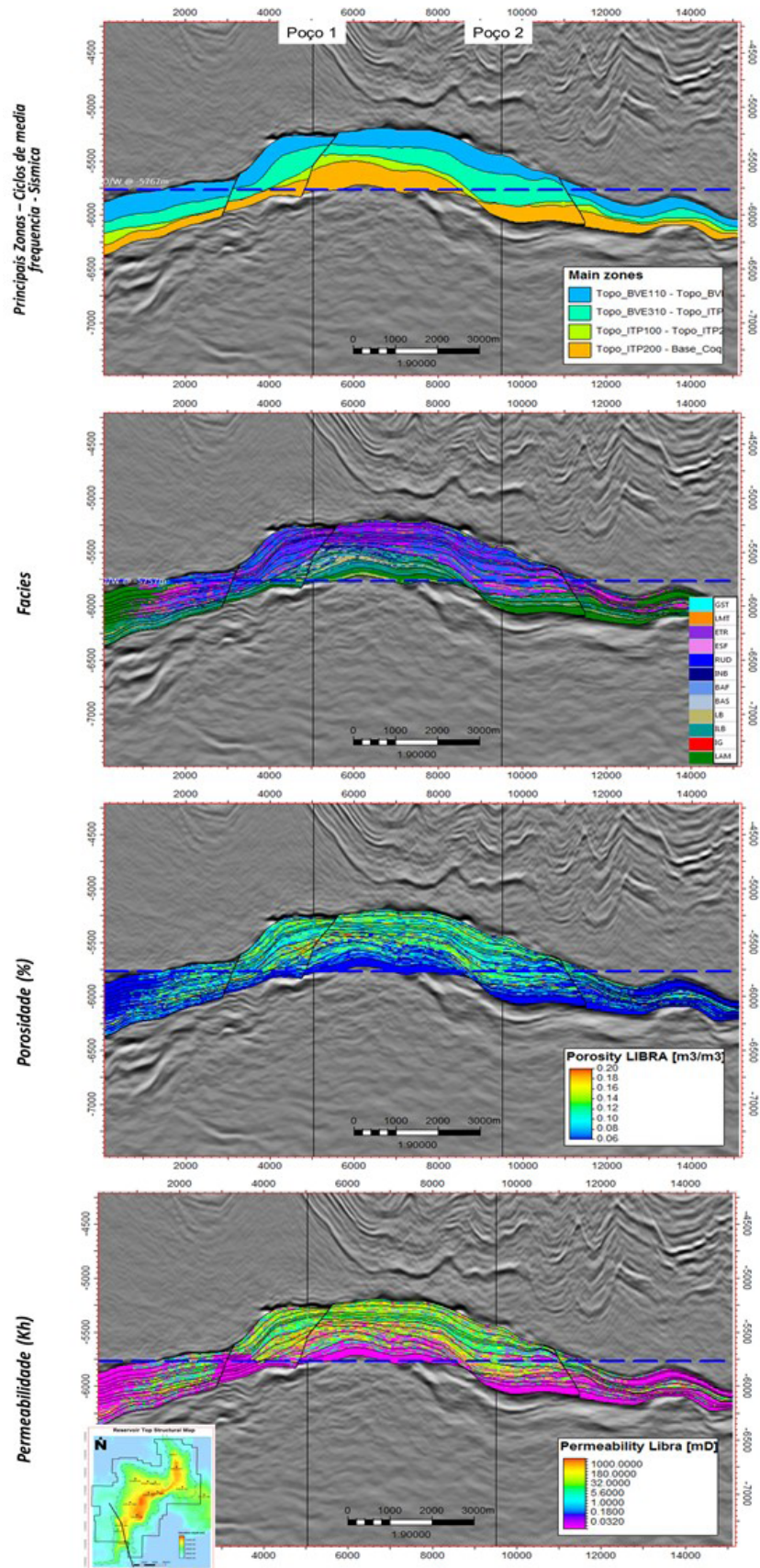


Figura 3.3.2.2: Seções ao longo do Campo de Mero representando um resultado da modelagem de geológica de reservatórios. (A) Ilustra as principais zonas estratigráficas; (B) modelo de fácies; (C) modelo de porosidade e (D) modelo de permeabilidade.

4. ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

4.1. Os desafios para o desenvolvimento do campo de Mero

Como abordado anteriormente, os principais reservatórios do Campo de Mero são carbonatos muito heterogêneos das formações Barra Velha e Itapema, que representam em torno de 70% e 30% do volume *in place* estimado, respectivamente. Todos os poços perfurados e testados no Campo de Mero, durante as fases exploratória e inicial de desenvolvimento, confirmaram boas características do reservatório, além de índices de produtividade e injetividade elevados. Devido às características do fluido - óleo leve de 29°API, com alta quantidade de gás dissolvido (RGO inicial em torno de 440 Sm³/Sm³) e com alto teor de CO₂ (44% na fase gasosa) - foi tomada a decisão de reinjetar todo o gás produzido (exceto o gás combustível) no reservatório, como um método de recuperação melhorada. Além disso, todos os poços mostraram o mesmo fluido em toda a estrutura, sem gradação composicional lateral ou vertical.

O desenvolvimento do campo foi pautado em um robusto plano para mitigar os principais riscos da implementação de um projeto dessa magnitude e ainda de forma acelerada. O programa de Testes de Longa Duração (TLD) foi um elemento-chave dessa estratégia, permitindo a aquisição de dados dinâmicos de longo prazo, incluindo a validação em escala de campo da injeção de gás miscível. Todos esses esforços suportam a implantação de

quatro sistemas de produção, cada um com capacidade de 180 mil barris de óleo por dia, representando mais de 20 bilhões de dólares de investimento.

O projeto de desenvolvimento do Campo de Mero, desde seus primeiros estágios, tem representado um desafio para a equipe de exploração e desenvolvimento. Por um lado, trata-se de um regime fiscal que estimula a aceleração da produção de forma inédita no Brasil e para isso as principais razões são:

- » o aspecto da recuperação de custos, neste primeiro contrato de partilha de produção brasileiro, tem duas particularidades muito específicas: não há correção monetária para os custos a serem recuperados e estes custos são denominados em Reais, ou seja, todos os riscos relacionados às variações cambiais são assumidos pelo consórcio;
- » o limite de recuperação de custo é significativamente menor do que em outros contratos de partilha ao redor do mundo: 50% nos primeiros dois anos e apenas 30% a partir do terceiro ano;
- » a duração total do contrato é de 35 anos, improrrogável, independentemente da duração da fase exploratória. Em outras palavras, cada ano adicional de exploração significaria um ano a menos de produção.

Por outro lado, ficou claro desde o início, que se tratava de um campo gigante, tanto em

termos de volume *in place* quanto de área, sem bons análogos no mundo e com um nível muito alto de heterogeneidades. Nesse contexto, a questão central era: qual a melhor estratégia para definir o plano de desenvolvimento de uma área tão grande e geologicamente complexa, em um prazo mínimo e com um nível de risco aceitável?

Um dos pilares adotados pela Petrobras para o desenvolvimento acelerado de seus campos *offshore* é um investimento maciço em aquisição de dados, a fim de reduzir os riscos dos projetos a serem implantados. A estratégia de desenvolvimento proposta para o Campo de Mero foi baseada na experiência da Petrobras em águas profundas e ultra profundas e consiste em um desenvolvimento em fases. A Fase 0 concentra-se na coleta de informações, incluindo a perfuração de poços de aquisição de dados de reservatório, amostragem de rocha e fluido, análises de laboratório, testes de formação, aquisição sísmica *full azimuth* e uma campanha de testes de longa duração (TLD). A Fase 1 abrange os sistemas de produção definitivos.

O TLD é um dos itens mais importantes de um plano de aquisição de dados para campos grandes e complexos. Ele fornece informações de uma área muito maior do que apenas ao redor dos poços perfurados. No desenvolvimento dos campos do Pré-sal, é comum realizar pelo menos um TLD de 6 meses para cada projeto. Um TLD convencional é uma produção temporária de um poço isolado, com medições simultâneas de vazões e pressões. O gás produzido normalmente é queimado, uma vez que essas plataformas mais simples

não têm capacidade de tratamento e injeção de gás. Além disso, durante a Fase 0 não há infraestrutura para exportar o gás.

No caso específico do Campo de Mero, devido às características do reservatório com produtividades altas e ao RGO inicial alto do fluido, a realização de um TLD convencional levaria a uma vazão de óleo limitada. Isso ocorre em razão do limite de queima de gás imposto pelo órgão ambiental. Produzir um reservatório de alto índice de produtividade com baixa vazão de óleo causaria uma perturbação muito pequena no reservatório em termos de pressão. Dessa forma, isso colocaria em risco a aquisição e interpretação dos dados, principalmente os testes de interferência em poços observadores distantes dos poços do TLD. Então, no início de 2014, a Petrobras propôs a contratação de um FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), capaz de reinjetar todo o gás produzido durante a campanha de TLDs. Este foi um importante desafio dentro do consórcio. Embora a Petrobras frequentemente realize TLDs em seus campos em águas profundas, os parceiros do Campo de Mero não estavam acostumados com essa abordagem de mitigação de risco. Um robusto e exaustivo estudo técnico e econômico de alternativas foi realizado para subsidiar a decisão de contratação deste FPSO. Em outubro de 2014, a parceria aprovou a estratégia e foi assinada a carta de intenção para a construção e afretamento do FPSO Pioneiro de Libra (PdL). No final de 2016, dois poços (um produtor e um injetor de gás) já estavam completados para o primeiro TLD *offshore* com reinjeção de gás no mundo. O primeiro óleo do FPSO PdL ocorreu em novembro de 2017.

4.2. A estratégia de redução de riscos

4.2.1. Dados sísmicos

A sísmica 3D inicialmente disponível para o Campo de Mero foi adquirida em 2011, processada em 2012 e reprocessada em 2016. Uma nova sísmica de alta resolução OBN foi adquirida em 2018 e processada em 2020. Uma vez que os dados estão disponíveis antes da perfuração dos poços de desenvolvimento, o valor da informação (VDI) corresponde principalmente à otimização do plano de drenagem, especialmente para os poços de borda e, portanto, de maior risco. Também está em estudo de viabilidade um sistema de monitoramento de reservatórios permanente (PRM) para o Campo de Mero, que será útil durante a fase de produção, fornecendo dados sísmicos 4D para mapear a movimentação das frentes de fluidos nos reservatórios. No caso do monitoramento 4D, o VDI está associado principalmente à possibilidade de operar as válvulas de completação inteligente (ICVs), alocar as cotas de injeção (gás e água) e, eventualmente, conectar poços adicionais a fim de atrasar a chegada dos fluidos injetados e maximizar o fator de recuperação do campo.

4.2.2. Poços de Aquisição de Dados de Reservatório (ADRs)

Com o objetivo de acelerar a produção o máximo possível, o cronograma de sondas e as locações foram planejados em conjunto pelas equipes de exploração e reservatórios. Todos os poços perfurados no campo são aproveitados como produtores ou injetores WAG (*Water Alternating Gas*), ou seja, injeção alternada de

gás e água nos sistemas de produção definitivos. O objetivo era reduzir incertezas e trazer informações valiosas para a caracterização dos reservatórios. O programa de avaliação de cada poço foi cuidadosamente planejado, incluindo perfilagem, testemunhagem e testes de formação. Os principais objetivos dos poços ADRs são:

- » avaliação das fácies reservatório ao longo do campo;
- » confirmação do contato óleo-água e comunicação hidráulica com outros poços;
- » definição das características dos fluidos, principalmente RGO e conteúdo de contaminantes;
- » investigação dos índices de produtividade, índices injetividade e a presença de possíveis barreiras, como falhas selantes.

As informações provenientes dos poços de aquisição de dados foram adquiridas a tempo do planejamento conceitual do campo. Portanto, foram fundamentais para a definição das capacidades dos sistemas de produção selecionados para o desenvolvimento do campo.

4.2.3. Campanha de Testes de Longa Duração (TLD)

O principal objetivo da campanha de TLDs do Campo de Mero foi adquirir informações dinâmicas para suportar o desenvolvimento definitivo do campo, reduzindo a maioria das

grandes incertezas e permitindo otimizações na estratégia de drenagem. Em geral, as principais informações adquiridas através dos testes de longa duração são:

- » desempenho dinâmico de poços e reservatórios (declínio de pressão, índice de produtividade de longo prazo, evolução dos mecanismos de dano, eficiência da estimulação dos poços);
- » detecção de limites dos reservatórios;
- » volume de óleo conectado ao poço em teste;
- » conectividade lateral e vertical, essencial para avaliação dos mecanismos de recuperação, definição da geometria dos poços e estratégia de produção e injeção;
- » detecção de falhas selantes ou fácies não reservatório;
- » detecção de fraturas condutoras e/ou camadas de alta permeabilidade (“super-K”);
- » suporte de pressão do aquífero e/ou produção prematura de água;
- » variação das propriedades dos fluidos ao longo do reservatório, uma vez que verificar se o conteúdo de contaminantes ou a RGO mudará com o tempo é essencial para o projeto das instalações de superfície e seleção de materiais;
- » calibração dos modelos de reservatório e de escoamento multifásico através de ajuste de histórico;

» problemas de garantia de escoamento como o aparecimento de parafinas, deposição de asfaltenos, incrustação e migração de finos, além de verificar a eficiência das ações mitigadoras, como, por exemplo, a injeção de produtos químicos pré-selecionados.

Os TLDs são essenciais para a estratégia de redução do risco, com influência significativa nas malhas finais de drenagem. Alguns dos impactos principais são a definição do número e localização dos poços, a seleção do melhor método de recuperação e a estratégia de produção e injeção, além da geometria dos poços e a estratégia de completação e estimulação.

Especificamente para o Campo de Mero, a campanha de TLDs é essencial para determinar a melhor estratégia para desenvolver um reservatório tão espesso e de geologia complexa. Avaliar os impactos da produção e injeção em vazões altas é ainda uma possibilidade. Isso porque, uma vez que os poços dos TLDs são completados com ICVs em até três intervalos, o uso intensivo desses dispositivos durante os testes permite a avaliação de diferentes estratégias de produção e injeção.

Outras possibilidades do Programa de TLDs do Campo de Mero são:

- » redução de incertezas relacionadas à injeção contínua de gás, principalmente com

relação à miscibilidade do gás injetado e à variação do índice de injetividade;

- » verificar a eficiência da injeção de gás como mecanismo de recuperação melhorada;
- » verificar a possibilidade de um *break-through*, ou seja, avanço precoce de gás;
- » investigar o risco de precipitação de asfaltenos, que aumenta quando há reinjeção de gás;
- » testar diferentes estratégias de produção e injeção, bem como o desempenho das válvulas de completação inteligente;
- » realizar testes de interferência com outros poços já perfurados e entre zonas do mesmo poço;
- » calibrar o comportamento do escoamento multifásico do fluido do Campo de Mero (alto teor de CO₂ e RGO), em um ambiente de temperaturas relativamente baixas.

Com o objetivo de maximizar os testes de interferência entre poços, foram usados dispositivos de monitoramento remoto de pressão e temperatura em praticamente todos os poços até então perfurados no campo. Tanto os poços abandonados temporariamente quanto aqueles com a completação já finalizada e com a Árvore de Natal Molhada (ANM) instalada tiveram os dados de pressão e temperatura de fundo monitorados durante a operação dos testes de longa duração. Com isso, ampliou-se bastante a abrangência dos dados

dinâmicos adquiridos, pois, conjuntamente aos poços conectados ao teste de longa duração, os poços observadores foram uma fonte riquíssima de informações sobre as transmissibilidades ao longo de todo o campo.

4.3. Os dados obtidos e os impactos no plano de desenvolvimento

O primeiro teste da campanha de TLD no Campo de Mero se encerrou em outubro de 2018 e vários resultados interessantes foram obtidos e foram usados para definir a melhor estratégia de desenvolvimento para o campo. Um dos principais objetivos do TLD era investigar o comportamento do potencial do poço produtor ao longo do tempo. O alto potencial inicial foi confirmado por testes de formação. No entanto, havia dúvidas se a alta vazão inicial seria mantida ao longo do tempo, devido às características do reservatório naquela porção do campo e porque os testes de formação investigam apenas regiões próximas ao poço. A existência de variações laterais de fácies ao se afastar do poço era uma incerteza e o TLD visava investigar o risco de um declínio precoce da vazão de óleo. No entanto, os resultados foram positivos e a vazão de óleo se manteve praticamente constante durante todo o teste, que teve uma duração de aproximadamente um ano.

A partir do momento em que o órgão ambiental permitiu produzir o poço em seu potencial máximo, após o comissionamento do sistema

de injeção de gás da plataforma, o poço atingiu um potencial em torno de 42 mil barris de óleo por dia e assim permaneceu até o final do TLD. Outro objetivo do TLD era entender a comunicação vertical entre os dois intervalos do poço produtor. O uso de ICVs durante o teste, além de permitir caracterizar individualmente cada intervalo, mostrou que os dois intervalos estão hidráulicamente conectados, embora tenha sido observada alguma restrição ao fluxo vertical nas proximidades do poço. As derivadas de pressão de todos os períodos de estática tendem ao mesmo patamar no longo tempo, indicando comunicação hidráulica entre os intervalos.

Após o início da produção do poço em seu potencial máximo, com ambos os intervalos totalmente abertos, observou-se um aumento gradativo da perda de carga entre eles, o qual foi diagnosticado como incrustação inorgânica na ICV inferior. A injeção de inibidor de incrustação no fundo do poço foi realizada através do mandril de injeção química, o que interrompeu a geração de incrustação. A eficácia do inibidor e a eficiência do sistema de injeção química do poço foram então comprovadas.

Antes do início da injeção de gás, foi observada uma queda de pressão no poço injetor, confirmando então a comunicação hidráulica entre os dois poços do TLD. Havia incerteza em relação a esta comunicação, uma vez que os dois poços têm contatos óleo-água diferentes. A conectividade entre a região do poço produtor e a do injetor foi revelada durante o TLD. Dessa maneira, confirmou-se a teoria de

aquíferos desconectados e comunicação hidráulica através da zona de óleo, o que também foi confirmado posteriormente através do monitoramento de pressão nos poços observadores. Essas informações tiveram um grande impacto na estratégia de drenagem dos projetos definitivos.

O poço injetor do TLD foi completado em três intervalos de completação inteligente. O comportamento da pressão dos intervalos durante os períodos de fluxo e estática mostrou que todos eles estão comunicados hidráulicamente. Outro dado importante obtido durante o TLD foi a confirmação da altíssima injetividade do poço ao longo do tempo. Aproximadamente 2,7 milhões de metros cúbicos por dia de gás foram injetados sem nenhum indício de perda de injetividade, o que reforçou a confiança no método de recuperação indicado para o campo. Este é a reinjeção total de gás, complementada por água em um esquema de injeção alternada dos dois fluidos (WAG).

Conforme citado anteriormente, a campanha de testes de longa duração no Campo de Mero foi planejada contemplando um investimento expressivo na coleta de dados por meio de poços observadores. Isso se justifica pelo fato de se tratar de um campo gigante, tanto em área quanto em volume de óleo *in place*. Os poços observadores permitem caracterizar o nível de transmissibilidade por longas distâncias entre os poços do TLD e os observadores. Especialmente no caso do Campo de Mero, o TLD com reinjeção de gás permitiu produzir com vazões altas, já que não houve restrições quanto à queima de gás. Assim, ampliaram-se

a qualidade e o valor das informações de poços observadores equipados com dispositivos de monitoramento de pressão.

Apesar das longas distâncias entre os poços, em alguns casos superior a 10 km, todos os poços observadores apresentaram variação de pressão ao longo do teste. As respostas dos poços observadores às variações de pressão de fundo dos poços testados são rápidas e, no caso de poços mais próximos, praticamente instantâneas. Isso confirma não só as altas permeabilidades em todo o campo, mas também o fato de que não há barreiras efetivas capazes de isolar diferentes compartimentos. Os dados adquiridos através dos poços observadores foram fundamentais para ratificar o modelo conceitual de carstificação, ou seja, as regiões do reservatório em que a rocha foi mais afetada por efeitos diagenéticos e apresenta, portanto, altas permeabilidades associadas ao processo de dissolução dos carbonatos.

Os dados de poços observadores, juntamente com os dados adquiridos diretamente dos poços testados, forneceram informações extremamente valiosas para uma definição mais precisa da estratégia de drenagem do campo. O fato de os poços observadores terem revelado que o campo se tratava de um único reservatório, totalmente conectado, permitiu reduzir a necessidade de outros poços ADRs, além de proporcionar maior confiança na implantação dos quatro grandes projetos definitivos previstos para o Campo de Mero, com um nível aceitável de riscos.

Pode-se dizer que a campanha de testes de longa duração no Campo de Mero levou o conceito de avaliação dinâmica de jazidas de petróleo a uma nova dimensão, permitindo uma mitigação robusta dos riscos do campo através das informações dinâmicas de longo prazo do reservatório. A abordagem inovadora considerou simultaneamente a produção de óleo e a injeção de gás, ao mesmo tempo em que se media a perturbação de pressão em diferentes partes do campo, usando dispositivos de monitoramento remoto de pressão.

O monitoramento da pressão em regiões distantes dos poços testados mostrou excelente comunicação ao longo do reservatório e possibilitou uma melhor estimativa de óleo *in place* do campo. Essas informações foram essenciais para reduzir o número de poços de aquisição de dados necessários e para acelerar o processo de aprovação dos módulos definitivos. Os poços observadores também forneceram uma excelente fonte de dados sobre o desempenho dinâmico de longo prazo e permitiram a calibração do cubo de permeabilidades do modelo de reservatórios. O uso intensivo das válvulas de completação inteligente, em conjunto com o monitoramento remoto de pressão, potencializou a aquisição de informações dinâmicas, incluindo dados valiosos acerca da transmissibilidade vertical do reservatório.

O acoplamento da produção de óleo com a injeção de gás em um mesmo teste de longa duração forneceu informações valiosas sobre o desempenho da injeção de gás miscível como um método de recuperação, ajudou a mitigar

alguns dos riscos inerentes ao método e permitiu descartar cenários de irrupção prematura do gás injetado.

Ao permitir uma calibração do modelo de simulação de fluxo aos dados dinâmicos de longo prazo observados, a estratégia aplicada no Campo de Mero aumentou a robustez destes modelos e, por consequência, levou a uma melhor definição do plano de exploração proposto para o campo, além de agregar maior confiabilidade às previsões de produção. Assim, o número de plataformas necessárias para o desenvolvimento do campo (quatro

FPSOs de 180 mil bopd e 12 milhões de m³/d de gás cada), o número e a localização dos poços produtores e injetores e o escopo do projeto submarino puderam ser definidos com base em modelos mais confiáveis, de forma mais assertiva e acelerada. Isto é fundamental para garantir a economicidade e melhorar a rentabilidade de projetos dessa magnitude, sobretudo em regime de partilha de produção, como é o caso do Campo de Mero. A Figura 4.3.1 ilustra o plano de desenvolvimento proposto para o campo, que teve o primeiro óleo produzido para o FPSO Guanabara maio de 2022 (Figura 4.3.1).

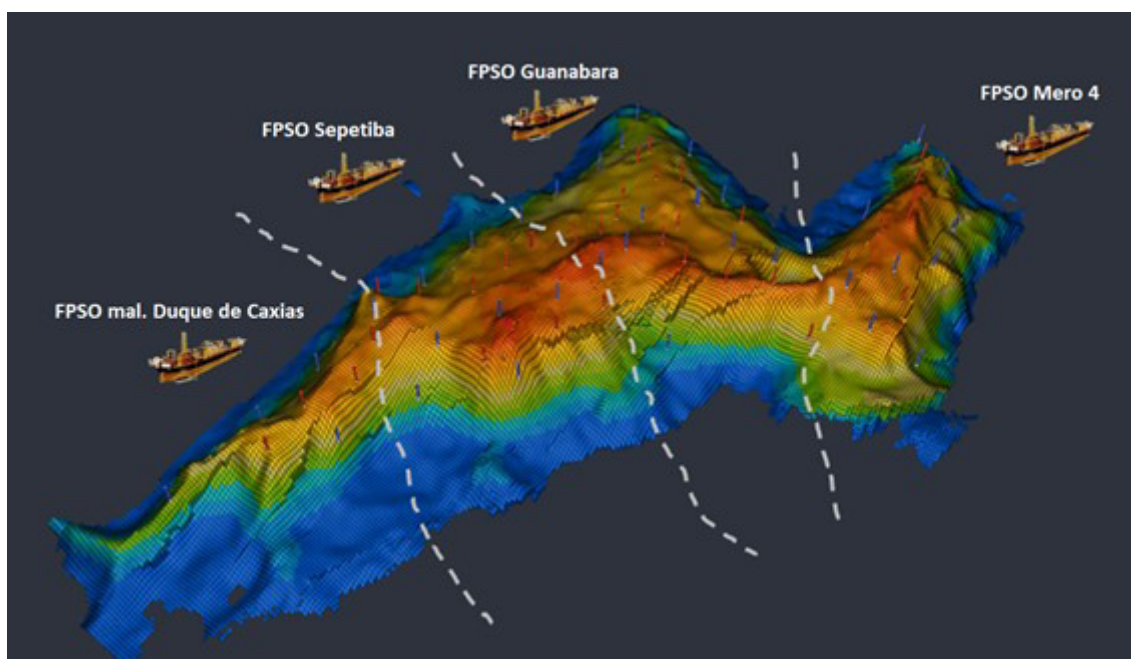


Figura 4.3.1: Visão geral do plano de desenvolvimento do Campo de Mero.

5. CONCLUSÕES

Apesar da descoberta de hidrocarbonetos no poço 2-ANP-2A-RJS ter ocorrido em 2010, apenas após a assinatura do contrato de partilha em dezembro de 2013, iniciaram-se os

estudos de delimitação no bloco exploratório de Libra. A perfuração dos poços de extensão definiu claramente a compartimentação da área NW em relação às áreas central e sudoeste do bloco exploratório de Libra. Dessa forma,

foi definido um plano de avaliação da área NW (futuro Campo de Mero) e iniciada uma campanha de aquisição sistemática de dados de poços (perfis, rocha), dados dinâmicos (TFR, TI, TLD, dados de interferência) e dados sísmicos.

Com a aquisição dessas informações, verificou-se que o Campo de Mero é caracterizado por reservatórios carbonáticos com excelentes características permoporosas, grandes espessuras de reservatórios nas formações Barra Velha e Itapema, com expressiva variação areal e vertical, presença de falhas, fraturas, carstes e diversos processos diagenéticos. Além disso, foram revelados aspectos bem particulares no Campo de Mero. Estes o distinguiram das demais acumulações do Pré-sal da Bacia de Santos e Campos, como: um arcabouço estrutural complexo, ocorrência de rochas ígneas intercaladas aos reservatórios carbonáticos e hidrocarboneto com alto teor de CO₂. Todos os poços perfurados e testados no campo de Mero, durante as fases exploratória e inicial de desenvolvimento, confirmaram boas características do reservatório e índices de produtividade e injetividade elevados. Devido às características do fluido - óleo leve de 29 °API, com alta quantidade de gás dissolvido (RGO inicial em torno de 440 Sm³/Sm³) e com alto teor de CO₂ (44% na fase gasosa) - foi tomada a decisão de reinjetar todo o gás produzido.

Os dados adquiridos na área e a experiência bem-sucedida da Petrobras no Pré-sal, com a implantação de mais de 20 FPSOs com 2 milhões bpd de produção e mais de 3 bilhões bbl de produção acumulada, permitiram a equipe

envolvida no Campo de Mero desenvolver soluções customizadas à realidade da área, além da definição do melhor plano de exploração da jazida.

No modelo geológico, foram incorporados aspectos importantes da estratigrafia de alta resolução e elaborado um modelo de fácies considerando a modelagem litológica 1D (construção de um modelo de fácies nos poços utilizando as descrições de rochas em conjunto aos dados de perfis de imagens), a modelagem de processos estratigráficos-sedimentológicos (geração de volumes de proporção dos sedimentos) e a modelagem probabilística de fácies para cada associação de fácies definida. A ocorrência de rochas ígneas no reservatório foi incluída no modelo de forma determinística, considerando a atual interpretação geofísica. O modelo de porosidade utiliza mapas de tendência em função dos altos estruturais e baixa impedância acústica. Finalmente, o modelo de permeabilidade foi construído considerando o perfil de permeabilidade ajustado aos dados dinâmicos disponíveis, além do fato da permeabilidade ser afetada por outros fatores, como a existência de fraturas e camadas carstificadas.

Como resultado dos estudos de alternativas de exploração, definiu-se, no projeto de desenvolvimento da produção do Campo de Mero, a utilização de quatro FPSOs, atualmente denominadas FPSO Guanabara, FPSO Sepetiba, FPSO Duque de Caxias e FPSO Mero4. Os FPSOs serão dotados de facilidades de produção, com capacidade de processar 180 mil bopd e compressão de 12 milhões de m³/d de gás.

Em relação ao regime de Partilha de Produção, no qual se enquadra o Campo de Mero, os custos são recuperados na fase de produção ao longo de 35 anos de vigência do contrato com a ANP. Além disso, a duração total do contrato é de 35 anos, improrrogável, independentemente da duração da fase exploratória. Nesse sentido, este regime fiscal estimulou a aceleração da produção de forma inédita no Brasil e exigiu um esforço de integração não só das áreas de exploração e reservatórios, como também nas de elevação e escoamento, poços, engenharia submarina e instalações de superfície e processo.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a todos que trabalham ou trabalharam na área de Libra e que permitiram o sucesso deste projeto, bem como, aos revisores Alexandre Maul, André de Gasperi, Egberto Pereira e João Adolfo Rosseto pelas importantes contribuições ao texto.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, H.; PENATTI, A. P. R.; BAPTISTA, R. C. S.; CARLOTTO, M. A.; OLIVEIRA PESSOA, V. C.; BORGES, T. A.; RANCAN, C. C. **Proposta de locação SE-1**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2016. Relatório interno.

BARNETT, A. J.; FU, L.; RAPASI, T.; SCOTELLARO, C.; GUHA, J.; CABOLOVA, A.; DOMINGUES, A. L. Seismic characterization and origin of clinofolds in lacustrine depositional

environments: a case study from the Cretaceous of the South Atlantic. *In*: HENDRY, J.; BURGESS, P.; HUNT, D.; JANSON, X.; ZAMPETTI, V. (ed.). **Seismic characterization of carbonate platforms and reservoirs**. London: Geological Society, 2021. p. 127-145. (Geological Society of London. Special publications, 509).

BEURLEN, G.; RICHTER, A. J.; CUNHA, A. A. S.; TELLES JUNIOR, A. S.; MARTINIS, E.; FERREIRA, E. P.; MOURA, J. A.; GOMIDE, J.; VIVIERS, M. C.; ARAI, M.; UESUGUI, N.; NASCIMENTO, N. L.; AZEVEDO, R. L. M.; DINO, R.; ANTUNES, R. L.; SHIMABUKURO, S.; ABREU, W. S. **Bioestratigrafia das bacias mesozóicas-cenozóicas brasileiras**: texto explicativo das cartas bioestratigráficas. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX. SEBIPE, 1992. Relatório interno.

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.

BELKA, Z. Early Devonian Kess-Kess carbonate mud mounds of the eastern Anti-Atlas (Morocco), and their relation to submarine hydrothermal venting. **Journal of Sedimentary Research**, Tulsa, v. 68, n. 3, p. 368-377, May 1998.

BURGESS, P. M.; POLLITT, D. A. The origins of shallow-water carbonate lithofacies thickness distributions: one-dimensional forward

modelling of relative sea-level and production rate control. **Sedimentology**, Oxford, v. 59, p. 1, p. 57-80, Oct. 2012.

CAERS, J. **Petroleum geostatistics**. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2005.

CARMALT, S. W.; JOHN, B. St. Giant oil and gas fields. *In*: HALBOUTY, M. T. (ed.). **Future petroleum provinces of the world: proceedings of the Wallace E. Pratt Memorial Conference**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1986. p. 11-53. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 40).

CARLOTTO, M. A.; SILVA, R. C. B.; YAMATO, A. A.; TRINDADE, W. L.; MOREIRA, J. L. P.; FERNANDES, R. A. R.; RIBEIRO, O. J. S.; GOUVEIA JUNIOR, W. P. G.; CARMINATI, J. P.; QICAI, D.; JUNFENG, Z.; SILVA-TELLES JUNIOR, A. C. Libra: a newborn giant in the brazilian pre-salt province. *In*: MERRIL, R. K.; STERNBACH, C. A. (ed.). **Giant fields of the decade 2000-2010**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2017. p. 165-176. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 113).

CARVALHO, M. D.; PRAÇA, U. M.; SILVA-TELLES JUNIOR, A. C.; JAHNERT, R. J.; DIAS, J. L. Bioclastic carbonate lacustrine facies models in the Campos Basin (lower cretaceous), Brazil. *In*: GIERLOWSKI-KORDESCH, E. H.; KELTS, K. R. (ed.). **Lake basins through space and time**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 245-256. (American Association of Petroleum Geologists. Studies in geology, 46).

CHAFETZ, H. S.; BARTH, J.; COOK, M.; GUO, X.; ZHOU, J. Origins of carbonate spherulites: implications for brazilian aptian pre-salt reservoir. **Sedimentary Geology**, Amsterdam, v.365, p. 21-33, Mar. 2018.

DEHLER, N. M.; MAGNAVITA, L. P.; GOMES, L. C.; SANT'ANNA, M. V.; RIGOTI, C. A.; OLIVEIRA, J. A. B.; MENEZES, J. R. C.; SOUZA, A. E. C. M. **O lineamento externo "Helmut": caracterização e interpretação tectônica**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. E&P EXP. GEO. GEAT, 2010. Relatório interno.

DEHLER, N. M.; MAGNAVITA, L. P.; GOMES, L. C.; RIGOTI, C.; BACH, J. A. O.; SANT'ANNA, M. V.; COSTA, F. G. D. The Helmut geophysical anomaly: a regional left-lateral transtensional shear zone system connecting Santos and Campos basins, southeastern Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, n. 72, p. 412-422, Apr. 2016.

DEHLER, N. M.; MAGNAVITA, L. P.; GOMES, L. C.; SANT'ANNA, M. V.; RIGOTI, C.; OLIVEIRA, J. A. B.; SOUZA, A. E. C. M.; MENEZES, J. R. C. O megacisalhamento "Helmut" na porção externa das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo: caracterização e implicações na abertura do Atlântico Sul. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 8., 2011, Angra dos Reis. **Resumos [...]**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2011.

DEHLER, N. M.; YAMATO, A. A. **Análise geométrica e cinemática das estruturas: inversão, exumação e erosão na área de Libra**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2015. Relatório interno.

E&P-EXP/GEO/GEAT; E&P-EXP/GEXP/PSCP/INT; E&P/LIBRA/EXPCT/IA.

DEUTSCH, C. V. **Geostatistical reservoir modeling**. 1. ed. New York: Oxford University Press, 2020.

DIAS, J. L.; SCARTON, J. C.; ESTEVES, F. R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L. R. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. *In*: MILANI, E. J.; RAJA GABAGLIA, G. P. (coord.). **Origem e evolução de bacias sedimentares**. Rio de Janeiro: Gávea, 1990. p. 333-360.

DRYSDALE, R.; GILLIESON, D. Micro-erosion meter measurements of travertine deposition rates: a case study from Louie Creek, Northwest Queensland, Australia. **Earth Surface Processes and Landforms**, Hoboken, v. 22, n. 11, p. 1037-1051, Dec. 1997.

EBERLI, G.; SUOSAARI, E.; KARACA, E.; DIAZ, M.; BETZLER, C.; LÜDMANN, T. Lessons from Hamelin Pool and the Maldives for the Coquina Reservoirs in Libra, Santos Basin. *In*: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS CONVENTION & EXHIBITION, 2019, San Antonio. [**Proceedings**]. [Tulsa]: American Association of Petroleum Geologists, 2019.

EMBRY, A. F. Transgressive-regressive (TR) sequence stratigraphy. *In*: ARMENTROUT, J. M.; ROSEN, N. C. (ed.). **Sequence stratigraphic models for exploration and production: evolving methodology, emerging models and application histories: 22nd Annual**

Gulf Coast Section SEPM Foundation: Bob F. Perkins Research Conference. [Tulsa]: Society for Sedimentary Geology, 2002. p. 151-172. (Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Publication, 22).

FARIAS, F.; SZATMARI, P.; BAHNIUK, A.; FRANÇA, A. B. Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin: genesis and tectonic implications. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 105, p. 251-272, July 2019.

FOLK, R. L.; CHAFETZ, H. S.; TIEZZI, P. A. Bizarre forms of depositional and diagenetic calcite in hot-spring travertines, central Italy. *In*: SCHNEIDERMAN, N.; HARRIS, P. M. (ed.). **Carbonate cements: based on a symposium sponsored by the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists**. Tulsa: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, c1985. p. 349-369. (Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Special publication, 36).

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, 104176, Mar. 2020.

GRANJEON, D. **Modelisation stratigraphique deterministe: conception et applications d'un modele diffusif 3 D multilithologique**. 1996. Tese (Doutorado) – Université de Rennes, Rennes, 1996.

- GRANJEON, D.; JOSEPH, P. Concepts and applications of a 3D multiple lithology, diffusive model in stratigraphic Modeling. *In*: HARBAUGH, J. W.; WATNEY, W. L.; RANKEY, E. C.; SLINGERLAND, R.; GOLDSTEIN, R. H.; FRANSEEN, E. K. (ed.). **Numerical experiments in stratigraphy**: recent advances in stratigraphic and sedimentologic computer simulations. Tulsa: Society for Sedimentary Geology, 1999. p. 197-210. (Society for Sedimentary Geology. Special publication, 62).
- JAHNERT, R., PAULA, O., COLLINS, L., STROBACH, E., PEVZNER, 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.
- KALLWEIT, R. S.; WOOD, L. C. The limits of resolution of zero-phase wavelets. **Geophysics**, Tulsa, v. 47, n. 7, p. 1035-1046, July 1982.
- KENDALL, A. C. Fascicular-optic calcite: a replacement of bundled acicular carbonate cements. **Journal of Sedimentary Research**, Tulsa, v. 47, n. 3, p. 1056-1062, Sept. 1977.
- LANA, C. C.; BEURLEN, G. Microbioestratigrafia do Mesozóico-Cenozóico brasileiro: um passeio pelo tempo. **Anuário do Instituto de Geociências**, Rio de Janeiro, v. 30, n. 1, p. 207-209, 2007.
- LE DIAGON, F.; MOLDOVEANU, N.; GRIDNEV, E.; THOMPSON, J.; SALINAS, L. A.; EL-TOUKHY, M. Comparison between multiazimuth, wide-azimuth, and full-azimuth towed-streamer acquisition: a full 3D finite-difference study in the Santos Basin. **Society of Exploration Geophysicists (SEG) Technical Program Expanded Abstracts**, Tulsa, p. 269-273, 2017.
- LÜDMANN, T.; BETZLER, C.; EBERLI, G. P.; REOLID, J.; REIJMER, J. J.; SLOSS, C. R.; BIALIK, O. M.; ALVAREZ-ZARIKIAN, C. A.; ALONSO-GARCÍA, M.; BLÄTTLER, C. L.; GUO, J. A.; HAFFEN, S.; HOROZAL, S.; INOUE, M.; JOVANE, L.; KROON, D.; LANCI, L.; LAYA, J. C.; MEE, A. L. H.; NAKAKUNI, M.; NATH, B. N.; NIINO, K.; PETRUNY, L. M.; PRATIWI, S. D.; SLAGLE, A. L.; SU, X.; SWART, P. K.; WRIGHT, J. D.; YAO, Z.; YOUNG, J. R. Carbonate delta drift: a new sediment drift type. **Marine Geology**, Amsterdam, v. 401, p. 98-111, July 2018.
- MAGNAVITA, L. P. *et al.* **Projeto evolução da Margem Atlântica**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2009. Relatório interno.
- MAGNAVITA, L. P.; DEHLER, N. M.; GOMES, L. C.; SANT'ANNA, M. V.; SOUZA, A. E. C. M.; MENEZES, J. R. C.; 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. 160 p. Relatório interno.
- MEISLING, K. E.; COBBOLD, P. R.; MOUNT, V. S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 85, n. 11, p. 1903-1924, Nov. 2001.

- MINZONI, M.; CANTELLI, A.; THORNTON, J.; WIGNALL, B. Seismic-scale geometries and sequence-stratigraphic architecture of Early Cretaceous syn-post rift carbonate systems, presalt section, Brazil. *In*: HART, B.; ROSEN, N. C.; WEST, D.; D'AGOSTINO, A.; MESSINA, C.; HOFFMAN, M.; WILD, R. (ed.). **Sequence stratigraphy: the future defined**. Tulsa: Society for Sedimentary Geology, 2020. p. 105-126. (Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Publication, 36).
- MIZUNO, T. A.; MIZUSAKI, 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.
- 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, nov. 2007.
- MUNIZ, M. C. **Tectono-stratigraphic evolution of the Barremian-Aptian continental rift carbonates, in southern Campos Basin, Brazil**. 2013. Tese (Dissertação) – Royal Holloway University of London, Londres, 2013.
- 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**, Amsterdam, v. 577, 110570, Sept. 2021.
- PIETZSCH, R.; OLIVEIRA, D. M.; TEDESCHI, L. R.; QUEIROZ NETO, J. V.; FIGUEIREDO, M. F.; VAZQUEZ, J. C.; SOUZA, R. S. Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil. **Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology**, Amsterdam, v. 507, 60-80, Oct. 2018.
- POZZI, R. P. C.; SOUZA JUNIOR, O. G. D.; SARTORATO, A. C.; FARIA, D. L. D. P.; ZANATTA, A. S.; PAEGLE, J. S.; ROSSETO, J. A.; OLIVEIRA, L. C. D.; PELOSI, A. P. D. M. R.; MIZUNO, T. A. Stratigraphic forward modelling applied to reservoir characterisation of pre-salt carbonate reservoirs, Santos Basin, Brazil. *In*: EAGE ANNUAL CONFERENCE & EXHIBITION, 82., 2021, Amsterdam. [**Proceedings**]. Houten: European Association of Geoscientists and Engineers, 2021.
- PLANKE, S.; SVENSEN, H.; MYKLEBUST, R.; BANNISTER, S.; MANTON, B.; LORENZ, L. Geophysics and remote sensing. *In*: BREITKREUZ, C.; ROCCHI, S. (ed.). **Physical geology of shallow magmatic systems: dykes, sills and laccoliths**. Gewerbestrasse: Springer, 2015. p. 131-146.
- RANCAN, C. C.; OLIVEIRA, L. C.; CARMO, I. O. Rochas ígneas do Bloco de Libra, Bacia de Santos. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 49., 2018, Rio de Janeiro. **Anais [...]**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 2018. p. 2012.
- READING, H. G. Facies. *In*: READING, H. G. (ed.). **Sedimentary environments and facies**. 2. ed. Oxford: Blackwell Scientific, 1986. p. 4-19.

- RINGROSE, P.; BENTLEY, M. **Reservoir model design: a practitioner's guide**. Dordrecht: Springer, 2015.
- ROCHA, Y. S.; PEREIRA, R. C. L.; MENDONÇA FILHO, J. G. Geochemical assessment of oils from the Mero Field, Santos Basin, Brazil. **Organic Geochemistry**, Oxford, v. 130, p. 1-13, Apr. 2019.
- ROHAIS, S.; BARROIS, A.; COLLETTA, B.; MORETTI, I. Pre-salt to salt stratigraphic architecture in a rift basin: insights from a basin-scale study of the Gulf of Suez (Egypt). **Arabian Journal of Geosciences**, Heidelberg, v. 9, 317, Apr. 2016.
- ROMEO, I.; CAPOTE, R.; TEJERO, R.; LUNAR, R.; QUESADA, C. Magma emplacement in transpression: the Santa Olalla Igneous Complex (Ossa-Morena Zone, SW Iberia). **Journal of Structural Geology**, Oxford, v. 28, n. 10, p. 1821-1834, Oct. 2006.
- SARTORATO, A. C. L. **Caracterização faciológica, estratigráfica e diagenética dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos**. 2018. Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.
- SCHLAGER, W. **Carbonate sedimentology and sequence stratigraphy**. Tulsa: Society for Sedimentary Geology, 2005. (Concepts in Sedimentology and Paleontology, 8).
- SILVA, R. C. B. **Coquina and related hypersaline facies evolution in Shark Bay: morphology, chronology, processes and relationships**. 2014. Tese (Dissertação) – Curtin University, Bentley, 2014.
- SOUZA, I. A. **Falhas de transferência da porção norte da Bacia de Santos interpretadas a partir de dados sísmicos: sua influência na compartimentação, evolução e deformação da bacia**. 2008. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Rio Claro, 2008.
- SOUZA, R. S.; FALCÃO, L. C.; OLIVEIRA, V. C. B.; LEITE, C. O. N.; ARIENTI, L. M.; SILVA FILHO, R. P.; VIANA, S. M.; FONTES, R. A.; SILVA, N. G. C.; ANTONIO, M. M.; QUEIROZ NETO, J. V.; SOUSA, A. J.; BRANDÃO, M. V.; GRILLO, J. L.; AMORA, R. P.; ARAUJO, C. V.; SCHMIDT, J. S.; COELHO, C. E. S.; CUGLIERI, M. A. A.; VIEIRA, J. D. A.; TEIXEIRA, A. F. L.; ROCHA, N. P.; GUIMARÃES, P. B.; MARÇAL, R. A.; TEIXEIRA, B. F. L.; OLIVEIRA, D. M.; FARIAS, F. A.; SANTOS, V. S.; PASSOS, F. V.; FIUZA, R. V.; SILVA, C. M. A.; BARBOSA, H. S.; CARMO, I. O.; MENCARELLI, R. M. L.; SOUZA, A. L. S.; ANJOS, C. W. D.; SILVA, C. F.; PAZ, A. C.; ARAÚJO, L. M.; NASCIMENTO, M. M.; REIS, M. A.; PINTO, V. H. G.; PENTEADO, H. L. B.; DEHLER, N. M.; PELOSI, A. P. M. R.; MATSUDA, N. S.; GONTIJO, R. C.; ZAMBONATTO, W. E. **Petrogênese dos carbonatos e fases associadas das rochas da seção pré-sal (Andar Alagoas) da Bacia de Santos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDGEO. GSE, 2015. Relatório interno. RT GSE 004/2015.
- STAFLEU, J. **Seismic models of outcrops as an aid in seismic interpretation**. 1994. 223 f. Tese (Dissertação) – Vrije Universiteit, Amsterdam, 1994.
- TERRA, G. 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, nov. 2009/maio 2010.

THOMPSON, D. L.; STILWELL, J. D.; HALL, M. Lacustrine carbonate reservoirs from early cretaceous rift lakes of Western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and West Africa. **Gondwana Research**, Osaka, v. 28, n. 1, p. 26-51, Aug. 2015.

TONIETTO, S. N.; JUSCHAKS, L. C. S.; ARAÚJO, A. L. N.; ERTHAL, M. M. **Arcabouço estratigráfico, sedimentológico e diagenético dos carbonatos do Andar Alagoas na Bacia de Santos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDEXP. GSEP, 2010. Relatório interno. RT GSEP 004/2010.

TUCKER, M. E.; WRIGHT, V. P.; DICKSON, J. A. D. **Carbonate sedimentology**. Oxford: Blackwell Scientific, 1990.

VIANA, S. M.; ERTHAL, M. M.; OLIVEIRA, D. L.; TEIXEIRA, A. F. L.; LIMA, C. M.; VOELCKER, H. E.; MENDONÇA, K. R. N.; FALCÃO, L. C.; ARIENTI, L. M.; SOUZA, M. K.; ANTONIO, M. M.; ROCHA, N. P.; GUIMARÃES, P. B.; SOUZA, R. S.; MARÇAL, R. A.; SANTOS, V. S. S. Proposta preliminar de associação de fácies do pré-sal. *In*: SIMPÓSIO DE

SEDIMENTOLOGIA E ESTRATIGRAFIA, 6., 2012, Vitória. **Resumos** [...]. Rio de Janeiro: PETROBRAS. RH. UC, 2012.

YAMATO, A. A.; RODRIGUES, L. F. Compartimentação tecto-sedimentar da porção centro-norte da Bacia de Santos: implicações nas acumulações do pré-sal. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 9., 2013, Rio de Janeiro. **Seminário** [...]. Rio de Janeiro: PETROBRAS. E&P EXP. IABCS, 2013.

WRIGHT, P.; TOSCA, N. A geochemical model for the formation of the pre-salt reservoirs, Santos Basin, Brazil: implications for understanding reservoir distribution. *In*: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS CONVENTION & EXHIBITION, 2016, Calgary. [**Proceedings**]. [Tulsa]: American Association of Petroleum Geologists, 2016.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. 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. (ed.). **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, 418).

