



Capítulo

4

Histórico da evolução geofísica

AUTORES

Carlos Lopo Varela¹ (cvarela@petrobras.com.br), Angela Cristina Romero Vasquez², Carlos Alves da Cunha Filho¹, Gilberto Rodrigues de Lima¹, Ionildo Macedo Veras², Joao Alberto Bach de Oliveira¹, João Batista Teixeira Boechat², João Carlos Guedes Logrado¹, João Trindade Rodrigues de Freitas¹, Luiz Alberto Santos¹, Marco Antonio Carlotto¹.

¹Petrobras

²Petrobras aposentado

Palavras chave: Sísmica, Aquisição, Processamento, Interpretação, Atributos, Gravimetria, Magnetometria.

RESUMO

Um jargão bem conhecido da exploração de petróleo, proferido décadas atrás pelo pioneiro geólogo Wallace Pratt, diz que: “o petróleo é primeiramente descoberto na mente dos homens”. Em outras palavras, a prospecção petrolífera se baseia em modelos para subsuperfície, idealizados por geocientistas, que podem ou não ser confirmados por poços. Nesse processo científico criativo, os dados geofísicos têm papel fundamental, pois propiciam visões, mesmo que indiretas, do subsolo, que são a base para concepção desses modelos. Neste capítulo destacamos a contribuição da Geofísica, mais precisamente da Sísmica de Reflexão e dos Métodos Potenciais, para a descoberta do Pré-sal da Bacia de Santos no Brasil, a maior província de petróleo em águas profundas do mundo e a maior descoberta dos últimos cinquenta anos. No que tange à Sísmica de Reflexão, apresentamos um resumo da sua evolução em termos de base de dados e técnicas de processamento que resultaram em melhorias significativas na qualidade dos dados. Na sequência, veremos como as melhorias no imageamento sísmico, resultantes da interação entre geofísicos de processamento e interpretação, foram cruciais para descoberta do Pré-sal, na medida em que embasaram a concepção de novos modelos

geológicos e a identificação de potenciais oportunidades exploratórias associadas. Descrevemos também os principais atributos sísmicos aplicados na caracterização de intervalos reservatórios do novo *play*, notadamente em termos de definição faciológica e estrutural. No universo dos Métodos Potenciais, resumimos suas contribuições no delineamento do arcabouço estrutural regional da Bacia de Santos, bem como seus desdobramentos quanto ao sistema petrolífero associado. Finalizamos enfatizando a importância dos trabalhos de exploração da Petrobras ao longo dos anos, com o intuito de garantir produção de petróleo compatível com a demanda energética do país, ressaltando a dependência do cumprimento dessa meta com avanços geofísicos que estão por vir.

1. INTRODUÇÃO

A prospecção de recursos petrolíferos conta com rico arsenal de ferramentas geocientíficas. Dentre essas, a Geofísica desempenha o mais importante papel por permitir estimativas indiretas de estruturas e propriedades de camadas em subsuperfície. Nos seus primórdios, durante os anos 1920, gravimetria, sísmica de reflexão e sísmica de refração contribuíram para o delineamento de domos salinos e de potenciais trapas para acúmulo de hidrocarbonetos nos EUA (Sheriff e Geldart, 1999). O desenvolvimento tecnológico das ferramentas geofísicas, notadamente da sísmica de reflexão, foi de tal magnitude que todo projeto atual de exploração ou produção de hidrocarbonetos depende fundamentalmente de suporte geofísico. Com o Pré-sal brasileiro não foi diferente, a Geofísica foi a protagonista principal na sua descoberta em meados da década de 2000, assim como no seu desenvolvimento.

Dividido em seis tópicos, este texto resgata o papel histórico da atividade geofísica que deu suporte a descoberta da maior província petrolífera mundial dos últimos cinquenta anos, o Pré-sal da Bacia de Santos. No primeiro tópico, apresenta-se a evolução e o histórico da cobertura sísmica marítima no Brasil e, no segundo, mais detidamente, os avanços na aquisição sísmica na Bacia de Santos. No tópico seguinte, é reportada a evolução do processamento de dados sísmicos na Petrobras, que propiciou um melhor imageamento

da seção pré-sal, crucial para seu entendimento e exploração. Em “A descoberta do Pré-sal”, descreve-se a aquisição, processamento, interpretação e integração dos dados sísmicos sobre os Cluster Blocks, detalhados mais adiante, que culminaram com importantes descobertas no Pré-sal na Bacia de Santos. Ainda nesse tópico são descritos os principais atributos utilizados na caracterização faciológica e estrutural do Pré-sal, enquanto no tópico Métodos Potenciais são descritas a evolução da base de dados potenciais e as principais contribuições desses à descoberta. No último tópico, em função do histórico e das ações presentes, estimam-se as perspectivas geofísicas para o futuro a curto e longo prazo do Pré-sal brasileiro.

2. A EVOLUÇÃO DO ACERVO DE DADOS SÍSMICOS NO BRASIL

A aquisição dos primeiros levantamentos sísmicos no Brasil está bastante relacionada às atividades prospectivas e de produção da Petrobras, sobretudo as aquisições marítimas. Só a partir de 2010 é que várias outras empresas também passaram a contribuir de forma relevante com a aquisição de dados sísmicos. Pode-se considerar que o histórico dos levantamentos sísmicos realizados pela Petrobras apresenta três fases distintas. A primeira, compreendida entre 1957 e 1967, teve como objetivo verificar a extensão das bacias terrestres em direção a *offshore*, através de

levantamentos sísmicos de refração e reflexão. Nessa fase foram adquiridos cerca de 8.000 km lineares, distribuídos nas bacias do Maranhão, Sergipe/Alagoas e Espírito Santo.

Em função dos bons resultados obtidos e do desenvolvimento tecnológico da aquisição sísmica marítima, foi iniciada a segunda fase em 1968, com o levantamento sistemático de toda a plataforma continental brasileira, que resultou até 1995 na aquisição de cerca de 1.140.000 km. Na década de 1980, ainda como parte dessa segunda fase, intensificou-se a aquisição sísmica marítima, predominantemente bidimensional (2D), que passou gradativamente para a modalidade tridimensional (3D) a partir de meados da década de 1980.

Em 1995 teve início a terceira fase, quando as atenções ficaram mais focadas no emprego da sísmica marítima para fins de monitoramento da produção e caracterização de reservatórios. O uso de técnicas como sísmica 3D de alta resolução e de monitoramento (4D) tornou-se mais frequente, bem como o uso de equipamentos de registro mais modernos, como os multicomponentes, por cabos rebocados (*streamer*), cabos de fundo (*ocean bottom cable* ou OBC) e Nodes (*ocean bottom node* ou OBN).

3. EVOLUÇÃO DA COBERTURA SÍSMICA NA BACIA DE SANTOS

As primeiras aquisições sísmicas na Bacia de Santos ocorreram em 1969, quando foram

levantados 2.652 km de sísmica de reflexão 2D e 205 km de sísmica de refração. Mais voltada para estudos crustais, a técnica de refração foi abandonada nos anos seguintes, enquanto a sísmica de reflexão 2D se consolidava como principal ferramenta exploratória. Em 1988 foram realizados os primeiros levantamentos sísmicos 3D na Bacia de Santos, tendo sido adquiridos cerca de 10.821 km lineares em uma área de pouco mais de 1.000 km².

A Figura 3.1 mostra a situação das aquisições sísmicas na Bacia de Santos até o ano de 1989. Observa-se a prevalência de sísmica 2D mais densa sobre zonas mais proximais, onde o esforço exploratório estava concentrado, enquanto linhas mais longas e espaçadas, com caráter de reconhecimento, recobriram sua porção mais distal. Observa-se também a localização dos primeiros levantamentos 3D, adquiridos na porção sudoeste da bacia, sobre acumulações em carbonatos albianos.

Ao final de 1989, a Bacia de Santos possuía pouco mais de 115.000 km lineares de sísmicas de diversas modalidades, incluindo linhas 2D e 3D, adquiridas para Petrobras, para o Projeto de Levantamento da Margem Continental Brasileira – Projeto LEPLAC – e para empresas estrangeiras no período dos Contratos de Risco (abertura promovida pelo governo em 1975 para exploração e produção de petróleo em território nacional por empresas brasileiras e estrangeiras).

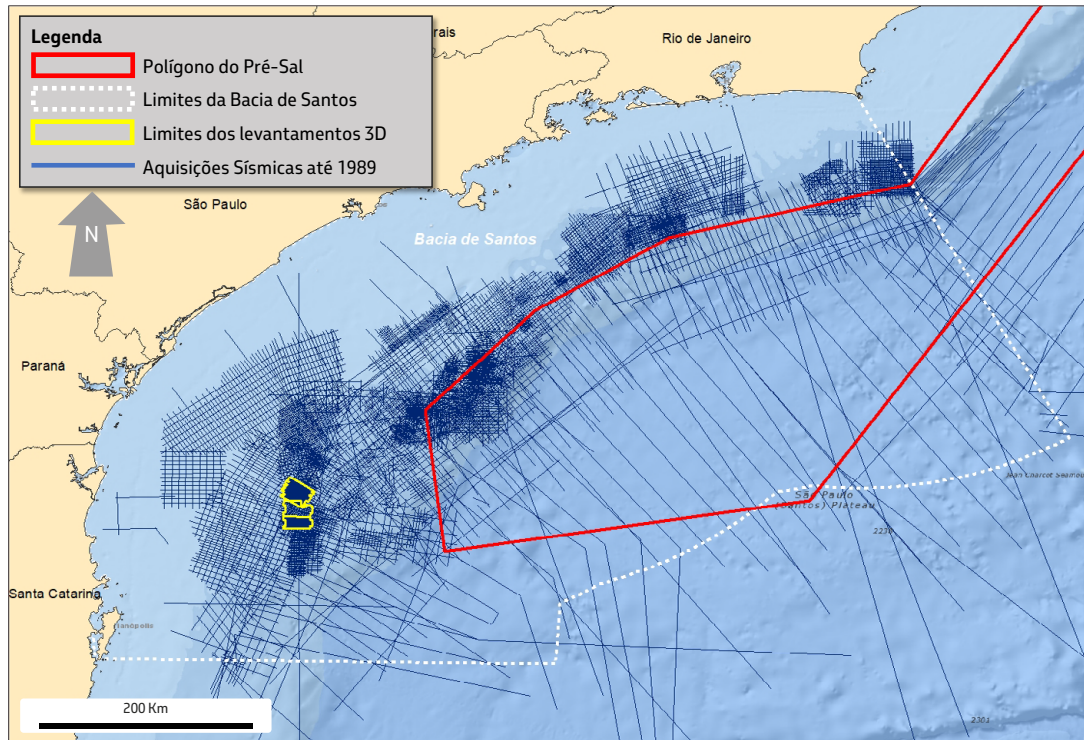


Figura 3.1: Aquisições sísmicas na Bacia de Santos até 1989.

A situação das aquisições sísmicas realizadas na Bacia de Santos no período de 1990 a 2000 pode ser visualizada na Figura 3.2. Nota-se a utilização ainda extensiva de sísmica 2D, que teve por objetivo detalhar malhas regionais. Paralelamente, levantamentos 3D, inicialmente adquiridos exclusivamente sobre jazidas descobertas, foram gradativamente ganhando caráter exploratório. Nesse período foram adquiridos cerca de 91.400 km lineares de sísmica 2D e cerca de 23.866 km² de sísmica 3D, distribuídos preferencialmente ao longo da porção mais central da bacia.

As atividades de aquisição sísmica no período de 2001 a 2010 podem ser visualizadas na Figura 3.3. Nota-se a diminuição abrupta da

utilização da sísmica 2D, quando apenas cerca de 7.252 km lineares foram adquiridos, tendo como objetivo principal a investigação crustal da bacia.

Nota-se também o enorme incremento das aquisições 3D, que passaram a ser dominantes. Foram adquiridos o recorde de 86.379 km² de sísmica 3D, com levantamentos mais concentrados nas porções central e distal da bacia.

Nesse período foi adquirido o programa sísmico 3D, que ficou conhecido como *Cluster Blocks*, o maior levantamento sísmico 3D no mundo à época, um importante e fundamental marco para a descoberta do Pré-sal, que será abordado mais adiante.

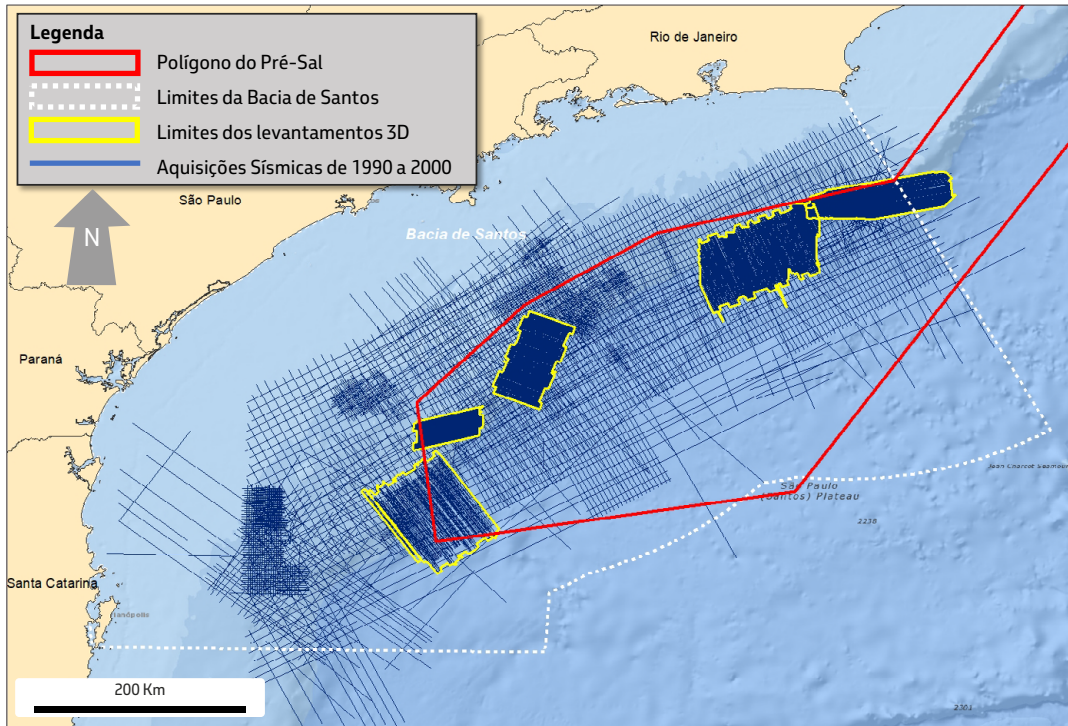


Figura 3.2: Aquisições sísmicas na Bacia de Santos de 1990 a 2000.

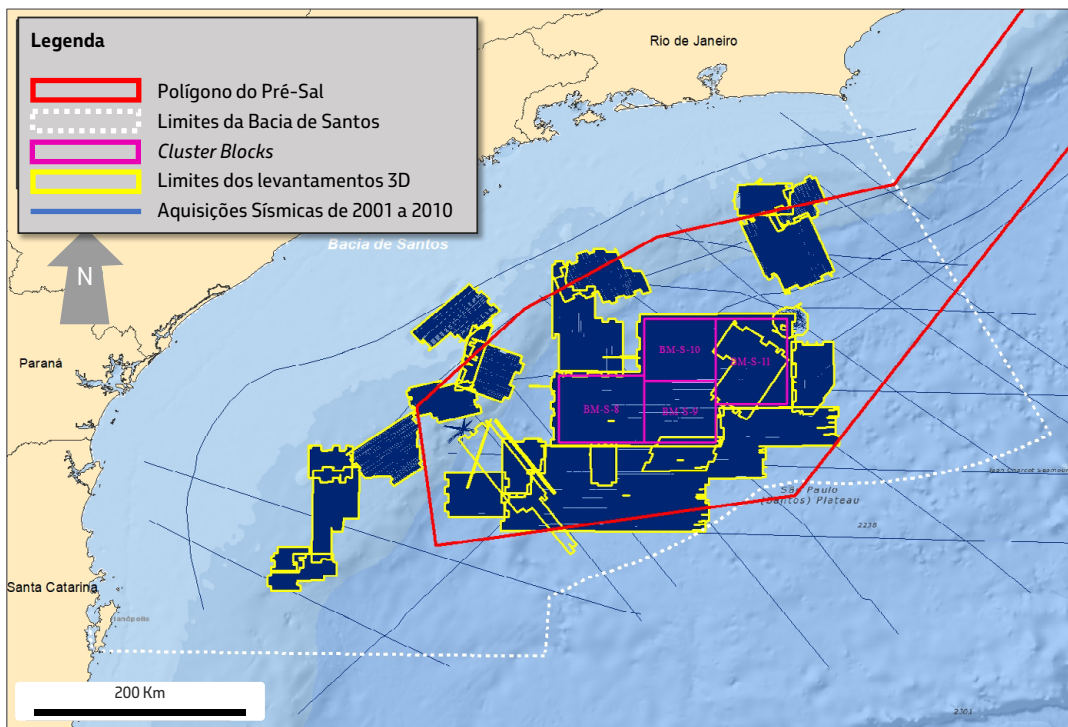


Figura 3.3: Aquisições sísmicas na Bacia de Santos de 2000 a 2010.

No período de 2011 a 2019, os levantamentos 3D continuaram a ser adquiridos, principalmente sobre descobertas e oportunidades do Pré-sal. Contudo, a sísmica 2D voltou a ser utilizada na porção mais distal da bacia para suprir a ausência de dados na região, com o objetivo de avaliar a extensão do Pré-sal e permitir a integração com mapas regionais existentes (Figura 3.4). Nesse período foram adquiridos cerca de 8.558 km lineares de sísmica 2D, concentrados principalmente em águas ultra profundas. Cerca de 57.733 km² de sísmica 3D foram adquiridos em áreas mais concentradas nas porções distais da bacia e em direção à Bacia de Campos. Esses levantamentos tinham como objetivo a integração geológica e a avaliação da continuidade de *plays*, além de alguns alvos específicos na porção central da bacia.

4. A EVOLUÇÃO DO PROCESSAMENTO SÍSMICO NA PETROBRAS

Antes de 2000, a maioria das imagens sísmicas para bacias litorâneas com atividade exploratória era obtida utilizando-se variações de uma sequência padrão de tratamento de dados, adotada nos centros de processamento da Petrobras. A quebra do monopólio em 1997 propiciou a oferta de dados não exclusivos (SPEC) e intensificou a troca de experiência em processamento sísmico entre a Petrobras e empresas de serviço contratadas. Essa interação propiciou modificações significativas e contínuas nos fluxos de processamento, tornando-os mais atualizados e flexíveis. Desse modo, a sequência de processamento foi continuamente modificada pela

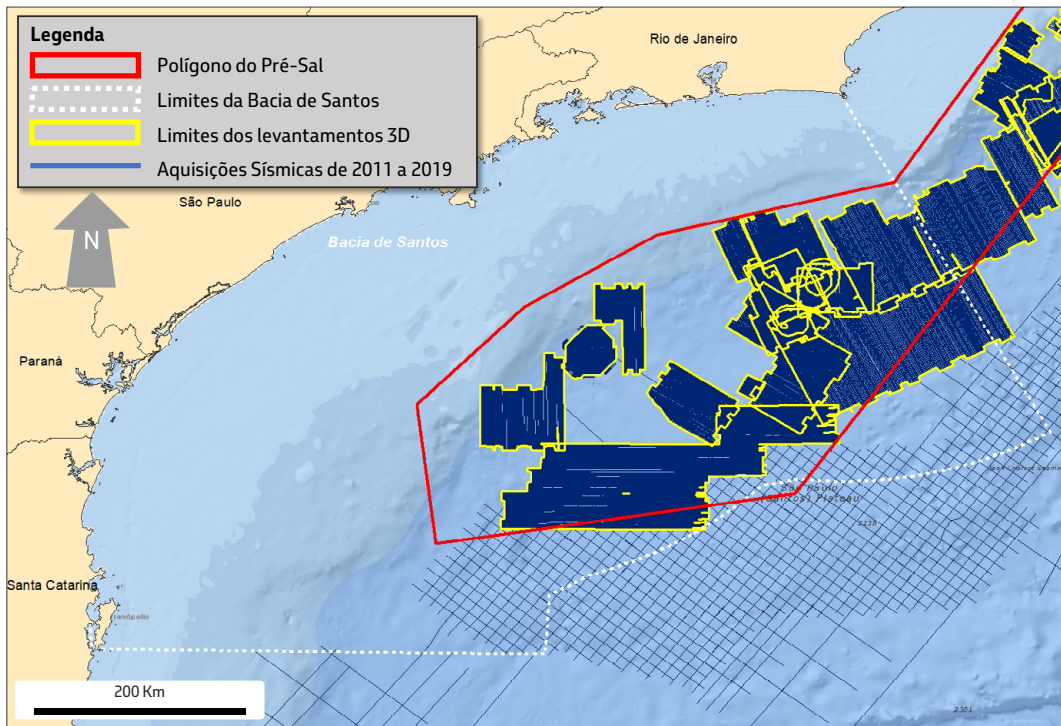


Figura 3.4: Aquisições sísmicas na Bacia de Santos de 2011 a 2019.

incorporação de novas tecnologias alinhadas com o aumento gradativo da capacidade computacional disponível. A evolução esquemática do processamento sísmico na Petrobras é mostrada na Tabela 4.1, considerando três períodos: antes de 2000, em torno de 2000 e no

final da década de 2010. Para os leitores menos familiarizados, é importante notar que na legenda dessa tabela são definidas notações empregadas para alguns dos procedimentos corriqueiramente usados no processamento de dados sísmicos.

Tabela 4.1: Evolução esquemática dos fluxos de processamento sísmico na Petrobras, com foco na Bacia de Santos. Siglas empregadas: t-x → domínio tempo e espaço; f-k → domínio frequência e número de onda; tau-p → domínio tempo vertical e vagarosidade; Deinst → deconvolução dos efeitos do instrumento de registro; Deghost → remoção dos fantasmas; Decon → deconvolução; Debubble → remoção dos efeitos da bolha da fonte sísmica; Dfase → correção determinística da fase (dispersão); SRME → surface related multiple elimination; IMA → internal multiple attenuation; NMO → normal move out; DMO → dip move out; RTM → reverse time migration; PSTM → pre-stack time migration; PSDM → pre-stack depth migration; LSM → least square migration; TTI → tilted transverse isotropy; FWI → full waveform inversion.

Fluxo Processamento	Pré-2000	Por volta de 2000	Final da década 2010
Atenuação Ruídos (domínios)	t-x	t-x, f-k, tau-p	t-x, f-k, tau-p, curvelets
Deconvolução	Deinst. + Deghost + Decon. Estatística	Deinst. + Deghost + Decon. Estatística ou Debubble + Dfase	Deghost + Debubble + Designature
Espalhamento Geométrico	Pré-migração	Na migração	Na migração
Correção: Movimento navio		Correção movimento receptor	Correção movimento receptor
Correção: Variação Velocidade na Água		Estática da coluna d'água	Estática da coluna d'água
Compensação Absorção		Compensação Q (fase)	Compensação Q (fase) ou na migração
Atenuação Múltiplas	f-k	SRME 2D+Radon	SRME 3D+Radon + IMA
Condicionalmento da geometria para migração	Seleção flexível de traços	Seleção flexível ou regularização	Regularização (Kirchhoff) e Condicionalmento (RTM)
Modelo Velocidades	NMO ou DMO+NMO	Tomografias isotrópicas	Tomografias TTI, FWI TTI e teste de cenários
Migração	Pós-STM	PSTM, Híbrida, PSDM	PSDM
Pós-Migração	Filtros: frequência e ruído aleatório	Filtros: frequência, ruído aleatório e empilhamentos parciais	LSM e filtros: frequência, ruído aleatório, estrutural e separação por ângulo.

Até o final dos anos 90, tanto a aquisição como o processamento de dados sísmicos foram planejados com foco principal em prospectos no Pós-sal, geralmente em áreas com baixa

complexidade geológica. Os fluxos de processamento, embora com baixa complexidade e baixa demanda computacional para os padrões atuais, forneceram imagens adequadas

para identificar oportunidades exploratórias e auxiliar o desenvolvimento das inúmeras descobertas desse período, que se concentraram na Bacia de Campos.

A partir de 2000, as inovações tecnológicas incorporadas aos fluxos de processamento foram importantes para superar os desafios associados à busca por oportunidades cada vez mais escassas no Pós-sal e a maior complexidade geológica de novas fronteiras exploratórias, como o Pré-sal. Nesse sentido, dados sísmicos 2D e 3D não exclusivos, adquiridos e processados com tecnologias da época, foram essenciais para a identificação de oportunidades exploratórias e para os primeiros trabalhos de desenvolvimento da província petrolífera do Pré-sal da Bacia de Santos. O dado 3D sobre os *Cluster Blocks*, determinante para descoberta do Pré-sal, como veremos adiante, é um desses levantamentos.

Ao longo dos anos, mudanças no processamento de dados sísmicos ocorreram em todas as suas macro etapas (ver Tabela 4.1): Pré-processamento, Construção do Modelo de Propriedades, Migração e Pós-Migração. A etapa de pré-processamento passou a contar com mais e melhores ferramentas para atenuação de ruídos, correções de amplitude e fase, correções dos fantasmas de fonte e receptor, além de importantes tecnologias para atenuação de reflexões múltiplas (SRME, Radon e IMA) e condicionamento dos dados para a migração. Essas inovações tecnológicas resultaram em dados de melhor qualidade, com uma interessante exceção. A deconvolução de assinatura realizada pela Petrobras antes da quebra do monopólio era informalmente

designada de DEFANINST (DEconvolução do FANTasma e do INSTRumento), por remover deterministicamente os efeitos dos fantasmas e do instrumento, seguida por deconvolução estatística. Esse procedimento, além de gerar dados com tratamento de fase adequado (fase zero), garantia uma boa recuperação dos componentes de baixas frequências presentes nos dados. Com a influência de companhias de serviço, esse processo foi substituído, nos processamentos externos e em alguns internos, por um tratamento exclusivamente determinístico, em que apenas as correções de fase da absorção e dos fantasmas eram aplicadas aos dados. Esse procedimento trouxe grande prejuízo à qualidade do conteúdo de baixas frequências presentes nos dados, que só veio a ser reparado mais recentemente, principalmente pela reintrodução da correção de amplitude dos fantasmas.

Na construção de modelos de velocidade e de parâmetros anisotrópicos, além da evolução de processos tomográficos, a introdução do FWI se mostrou fundamental. Desde os primeiros processamentos PSDM, a principal ferramenta empregada na construção de modelos de velocidades, a tomografia, passou por várias modificações até chegar à versão atual anisotrópica TTI. Por sua vez, o FWI, que estima atualizações no modelo de velocidade a partir da comparação entre dados registrados e modelados, tem contribuído para introduzir maior riqueza de detalhes aos modelos de velocidade, principalmente em suas porções mais rasas, reduzindo assim a propagação de erros para porções mais profundas. O desenvolvimento da tecnologia FWI começou nos centros de pesquisa financiados

por companhias de petróleo nos anos 2000 (embora os primeiros trabalhos acadêmicos remontem à década de 1980) e sua disseminação nas empresas de processamento por volta de 2014. Em 2016 o FWI foi utilizado em conjunto com a tomografia pela primeira vez em dados relativos ao Pré-sal no PSDM da área de Libra e a partir de 2018 a técnica foi incluída na sequência do processamento contratado. Com o aumento do parque computacional da Petrobras, a partir de 2019, a técnica FWI foi viabilizada internamente em escala de produção.

Sobre a evolução da etapa de migração na Petrobras, com vistas a um melhor imageamento da seção pré-sal, deve-se mencionar que a partir de 2000 as migrações pós-empilhamento foram substituídas por migrações Kirchhoff isotrópicas pré-empilhamento (PSTM e PSDM). Em seguida, as migrações PSDM anisotrópicas, tanto Kirchhoff como RTM, se tornaram rotina no imageamento sísmico. A migração RTM foi viabilizada internamente a partir de 2019, com a expansão da capacidade computacional da Petrobras.

Na etapa pós-migração, a técnica LSM tornou-se uma opção para melhorar o imageamento dos dados. Essa técnica tem como objetivo corrigir efeitos da geometria de aquisição e iluminação irregular sobre a imagem migrada, proporcionando um melhor balanceamento das amplitudes, atenuação de *footprints* de aquisição e a ampliação da banda espectral. Em 2019, a técnica LSM foi utilizada pela primeira vez em escala de produção em dados relativos ao Pré-sal no dado 3D *streamer* da área de Libra e atualmente está

incluída como mais uma opção da sequência de processamento contratado. A exemplo do FWI e RTM, o LSM vem sendo aplicado internamente após a expansão da capacidade computacional da Petrobras.

Como parte da busca por melhorias adicionais ao processamento sísmico, para uma melhor definição do Pré-sal, Acordos de Cooperação Tecnológica (ACTs) foram firmados entre a Petrobras e empresas de serviços de processamento. Dentre os vários trabalhos desenvolvidos na vigência dessa modalidade de contrato, duas inovações tecnológicas, particularmente importantes para o imageamento do Pré-sal, foram implementadas. A primeira, em 2012, consistiu no processamento bi azimutal das aquisições Tupi-Iracema e Santos *Phase II* no campo de Lula. A segunda, em 2014, envolveu a implementação e aplicação da ferramenta IMA no dado Tupi Iracema. Ambas as iniciativas resultaram em melhorias substanciais à qualidade do imageamento da seção pré-sal.

Atualmente, a demanda por imagens de melhor qualidade está mais voltada para caracterização de fácies reservatório e monitoramento da produção de campos do Pré-sal através de sísmica 4D. Isso tem orientado vários estudos em P&D nos centros de pesquisa da indústria de petróleo e levado ao desenvolvimento e implementação de modernas técnicas que têm causado grande impacto no processamento sísmico. Adicionalmente, o atual estágio de desenvolvimento da aquisição exige algoritmos de processamento que possibilitem o tratamento, muitas vezes de forma conjunta, de dados levantados por vários tipos de geometria de aquisição, com receptores na superfície e/ou no assoalho marinho.

5. A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL

A descoberta do Pré-sal resultou de um esforço de vários anos de avaliação do potencial petrolífero das bacias brasileiras realizado pela Petrobras. Esse esforço muito dependeu da evolução de técnicas de aquisição e processamento de dados sísmicos de reflexão. Ao longo dos anos, levantamentos marítimos tradicionais a cabo tiveram avanços tecnológicos e de geometria de aquisição que resultaram em dados com maior resolução e cobertura. Nesse mesmo sentido, a evolução de técnicas de processamento sísmico e da capacidade computacional propiciou um imageamento mais adequado da subsuperfície, fundamental para o entendimento e caracterização do Pré-sal.

5.1. Os Cluster Blocks

A história da descoberta do Pré-sal tem uma relação direta com a avaliação exploratória dos *Cluster Blocks* (BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10 e BM-S-11), que foram adquiridos no BID 2, segundo leilão de blocos exploratórios sob o regime de concessão, promovido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em junho de 2000. Além de muito extensos, com áreas entre 3.800 e 5.200 km², esses blocos continham prospectos de alto risco, em área de nova fronteira exploratória e com alta complexidade estrutural. Adicionalmente, o contrato de concessão previa a devolução obrigatória de 50% dos blocos ao final do primeiro período exploratório. Esses condicionantes evidenciaram que a sísmica disponível, exclusivamente 2D, não atenderia a necessidade de avaliação adequada e célere dos blocos. Por essa razão, as empresas

envolvidas na avaliação exploratória dos *Cluster Blocks*, Petrobras (Operadora), British Gas, Chevron-Texaco, Petrogal, Repsol-YPF e Shell, se uniram para contratação de um levantamento 3D que respondesse adequadamente aos desafios da área.

5.2. A Sísmica Cluster Blocks

5.2.1. Aquisição

A aquisição dos dados sobre os *Cluster Blocks* foi realizada pela empresa Veritas DGC, entre 2001 e 2002. Foram empregados simultaneamente dois navios sísmicos para viabilizar o projeto em tempo adequado para avaliação dos blocos. Cada navio trabalhou com seis cabos *streamer* de 6 km de comprimento, equiespaçados de 150 m e com pontos de tiro a cada 25m (*flip/flop*). Para reduzir a interferência sísmica ao mínimo, as embarcações navegaram em sentidos opostos, mantendo uma separação mínima de cerca de 70Km. Essa foi a primeira aquisição multi-cliente (Shoot Group) realizada no Brasil e que, com cerca de 20 mil Km², foi considerada, à época, o maior levantamento 3D do mundo.

5.2.2. Processamento

O processamento dos dados *Cluster Blocks* foi também realizado pela Veritas DGC, entre 2001 e 2003, produzindo dados migrados pós (*Fast Track*) e pré-empilhamento, os quais foram fundamentais para a descoberta do Pré-sal.

Nessa época, não eram todos os projetos de processamento que contavam com migração PSDM, devido à alta demanda computacional e alto custo. Por outro lado, as imagens com migração PSTM sobre dados dos *Cluster*

Blocks invariavelmente apresentavam problemas de focalização da seção Pré-sal devido à alta complexidade estrutural das camadas sobrejacentes. Esse problema dificultava os trabalhos de interpretação e identificação de oportunidades exploratórias para o *play*. Para superar essa dificuldade, a Veritas propôs a realização de uma migração denominada *Velocity Contrast Kirchhoff Migration*, ou migração híbrida, como ficou informalmente conhecida. A migração híbrida aplicada aos dados dos *Cluster Blocks* considerou um modelo de velocidades composto por três camadas: 1- a camada superior ou a lâmina d'água, com velocidade de 1500m/s; 2- a camada intermediária, composta por sedimentos entre o fundo do mar e um evento de alta amplitude positiva, denominado pela Veritas de BAR (*Boost Amplitude Reflector*); e 3- a camada basal, entre o BAR e a base do modelo (*flood*), com velocidade constante de 4600m/s. As velocidades para a camada intermediária, composta por sedimentos, foram interpretadas interativamente

e interpoladas de modo a acompanhar aproximadamente o fundo do mar.

O refletor BAR, interpretado em toda a área do projeto, resulta da composição do evento associado à ocorrência de anidrita nos topos dos domos de sal móvel (halita) e o evento denominado pela Veritas/Petrobras de "enigmático", com ocorrência em mini-bacias entre domos (ver Figuras 5.2.2.1 e 5.2.2.2). Essa denominação vem de algumas características peculiares desse evento. Embora apresentasse amplitudes positivas anômalas e correspondesse ao topo de um pacote com alta refletividade, ele não era diretamente correlacionável a nenhum marco estratigráfico conhecido da bacia. Como veremos mais adiante, o enigmático veio a ser identificado como o topo do intervalo de sal estratificado, até então desconhecido, da sequência evaporítica da Bacia de Santos. Uma imagem do modelo de velocidades considerada é mostrada na Figura 5.2.2.3

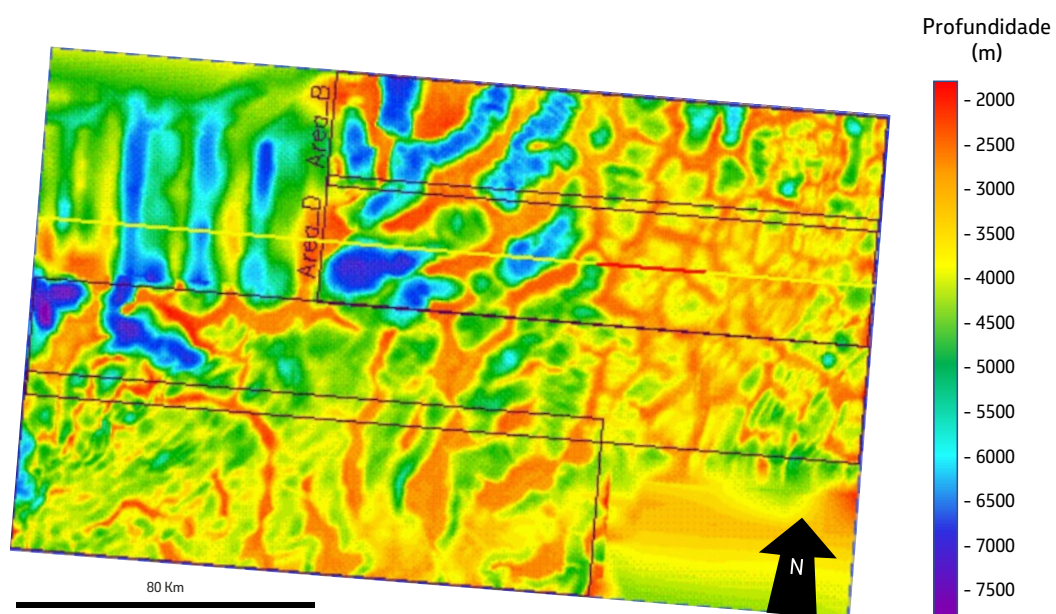


Figura 5.2.2.1: Mapa estrutural do refletor BAR mostrando topos de domos de halita, predominante nas partes mais altas (cor laranja a vermelho), e o horizonte "enigmático", posicionado preferencialmente nas partes mais baixas (cores verde a roxo).

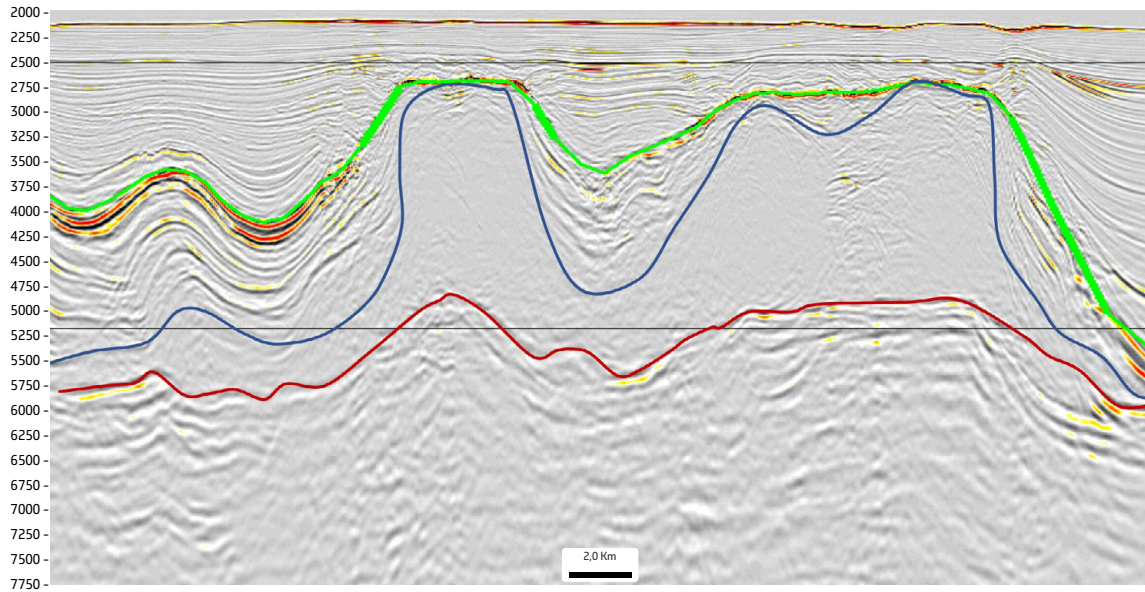


Figura 5.2.2.2: Linha sísmica em tempo do volume *fast track* ilustrando o evento BAR, ou topo da seção evaporítica, em verde. O topo do sal móvel (halita) está em azul e a base da sequência evaporítica em vermelho.

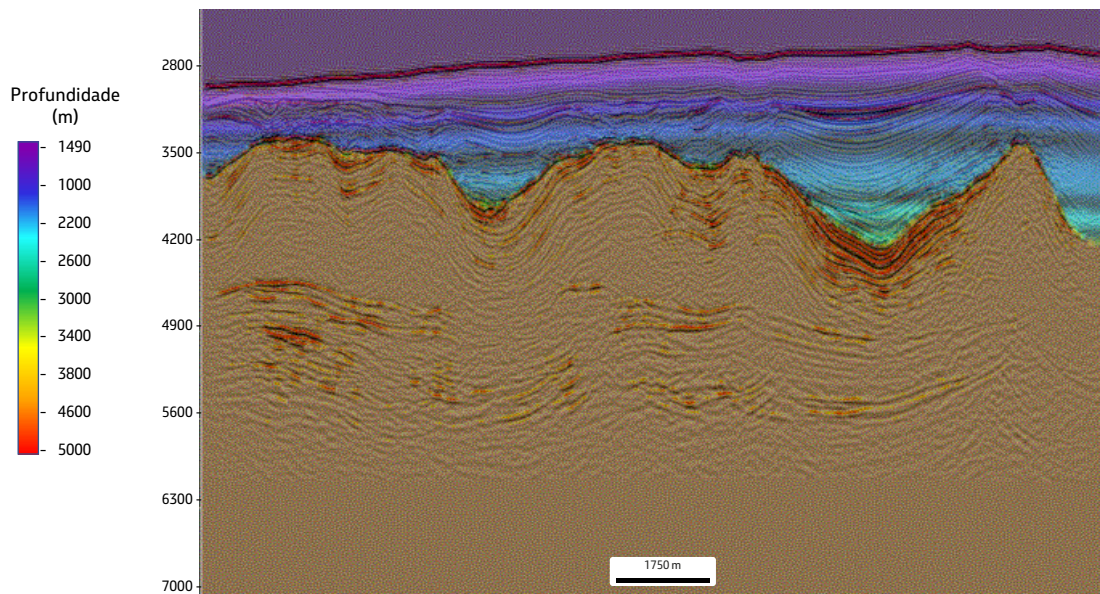


Figura 5.2.2.3: Modelo de velocidades em tempo (ms) usado na migração híbrida, composto por 3 camadas: 1- superior ou lâmina d'água; 2- intermediária ou sedimentos; e 3- inferior, entre o evento BAR e a base do modelo (*flood*).

Com base nesse modelo de velocidades, os dados dos *Cluster Blocks* foram submetidos à migração híbrida como uma tentativa de contornar os problemas de imageamento apresentados pelo PSTM. Como a denominação híbrida indica, essa migração apresenta características das migrações PSTM

e PSDM, que poderia se constituir em uma solução aproximada mais barata para o imageamento do Pré-sal nos *Cluster Blocks*. Como uma migração em tempo, a migração híbrida colapsa difrações em seus ápices, mas a forma dessas difrações considera a deflexão do raio na interface entre os

sedimentos e o sal, de forma semelhante a uma migração em profundidade, por isso a designação híbrida.

A migração híbrida, considerando o modelo de velocidades descrito, resultou em uma melhor focalização dos refletores da seção pré-sal e as imagens geradas se mostraram adequadas para dar suporte aos primeiros trabalhos de mapeamento e definição de oportunidades exploratórias nos objetivos pré-sal. Esse resultado, obtido para o modelo com o *flood* de velocidade alta (4600m/s) para o pacote limitado ao topo pelo enigmático, foi determinante para reforçar a ideia de que não estávamos lidando com sedimentos siliciclásticos. O processo de imageamento acima descrito foi uma dentre tantas ideias inovadoras que viabilizaram os primeiros trabalhos de exploração do Pré-sal e que surgiram da interação entre

técnicos das várias empresas envolvidas no desafio de avaliar o potencial de vários blocos exploratórios extensos em um tempo relativamente curto.

5.2.3. Interpretação

Para os trabalhos técnicos de avaliação pré-BID2 na Bacia de Santos, a Petrobras e demais empresas parceiras que vieram a arrematar os *Cluster Blocks* contavam apenas com malha sísmica 2D cobrindo esses blocos. À época, as linhas sísmicas mais recentes e de melhor qualidade eram as da Veritas, cuja malha de 4 por 8 km havia sido adquirida e processada em 1999. Linhas mais antigas, como as das equipes sísmicas ES-222, ES-231, ES-247 e ES-248, por exemplo, foram usadas apenas para compor malha, visando definição estrutural de alguns *leads* identificados.



Figura 5.2.3.1: Mapa com a distribuição dos *leads* por tipo de *play*, identificados com base em sísmica 2D, à época da aquisição dos *Cluster Blocks*.

Após a aquisição dos blocos e até meados de 2002, todo o esforço de interpretação sísmica e definição de *leads* nos quatro blocos foi baseado unicamente em dados sísmicos 2D em tempo. O mapa da Figura 5.2.3.1 mostra a distribuição dos *leads* nos blocos, que tinham como objetivo principal o intervalo interpretado à época como siliciclástico, posicionado entre o refletor enigmático e o topo do sal até então conhecido, interpretado em dados 2D. A Figura 5.2.3.2 mostra uma linha sísmica 2D em tempo sobre o *lead* Malbec no BM-S-8. Basicamente, o único *lead* com alvo no Pré-sal era o Tupi, localizado no BM-S-11.

Devido à complexidade geológica da área, que dificultava uma melhor definição de *leads* nos dados 2D disponíveis, decidiu-se pela contratação do levantamento 3D que recobriu todos os *Cluster Blocks*, conforme já mencionado.

Em meados de 2002, os intérpretes já tinham em mãos uma versão preliminar do processamento 3D PSTM desses dados. Isso permitiu a reinterpretação dos horizontes e os *leads* puderam ser mais bem definidos, principalmente em termos de geometria. De um modo geral, houve uma redução areal dos *leads*, refletindo o incremento de resolução e cobertura propiciado pela sísmica 3D.

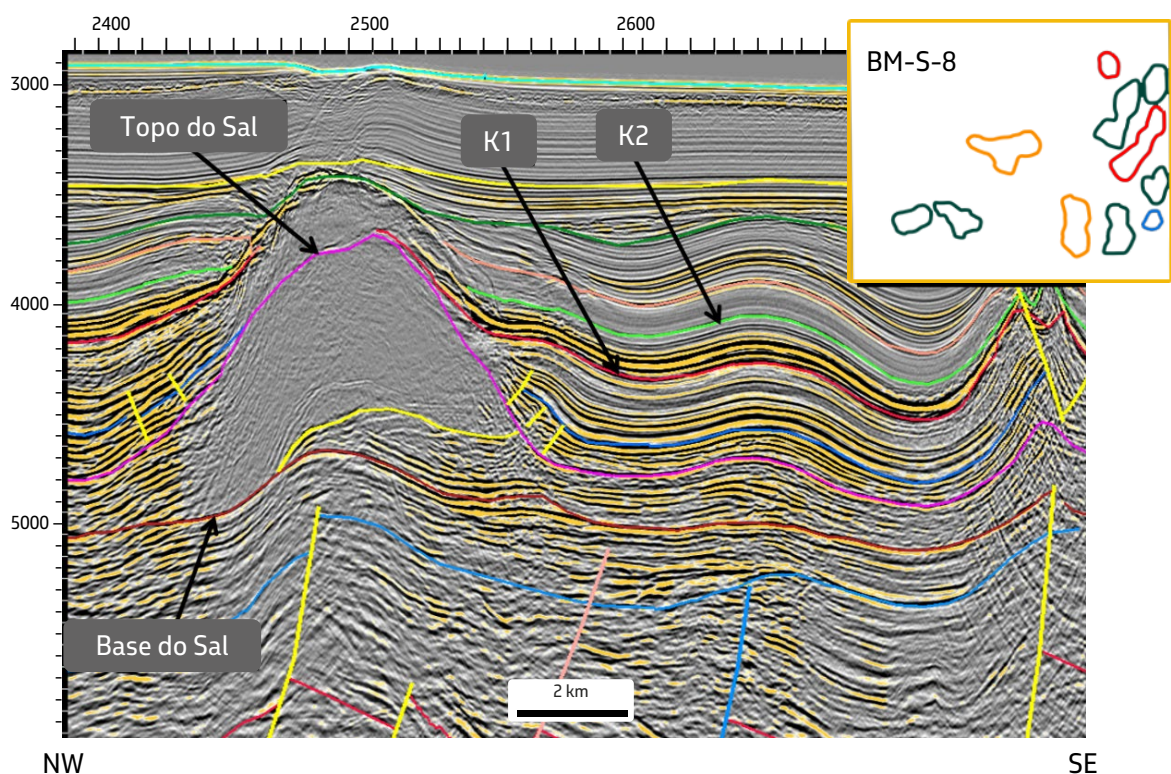


Figura 5.2.3.2: Linha sísmica 2D em tempo (ms) ilustrando o *Lead* Malbec, no BM-S-8. Notar a posição do topo do sal, conforme interpretação da época. O enigmático, correspondente ao atual topo do sal, situa-se entre os horizontes K1 e K2, à época interpretados como de Idade campaniana.

O refletor enigmático, já citado, foi assim denominado devido à dificuldade de correlação com marcos conhecidos da bacia. Ele se associava a um forte contraste positivo de impedância acústica, posicionado no topo de um pacote com alta refletividade (Figura 5.2.3.3). Esse pacote, imediatamente sobreposto ao sal conhecido, ocorre principalmente na porção central da Bacia de Santos, sobre um proeminente alto estrutural do embasamento, denominado Platô de São Paulo. Posteriormente veio-se a saber que esse refletor corresponde ao topo de uma sequência evaporítica com marcante estratificação, originada pela alternância de ciclos deposicionais de anidrita-halita e sais complexos, daí as altas refletividades observadas. Localmente esses sais apresentam-se dobrados e contorcidos por efeitos halocinéticos.

É importante enfatizar que o sal até então conhecido na Bacia de Santos era basicamente halita, que ocorria em domos e muralhas,

associado a fácies sísmicas *free* ou caóticas, ou seja, com pouca ou nenhuma estratificação interna. Por essa razão, fazendo analogia com intervalos siliciclásticos do Pós-sal das bacias de Campos e Santos, o pacote de sal estratificado dos *Cluster Blocks* foi inicialmente interpretado como uma sequência siliciclástica, possivelmente composta por intercalações de folhelhos compactos e areias muito porosas, com boa possibilidade de conter hidrocarbonetos, devido às amplitudes anômalas associadas.

Por outro lado, a presença de eventos contínuos, plano paralelos e com amplitudes anômalas (incomuns entre siliciclásticos submetidos a grandes soterramentos), o caráter localmente plástico (ou pouco rúptil) de algumas deformações estruturais associadas (Figura 5.2.3.3) e a ausência de feições tipicamente sedimentares (como canais, leques etc.) em mapas de amplitude extraídos de eventos desse intervalo eram indicativos contrários à sua origem supostamente siliciclástica.

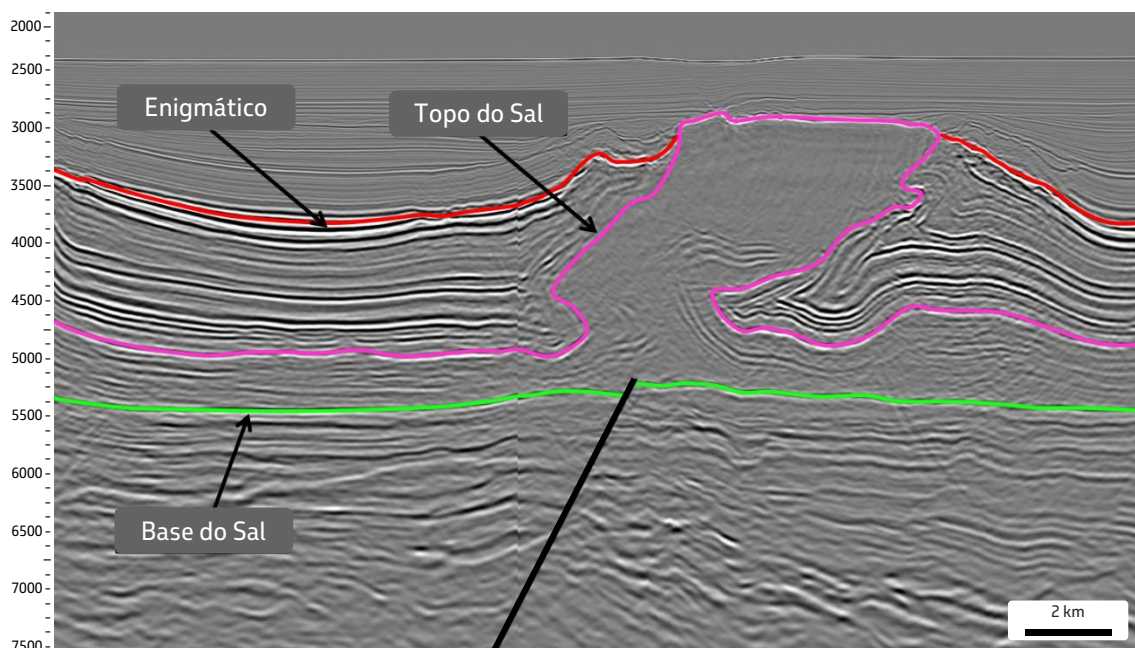


Figura 5.2.3.3: Linha sísmica 3D em profundidade (m), ilustrando o enigmático e domo de sal com flanco direito recumbente, associado a eventos com deformações plásticas, não condizentes com sedimentos siliciclásticos. A indicação de topo do sal corresponde à interpretação da época.

Outra grande dificuldade residia na amarração com poços, uma vez que a área dos *Cluster Blocks* é cercada por grandes muralhas e domos de sal (halita) e a cobertura sísmica à época se resumia a esparsas linhas 2D. Correlações indiretas, utilizando-se rastreamento por fácies sísmicas, indicavam um posicionamento estratigráfico bem abaixo da idade campaniana, como então interpretado (Figura 5.2.3.4).

Como já mencionado, outra evidência que apontava para uma origem não siliciclástica para o pacote limitado ao topo pelo enigmático veio da construção do modelo de velocidades. Isso porque imagens migradas mais bem focalizadas eram obtidas quando uma velocidade relativamente alta, 4600m/s, não compatível com sedimentos siliciclásticos a baixos soterramentos, era considerada para o intervalo.

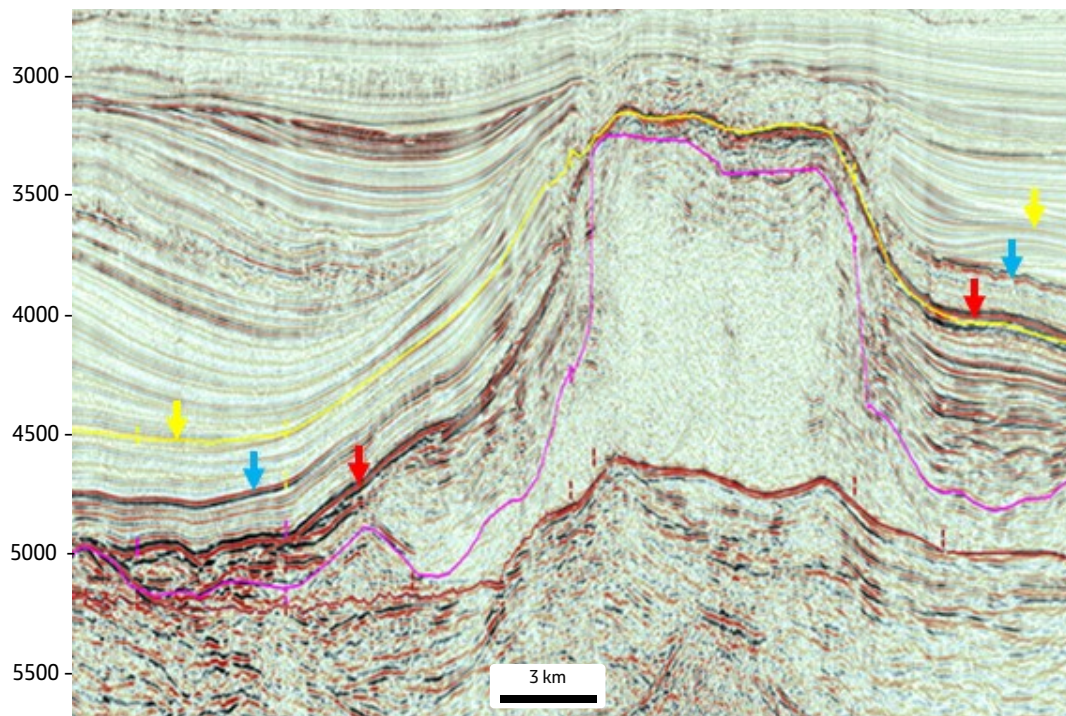


Figura 5.2.3.4: Seção sísmica 2D em tempo (ms) ilustrando eventos interpretados à época como topo da seção Santoniano/Campaniano (amarelo) e o topo e base da halita (rosa e vermelho). A interpretação atual, já corroborada por poços, está representada por setas em ambos os lados da estrutura dômica, onde as setas amarela, azul e vermelha apontam para os topos da seção Santoniano/Campaniano, seção Albiano e do sal estratificado, respectivamente. A identificação do topo e base da halita não foi alterada.

Para amostrar o intervalo limitado ao topo pelo enigmático e assim desvendar o mistério, resolveu-se utilizar o poço 1-RJS-598D (Localção Fluorita), localizado ligeiramente ao norte do BM-S-11, no bloco BS-500 (exclusivo Petrobras). O poço tinha como objetivo principal turbiditos do intervalo Albiano/Cenomaniano e, logo abaixo, o pacote supostamente

siliciclástico dos *Cluster Blocks*. Assim, o poço foi aprofundado por cerca de 500m em relação ao seu projeto inicial e, em janeiro de 2003, constatou camadas de sal estratificado do tipo halita, carnalita, anidrita e taquidrita (Figura 5.2.3.5). Em outras palavras, o enigmático na verdade corresponde ao topo da sequência de sal estratificado da Bacia de Santos.

A partir dos resultados do aprofundamento do 1-RJS-598D, a maioria dos *leads* para objetivos antes considerados turbiditos do Pós-sal foi descartada. O que restava então como possível alvo exploratório nos blocos era a sequência pré-sal. Paradoxalmente, a constatação de uma espessa seção evaporítica garantiu uma sequência selante ideal para os possíveis reservatórios do Pré-sal, aumentando consideravelmente o potencial exploratório do intervalo. Cabe ressaltar que,

naquele momento, os potenciais reservatórios para o Pré-sal da Bacia de Santos seriam coquinas, já amostradas na Bacia de Campos, e arenitos siliciclásticos distais, já que poços proximais haviam amostrado conglomerados na Bacia de Santos. Desse modo, todas as atenções se voltaram para a busca por estruturas abaixo da base do sal, que juntar-se-iam ao *Lead Tupi*, único previamente identificado, para compor o potencial exploratório dos *Cluster Blocks*.

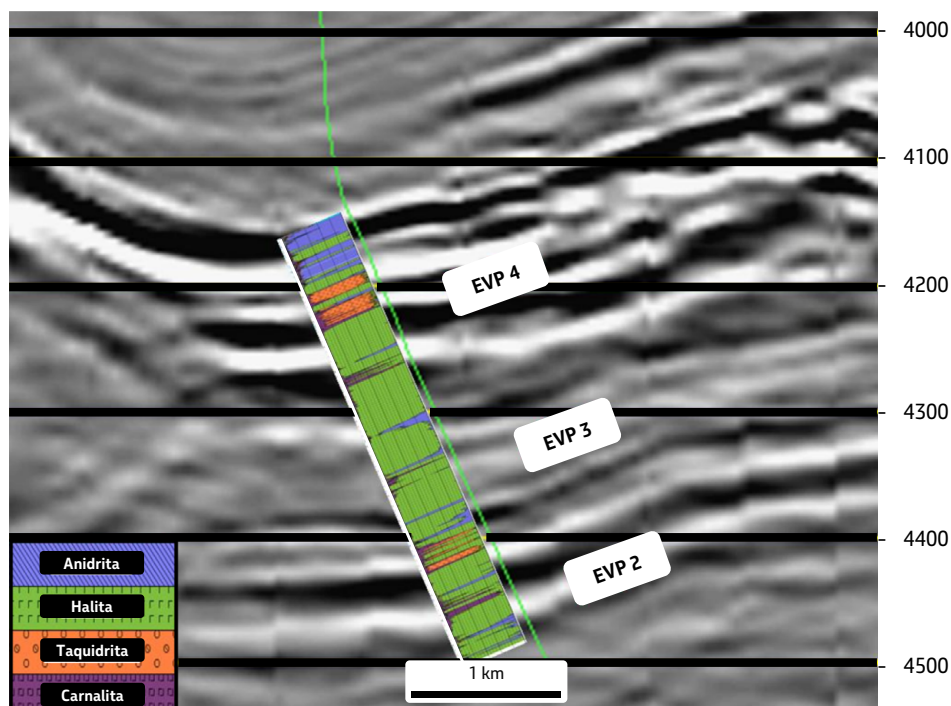


Figura 5.2.3.5: Linha sísmica 3D em tempo (ms), mostrando o perfil litológico da porção da sequência evaporítica amostrada pelo poço 1-RJS-598D (EVP=Evaporito). (Modificada de Freitas,2006)

A esta altura, os intérpretes já trabalhavam com o dado sísmico 3D produzido pela migração híbrida e o modelo de velocidades, conforme descrito. Esses dados apresentavam melhor qualidade que os preliminares, migrados Pós-STM, o que de certa forma facilitou a definição de várias oportunidades no Pré-sal. No processo de conversão tempo/profundidade, para geração de mapas estruturais, foi utilizado um modelo que considerou

as velocidades interpretadas pelo processamento para a seção Pós-sal, uma velocidade constante de 4500m/s para todo o pacote evaporítico e uma variação linear com a profundidade para o Pré-sal. A Figura 5.2.3.6 mostra os *leads* identificados no BM-S-8 com sísmica 3D PSTM, alguns ainda com objetivo em areias em mini bacias acima da seção evaporítica, porém grande parte deles já com foco no Pré-sal.

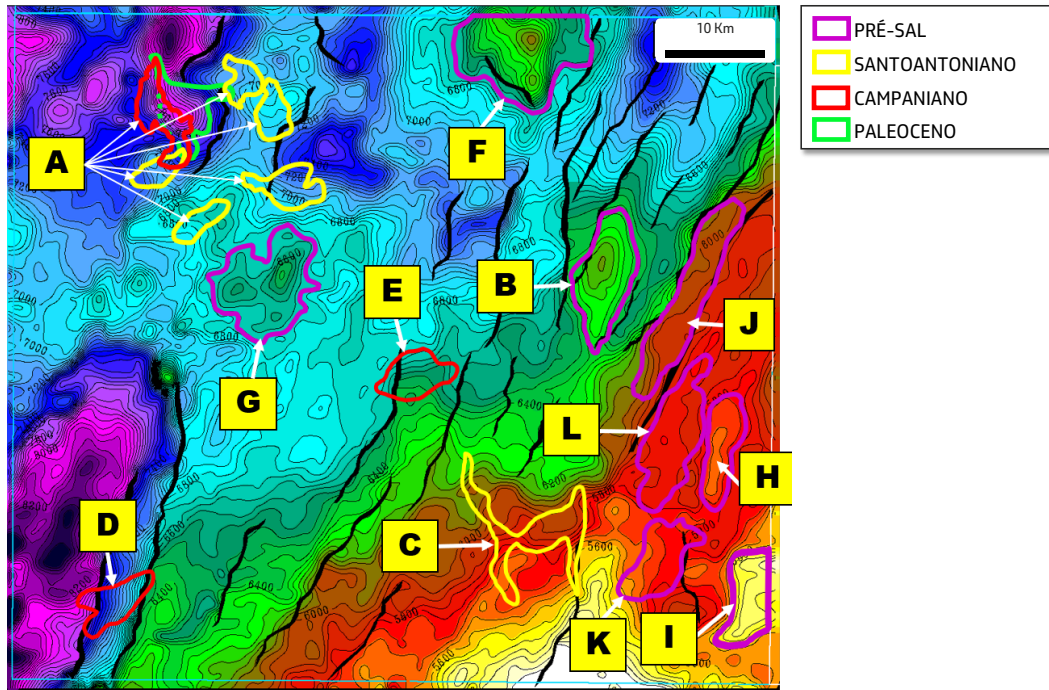


Figura 5.2.3.6: Mapa estrutural da base da seção Sag no BM-S-8, ilustrando a distribuição dos leads, já com foco principal na seção Pré-sal.

Em agosto de 2003, por ocasião da passagem da primeira para segunda fase exploratória, as empresas concessionárias tiveram que, por força de contrato, devolver 50% das áreas dos blocos. Assim, optou-se por manter prioritariamente *leads* com objetivos pré-sal, descartando quase por completo os leads inicialmente identificados, uma vez que correspondiam predominantemente a anomalias associadas à sequência evaporítica.

Para a segunda fase exploratória, quando já havia o compromisso de perfuração de poços, fazia-se necessário trabalhar com dados sísmicos ainda mais confiáveis, tanto do ponto

de vista de definição estratigráfica quanto estrutural. Dessa forma, era imperioso que os intérpretes tivessem à disposição dados sísmicos migrados em profundidade, o que deflagrou uma série de processamentos PSDM em áreas prioritárias.

O primeiro PSDM, na área do *Lead* Parati, no BM-S-10, foi processado pela Veritas e finalizado em dezembro de 2004. A Figura 5.2.3.7 ilustra uma linha sísmica resultante desse processamento. Em seguida, foi executado pela Paradigm o segundo PSDM nos *Cluster Blocks*, cobrindo os *leads* Tupi e Iracema (duas áreas separadas), no BM-S-11.

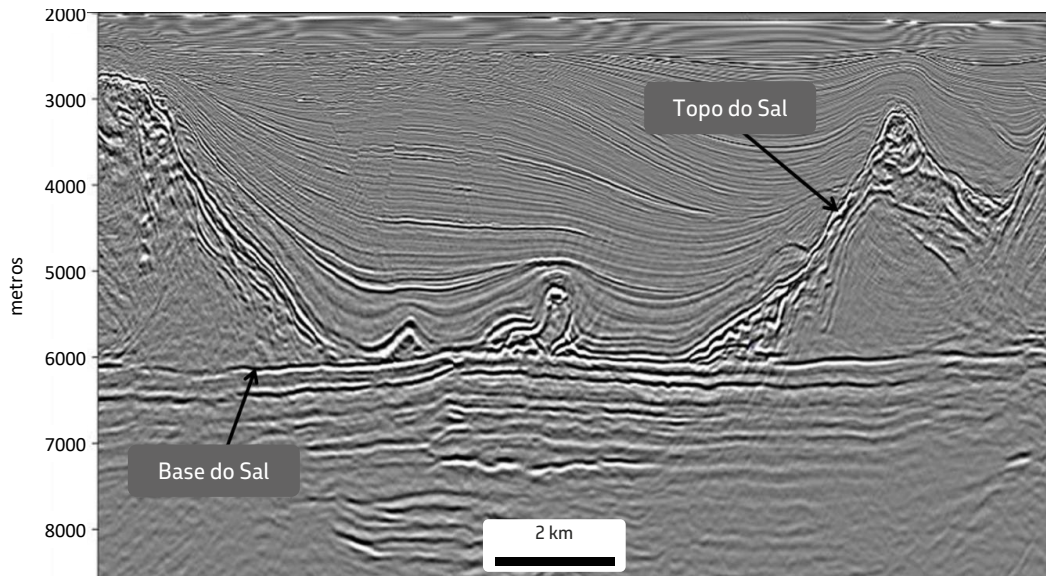


Figura 5.2.3.7: *Inline* PSDM (5740) utilizada na locação do *Lead Parati*.

Vale ressaltar que a sísmica não exclusiva 3D do BS-500, adquirida antes da dos *Cluster Blocks*, também teve importante papel nas descobertas do Pré-sal. Essa aquisição, com 9162 Km² registrados entre 1999 e 2000, foi realizada em três fases e cobre parte do prospecto Franco, que veio a se tornar o campo gigante de Búzios. No processamento original, realizado pela PGS entre 1999 e 2001, a migração ainda era pós-empilhamento em tempo. Entre novembro de 2003 e dezembro de 2004, foi realizado o reprocessamento (PGS) PSTM Kirchhoff em nove áreas de aproximadamente 1000 km² cada, com ordem de prioridade definida por compromissos de perfuração acordados com a ANP. A Petrobras

esteve envolvida em importantes decisões do projeto, sobretudo no controle de qualidade e na interpretação das velocidades.

Além dos dois maiores campos gigantes de Lula e Búzios, outras grandes descobertas se seguiram concomitantemente a novas aquisições e reprocessamentos sísmicos. Na área dos *Cluster Blocks*, destacam-se os campos de Sapinhoá, Sururu, Berbigão, Atapu, Lapa, Sépia e Bacalhau. Em novas áreas, destacam-se as descobertas de Júpiter, Sagitário, Florim e Libra. Esses últimos se tornaram os campos de Itapu e Mero, respectivamente. Todas essas novas descobertas estão relatadas em maior detalhe no capítulo 10 deste livro.

5.3. Uso de Atributos sísmicos

Esse ítem aborda os principais atributos sísmicos empregados na avaliação do Pré-sal. Como atributo sísmico aqui considera-se qualquer grandeza extraída dos diversos dados sísmicos disponíveis ou deles gerados. Embora possam ser classificados em diversas categorias, tais como atributos instantâneos, geométricos, acentuadores de amplitude, *AVO (Amplitude Versus Offset)*, inversão e decomposição espectral (Roden *et al*, 2015), os atributos sísmicos aqui apresentados são descritos de forma sucinta, bem como a forma com que foram utilizados para melhor caracterizar o Pré-sal.

O uso de seções de velocidade (SEVEL) e de estimativas de porosidades sísmicas para identificação de zonas reservatório em carbonatos albianos da Bacia de Campos data da década de 1970. Atributos do tipo *Direct Hydrocarbon Indicator (DHIs)* e de *AVO*, em dados convencionais ou invertidos, foram fundamentais para importantes descobertas em reservatórios siliciclásticos do Pós-sal em bacias da costa sudeste brasileira, notadamente na Bacia de Campos, desde a década de 1980. Diversos outros atributos vêm sendo gradualmente incorporados à rotina da interpretação exploratória e explotatória da Petrobras com diferentes objetivos. No caso do Pré-sal, algumas complicações dificultam o uso de atributos sísmicos para indicação da presença de hidrocarbonetos, como veremos a seguir, mas eles têm sido

fundamentais para definição de modelos geológicos e de fácies em acumulações e oportunidades exploratórias, bem como na definição do arcabouço estrutural associado.

À medida em que se desenvolvia o processo exploratório do Pré-sal, ficou evidente a grande diversidade faciológica e de características porosas de seus reservatórios, típica de sistemas carbonáticos. Como consequência, iniciou-se um projeto multidisciplinar com o objetivo de caracterizar os diferentes tipos de litofácies e ambientes deposicionais a partir da análise conjunta de atributos sísmicos, sob a ótica de um modelo geológico conceitual para os processos deposicionais e estruturais.

Um dos trabalhos pioneiros na consolidação e disseminação dessa metodologia (de Paula *et al.*, 2008) aponta que dados sísmicos convencionais, como os volumes sísmicos 3D, não apresentavam resolução sísmica suficiente para propiciar estimativas de espessura ou para análises qualitativas do reservatório. Esse trabalho também destacou a importância da utilização de volumes sísmicos 3D de pseudo-impedância acústica, obtidos a partir do processamento de volumes convencionais com ampliação da banda espectral (Tassini, Romanelli Rosa e outros, comunicação verbal) e sugeriu que esse tipo de dado ajudaria a identificar a ocorrência de zonas com melhores características permoporosas do intervalo reservatório. A Figura 5.3.1, retirada da apresentação do trabalho de de Paula *et al.* (2008), compara os dois tipos de dados.

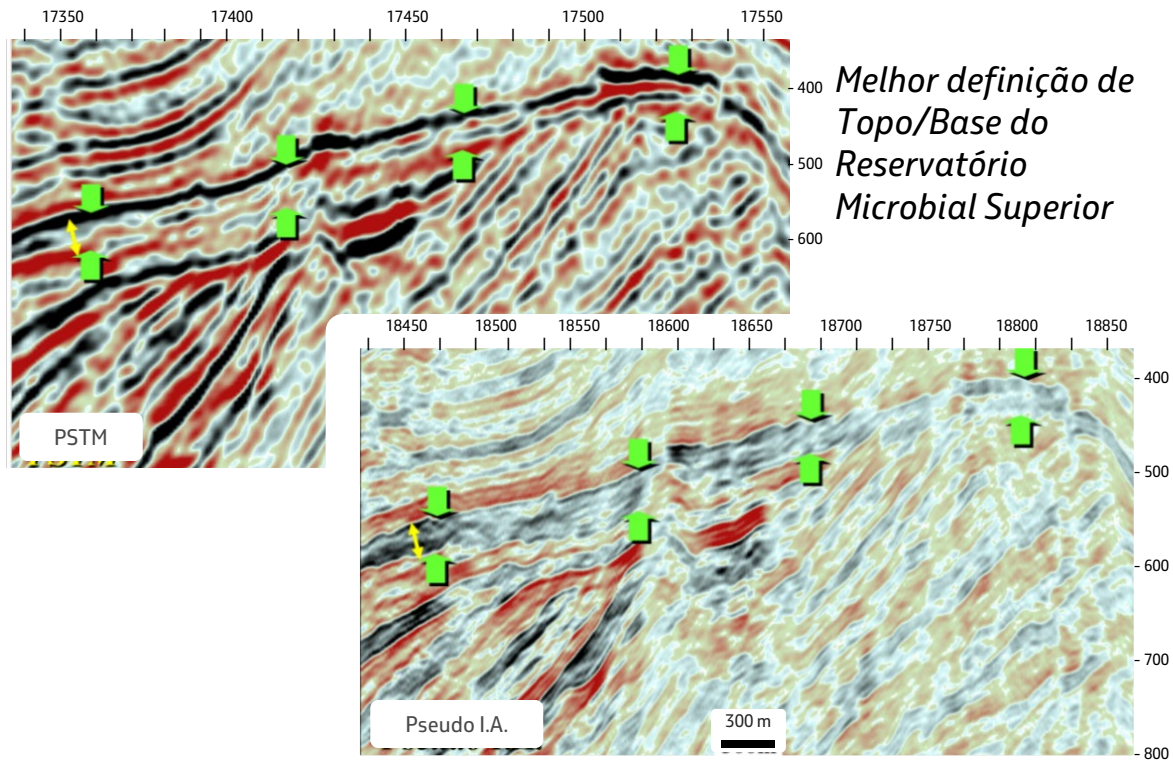


Figura 5.3.1: Exemplo de melhoria na definição das camadas com diferentes características permoporosas através do uso de dados de pseudo-impedância. Eixo vertical em tempo (ms).

Devido ao baixo controle de poço disponível nos primórdios da descoberta do Pré-sal, convencionou-se trabalhar com dados de pseudo-impedâncias relativas, ou seja, sem as baixas frequências, pois essas poderiam introduzir maiores incertezas às interpretações.

À medida que mais poços foram sendo perfurados, constatou-se uma ambiguidade em termos de impedância acústica entre intervalos reservatórios e não reservatórios da sequência Sag. Os perfis desses poços também indicavam que essa ambiguidade poderia ser, ao menos parcialmente, mitigada por uma abordagem elástica ao problema (ver Figura 5.3.2). Em outras palavras, as análises teriam que envolver estimativas de parâmetros que dependessem da velocidade da onda cisalhante (V_s), que poderiam ser obtidas das variações de amplitude com afastamento (AVO),

através de processos de inversão elástica (Dillon, 2008). Contudo, essa discriminação teria que ser feita considerando valores absolutos das propriedades elásticas, ou seja, as baixas frequências teriam que ser incluídas no problema, mesmo com o controle de poços relativamente deficiente disponível até então. Para inversão sísmica, informações de baixas frequências da velocidade cisalhante e da densidade (ρ) só estão disponíveis nas posições dos poços, uma vez que dados sísmicos de superfície só contêm informações de baixas sobre a velocidade compressional (V_p), extraídas do *move out* de eventos primários. Essa dificuldade é geralmente contornada através de estimativas de baixas geradas através de fórmulas empíricas que relacionam V_p a V_s e a ρ , como as de Castagna *et al.* (1985) e Gardner *et al.* (1974), respectivamente. Contudo, o uso de fórmulas empíricas introduz

ainda mais incertezas às estimativas de atributos obtidas por inversão sísmica. Com isso, a qualidade das informações de baixas para os parâmetros elásticos, e a sua consequente quantificação, depende fundamentalmente

de um bom controle de poços, que geralmente só vem a ocorrer nos estágios avançados de delimitação ou produção de uma acumulação. Esse não era o caso do cenário inicial do processo exploratório do Pré-sal.

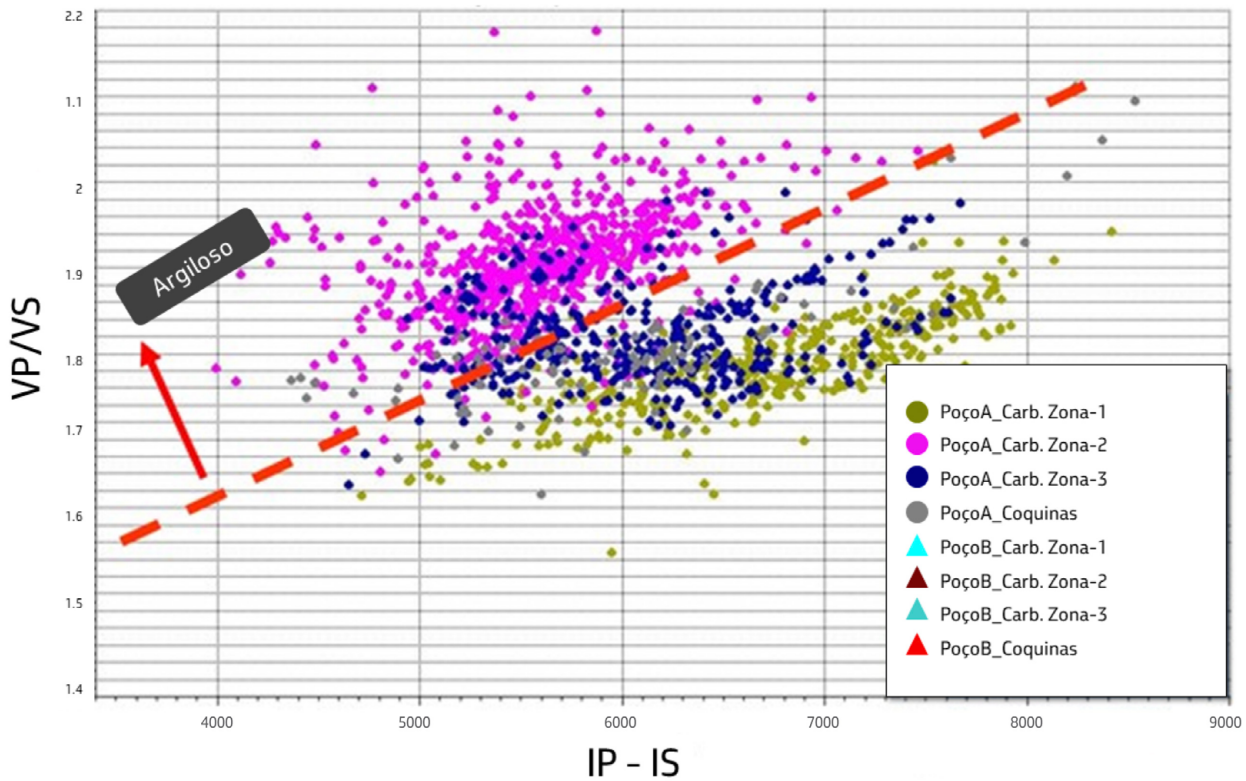


Figura 5.3.2: Gráfico cruzado entre os atributos IP-IS e V_p/V_s extraído de perfis de vários poços, mostrando a possível discriminação entre rochas reservatórios e não reservatórios a partir de parâmetros elásticos (modificado de Dillon, 2008).

Vários outros fatores limitam a confiabilidade de parâmetros obtidos de inversão sísmica convencional, tais como qualidade da deconvolução da assinatura sísmica, faixas de ângulos e azimute de iluminação restritas, natureza das interfaces, mergulho das camadas, anisotropia, dentre outros. No caso específico do Pré-sal, ainda existe a forte influência que a topografia do topo do sal, onde ocorre um forte contraste de propriedades elásticas entre o sal e os sedimentos sobrepostos, exerce sobre a uniformidade da iluminação sísmica e a focalização das correspondentes imagens pelo processamento sísmico. Esse processo

pode resultar em regiões com imagens desfocadas e amplitudes desbalanceadas no dado final processado. Essas distorções fazem com que as amplitudes resultantes deixem de representar adequadamente os contrastes de propriedades elásticas, ou coeficientes de reflexão, como assumido por processos convencionais de inversão sísmica.

A despeito das limitações mencionadas, algumas tentativas de estimativas de parâmetros elásticos foram realizadas através de inversão sísmica com o intuito de mitigar a ambiguidade na resposta sísmica entre intervalos

reservatórios e não reservatórios. Contudo, devido às dificuldades descritas, os resultados alcançados apontaram para uma baixa previsibilidade para ocorrência de reservatórios do Pré-sal. Isso direcionou as análises sísmicas para identificação de fácies reservatórios ao uso conjunto de outros atributos. A combinação entre dados de pseudo-impedância acústica relativas (sem baixas) com outros atributos geométricos (coerência) e estatísticos (sismoclasses), conjugados com mapas estruturais e de isópacas, além de modelos conceituais de deposição carbonática, provaram se constituir na abordagem mais adequada à avaliação do novo *play*.

Uma etapa importante na geração dos volumes de pseudo-impedância é a deconvolução do pulso sísmico, que visa obter estimativas do modelo da refletividade em subsuperfície. A deconvolução visa a aumentar a resolução das interfaces através da atenuação dos lobos laterais do pulso sísmico, com a consequente ampliação da banda espectral do dado. Essa ampliação para além da banda originalmente disponível nos dados envolve ambiguidade de soluções, o que exige a adoção de premissas quanto ao caráter da refletividade a ser estimada (por exemplo, interfaces esparsas). Na Petrobras, a deconvolução do pulso sísmico aplicada aos dados antes da inversão é denominada de deconvolução iterativa ou

iterdec (Rosa, 2018). O processo depende de uma estimativa do pulso sísmico e gera dados com banda espectral expandida. A origem do iterdec remonta ao final da década de 1970, com os trabalhos precursores de José Tassini e Emilson Evangelista, assim como, posteriormente, André Luiz Romanelli Rosa. Sobre estimativas da refletividade obtidas da deconvolução de assinatura para geração de dados de pseudo-impedância, é comum aplicar o processo denominado de Coloração Espectral. Esse processo tem por objetivo compatibilizar o comportamento espectral, ou cor, da refletividade obtida dos dados sísmicos com o de refletividades constatadas em perfis de poços (Rosa e Ulrich, 1991).

Uma opção à deconvolução iterativa, que vem sendo adotada na Petrobras, é o balanceamento espectral (*spectral balancing*). Sem depender de uma estimativa do pulso sísmico, esse processo homogeneiza o espectro de amplitudes, enfatizando tanto as baixas como as altas frequências dentro da banda originalmente disponível. Desse modo, o processo contorna o problema de ambiguidade acima mencionado, gerando estimativas de refletividade com resolução controlada pela banda espectral original dos dados.

Alguns trabalhos de inversão elástica realizados na Petrobras utilizam pacotes comerciais de inversão sísmica que trabalham com

deconvolução baseada em dados de poços, assumindo que estimativas da refletividade podem ser obtidas de perfis. A assinatura sísmica a ser deconvolvida é estimada da correlação entre sismogramas sintéticos e dados sísmicos reais na posição de poços. Esse processo geralmente revela uma grande incompatibilidade entre dados sísmicos e perfis de poços, principalmente no tocante ao grau de resolução, e tende a estimar, para um mesmo dado sísmico, assinaturas distintas para diferentes poços.

Posteriormente, já durante a fase de desenvolvimento da produção de campos, com o advento de novos dados com maior cobertura azimutal, maior detalhamento na construção dos modelos de velocidade, tratamento de múltiplas internas e a disponibilidade de um número crescente de poços de controle, o uso de inversões acústica e elástica passou a se tornar cada vez mais frequente na elaboração de modelos geológicos e de fácies para campos do Pré-sal.

Contudo, é importante mencionar que atributos estimados por processos de inversão sísmica convencional, geralmente sobre dados migrados, possuem incertezas inerentes ao próprio dado sísmico e ao processo de inversão. Tentando contornar esse problema e incluir mais dados ao processo, muitos trabalhos de inversão incorporam uma formulação

estatística (inversão estocástica ou Bayesiana, por exemplo), permitindo assim o uso integrado de dados com uma maior abrangência (perfis, *plugs*, testemunhos, testes de formação (TFR), testes de longa duração (TLD), entre outros), em uma abordagem definida como Interpretação Quantitativa (Avseth *et al.*, 2005). Exemplos dessa abordagem, para reservatórios turbidíticos e do Pré-sal, são encontrados no trabalho de Teixeira *et al.* (2017). De forma complementar e a despeito dos problemas de ambiguidade mencionados, processos de ampliação da banda espectral, utilizados na geração de atributos de pseudo-impedância, passaram a ser incorporados aos processos de inversão acústica e elástica na busca por diferenciação de fácies. Exemplos nos campos de Lula e Mero são abordados em Damasceno *et al.* (2017) e Penna *et al.* (2019).

Outro atributo, bastante utilizado na caracterização de fácies do Pré-sal, é o Sismoclasses, descrito e aplicado pela primeira vez por Cunha *et al.* (2008), tanto em Tupi como no bloco BM-S-8. A divisão de classes é um processo baseado nas propriedades estatísticas média e desvio padrão, calculadas traço a traço de dados de pseudo-impedância acústica, dentro de uma janela móvel ao longo do tempo. A Figura 5.3.3, retirada deste trabalho, ilustra o uso desse atributo.

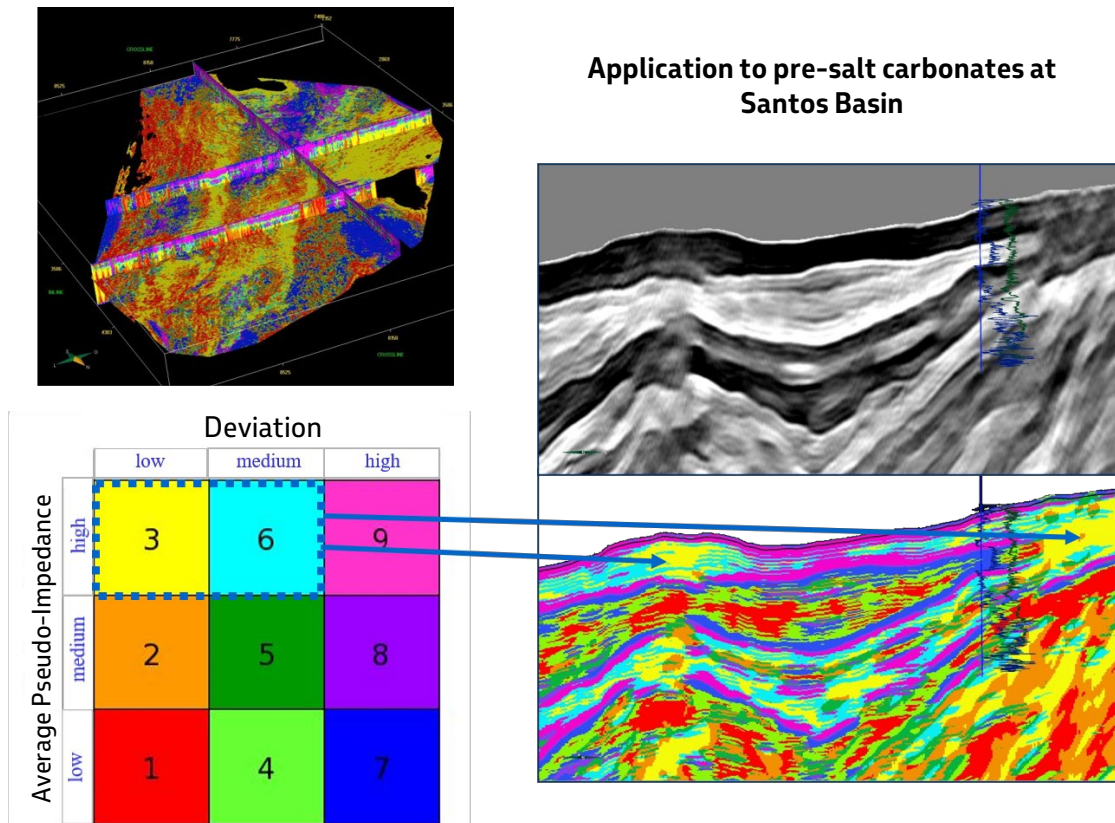


Figura 5.3.3: Classificação em Sismoclasses para o campo de Tupi. Os melhores reservatórios para este caso específico tendem a estar associados à classe amarela. a classe azul clara tende a representar zonas menos produtivas (embora com porosidade ainda efetiva) (Cunha *et al.*, 2008).

Essa técnica tem evoluído bastante ao longo dos anos, principalmente através da incorporação de dados de poços para calibração, na introdução de *crossplots* para guiar a definição das classes e na generalização do conceito para um número maior de volumes, como *NEAR*, *FAR* e *IP-IS*, entre outros. Um relato bem completo dessa evolução é encontrado em Silva *et al.* (2016) e Silva *et al.* (2018). A Figura 5.3.4 modificada deste trabalho ilustra a aplicação da técnica na área de Libra.

Para definição de feições estruturais da seção pré-sal, o uso de atributos geométricos, que evidenciam descontinuidades presentes nos dados, potencialmente associadas a falhas,

fraturamento, carste e até mesmo limites entre diferentes padrões de sismofácies, tem se mostrado bastante útil. Essas feições, por sua vez, podem ser indicativas de compartimentações estruturais ou estratigráficas do reservatório e até mesmo do controle sobre o desenvolvimento de fácies. Entre esses diversos atributos geométricos, o volume de coerência é o que tem sido mais empregado e se baseia na comparação de um traço com seus vizinhos. Vários critérios de similaridade podem ser empregados nessa comparação e o resultado é um volume sísmico cujas amplitudes indicam o quão similar um traço é em relação aos seus vizinhos em função do tempo de registro.

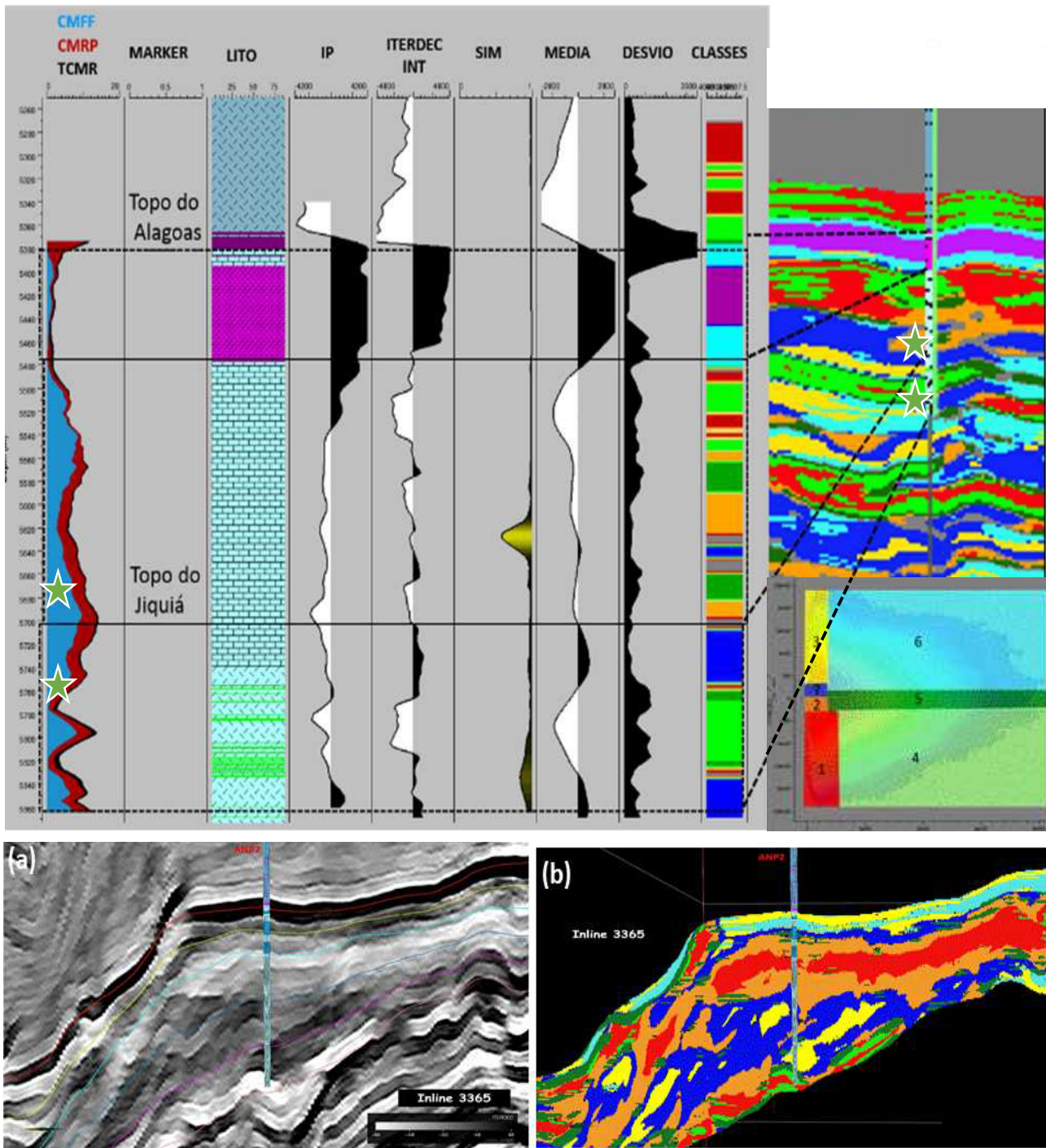


Figura 5.3.4: Sismoclasses com amarração a poço para o intervalo pré-sal. A imagem ilustra: track 1- Porosidade da ressonância; track 2- Marcadores; track 3- Litologia; track 4- Impedância Compressional; track 5- Pseudolog do Iterdec Integrado; track 6- Similaridade; track 7- Pseudolog da Média; track 8- Pseudolog do Desvio; track 9- Pseudolog do Traço Sintético de Sismoclasses e 10- Dado sísmico classificado por sismoclasses (alto) e o correspondente esquema de classificação (baixo) ; (a) Seção de pseudo-impedância; (b) Seção de sismoclasses obtida de (a).

Outro atributo desenvolvido internamente e que também é bastante empregado na detecção de discontinuidades e sismofácies

do dado sísmico é a Técnica de Volume de Amplitudes (TecVa) (Bulhões, 1999). Desenvolvido originalmente como o resultado de

uma média RMS móvel, para uma janela adequadamente escolhida, ao longo de traços sísmicos, esse atributo tem a capacidade de realçar feições verticais presentes nos dados. Posteriormente esse atributo evoluiu para o que se convencionou chamar de TecVA90 que resulta da aplicação de uma rotação de -90° de fase sobre os dados de TecVa convencional (Bulhões e Amorim, 2005). A comparação entre esses dois atributos revela que o TecVa

melhora a visualização de discontinuidades em *time-slices*, enquanto o TecVA90 favorece essa visualização em seções verticais, que apresentam um caráter visual que se assemelha a um afloramento rochoso. A Figura 5.3.5, que compara *time-slices* e seções de dados de coerência com dados de TecVa e TecVA90, mostra a capacidade desses atributos em enfatizar discontinuidades e apresentar uma visualização alternativa dos dados sísmicos.

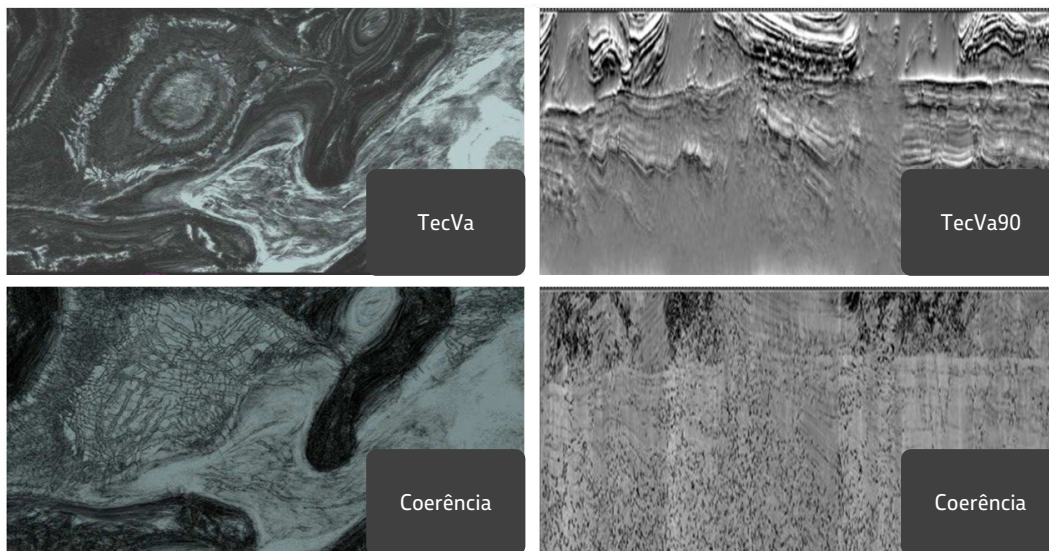


Figura 5.3.5: Comparação em *time-slice* (esquerda.) e em seção (direita) entre dados de TecVa e TecVA90 com dados de coerência.

O conhecimento acumulado ao longo desses anos de avaliação da seção pré-sal tem demonstrado que a grande maioria das estruturas onde ocorrem as acumulações, até então descobertas, são sin-deposicionais, ou seja, já existiam desde o tempo em que a seção pré-sal foi depositada. Com o tempo geológico, elas foram predominantemente realçadas por processos de compactação diferencial e, algumas vezes, parcialmente alteradas por tectonismos e atividades magmáticas posteriores à sua formação. Desse modo, mapas de isópacas podem ser bons

indicadores da topografia à época da deposição e da consequente distribuição de fácies associada. Em outras palavras, tendências de afinamento regional presentes em mapas de isópacas de intervalos do Pré-sal tendem a indicar os principais altos que controlaram a deposição de fácies reservatório ou de alta energia desses intervalos. Na elaboração desses mapas é importante ressaltar que há que se focar em tendências regionais e desconsiderar eventuais espessamentos sobre altos estruturais relativos a pináculos, *mounds* e *build-ups* carbonáticos.

Uma grande diversidade de atributos sísmicos vem sendo gradativamente incorporada à avaliação da seção pré-sal à medida que o conhecimento sobre o *play* vai evoluindo. Atributos como volumes de curvatura, mergulho e derivadas, assim como mapas estruturais, de amplitude (sobre um evento ou intervalo), entre outros, podem compor o conjunto de atributos empregados na caracterização de modelos faciológicos. A experiência tem mostrado que essa caracterização se faz mais robusta com o uso de um conjunto de atributos de diversas categorias que mantenham alguma relação com o modelo preconizado. Como já mencionado, o conjunto de atributos empregados inicialmente na avaliação do Pré-sal era composto por volumes de pseudo-impedância relativa (ou sem as baixas), de sismoclasses e de coerência, em conjunto com mapas estruturais e de isópacas e modelos conceituais de deposição carbonática. Além disso, a integração dessas informações era feita intuitivamente através de um processo interpretativo realizado pelos profissionais de Geologia e Geofísica (G&G) envolvidos. Pouco a pouco, uma maior diversidade de atributos vem sendo incorporada a esse processo e, adicionalmente, essa integração vem sendo automatizada através de técnicas de inteligência artificial. É importante ressaltar que a robustez desse processo de automação ainda depende fortemente de uma supervisão criteriosa dos profissionais de G&G.

6. MÉTODOS POTENCIAIS

Além da sísmica de reflexão, que é a principal ferramenta para prospecção de hidrocarbonetos, métodos multifísicos são geralmente empregados nas fases iniciais da exploração de uma área. Nesse tópico apresentamos a evolução da base de dados de gravimetria e magnetometria, além de suas contribuições para o avanço do conhecimento da subsuperfície da Bacia de Santos.

Até o início dos anos 2000, a base de informações gravimétricas e magnetométricas da Petrobras em bacias marítimas era composta basicamente por dados adquiridos concomitantemente com levantamentos sísmicos 2D. Além desses, a base de dados magnetométricos também continha informações de aerolevantamentos. As figuras 6.1 a 6.4 mostram o panorama da cobertura de dados potenciais na margem sudeste brasileira no início dos anos 2000 e atualmente.

Ainda na fase pré-BID2, a área dos futuros *Cluster Blocks* contava apenas com dados potenciais 2D, em sua maioria da Veritas (malha de cerca de 4 x 8km). Em 2000 ocorreu um grande aerolevantamento de dados de magnetometria não exclusivos, executado pela Fugro-Lasa, que recobriu quase totalmente a área dos *Cluster Blocks*.

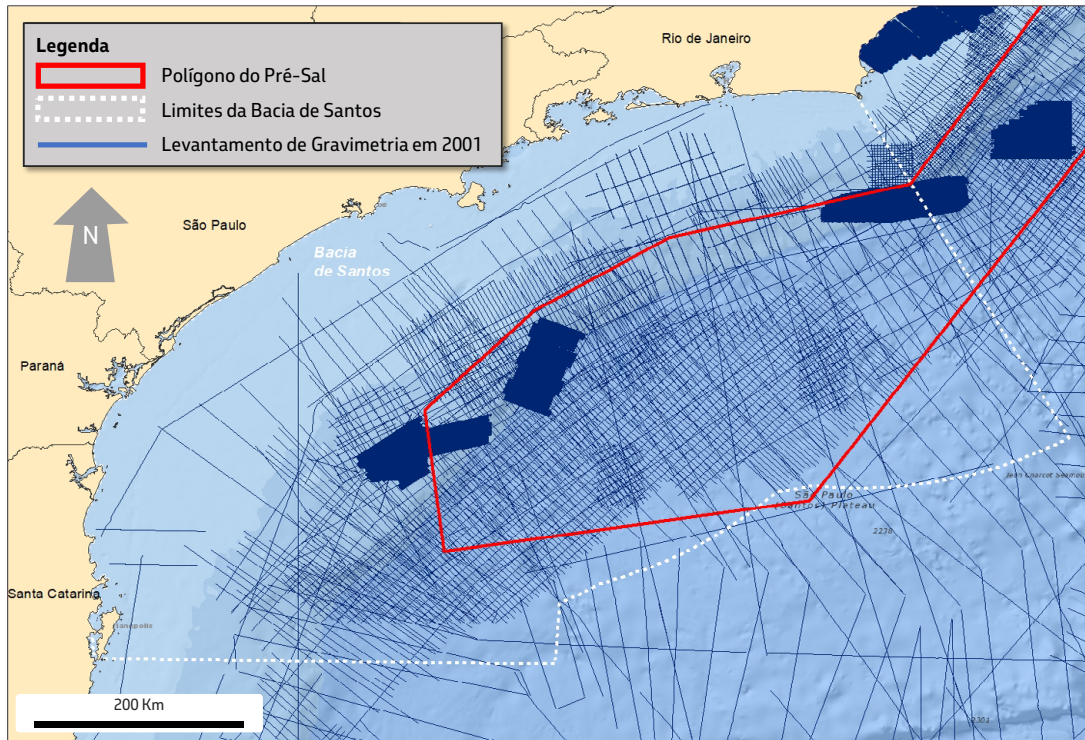


Figura 6.1: Mapa com distribuição dos dados gravimétricos da margem sudeste brasileira, ano base de 2001 (modificado de Oliveira et al., 2001).

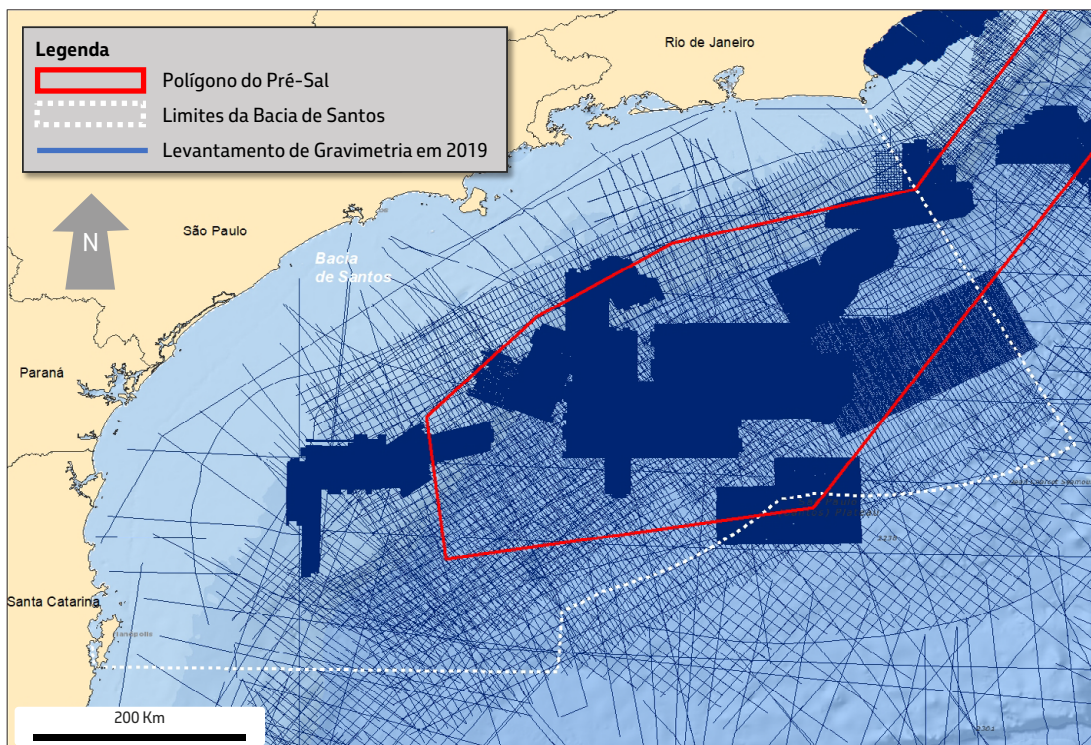


Figura 6.2: Mapa com a distribuição dos dados gravimétricos na margem sudeste brasileira, ano base 2019 (modificado de Oliveira et al., 2019).

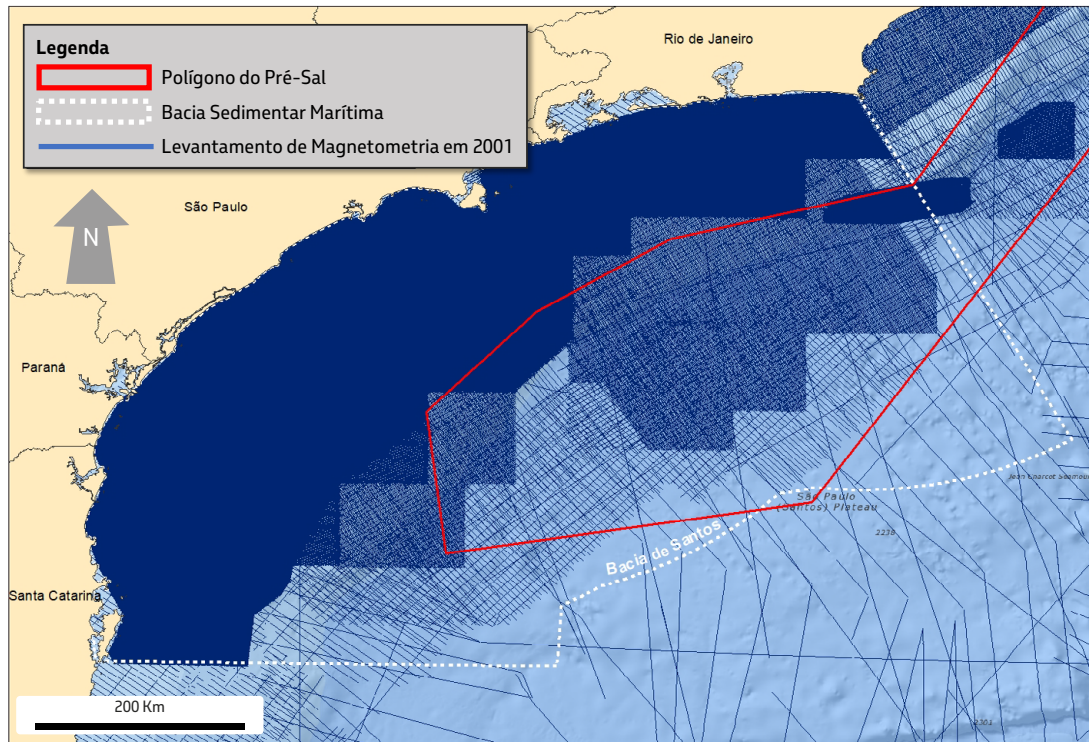


Figura 6.3: Mapa com a distribuição dos dados magnéticos da margem sudeste brasileira, ano base 2001 (modificado de Oliveira et al., 2001).

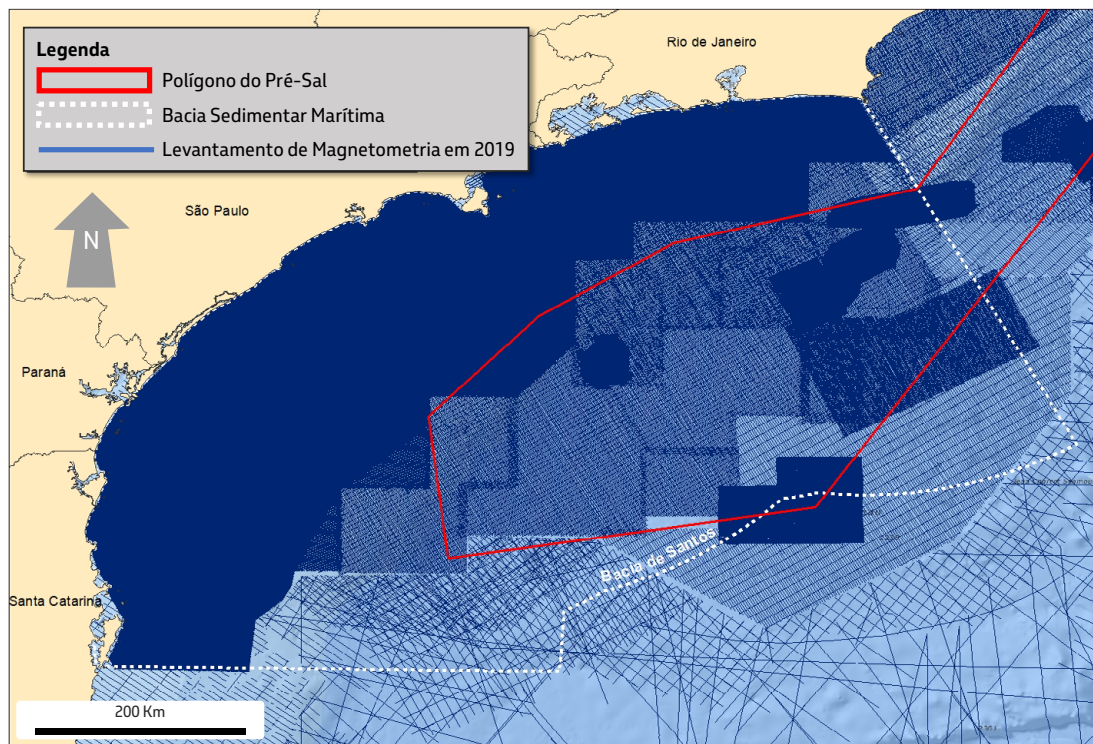


Figura 6.4: Mapa com a distribuição dos dados magnéticos na margem sudeste brasileira, ano base 2019 (modificado de Oliveira et al., 2019).

Dados de gravimetria e aeromagnetometria deram suporte à primeira avaliação exploratória da área dos *Cluster Blocks*. Eles permitiram elaborar o cenário de compartimentação da área em domínios estruturais, bem como a caracterização de potenciais altos focalizadores, cozinhas geradoras e zonas de transferência. Nesse sentido, é importante mencionar que a ocorrência de importantes anomalias gravimétricas e magnetométricas sobre a área onde ocorrem os campos de Lula Norte e Iracema foi determinante para inclusão desses nos limites do levantamento sísmico 3D dos *Cluster Blocks*.

Com base em modelos fornecidos pela interpretação sísmica, modelagens gravimétricas e magnetométricas para os *Cluster Blocks* também consideraram inicialmente uma espessa seção de clásticos para o que hoje sabemos ser a seção de sal estratificado da bacia. A partir dos novos dados 3D (sísmicos e gravimétricos) disponíveis em 2003 e com a sequência evaporítica já reconhecida, houve uma atualização do modelo de densidades para a área dos *Cluster Blocks*. Isso permitiu o desnudamento gravimétrico ou *gravity stripping* (Hammer, 1963) de toda sequência sobreposta ao Pré-sal, resultando em um mapa gravimétrico residual mais

confiável para interpretação do arcabouço estrutural da bacia. Esse mapa também serviu como suporte à validação do modelo de velocidade preliminar para conversões tempo/profundidade dos dados sísmicos, como veremos a seguir. A Figura 6.5 mostra mapas estruturais sísmicos para a base do sal em tempo (A) e em profundidade (C), assim como mapas residuais gravimétricos antes (B) e depois (D) da atualização do modelo de densidade que considerou o sal estratificado. Na figura é possível notar a boa correlação entre os principais *trends*, de direção SW/NE, presentes no mapa estrutural sísmico em tempo (Figura 6.5A), com seus equivalentes no mapa gravimétrico residual antes de sua atualização (Figura 6.5B). É importante observar que ambos os mapas estão afetados pelo sal estratificado. Após atualização dos modelos de velocidade e densidade, considerando adequadamente o pacote de sal estratificado, esses *trends*, tanto no mapa estrutural sísmico convertido para profundidade (Figura 6.5C) como no mapa residual gravimétrico (Figura 6.5D), foram rotacionados para direção SE/NW. Essa similaridade entre os *trends* presentes nesses mapas foi um dos critérios empregados na validação do modelo de velocidade para conversão em profundidade.

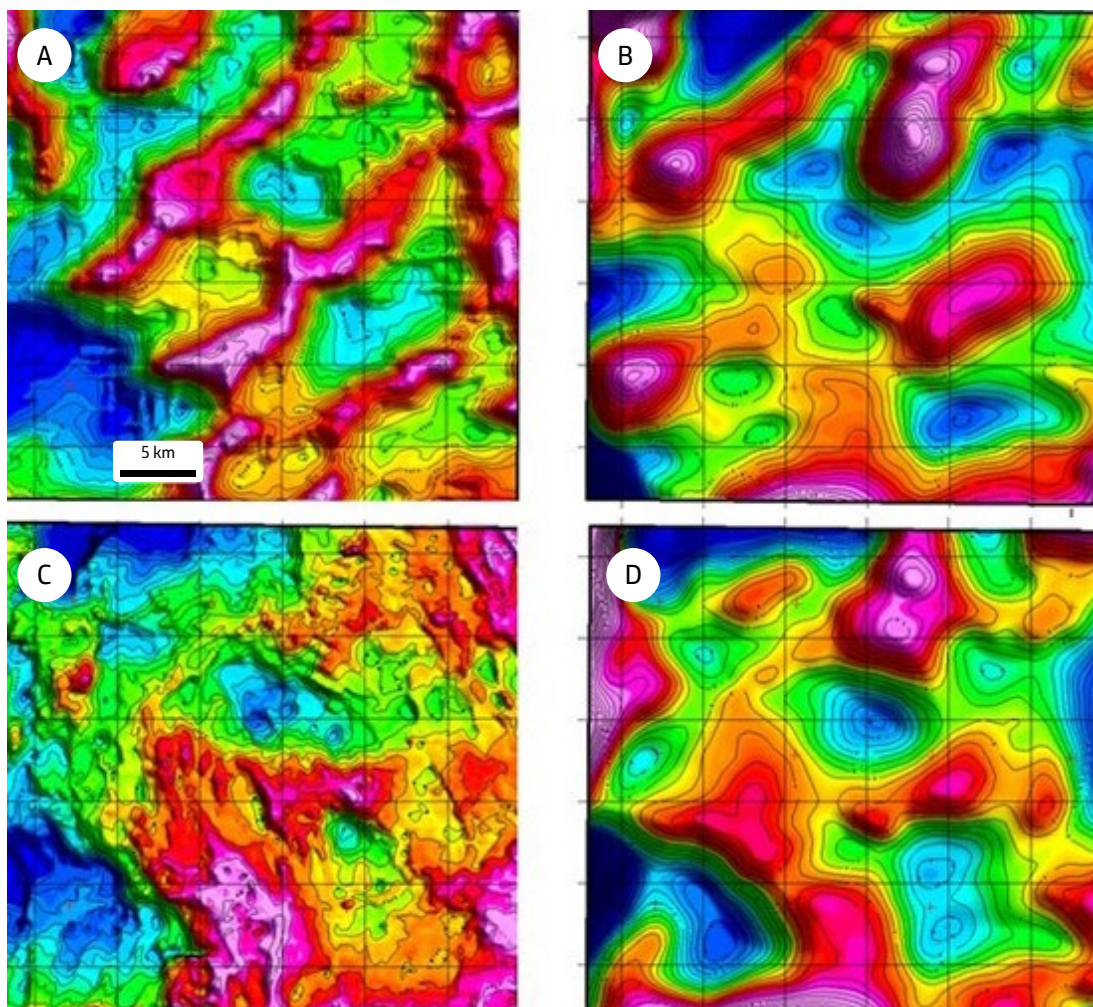


Figura 6.5: A – Mapa estrutural sísmico da base do sal em tempo; B – Mapa Gravimétrico Residual (primeira derivada vertical) original; C – Mapa estrutural sísmico da base do sal em profundidade; D – Mapa Gravimétrico Residual (primeira derivada vertical) após remoção dos efeitos associados ao sal e Pós-sal.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Pré-sal brasileiro é, até então, a maior descoberta da indústria petrolífera desse século, que consolidou a tão almejada autossuficiência na produção de petróleo para o Brasil, atingida em 2006. Sua descoberta coroa o trabalho da Petrobras na avaliação do potencial petrolífero das bacias brasileiras iniciado na

sua fundação em 1953. A importância da descoberta veio reafirmar a competência mundialmente reconhecida da Petrobras em exploração de petróleo. Sua relevância também tem provocado uma recente concentração dos esforços exploratórios da companhia na avaliação do seu potencial remanescente, uma vez que ainda existem diversas oportunidades exploratórias a serem investigadas.

O trabalho da exploração é contínuo e, assim como acumulações em carbonatos do Albiano da Bacia de Campos (Garoupa, Badejo, Linguado, Pampo, Trilha, Enchova, Espadarte, etc.), acumulações em siliciclásticos das bacias de Campos (Namorado, Albacora, Marlim, Barracuda, Caratinga, Roncador, etc.) e Espírito Santo (Cangoá, Peroá, Golfinho, etc.) e o Pré-sal das bacias de Santos (Tupi, Búzios, Mero, Sapinhoá, etc.) e de Campos (Pão de Açúcar, Corcovado, Seat, etc.) se constituíram em importantes frentes exploratórias pioneiras para a Petrobras ao longo dos anos, outras frentes já são presentemente investigadas na busca por novas descobertas que mantenham níveis de produção alinhados com as demandas energéticas do país. Nesse cenário, a Geofísica, sempre acrescentando novos desenvolvimentos, continuará contribuindo para uma melhor definição dos arcabouços estrutural e estratigráfico da subsuperfície, bem como para estimativas mais confiáveis de propriedades físicas de rochas e fluidos, mantendo assim seu papel de destaque para o avanço do conhecimento geológico da subsuperfície e mitigação das incertezas inerentes à atividade exploratória.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pela liberação dos dados e interpretações apresentadas e aos gerentes Mário Carminatti, Rogério Cunha, Otaviano Pessoa, Jonilton Pessoa e Juliano Stica pelo apoio. Agradecemos aos colegas Alexander Ramos Freire, pela geração de alguns mapas, e Luite Rego Oliveira, pelo

apoio na liberação de imagens sísmicas. Aos revisores Jessé Carvalho Costa, Cláudio Guerra Cardoso e Ricardo Tarabini Castellani, nosso reconhecimento pelas importantes contribuições ao texto.

REFERÊNCIAS

AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. **Quantitative seismic interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk**. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2005. 371 p.

BULHÕES, E. M. Técnica “volume de amplitude” para mapeamento de feições estruturais. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 6., 1999, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro: EAGE, 1999.

BULHÕES, E. M.; AMORIM, W. N. Princípio da sismocamada elementar e sua aplicação à técnica volume de amplitudes (tecVA). In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 9., 2005, Salvador, Bahia. **Proceedings...** Salvador: Society of Exploration Geophysicists, 1999.

CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L.; EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. **Geophysics**, Tulsa, v. 50, n. 4, p. 571-581, 1985.

CUNHA C.; RUTHNER, M.; ROSA, A.; GAMBOA, L.; PAULA L., FREITAS, J. Estimativa de sismo-fácies por atributos estatísticos de pseudo-impedância. In: SIMPÓSIO DE GEOFÍSICA DA PETROBRAS, 11., 2008, Natal. **Resumos expandidos** [...]. Natal: PETROBRAS. TI. TI-E&P. TIDT-RNCE, 2008.

DAMASCENO, A.; PIMENTEL, A.; CUNHA, C. A.; TEIXEIRA, L.; CRUZ, N.; OLIVEIRA, T. **Uso da deconvolução iterativa nos processos de inversão para a obtenção de propriedades de rocha em alta resolução**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2017. (Informe Geofísico, v. 169).

DE PAULA, L.; MORAES, M. B.; BARROS, A. Z. N. Uso do volume sísmico de pseudo-impedância acústica na otimização do mapeamento dos reservatórios carbonáticos da seção pré-sal da Bacia de Santos, águas Ultra profundas. In: SIMPÓSIO DE GEOFÍSICA DA PETROBRAS, 11, 2008, Natal. **Resumos expandidos** [...]. Natal: PETROBRAS. TI. TI-E&P. TIDT-RNCE, 2008.

DILON, L. **Área do 628, avaliação petrofísica preliminar**: correlação, análise de perfis e amostras laterais. [S. l.: s. n.], 2008. Apresentação interna.

FREITAS, J. T. R. **Ciclos deposicionais evaporíticos da Bacia de Santos**: uma análise cicloestratigráfica a partir de dados de 2 poços e de traços de sísmica. Porto Alegre. 2006. 168 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2006.

GARDNER, G. H. F.; GARDNER, L. W.; GREGORY, A. R. Formation velocity and density – the diagnostic basis for stratigraphic traps. **Geophysics**, Tulsa, v. 39, n. 6, p. 770-780, 1974.

HAMMER, S. Deep gravity interpretation. **Geophysics**, Tulsa, v. 28, n. 3, p. 369-378, 1963.

OLIVEIRA, J. A. B.; RIBAS, M. P. P.; SANTOS, E.; RODRIGUES, P. A. F. Atlas da margem continental sudeste, integração de dados batimétricos, gravimétricos e magnéticos: versão 2019. In: CPGeo, 1., 2019. **Resumos expandidos...** [S. l.]: CPGeo, 2019.

OLIVEIRA, J. A. B.; SANTOS, E.; BUONORA, M. P. P.; MACHADO JUNIOR, D. L.; GOMES, B. S.; PAULA. O. B.; BASSETTO, M.; ALMEIDA, M. A. **Atlas da margem continental sudeste, integração de dados batimétricos, gravimétricos e magnéticos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. E&P. E&P CORP. EXP, 2001. Relatório interno.

PENNA, R.; BERTUSSI, P.; ROSSETO, J., CUNHA, C. Inversão elástica de alta resolução com volumes iterdec para caracterização do reservatório de Mero. In: CPGeo, 1., 2019. **Resumos expandidos...** [S. l.]: CPGeo, 2019.

RODEN, R.; SMITH, T.; SACREY, D. Geologic pattern recognition from seismic attributes: principal component analysis and self organized maps. **Interpretation**, Tulsa, v. 3, n. 4, p. 59-83, Nov. 2015.

ROSA, A. L. R. **The seismic signal and its meaning**. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 2018.

ROSA, A. L. R.; ULRICH, T. J. Processing via spectral modeling. **Geophysics**, Tulsa, v. 56, n. 8, p. 1244-1251, 1991.

SHERIFF, R. E.; GELDART, L. P. **Exploration seismology**. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 1999. 592 p.

SILVA, B. F.; SOBREIRA, M.C.A.; SILVA, V. F. **Uso do atributo de sismoclasses para identificação de fácies na área de Libra**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2016.

SILVA, V.F.; PIMENTEL, A. I.; SOBREIRA, M. C. A.; SANTANA, A. P. R. Q. A.; ABREU, E. S.; CUNHA FILHO, C. A.; RUTHNER, M. P.; MACHADO, M. C. **Evolução e aplicação da metodologia de sismoclasses**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2018. (Informe Geofísico).

TEIXEIRA, L.; CRUZ, N.; SILVANY, P.; FONSECA, J. Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and presalt reservoirs. **The Leading Edge**, Tulsa, v. 36, n. 11, p. 931-937, Nov. 2017.

