



Capítulo

2

Os gigantes, o risco geológico e o processo de delimitação na Bacia de Santos

AUTORES

Lemuel De Paula (lemuel@petrobras.com.br)¹, Manuela Fernandes Caldas¹, Fabio de Oliveira Costa¹, Marco Antonio Carlotto¹, Anderson Antonio Pinheiro Chagas¹

¹ Petrobras E&P

Palavras-chave: Pré-sal, Tupi, Parati, Lapa, Sapinhoá, Sururu, Berbigão, Atapu, Búzios, Mero, Júpiter, Bacalhau, Itaipú, Sêpia.

RESUMO

O Pré-sal da Bacia de Santos é uma prolífica província petrolífera reconhecida mundialmente. Neste capítulo, apresentaremos uma viagem ao longo dos anos, desde os primeiros poços perfurados até a superação de vários desafios e a delimitação de campos gigantes e supergigantes que coroaram a estratégia exploratória da Petrobras. Os leitores conhecerão como o novo *play* foi inicialmente abordado através da perspectiva de geólogos, geofísicos e engenheiros que, na época, o avaliaram. Desta maneira, as descobertas e delimitações do Pré-sal foram divididas em três fases. A primeira fase foi de grande entusiasmo devido às primeiras descobertas dos poços 1-RJS-617D (Parati) e 1-RJS-628A (Tupi), que confirmaram o sistema petrolífero em águas ultra profundas da Bacia de Santos. Tupi viria a ser o primeiro campo supergigante

do Pré-sal brasileiro, com um volume da ordem de 20 bilhões de barris de óleo *in place* (ANP, 2021). A segunda fase exploratória é caracterizada pela confirmação da continuidade das estruturas e reservatórios do Pré-sal, através das descobertas, entre outras, de Carioca, Guarã e Carcará. Contudo, também foi repleta de resultados bastante desafiadores; o poço 1-RJS-652A (Júpiter), por exemplo, amostrou um fluido com um conteúdo de CO₂ muito alto, apesar de excelentes fácies reservatório; em outra estrutura, o poço 1-RJS-656 (Iara) apresentou uma descoberta com volume significativo de óleo leve, mas em um reservatório complexo, com baixa permeabilidade e produtividade. A terceira fase é marcada pelos novos regimes de Cessão Onerosa e Partilha de Produção para o Pré-sal. Nessa fase a Petrobras desempenhou um importantíssimo papel na exploração e desenvolvimento das áreas cedidas pela União, como por exemplo nos campos de Búzios e Sêpia, que incorporaram respectivamente 29 e 5,3 bilhões de barris de óleo *in place* as descobertas brasileiras (ANP,2021). Em suma, o Pré-sal da Bacia de Santos engloba hoje reservas substanciais, que permitem a produção resiliente de petróleo e gás de alta qualidade.

1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Santos é a mais extensa da margem continental brasileira, com uma área de aproximadamente 140.000 km². O seu empilhamento sedimentar é semelhante ao da Bacia de Campos, ao norte, mas diferente da Bacia de Pelotas, ao sul, que não contém evaporitos (Moreira *et al.*, 2007). No início da década de 2000, a Bacia de Santos contava apenas com pequenos campos de gás e óleo em águas rasas e profundas (<1500 m) e nenhuma descoberta em águas ultra profundas (>1500 m). Em meados de 2000, foram adquiridos quatro blocos exploratórios, conhecidos como *Cluster Blocks*, durante o 2º Leilão da Agência Nacional do Petróleo (ANP), marcando assim o início da exploração em águas ultra profundas na Bacia de Santos. Com a finalidade de aprimorar os trabalhos de interpretação exploratória, baseados até então em sísmica 2D, foi realizado, entre 2001 e 2002, um extenso levantamento sísmico 3D que abrangeu integralmente a área dos *Cluster Blocks*. Em 2001, por ocasião do 3º Leilão da ANP, foram adquiridos outros três blocos exploratórios, os quais eram limítrofes aos blocos iniciais e ampliaram significativamente a área de exploração em águas ultraprofundas.

Entre 2004 e 2006 foi perfurado o poço Parati (1-RJS-617D), no Bloco BM-S-10, cuja descoberta de condensado no Pré-sal demonstrou a existência de um sistema petrolífero ativo, até então desconhecido nessa seção da Bacia de Santos. Essa descoberta direcionou toda

a atenção para a perfuração do poço Tupi (1-RJS-628A), no bloco BM-S-11, que tinha como único objetivo reservatórios na seção Pré-sal. Tupi, finalizado em 2006, resultou na primeira descoberta comercial de óleo em águas ultra profundas da Bacia de Santos, definindo assim um novo *play* de reservatórios carbonáticos traçados na base do sal.

A descoberta do *play* Pré-sal promoveu a intensificação da atividade exploratória na área dos *Cluster Blocks*. Os trabalhos foram conduzidos de forma a reter todas as áreas de interesse para a Petrobras através da delimitação otimizada das descobertas, em face aos elevados custos operacionais. Esse foi um processo muito dinâmico, em virtude dos limitados prazos contratuais, cuja não observância resultaria na devolução compulsória de áreas e multas significativas.

Neste capítulo, as descobertas e delimitações foram divididas em três fases: as primeiras descobertas no Pré-sal da Bacia de Santos; segunda fase de descobertas no Pré-sal; e os novos regimes regulatórios e as novas descobertas. Essas fases não seguem uma ordem cronológica rígida e foram, em grande parte, definidas em função das atividades exploratórias da época. Seus importantes marcos serão descritos através dos principais poços; assim considerados aqueles que foram descobridores ou decisivos nas delimitações das acumulações e, indubitavelmente, essenciais para uma melhor compreensão do *play* Pré-sal na Bacia de Santos.

2. AS PRIMEIRAS DESCOBERTAS NO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

Em 2000, a Petrobras, em parceria com outras companhias, adquiriu, no segundo leilão de concessão da Agência Nacional de Petróleo – ANP, quatro grandes blocos em águas ultra profundas na Bacia de Santos.

Os blocos BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10 e BM-S-11 foram denominados *Cluster Blocks*, ou simplesmente Cluster, e abrangiam uma área total de aproximadamente 20.000 km² (Figura 2.1). No ano seguinte, em 2001, foram adquiridos, também em parceria, os blocos BM-S-21, BM-S-22 e BM-S-24, no terceiro leilão de concessão da ANP, adicionando 7.600 km² à área original do Cluster (Figura 2.1).

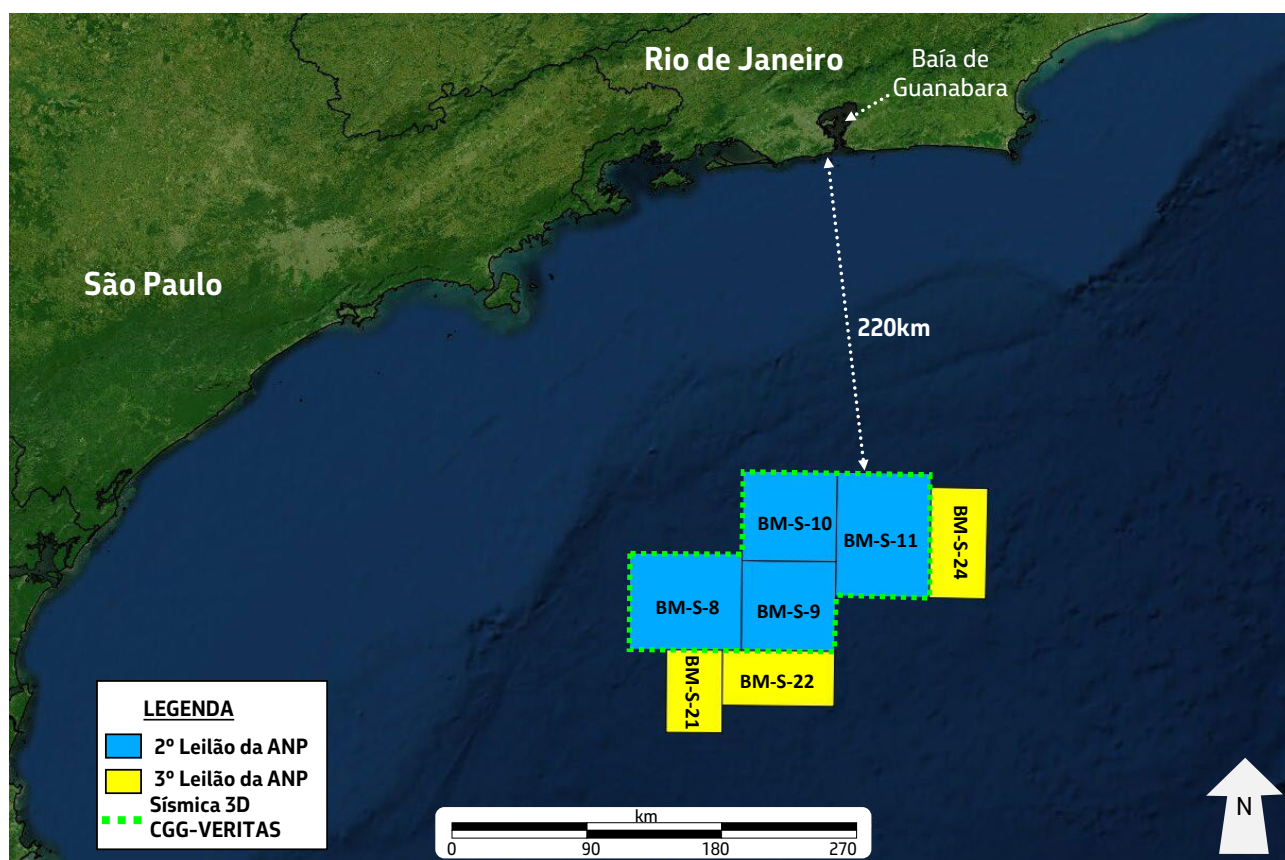


Figura 2.1 – Localização dos blocos exploratórios adquiridos nos leilões de concessão 2 (em azul) e 3 (em amarelo) da ANP; assim como o limite da sísmica 3D tracejado em verde, adquirida para a exploração da área. Notar as dimensões dos blocos quando comparados com a Baía de Guanabara.

No *Cluster*, a maioria das oportunidades inicialmente identificadas eram análogas ao *play* turbiditos do Pós-sal da Bacia de Campos. Em janeiro de 2003, o poço Fluorita (1-RJS-598D) foi perfurado em um bloco vizinho (BS-500) e revelou a inviabilidade de grande parte dessas oportunidades na Bacia

de Santos, conforme abordado nos capítulos 1 e 4 deste livro. Como consequência, 50% das áreas dos blocos adquiridos em 2000 foram devolvidas ao final do primeiro período exploratório em agosto de 2003, sendo preferencialmente retidas áreas com oportunidades para o Pré-sal (Figura 2.2).

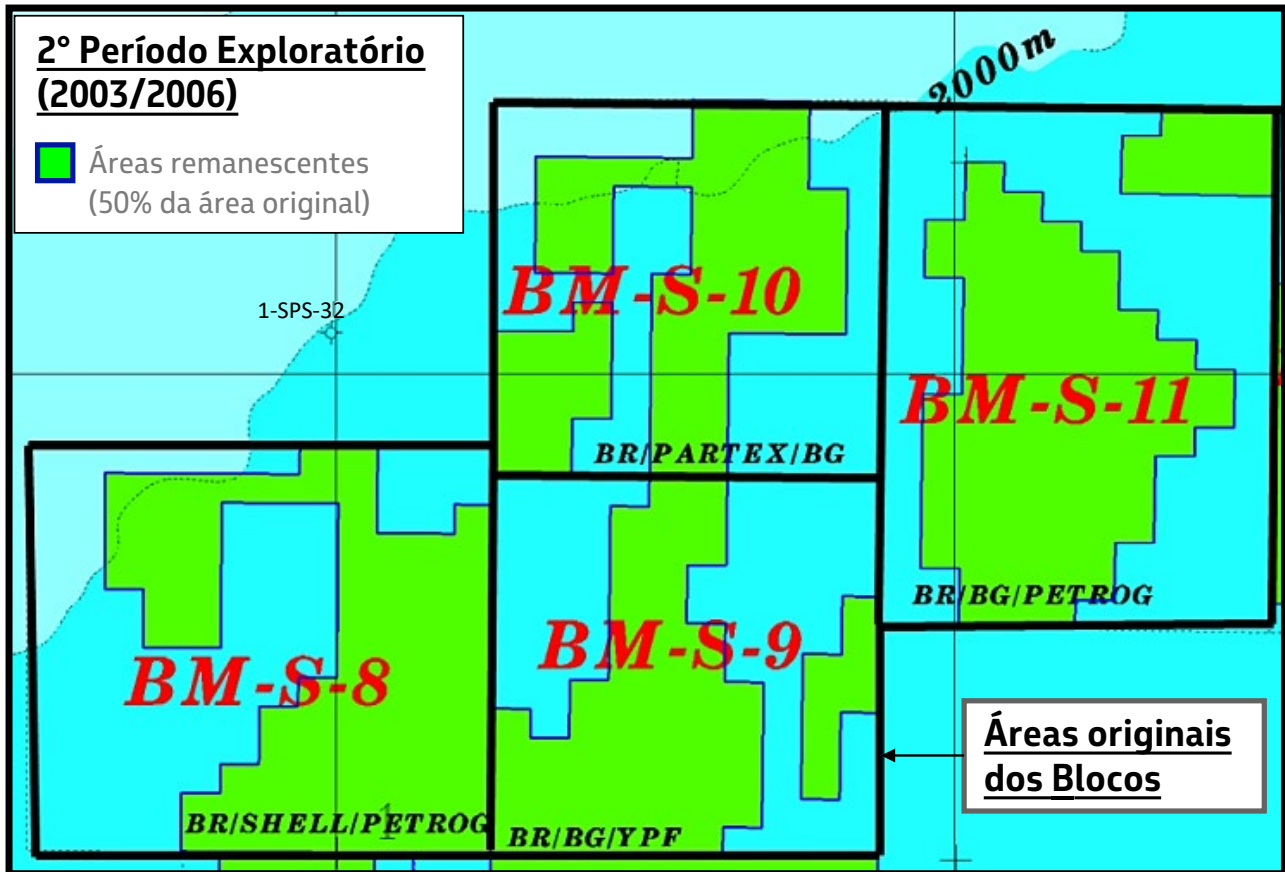


Figura 2.2 - Áreas remanescentes dos blocos do Cluster adquiridos em 2000, após devolução de 50% da área em função da passagem para o 2º período exploratório. Em negrito estão as parcerias estabelecidas para cada bloco. As participações societárias serão descritas adiante no texto.

Entre 2001 e 2002, os blocos originais do Cluster foram totalmente cobertos por levantamento sísmico 3D (Figura 2.1), perfazendo 20.100 km² de dados de reflexão, com posterior processamento *Pre-Stack Time Migration* (PSTM) e, em seguida, *Pre-Stack Depth Migration* (PSDM), com excelente qualidade de imageamento (para maiores informações sobre esse levantamento consultar o Capítulo 4 deste livro). A interpretação desses dados possibilitou a visualização

regional do preenchimento sedimentar da porção central da bacia e, em especial, da seção Pré-sal, onde passou então a se concentrar o maior interesse exploratório. Mediante o emprego de sismoestratigrafia e modelos de outras bacias do Brasil e do exterior (Mohriak *et al.*, 2008), o Pré-sal foi individualizado em duas grandes sequências sismoestratigráficas: 1) Rifte, subdividida em Sin-rifte inferior, e Sin-rifte superior; e 2) Pós-rifte (Sag) (Figura 2.3).

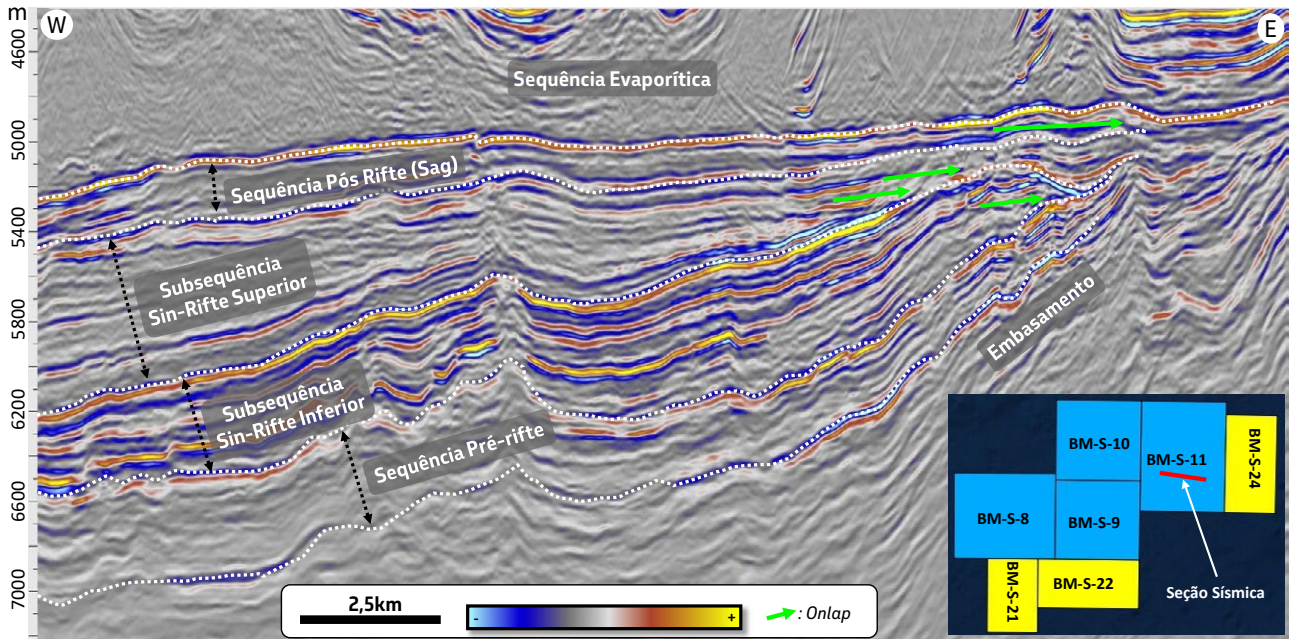


Figura 2.3 – Seção sísmica em profundidade ilustrando a sismoestratigrafia usada antes da perfuração de poços na parte mais distal da Bacia de Santos.

Os dados obtidos após a perfuração do poço 3-RJS-625 (Sambaqui), que atingiu o Pré-sal na região proximal da bacia (não discutido neste capítulo), e dos poços 1-RJS-617D (Parati) e 1-RJS-628A (Tupi), ambos perfurados no Cluster e apresentados no capítulo 1 deste livro, foram utilizados para a redefinição da Carta Estratigráfica da Bacia de Santos por Moreira *et al.* (2007) (Figura 2.4). Nessa Carta as seqüências

sismoestratigráficas foram redefinidas de acordo com a Tabela 1. Assim, doravante neste capítulo, os reservatórios serão referenciados às suas seqüências estratigráficas correspondentes (K46-48, K44, etc.), com menção à litologia apenas onde for imprescindível para a elucidação de conceitos. Para uma descrição pormenorizada das litologias e fácies sedimentares associadas a cada seqüência, consultar o Capítulo 8 deste livro.

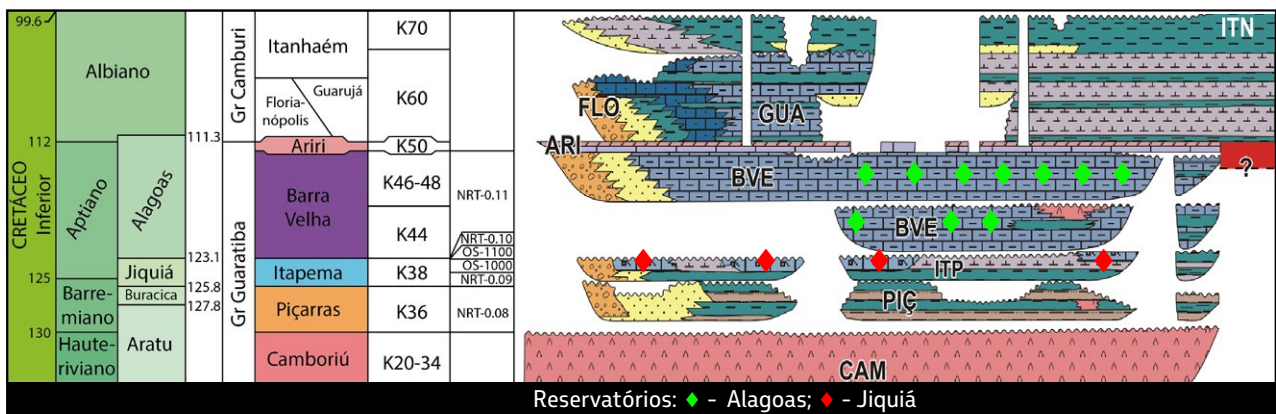


Figura 2.4 – Segmento da carta estratigráfica da seção Pré-sal da Bacia de Santos atualizada após a perfuração dos primeiros poços na área (modificada de Moreira *et al.*, 2007).

Tabela 1 – Unidades estratigráficas do Pré-sal da Bacia de Santos.

Sequência		Formação	Litologia
Sismoestratigráfica	Estratigráfica		
Pós-Rifte ou Sag			Microbiolitos ² ou localmente calcários abióticos (tufas e travertinos ³)
Discordância Intra-Alagoas ¹			Discordância Intra-Alagoas ¹
Sin-Rifte	Superior	K44	Barra Velha Microbiolitos <i>in situ</i> ou retrabalhados (estromatolitos e laminitos microbiais, localmente dolomitizados ou silicificados ⁴) intercalados com folhelhos
		K38	Itapema Rudstones e grainstones a bivalves (coquinas), wackestones e packstones bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica.
	Inferior	K36	Piçarras Arenitos de composição talco-estevesitica e folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica
		K20-34	Camboriú Ígneas

1 - Moreira *et al.* (2007); 2 - Burne e Moore (1987), Chagas *et al.* (2016); 3 - Pentecost (1985 e 2005); 4 - Terra *et al.* (2010)

2.1. BM-S-10

No Bloco BM-S-10, operado pela Petrobras (65%) em parceria com BG (25%) e Partex (10%), foram perfurados dois poços: 1-RJS-617D (Parati) e 4-RJS-668 (Macunaíma) (Figura 2.1.1). O poço Parati, descrito no Capítulo 1 deste livro, foi finalizado em 2006, sendo o primeiro poço perfurado na área do Cluster com um projeto muito inovador para a época. Através dele constatou-se intercalações de calcários (*intertraps*) ao longo da seção superior de basaltos (Figura 2.1.2a), com espessuras variando entre 1 e 12 m.

Esses basaltos foram denominados de Basalto Parati e são temporalmente equivalentes e lateralmente correlatos à Sequência K44. O teste de formação a poço revestido, realizado em um dos *intertraps*, produziu condensado de 44°API com RGO de 3060 m³/m³ (Figura 2.1.2a). Essa importante descoberta confirmou a existência de um sistema petrolífero ativo em águas ultraprofundas na Bacia de Santos e gerou a hipótese de um *play intertraps*, caracterizado por uma complexa interconexão lateral e vertical de corpos carbonáticos dentro do Basalto Parati. A

grande extensão de aproximadamente 5700 km² desse basalto, facilmente delimitado por atributos sísmicos de amplitude, sugeria grandes volumes potenciais para o *play intertraps* (Figura 2.1.3).

Antes da perfuração do poço Macunaíma (4-SPS-668), entre março de 2010 e fevereiro de 2011 (Figuras 2.1.1 e 2.1.2), que viria a testar a continuidade do *play intertraps* a partir do poço Parati, três outros poços geraram

importantes informações para a sua delimitação. Os poços 1-RJS-628A (Tupi) e 1-SPS-50 (Carioca), perfurados em 2005 e 2007, não constataram o Basalto Parati e permitiram calibrar o atributo de amplitude (Figura 2.1.3). O poço 1-SPS-52A (Bem-te-vi), perfurado em 2007 e localizado a 82 km do poço Parati, não constatou reservatórios *intertraps* no Basalto Parati, indicando que eles não eram regionalmente distribuídos, como originalmente imaginado.

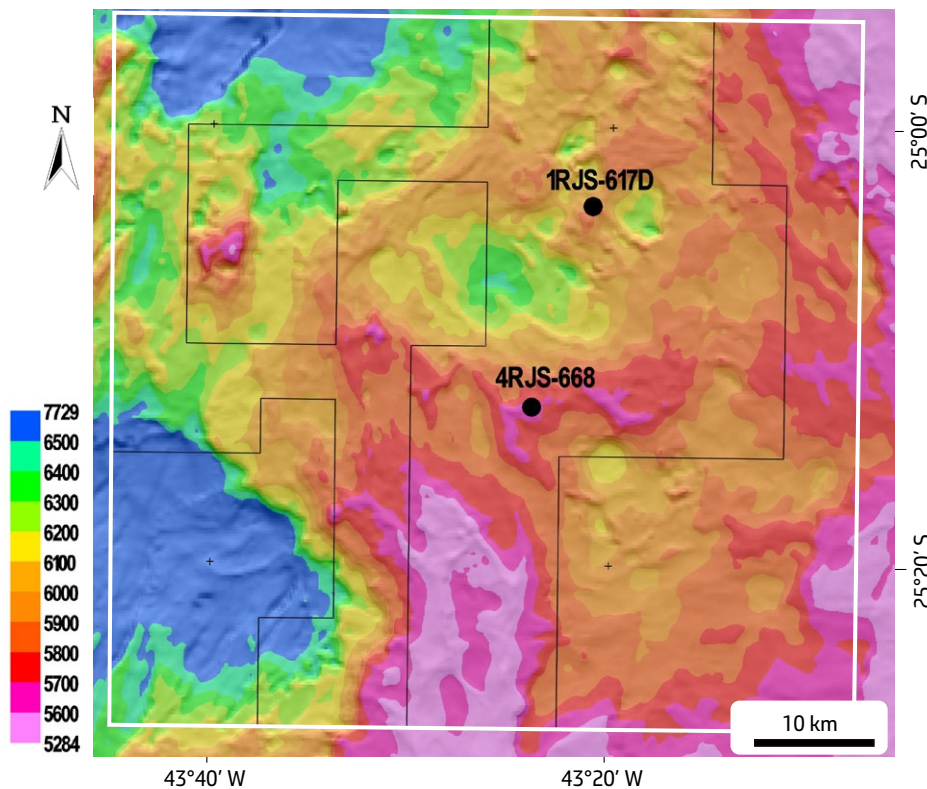


Figura 2.1.1 – Mapa estrutural da base do sal em profundidade com a localização dos poços 1-RJS-617D (Parati) e 4-RJS-668 (Macunaíma) perfurados no bloco BM-S-10. O polígono branco indica a área original do bloco e os polígonos pretos as áreas remanescentes após devolução de 50% da área, em 2003.

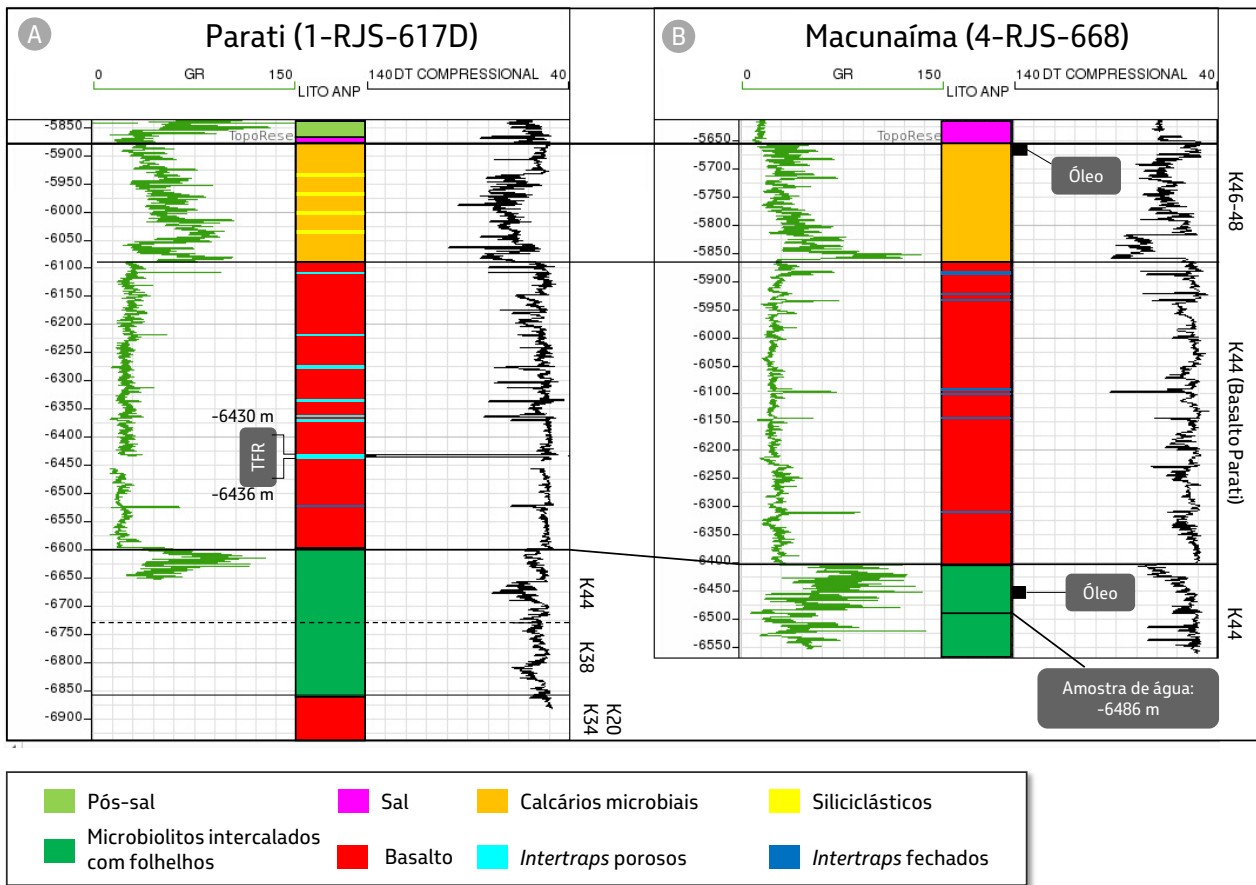


Figura 2.1.2 – Poços perfurados no bloco BM-S-10: a) No poço Parati (1-RJS-617D), os reservatórios (*intertraps*) ocorrem intercalados com os derrames vulcânicos. TFR – teste de formação a poço revestido; b) O poço Macunaíma foi o segundo e último poço perfurado neste bloco. Ele apresenta boa correlação estratigráfica com Parati, mas os seus *intertraps* são fechados.

O poço Macunaíma tinha como objetivo investigar possíveis reservatórios na Sequência K46-48 e a continuidade dos *intertraps* constatados no poço Parati. Localizado 17 km a SSW do poço Parati, foi perfurado em uma trapa estrutural na base do sal, com 85 km² de área (Figura 2.1.1). Constatou, na cota de -5655 m, reservatórios de baixa porosidade da Sequência K46-48, com óleo de 27 °API, e RGO de 170 m³/m³. O contato óleo/água foi constatado muito acima do *spill point* da estrutura, na cota de -5675 m, incorporando um pequeno volume de hidrocarbonetos (Figura 2.1.2b).

Abaixo da Sequência K46-48 foi encontrado o Basalto Parati, com 573 m de espessura. Dentro do basalto foram identificados vários *intertraps* fechados, com espessura máxima de 5 m (Figura 2.1.2b). Na base do basalto, na cota de -6.443 m, foi descoberto óleo de 27 °API e RGO de 94 m³/m³, formando uma coluna de 23 m em microbiolitos pouco porosos (Figura 2.1.2b). Com a perfuração de Macunaíma, o conceito de um *play intertraps* foi testado e abandonado em função de sua descontinuidade lateral (Figura 2.1.2b) (Chagas *et al.*, 2011). Posteriormente outros poços

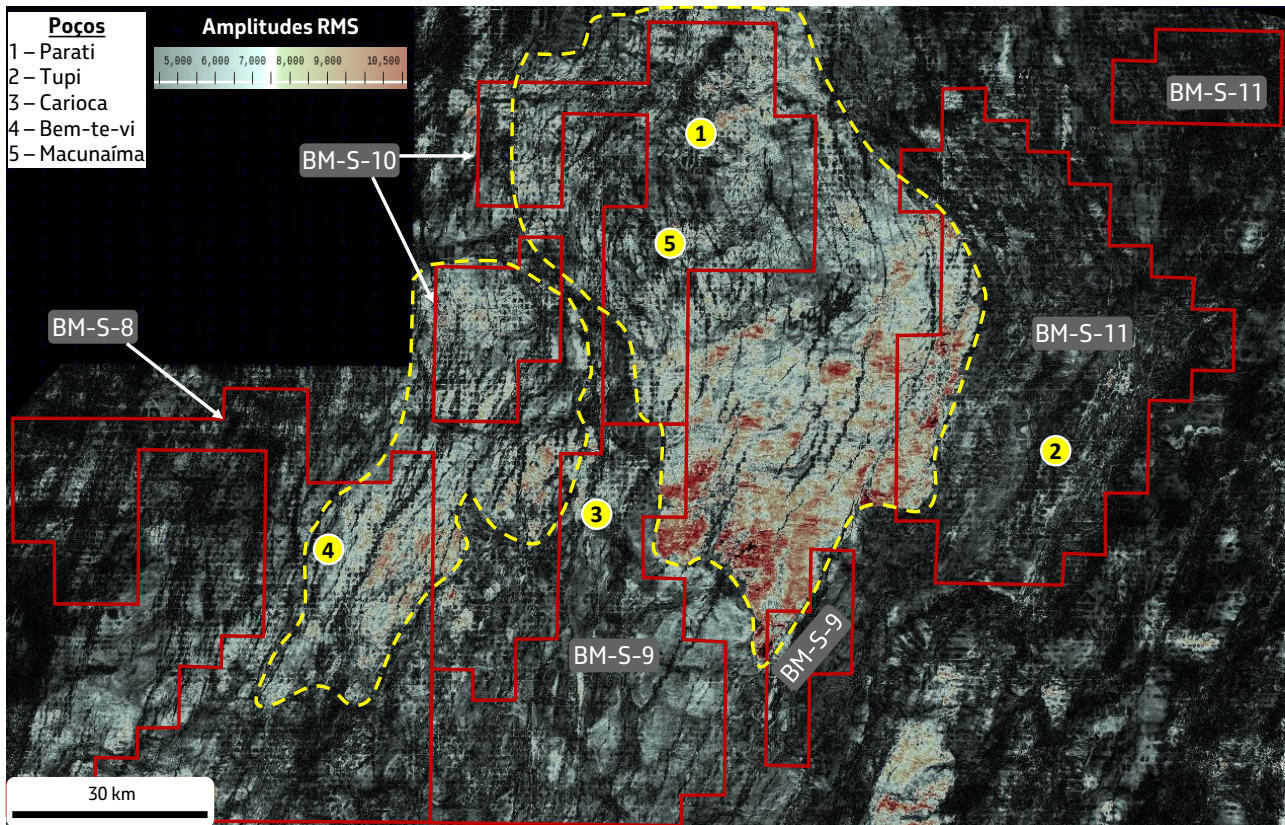


Figura 2.1.3 – Atributo de amplitude RMS da discordância Intra-Alagoas na área do Cluster. Polígonos tracejados em amarelo indicam áreas de ocorrência do Basalto Parati, correspondente aos maiores valores de amplitude. Polígonos em vermelho indicam áreas dos blocos durante o segundo período exploratório. Círculos amarelos numerados indicam os poços listados na legenda.

atingiram o Basalto Parati e confirmaram a inexistência do *play intertraps*. Após a perfuração de Macunaíma, os volumes de hidrocarbonetos estimados para o bloco BM-S-10 foram considerados não comerciais e o bloco foi devolvido para a ANP.

2.2. BM-S-11 (Tupi)

O 1-RJS-628A (Tupi), descrito no Capítulo 1 deste livro, foi perfurado entre setembro

de 2005 e outubro de 2006, no Bloco BM-S-11, sendo operado pela Petrobras (65%) em parceria com a BG (25%) e a Petrogal (10%) (Figura 2.2.1). Ele é um marco para o Pré-sal, pois além de perfurar dois mil metros de sal sem grandes complicações, constatou em reservatório da Sequência K46-48, na cota de -4921 m, uma coluna de 230 m de óleo com 27,5°API, RGO de 233 m³/m³ e teores de CO₂ de 8%. O contato óleo/água não foi encontrado, pois coincide com um intervalo não

reservatório no poço; no entanto, foi inferido através de gradiente de pressão de poros (Figura 2.2.2). O reservatório consiste em microbiolitos com porosidades variando entre 3 e 11%, *netpay* de 64 metros e índice de produtividade de 8,4 m³/d/kgf/cm².

Em termos de modelo deposicional, os microbiolitos constatados foram interpretados

como depositados em lâmina d'água muito rasa em um lago. A boa correlação encontrada entre os poços Parati, Tupi e Sambaqui, na Bacia de Santos, com o poço 1-ESS-103, perfurado a 700 quilômetros de distância na Bacia de Campos, sugeria que esse sistema deposicional lacustre ultrapassava os limites da Bacia de Santos e que a camada Pré-sal poderia apresentar extensão continental.

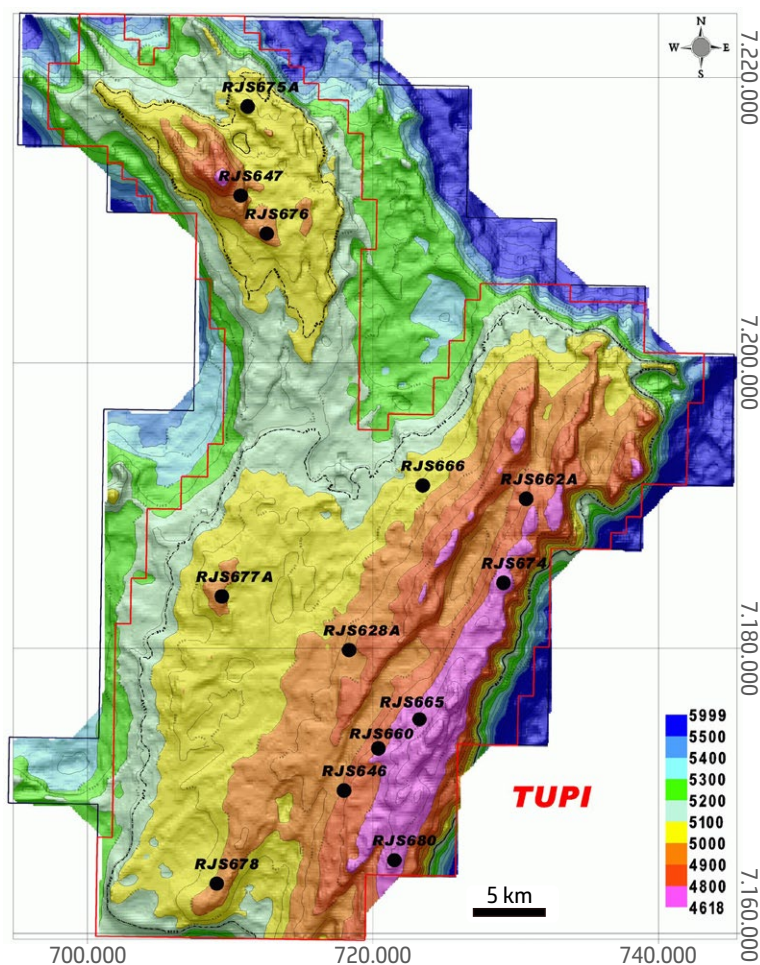


Figura 2.2.1 - Mapa estrutural em profundidade do topo do reservatório superior da Sequência K46-48 no Bloco BM-S-11, com o poço pioneiro 1-RJS-628A (Tupi) e os demais poços perfurados para delimitação do campo.

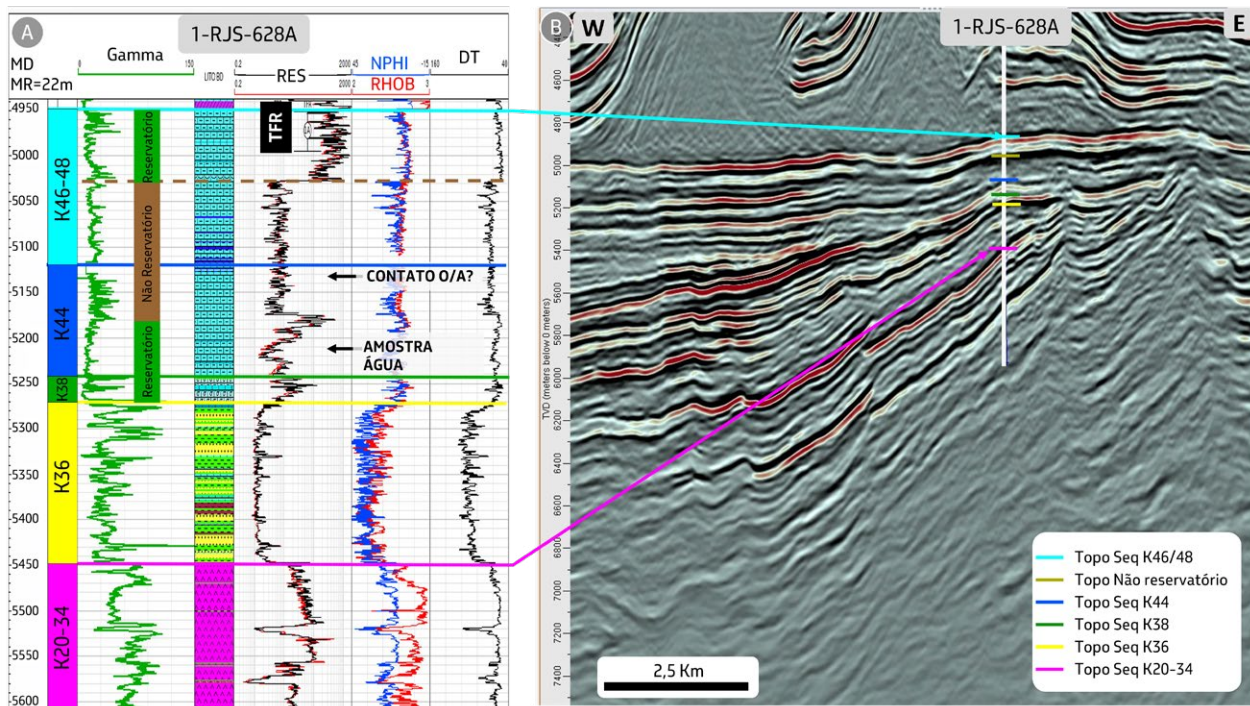


Figura 2.2.2 – Poço 1-RJS-628A (Tupi): A) Perfil composto indicando o contato óleo/água inferido aproximadamente por gradientes de pressão e a primeira água amostrada no poço. O contato ocorre em fácies não-reservatório; B) Linha sísmica em profundidade mostrando o intervalo perfurado pelo poço.

Com o objetivo de avaliar a comercialidade da descoberta de Tupi (1-RJS-628A), foi apresentada a primeira locação de extensão do Pré-sal na Bacia de Santos. Ela viria a ser o poço 3-RJS-646 (Extensão de Tupi ou Ext-Tupi), cuja perfuração ocorreu entre maio e setembro de 2007 (Figura 2.2.1). Esse poço tinha a finalidade de investigar a continuidade para o sul dos reservatórios constatados pelo poço Tupi e testar, em posição estrutural mais elevada, as coquinas da Sequência K38, que apresentaram boas condições permoporosas no pioneiro, porém continham água no nível perfurado.

A maior incerteza da locação estava relacionada às características dos fenômenos diagenéticos. Tais fenômenos poderiam influenciar a configuração final do sistema poroso através de cimentação ou geração de porosidade secundária. Para mitigar esse risco, foram utilizados os dados de processamentos sísmicos desenvolvidos pela Petrobras, denominados como Deconvolução Iterativa (ITERDEC) e ITERDEC-Integrado. O processo está descrito em detalhe no Capítulo 4 deste livro. Com o ITERDEC-Integrado foi possível observar que os reservatórios da Sequência K46-48 apresentavam fácies sísmicas mais caóticas, impedâncias relativas

menores e espessuras de reservatório, entre 80 e 100 m, significativamente maiores do que na área de Tupi (Figura 2.2.3). Essas eram diferenças sutis não observadas no dado PSTM convencional (Figura 2.2.4), contudo elas sugeriam importantes implicações geológicas. Isto porque, o adelgaçamento (*pinch-out*) em escala regional das sequências K46-48 e K44

indicavam a existência do alto estrutural na época da deposição dos reservatórios (Figura 2.2.4). Portanto, um espessamento do reservatório no alto sugeria um sutil crescimento carbonático (*build-up*) com fácies porosas (Figura 2.2.3b), que, por sua vez, estariam em conformidade com a diminuição da impedância relativa (Figura 2.2.3c).

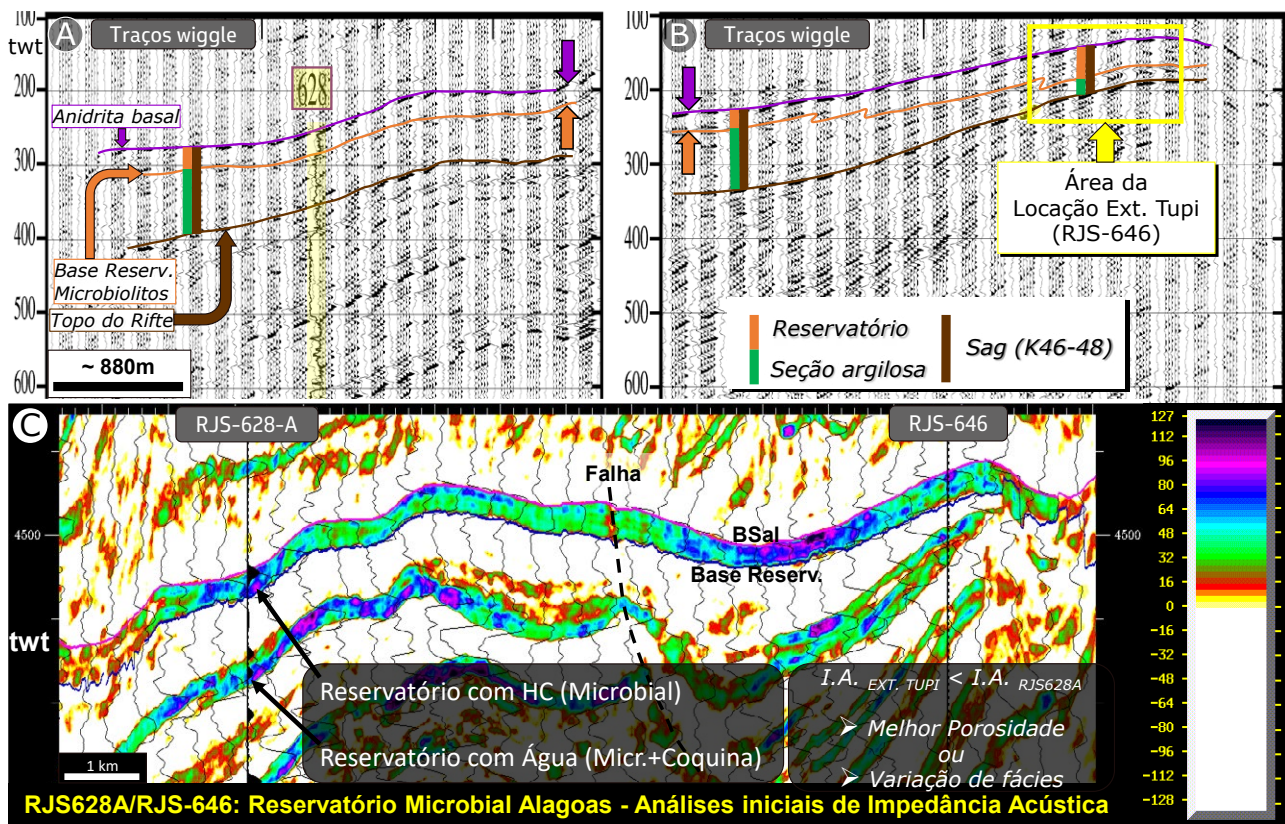


Figura 2.2.3 - Seções sísmicas mostrando os dados de ITERDEC em detalhe nas áreas: (A) do poço 1-RJS-628A; e (B) da Localização Ext-Tupi (3-RJS-646); C) ITERDEC Integrado entre os poços citados. Observar espessamento do reservatório superior da Sequência K46-48 em direção ao ápice da estrutura (entre os horizontes indicados pelas setas roxa e laranja nas figuras A e B). Notar, na Figura C, a variação das fácies sísmicas a partir do 1-RJS-628-A (Tupi) em direção ao 3-RJS-646 (Ext-Tupi). BSaI: base do sal; HC: hidrocarboneto. Cortesia de Andre Romanelli Rosa.

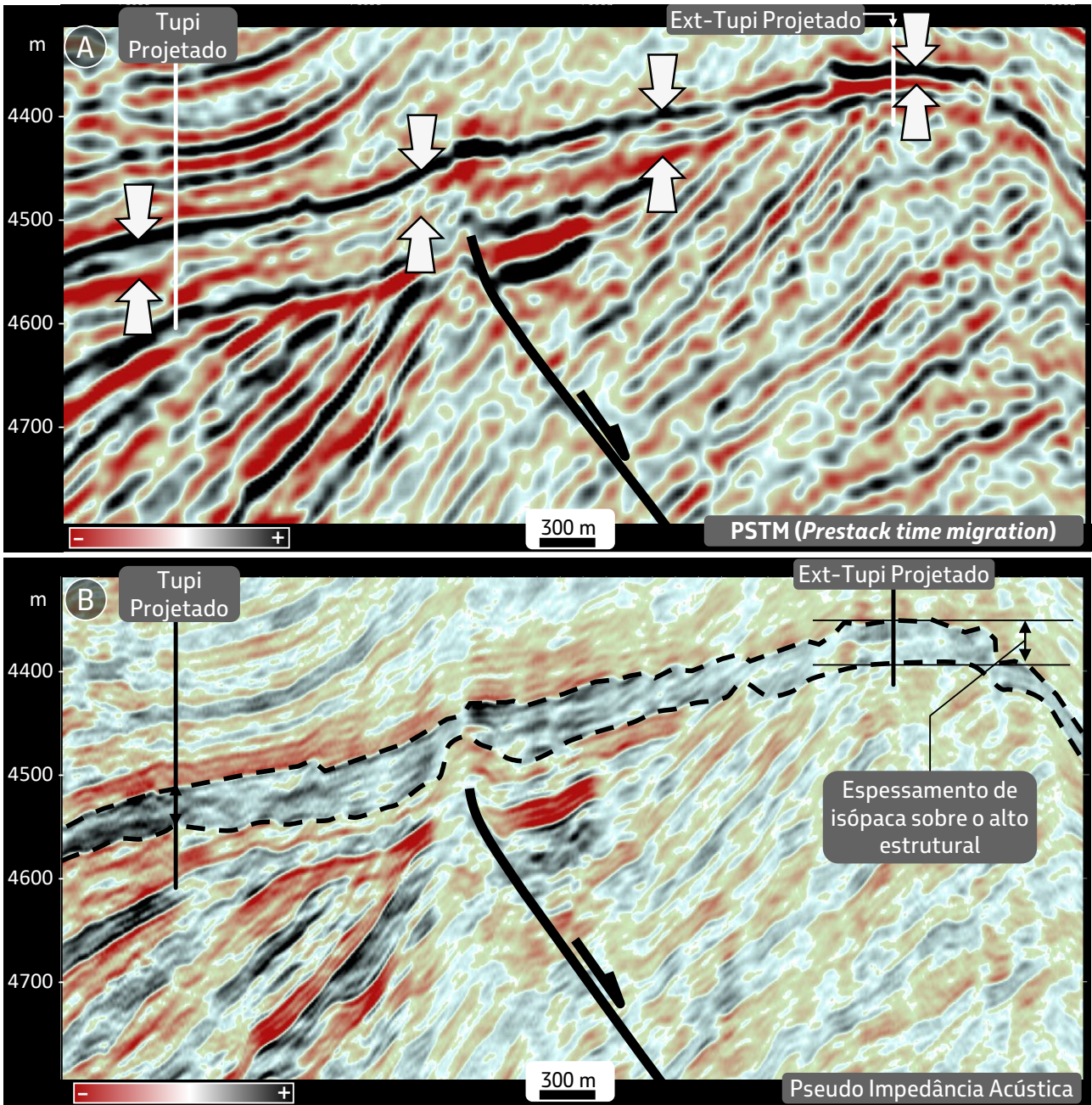


Figura 2.2.4 - Seções sísmicas comparando as resoluções dos dados PSTM e Pseudo-Impedância Acústica (ITERDEC Integrado) na identificação do reservatório superior da Sequência K46-48: A) O dado PSTM não define com boa precisão o topo e a base do reservatório (setas brancas); B) O dado ITERDEC integrado apresenta uma melhor definição do topo e base do reservatório (linha tracejada preta), permitindo constatar um espessamento das isópacas. Notar a diminuição das impedâncias em direção ao alto estrutural.

O poço Ext-Tupi atingiu o reservatório da Sequência K46-48, na cota de -4890 m, cujos índice de produtividade de 38 m³/d/kgf/cm² e vazão de 445 m³/d revelaram um grande potencial para as fácies sísmicas discretizadas

pelo dado ITERDEC-Integrado (Figura 2.2.3 e Figura 2.2.4). Abaixo da Sequência K46-48, foi constatado o reservatório da Sequência K44, com óleo (Figura 2.2.5). O contato óleo/água coincidia com fácies não reservatório, mas os

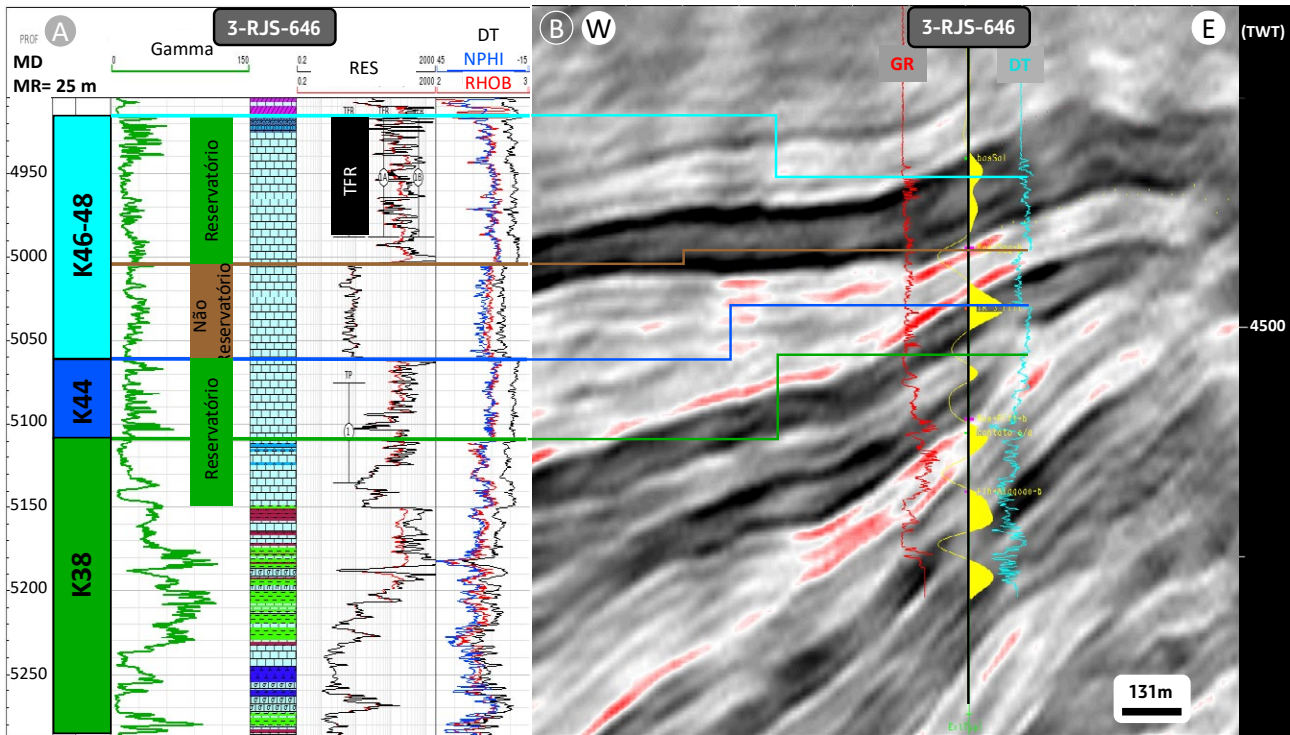


Figura 2.2.5 – Poço 3-RJS-646 (Ext-Tupi): A) Perfil do poço com interpretação litológica; B) Seção Sísmica, em tempo, com a amarração do poço no dado ITERDEC Integrado. Observar que similarmente ao que ocorre no poço 1-RJS-628A, o intervalo do superior da Sequência K46-48 corresponde aos reservatórios e o intervalo inferior ao intervalo argiloso. TFR – Teste de formação a poço revestido.

gradientes de pressão indicavam cotas entre -5131 m e -5148 m, dentro de uma trapa estrutural na base do sal (Figuras 2.2.6a e b) e em conformidade com os dados obtidos no poço Tupi. Na cota mais alta, -5131m, a área da acumulação atingia impressionantes 1119 km². O contato óleo/água a ser usado para o plano de avaliação, -5131 m ou -5148 m, ainda era um desafio que ficou para ser desvendado nos próximos poços de delimitação, descritos a seguir.

O resultado positivo desse poço, tanto em relação à confirmação da descoberta de óleo quanto em relação à sensível melhora de fácies reservatório, aumentou a confiança na

metodologia que combinava o uso do ITERDEC integrado com a estratigrafia e o posicionamento estrutural. Desse modo, essa metodologia passou a ser praticamente mandatória para todas as futuras locações.

Após a confirmação pelo poço 3-RJS-646 (Ext-Tupi) do enorme potencial da descoberta do poço Tupi no Bloco BM-S-11, teve início a sua fase de delimitação. Assim, entre setembro e dezembro de 2009, foi perfurado o poço 4-RJS-647 (Iracema) na porção noroeste da área de avaliação, a fim de testar uma estrutura dômica alongada (NW-SE) cujo contexto estrutural diferia do testado anteriormente pelos poços Tupi e Ext-Tupi

(Figuras 2.2.1 e 2.2.7). Esse poço constatou o topo dos reservatórios carbonáticos na cota de -4921m, formando uma coluna de hidrocarbonetos de 143m de altura, com porosidade média de 10% e índice de produtividade de até 151 m³/d/kgf/cm² (Figura 2.2.8). Um fato inesperado foi a constatação do contato óleo/água a -5079 m. Isso porque o contato óleo/água mais profundo estimado pelos poços Tupi e Ext-Tupi, entre -5131 m e -5148 m, indicava que Iracema estaria dentro da mesma trapa estrutural e,

portanto, deveria ter um contato similar (Figuras 2.2.6b e 2.2.7). Além do contato óleo/água, as análises dos fluidos indicaram gradientes de pressão diferentes para as duas áreas, tanto na zona de óleo como na zona de água. Em Tupi o óleo apresenta valores em torno de 28°API, RGO de 235 m³/m³ e teores de CO₂ de 11%, enquanto Iracema apresenta óleo de 31°API, RGO 350 m³/m³ e 1% em teor de CO₂. Essa situação indicava a possibilidade de uma barreira estratigráfica entre as duas estruturas.

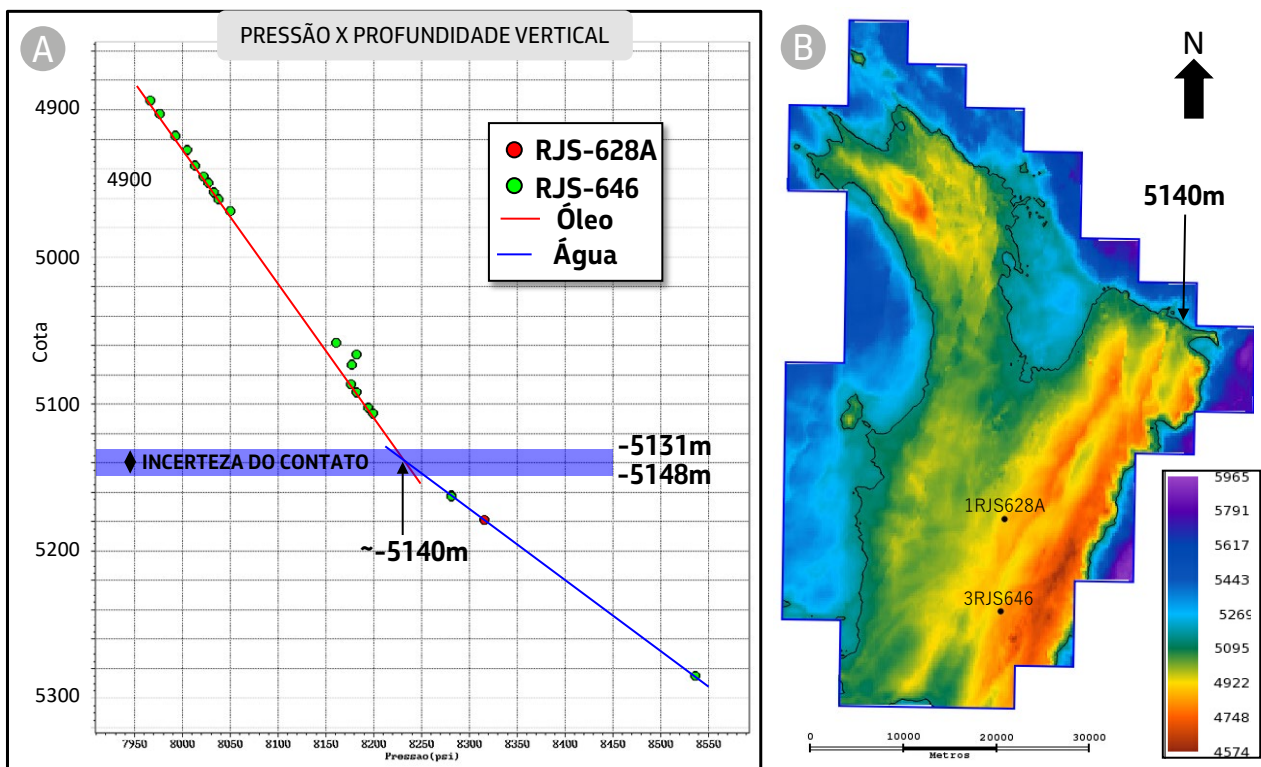


Figura 2.2.6 – Estimativas do contato óleo/água na acumulação de Tupi: A) gráfico de pressão de poros versus profundidade dos poços 1-RJS-628A (Tupi) e 3-RJS-646 (Ext-Tupi); B) Mapa do topo do reservatório da Sequência K46-48 com a curva correspondente ao contato médio estimado na cota de -5140 metros.

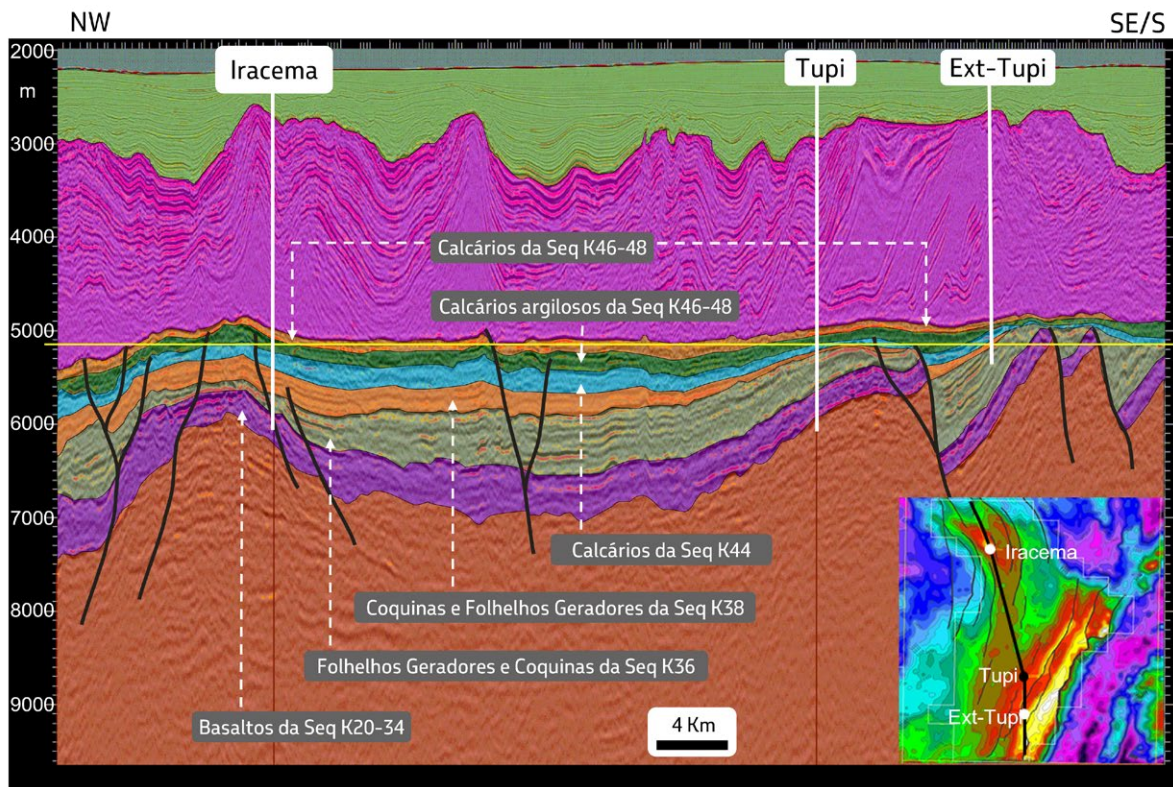


Figura 2.2.7 - Seção sísmica com interpretação anterior na perfuração do poço 4-RJS-647 (Iracema), mostrando contato óleo/água inferido a partir dos resultados do poço 1-RJS-628A (Tupi) (-5140 m - Linha tracejada amarela).

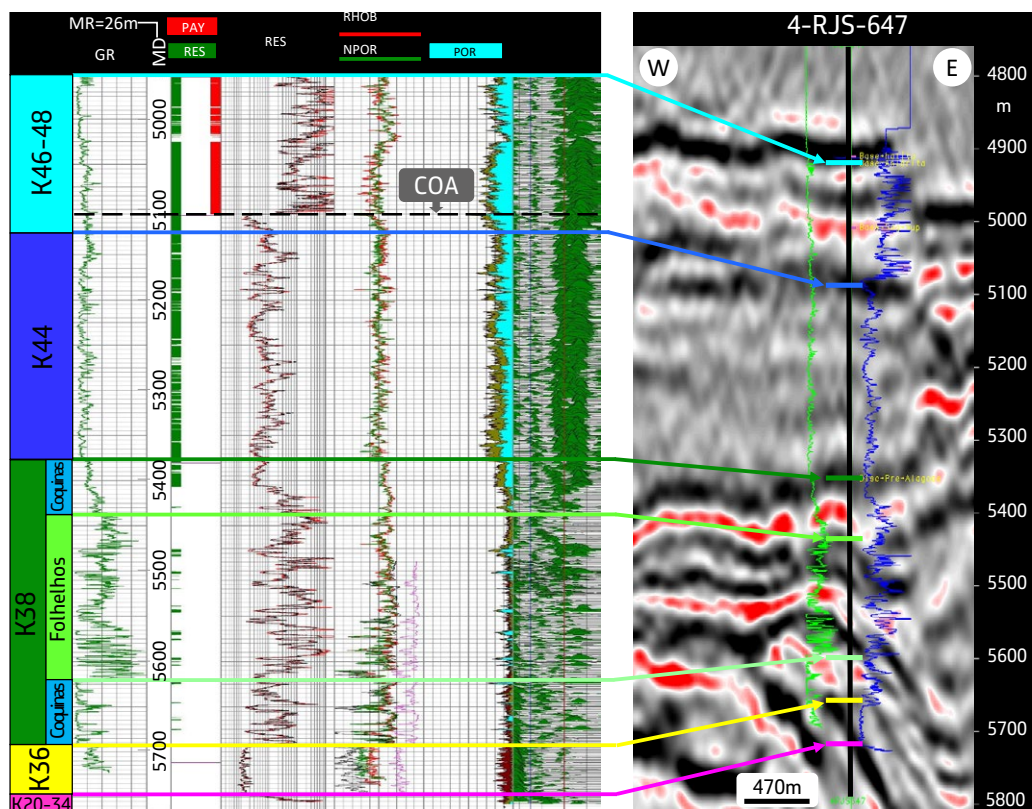


Figura 2.2.8 - Amarração do perfil do poço 4-RJS-647 (Iracema) com a sísmica Na época da perfuração do poço. O contato óleo/água (COA: -5079 m) foi determinado dentro de fácies reservatório.

Com a perfuração desse poço, três novos termos correspondentes a zonas de produção foram adotados e amplamente utilizados para definir informalmente a estratigrafia do

Pré-sal, a saber: BVE100, BVE200 e BVE300, sendo BVE um acrônimo para Formação Barra Velha. Suas equivalências estratigráficas estão sumarizadas na Figura 2.2.9.

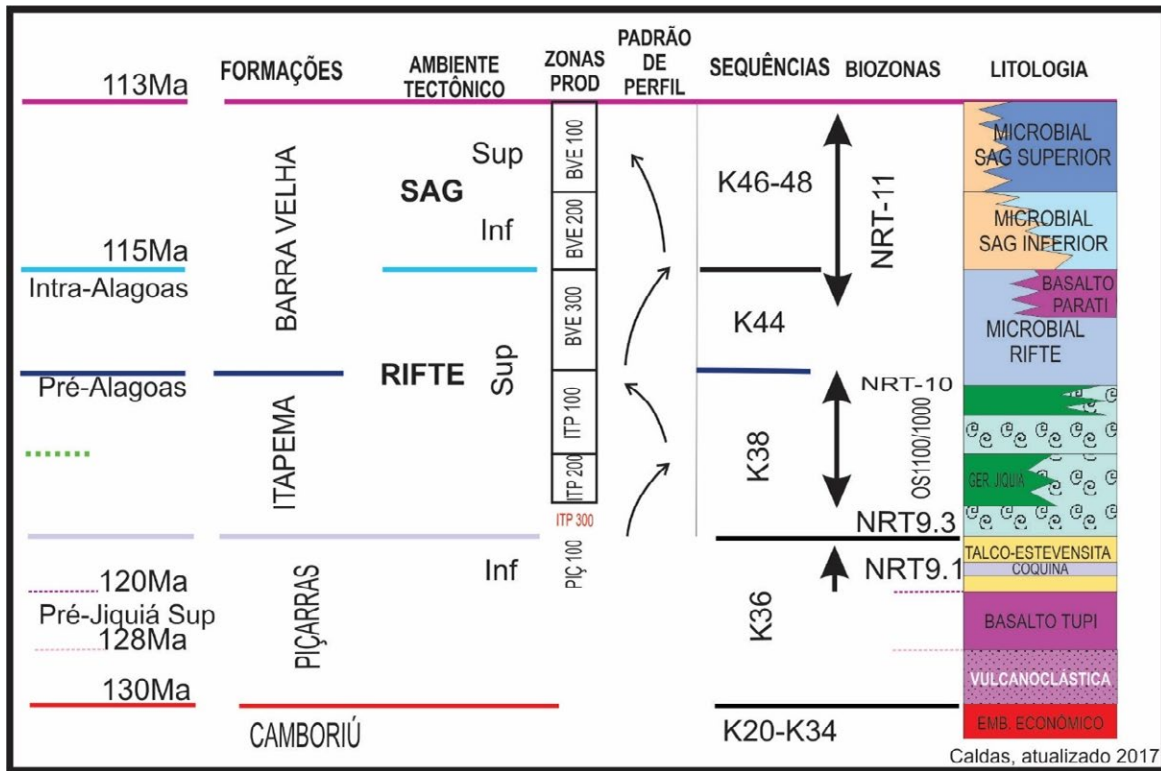


Figura 2.2.9 - Esquema das subdivisões definidas para a estratigrafia da seção Pré-sal da Bacia de Santos, após a perfuração dos primeiros poços. Modificado de Caldas *et al.* (2018).

Na sequência da campanha de avaliação da área de Tupi, foi aprovada a locação Tupi O/A (3-RJS-666), perfurada entre janeiro e abril de 2010 (Figura 2.2.1). Os objetivos principais dessa locação eram: 1) constatar o contato óleo/água da acumulação; 2) verificar a qualidade das fácies reservatório em posições estruturais mais baixas na trapa; e 3) obter novos dados para refinar o modelo deposicional. O poço atingiu o topo do Pré-sal na cota de -5039 m e confirmou reservatórios carbonáticos nas sequências K46-48 e K44. No entanto, essas rochas apresentaram baixíssimas qualidades permoporosas, sendo constituídas basicamente por fácies

carbonáticas retrabalhadas com presença de argila. Constatou, ainda, coquinas com baixa qualidade na Sequência K38 e arenito talco-estevensítico na Sequência K36. Apesar do resultado negativo em relação às fácies e a não determinação do contato, a perfuração do poço foi de extrema importância. Esse mostrou que baixas impedâncias, no dado ITERDEC Integrado, em baixos estruturais, indicavam reservatórios de baixa qualidade ou rochas fechadas argilosas. Dessa forma, todas as regiões com essas características foram delimitadas e, conseqüentemente, nenhum outro poço foi perfurado dentro desse limite, mesmo após a declaração de

comercialidade da área. Além desses fatos, a perfuração do poço demonstrou que a descontinuidade entre os reservatórios de Tupi e

Iracema seria função da existência de fácies não reservatório entre as duas estruturas (Figura 2.2.10).

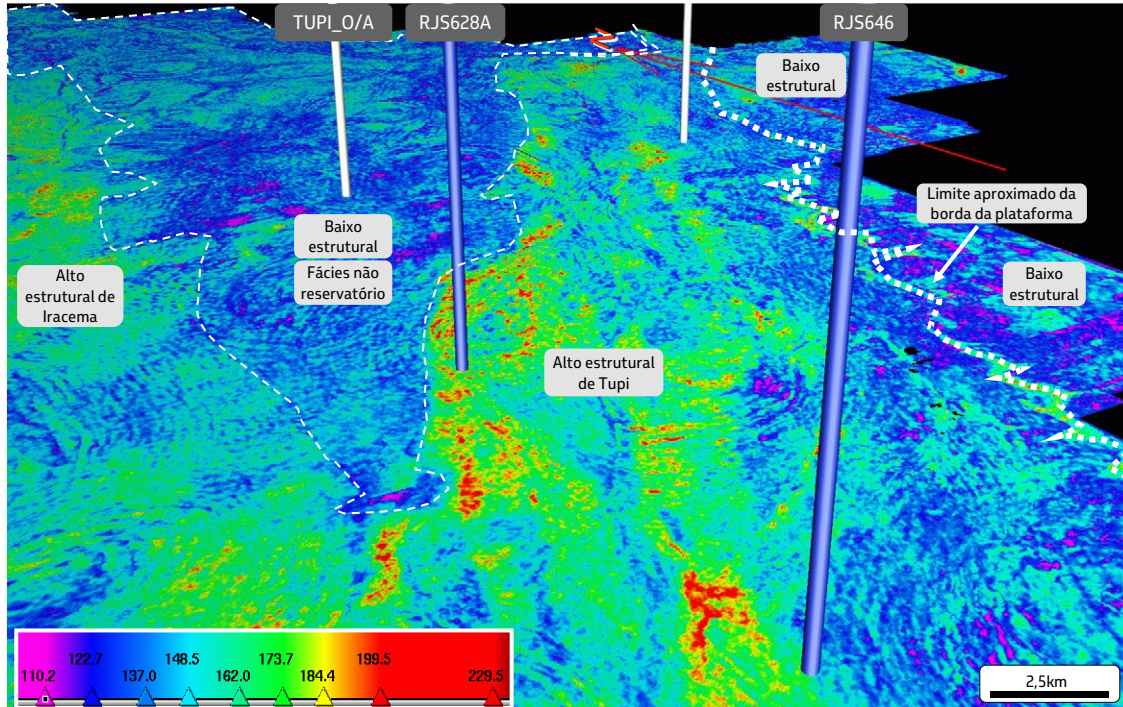


Figura 2.2.10 - Mapa de amplitude média extraído do dado de ITERDEC Integrado, do Reservatório Superior. Após a perfuração do poço 3-RJS-666 (Tupi O/A), ficou caracterizado que a predominância de baixas impedâncias (cores frias) nos baixos estruturais corresponde a fácies não-reservatório.

A declaração de comercialidade do Plano de Avaliação (PA) do Poço de Tupi (uma das partes da antiga Concessão BM-S-11) ocorreu em dezembro de 2010 e abrangeu uma área de 1974 km². Os compromissos estabelecidos no Plano de Avaliação do 1-RJS-628A foram cumpridos com a perfuração dos poços 3-RJS-646 e 4-RJS-647 (descritos acima) e a realização de um teste de longa duração (TLD). Além dos poços propostos, foram perfurados mais oito poços exploratórios: 3-RJS-662A (2009-2010), 3-RJS-666 (2010), 3-RJS-674 (2010), 3-RJS-675A (2010), 3-RJS-678 (2010), 3-RJS-677A (2010), 3-RJS-676 (2010) e o 3-RJS-680 (2010-2011). Somando-se à campanha de delimitação, dois poços especiais foram perfurados na fase exploratória:

o 9-RJS-660, cujo testemunho contínuo de 260 m amostrou integralmente as sequências K46-48, K44 e o topo da K38 no poço, e o 9-RJS-665 (2010). Tendo em vista as informações apresentadas, foi proposto à ANP que a área do PA do 1-RJS-628A representaria duas trapas compartimentadas com acumulações distintas, Tupi e Iracema. Essas receberiam respectivamente as designações de Campo de Lula para a trapa de Tupi, com um volume de petróleo *in place* estimado em 25,9 bilhões de bbl e fator de recuperação médio de 21%, e Campo de Cernambi para a trapa de Iracema, com um volume *in place* estimado em 4,24 bilhões de barris e um fator de recuperação médio de 32,4%. Atualmente essas duas trapas correspondem a um único

campo, Tupi, com um volume *in place* de 19,4 bilhões de barris de óleo e 695 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021).

3. SEGUNDA FASE DE DESCOBERTAS NO PRÉ-SAL

Nesta fase da exploração, foram perfurados vários poços exploratórios e de delimitação com a finalidade principal de investigar a continuidade e comercialidade dos reservatórios do Pré-sal no Cluster.

3.1. BM-S-11 (lara: Sururu/Berbigão/Atapu)

Ao passar para segunda fase exploratória, 50% da área original do bloco BM-S-11 foi devolvida à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP),

remanescendo duas áreas desconectadas (Figura 3.1.1). Uma das áreas compreendia as trapas de Tupi e Iracema. A outra, correspondente a 6,1% da área original, abrangia uma trapa estrutural na base do sal com cerca de 121 km², denominada lara (Figura 3.1.1). Ela foi perfurada entre maio e setembro de 2008, pelo poço lara (1-RJS-656) (Figura 3.1.2). Esse poço constatou o topo da coluna de óleo na cota de -5309 m, em reservatórios das sequências K46-48 e K44, totalizando uma coluna de 413 m de altura, com NTG de 67% e porosidade média de 12,4%. A atividade exploratória realizada nessa área, que se tornou o plano de avaliação PAD 1-RJS-656, permitiu a delimitação de três acumulações distintas, a saber: Sururu, Berbigão e Atapu (Figuras 3.1.1 e 3.1.3). Ela também demonstrou que essas acumulações se estendiam para além do plano de avaliação, na área denominada de Entorno de lara, que será abordada mais adiante neste capítulo.

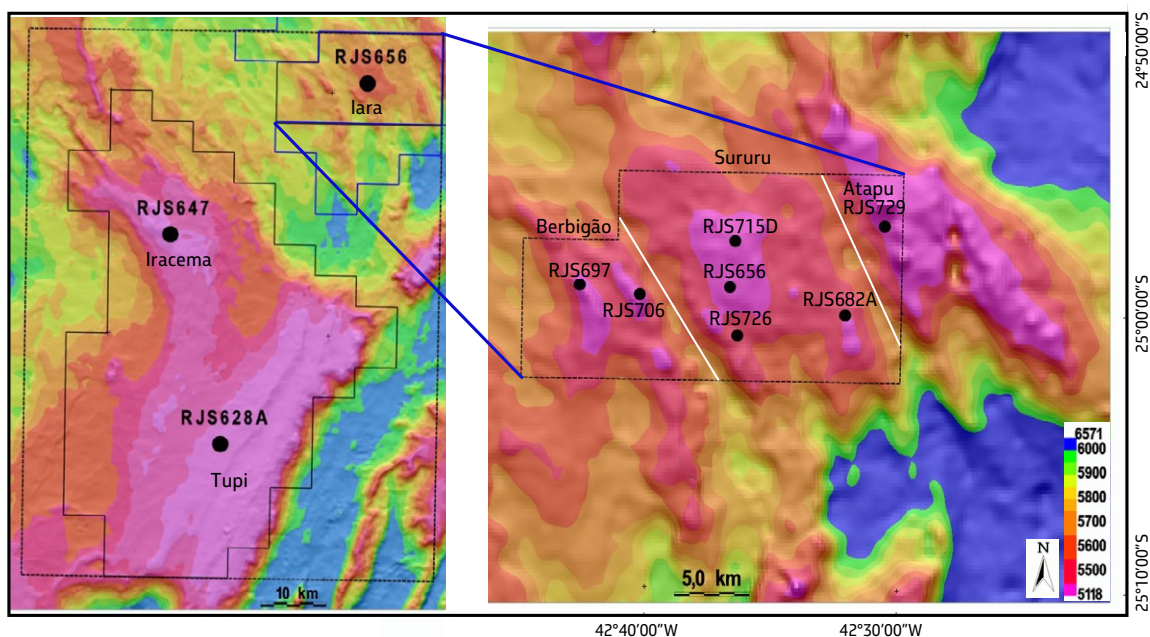


Figura 3.1.1 – Mapa estrutural da base do sal em profundidade com o contorno das áreas remanescentes do Bloco BM-S-11: Tupi/Iracema e lara. As linhas brancas no mapa de detalhe mostram os limites aproximados das acumulações independentes de Berbigão, Sururu e Atapu na área de lara.

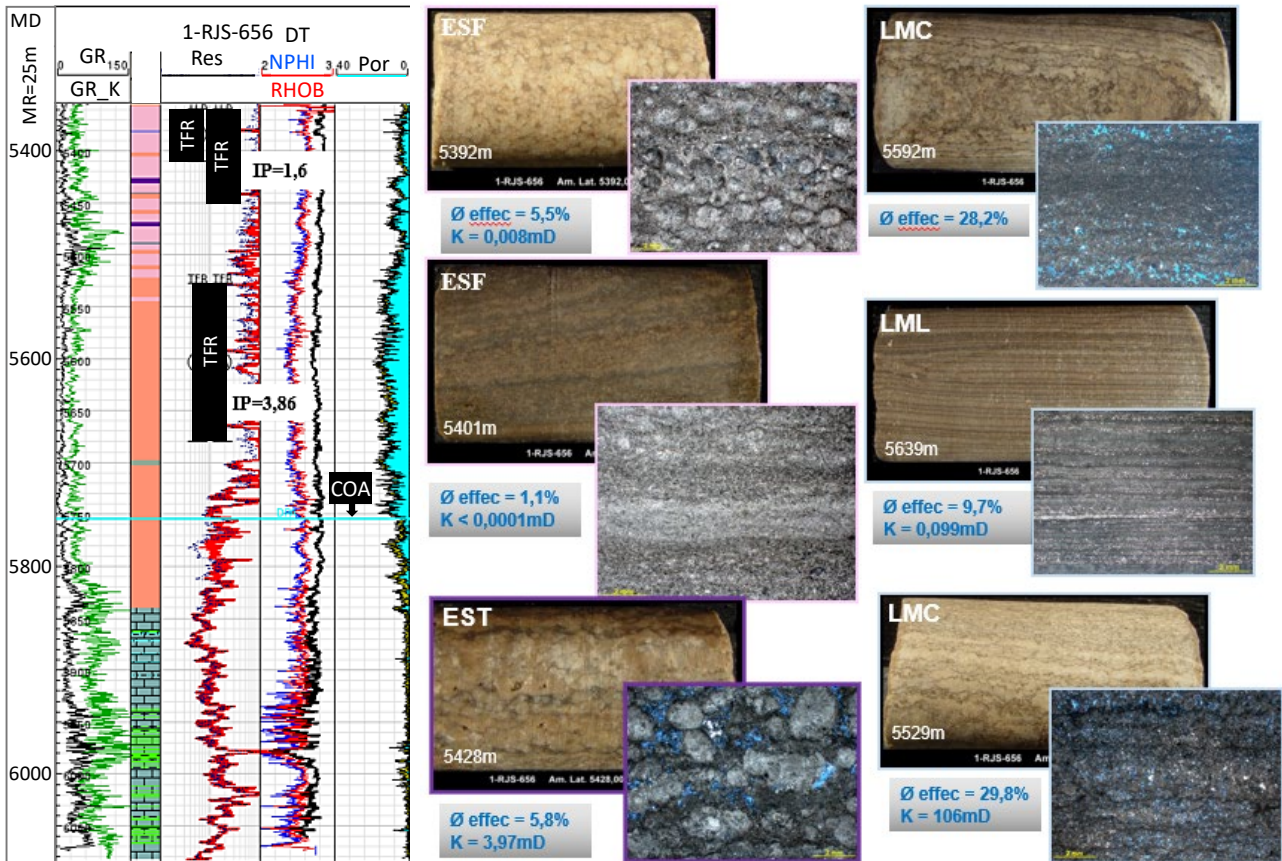


Figura 3.1.2 - Perfil composto do poço 1-RJS-656 e alguns exemplos de rochas amostradas (ESF -esferulitos; LML – laminitos lisos; LMC – Laminitos crenulados; EST - estromatólitos). Os índices de produtividade (IP) dos testes de formação a poço revestido (TFR) estão indicados no perfil. A linha azul no perfil corresponde ao contato óleo/água (COA).

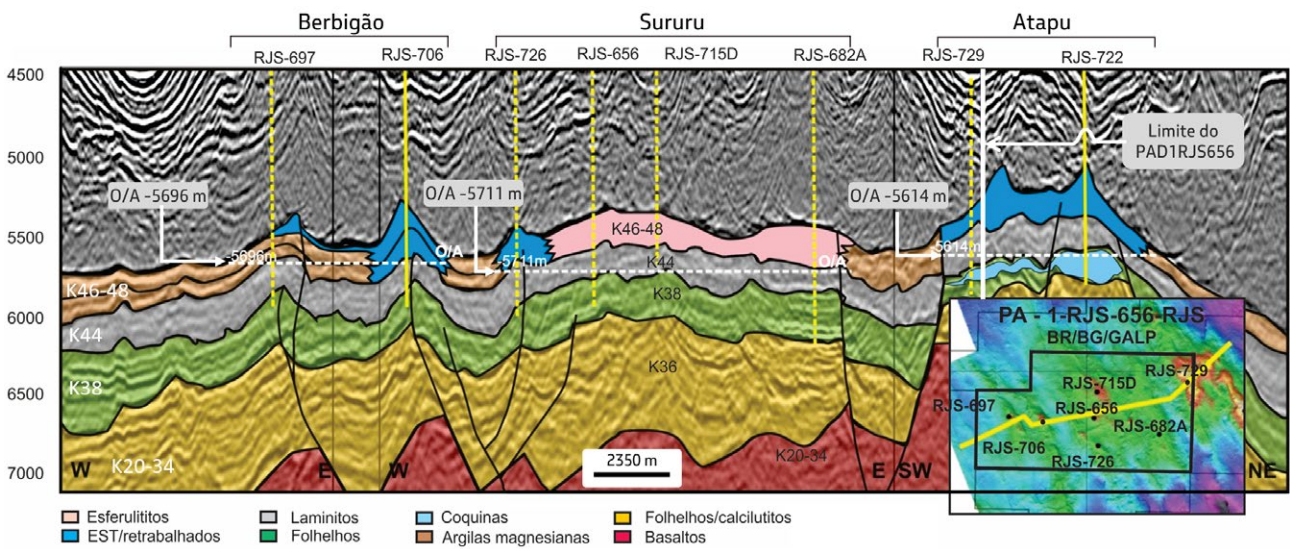


Figura 3.1.3 – Seção sísmica em profundidade interpretada passando pelas acumulações de Berbigão, Sururu e Atapu com os respectivos contatos óleo/água (O/A). Notar que a maior parte de Atapu está fora do PAD 1-RJS-656.

A acumulação de Sururu, localizada na parte central do PAD, foi investigada e delimitada através da perfuração de quatro poços; o pioneiro lara e mais três poços: 3-RJS-682A (maio a setembro de 2008), 3-RJS-715D (junho de 2013 a fevereiro de 2014) e 9-RJS-726 (novembro de 2013 a maio de 2014) (Figura 3.1.1). Os poços constataram a presença de reservatórios nas sequências K46-48 e K44, portadores de óleo entre 24 e 29°API, RGO médio entre 130 e 270 m³/m³ e teores de CO₂ entre 6 e 26%, com comportamento de segregação gravitacional do fluido. A porosidade média nos poços varia de 10 a 15% e a totalização da espessura porosa verticalizada com óleo varia de 174 a 413 m. A maioria dos intervalos testados nessa acumulação apresentou, mesmo após acidificação, índices de produtividade (IP) entre 3,8 e 11,1 m³/d/(kgf/cm²). Essas produtividades relativamente baixas estão relacionadas às características microporosas de parte dos reservatórios, que, apesar de apresentarem boas porosidades, possuem baixas permeabilidades. O poço direcional 3-RJS-715D visava avaliar o incremento da produtividade através de maior exposição e multi-fraturamento dos reservatórios. Entretanto não houve um incremento significativo do IP, cujo valor de 11,5 m³/d/(kgf/cm²) ficou próximo ao obtido nos poços verticais. O poço 9-RJS-726 logrou êxito ao investigar sismofácies com geometrias de *mounds*, que já haviam garantido bons resultados no poço 3-RJS-706 (descrito mais adiante), apresentando um IP de 33,7 m³/d/(kgf/cm²) no intervalo superior e de 185 m³/d/(kgf/cm²) no intervalo inferior. O contato óleo/água obtido no 9-RJS-726, na cota de -5711 m, apresentou a melhor

definição em perfil dentre os quatro poços perfurados nessa acumulação e, por isso, foi considerado para a avaliação volumétrica da área. Em dezembro de 2014, o consórcio responsável pelo PAD 1-RJS-656 declarou a comercialidade e retenção dessa área, com um volume *in place* de 9,8 bilhões de barris de óleo e 233 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021), cuja designação passou a ser Campo de Sururu (Figura 3.1.3). Para a delimitação desse campo, foi projetado no mapa estrutural do topo do reservatório da Sequência K46-48 o contato óleo/água na cota de -5711 m, constatado pelo poço 9 -RJS-726, sendo os limites nos baixos estruturais adjacentes definidos por variação lateral de fácies.

A segunda acumulação da área de lara (PAD do 1-RJS-656), localizada a oeste do pioneiro e denominada de Berbigão (Figura 3.1.1 e 3.1.3), foi investigada e delimitada através da perfuração de três poços: dois no PAD 1-RJS-656, o 3-RJS-697 e o 3-RJS-706, e um na área da Cessão Onerosa Entorno de lara, o 4-RJS-728, discutido adiante neste capítulo (Figura 3.1.1). O poço 3-RJS-697, perfurado entre dezembro de 2011 e abril de 2012, atingiu o topo do reservatório da Sequência K46-48 na cota de -5403 m. O seu *net pay* foi de apenas 27 m, com óleo de 26°API, RGO de 86 m³/m³ e teor de CO₂ de até 2,5%. Após a perfuração desse poço, ocorreu a perfuração do 3-RJS-706, que foi fundamental para viabilização econômica da área como um todo. O 3-RJS-706, perfurado entre novembro de 2012 e agosto de 2013, visava feições sísmicas com geometria de *mound*, análogas às perfuradas pelo poço 4-SPS-86B (Carcarã), visto que a área de lara apresentava espessa

coluna de óleo, porém tinha problemas de produtividade devido à microporosidade. O poço atingiu o topo dos reservatórios das sequências K46-48 e K44 na cota de -5234 m, totalizando uma coluna com 463 m de altura, NTG de 81% e porosidade média de 13%. Os resultados do teste de formação indicaram óleo de 28°API, RGO de 90 m³/m³, teor de CO₂ em torno de 1,3% e um alto índice de produtividade, de 58,2 m³/d/kgf/cm², apesar do elevado dano (RD = 9,2). O contato óleo/água foi constatado a -5696 m. Gradientes de pressão de poros indicaram que a acumulação nessa estrutura está conectada à acumulação da estrutura testada pelo 3-RJS-697. Em dezembro de 2014, o consórcio detentor do PAD 1-RJS-656 indicou a declaração de comercialidade e retenção dessa área, com um volume *in place* de 1,6 bilhões de barris de óleo e 19,4 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021), cuja designação passou a ser Campo de Berbigão. Para a delimitação desse campo, foi projetado o contato óleo/água, na cota de -5696 m, sobre o mapa estrutural do topo do reservatório.

A terceira acumulação do PAD 1-RJS-656, denominada Atapu (Figura 3.1.3), congrega um alto estrutural, localizado no extremo nordeste da área, cuja maior parte está dentro da área da Cessão Onerosa Entorno de Iara, descrita mais adiante neste capítulo. Esta acumulação foi inicialmente testada pelo poço 1-RJS-711, finalizado em maio de 2013 na área da Cessão Onerosa. Dentro do PAD 1-RJS-656, foi perfurada pelo poço 3-RJS-729, entre maio e dezembro de 2014. Esse poço constatou o topo da coluna de óleo na cota de -5341 m, totalizando 362 m de altura,

NTG de 48% e porosidade média de 11%. O seu gradiente de pressão está alinhado com os poços da Cessão Onerosa e o contato foi determinado a -5614 m no poço 3-RJS-722, descrito adiante no capítulo. A área da trapa dentro do PAD-1-RJS-656 foi designada como Campo de Oeste de Atapu, com um volume *in place* de 1,5 bilhões de barris de óleo e 37 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021).

3.2. BM-S-9

Em paralelo à avaliação da descoberta de Tupi, ocorria a avaliação do Bloco BM-S-9, em um consórcio composto inicialmente pela Petrobras operadora (45%), BG Brasil (30%) e Repsol Sinopec Brasil (25%). Após a devolução de 50% da área em função da passagem para o segundo período exploratório, o bloco foi subdividido em duas áreas: Carioca e Guará (Figura 3.2.1). O poço 1-SPS-50 (Carioca) foi o primeiro a ser perfurado, entre abril e setembro de 2007, com objetivo de avaliar uma trapa estrutural alongada com direção NE-SW na base da sequência evaporítica (Figura 3.2.1). Ele atingiu o topo do reservatório da Sequência K46-48, na cota de -5182 m, constatando óleo de 27°API, RGO de 140 m³/m³ e apresentando um índice de produtividade (IP) de 11 m³/d/kgf/cm². O contato óleo/água foi inferido por gradientes de pressão a -5342 m (Figura 3.2.2). Para a delimitação dessa descoberta, foram perfurados os poços Carioca NE (3-SPS-74), Carioca Sela (3-SPS-85), Carioca Norte (3-SPS-100) e Carioca ADR (9-SPS-102) (Figura 3.2.1).

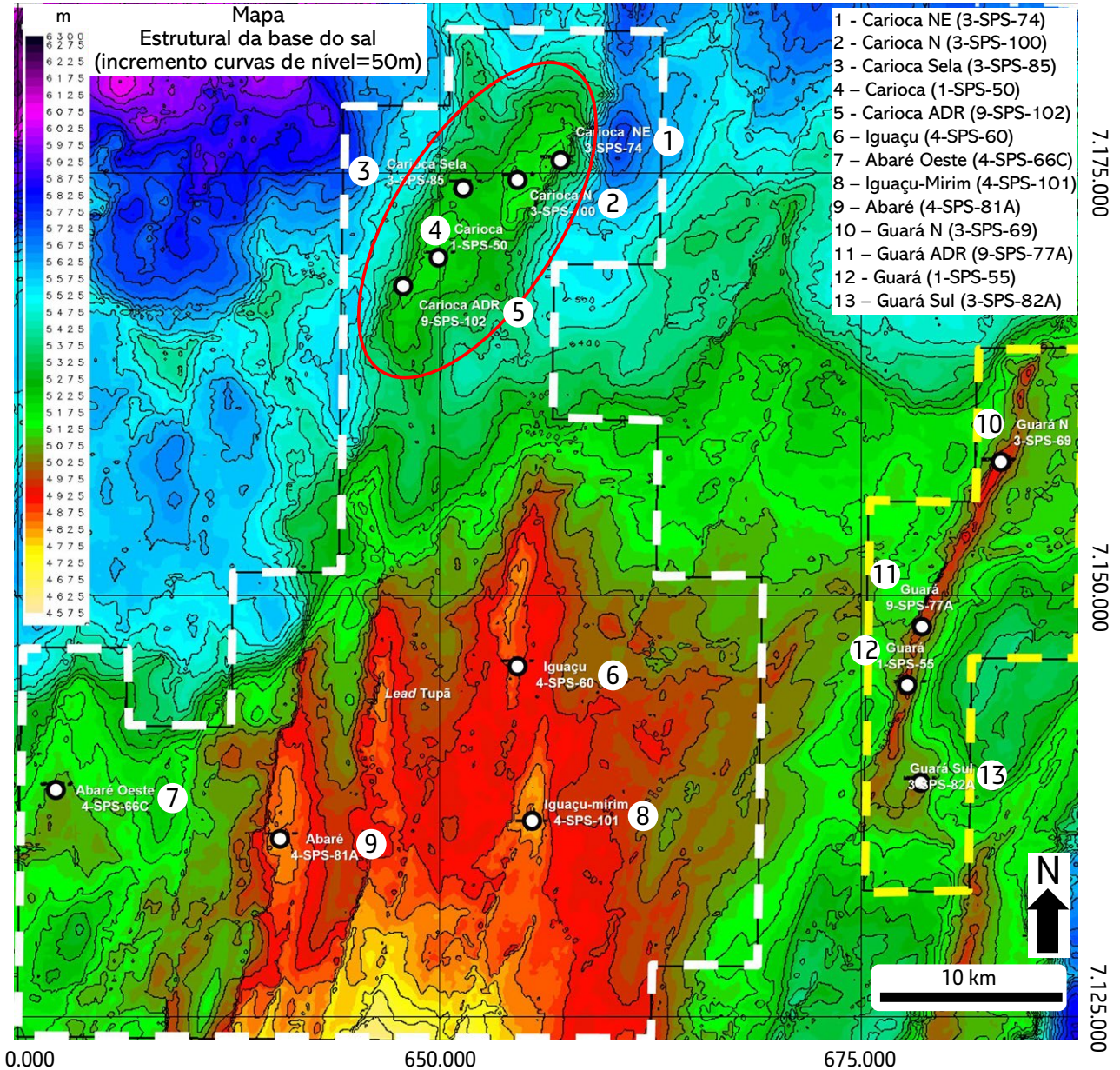


Figura 3.2.1 - Mapa estrutural em profundidade da base do sal (Topo do Reservatório) do BM-5-9. Os polígonos delimitam as áreas de Carioca (tracejado branco) e Guarã (tracejado amarelo). Elipse vermelha assinala a localização da trapa de Carioca.

O poço 3-SPS-74 (Carioca Nordeste), perfurado entre agosto de 2010 e fevereiro de 2011 e situado nove quilômetros a nordeste do descobridor, constatou boas fácies reservatório em toda a Sequência K46-48, cujo topo está na cota de -5137 m. O poço revelou uma coluna de hidrocarbonetos com densidade variável, apresentando óleo de 24°API no topo e 12°API na base da coluna, com contato óleo/

água na cota de -5378 m. O teste de formação a poço revestido apresentou um índice de produtividade de 100 m³/d/(kgf/cm²), produzindo óleo de 22,5 °API, RGO de 198 m³/m³ e 42% de CO₂ na fração gás. O poço 3-SPS-85 (Carioca Sela), perfurado entre dezembro de 2011 e fevereiro de 2012, constatou o topo da Sequência K46-48 na cota de -5241 m e identificou uma zona portadora de óleo (*net*

pay) de apenas 4,9 m, com porosidade média de 6,8%. Esse poço corroborou o modelo geológico vigente, onde se interpreta que as melhores fácies permoporosas ocorrem próximas aos altos estruturais. Entre agosto e outubro de 2012, foi perfurado o poço 3-SPS-100, a 6,5 km do poço descobridor. Essa localização teve como objetivo avaliar a extensão das boas fácies reservatório e constatou, na cota de -5192 m, o topo de uma coluna de óleo com 83 m de altura, NTG de 66% e porosidade média de 9,6%. O teste de formação revelou óleo de 24°API, com um teor de CO₂ de 25%. Objetivando adquirir dados de reservatório (ADR) na área do alto de Carioca, entre agosto de 2013 e abril de 2014, foi perfurado o poço 9-SPS-102. Esse poço constatou, na cota de -5129 m, o topo de uma coluna de óleo com cerca de 220 m de altura, com NTG de 50%, em um empilhamento contínuo de fácies reservatório, com porosidade média de 10%. Foi constatado um contato óleo/água a -5353 m, o que indicou uma diferença de 25 m nos contatos óleo/água entre as porções norte e sul da trapa estrutural de Carioca. A trapa de Carioca foi declarada comercial em dezembro de 2013, sendo denominada de Campo de Lapa, com uma área de 229 km² e volume *in place* de 1 bilhão de barris de óleo e 20 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021).

Ainda na campanha exploratória da área de Carioca, no bloco BM-S-9, entre janeiro e abril de 2009, foi perfurado o poço 4-SPS-60 (Iguaçu), localizado 24 km a sudeste do pioneiro 1-SPS-50. Esse poço testou uma trapa estrutural na base do sal com cerca de 14 km² (Figura 3.2.1), constatando a

presença de óleo a partir da cota de -4877 m, em reservatórios da Sequência K46-48, com 21°API e RGO de 100 m³/m³. O contato óleo/água ocorre na cota de -4890 m, próximo ao *spill point* da trapa.

Também em 2009, entre maio e setembro, foi perfurado o poço 4-SPS-66C (Abaré Oeste), localizado na porção sudoeste da área em avaliação. O poço testou uma trapa estrutural na base do sal com área de cerca de 77 km² (Figura 3.2.1). O topo dos reservatórios da Sequência K46-48 foi atingido na cota de -5087 m. A coluna de hidrocarbonetos é rica em CO₂, sendo possível dividi-la em duas fases: intervalo de -5087 m a -5138 m, com 30°API, RGO de 600 m³/m³ e 79% de CO₂ na fração molar do gás; e intervalo de -5138 m a -5174 m, com 14°API, RGO de 130 m³/m³ e 51% de CO₂ na fração molar do gás. O contato óleo/água, na cota de -5174 m, está muito próximo do *spill point* da trapa (Figura 3.2.1).

Entre agosto e dezembro de 2011, foi perfurado o poço 4-SPS-81A (Abaré), que avaliou uma trapa com fechamento estrutural na base do sal com 24 km² (Figura 3.2.1). Esse poço constatou reservatórios na Sequência K46-48, com topo na cota de -4841 m. A coluna de óleo de 28°API possui 71 m de altura, com NTG de 49 %, porosidade média de 6,2% e 4% de CO₂. O contato óleo/água foi inferido por gradientes de pressão, na cota de -4912 m.

Entre maio e agosto de 2013, foi perfurado o poço 3-SPS-101 (Iguaçu Mirim), que

avaliou uma trapa estrutural na base do sal com 12 km² de fechamento, posicionada na porção mais ao sul do Plano de Avaliação do BM-S-9 (Figura 3.2.1). O poço atingiu, na cota de -4824 m, o topo dos reservatórios

da Sequência K46-48, constatando uma coluna de 27 m com óleo de 21°API e RGO de 117m³/m³, NTG de 44% e porosidade média de 9%. O contato óleo/água foi inferido por gradientes de pressão, na cota de -4857 m.

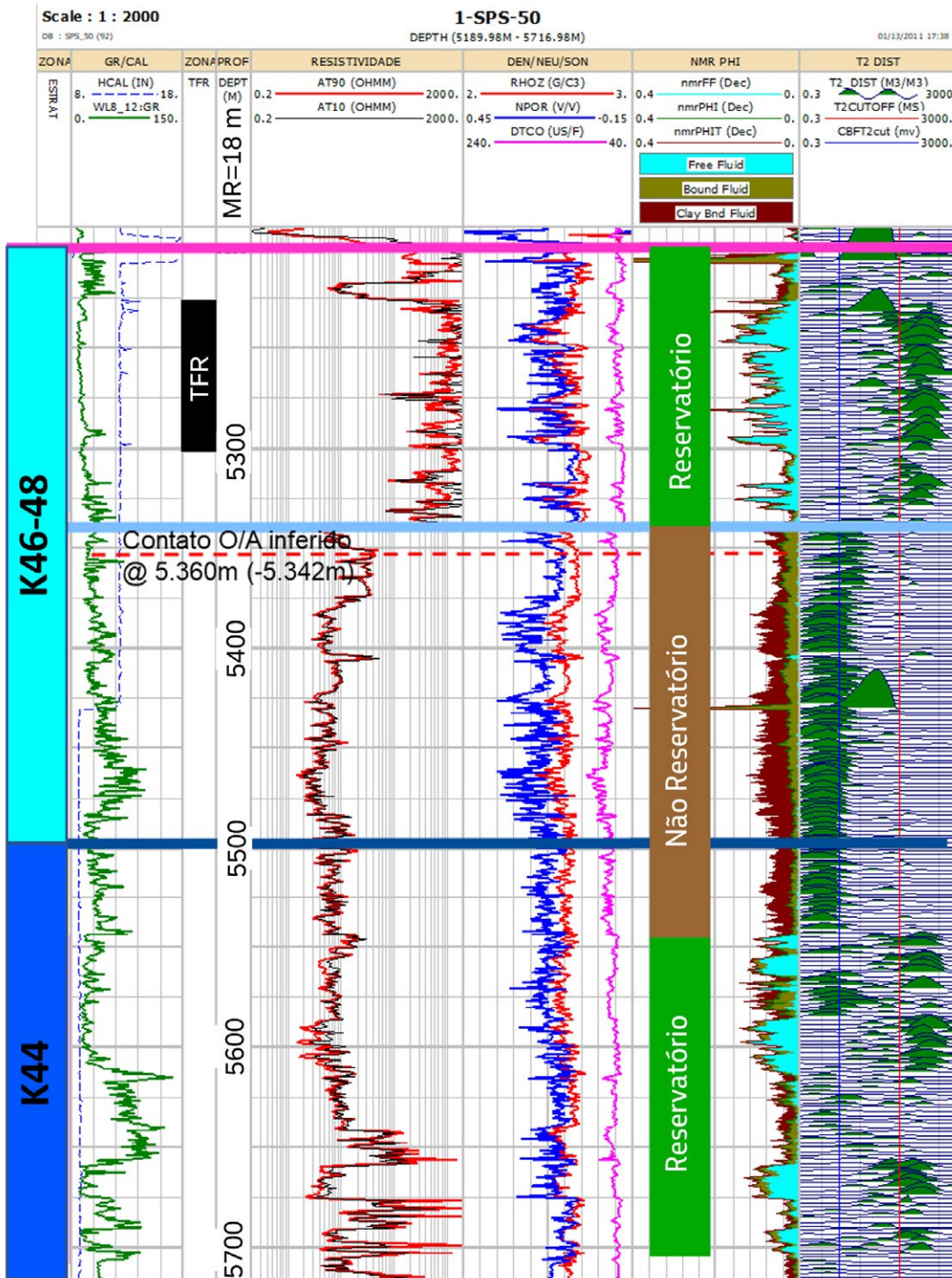


Figura 3.2.2 - Perfil composto do poço 1-SPS-50 com contato óleo/água inferido por gradiente de pressão, coincidindo com a coincidente com a seção não reservatório. Notar intervalo testado (TFR).

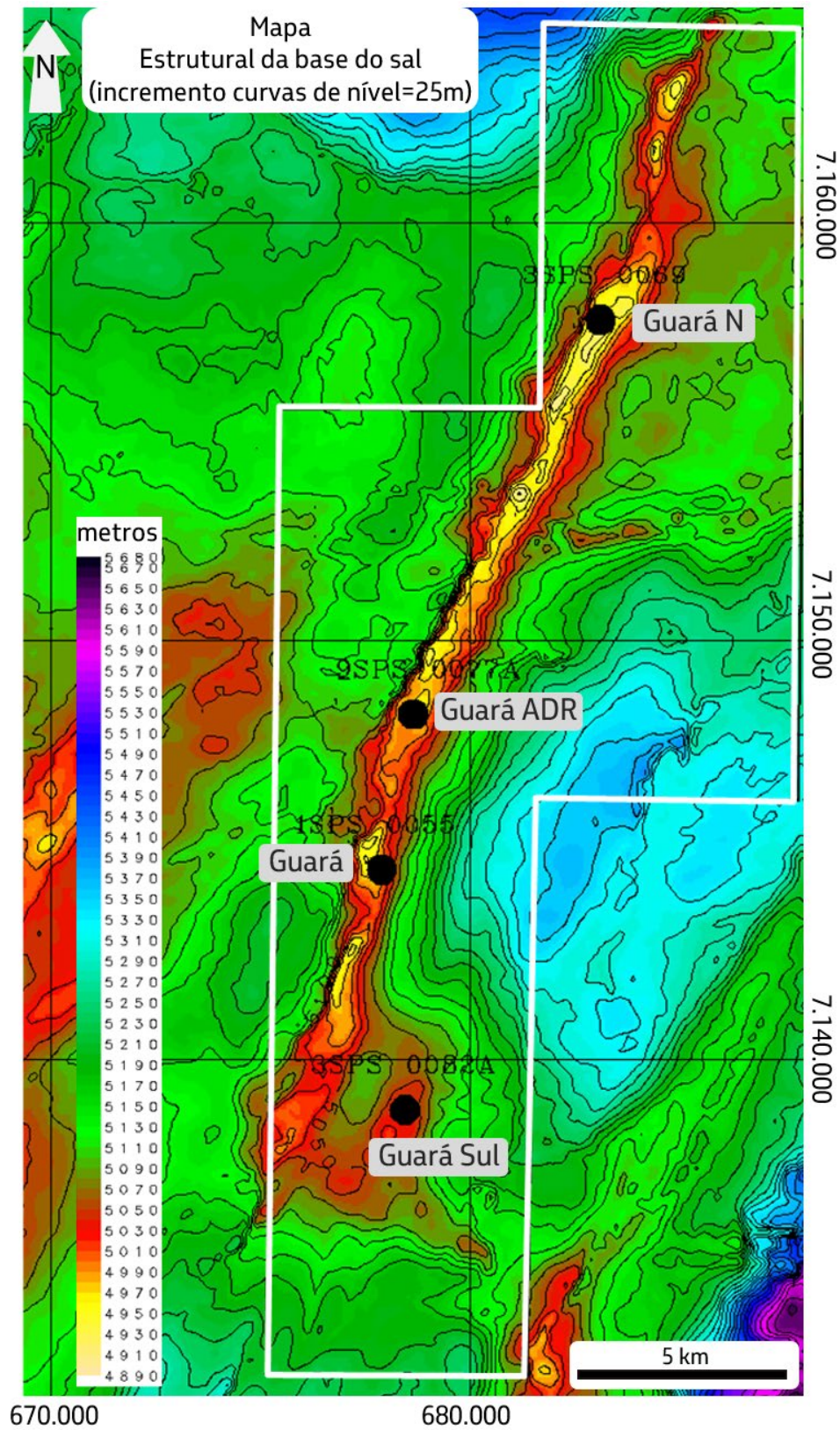


Figura 3.2.3 - Mapa estrutural em profundidade da base do sal (Topo do Reservatório) da estrutura de Guará.

Com base nos estudos de alternativas de concepção de desenvolvimento e simulações numéricas otimistas de curvas de produção, foi constatada a inviabilidade econômica dessas pequenas descobertas no sul da área de Carioca (Figura 3.2.1). As modelagens foram realizadas tanto para cada descoberta, isoladamente, quanto na forma de aproveitamento em conjunto para produção. Sendo assim, em 2014, o Consórcio BM-S-09 acordou pela devolução das áreas das descobertas de Abaré, Abaré Oeste, Iguazu e Iguazu-Mirim, bem como o prospecto Tupã não perfurado, ao término do prazo do Plano de Avaliação.

Na área de Guarã, a leste do Bloco BM-S-9, existia uma expressiva trapa estrutural alongada na direção NE-SW, com 100 km² de fechamento na base do sal (Figura 3.2.1 e 3.2.3). Ela foi perfurada pelo poço 1-SPS-55 (Guarã), entre março e julho de 2008, que atingiu os reservatórios da Sequência K46-48, na cota de -4993 m, com NTG de 96% e porosidade média de 13%. Foi constada uma coluna de 137 m de óleo de 29°API, RGO de 220 m³/m³ e índice de produtividade (IP) de 200m³/d/kgf/cm². Na ocasião, esse foi o maior IP do Brasil. O poço Guarã foi o primeiro poço a testar, com sucesso, uma feição sísmica interpretada como *mound* carbonático

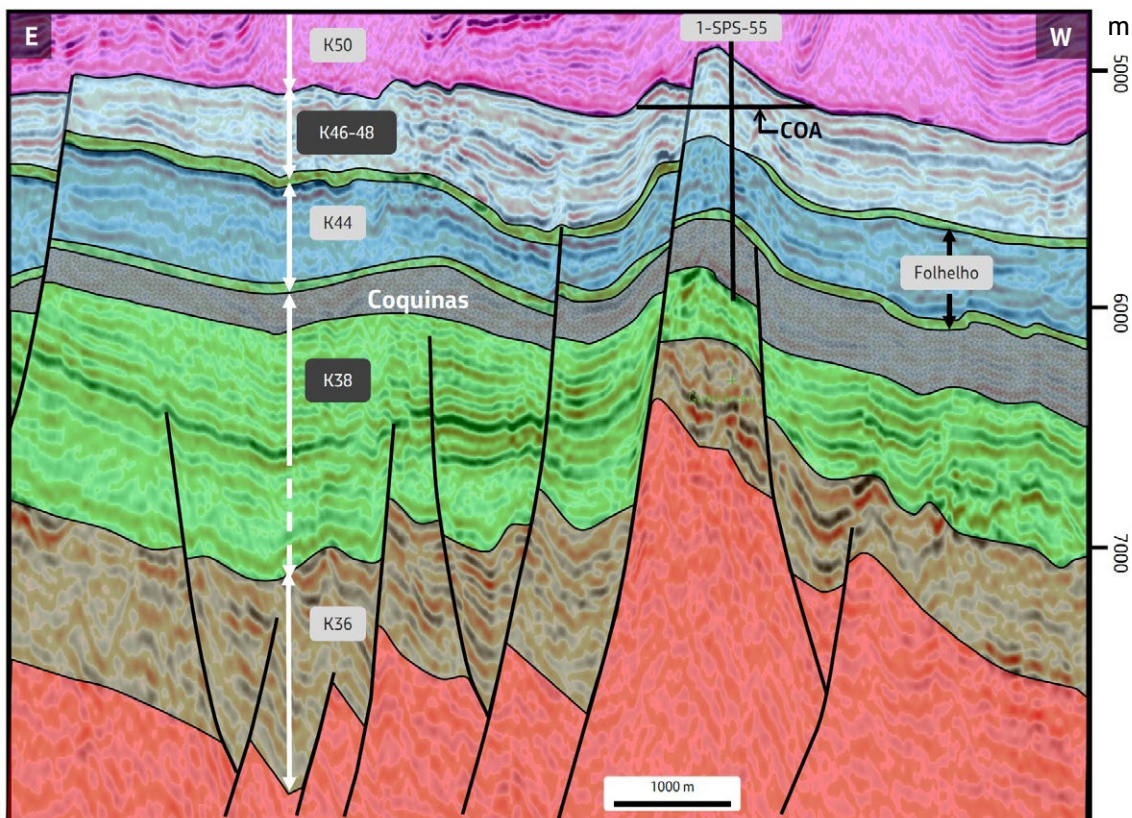


Figura 3.2.4 - Seção sísmica interpretada, em profundidade, ilustrando o poço 1-SPS-55 (Guarã) perfurado em uma feição de *mound*. COA - Contato óleo/água (-5130 m).

e o primeiro a constatar um espesso depósito de coquinas na Sequência K38 (Figura 3.2.4).

O segundo poço nessa estrutura, Guará Norte (3-SPS-69), foi perfurado entre dezembro de 2009 e maio de 2010, 14 km a norte-nordeste do poço pioneiro (Figura 3.2.3). O poço constatou o topo de uma coluna de óleo de 196 m na cota de -4927 m; com NTG de 92% e porosidade média de 14%. Esse resultado confirmou a continuidade das boas fácies reservatório, as mesmas características de fluido e o mesmo contato óleo/água, na cota de -5130 m, do poço Guará. Os dois primeiros poços foram perfurados no ápice de trapa, mas o terceiro visava a avaliar a continuidade da acumulação em uma área adjacente e mais plana, na porção sul da trapa. O poço 1-SPS-82A (Guará Sul), perfurado entre fevereiro e agosto de 2011 ao sul do poço descobridor, atingiu reservatórios da Sequência K46-48, na cota de -5045 m (Figura 3.2.3). Esse constatou uma coluna de óleo de 86 m, com NTG de 95%, porosidade média de 10%, o mesmo fluido e contato óleo/água do pioneiro. O poço Guará Sul mostrou uma variação de fácies dentro da Sequência K46-48, em que uma seção não-reservatório, na base dessa sequência, foi capaz de selar uma segunda coluna de óleo, na Sequência K44. Esse óleo estaria em uma trapa estrutural na base da Sequência K46-48, com área de 2 km², formando uma coluna de 76 m de altura, com óleo de 25°API e RGO de 50 m³/m³. Um quarto poço, o 9-SPS-77A (Guará ADR), foi perfurado entre março e novembro de 2011, para aquisição de dados de reservatório

(Figura 3.2.3). Esse poço teve como objetivo testar a continuidade das boas fácies reservatório sobre o alto estrutural, bem como sua conectividade hidráulica, uma vez que durante seu monitoramento seria possível medir a queda de pressão no campo no decorrer do teste de longa duração no poço pioneiro (Figura 3.2.3). O poço atingiu todos esses objetivos, constatando o topo da coluna de hidrocarbonetos na cota de -4978 m, com 152 m de altura, NTG de 93% e porosidade média de 12%. Destaca-se, ainda, o excelente resultado obtido pelo teste de formação realizado, onde, após acidificação, foi atingido um índice de produtividade de 364 m³/d/kgf/cm². A acumulação de Guará foi declarada comercial em dezembro de 2011, sendo denominada de Campo de Sapinhoá, com volume *in place* de 3,2 bilhões de barris de óleo e 87 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021).

3.3. BM-S-21

Os blocos BM-S-21 e BM-S-22, adquiridos no 3º Leilão em julho de 2001, eram adjacentes aos blocos iniciais do Cluster. Os dois estavam localizados nos flancos do alto externo mais proeminente da Bacia de Santos, o Alto de Tupinambá (Figura 3.3.1). Após a descoberta de Tupi (1-RJS-628A), o interesse nesses blocos aumentou substancialmente, devido a analogia com o Alto de Tupi, isto é, a deposição da Sequência K46-48 sobre um alto estrutural perene e bordejado por *grabens* com potenciais rochas geradoras.

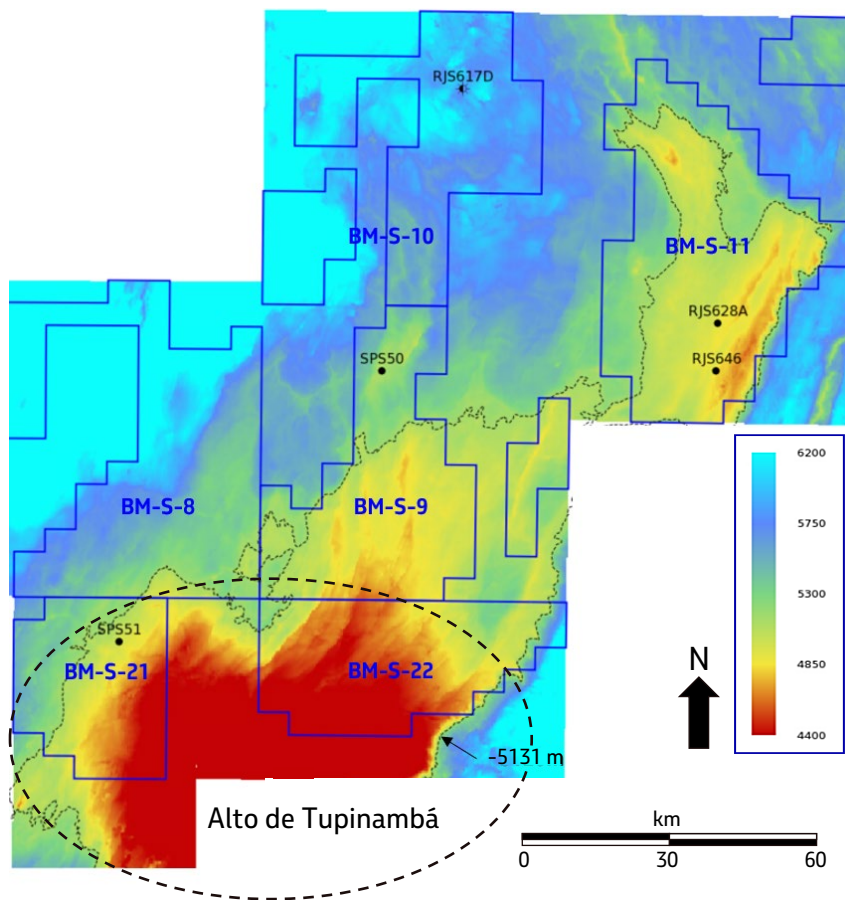


Figura 3.3.1 - Mapa regional da base do sal em profundidade na área do Cluster, com os poços perfurados no Pré-sal até a perfuração do poço 1-SPS-51 (Caramba). A curva de nível de -5131 m corresponde ao contato óleo/água inferido por gradientes de pressão dos poços 1-RJS-628A (Tupi) e 3-RJS-646 (Ext-Tupi) na época. Elipse tracejada preta indica área aproximada do Alto de Tupinambá.

O bloco BM-S-21 foi operado pela Petrobras (80%) em parceria com a Petrogal (20%). Um fato relevante antes da perfuração do poço pioneiro nesse bloco era a projeção do contato óleo/água da descoberta de Tupi, que estava abaixo do *spill point* de sua trapa na cota de -5131 m e se estendia para toda a área do cluster (Figura 3.3.1). Esse fato sugeria, em

um cenário otimista, que o Alto de Tupinambá teria o mesmo contato de Tupi, formando uma gigantesca acumulação de petróleo, com área aproximada de 9.000 km² (Figura 3.3.1). O selo dessa trapa seria a camada de sal, que era interpretada, também em um cenário otimista, como existente por toda a área, devido à ausência de cobertura sísmica

3D em toda a extensão do Alto de Tupinambá. Em tal cenário, os blocos BM-S-21 e BM-S-22 estariam sobre essa imensa trapa. Entre setembro e dezembro de 2007, foi perfurado o poço 1-SPS-51 (Caramba), que constatou, na cota de -4985 m, o topo do reservatório da Sequência K46-48. Nesse reservatório ocorrem dois intervalos porosos, separados por fácies argilosas (Figura 3.3.2). O superior, com 8 metros de espessura, *NTG* de 32% e porosidade média de 16%, contém óleo de 34°API com RGO de 90 m³/m³. O inferior apresenta 24 m de espessura, *NTG* de 16% e porosidade média de 14%. No reservatório inferior foi constatado o contato óleo/água a -5022 m, sendo aproximadamente 100 metros acima do contato de Tupi (Figura 3.3.2). A coluna de apenas 37 m de óleo no poço foi atribuída a um pequeno fechamento estrutural contra um plano de falha. Apesar do contato óleo/água mais alto, a hipótese de uma grande acumulação no Alto de Tupinambá não foi totalmente descartada. Isso porque o gradiente de pressão desse poço não se alinhava com os dos demais poços perfurados no Pré-sal, sugerindo um possível isolamento estratigráfico. Contudo, uma hipótese que considerava a não efetividade do selo tomou corpo e foi reforçada pela aquisição de novos dados sísmicos em 2012. Nessa sísmica foi observado

um adelgaçamento do sal no ápice do Alto de Tupinambá, sugerindo uma janela.

O 1-SPS-51 também constatou outros dois intervalos porosos abaixo da Sequência K46-48. O intervalo superior consiste em delgadas intercalações de microbiolitos, coquinas e fácies argilosas das sequências K44 e K38, com 52,5 m de espessura, *NTG* de 16%, porosidade média de 18% e com indícios de hidrocarbonetos (Figura 3.3.2). O intervalo inferior consiste em coquinas da Sequência K38, com 80m de espessura, *NTG* de 100%, porosidade de 15% e portador de água.

O severo adelgaçamento das sequências K46-48 e K44 contra o Alto de Tupinambá indicava uma possível ausência da Sequência K46-48 no ápice deste alto (Figura 3.3.3). A constatação de coquinas na Sequência K46-48, no poço 1-SPS-51, reforçou esta hipótese (Figura 3.3.2). Pois, sendo um fato incomum em outras áreas do Pré-sal, estas coquinas foram interpretadas como produto de erosão e retrabalhamento das seções mais antigas do rifte (i.e., K38), depositadas sobre o ápice do Alto de Tupinambá.

Enfim, os resultados do 1-SPS-51 foram suficientes para avaliar o bloco BM-S-21, que foi integralmente devolvido devido a volumes não comerciais de hidrocarbonetos.

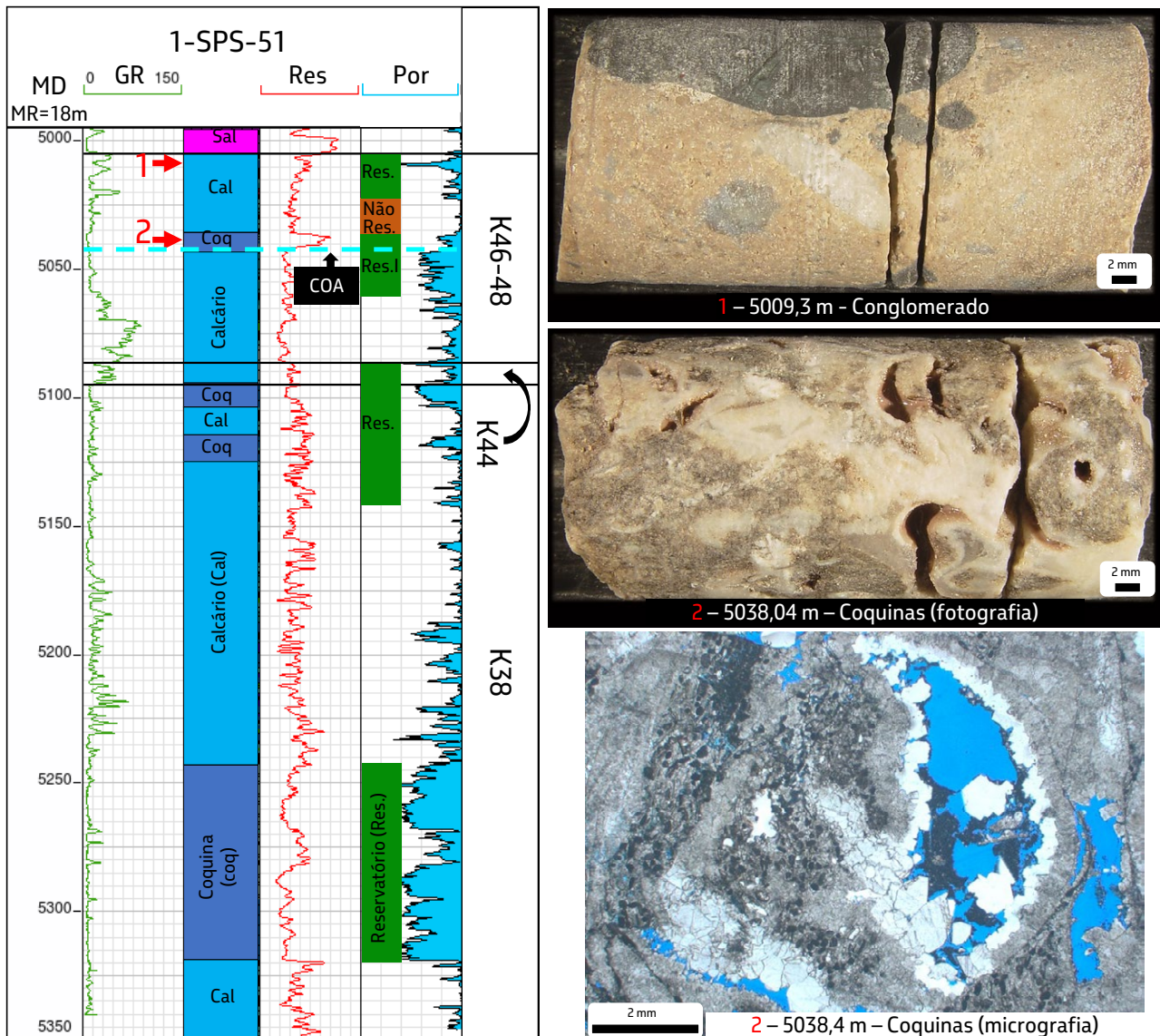


Figura 3.3.2 - Perfil composto e amostras de rocha do poço 1-SPS-51, que constatou conglomerados e coquinas da Sequência K46-48. Notar contato óleo/água, -5022 m, no reservatório inferior (Res.I) da K46-48. Os números e setas vermelhas no perfil indicam a posição das amostras.

3.4. BM-S-22

O Bloco BM-S-22, localizado a leste do BM-S-21 (Figura 3.3.1), teve inicialmente a companhia Amerada Hess como operadora (80%), em parceria com a Ocean Energy (20%). Em 2004, em uma operação de *farm-out*, a ExxonMobil (40%) tornou-se a operadora, tendo como parceiras a Petrobras (40%) e a Amerada Hess (20%). Apesar do poço 1-SPS-51 (Caramba) ter identificado um contato

óleo/água (-5022 m) mais alto do que o de Tupi (-5131 m), existia a possibilidade de se tratar de um pequeno reservatório isolado. Assim, grande expectativa havia a respeito do bloco BM-S-22, uma vez que ele estava situado próximo ao ápice do Alto de Tupinambá, que, potencialmente, configurava uma enorme trapa estrutural. Além disso, a descoberta de Guará (1-SPS-55) em julho de 2008, com um contato óleo/água ligeiramente abaixo do fechamento estrutural da trapa

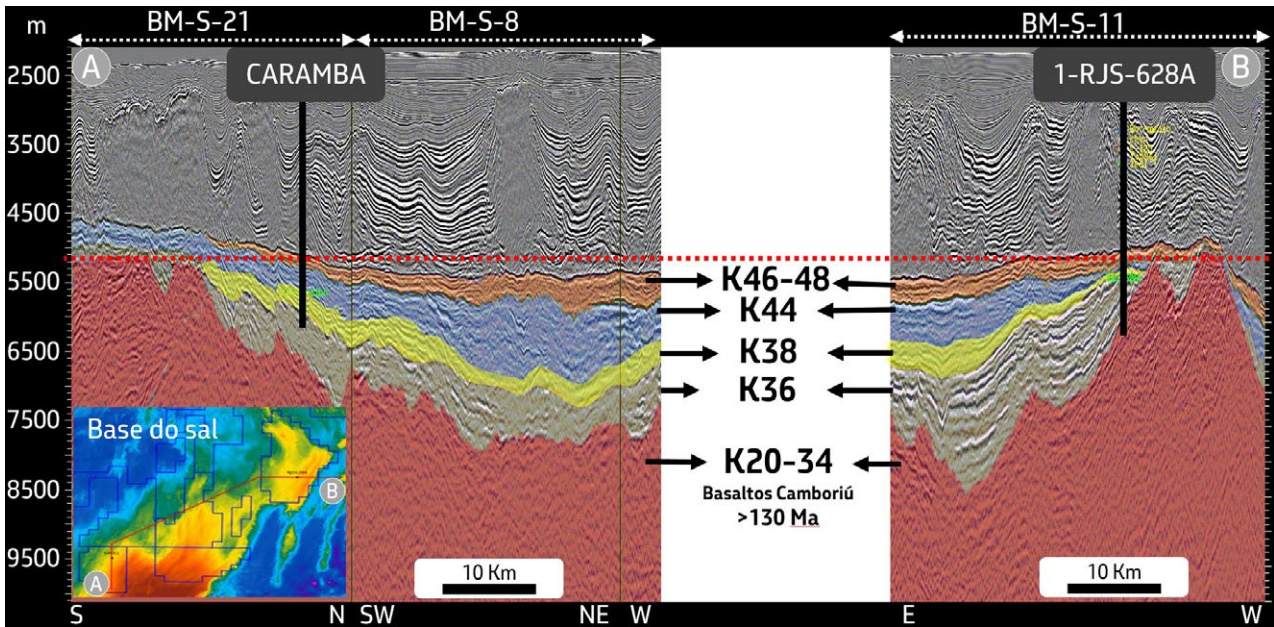


Figura 3.3.3 - Seção sísmica interpretada, em profundidade, antes da perfuração do poço Caramba. Notar a semelhança estrutural entre os blocos BM-S-11 e BM-S-21. A linha pontilhada vermelha indica o contato óleo/água determinado no poço Tupi.

(-5130 m), corroborava para a possibilidade de um contato óleo/água abaixo do encontrado no poço Caramba, na área do Bloco BM-S-22. Também mostrava que esse bloco estaria sobre o caminho natural da migração secundária de hidrocarbonetos para o ápice da trapa de Tupinambá (Figura 3.4.1).

Entre outubro de 2008 e março de 2009, foi perfurado o poço 1-ESSO-3-SPS (Azulão), que constatou apenas indícios de hidrocarbonetos (Figura 3.4.1). Esses foram encontrados em um delgado reservatório da Sequência K46-48, com topo na cota de -4368 m, 7 m de espessura e 7% de porosidade média. O poço também constatou 60 m de reservatórios na Sequência K44, com porosidade média de 5%, e 145 m de reservatórios na Sequência K38, com porosidade média de 6%, ambos com água. Pelo fato do topo da Sequência K46-48 em Azulão estar

a mais de 650 m acima do óleo encontrado no poço Caramba, ficou caracterizado que a acumulação, neste último, realmente se tratava de um pequeno reservatório isolado.

Visando a encontrar o contato óleo/água da trapa de Tupinambá, foi perfurado o poço 3-ESSO-5-SPS (Sabiá), entre novembro de 2010 e fevereiro de 2011, cujo topo do reservatório ocorreu na cota de -4178 m, isto é, 190 metros acima do topo do reservatório em Azulão (Figura 3.4.1). Sabiá constatou óleo de 21°API, RGO de 120 m³/m³ e elevada saturação de água, entre 53 e 81%. Esse óleo ocorre no topo do reservatório da Sequência K46-48, com 3 m de espessura e porosidade média de 8%. Os gradientes de pressão de poros indicaram um contato contra rochas não reservatório na profundidade de -4206 m, perfazendo uma coluna de hidrocarbonetos com 19 m

de altura. Além desse reservatório com óleo, também foram constatados 151 m de rochas, com porosidade média de 6%, na Sequência K44 e 90 m, com porosidade média de 9%, na Sequência K38, com água de formação. Intercalados aos reservatórios das sequências K46-48 e K44, foram encontrados brechas e conglomerados de rochas vulcânicas, indicando que o ápice do Alto de Tupinambá foi erodido, pelo menos, desde o tempo da Sequência K44. A análise dos resultados de Azulão e Sabiã, principalmente o contato óleo/água, indicou uma pequena reserva dentro do bloco, que poderia ser ainda mais reduzida devido ao risco de rochas fechadas.

No intervalo entre a perfuração de Azulão e Sabiã, foi perfurado o poço 3-ESSO-4A-SPS (Guarani), concluído em julho de 2009. Guarani visava reservatórios em uma trapa mista (estrutural/estratigráfica) na base do sal, que caracterizava uma bela estrutura de borda de plataforma, independente do Alto de Tupinambá, com área variando entre 24 km², para o fechamento estrutural, e 167 km², considerando o fechamento estratigráfico (Figura 3.4.1). Esse poço constatou reservatórios da Sequência K46-48 na cota de -4868 m, portadores de água. Por fim, o conjunto dos resultados levou à devolução de toda a área do Bloco BM-S-22.

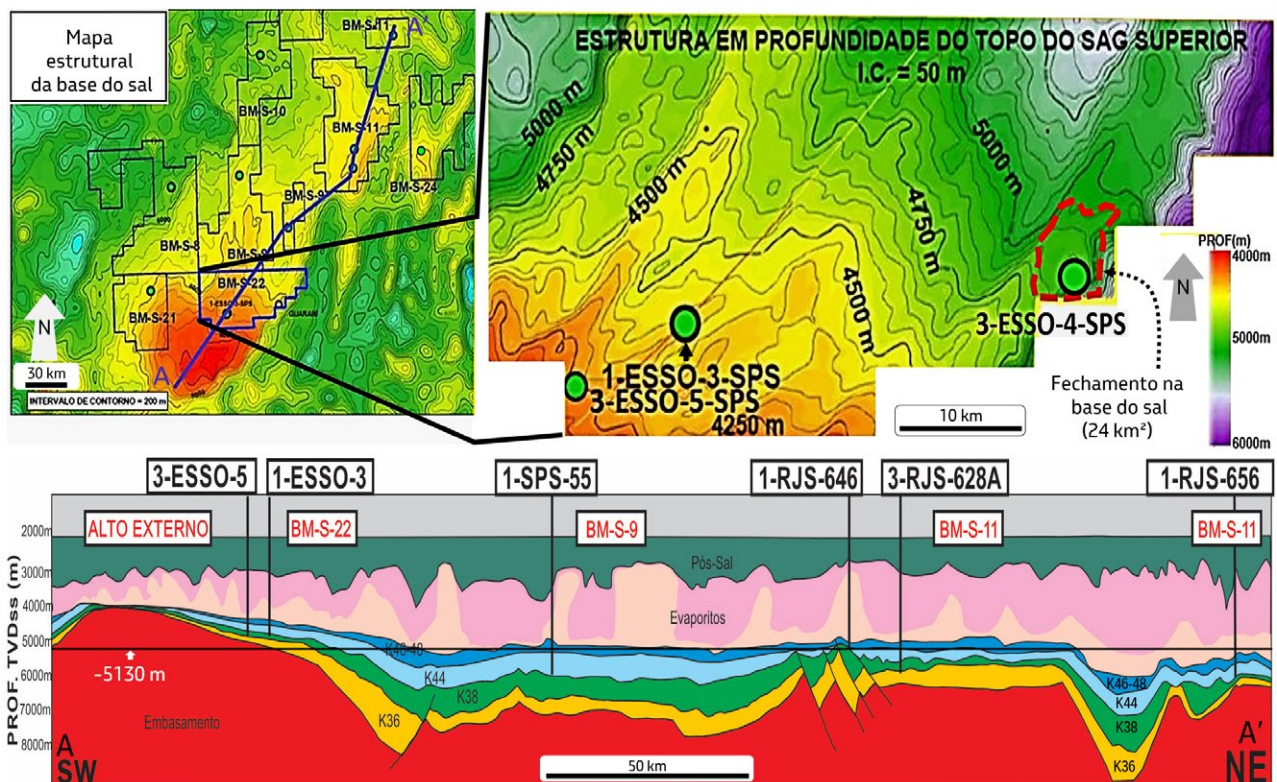


Figura 3.4.1 – Mapa e seção ilustrando a localização dos poços 1-ESSO-3-RJS (Azulão), 3-ESSO-4-SPS (Guarani somente no mapa) e 3-ESSO-5-SPS (Sabiã) no bloco BM-S-22. Notar contato óleo/água projetado a partir do poço 1-SPS-55 (Guará) a -5130 m.

3.5. BM-S-8

O bloco BM-S-8, operado pela Petrobras (50%), em parceria com a Shell (40%) e Petrogal (10%), cobria na sua parte leste o sopé NW da plataforma carbonática ligada ao Alto de Tupinambá (Figura 3.5.1). Nessa área foi identificada uma trapa estrutural na base do sal com fechamento de cerca de 30 km². Essa trapa foi perfurada entre outubro de 2007 e maio de 2008 pelo poço Bem-te-vi (1-SPS-52A), que constatou o topo do reservatório da Sequência K46-48 na cota de -5966 m. A coluna constada foi de 38 m de altura, com NTG de 11%, porosidade média de 6% e permeabilidades, em geral, menores do que 0,1 mD, contendo óleo de 24°API e RGO de 69 m³/m³ (Figura 3.5.1). A porção inferior da Sequência K46-48 consiste em rochas não-reservatório,

sobrepostas ao Basalto Parati (Figura 3.5.2). A seção do Basalto Parati apresenta algumas camadas métricas de calcários intercaladas aos derrames (*intertraps*); contudo, diferentemente do poço Parati, não apresentam nenhuma característica de reservatório. Dessa forma, esse foi o primeiro poço a delimitar o limite do potencial *play* basalto/*intertraps* descoberto pelo poço Parati, conforme descrito anteriormente neste capítulo. Abaixo do basalto ocorrem reservatórios da Sequência K44 e K38 com alguma porosidade e indicativos de água. Uma amostra com água foi obtida da Sequência K38, na profundidade -6667 m. O poço foi finalizado em rochas ígneas, que possivelmente representam o embasamento da bacia. Os volumes da acumulação foram considerados não comerciais.

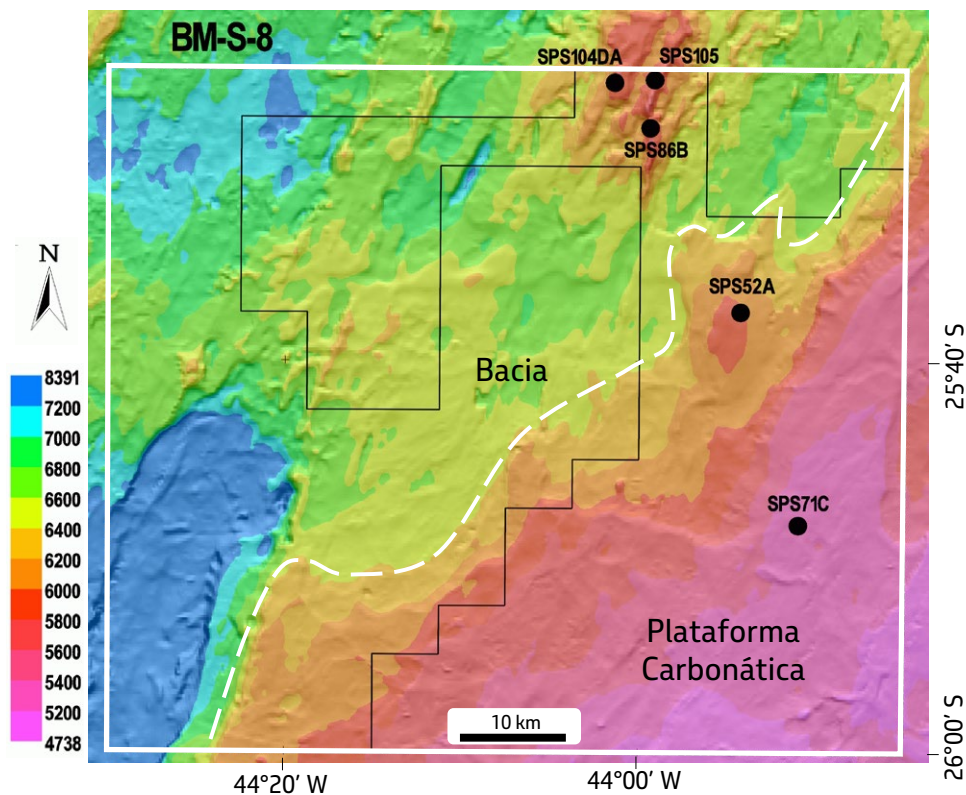


Figura 3.5.1 - Mapa estrutural em profundidade da base do sal mostra área original do bloco BM-S-8 (polígono branco) e a área remanescente após o final da primeira fase exploratória em 2003 (polígono preto), com os poços perfurados na época. A linha tracejada branca indica um limite aproximado entre os domínios da plataforma carbonática e da bacia.

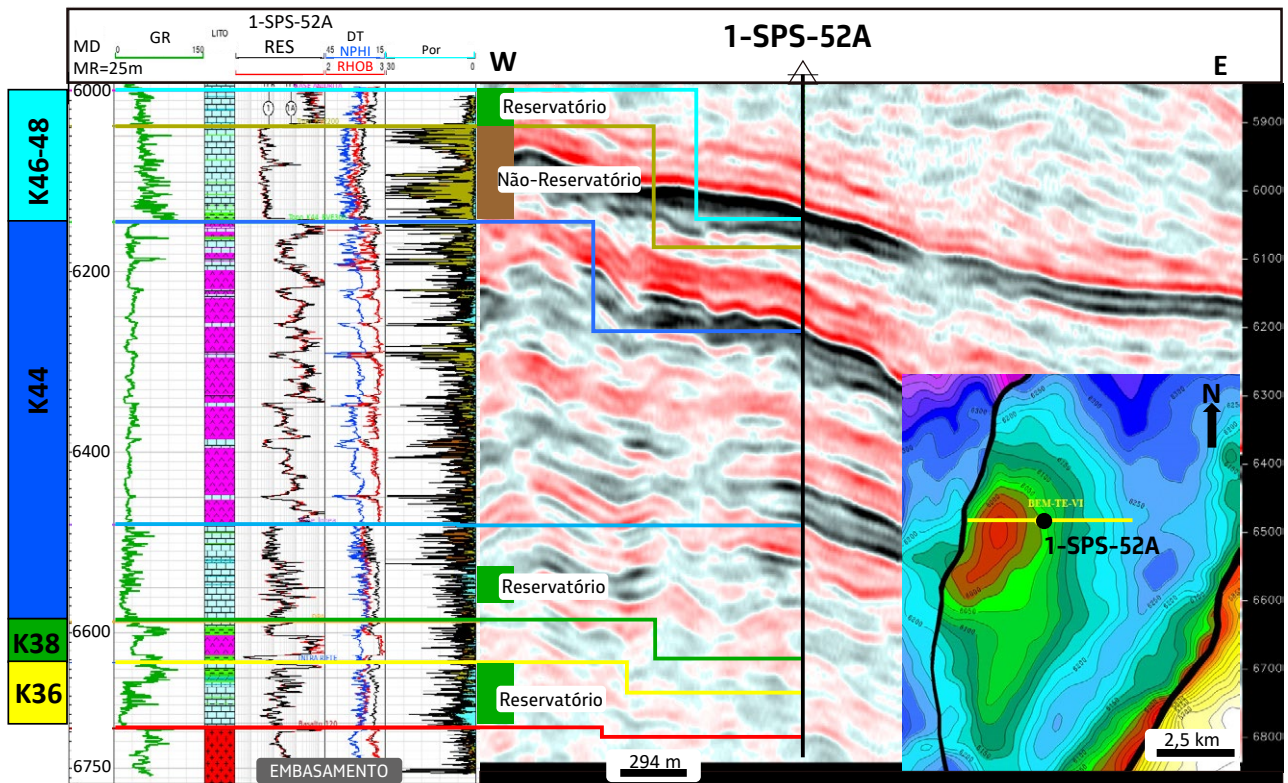


Figura 3.5.2 – Perfil composto do poço 1-SPS-52A (Bem-te-vi), ilustrando as baixíssimas porosidades constatadas. À direita, seção sísmica de pseudo-impedância (em profundidade). Posições do poço e da seção indicadas no mapa estrutural em profundidade da base do sal.

Outra oportunidade identificada no Bloco BM-S-8 ocorria em uma posição mais elevada da plataforma carbonática em relação à trapa de Bem-te-vi. Essa foi perfurada pelo poço Biguá (4-SPS-71C), entre julho e dezembro de 2011, visando a melhores fácies reservatório (Figura 3.5.1). Além do fechamento estrutural na base do sal, existia a possibilidade de um aumento significativo no potencial volumétrico, caso se confirmassem reservatórios em geometria tipo *mound* na base da Sequência K46-48. Esse *mound* estaria confinado em uma trapa estratigráfica (Figura 3.5.3). No entanto, o poço Biguá constatou, na cota de -5643 m, o topo de uma coluna de apenas 16 m de altura, com óleo de 23°API e RGO de 90 m³/m³, em reservatórios da Sequência

K46-48. Isso provou a inexistência de uma trapa estratigráfica. No que se refere ao *mound*, ao contrário do previsto, foram constatadas rochas não-reservatório ou com níveis pouco porosos, portadoras de água. Abaixo dessa sequência, foi identificada a primeira camada de rochas ígneas no poço, com aproximadamente 100 m de espessura. Na base dessa camada ígnea, a -5904 m, ocorre uma seção equivalente à Sequência K44, composta por calcários predominantemente fechados e intercalados com folhelhos. No topo dessa seção, que totaliza 145 m de espessura, foi constado óleo de 15 °API e RGO de 85 m³/m³, formando uma coluna de 5 m de altura, com NTG de 40% e porosidade média de 8%. A perfuração foi finalizada dentro de uma segunda

camada de rochas ígneas, na base desses calcários/folhelhos. Os resultados do poço

Biguá indicaram volumes não comerciais para a trapa.

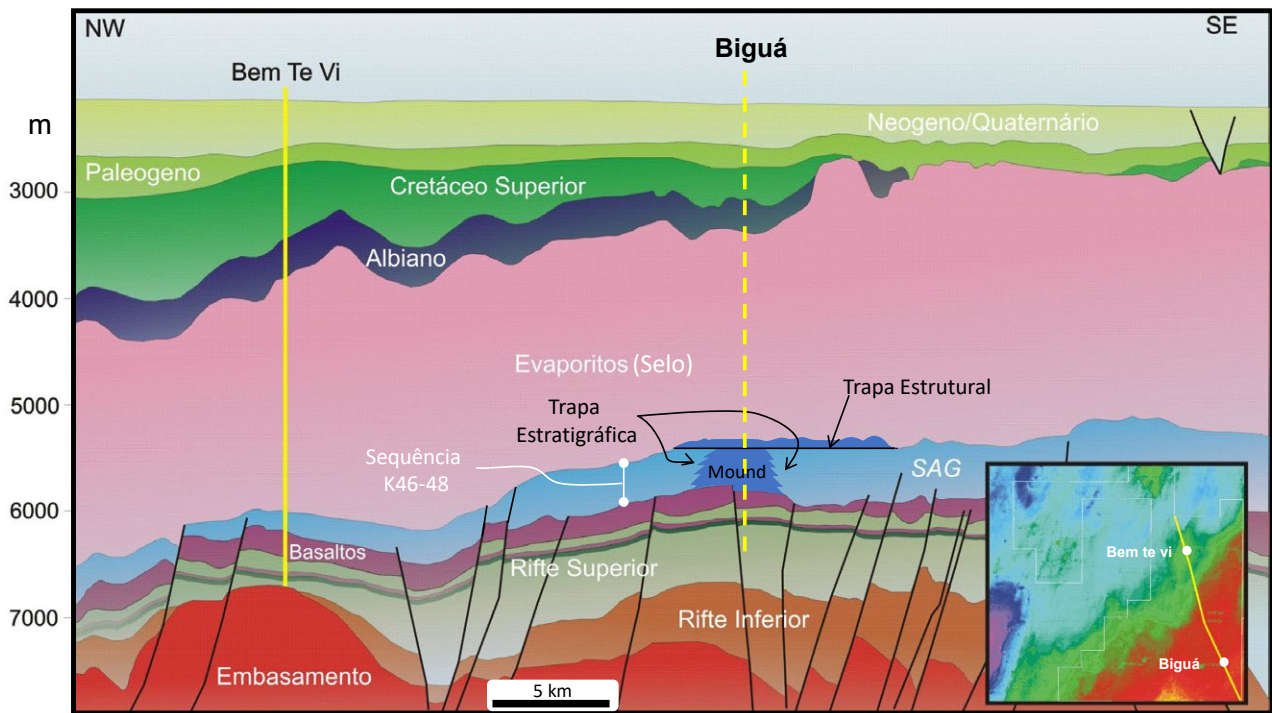


Figura 3.5.3 - Seção geológica entre o poço 1-SPS-52A (Bem-te-vi) e a localização Biguá. Notar indicação de possível trapa estratigráfica antes da perfuração do poço 4-SPS-71C (Biguá).

Uma outra trapa estrutural na base do sal foi perfurada pelo poço Carcará (4-SPS-86B), entre dezembro de 2011 e dezembro de 2012, no Bloco BM-S-8. Essa estrutura ocorre em um contexto geológico diferente de Bem-te-vi e Biguá, pois não está ligada à plataforma do Alto de Tupinambá (Figura 3.5.1). Ela consiste em um alto relativo, isolado, em um contexto fisiográfico de bacia deposicional, com duas cristas NNE quase paralelas e um pequeno pináculo no centro, as quais perfazem uma área de 175 km², sendo que parte da trapa se estende para fora do bloco (Figura 3.5.4). Devido aos insucessos nos dois primeiros poços (Bem-te-vi e Biguá), a Shell vendeu sua participação de 40%. Assim, a nova redistribuição societária passou a ser: Petrobras (66%), Petrogal (14%) e mais duas empresas brasileiras;

Barra Energia (10%) e Queiroz Galvão (10%). O poço Carcará foi perfurado na crista leste da trapa, que possui uma evidente geometria de crescimento, típica de *mound* carbonático (Figura 3.5.5). Carcará constatou o topo do reservatório na Sequência K46-48, na cota de -5710 m, com óleo de 32°API e RGO de 400 m³/m³. A coluna de óleo possui 395 m de altura, com NTG de 96% e porosidade média de 13,5%, com elevado grau de silicificação, principalmente na porção média inferior do reservatório. Esse é um fato relevante, pois indicou a importância de eventos diagenéticos geradores de porosidade na área. O contato óleo/água não foi constatado pelo poço, que foi finalizado dentro de rochas ígneas correlacionáveis ao Basalto Parati (Figura 3.5.6). O poço 3-SPS-105 foi perfurado entre janeiro de

2015 e janeiro de 2016, na mesma crista les-te, ao norte do poço Carcará, visando a avaliar a continuidade da acumulação (Figura 3.5.4). O 3-SPS-105 apresentou características de fluido e propriedades petrofísicas muito semelhantes às de Carcará. Constatou o topo da coluna de óleo na cota de -5788m, totalizando cerca de 360 m de altura e apresentou um índice de produtividade de até 111 m³/d/kgf/cm² na porção silicificada inferior da coluna. O poço 3-SPS-104DA foi perfurado no flanco da crista oeste, entre setembro de 2014 e outubro de 2015, atingindo reservatórios com óleo similar aos dois primeiros poços, na cota de -5869 m (Figura 3.5.4). Diferentemente dos poços 4-SPS-86B e 3-SPS-105, a porção inferior da Sequência K46-48 é composta por

calcários com argila magnesiana, resultando em um NTG de apenas 9,5%. Essa diferença pode estar relacionada ao fato desse poço ter sido perfurado no flanco da crista e não ter atingido a feição de *mound*, indicando uma rápida variação lateral de fácies a partir das cristas da estrutura. O contato óleo/água também não foi constatado nesses poços. Em julho de 2016, a Petrobras vendeu sua participação de 66% no BM-S-8 para a petrolífera norueguesa Statoil, hoje Equinor. Posteriormente, a acumulação foi denominada de campo de Bacalhau pela Equinor, cuja declaração de comercialidade ocorreu em dezembro de 2020, com volumes *in place* de 1,9 bilhões de barris de óleo e 102 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021).

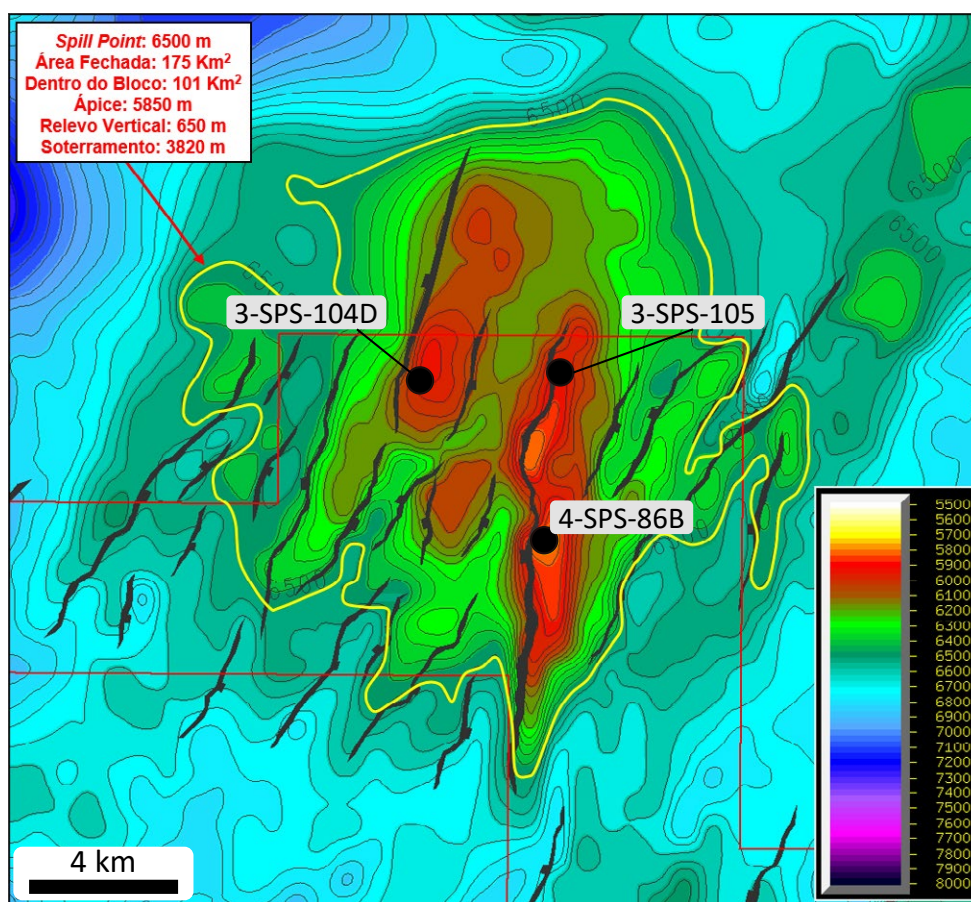


Figura 3.5.4 – Mapa estrutural em profundidade da base do sal, ilustrando a posição dos poços 4-SPS-86B (Carcará), 3-SPS-104DA e 3-SPS-105.

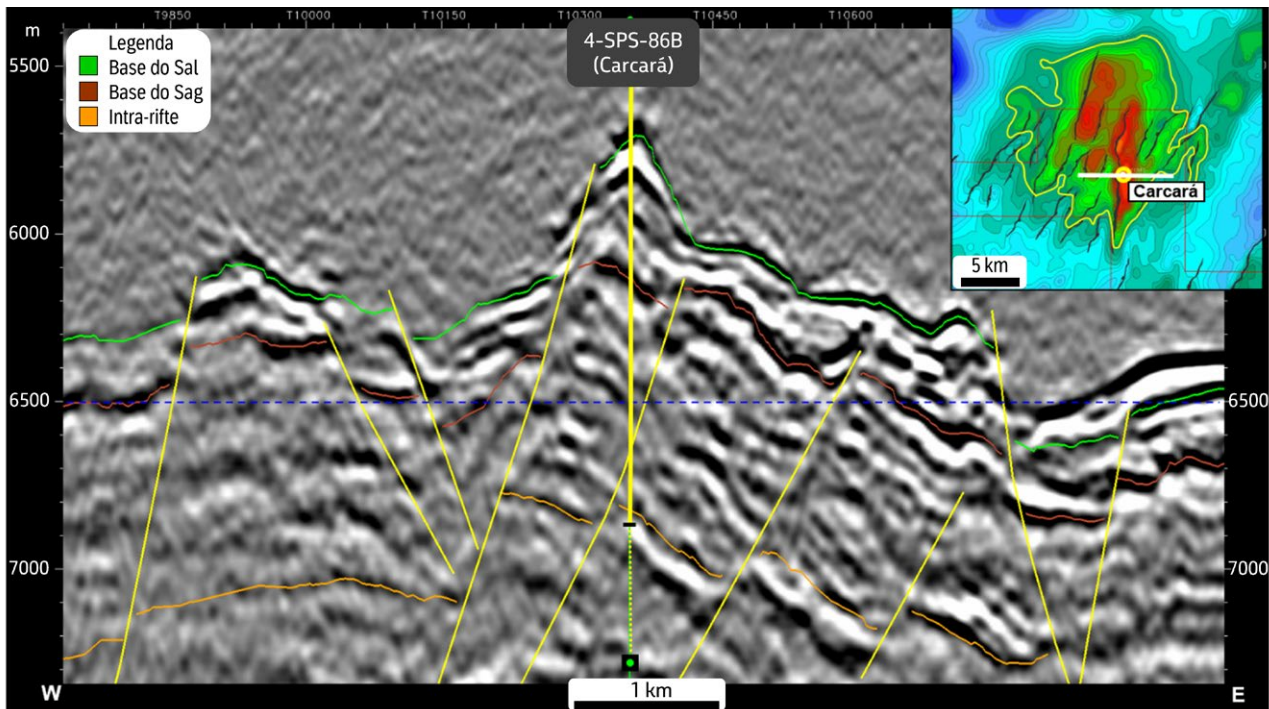


Figura 3.5.5 – Seção sísmica em profundidade através do poço Carcará (4-SPS-86B). Notar feição de *mound* perforada. Linha tracejada azul indica *spill point* da trapa.

3.6. BM-S-24

O bloco BM-S-24, operado pela Petrobras (80%) em parceria com a Petrogal (20%), está situado a leste da descoberta de Tupi (Figura 3.3.1). Nesse bloco foi identificada uma trapa estrutural na base do sal, com um relevo estrutural de aproximadamente 900 m e totalizando uma área de 417 km² dentro do bloco. Essa trapa tinha potencial para uma gigantesca acumulação de hidrocarbonetos, caso estivesse preenchida até o *spill point* (Figura 3.6.1). O poço 1-RJS-652A (Júpiter), perfurado entre julho e setembro de 2008 no centro da porção SW da trapa, constatou reservatórios da Sequência K46-48 e coquinas da Sequência K38. O topo da coluna de hidrocarbonetos coincide com a cota de -5104

m, totalizando 313 m de altura, com NTG de 88% e uma porosidade média de 10% (Figura 3.6.2). O contato óleo/água não foi encontrado nesse poço, contudo gradientes de pressão de poros indicavam a cota de -5443 m, muito acima do *spill point*. O fluido encontrado é bastante complexo, com uma pequena coluna de óleo com 18°API e RGO de 175 m³/m³ na base da acumulação. Na porção superior da coluna ocorre um condensado com 33°API e RGL variando entre 2000 e 3000 m³/m³. Uma característica até então inédita no Cluster foi a constatação de CO₂ em altas concentrações, variando entre 53% e 76%. Para a delimitação dessa descoberta, foram perfurados mais três poços: Júpiter NE (3-RJS-683A), Bracuhy (3-RJS-713) e Apollonia (3-RJS-732).

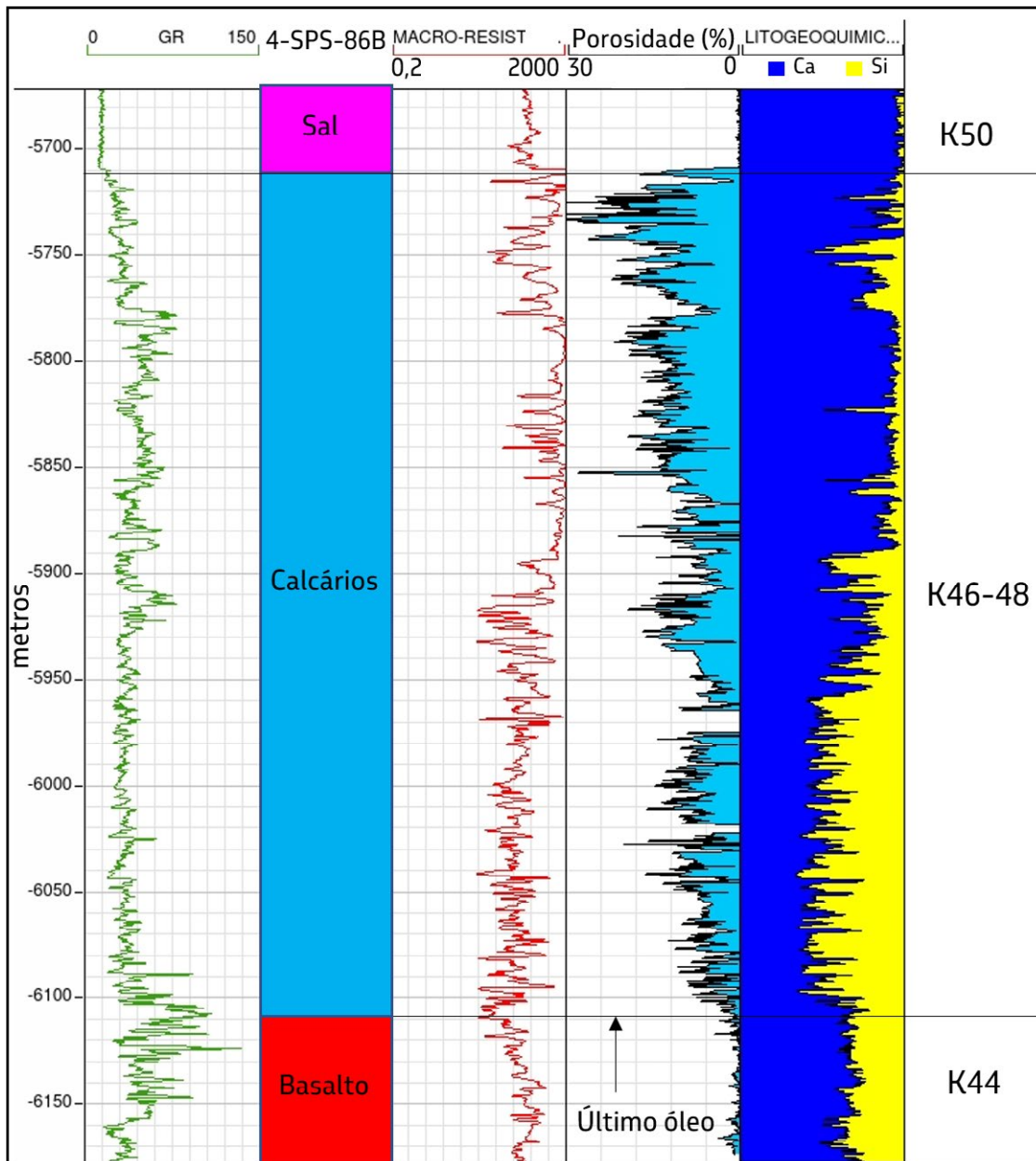


Figura 3.5.6 – Perfil composto do poço 4-SPS-86B (Carcará). O último óleo foi constatado no reservatório da Sequência K46-48. Notar elevado grau de silicificação, principalmente na parte inferior média do reservatório. Ca – Concentração de cálcio; Si – Concentração de silício.

O poço 3-RJS-683A (Júpiter NE), perfurado entre fevereiro e dezembro de 2012, situado 7 km a nordeste do poço pioneiro, avaliou a extensão dos reservatórios da Sequência K46-48, cujo topo ocorre na cota de -5240 m

(Figuras 3.6.1 e 3.6.3). Esse poço reproduziu a mesma variação de fluidos do pioneiro e não constatou o contato óleo/água. O poço 3-RJS-713 (Bracuhy) foi perfurado 26 km a nordeste do pioneiro, entre julho e novembro

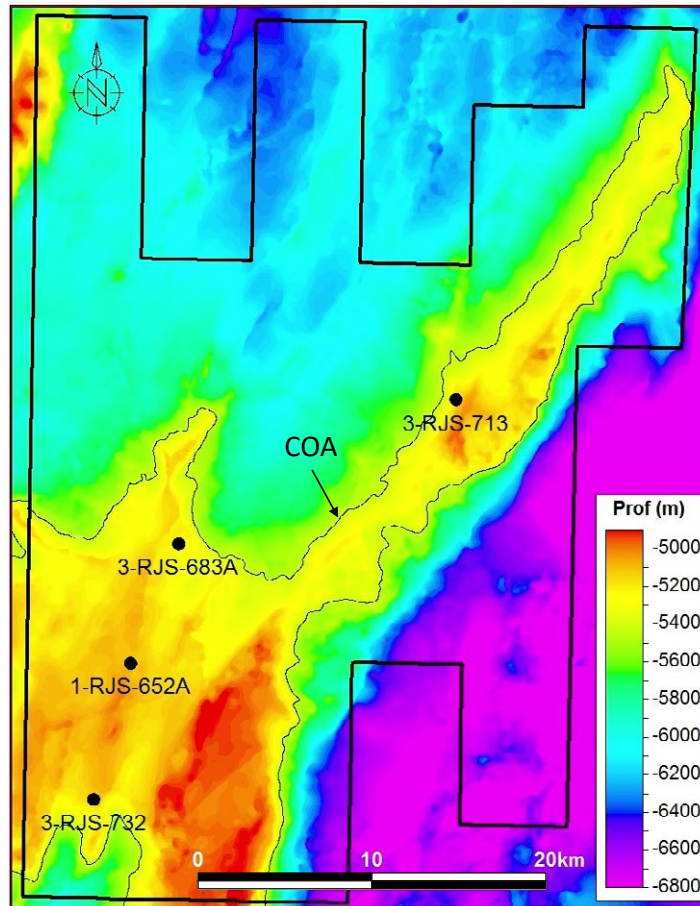


Figura 3.6.1 – Mapa estrutural em profundidade da base do sal no Bloco BM-S-24 (polígono preto) com os poços 1-RJS-652A (Júpiter), 3-RJS-683A (Júpiter NE), 3-RJS-713 (Bracuhy) e 3-RJS-732 (Apollonia). COA – Contato óleo/água.

de 2013, e atingiu reservatórios nas sequências K46-48 e K44, na cota de -5289 m, com NTG de 91% e porosidade média de 9% (Figuras 3.6.1 e 3.6.3). Apesar da distância do pioneiro, a coluna de 161 metros de altura apresentou a mesma gradação de fluidos dos poços Júpiter e Júpiter NE. Os gradientes de pressão de poros indicam que a área de Bracuhy está conectada à acumulação perfurada pelo pioneiro. Os perfis indicam óleo até a cota de -5450 m, onde se inicia uma zona de baixa porosidade até -5464 m. Abaixo

dessa cota, foi constatada água de formação. O poço 3-RJS-732 (Apollonia) foi perfurado 8 km a sudoeste do pioneiro, entre junho e agosto de 2014, e atingiu o reservatório na cota de -5140 m (Figuras 3.6.1 e 3.6.3). Esse poço confirmou uma coluna de hidrocarbonetos de 313 m de altura, NTG de 90%, porosidade média de 12% e índice de produtividade de 120 m³/d/kgf/cm² com dano de 1,5, em reservatórios das sequências K46-48 e K44. A gradação da coluna e composição dos hidrocarbonetos é a mesma do pioneiro. O

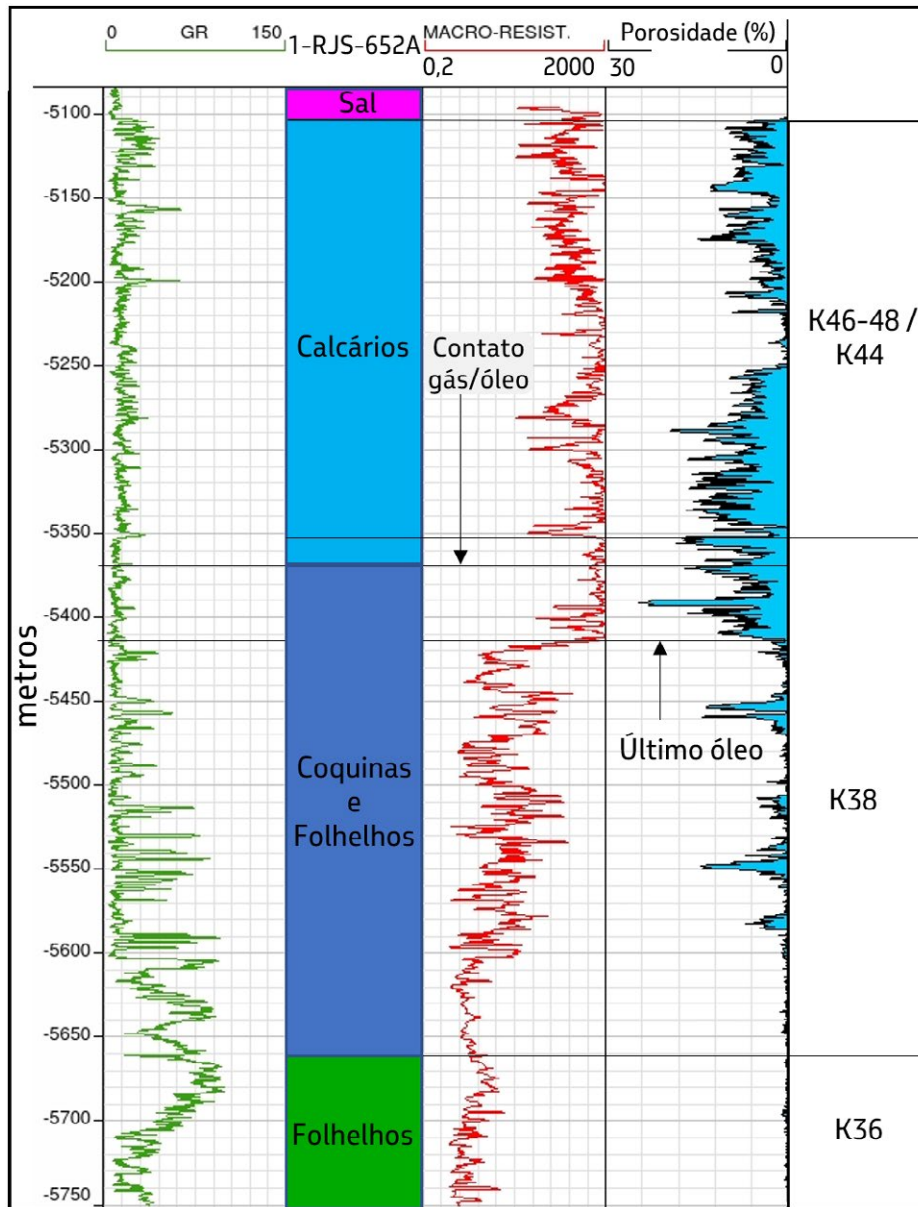


Figura 3.6.2 - Perfil composto do poço 1-RJS-652A (Júpiter). Notar último óleo sobre rochas não-reservatório e contato gás/óleo.

contato óleo/água, determinado por gradientes de pressão, indica a cota de -5453 m, com primeira água amostrada na cota de -5477 m. Os contatos óleo/água medidos ou estimados por gradientes de pressão são convergentes na acumulação, com uma variação máxima de

21 m, considerando a zona de baixa porosidade em Bracuhy. Dessa forma, confirmou-se o preenchimento parcial da trapa. No ano de 2021, o bloco BM-S-24 estava em fase de plano de avaliação e a economicidade da reserva ainda está em avaliação.

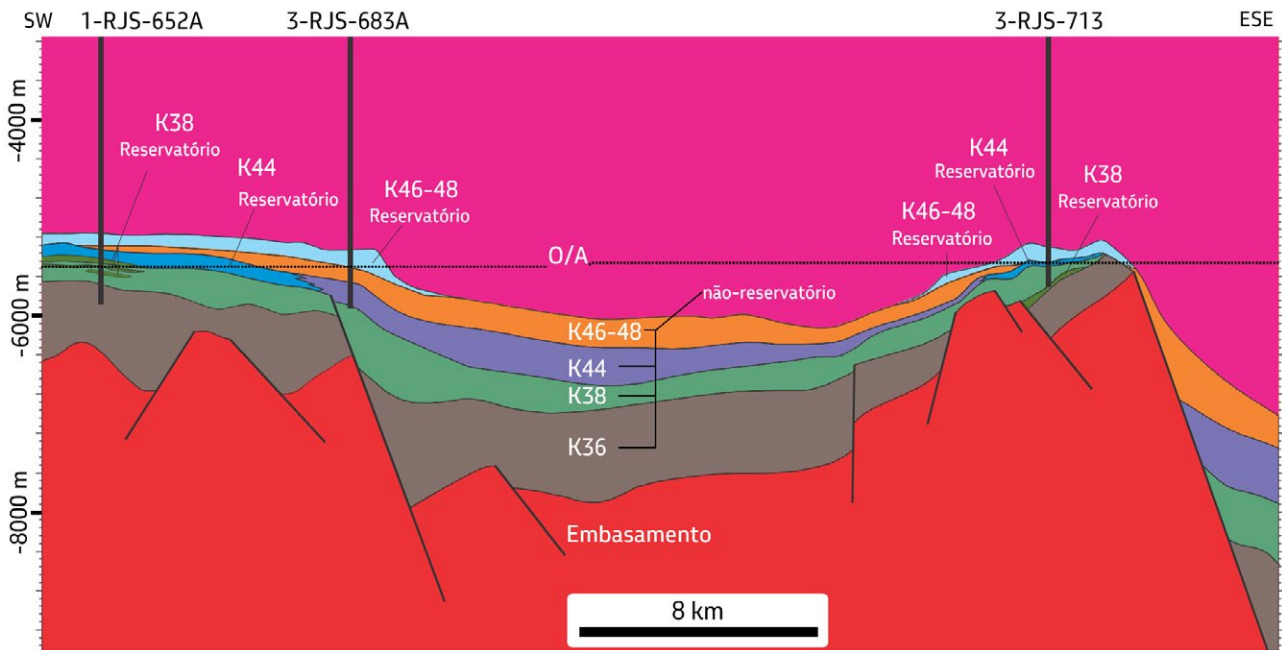


Figura 3.6.3 - Seção geológica mostrando correlação entre os poços 1-RJS-652A (Júpiter), 3-RJS-683A (Júpiter NE) e 3-RJS-713 (Bracuhy). O/A – Contato óleo/água.

4. OS NOVOS REGIMES REGULATÓRIOS E AS NOVAS DESCOBERTAS

A discussão sobre os regimes regulatórios foge do escopo deste capítulo, contudo é importante ressaltar os aspectos que influenciaram as atividades exploratórias. A partir de 2009, foi proposto o regime de Cessão Onerosa, convertido na Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. A cessão onerosa de áreas do Pré-sal à Petrobras, pela União, foi proposta com o objetivo de antecipar a produção e receitas representadas pelo Pré-sal. Além disso, visava suprir a Petrobras de recursos necessários para o cumprimento de suas atribuições designadas no novo Regime de Partilha de Produção, criado pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para áreas do Pré-sal e áreas estratégicas. Essas atribuições incluíam a Petrobras como operadora

exclusiva, com participação mínima de 30% nos consórcios, o pagamento do ônus objeto da cessão onerosa e os investimentos correspondentes nessas áreas (Sousa, 2011).

Por meio da Cessão Onerosa foi cedido à Petrobras, dispensada de licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas e localizadas no Pré-sal da Bacia de Santos. O volume máximo a ser produzido neste regime foi fixado em 5 bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis, provenientes de áreas definidas em negociações entre a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e dos Biocombustíveis (ANP) e a Petrobras, que, por sua vez, foram respectivamente assessoradas pelas certificadoras independentes *Gaffney, Cline and Associates* e *a DeGolyer and*

MacNaughton (Sousa, 2011). A expectativa de volumes superiores aos 5 bilhões nas áreas selecionadas aumentou a atratividade das ações da empresa. Assim, em um processo de capitalização concluído em agosto de 2010, foram captados R\$120 bilhões, dos quais R\$ 74,8 bilhões foram utilizados para pagamento antecipado dos 5 bilhões de barris previstos na cessão onerosa (Reis, 2019). O mapa das áreas da Cessão Onerosa com os seus respectivos poços pioneiros pode ser visualizado na Figura 4.1.

4.1. Os poços estratigráficos ANP

Entre dezembro de 2009 a setembro de 2010, foi perfurado, em colaboração com a ANP (Agência Nacional do Petróleo), o primeiro

poço estratigráfico na Bacia de Santos, o poço 2-ANP-1-RJS (Franco). O objetivo do poço era ampliar os conhecimentos sobre a estratigrafia do Pré-sal na porção nordeste da Bacia de Santos, fomentando assim os estudos naquela área. O poço foi locado no limite sudeste de um levantamento sísmico 3D, localizado a nordeste da área de Iara (Bloco BM-S-11) (Figuras 4.1.1 e 4.1.2). Geologicamente, o poço está próximo ao ápice de uma trapa estrutural com fechamento na base do sal, cuja área corresponde a 550 km². Na área de Franco, ocorre um adelgaçamento das sequências deposicionais em direção ao topo da estrutura (Figura 4.1.2). A partir da cota de -5391 m, o poço constatou óleo de 29°API e RGO entre 220 e 240 m³/m³, com teor médio de CO₂ em torno de 24%, formando uma coluna de 371 m de altura, com

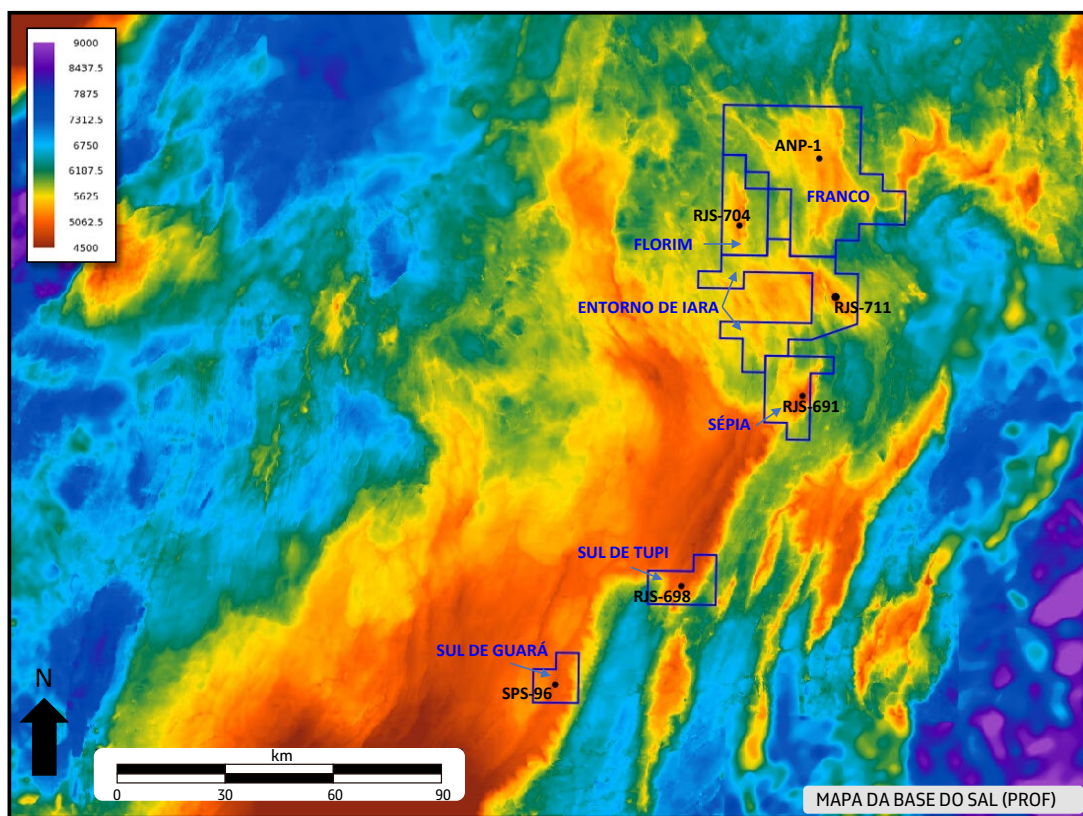


Figura 4.1 - Mapa regional em profundidade da base do sal com os blocos cedidos à Petrobras para serem explorados no Regime de Cessão Onerosa e os poços pioneiros perfurados em cada um deles.

NTG de 92% e porosidade média de 11,8% (Figura 4.1.3). Os reservatórios da Sequência K46-48 apresentaram permoporosidades menores que o usual, devido à dolomitização e silicificação, porém sem argilas magnesianas. A Sequência K44 apresentou excelentes permoporosidades associadas às fácies retrabalhadas (*grainstones*) (Figura 4.1.3). Como novidade, esse poço apresentou espesso intervalo de coquinas (*grainstones* e *rudstones* a bivalves) na Sequência K38, com excelentes características permoporosas na zona de óleo (porosidade média de 14,7%).

A descoberta do poço Franco viria a se transformar no Campo Supergigante de Búzios,

com volumes *in place* de 29 bilhões de barris de óleo e 816 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021). Como essa área se enquadrava nas especificações do contrato de Cessão Onerosa, ela foi inicialmente regida nos moldes desse contrato. Em 2019 o excedente de óleo da Cessão Onerosa foi leilado sob o regime de partilha de produção, sendo arrematado pela Petrobras (90% - Operadora), CNODC Brasil (5%), CNOOC Petroleum (5%). Portanto, esse campo passou a ser explotado em um regime misto. O histórico completo da fase exploratória e do atual Campo de Búzios, bem como suas peculiaridades, está relatado neste livro no Capítulo 15, que trata especialmente desse tema.

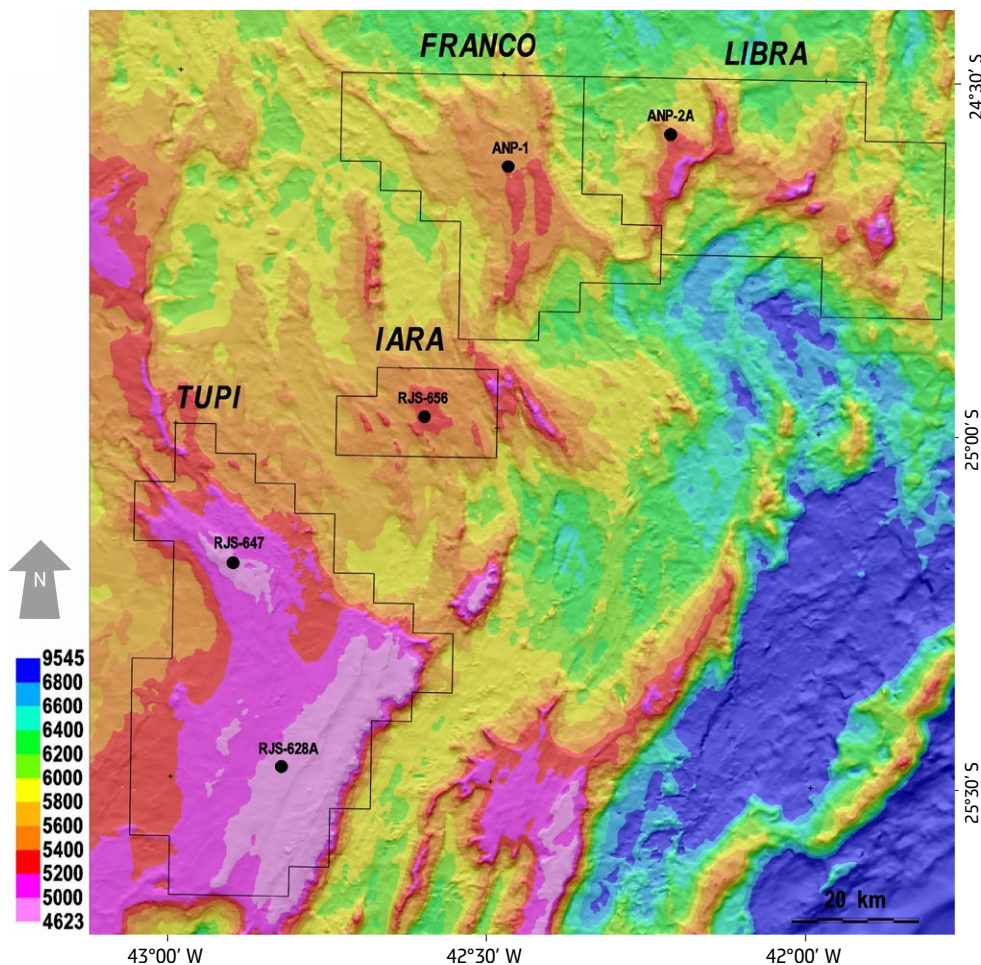


Figura 4.1.1 - Mapa estrutural em profundidade da base do sal mostra as áreas remanescentes do Bloco BM-S-11 (Tupi e Iara) e os limites aproximados das trapas estruturais de Franco, com o poço 2-ANP-1-RJS, e Libra, com o poço 2-ANP-2A-RJS.

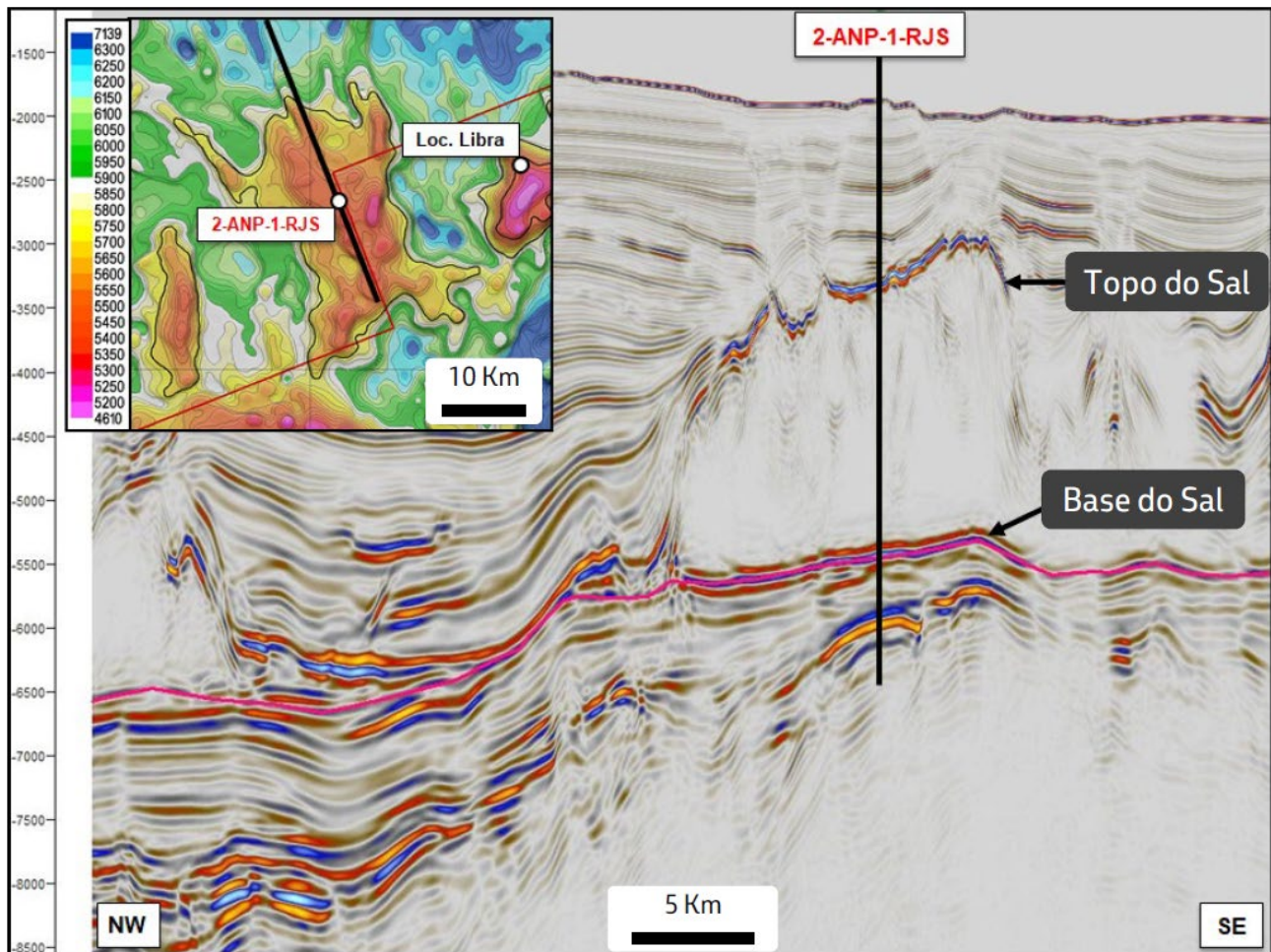


Figura 4.1.2 - Linha sísmica 3D em profundidade do poço 2-ANP-1-RJS (Franco), mostrando sua localização próxima ao ápice da estrutura ao nível da base do sal e adelgaçamento das seqüências deposicionais em direção ao ápice.

Entre julho de 2010 e fevereiro de 2011, foi perfurado o segundo poço estratigráfico da Bacia de Santos, o poço 2-ANP-2A-RJS (Libra). Esse poço foi perfurado no flanco noroeste de uma trapa estrutural alongada WNW-ESE, com fechamento na base do sal e cuja área ultrapassava 550 km² (Figura 4.1.1). O poço visava a investigar uma feição sísmica interpretada como *mound* carbonático (Carlotto, 2009; Carlotto *et al.*, 2017). O ponto escolhido também foi influenciado pelo fato de que, naquele momento, o dado sísmico 3D

disponível estava limitado ao setor noroeste, cobrindo somente 20% da estrutura. O poço Libra constatou, a partir de -5372m, óleo de 27°API, RGO entre 375 e 448 m³/m³ e teor de CO₂ ao redor de 44% na fração gasosa, formando uma coluna com 327 m de altura, NTG de 97% e porosidade média de 13% (Figura 4.1.4). Os principais reservatórios das seqüências K46-48 e K44 são constituídos por estromatolitos e *grainstones*, ao passo que *grainstones* e *rudstones* a bivalves (coquinas) constituem os reservatórios da Sequência

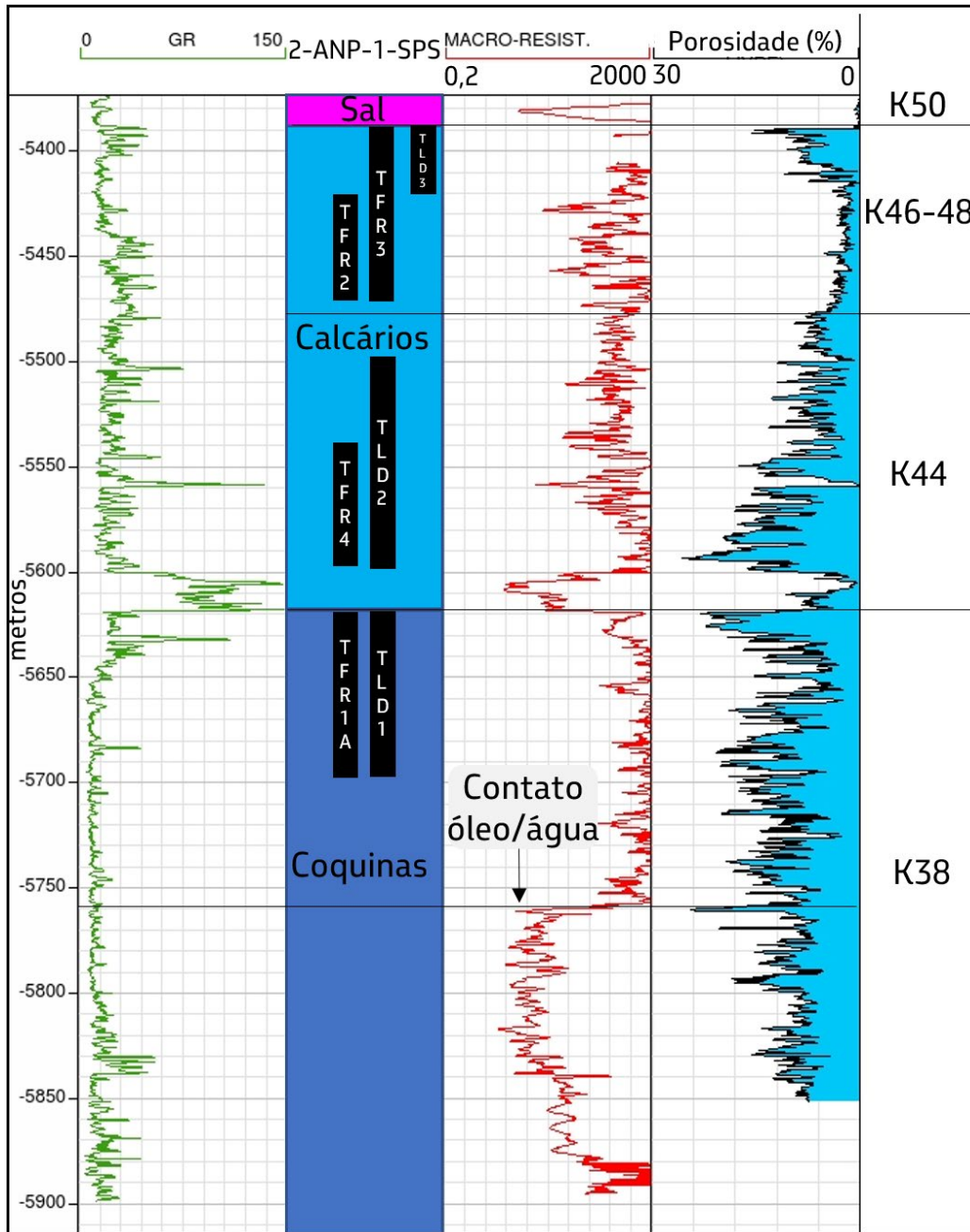


Figura 4.1.3 - Perfil composto do poço 2-ANP-1-RJS (Franco). O poço constatou uma grande coluna de óleo cujo contato óleo/água é bem definido dentro do intervalo de coquinas da Sequência K38. Notar a importância deste poço expressa pelos vários testes de formação a poço revestido (TFR) e testes de longa duração (TLD) realizados.

K38. A feição inicialmente interpretada como um *mound* carbonático era, na verdade, um bioacumulado de coquinas da Sequência K38.

Essa descoberta se transformaria no Campo gigante de Mero, com volumes *in place*

da ordem de 9,9 bilhões de barris de óleo e 362 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021). Essa área foi a primeira área a ser totalmente leiloadada sob o regime de partilha de produção em 2013, sendo adquirida pela Petrobras (40% - Operadora), em parceria com Shell

Brasil Petróleo Ltda (20%), Total S.A. (20%), CNPC International Ltd (10%) e CNOOC International Ltd (10%). O histórico completo da fase exploratória de Libra, bem como a fase exploratória do atual Campo de Mero, incluindo suas peculiaridades, está descrito no Capítulo 14 deste livro, que trata especialmente desse tema.

4.2. Cessão Onerosa

A escolha das áreas de cessão onerosa pela Petrobras foi baseada nos seguintes critérios:

1) incluir prioritariamente áreas que fossem unitizáveis, facilitando assim o processo de unitização (Concessão x Petrobras Cessão Onerosa); 2) escolher uma das estruturas já perfuradas pela Petrobras em conjunto com a ANP e, portanto, com menor risco para exploração e possível descoberta de 5 bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis, que foram objeto de negociação com a ANP. Dessa forma, foram escolhidas as áreas de Franco (onde já havia um poço estratigráfico perfurado em parceria Petrobras-ANP), Florim,

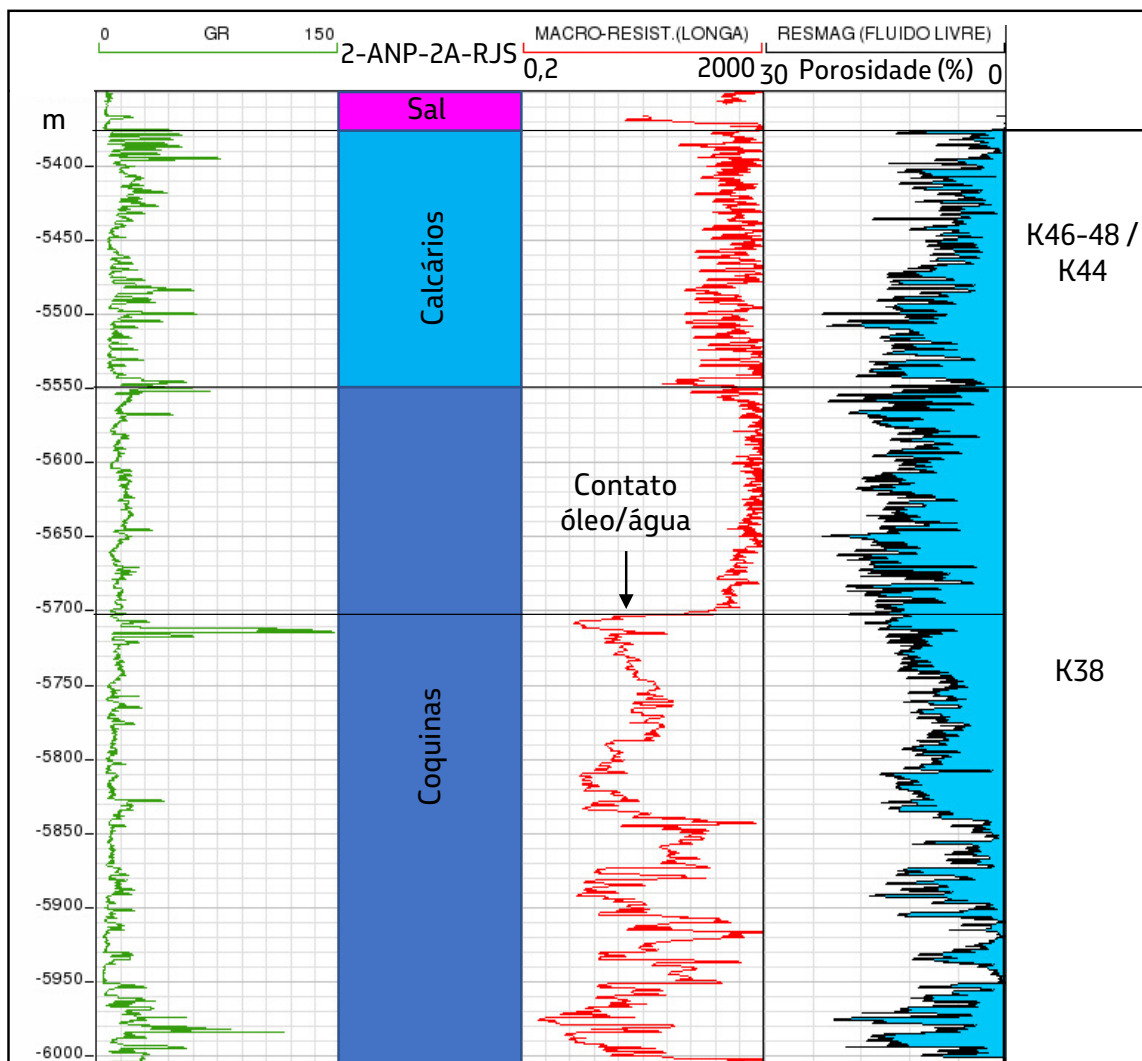


Figura 4.1.4 - Perfil composto do poço 2-ANP-2A-RJS (Libra). Notar contato óleo/água bem definido em reservatório de coquinas na Sequência K38.

Entorno de Iara, Sépia, Sul de Guará e Sul de Tupi (Figura 4.1).

4.2.1. Sépia

O Campo de Sépia está localizado a nordeste do Campo de Tupi e consiste em uma trapa estrutural alongada na direção NE na base do sal, com área de 88 km² (Figuras 4.1 e 4.2.1). O adelgaçamento das sequências sedimentares do Pré-sal em direção ao ápice da estrutura, analogamente ao Alto de Tupi, indicava a existência de reservatórios com boas propriedades permoporosas nessa posição (Figura 4.2.2). Entre agosto de 2011 e abril de 2012, foi perfurado o poço 1-RJS-691 (NE de Tupi), próximo ao ápice da trapa (Figura 4.2.1). Esse poço enfrentou severas dificuldades de avanço, devido às altas porosidades e permeabilidades do reservatório. Em consequência disso, houve o abandono da operação de testemunhagem e interrupção da perfuração na cota de -5253 m, acima do *spill point* da trapa, correspondente à cota de -5640 m. O topo dos reservatórios na Sequência K46-48 foi constatado na cota de -4943 m e os meros cinco metros de testemunho recuperados consistem em microbiólitos, com médias a altas porosidades, fraturados, brechados e com indicativos de processos de carstificação (Chagas e De Paula, 2013). A avaliação foi realizada com perfis adquiridos durante a perfuração, visto que não foi possível realizar uma perfilagem a cabo devido ao abandono catastrófico do poço. Eles indicaram que toda a coluna perfurada continha óleo de 26°API e RGO de 195 m³/m³, pelo menos até a cota de -5218 m, com NTG de 96 %, porosidade média de 13% e índice de produtividade de 151

m³/D/kgf/cm² (Figura 4.2.3). Os problemas foram tão severos que, a partir desse poço, tornou-se procedimento padrão a utilização de sondas com equipamentos de MPD (*Managed Pressure Drilling*) para atravessar reservatórios com altas permeabilidades, descritos em maior detalhe no capítulo 16.

Devido às dificuldades enfrentadas na perfuração do 1-RJS-691, o segundo poço, 3-RJS-721, foi projetado para testar fácies sísmicas volumetricamente representativas e que não apresentassem feições de carstificação na trapa, além de ser locado em posição estruturalmente mais profunda (Figura 4.2.1). Ele foi perfurado entre setembro de 2013 e janeiro de 2014, constatando o topo do reservatório da Sequência K46-48 a -5045 m. O contato óleo/água foi determinado a -5519 m, dentro da Sequência K44 e a aproximadamente 120 m acima do *spill point* da trapa. Em teste de longa duração, apresentou um índice de produtividade de 151 m³/D/kgf/cm². O poço 9-RJS-733 foi perfurado entre julho de 2014 e março de 2015, com objetivo de caracterizar o ápice da trapa (Figura 4.2.1). Constatou reservatórios nas sequências K46-48 e K44, além de coquinas na Sequência K38, a partir da cota de -4945 m. Testes de formação a poço revestido (TFR) mediram índices de produtividade entre 104 e 1340 m³/D/kgf/cm² nesse poço. O poço 9-SEP-01 foi perfurado no flanco oeste da trapa, entre janeiro e setembro de 2015, e atingiu reservatórios das sequências K46-48 e K44, na cota de -5188 m (Figura 4.2.1). O TFR realizado próximo ao contato óleo/água mediu

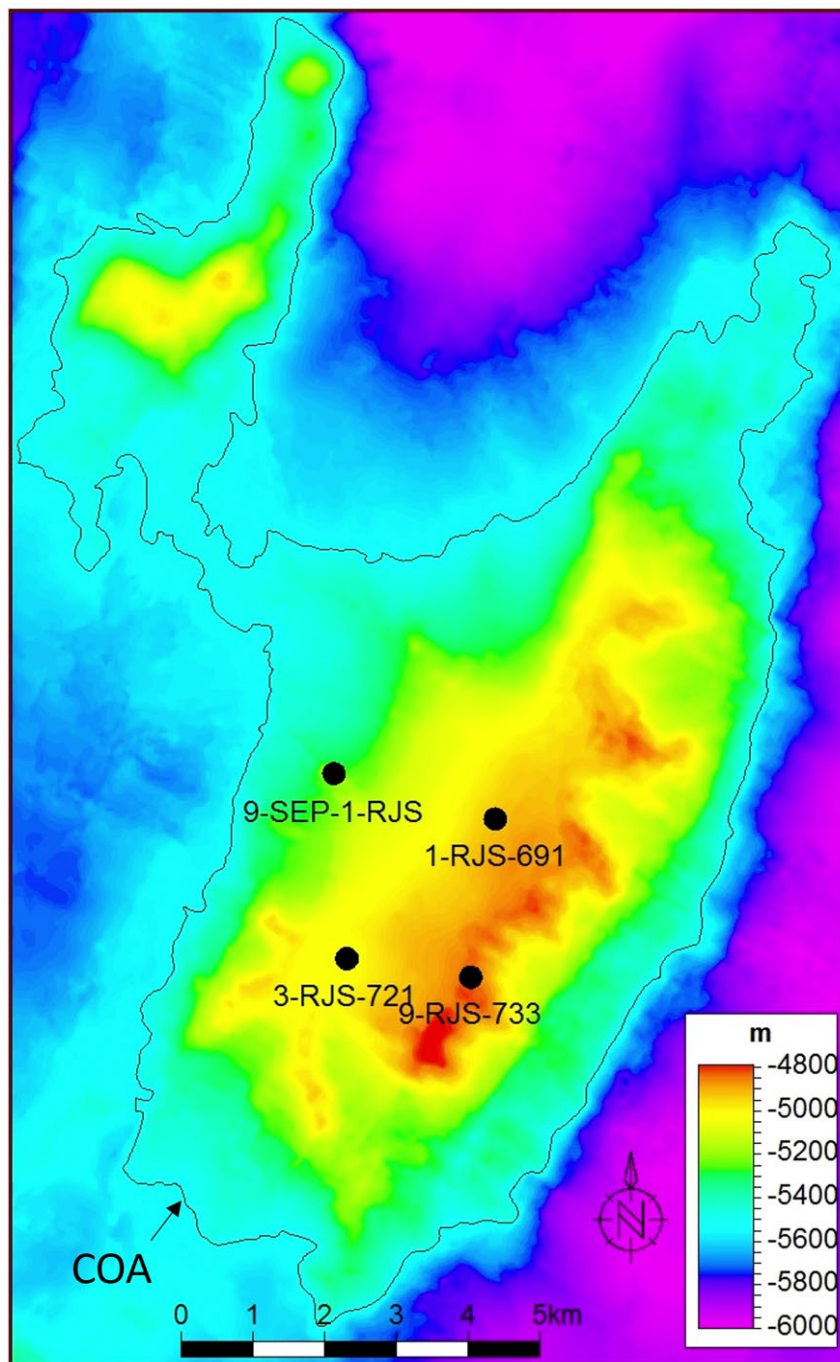


Figura 4.2.1 – Mapa estrutural em profundidade da base do sal da trapa de Sépia, com os poços de avaliação. COA - contato óleo/água.

um índice de produtividade variando entre 175 e 212 m³/D/kgf/cm².

Essa trapa foi declarada comercial em setembro de 2014, com o nome de Campo de Sépia e um volume *in place* de 5,3 bilhões de barris de óleo e 124 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021).

4.2.2. Florim

O Bloco Florim está localizado a oeste/sudoeste do Campo de Búzios. Nele ocorre uma trapa estrutural, alongada na direção norte, com fechamento de 70 km² na base do sal (Figuras 4.1 e 4.2.4). Entre setembro de 2012 e maio de 2013, foi perfurado

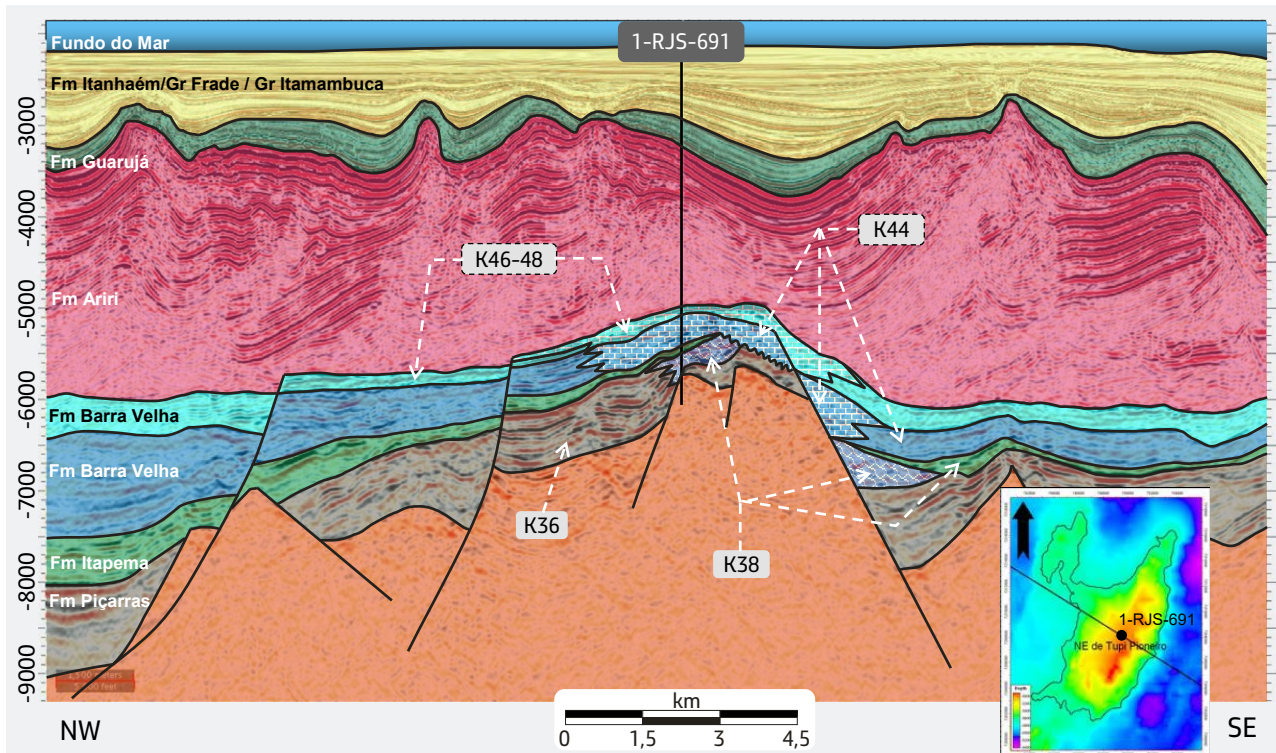


Figura 4.2.2 – Seção sísmica em profundidade ilustrando a posição do poço 1-RJS-691 (Sépia 1). Notar o adelgaçamento regional das camadas em direção ao alto do embasamento e espessamento da Sequência k46-48 no ápice.

o poço 1-RJS-704 (Florim), que visava a uma feição de crescimento de seção sobre o alto estrutural, isto é, um *mound*, lateralmente associado a falhas. As sismofácies internas desse *mound* são predominantemente caóticas (Carlotto, 2009), com marcante espessamento da Sequência K46-48 (Figuras 4.2.4 e 4.2.5). Na mesma época, houve a descoberta de Carcará em um *mound* análogo a Florim. O poço Florim constatou o topo do reservatório da Sequência K46-48 na cota de -5311 m, com óleo de 28°API, perfazendo uma coluna de 265 m de altura, com NTG de 82% e porosidade média de 14%. Os reservatórios são compostos predominantemente por estromatolitos, *grainstones* e *rudstones*. O teste de longa duração do poço Florim registrou um índice de produtividade de 154 m³/D/kgf/cm² com um dano de 4. Um segundo poço, o

3-RJS-725, foi perfurado na área, entre dezembro de 2013 e março de 2014, localizado 6,5 km ao norte do pioneiro (Figura 4.2.4). Esse poço atingiu reservatórios na cota de -5410 m e constatou uma coluna de 188 m de altura, com NTG de 24%, porosidade média de 13,5% e índice de produtividade de 70 m³/D/kgf/cm² com dano de 0,6, confirmando a continuidade das boas fácies reservatório constatadas no pioneiro (Figura 4.2.6).

Essa acumulação foi declarada comercial em setembro de 2014, com o nome de campo de Itapu e um volume *in place* de 2,1 bilhões de barris de óleo e 29 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021). Em 2019 o volume de óleo excedente da cessão onerosa neste campo foi arrematado pela Petrobras em leilão realizado pela ANP.

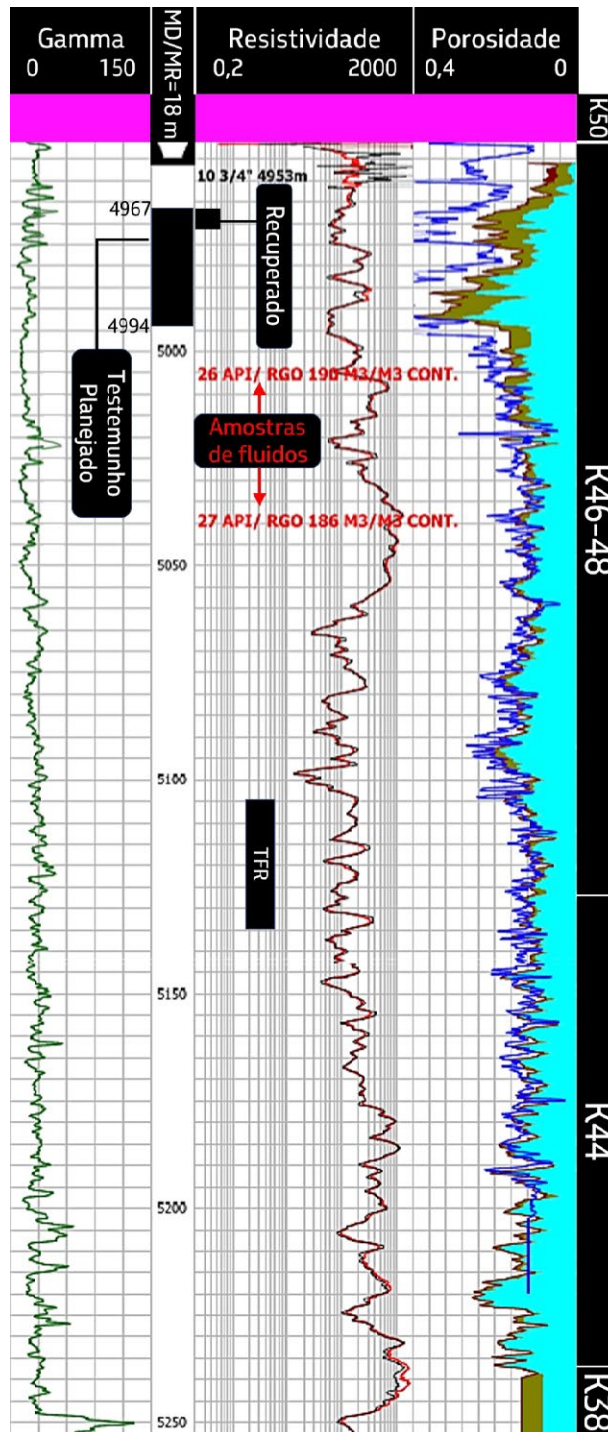


Figura 4.2.3 – Perfil do poço 1-RJS-691 com as seqüências deposicionais constatadas. Observar a porosidade contínua em toda a extensão perfilada e a baixa recuperação do testemunho. TFR= teste de formação a poço revestido.

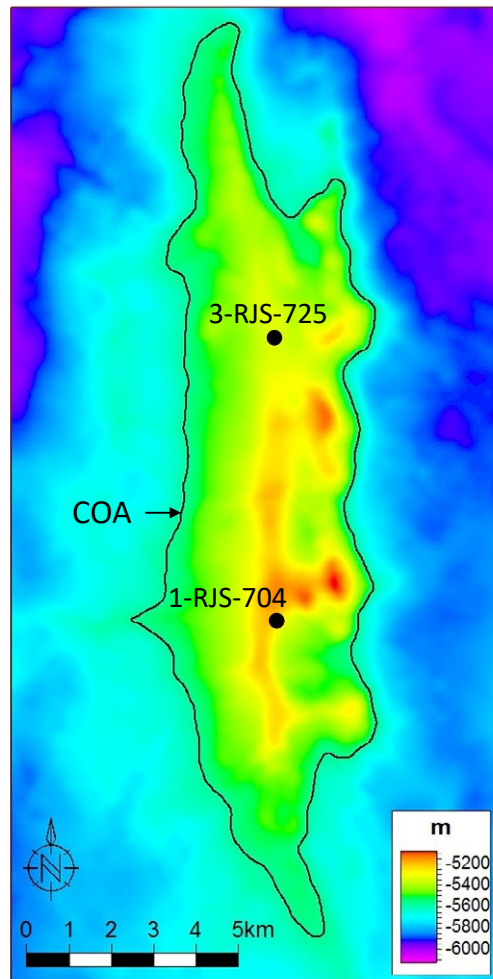


Figura 4.2.4 – Mapa estrutural em profundidade da base do sal ilustrando a trapa de Florim, com os poços pioneiro 1-RJS-704 (Florim) e o 3-RJS-725. COA = Contato óleo/água (-5576 m).

4.2.3. Entorno de lara

A área de cessão onerosa do Entorno de lara englobava parte das trapas mistas estruturais-estratigráficas de Berbigão, Sururu e Atapu, que excediam a área do PAD-1RJS-656 (Figura 4.2.7). Atapu ocorre sobre um alto estrutural pronunciado, formando uma trapa alongada na

direção noroeste, ao nível da base do sal (Figura 4.2.7). Apenas uma pequena fração dessa trapa ocorre dentro do PAD-1RJS-656, a qual foi perfurada pelo poço 3-RJS-729, apresentado anteriormente neste capítulo. O adelgaçamento da seção Pré-sal em direção a Atapu indicava que ali havia sido um alto deposicional perene, o que aumentava as chances de melhores

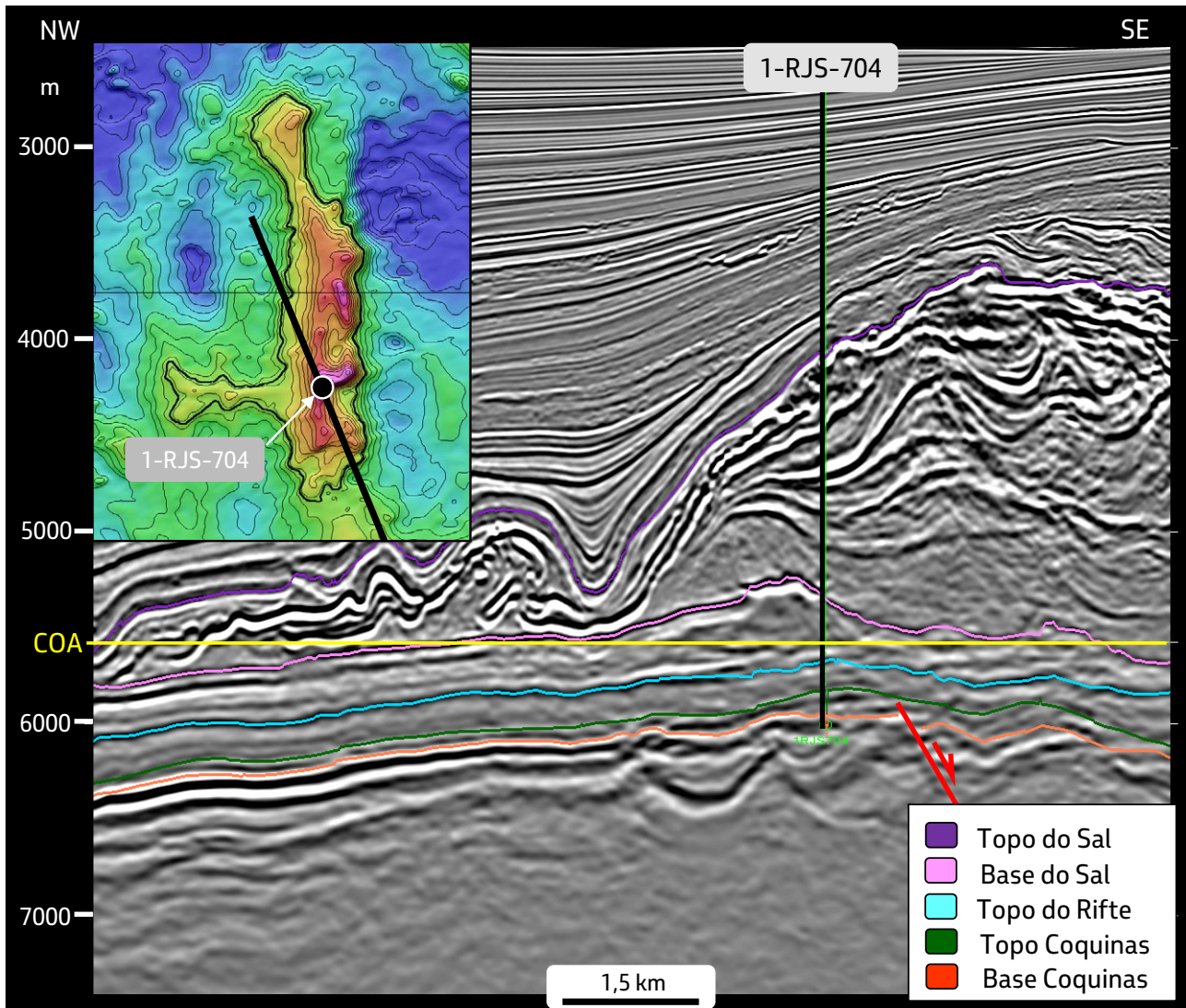


Figura 4.2.5 - Seção sísmica em profundidade ilustrando a posição do poço 1-RJS-704 (Florim). Observar a expressiva feição de *mound* sobre a crista de um *horst*. A linha vermelha indica posição da principal falha normal. . COA = Contato óleo/água (-5576 m).

reservatórios em relação à trapa de Sururu. O poço 1-RJS-711 (Entorno de lara 1) foi perfurado na porção mais proeminente da trapa de Atapu, entre dezembro de 2012 e maio de 2013 (Figura 4.2.7). Esse poço constatou reservatórios das sequências K46-48 e K44, com óleo de 26°API e RGO de 250 m³/m³ similar ao óleo encontrado no poço 3-RJS-682A, localizado

no PAD-1-RJS-656. O topo do reservatório foi atingido na cota de -5020 m e se estende ao longo de uma coluna de 174 m de altura, com NTG de 94%, porosidade média de 15% e índice de produtividade de 182 m³/d/(kgf/cm²) (Figura 4.2.8). O contato óleo/água não foi determinado nesse poço, pois coincide com rochas ígneas sotopostas ao reservatório. A descoberta do

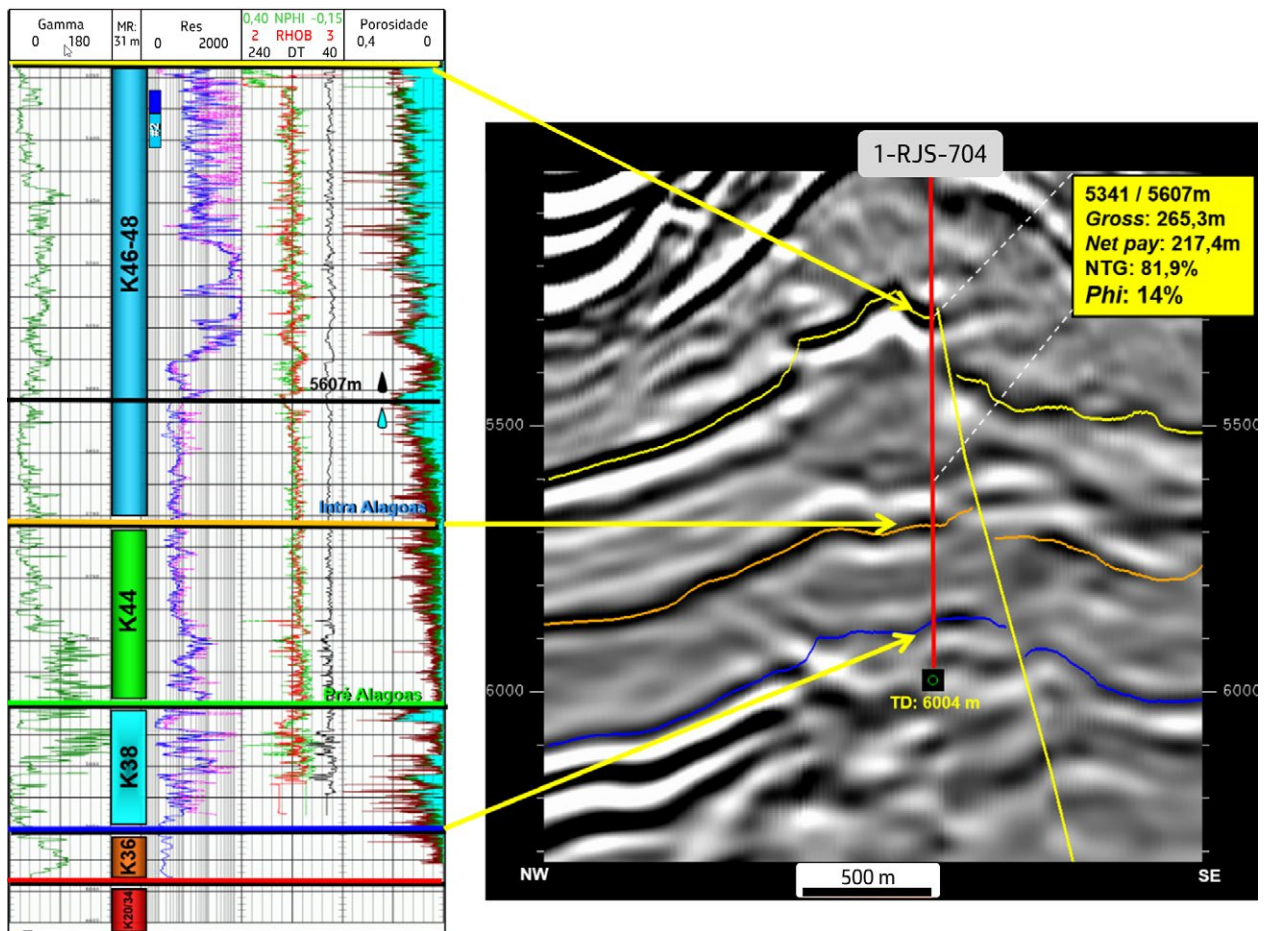


Figura 4.2.6 – Correlação do perfil com a sísmica mostrando as seqüências deposicionais constatadas e contato óleo/água (5607/-5576 m) no poço 1-RJS-704.

1-RJS-711 foi avaliada pelos poços 3-RJS-722 e 9-RJS-730 no bloco Entorno de Iara e pelo poço 3-RJS-729 mencionado acima. O poço 3-RJS-722, perfurado entre agosto de 2013 e abril de 2014, constatou o topo do reservatório na cota de -5091 m e o contato óleo/água na cota de -5614 m (Figura 4.2.7). O poço 9-RJS-730, perfurado entre novembro de 2014 e julho de 2015, constatou o topo do reservatório na cota de -5199 m, formando uma coluna de óleo

com 372 m de altura, NTG de 95% e porosidade média de 14% (Figura 4.2.7).

Outro poço perfurado na área da cessão onerosa foi o 4-RJS-728, entre fevereiro e abril de 2014. Esse poço comprovou a extensão da trapa de Berbigão para fora da área do Plano de Avaliação em reservatórios das seqüências K46-48 e K44 constatados a partir da cota de -5523 m (Figura 4.2.7).

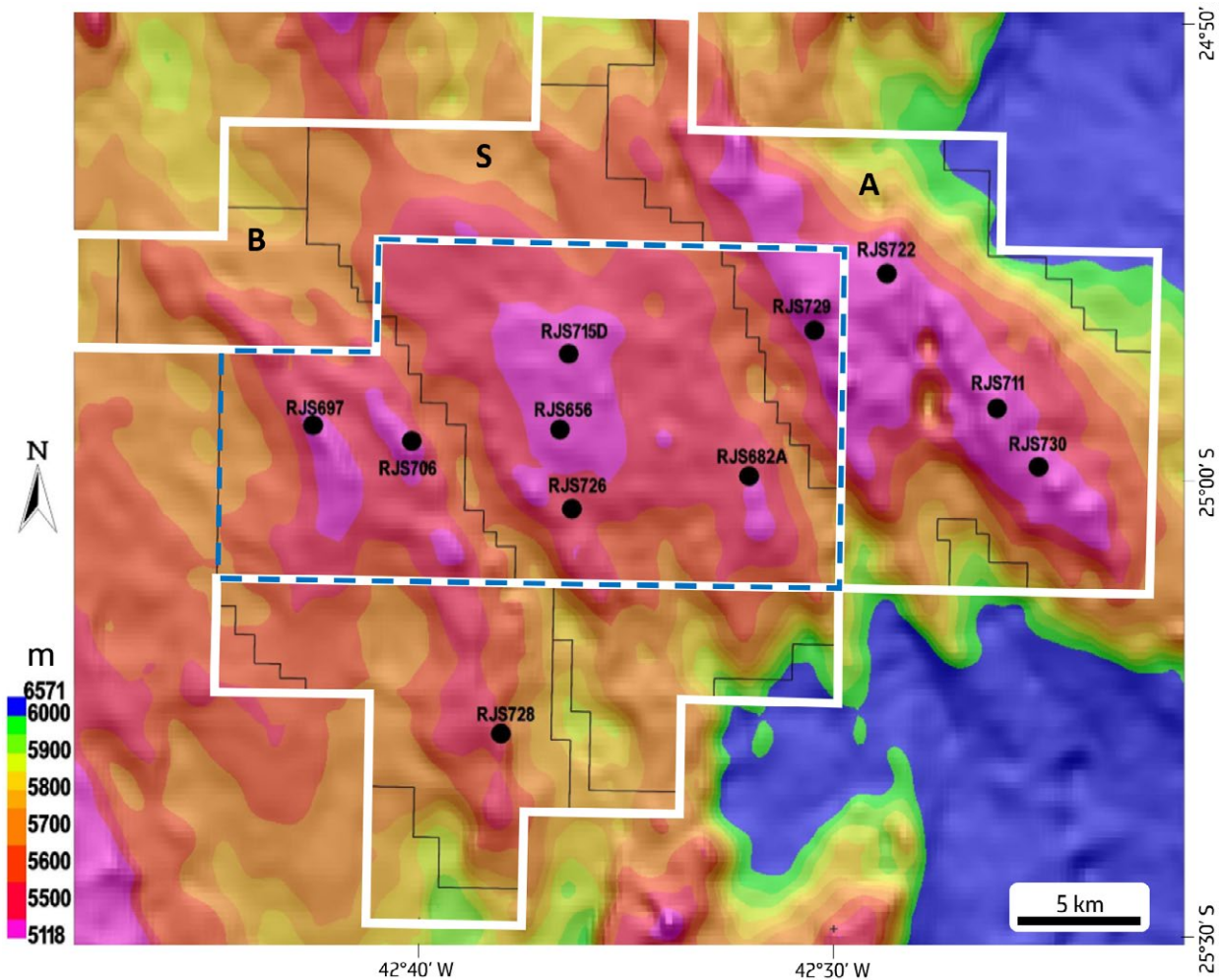


Figura 4.2.7 - Mapa estrutural da base do sal em profundidade mostrando o bloco Entorno de lara (polígono branco) e o PAD-1-RJS656 (lara – polígono tracejado azul) com os poços perfurados na área. Os polígonos pretos indicam aproximadamente as trapas mistas estruturais-estratigráficas nesta área: B – Berbigão; S – Sururu; A – Atapu.

Em dezembro de 2014, a Petrobras propôs a declaração de comercialidade e retenção do Entorno de lara, juntamente com a área do PAD 1-RJS-656, totalizando um volume *in place* de 8,3 bilhões de barris de óleo e 197 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021). Devido ao fato das áreas do Plano de Avaliação e da Cessão Onerosa de lara pertencerem a regimes de contratos distintos, as três trapas identificadas foram divididas em oito campos: três localizados no PAD de lara e cinco nas áreas da Cessão Onerosa, que foram

simultaneamente declarados em dezembro de 2014 (Figura 4.2.9).

4.2.4. Sul de Guará

O bloco Sul de Guará incluía uma trapa estrutural na base do sal com características semelhantes ao Campo de Sapinhoá, situado imediatamente ao norte (Figura 4.2.10). Essa acumulação foi avaliada pelo poço 1-SPS-96, entre abril e julho de 2012. O poço atingiu o topo dos reservatórios da Sequência K46-48, na cota de -5005 m, constatando uma coluna de 93 m, NTG de 92% e porosidade média de

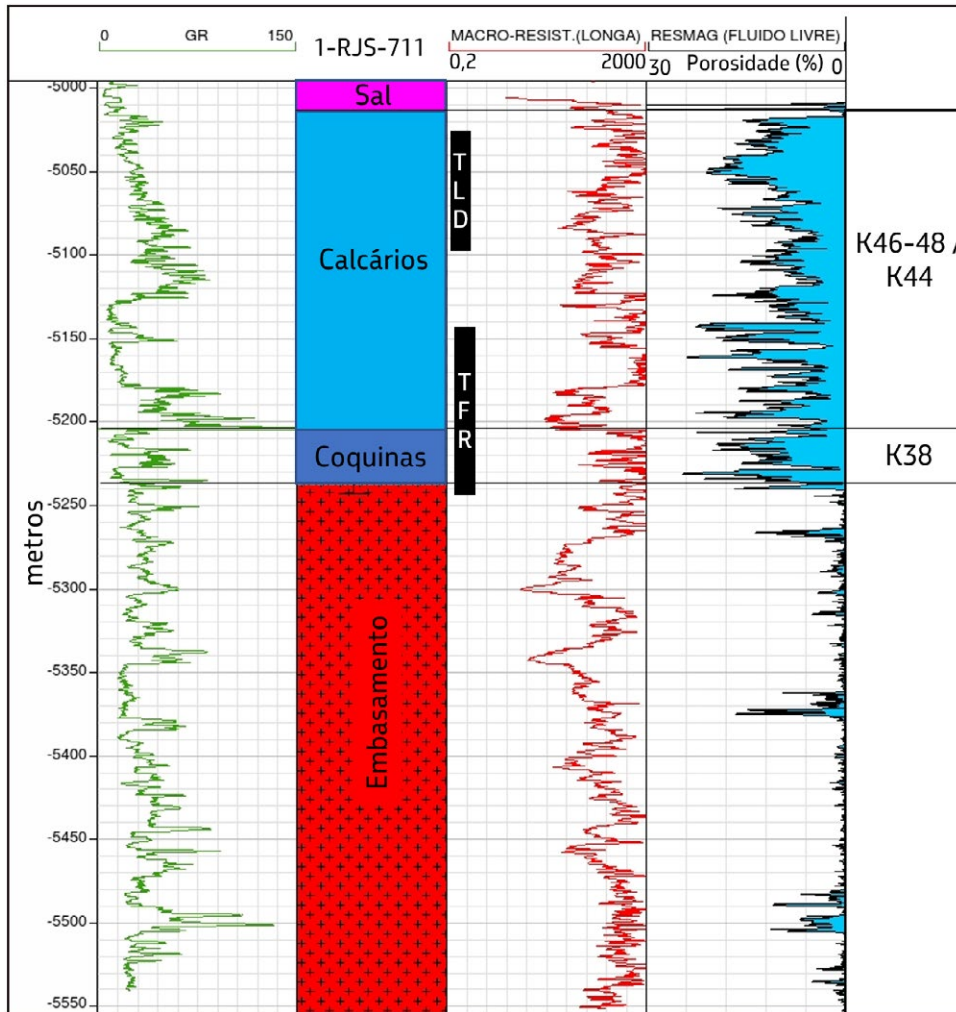


Figura 4.2.8 - Perfil compostos do poço 1-RJS-711. O último óleo ocorre sobre rochas do embasamento. TFR - teste de formação a poço revestido. TLD - teste de longa duração.

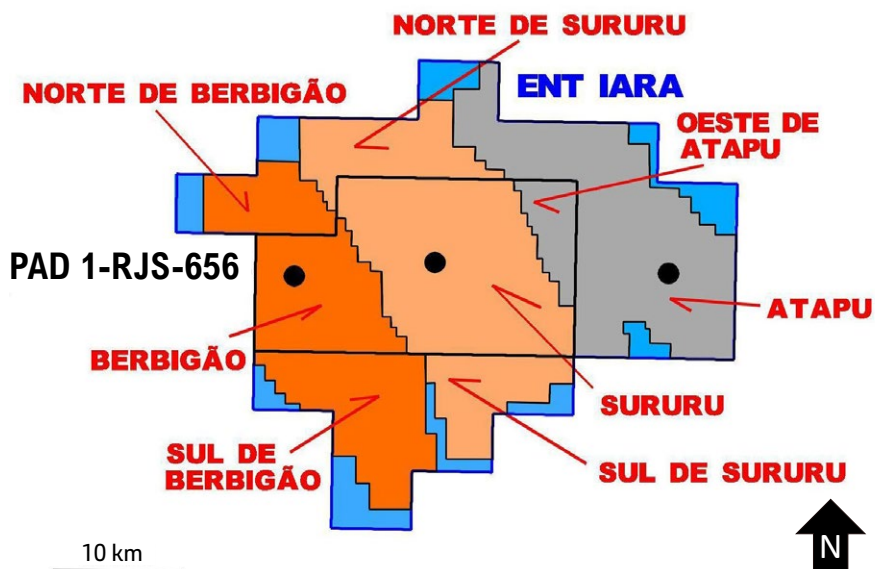


Figura 4.2.9 – Mapa dos campos resultantes do PAD 1-RJS-656 (Iara) e Cessão Onerosa Entorno de Iara.

9% (Figura 4.2.11). O fluido consiste em óleo de 26°API, com RGO de aproximadamente 220m³/m³ e 11% de CO₂. O contato óleo/água obtido por gradientes de pressão de poros e perfis ocorre na cota de -5098 m, coincidente com o *spill point* da trapa. Ele demonstrou que esta acumulação é independente do Campo de Sapinhoá, ao norte, cujo contato óleo/água estaria a cerca de 30 m mais profundo, na cota de -5130 m (Figura 4.2.10).

A estimativa de volume de petróleo e gás nessa área foi de 356 milhões boe *in place*. Dada a condição de ser uma acumulação independente do Campo de Sapinhoá, esse volume mostrou-se aquém do volume inicialmente acordado pelo Contrato da Cessão Onerosa, com uma reserva *in place*, declarada em setembro de 2014, de 207 milhões de barris de óleo e 7,7 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021).

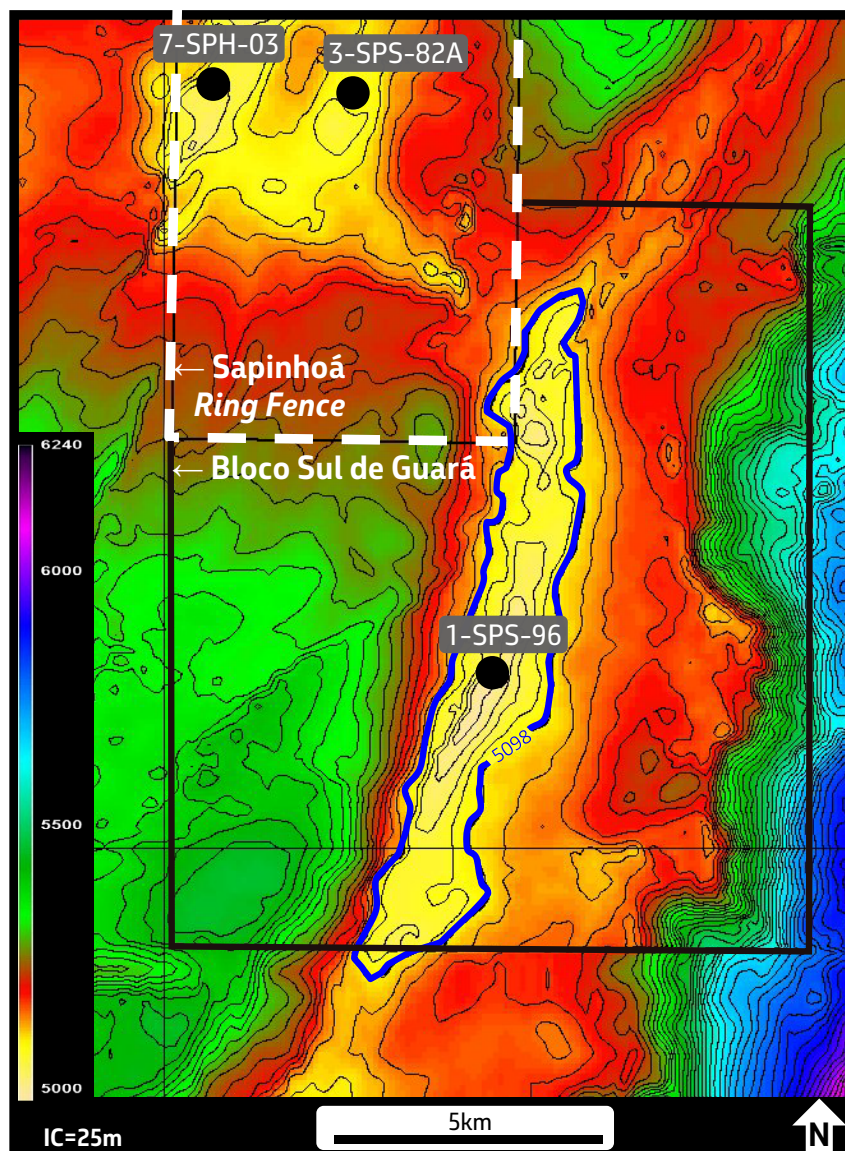


Figura 4.2.10 – Mapa estrutural em profundidade da base do sal com a localização do bloco Sul de Guarã e do Campo de Sapinhoá. A curva de nível de -5098 m (azul) indica o *spill point* e contato óleo/água da trapa de Sul de Guarã.

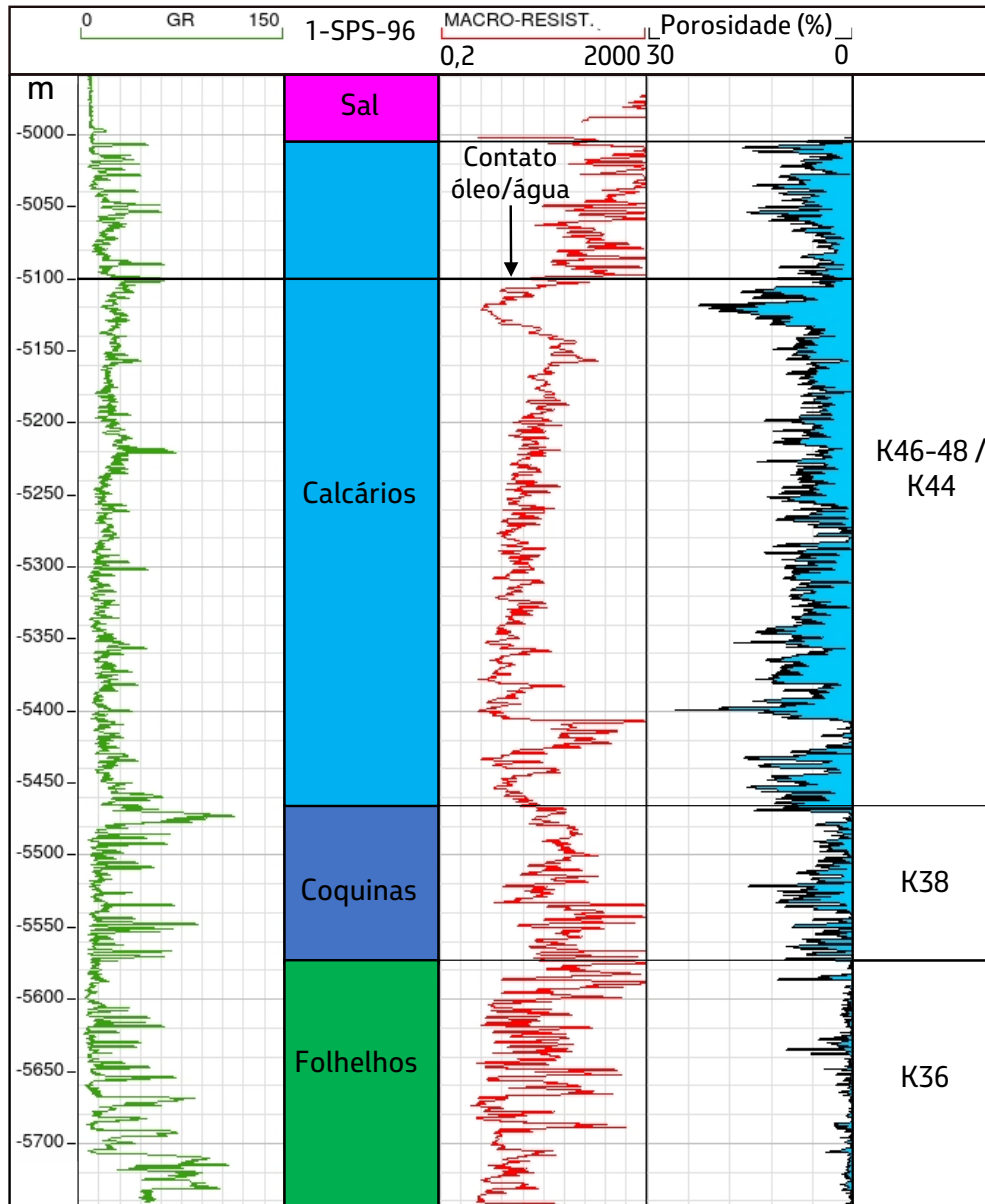


Figura 4.2.11 - Perfil composto do poço 1-SPS-96 no bloco Sul de Guarã.

4.2.5. Sul de Tupi

A área Sul de Tupi é contígua ao extremo sul do Campo homônimo (Figura 4.1) e foi avaliada pelo poço 4-RJS-698, perfurado entre outubro de 2012 e janeiro de 2013 (Figura 4.2.12). Esse poço constatou reservatórios da Sequência K46-48 na cota de -5020 m, com óleo de 28°API, RGO 210 m³/m³ e 18% de teor de CO₂. O contato óleo/água foi constatado a -5129 m,

resultando em uma coluna de 109 m de altura, NTG de 91%, porosidade média de 15,4 % (Figura 4.2.13). Além disso, também foi encontrado um intervalo com óleo na Sequência K44, na cota de -241 m, com 7,7 m de espessura porosa e 7,5% de porosidade média. O teste de formação realizado nesse poço indicou valores elevados de permeabilidade e um índice de produtividade da ordem de 89,4 (m³/d)

/(kgf/cm²). Os resultados desse poço e dos poços perfurados na porção sul do Campo de Tupi indicaram que os reservatórios da Cessão Onerosa e do Campo de Tupi são contínuos. Essa conclusão está baseada na análise de dados sísmicos, onde não se observam descontinuidades entre esses reservatórios; nas características do fluido que são semelhantes entre

os poços e nos gradientes de pressão, onde se constatou depleção no poço 4-RJS-698 relacionada principalmente à produção do Piloto do Campo de Tupi. Em dezembro de 2013, foi declarada a comercialidade dessa área com o nome de Campo de Sul de Tupi e um volume *in place* de 1,3 bilhões de barris de óleo e 42 bilhões de m³ de gás (ANP, 2021).

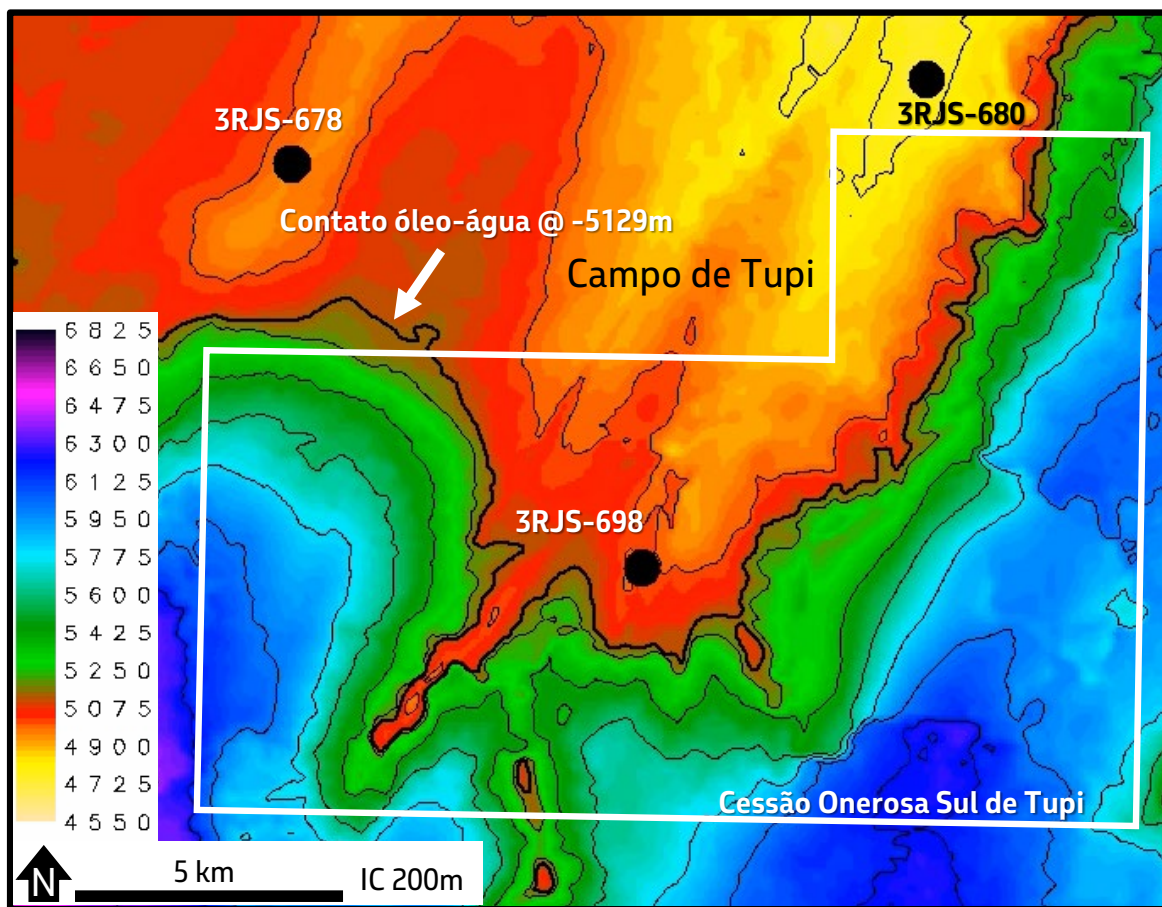


Figura 4.2.12 - Mapa estrutural em profundidade da base do sal da área de Sul de Tupi. Notar a continuidade da estrutura do campo de Tupi para a área de Cessão Onerosa.

a existência de um sistema petrolífero ativo, indicando um grande potencial para o *play* Pré-sal nessa seção da Bacia de Santos. Em 2006, após a perfuração de Tupi (1-RJS-628A), no bloco BM-S-11, foram constatados reservatórios porosos, preenchidos por hidrocarbonetos de boa qualidade em uma trapa estrutural na base do sal, validando o sal como um selo. A comprovação de reservatórios similares aos encontrados em Tupi, a 415 km de distância, no poço 1-ESS-103 situado na Bacia de Campos, indicava que tais reservatórios poderiam ocorrer em uma área com dimensões continentais. Diante desse cenário, foram vislumbradas oportunidades de enormes trapas com grandes acumulações. A saber, a trapa de Tupi, com uma descoberta comprovada, e a trapa de Tupinambá configuravam uma única trapa estrutural em potencial, perfazendo uma área de aproximadamente 9000 km². Assim, o ínterim entre as primeiras descobertas e as delimitações foi marcado por grande entusiasmo em todo o setor de petróleo, nacional e internacional, na esperança de lucrativos negócios. Internamente na Petrobras, esse período deu início a uma corrida contra o tempo, caracterizada por um intenso trabalho técnico. Isso ocorreu em função da necessidade de avaliar rapidamente os conhecimentos adquiridos com os primeiros poços, a fim de aplicá-los na tomada de decisões que melhor beneficiassem o país e a companhia.

A segunda fase (2007-2014) é caracterizada pela delimitação das grandes trapas estruturais. Uma grande expectativa existia a respeito da trapa do Alto de Tupinambá, devido ao seu enorme volume potencial. Ela foi

primeiramente perfurada pelo poço 1-SPS-51 (Caramba), finalizado em dezembro de 2007 no Bloco BM-S-21. O nível de água livre nesse poço foi constatado 100 metros acima da expectativa, comprovando a desconexão entre as trapas de Tupi e Tupinambá. Outros três poços foram perfurados no bloco BM-S-22, entre outubro de 2008 e fevereiro de 2011, confirmando a desconexão e indicando um volume potencial de hidrocarbonetos muito inferior ao esperado para a trapa de Tupinambá. Tal resultado foi correlacionado principalmente a ineficiência do selo e consequente vazamento da trapa. Por outro lado, nessa fase ocorreram as descobertas dos campos de Lapa (em 2007) e Sapinhoá (em 2008) no bloco BM-S-9. Em 2008, houve a descoberta de lara no bloco BM-S-11, que viria a resultar em três campos: Berbigão, Sururu e Atapu. Um fato relevante sobre a delimitação do atual Campo de Tupi foi a perfuração, em 2010, do poço 3-RJS-666A (Tupi óleo/água). Esse poço permitiu delimitar as áreas produtivas do campo de Tupi, no bloco BM-S-11. Em 2008 foi perfurado o poço 1-RJS-652A (Júpiter), no Bloco BM-S-24, que resultou na descoberta de uma enorme acumulação de hidrocarbonetos. Contudo, essa descoberta trouxe um novo desafio, pois o fluido descoberto é muito complexo, com altos teores de CO₂. Essa situação levou à necessidade de estender o prazo de avaliação da descoberta, que estava em andamento no ano de 2021. O Campo de Bacalhau, inicialmente Carcará, situado no bloco BM-S-8, foi descoberto em 2012, comprovando bons reservatórios com geometrias sísmicas típicas de *mound* carbonático. Esses resultados influenciaram na perfuração de feições similares em outras áreas da bacia, e mais

especificamente, com significativo sucesso nos atuais campos de Berbigão e Sururu. Nessa fase, os bons resultados contrastaram com quebras de expectativas e desafios inesperados, como por exemplo: reservatórios microporosos no Campo de Sururu (Iara) e fluidos complexos na área de Júpiter. Um balanço dessa fase pode ser expresso pelo volume *in place* dos campos descobertos, que totalizam 38,7 bilhões de barris de óleo e 1,2 trilhão de m³ de gás, sem considerar os volumes do bloco BM-S-24, atualmente em avaliação.

A terceira fase (2010–2015) é marcada principalmente por dois novos regimes exploratórios. De forma resumida, o regime denominado de Cessão Onerosa surgiu da necessidade de captar recursos financeiros para a continuidade das atividades de avaliação e início da produção dos campos. Para isso, o Estado brasileiro cedeu onerosamente à Petrobras áreas de exploração para produção de até 5 bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis, ainda a serem descobertos, com um preço atrativo. A alta probabilidade de lucro sobre esse óleo atraiu o interesse dos investidores, resultando em um grande aporte de capital. Esse óleo seria explorado de áreas adjacentes a acumulações testadas ou com alto potencial para novas descobertas cedidas à Petrobras pela ANP. Conforme o esperado, a exploração dessas áreas resultou em volumes que excederam os 5 bilhões contratados. Consequentemente, esse excedente foi leiloadado sob o Regime de Partilha de Produção. Por esse motivo, alguns campos são operados com dois regimes regulatórios, como, por exemplo, o Campo de Búzios. Essa fase trouxe um novo ânimo na exploração do Pré-sal na Bacia de Santos. Além

das descobertas dos campos supergigante de Búzios, gigante de Mero, Sêpia, Itapu, Sul de Sapinhoá e Sul de Tupi, pela primeira vez na Bacia de Santos, foram encontradas coquinas da Sequência K38 com excelentes características de reservatório e com óleo nos campos de Búzios e Mero. Outra boa surpresa aconteceu no bloco Entorno de Iara, que apresentou melhores reservatórios do que os encontrados na área da descoberta, resultando em cinco campos: Sul de Berbigão, Norte de Berbigão, Sul de Sururu, Norte de Sururu e Atapu. Nessa fase exploratória, foram descobertos volumes *in place* da ordem de 56,8 bilhões de barris de óleo e 1,6 trilhão de m³ de gás.

Nessa história de sucesso da exploração, há o legado da confirmação de um *play* exploratório de classe mundial e que engloba algumas das maiores descobertas de hidrocarbonetos do século. O Pré-sal da Bacia de Santos é hoje amplamente reconhecido, analisado e estudado na indústria mundial de petróleo, trazendo grande contribuição para a Geologia e tornando-se uma escola para as futuras gerações. São ativos com reservas substanciais que permitem uma produção de petróleo e gás resiliente. Enfim, os frutos dessas três fases exploratórias acrescentaram cerca de 95,4 bilhões de barris de óleo e 2,8 trilhão de m³ de gás *in place* às reservas brasileiras de hidrocarbonetos.

AGRADECIMENTOS

As informações contidas neste capítulo são fruto do trabalho de muitos profissionais,

As grandes descobertas do Pré-sal no Atlântico Sul

tanto da Petrobras, como das companhias parceiras, que contribuíram para o sucesso desse grande empreendimento que foi a descoberta do Pré-sal. Agradecemos aos revisores deste capítulo, os consultores seniores Dr. João Marinho de Moraes Neto e Dr. Carlos Mauricio Monnerat de Oliveira, pelas valiosas contribuições, e ao Técnico Rafael Cavalcante de Paiva pela confecção de alguns dos mapas utilizados. Agradecemos também aos geólogos e geofísicos envolvidos na interpretação exploratória que deram início às atividades nos chamados Cluster Blocks, onde ocorreram as primeiras descobertas do Pré-sal em águas ultraprofundas na Bacia de Santos: Arlindo A. Yamato, Breno Wolff, Claudio Duarte, Desiderio P. Silveira, Eduardo B. A. Carvalho (*in memoriam*), Guilherme O. Estrella, Jeferson L. Dias, Jeferson M. Kinzel, Joao Alexandre Gil, João T. R. Freitas, Jobel Moreira, Luiz A. P. Gamboa, Luiz Felipe Rodrigues, Marcelo C. Miglionico, Marcelo M. Anjos, Maria Cristina V. Nunes, Mariela Martins, Mario Carminatti, Paulo Mendonça (*in memoriam*), Rodrigo C. B. Silva, Rogério L. Fontana, Rosangela R. Maciel, Sergio M. Rodrigues, Sérgio Rogério P. Silva, Thaiana L. Peccini.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Painéis dinâmicos da ANP**. [Brasília, DF]: ANP, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-da-anp>. Acesso em: 3 ago. 2021.

BURNE, R. V; MOORE, L. S. Microbialites: organosedimentary deposits of benthic microbial communities. **Palaios**, Tulsa, v. 2, n. 3, p. 241-254, June 1987.

CALDAS, M. F.; CARLOTTO, M. C.; FREITAS, A. M.; GIL, J. A.; VARELA, P. V.; ROCHA, P. P. P. D. Potencial exploratório do Bloco Peroba baseado em sismofácies análogas; com introdução do play depósitos de fluxo de massa. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 11., 2018, Rio de Janeiro. **Resumos [...]**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2018.

CARLOTTO, M. A. Evidências sísmicas de bioconstruções aptianas na seção Pré-sal, porção norte da Bacia de Santos. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 7., 2009, Rio de Janeiro. **Resumos [...]**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2009.

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.; CARMINATI, J. P.; QICAI, D.; JUNFENG, Z.; SILVA-TELLES JUNIOR, A. C. Libra: a newborn giant in the brazilian presalt province. *In*: MERRILL, R. K.; STERNBACH, C. A. (ed.). **Giant fields of the decade 2000-2010**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2017. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 113).

CHAGAS, A. A. P.; MACHADO, M. A. P.; CARVALHO, E. B. Play inter-traps de microbiólitos na seção Pré-Sal da Bacia de Santos: perspectiva exploratória pós 4-RJS-668. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 8., 2011,

- Angra dos Reis. **Resumos** [...]. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2011.
- CHAGAS, A. A. P.; WEBB, G. E.; BURNE, R. V.; SOUTHAM, G. Modern lacustrine microbialites: Towards a synthesis of aqueous and carbonate geochemistry and mineralogy. **Earth-Science Reviews**, Amsterdam, v.162, p. 338-363, nov 2016.
- CHAGAS, A. A. P.; PAULA, L. Evidências de carstificação no pré-sal da Bacia de Santos: exemplo do poço 1-RJS-691, C.O. NE de Tupi. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 9., 2013, Vitória. **Resumos** [...]. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2013.
- MOHRIAK, W. U.; BROWN, D. E.; TARI, G. Sedimentary basins in the Central and South Atlantic conjugate margins: deep structures and salt tectonics. *In*: CENTRAL ATLANTIC CONJUGATE MARGINS CONFERENCE, 2008, Halifax. **Program & extended abstracts**. Canada: Atlantic Canada Opportunities Agency, 2008. p. 89-102.
- 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.
- PENTECOST, A. Association of cyanobacteria with tufa deposits: identity, enumeration, and nature of the sheath material revealed by histochemistry. **Geomicrobiology Journal**, United Kingdom, v. 4, n. 3, p. 285-298, Jan. 1985.
- PENTECOST, A. **Travertine**. Berlin: Springer, 2005.
- REIS, T. Cessão onerosa: entenda como funciona esse modelo de exploração. **Suno**, São Paulo, 16 ago. 2019. Disponível em: www.suno.com.br/artigos/cessao-onerosa/. Acesso em: 3 mar. 2021.
- SOUSA, F. J. R. **A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras**. Brasília, DF: Câmara dos Deputados. Consultoria Legislativa, 2011. (Estudo, fev.).
- TERRA, G. J. S.; SPADINI, A. R.; FRANÇA, A. B.; SOMBRA, C. L.; ZAMBONATO, E. E.; JUSCHAKS, L. C. S.; ARIENTI, L. M.; ERTHAL, M. M.; BLAUTH, M.; FRANCO, M. P.; MATSUDA, N. S.; SILVA, N. G. C.; MORETTI JUNIOR, P. A.; D'ÁVILA, R. S. F.; SOUZA, R. S.; TONIETTO, S. N.; ANJOS, S. M. C.; CAMPINHO, V. S.; WINTER, W. R. Carbonate rock classification applied to Brazilian sedimentary basins. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 18, n. 1, p. 9-29, maio 2010.

