



Capítulo

1

O Pré-sal nas Bacias de Campos e Santos: como tudo começou

AUTORES

Marcos Francisco Bueno de Moraes¹ (marcosbueno@petrobras.com.br), Adriano Roessler Viana¹, Ricardo Jorge Jahnert², Marco Antonio Pinheiro Machado², Anderson Antonio Pinheiro Chagas¹.

¹ Petrobras

² Petrobras aposentado

Palavras-chave: exploração, Cluster, Parati, Tupi, Fluorita.

RESUMO

O relato técnico da descoberta da Província Petrolífera Brasileira do Pré-sal, uma das maiores descobertas em águas ultraprofundas da história mundial, é o objetivo deste capítulo. Com ele, será possível revisitar o longo percurso dessa história, da qual a Petrobras foi a empresa precursora e líder no planejamento estratégico e execução das atividades exploratórias. Uma história que culminou em sucesso, mas enfrentou riscos e desafios desconhecidos à época. Seu início remonta às décadas de 1980 e 1990, quando, mesmo sobre a influência dos sucessos no Pós-sal da Bacia de Campos, a Petrobras identificou como prioridade a reposição de suas reservas mediante a descoberta de novas acumulações econômicas de petróleo. Assim, em meados da década de 90, a gerência de exploração conduziu uma avaliação de novas fronteiras exploratórias em águas profundas e ultraprofundas nas bacias de Santos e Campos. Em 2000, a Petrobras adquiriu, na condição de operadora e em associação com diferentes companhias

internacionais, quatro blocos de águas ultraprofundas na Bacia de Santos, em leilão realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Entre 2001 e 2003, um único levantamento sísmico 3D foi realizado para esses quatro blocos, configurando, à época, a maior cobertura mundial deste tipo. Entre 2005 e 2006, foram perfurados os dois primeiros poços pioneiros visando a investigação do potencial petrolífero da seção Pré-sal da Bacia de Santos: 1-RJS-617D (prospecto Parati) e 1-RJS-628 (prospecto Tupi). Quatro anos mais tarde, em 2010, foi declarada, em tempo recorde, a comercialidade do campo de Tupi, com um volume *in place* de 19,4 bilhões de barris de óleo e 24,5 TCF (ANP, 2021). Este e outros consecutivos sucessos consagraram o *play* Pré-sal das bacias de Santos e Campos como um dos mais prolíficos e de melhor potencial dentre as fronteiras exploratórias de sua época.

1. INTRODUÇÃO

Este é o primeiro de vários capítulos que compõem este livro intitulado “As grandes descobertas do Pré-sal no Atlântico Sul”, publicado pela Petrobras com a colaboração de técnicos da ativa, aposentados e consultores externos. Todos, e não foram poucos, puderam contribuir, de alguma forma e em algum momento, na edificação dessa história de sucesso exploratório da indústria brasileira de petróleo, ímpar no cenário mundial. Espera-se que esta história motive novas gerações de geocientistas, inspire a quebra de paradigmas e resulte em descobertas de acumulações de petróleo em outras bacias sedimentares brasileiras.

O termo Pré-sal, de forma geral, designa rochas cuja deposição precede temporalmente e, em geral, estão situadas abaixo de depósitos evaporíticos. Esta situação ocorre em diversas bacias sedimentares do nosso planeta. Neste capítulo, o termo Pré-sal está relacionado exclusivamente aos depósitos sedimentares e ígneos que ocorrem abaixo da espessa sequência evaporítica (sal), de idade Aptiano, existente nas bacias da Margem Sudeste e Leste. Em relação aos reservatórios do Pré-sal, será adotada a definição do glossário único Petrobras (Petrobras, 2022): “*rochas reservatórios que se encontram abaixo de uma extensa camada de sal, que abrange o litoral*

do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, ao longo de mais de 800 km de extensão por até 200 km de largura, em lâmina d'água que varia de 1.500 metros a 3.000 metros e soterramento entre 3.000 e 4.000 metros” (Figura 1.1). Para enriquecer essa definição, é possível incluir que são rochas que registram parte da história evolutiva da abertura do Atlântico Sul, entre 113 e 125 milhões de anos (França *et al.*, 2007; Moreira *et al.*, 2007; Winter *et al.*, 2007). Em virtude das recorrentes descobertas de acumulações de petróleo em águas profundas (entre 300 m e 1.500 m) e ultraprofundas (maiores que 1.500 m), o Pré-sal das bacias de Santos e Campos passou a ser denominado como uma Província Petrolífera e suas principais acumulações como pertencentes a um mesmo *play* petrolífero. A importância dessas descobertas para o estado brasileiro se materializou na promulgação da Lei do Pré-sal, nº 12.351, em 22 de dezembro de 2010. Ela estabeleceu o Regime de Partilha de Produção para exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas estratégicas e na área do Pré-sal (Figura 1.1). Seu objetivo foi o de proteger os interesses da União, visto que o novo regime era mais adequado para a área do Pré-sal, devido ao seu baixo risco exploratório e grande potencial volumétrico, do que o até então adotado Regime de Concessão.



Figura 1.1 – Mapa com a divisão das bacias sedimentares da costa brasileira. O polígono amarelo corresponde a área do Pré-sal instituída pela Lei 12.351, em 2010.

A descoberta, exploração e produção de petróleo no Pré-sal são partes de uma importante história, embasada em três princípios: **CORAGEM** para enfrentar grandes e desconhecidos desafios; **CONFIANÇA** na excelência técnica e capacitação das equipes envolvidas; e **PERSEVERANÇA** em superar resultados adversos, aprender com os insucessos e buscar continuamente melhores resultados. O que na década de 90 era apenas um esboço de ideias e planos de uma ousada estratégia em direção a uma nova fronteira exploratória, atualmente é um bem-sucedido projeto de Exploração e Produção.

O objetivo deste capítulo é relatar, através da evolução dos conhecimentos científicos e

técnicos, a descoberta do Pré-sal em águas profundas e ultraprofundas das Bacia de Santos e Campos. Desta forma, será exposto como a estratégia foi originalmente estruturada em função dos sucessos exploratórios, em arenitos turbidíticos do Cretáceo, no Pós-sal da Bacia de Campos. Adicionalmente será apresentada uma sucinta evolução dos conhecimentos sobre o Pré-sal da Bacia de Campos. No que tange a fase de exploração da Bacia de Santos, será explicada a polêmica sobre o refletor enigmático e a seção mil folhas em águas ultraprofundas, bem como a sua elucidação com a perfuração do 1-RJS-598D (prospecto Fluorita). Este poço, em conjunto com uma inédita aquisição 3D, revelou uma

extensa e espessa camada de evaporitos que impactou sobremaneira a estratégia exploratória da bacia. Isso porque inúmeras oportunidades, inicialmente atribuídas a arenitos do Pós-sal, foram extintas, por se tratarem de evaporitos, implicando a necessidade de reformulação do modelo geológico para águas ultraprofundas na Bacia de Santos. O novo modelo focado em oportunidades no Pré-sal foi baseado principalmente nos conhecimentos sobre o Pré-sal da Bacia de Campos e da margem continental africana. Em seguida serão apresentadas as principais questões técnicas, que testaram a determinação das equipes de E&P da Petrobras, para aprovar e perfurar os dois primeiros poços pioneiros em águas ultraprofundas. Um deles é o poço Parati, 1-RJS-617D, cujo projeto inovador, apesar de enfrentar inúmeras dificuldades durante a perfuração, culminou na descoberta do Pré-sal na Bacia de Santos, embora sem sucesso econômico. Já o poço Tupi, 1-RJS-628A, foi a primeira descoberta comercial do Pré-sal da Bacia de Santos, cuja declaração de comercialidade ocorreu em apenas quatro anos após sua descoberta, marcando um recorde para indústria mundial. Em suma, será apresentado um amplo panorama sobre a descoberta do Pré-sal brasileiro, no qual Tupi foi apenas “a ponta do iceberg” desta história, iniciada pela Petrobras muitos anos antes e protagonizada por um intenso e integrado trabalho de equipes multidisciplinares.

2. A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL

Nas décadas de 1980 e 1990, o Plano Estratégico da Petrobras tinha seus investimentos de E&P direcionados para os projetos de

águas profundas, entre 300 e 1.500 metros, na Bacia de Campos. Estes projetos se destinavam prioritariamente para a delimitação e o desenvolvimento da produção dos campos de óleo no *play* turbidítico do Pós-sal, caracterizado por reservatórios areníticos depositados em águas profundas. Esses reservatórios ocorrem, por exemplo, nos campos gigantes de: Albacora, descoberto em 1984, com mais de 4,3 bilhões de barris de óleo *in place*; Complexo de Marlim, cuja primeira descoberta foi em 1985 com 19,3 bilhões de barris de óleo *in place*; e Roncador, descoberto em 1996, com cerca de 10 bilhões de barris de óleo *in place* (ANP, 2021). As sucessivas descobertas de campos gigantes com ótimas produtividades, o desenvolvimento de tecnologias inovadoras de produção e grande competência para atuar em águas profundas transformaram a Petrobras em um importante *player* da indústria de óleo e gás internacional. No entanto, embora os volumes descobertos fossem vultuosos, a ponto de terem sustentado a curva de produção da companhia até aproximadamente o ano de 2014, havia necessidade de reposição de reservas mediante a descoberta de novas acumulações econômicas de petróleo. Nesse sentido, o modelo bem-sucedido da Bacia de Campos, o *play* turbidítico, garantiu investimentos para a exploração realizada em áreas de fronteira da época, como por exemplo na Bacia de Santos, através de levantamentos geofísicos e análise do potencial petrolífero.

Em meados da década de 90, o cenário político do país passava por profundas mudanças, que refletiram na indústria petrolífera brasileira através da histórica quebra do monopólio da Petrobras, com a aprovação no Congresso

Nacional da Emenda Constitucional nº 9, em novembro de 1995. A partir dessa data, a Petrobras perdia sua exclusividade nas atividades relacionadas à pesquisa, exploração, exploração, refino e transporte de óleo e gás. Dessa forma, a União poderia contratar outras empresas para tais atividades. Menos de dois anos mais tarde, em agosto de 1997, foi aprovada pelo Presidente da República uma nova Lei do Petróleo (Lei 9.478/97), que revogou a lei anterior (Lei 2004/53) e definiu novas regras para o setor petrolífero, doravante permitindo à União realizar processos licitatórios de blocos exploratórios (leilões), abertos a empresas internacionais. Neste mesmo ano, foi criada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com a

responsabilidade de regular e fiscalizar o setor petrolífero, além de promover os leilões de blocos. Foi nesse contexto que, em 1998, a ANP conferiu à Petrobras o direito de manutenção de áreas que se encontravam em produção, ou seja, os campos produtores, principalmente aqueles da Bacia de Campos. Também permitiu a manutenção de áreas exploratórias, onde a empresa iniciasse atividades de exploração e desenvolvimento da produção em um prazo máximo de três anos. Esta concessão ficou conhecida como a “Rodada Zero” e, assim, se iniciou para a Petrobras a importante tarefa de avaliar suas prioridades estratégicas, de acordo com seu maior ou menor interesse exploratório, num prazo bastante restrito (Figura 2.1).

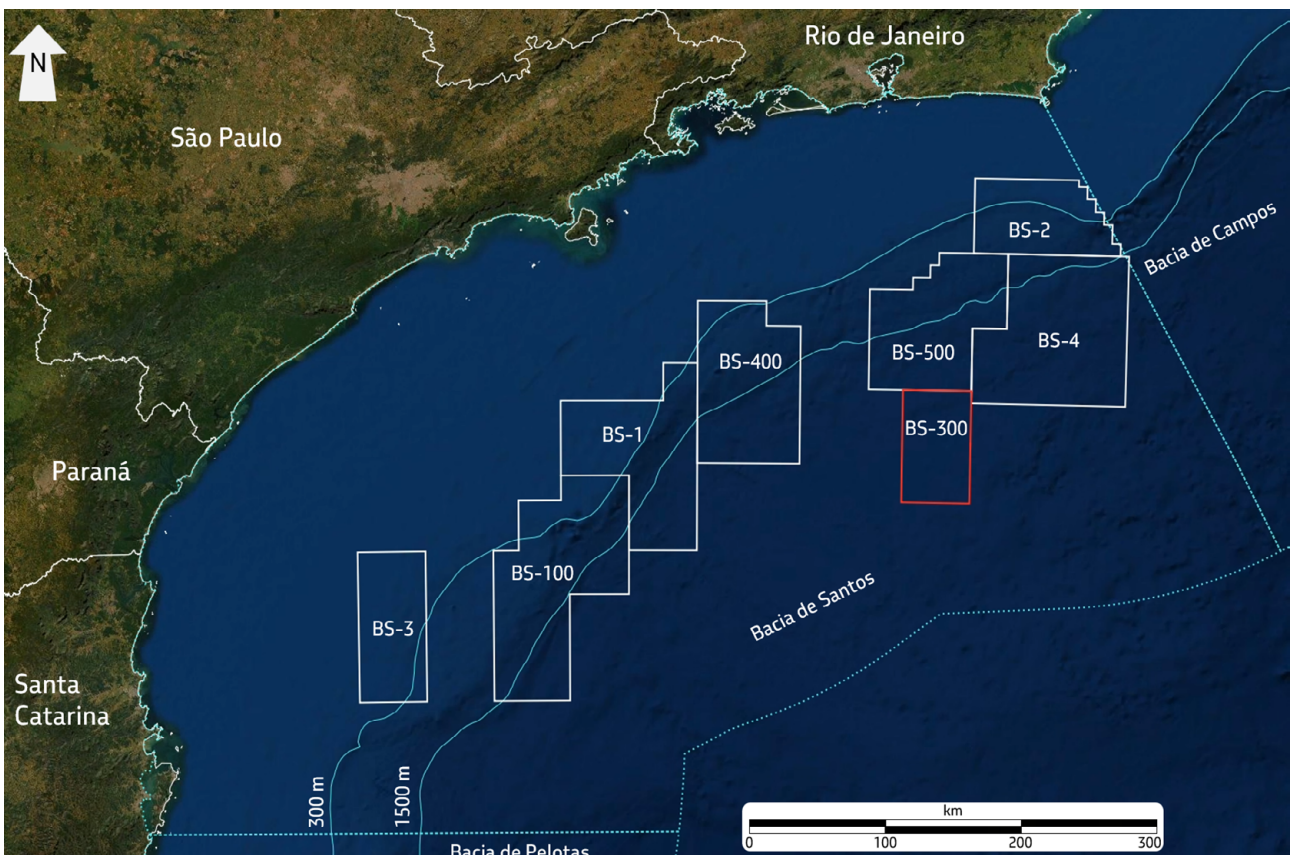


Figura 2.1 - Localização dos blocos da rodada zero na Bacia de Santos, que em conjunto somavam uma área de 63 mil km². O bloco em vermelho, BS300, cuja área coincide parcialmente com o Campo de Tupi, não foi selecionado pela Petrobras nesta rodada.

Desde meados da década de 90, equipes de geocientistas da Petrobras vislumbravam uma nova e promissora fronteira exploratória, englobando áreas mais distais das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Isso, somado a necessidade de avaliar os blocos da Rodada Zero, foi o gatilho para que a gerência de exploração iniciasse uma intensa e rápida campanha exploratória, em águas profundas e ultraprofundas das bacias de Santos e Campos. O seu foco principal foram as oportunidades análogas aos arenitos do Pós-sal da Bacia de Campos. Contudo, nesse contexto de atuação integrada das equipes da exploração, à luz do conhecimento técnico e de uma robusta base de dados geológicos provenientes da Bacia de Campos, surgiu um novo modelo exploratório. Diferente do tradicional, ele foi concebido para o bloco BS-300 localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos (Figura 2.1). Esse modelo visava a seção sedimentar abaixo da espessa camada de evaporitos, o Pré-sal, representando uma autêntica quebra de paradigmas em busca de novas fronteiras exploratórias. Seu ineditismo exploratório estava atrelado aos riscos e custos bastante elevados à época. Inúmeros fatores contribuíam para tanto, como: a escassez de dados sísmicos, ausência de poços nas regiões de águas ultraprofundas e características operacionais e geológicas desafiadoras. Tendo isso em vista, a Petrobras manteve-se fiel à sua estratégia exploratória previamente definida com base nos sucessos da Bacia de Campos e, diante das circunstâncias, decidiu pela devolução desse bloco à ANP. Todavia, é importante ressaltar que havia sido concebido um novo modelo exploratório, podendo ser entendido que a “semente” do Pré-sal havia sido plantada.

3. O PRÉ-SAL ANTES DO PRÉ-SAL: O PRENÚNCIO DE UMA NOVA FRONTEIRA NO HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO DA BACIA DE CAMPOS

Durante a década de 1970, em alguns poços perfurados na Bacia de Campos, foram identificados reservatórios carbonáticos de idade Alagoas (111,3-123,1 Ma), logo abaixo da sequência evaporítica, com porosidade associada a processos diagenéticos de dolomitização. Eles eram similares aos descobertos no Campo de Carmópolis na porção *onshore* da Bacia de Sergipe-Alagoas em 1963. Entretanto, estes reservatórios foram preteridos na época, pois o principal objetivo almejado era um outro tipo de depósitos carbonáticos. Mais antigos, com idade Jiquiá (123,1-125,8 Ma), eles eram formados por espessa acumulação de carapaças de moluscos bivalves, sendo amplamente conhecidos como coquinas. A seguir serão descritos alguns destes importantes poços que investigaram a seção Pré-sal na Bacia de Campos.

A investigação do potencial petrolífero das sequências sedimentares do Cretáceo Inferior situadas abaixo da sequência evaporítica - o Pré-sal na Bacia de Campos - teve seu início em 1959 com a perfuração, na porção *onshore* da bacia, do poço stratigráfico 2-CST-1-RJ. Esta perfuração possuía como objetivo avaliar as características e espessura do sistema sedimentar, além do potencial petrolífero de arenitos deltaicos do paleodelta do Rio Paraíba do Sul, à semelhança das descobertas que ocorriam à época no

Delta do Níger. O poço concluído em dezembro de 1959 perfurou uma sequência sedimentar composta basicamente por arenitos dos períodos Cretáceo e Paleógeno, chegando ao embasamento cristalino em uma profundidade final de 2.621 m.

As atividades de exploração, na porção marítima da Bacia de Campos, foram iniciadas com levantamentos sísmicos 2D no final da década de 60, sendo o primeiro poço marítimo perfurado em 1971. Ainda nesse ano, nos primórdios da exploração petrolífera da Bacia de Campos, foi perfurado o poço 1-RJS-3-RJ, primeiro a penetrar o Pré-sal no mar. Próximo da costa e situado em zona de fandeltas clásticas, ele revelou uma seção Pré-sal arenosa, sem indícios de hidrocarbonetos. O poço, entretanto, possui alta importância histórica por ser o primeiro a apresentar indícios de hidrocarbonetos no Pós-sal, em carbonatos e arenitos do Oligoceno.

A primeira descoberta comercial de petróleo na seção Pré-sal ocorreu no ano 1975, através do histórico poço 1-RJS-13-RJ, descobridor do Campo de Badejo. A descoberta comercial aconteceu em reservatórios de coquinas do Jiquiá (Figura 3.1a, b). Esta perfuração em águas rasas, isto é, a 90 metros de profundidade foi extraordinária em termos de exploração petrolífera, pois além da descoberta no Pré-sal, descobriu e testemunhou uma acumulação de petróleo em carbonatos

recifais do Mioceno Inferior, no Pós-sal. Além disso, foram identificados indícios de óleos viscosos nos arenitos turbidíticos de idade Oligoceno (Pós-sal), indícios de óleo em arenitos eólicos de idade Buracica (Pré-sal - 125,8-127,8 Ma) e foram testemunhados basaltos fraturados com óleo da Formação Cabiúnas (Pré-sal - Figura 3.1c). A partir desta descoberta de hidrocarbonetos de alta qualidade no Pré-sal da Bacia de Campos, intensificou-se o programa exploratório em busca de coquinas porosas, o que resultou na descoberta, em 1978, dos campos de Pampo (1-RJS-55-RJ) e Linguado (1-RJS-49-RJ).

A campanha de perfuração que se seguiu após a descoberta dos campos petrolíferos de Badejo (1975), Pampo (1978) e Linguado (1978) resultou na obtenção de informações substanciais sobre a seção Pré-sal na Bacia de Campos. Nesta campanha, em um primeiro estágio exploratório, identificaram-se indícios de hidrocarbonetos ao atravessar a seção carbonática do Alagoas. Entretanto, ocorreram desafios, como problemas mecânicos em alguns poços (ex., poço 1-RJS-99 situado no sul da Bacia de Campos) e rochas com características de baixa permeabilidade (ex. poço 1-RJS-117 situado na porção centro-norte da bacia). Este último poço, perfurado no início da década de 1980, foi o primeiro em que se realizaram operações de testemunhagem e teste de formação em reservatórios carbonáticos do Alagoas, no Pré-sal.

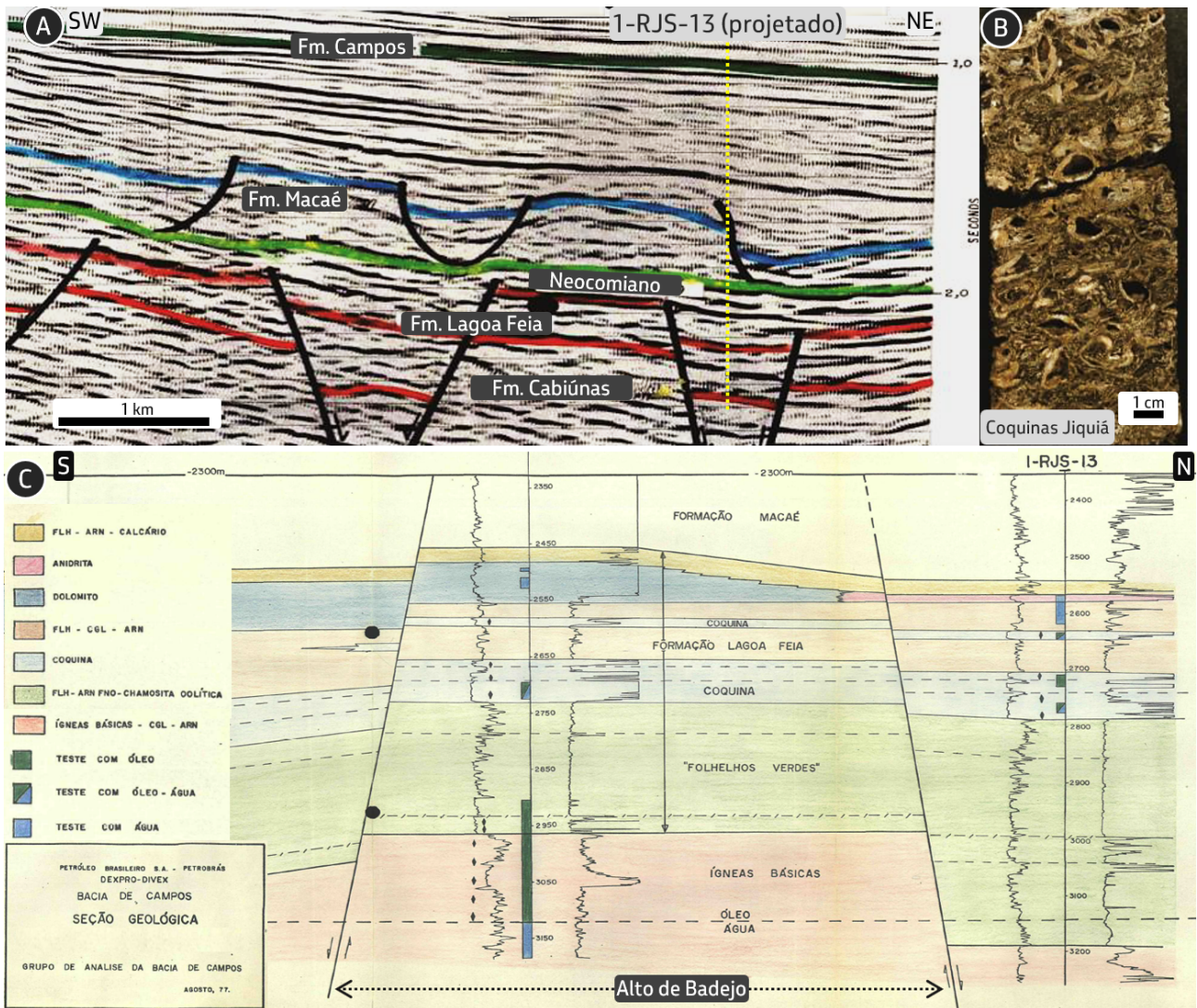


Figura 3.1 - Campo de Badejo descoberto pelo poço 1-RJS-13-RJ em 1975, na seção Pré-sal da Bacia de Campos: A) Seção sísmica histórica NW-SE próxima ao poço descobridor. Os dados e ferramentas disponíveis aos intérpretes na época eram linhas sísmicas em tempo, cujos refletores eram interpretados com lápis de cor sobre papel; B) Foto do reservatório de coquinas (rudstone de carapaças de moluscos bivalves); C) Seção geológica histórica através do Alto de Badejo. Notar a ocorrência de óleo em rochas ígneas (basaltos).

O poço 1-RJS-125, perfurado na porção sul da bacia e concluído em maio de 1980, teve como objetivo secundário a caracterização dos carbonatos do Alagoas. Eles foram testemunhados e identificados como estromatólitos, um tipo de carbonato até então pouco conhecido e estudado pela Petrobras (Figura 3.2).

No período entre 1980 e 1985, mais de 54.000 km de linhas sísmicas 2D foram adquiridos, aumentando substancialmente a capacidade de reconhecer áreas prospectáveis, além da intensificação do empenho técnico para relacionar os resultados de rocha com perfis e sísmica. Na segunda metade da década

de 1980, foi realizado um amplo projeto de avaliação regional da Fm. Lagoa Feia, que corresponde a seção superior do Pré-sal na Bacia de Campos. Este subdividiu o pacote sedimentar em quatro principais seqüências deposicionais bem caracterizadas litológica e sismicamente (Dias *et al.*, 1987). Após este projeto, que envolveu várias disciplinas de geociências aplicadas à exploração de petróleo, incluindo desde o mapeamento regional até a análise criteriosa das rochas, foram propostas as locações 1-RJS-384A, 1-RJS-385 e 1-RJS-386A. O objetivo dessas três locações foi prospectar coquinas em profundidades superiores a 4.500 metros. Devido à falta de equipamentos adequados para a perfuração e avaliação de formação, bem como aos altos

custos exploratórios, as perfurações prosseguiram em ritmo lento, com a média de uma por ano. Os resultados desta campanha evidenciaram a presença de petróleo em coquinas do Jiquiá a grande profundidade (5.360 metros), intercaladas com folhelhos geradores com elevados teores de carbono orgânico total (3-6 %). Contudo, os reservatórios perfurados nesses três poços consistiam em delgadas camadas decimétricas. Por este motivo, mesmo com porosidades entre 9 e 15 %, os volumes de petróleo encontrados não resultaram em descobertas comerciais. Para fornecer mais subsídios ao programa exploratório da seção Pré-sal, em 1995 foi realizado um estudo regional de fácies e reservatórios de coquinas da Formação Lagoa Feia (Carvalho *et al.*, 1995).

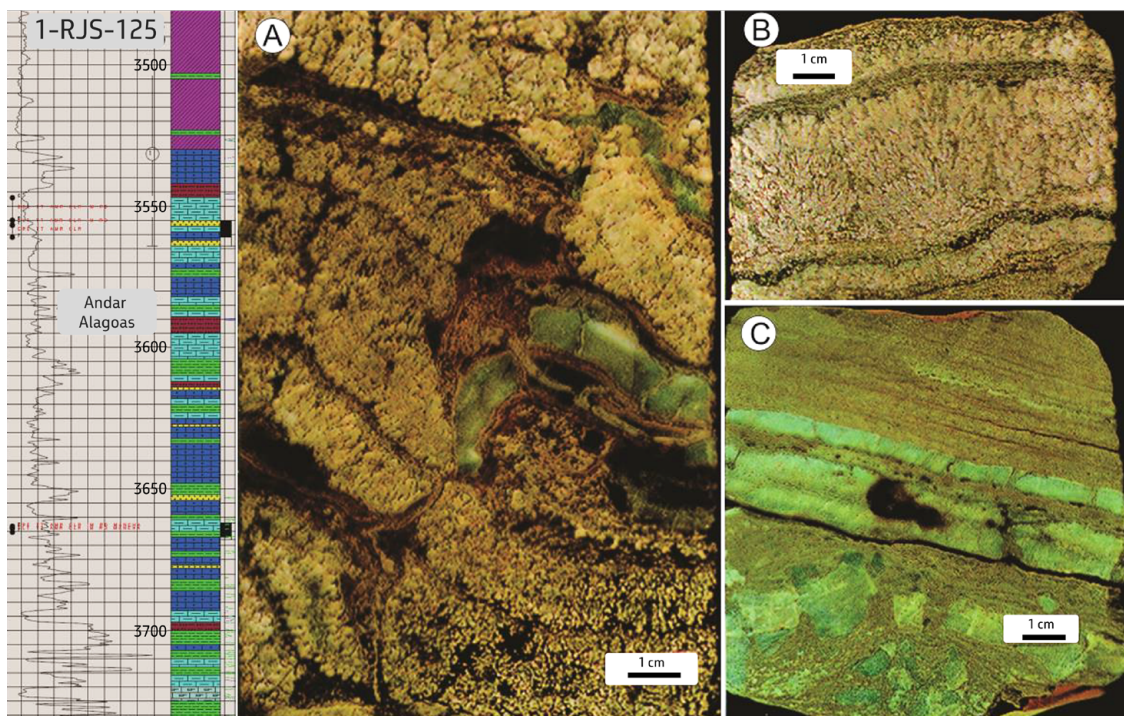


Figura 3.2 - Perfil do poço 1-RJS-125, indicando a presença de carbonatos de idade alagoas: A) estromatólito em camadas centimétricas intercalado por filmes argilosos e afetado por brechação, exposição e silicificação; B) estromatólito dendriforme em camadas separadas por *grainstone* esferulítico e níveis escuros de óleo residual; C) *grainstone* laminado intercalado por níveis de silexito. Na base, aparente exposição e formação de estrutura tipo *tepee*.

Ainda na década de 90, teve início a prospecção do Pré-sal em águas profundas da Bacia de Campos, com foco em coquinas do Jiquiá. Isso incentivado pelas descobertas dos campos gigantes no play turbidítico da seção Pós-sal e pela melhoria do imageamento sísmico promovido pela aquisição de dados 3D. Dos cinco poços perfurados, o poço 1-RJS-504 é portador de óleo 28° API, em reservatórios de coquinas. O poço 6-RJS-457, perfurado em 1998, chamou a atenção por conter uma seção espessa de 250 metros de carbonatos não argilosos do Alagoas, sobrejacente as coquinas e com baixos valores de raios-gama, o que intrigou os intérpretes em relação a sua origem e ambiente deposicional.

No ano de 2003, foi perfurado, na porção norte da Bacia de Campos, o poço 1-ESS-103A (Campo de Jubarte), com objetivo de encontrar coquinas porosas sobre um alto estrutural do embasamento. Uma seção de coquinas porosas, com espessura maior que 100 metros, foi constatada, mas com água. Acima das coquinas, foram identificados carbonatos limpos de idade Alagoas (microbiolito shrubstone, na Figura 3.3), contendo indícios de hidrocarbonetos e dos quais foram recuperados 7 litros de óleo de boa qualidade via teste a cabo. Apesar dos resultados, não houve avanços na avaliação destes reservatórios na época.

Outras duas perfurações, 1-RJS-602 e 1-RJS-607, foram realizadas entre os anos de 2002 e 2003 na porção central da bacia, sobre o Alto Externo. O poço 1-RJS-602 revelou

excelentes condições de reservatórios, tanto nas coquinas quanto em carbonatos do Alagoas. No último foi constatada uma coluna de 8 m de óleo, confirmando a presença de reservatórios com alto potencial petrolífero sobre o Alto Externo. A partir das informações do 1-RJS-602, foi aprovado o primeiro poço com objetivo principal de testar os carbonatos Alagoas, no Pré-sal da Bacia de Campos. O poço 1-RJS-607 foi perfurado em 2003, revelando a presença de hidrocarbonetos em flanco de estrutura fechada, portadora de óleo. Assim, as ocorrências de carbonatos de idade Alagoas, distantes da costa, com alta qualidade de reservatório e boa correlação a longas distâncias dos marcos de perfis definitivamente confirmaram o alto potencial dessas rochas, abrindo uma nova fronteira para a exploração de petróleo no Pré-sal.

Após a sequência das descobertas no Pré-sal da Bacia de Santos, das quais destaca-se a descoberta do campo de Tupi em 2006, a Petrobras retornou ao poço 1-ESS-103A em 2008, realizando um teste de formação de longa duração. O sucesso dessa operação lhe garantiu o título de primeiro produtor de óleo comercial a partir reservatórios carbonáticos de idade Alagoas, no Pré-sal (Figura 3.3).

A experiência adquirida pelos geocientistas na Bacia de Campos foi crucial para a formação de uma cultura em rochas carbonáticas na Petrobras. Este conhecimento, ainda que minimizado face ao grande número de descobertas em sedimentos siliciclásticos no

Pós-sal, propiciou uma integração regional com os escassos dados geológicos da vizinha Bacia de Santos. Nesta bacia, raros poços perfurados na década de 70 amostraram

o Pré-sal exclusivamente na sua porção mais proximal. Dessa forma, agregavam pouca informação aos estudos da porção mais distal e profunda da Bacia de Santos (Figura 3.4).

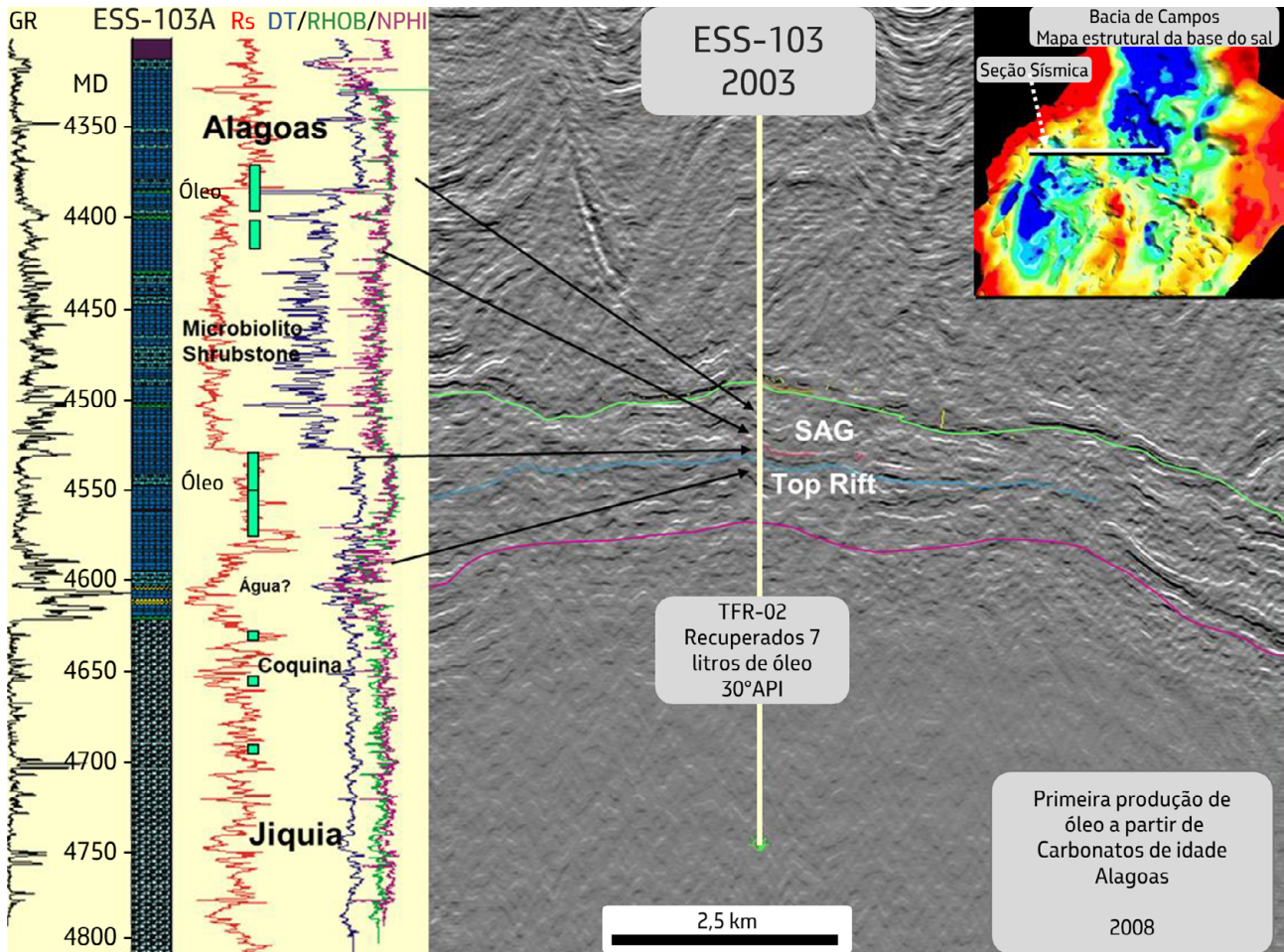


Figura 3.3 – Perfil e seção sísmica do poço 1-ESS-103A, que foi perfurado e testado a cabo em 2003. Em 2008 houve uma reavaliação deste poço através de um teste de formação de longa duração, que o confirmou como produtor de óleo em carbonatos de idade Alagoas. Foi a primeira produção comercial de óleo nesses reservatórios do Pré-sal. No canto superior direito, o mapa sísmico do topo do Pré-sal, com a localização da seção sísmica (sem escala).

Outro desafio enfrentado pelas equipes de exploração era a disponibilidade de uma restrita malha de dados sísmicos 2D com baixa qualidade. Até meados da década de 1990, os levantamentos sísmicos 3D marítimos eram uma exclusividade de poucas e pequenas áreas onde haviam sido constatadas descobertas econômicas de petróleo. Esses

levantamentos visavam a um melhor imageamento do Pós-sal. Ademais, os campos produtores se encontravam em batimetrias inferiores a 1.500 metros e soterramento entre 1.500 e 2.000 metros. A seção Pré-sal, em lâminas d'água geralmente superiores a 2.000 metros e soterramento entre 3.000 e 4.000 metros, estava além dos limites desses

levantamentos sísmicos 3D. Dessa forma, as escassas e irregulares linhas 2D que atingiam as áreas mais distais dessas bacias, proporcionavam uma correlação sísmica pouco robusta com as áreas mais proximais e com os poços exploratórios perfurados (Figura 3.4). No entanto, o desafio de reposição de reservas mediante a descoberta de novas acumulações econômicas de petróleo já estava

lançado e o relógio começava a contar. Diante deste cenário, era necessária a avaliação do potencial e a identificação de oportunidades nesta nova e promissora fronteira exploratória. Para isso, a Exploração da Petrobras aplicou de forma integrada e coordenada toda a experiência, conhecimento e criatividade para superar a carência de dados geológicos e geofísicos.

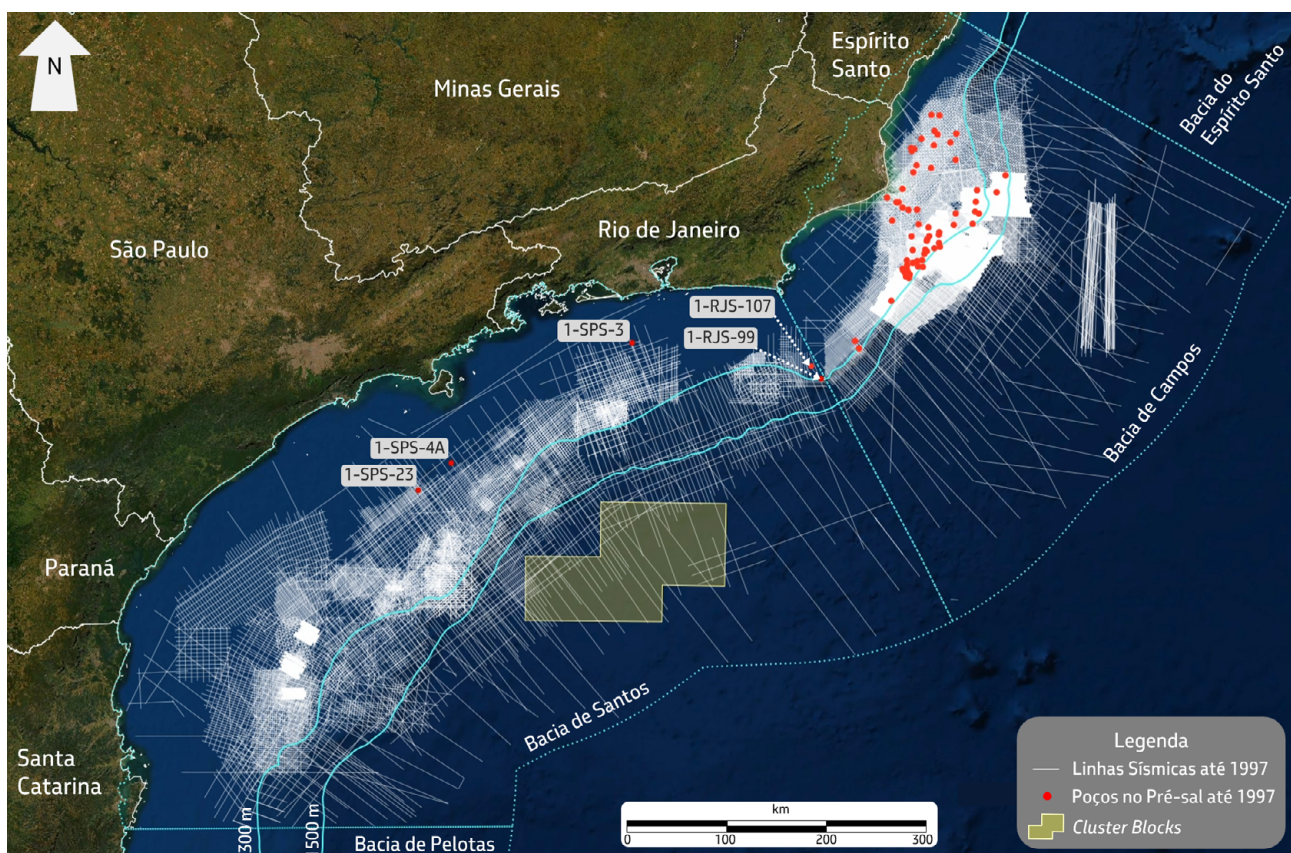


Figura 3.4 - Densidades de levantamentos de sísmica de reflexão e poços submarinos perfurados no Pré-sal até 1997, nas Bacias de Campos e Santos. Os poços indicados na Bacia de Santos foram perfurados em águas rasas. O polígono amarelo indica a área das futuras descobertas no Pré-sal (Cluster Blocks), em águas ultraprofundas.

4. A EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL NA BACIA DE SANTOS

A descoberta da acumulação de Tupi ocorreu em 2006. Contudo, desde meados da década de 90, como mencionado anteriormente, os geocientistas de Exploração da Petrobras

buscavam reconhecer e avaliar a fronteira exploratória de águas ultra profundas das bacias de Santos e Campos. Fruto desse trabalho foi a identificação da oportunidade exploratória denominada à época de “1 LOC A”, localizada no Bloco BS-300 e distante apenas 2,5 km do

que viria a ser o futuro poço pioneiro Tupi (Figura 4.1 e Figura 4.2). O objetivo desta locação consistia em uma seção sedimentar depositada sobre um proeminente alto estrutural, com uma área estimada em cerca de 1.000 km² e abaixo de espessa camada de sal (Figura 4.1).

Ela teve como suporte uma escassa malha de dados sísmicos (235 km), gravimétricos (1.228 km), magnetométricos (3.350 km) e poucos poços para correlação, cujos mais próximos estavam distantes 200 km da locação (1-SPS-03 e 1-SPS-23) (Figura 3.4).

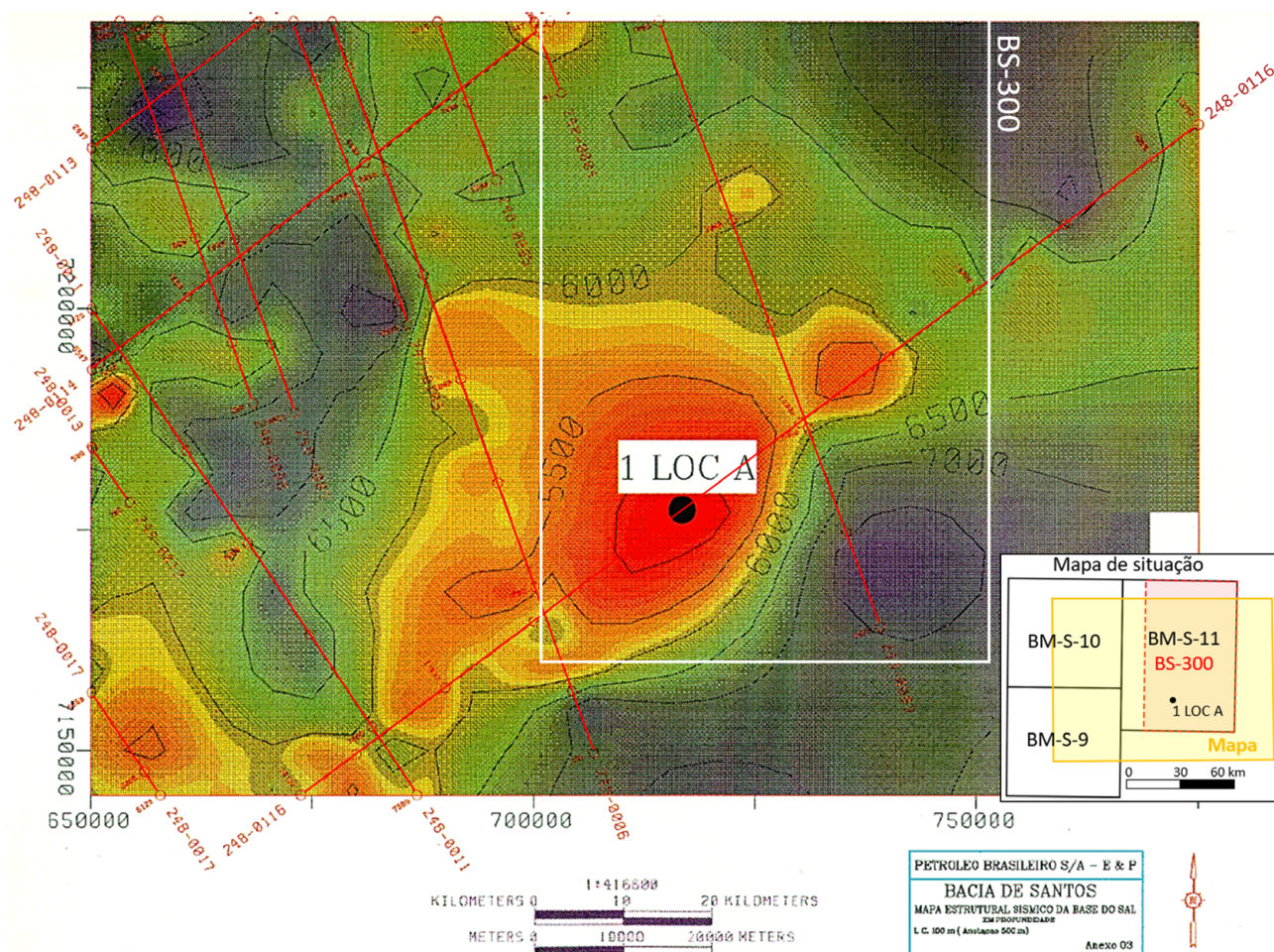


Figura 4.1 – Mapa da base do sal de 1997, obtido a partir das linhas sísmicas 2D indicadas em vermelho. A locação 1 LOC A no ápice da estrutura, definida por três linhas sísmicas 2D. Notar, no mapa de situação, a justaposição dos blocos BS300 (vermelho) com o Bloco BM-S-11 e que o mapa da base do sal desta figura (retângulo amarelo) ultrapassa a área de ambos os blocos.

Tendo como análogo o modelo deposicional do Pré-sal da Bacia de Campos, foram previstos reservatórios de coquinas e arenitos para o prospecto da locação exploratória 1-LOC-A, no BS-300. À época, os volumes *in place*

e recuperáveis estimados para o prospecto foram de 13,7 bilhões e 3,8 bilhões de barris de óleo. Assim, é possível afirmar que houve a identificação de uma típica oportunidade exploratória de alto prêmio, com potenciais

volumes expressivos de óleo. Entretanto, de altíssimo risco, devido à escassez e baixa qualidade dos dados disponíveis e condições operacionais complexas, como por exemplo: batimetria de 2.000 metros, distância da costa de aproximadamente 300 km, profundidade dos objetivos em torno de 5.000 metros e espessura da sequência evaporítica maiores do que 2.000 metros. Nesse contexto desafiador, mas potencialmente recompensador, foi que a equipe de exploração recomendou

uma estratégia exploratória cujo foco era a reavaliação do potencial petrolífero da região de águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Essa reavaliação também incluiria a busca por oportunidades abaixo da sequência evaporítica, ou seja, no Pré-sal. Ela foi preponderante para que, ainda no final da década de 90, a Petrobras adquirisse dados sísmicos 2D mais recentes, com malha regular, melhor qualidade e maior adensamento e cobertura em comparação aos dados sísmicos anteriores (Figura 4.3).

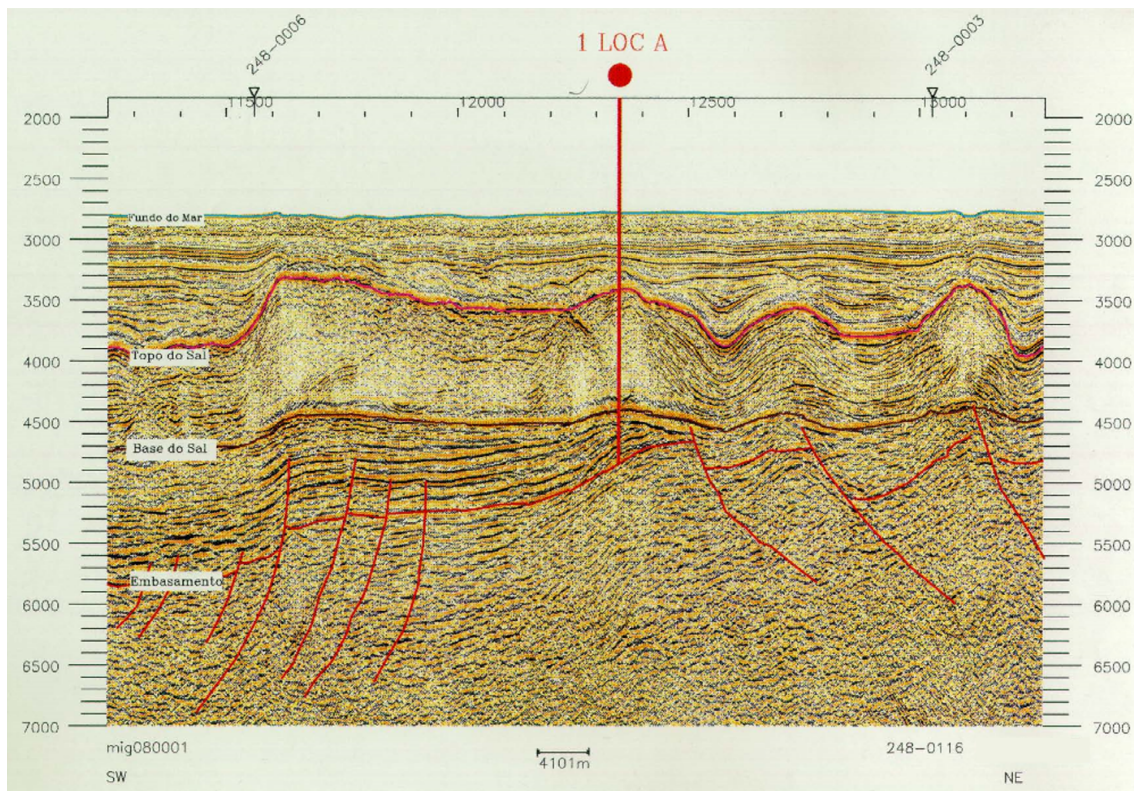


Figura 4.2 – Seção sísmica 2D (248-0116) com a posição da locação 1-LOC-A proposta em 1997 para o bloco BS300. Localização na Figura 4.1.

A avaliação técnica desses novos dados 2D foi decisiva na confirmação das expectativas anteriores. Ela fundamentou a decisão estratégica da Petrobras em abrir novas

fronteiras exploratórias, priorizando a aquisição, preferencialmente como operadora, de blocos ofertados pela ANP na Bacia de Santos.

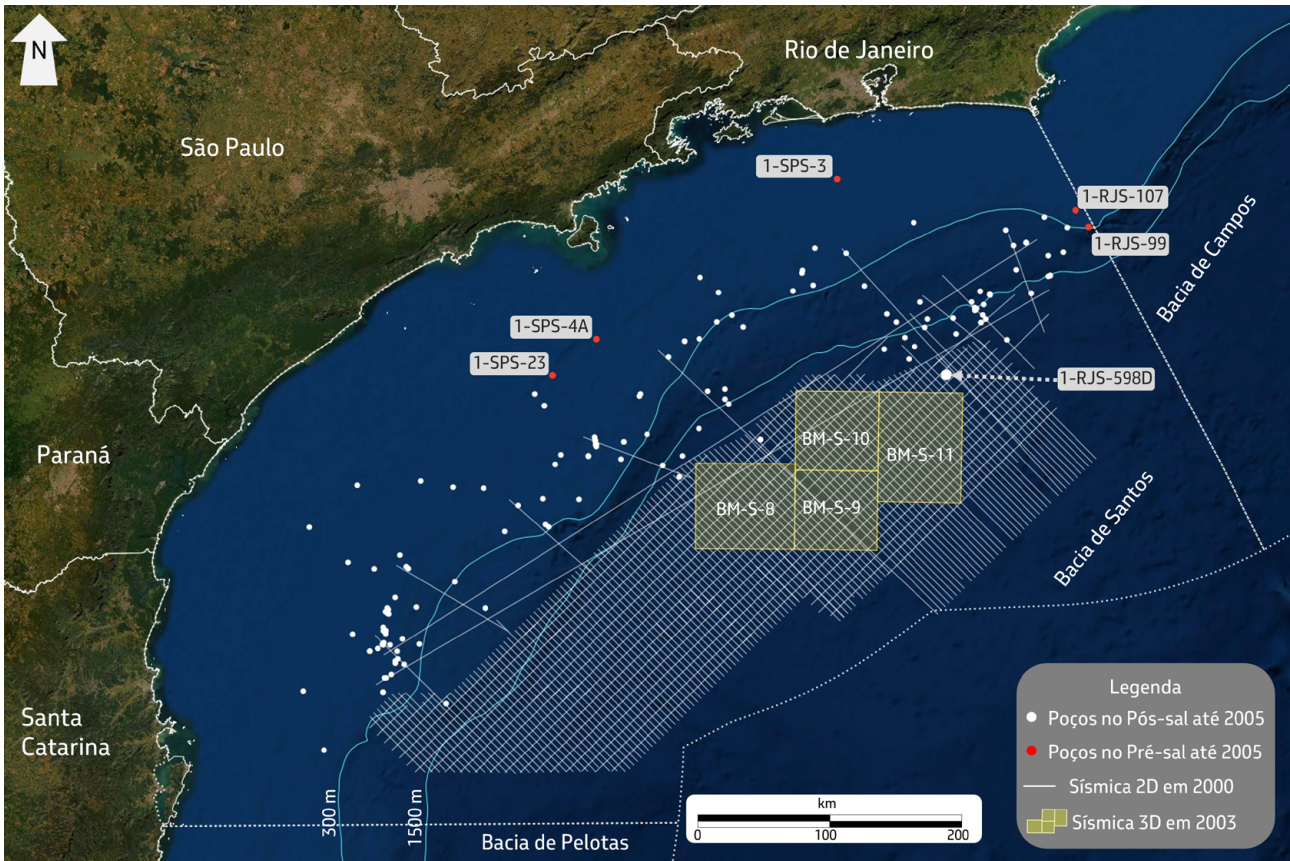


Figura 4.3 - Malha sísmica 2D adquirida para avaliação da área dos Cluster Blocks (BM-S-8, 9, 10 e 11), antes do leilão ANP em 2000. Densidade de poços perfurados na Bacia de Santos até o início da perfuração, em 2005, do primeiro poço em águas ultraprofundas no BM-S-10. Área do levantamento sísmico 3D realizado na área dos Cluster Blocks e finalizado em 2003.

Em 2000, foram ofertados, no 2º leilão de concessão (BID2) da ANP, quatro blocos exploratórios (BM-S-8, 9, 10 e 11) agrupados e isolados na fronteira exploratória de águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Denominados de *Cluster Blocks*, eles possuíam impressionantes dimensões e perfaziam uma área total de aproximadamente 18.000 km², equivalente à área dos principais campos produtores da Bacia de Campos (Figura 4.4).

Antecedendo o supracitado leilão de concessão, a Petrobras consolidou quatro consórcios distintos envolvendo grandes companhias internacionais, como BG, Petrogal, YPF, Shell e Chevron. Nesses consórcios, a Petrobras atuou como proponente operadora, com uma

participação societária não inferior a 45%. Essa decisão foi edificada no resultado do trabalho integrado das equipes de exploração da Petrobras, as quais identificaram alto potencial exploratório em águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Tratava-se de uma área em que outras empresas classificariam como uma fronteira exploratória de custo e risco muito altos, com escassas informações disponíveis e baixa probabilidade de sucesso. Ao término do processo licitatório da ANP, os consórcios formados pela Petrobras (operadora) e suas parceiras arremataram todos os quatro *Cluster Blocks*, concretizando a estratégia comercial capitaneada pela Petrobras (Figura 4.4). As configurações iniciais das participações foram as seguintes:

- » Bloco BM-S-8, 4.864 km²: Petrobras-Operadora (50%), Shell (40%) e Petrogal (10%);
- » Bloco BM-S-9, 3.763 km²: Petrobras-Operadora (45%), BG (30%) e YPF (25%);
- » Bloco BM-S-10, 3.780 km²: Petrobras-Operadora (50%), BG (25%) e Chevron (25%);
- » Bloco BM-S-11, 5.230 km²: Petrobras-Operadora (65%), BG (25%) e Petrogal (10%).

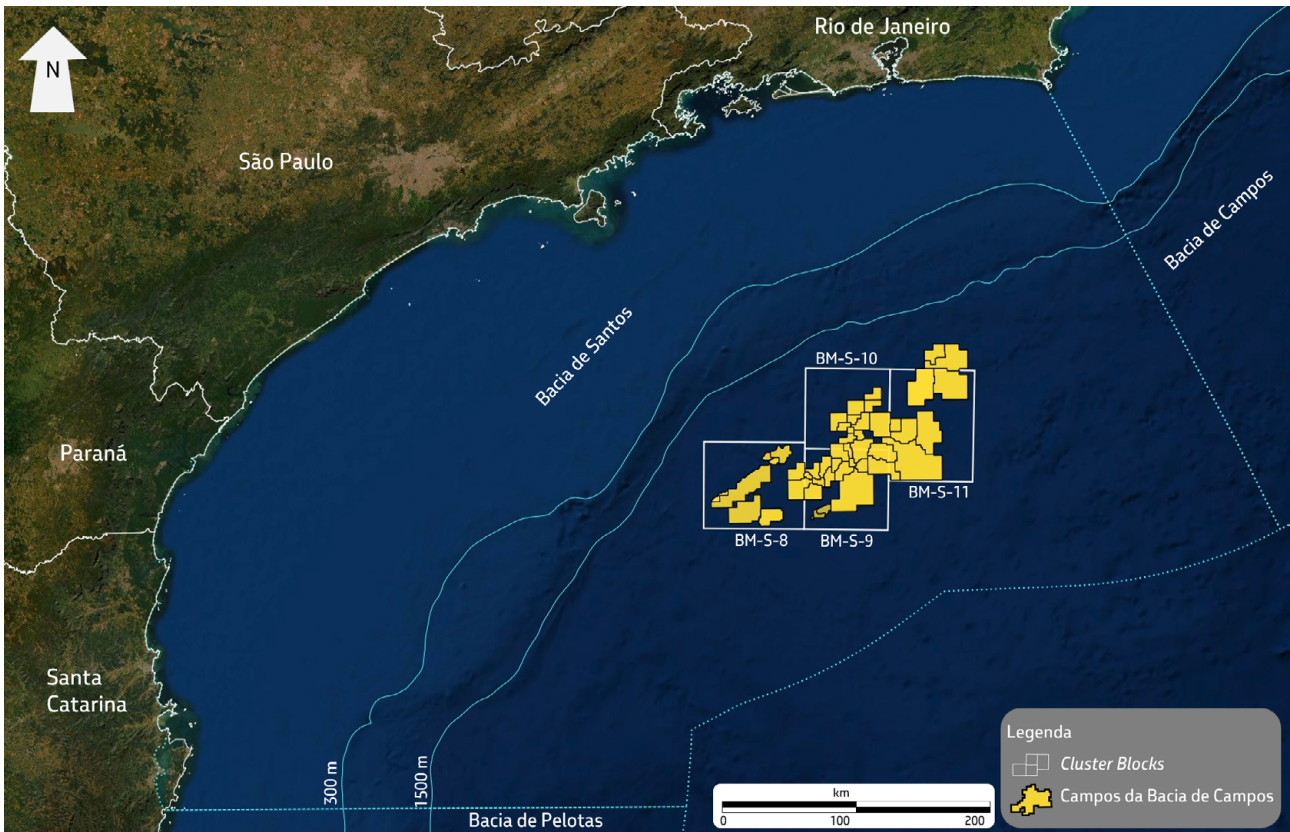


Figura 4.4 – Comparação entre a área inicial dos *Cluster Blocks* com as áreas dos campos da Bacia de Campos.

Dessa maneira, iniciava-se uma nova fase exploratória para a fronteira de águas ultra profundas da Bacia de Santos. Após assinatura dos contratos de concessão dos quatro blocos exploratórios, os consórcios liderados pela Petrobras tomaram uma decisão conjunta, que em muito contribuiu para o sucesso do Pré-sal na Bacia de Santos: realizar uma aquisição sísmica 3D única para os quatro blocos. Tal aquisição viria a configurar o maior levantamento sísmico 3D mundial na época, com cerca de 20.100 km², em uma área totalmente exploratória recoberta, até então, apenas

por uma sísmica 2D e sem poços perfurados (Figura 4.3). Essa nova sísmica 3D, adquirida e processada entre junho de 2001 e março de 2003, foi parametrizada de forma a se obter o melhor imageamento possível do Pré-sal da Bacia de Santos. Isso permitiu um mapeamento sísmico mais detalhado na área dos *Cluster Blocks*. Mais informações sobre esse levantamento sísmico 3D podem ser obtidas no capítulo 4 deste livro. Na área do bloco BM-S-11, esse levantamento confirmou os resultados dos estudos anteriores, possibilitando um detalhamento da megaestrutura

Tupi e apontando para uma trapa de aproximadamente 1.200 km² na base da sequência evaporítica.

A partir de 2003, os consórcios formados nos *Cluster Blocks* encontravam-se em franca análise dos dados processados finais - PSTM (*Pre-Stack Time Migration*) e PSTM convertido para profundidade. Até então, a Petrobras, na qualidade de operadora dos blocos, realizava estudos regionais visando integrar e aplicar o conhecimento nas áreas exploratórias adquiridas. Isto era feito através de estudos gravimétricos e magnéticos, modelagens geoquímicas, restaurações estruturais, entre outros. No entanto, o foco destes estudos era dirigido principalmente à seção Pós-sal. O novo dado sísmico 3D, por outro lado, também permitiu um melhor detalhamento do Pré-sal. Através de horizontes-chave para

a correlação regional, foi possível separar o Pré-sal em três unidades sísmicas com distintos padrões de sismofácies (Figura 4.5): (a) Seção Rifte inferior (ou *Early Rift*), caracterizada por um padrão sísmico divergente e pronunciados espessamentos das camadas na direção da falha mestre dos meio-grabens; (b) Seção Rifte superior (ou *Late Rift*), com um padrão sísmico levemente divergente a plano paralelo, com um leve espessamento contra a falha principal; e (c) Seção *Sag* com um padrão sísmico tipicamente plano paralelo e isópaco, sugerindo uma fase de quiescência tectônica (Figura 4.5). Adicionalmente, o conhecimento exploratório do Pós-sal na porção proximal e média da Bacia de Santos havia progredido. Novas perfurações próximas dos *Cluster Blocks* possibilitavam uma melhor definição da estratigrafia do Cretáceo Superior (Moreira *et al.*, 2007) (Figura 4.3).

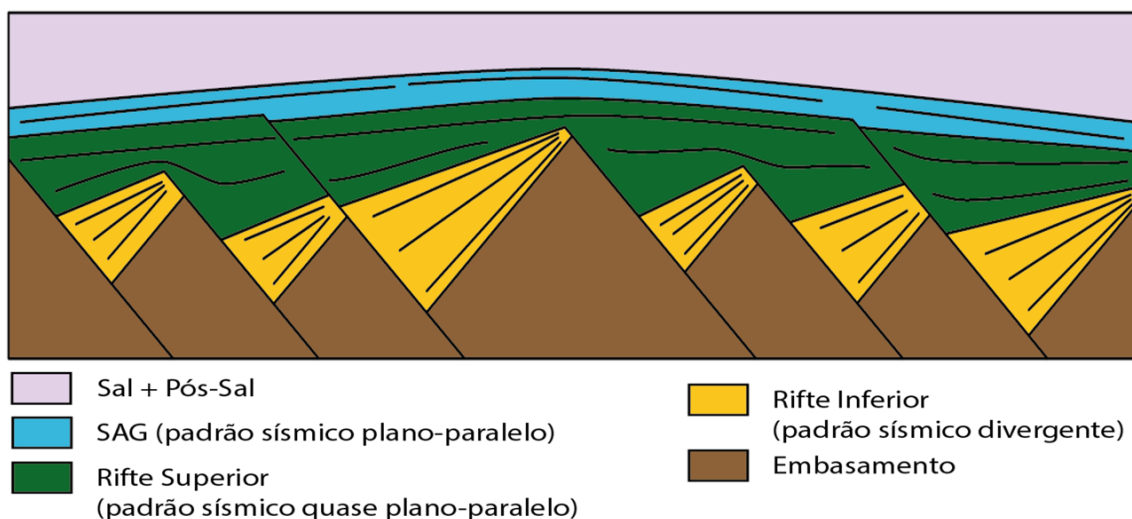


Figura 4.5 - Seção esquemática mostrando as três unidades sísmicas baseadas em distintos padrões de sismofácies na seção Pré-sal da Bacia de Santos.

5. BACIA DE SANTOS, PORÇÃO DE ÁGUAS PROFUNDAS / ULTRAPROFUNDAS: A PRESENÇA DO REFLETOR ENIGMÁTICO E DA SEÇÃO MIL FOLHAS

Nos dados sísmicos 2D da Bacia de Santos, era possível reconhecer a presença conspícua de um refletor sísmico de alta amplitude positiva, diretamente sobreposto a um de alta amplitude negativa, em quase toda a área dos *Cluster Blocks* (Figura 5.1). A nova sísmica 3D não só confirmou a interpretação anterior, mas também permitiu uma melhor caracterização desse padrão sísmico. Dadas suas características peculiares, como a distribuição espacial e a assinatura

sísmica, passou a ser conhecido como refletor “Enigmático”. Sotoposto a ele, ocorria um pacote sedimentar muito bem estratificado, informalmente designado como “Seção Mil Folhas” (Figura 5.1). Esta era caracterizada pela presença de discordâncias internas regionais, espessamento sedimentar diferenciado, feições acanaladas e fácies sísmicas caóticas (Gambôa *et al.*, 2003). Dada a sua ocorrência restrita às porções de águas profundas/ultraprofundas da bacia, essa sequência ainda não havia sido perfurada. Além disso, a correlação sísmica para as porções mais rasas da bacia era dificultada em função de uma proeminente estrutura geológica, a Falha de Cabo Frio, e pela grande deformação provocada pela intensa halocinese na região proximal (Figura 5.1).

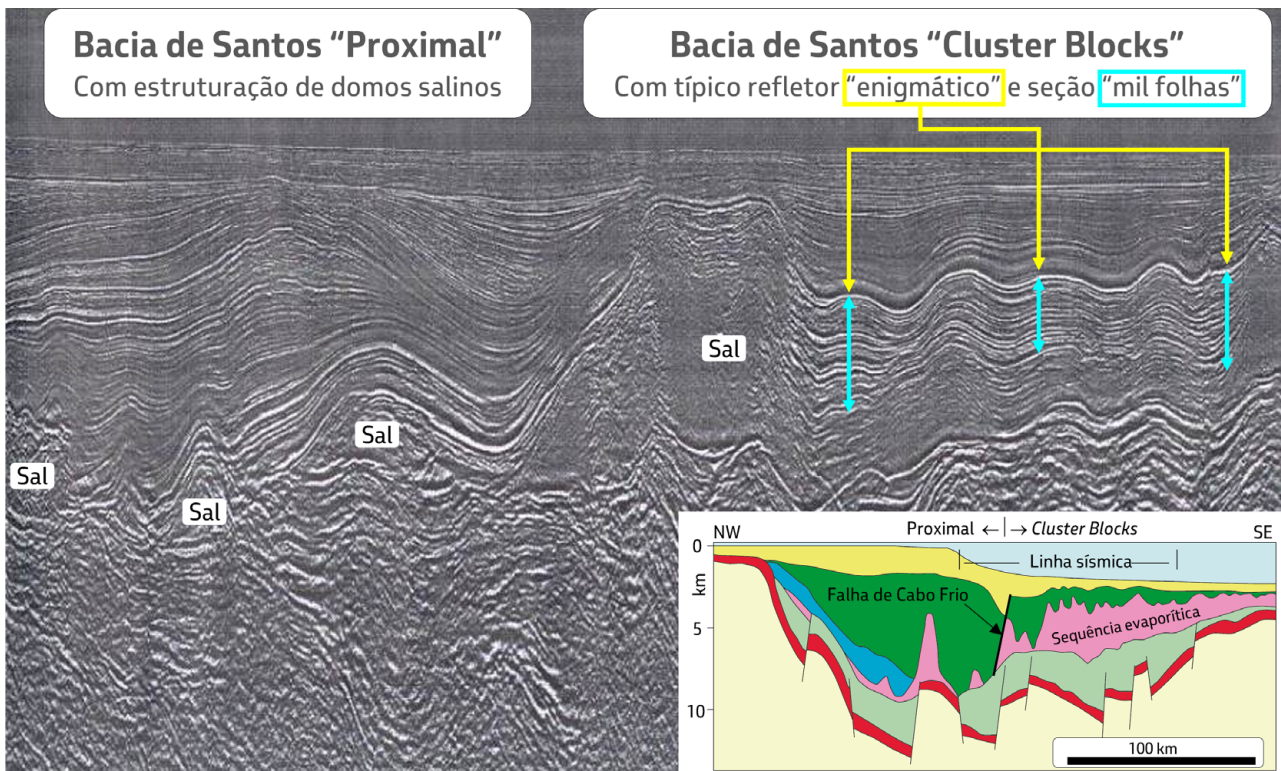


Figura 5.1 - Seção sísmica anterior a perfuração do poço Fluorita (1-RJS-598D), mostrando tanto a interpretação de domos salinos na parte proximal, quanto o refletor enigmático e a seção mil folhas Na parte mais distal da Bacia de Santos (*Cluster Blocks*). A figura menor é uma seção geológica esquemática que já considerava o enigmático como uma espessa camada de sal. Localização aproximada da linha sísmica na figura menor.

A polêmica sobre o significado geológico do refletor “enigmático” e da sotoposta seção “mil folhas” foi o foco de discussões técnicas envolvendo geocientistas da Petrobras e das empresas parceiras. Isto porque a natureza geológica desses eventos sísmicos impactaria diretamente nas decisões acerca dos rumos a serem tomados na estratégia exploratória dos *Cluster Blocks*. Em meio a diversidade de opiniões e pontos de vista, foi relevante a metodologia desenvolvida e apresentada pelos geofísicos da Petrobras (Silva e Freitas, 2003). Neste trabalho foi realizada uma análise do intervalo de altas amplitudes na sísmica 3D (enigmático e mil folhas), seguida de um estudo detalhado e comparativo dos dados petrofísicos dos poços mais próximos. Os resultados mostraram que as amplitudes desse intervalo eram compatíveis com as de uma espessa sequência evaporítica, composta por recorrentes níveis de sais estratificados, abaixo de uma seção sedimentar terrígena. Cabe ressaltar que a tese de uma sequência evaporítica composta por sais estratificados havia sido proposta anteriormente por outros autores, como Demercian *et al.* (1993); Cobbold *et al.* (1995); Demercian (1996) e Gambôa *et al.* (2003).

À medida que os estudos de avaliação do potencial exploratório dos *Cluster Blocks* evoluíam, a gerência de exploração da Petrobras identificou uma oportunidade única para finalmente desvendar o real significado do refletor “enigmático”, assim como da seção “mil folhas”. Isso seria viável através da aprovação do aprofundamento do poço exploratório 1-RJS-598D (Fluorita), no

Bloco BS-500, que estava prestes a iniciar sua perfuração. Situado na porção norte do bloco BM-S-11 (Figura 4.3), seus objetivos principais eram areias do Santoniano e carbonatos do Albiano. No entanto, foi verificada, abaixo desses objetivos, a ocorrência de camadas estratificadas e dobradas de alta amplitude, correlacionáveis ao refletor “enigmático” presente na área dos *Cluster Blocks*. Apesar do elevado custo para tal procedimento, visto que o bloco BS-500 era de propriedade integral da Petrobras, a diretoria de E&P, aconselhada pela equipe de exploração, concluiu que o valor dessa informação geológica sobrepujava o custo da intervenção. Dessa maneira, foi aprovado o aprofundamento do poço Fluorita, em ao menos 500 metros, com objetivo estritamente estratigráfico.

6. O POÇO 1-RJS-598D (FLUORITA): A CONSTATAÇÃO DA SEQUÊNCIA EVAPORÍTICA E IMPACTOS EXPLORATÓRIOS

O poço Fluorita foi perfurado em janeiro de 2003, sendo um protagonista na história do Pré-sal da Bacia de Santos. Ele foi o primeiro a atravessar o refletor “enigmático”, caracterizando-o como o topo da sequência evaporítica (Figura 6.1). Ao longo dos 886 metros perfurados abaixo deste refletor foi constatada uma sequência heterogênea e complexa, composta exclusivamente de diferentes tipos de rochas evaporíticas como anidrita, halita, carnalita e taquidrita (Freitas, 2006) (Figura 6.1b). Esses resultados foram

suficientes para encerrar a polêmica sobre a natureza do “enigmático” e da “Seção Mil Folhas”. Eles também foram determinantes para uma correlação confiável e definitiva entre a fronteira

exploratória desconhecida do *Cluster Blocks* e o domínio das águas mais rasas à oeste. Informações adicionais sobre o refletor enigmático estão descritas no capítulo 4 deste livro.

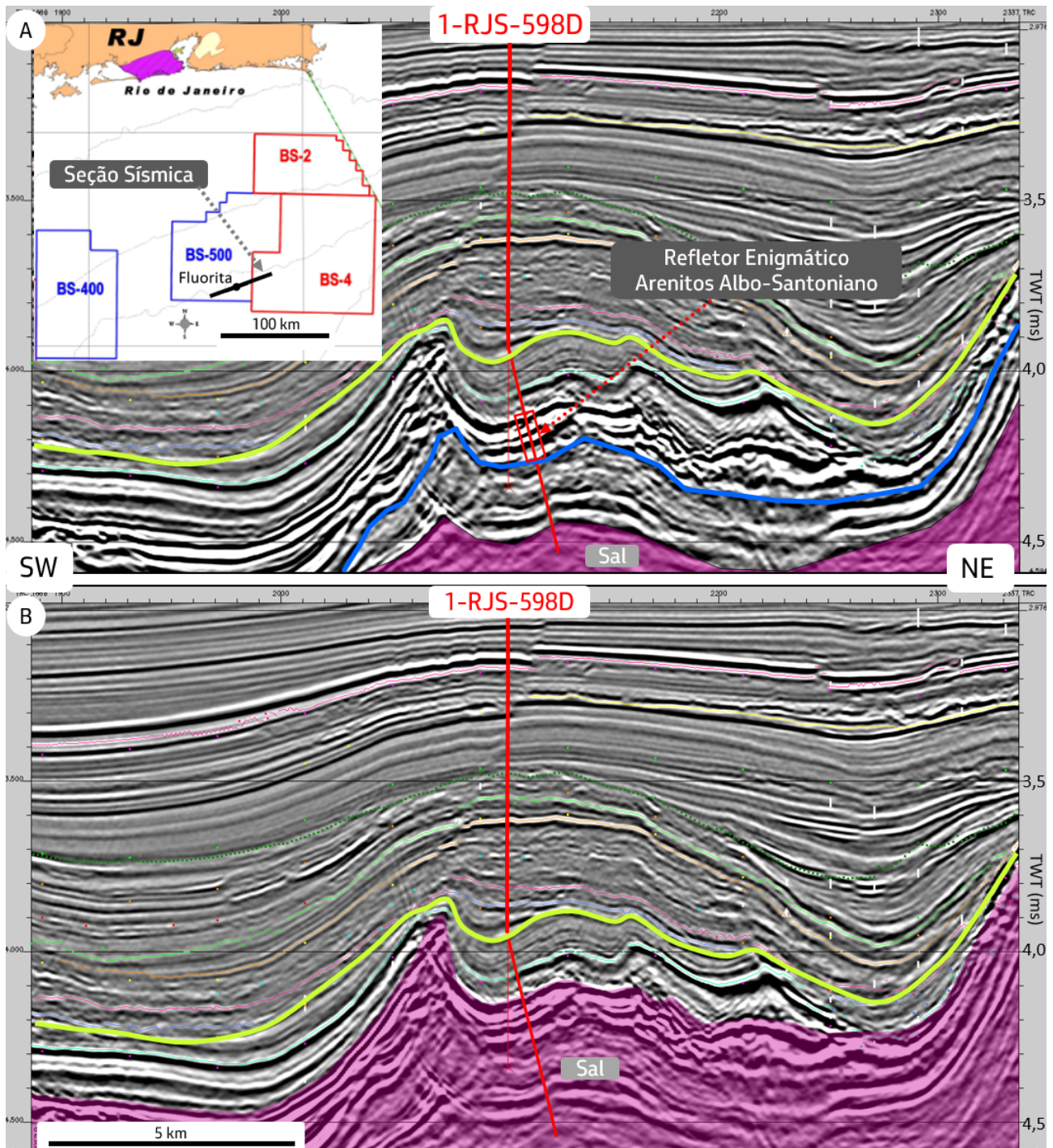


Figura 6.1 - Seções sísmicas de 2003 através do poço Fluorita (1-RJS-598D): A) Interpretação antes da perfuração, mostrando o refletor enigmático como possíveis arenitos; B) Interpretação após perfuração mostra que o refletor enigmático correspondia ao topo da camada de sal.

Dada as dimensões da sequência evaporítica constatada, tanto em área, com aproximadamente 13.000 km², quanto em espessura, atingindo mais de 3000 m, a sua gênese tem sido alvo de inúmeros estudos e controvérsias. As principais questões envolvem aspectos do ambiente deposicional, espessura da lâmina de água, contexto tectônico, mecanismos de geração de espaço e taxas de subsidência necessárias para acomodar mais de 2.500 metros de evaporitos (Kumar e Gamboa, 1979; Demercian *et al.*, 1993; Mohriak *et al.*, 1995; Demercian,

1996; Dias, 1998; Freitas, 2006; Szatmari e Milani, 2016; Farias *et al.*, 2019). Em todo o caso, o mapeamento das feições mais proeminentes da sequência evaporítica permitiu individualizá-la em duas grandes províncias, denominadas de Extensional e Compressional (Freitas, 2006). O limite entre essas províncias é marcado pela Falha de Cabo Frio, uma falha antitética SW-NE de grande extensão e rejeito (Figura 6.2 e Figura 6.3). A Província Extensional está situada na porção interna, ao norte e a oeste da bacia, onde a camada de sal, em um

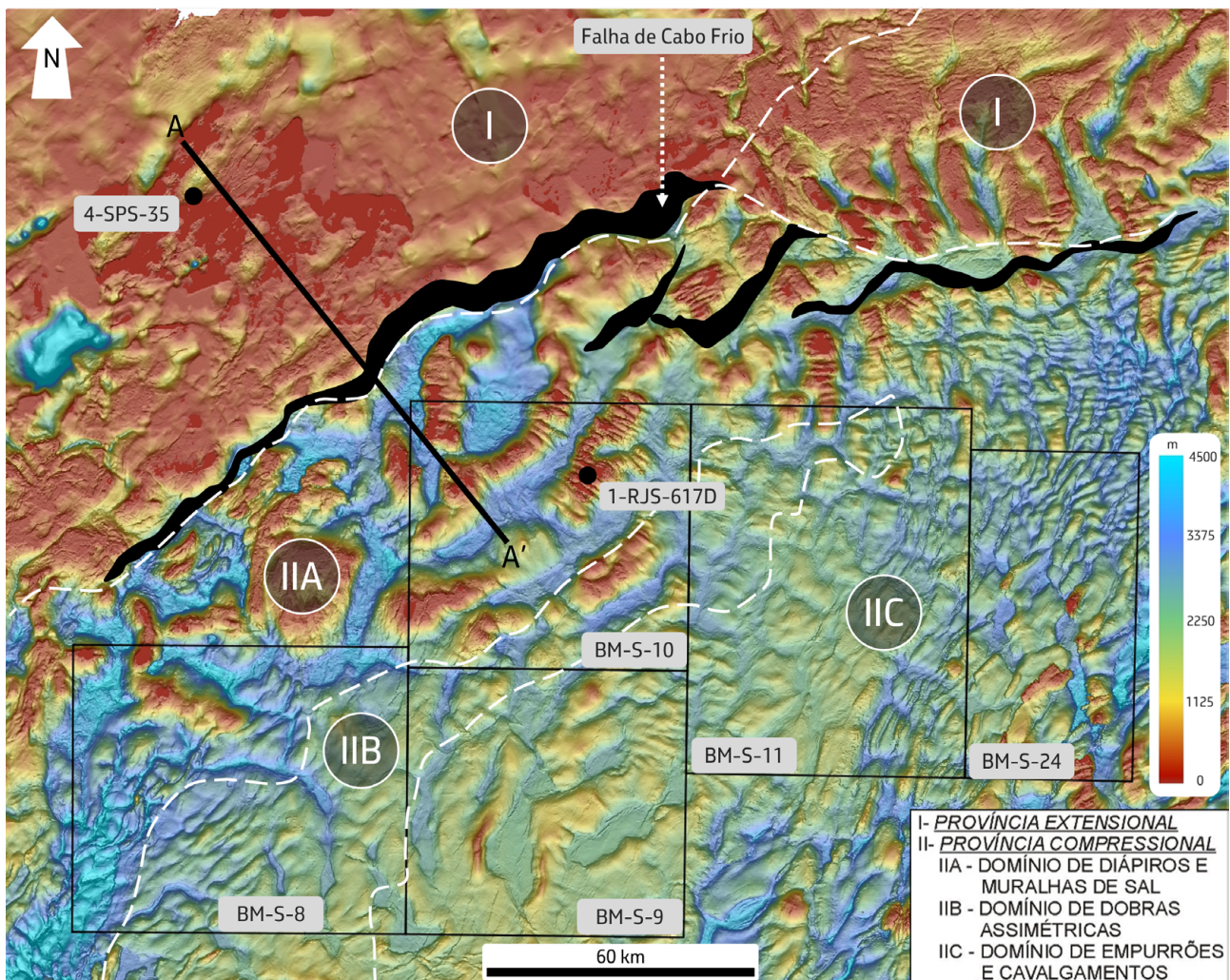


Figura 6.2 – Mapa de isópacas da sequência evaporítica, com falhas do Cretáceo superior na Bacia de Santos. As províncias do sal estão delimitadas pelas linhas tracejadas brancas. Notar a área dos Cluster Blocks (BM-S 8, 9, 10 e 11). Seção AA' na Figura 6.3. Modificado de Viana *et al.* (2002).

regime distensivo, foi mobilizada formando feições de almofadas isoladas de sal, janelas e o grande *touch-down* da sequência do Pós-sal sobre a base do sal (Figura 6.2 e Figura 6.3). A Província Compressional está situada na parte mais externa, ao sul e a leste da bacia, onde, devido ao regime de compressão, ocorrem domos e muralhas de sal na sua porção proximal, além de cadeias de cavalgamentos (*thrusts*) de diferentes tipos de sais estratificados na sua porção mais distal (Viana *et al.*, 2002) (Figura 6.2).

A constatação da sequência evaporítica causou um grande impacto na estratégia exploratória da Bacia de Santos. Até o início de 2003, o cenário era otimista, devido à recente descoberta do campo de gás de Mexilhão, no *play* siliciclástico do Pós-sal em aproximadamente 500 metros de profundidade. Ademais existia a perspectiva de comprovação do tradicional *play* turbidítico, análogo ao Cretáceo da Bacia de Campos, na área dos *Cluster*

Blocks. Com os resultados do poço Fluorita diminuíram-se as chances de tal *play*. A seção do Pós-sal nessa área ficou restrita a camadas muito delgadas e praticamente desprovidas das anomalias sísmicas de amplitude, que caracterizam os mencionados reservatórios turbidíticos (Figura 6.4). Além disso, a confirmação de uma espessa camada de evaporitos dificultava sobremaneira a migração de hidrocarbonetos às camadas superiores (Figura 6.4). Por esses motivos, a maior parte das oportunidades exploratórias no Pós-sal foram extintas, com exceção de algumas situadas principalmente no bloco BM-S-10, causando dúvidas quanto ao futuro exploratório desta área (Figura 6.5). Visando a manutenção da sinergia nos consórcios, os resultados do poço Fluorita, exclusivos da Petrobras, foram compartilhados com as empresas parceiras, possibilitando a revisão de suas oportunidades exploratórias e o trabalho integrado entre todas as equipes de exploração.

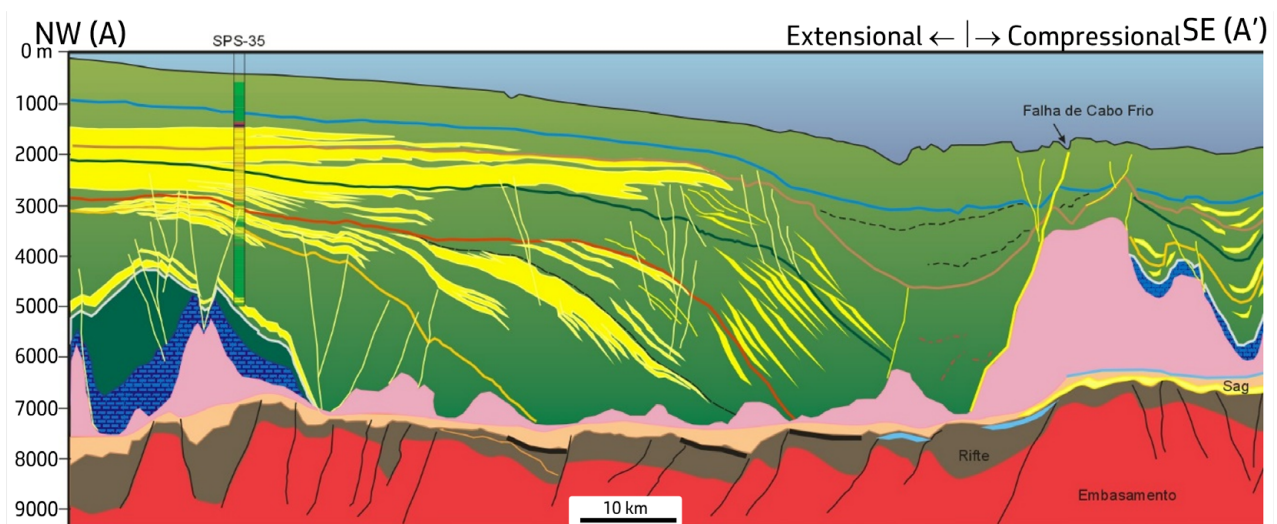


Figura 6.3 – Limite entre as províncias extensional e a compressional, marcado pela Falha de Cabo Frio. Seção elaborada em janeiro de 2003, antes do recebimento dos dados sísmicos 3D do cluster. Localização da seção na Figura 6.2.

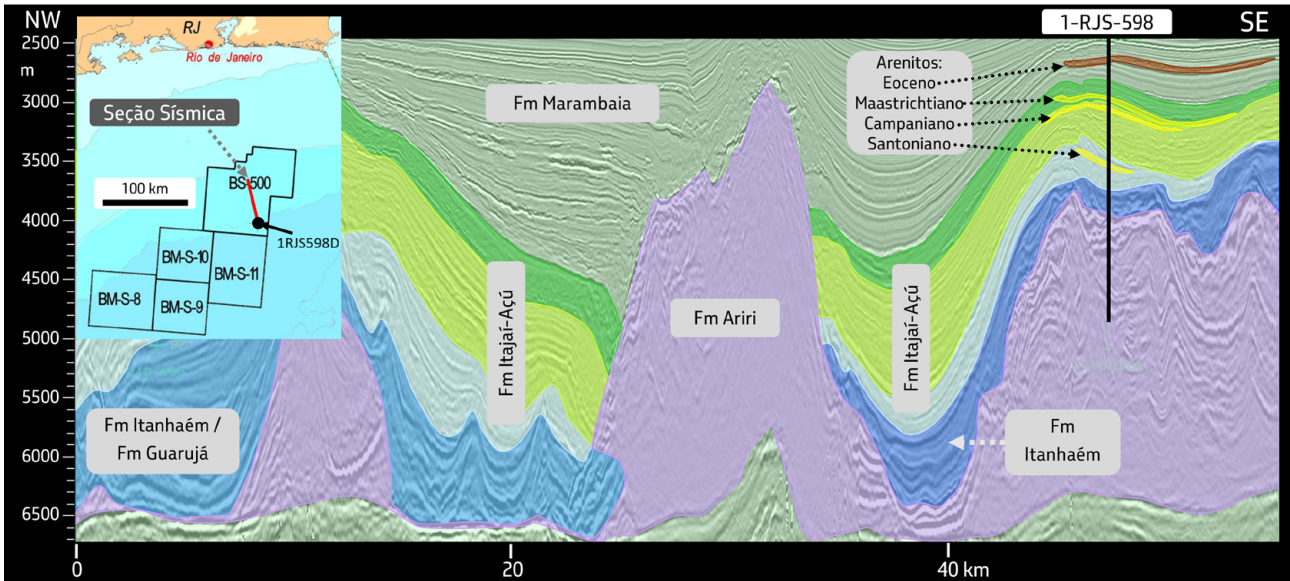


Figura 6.4 - Interpretação geológica de 2003 baseada nas constatações do poço Fluorita. Notar espesso pacote de sal (Fm. Ariri) bloqueando a migração de hidrocarbonetos do Pré-sal para os delgados reservatórios constatados na também delgada seção Pós-sal (Formações Itajaí-Açu e Marambaia).

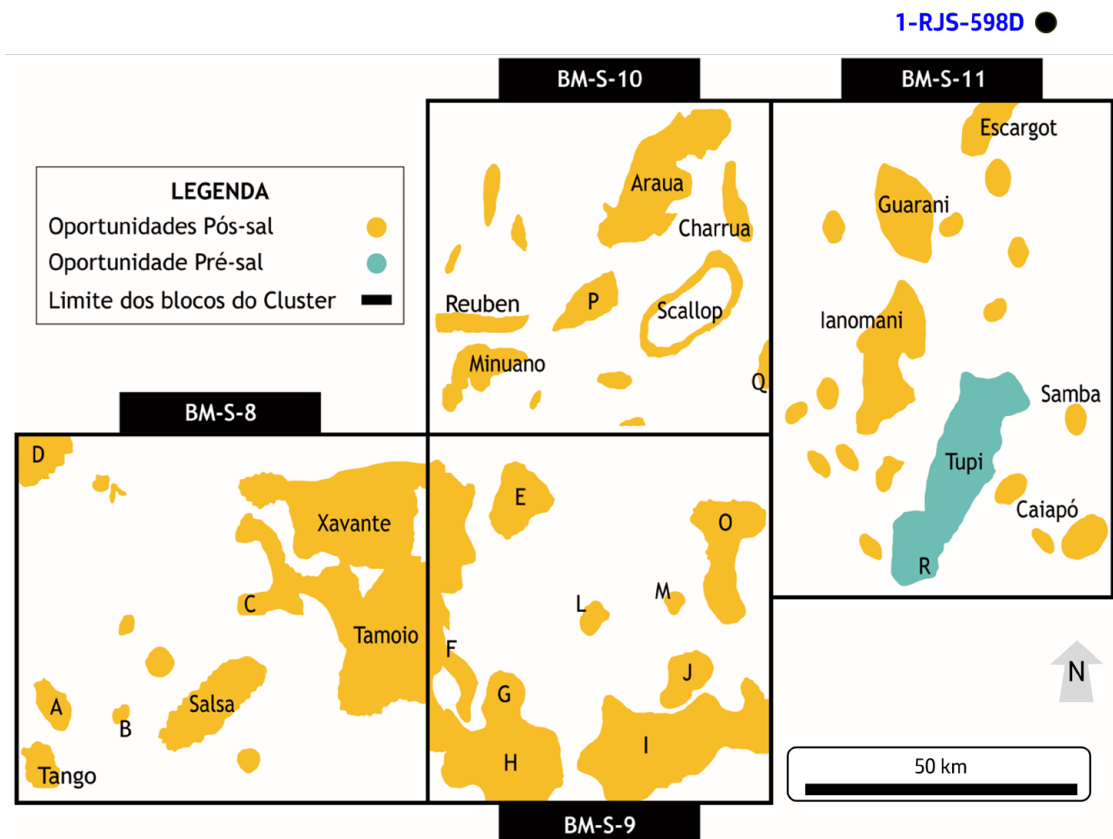


Figura 6.5 – Oportunidades identificadas na área do Cluster Blocks até a perfuração do poço 1-RJS-598D (Fluorita). Notar que a maioria estava concentrada no Pós-sal e foram em grande parte extintas devido aos resultados do Fluorita. A única oportunidade no Pré-sal avaliada na época era Tupi.

Diante do exposto, é possível compreender os fatores que levaram a grande mudança na estratégia de exploração na região dos *Cluster Blocks*. Inicialmente focada em turbiditos, a equipe de exploração logo entendeu que a única alternativa seria buscar oportunidades sob a espessa camada evaporítica. Assim, os análogos da Bacia de Campos como as coquinas e basaltos fraturados dos campos Pampo, Badejo e Linguado, foram revisitados. No entanto, estes campos, em água rasas, correspondiam a acumulações relativamente pequenas e com reservas menores do que 100 milhões de barris de óleo equivalente recuperáveis. No domínio dos *Cluster Blocks*, prêmios, que justificassem investimentos em patamares muito superiores aos da Bacia de Campos, precisavam ser no mínimo de 500 milhões de barris de óleo equivalente recuperáveis. À época, este era aproximadamente o piso de economicidade exigido, e configurava um grande desafio a ser superado. Desta maneira, a atenção foi inicialmente direcionada para oportunidades com grande potencial volumétrico.

Até a conclusão do poço 1-RJS-598D (Fluorita) em 2003, a única oportunidade avaliada abaixo da sequência evaporítica no *Cluster Blocks* estava no bloco BM-S-11 (Figura 6.5). Denominada de Tupi, ela foi identificada sobre um alto do embasamento em acordo com o modelo da Bacia de Campos. Contudo, outros proeminentes altos do embasamento haviam sido mapeados através das primeiras modelagens geofísicas gravimétricas e magnetométricas. Além disso, as modelagens do sistema petrolífero preconizavam positivamente um sistema ativo, abaixo da sequência evaporítica e bordando esses altos. Assim, após Fluorita, foi priorizado o mapeamento, agora com sísmica 3D, desses proeminentes altos, limitados por falhas profundas e que configuravam importantes feições estruturais para focalização da migração de hidrocarbonetos (Figura 6.6). É importante ressaltar que foi durante essa atividade exploratória que se difundiu o uso dos termos Pré-sal e Pós-sal, para definir, de forma simplificada, o arcabouço estratigráfico da Bacia de Santos (Figura 6.7).

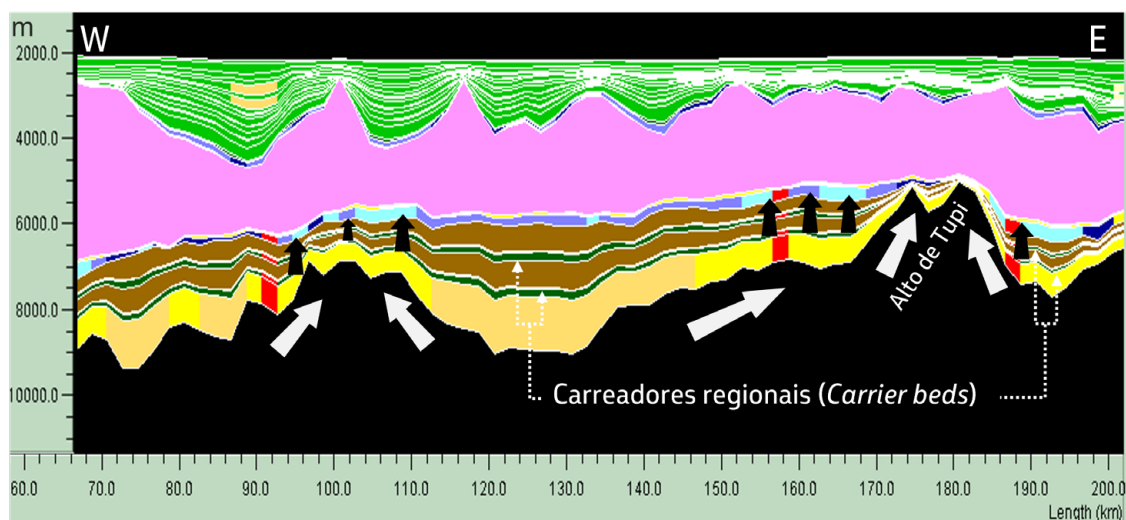


Figura 6.6 – Modelo numérico de migração secundária para área do Cluster Blocks, indicando focalização para os altos. A migração de longa distância foi atribuída a carreadores regionais permeáveis (setas largas brancas). Próximo aos ápices dos altos ou das falhas de borda, ela ocorreria de forma vertical e a curta distância (setas pretas).

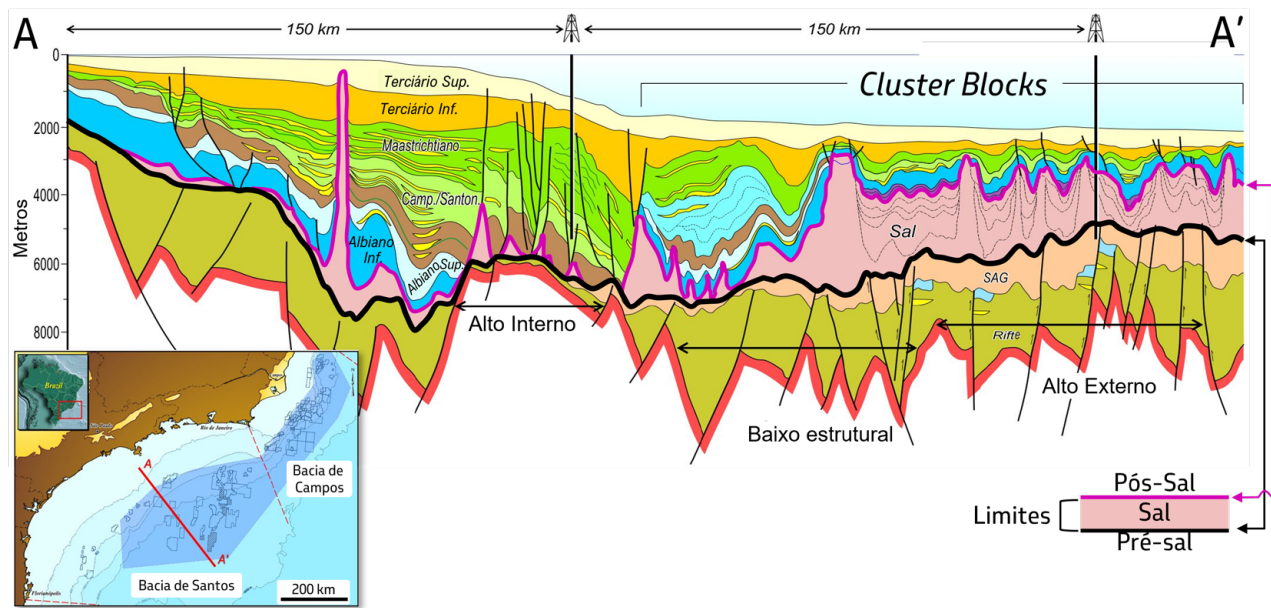


Figura 6.7 – Seção geológica regional da Bacia de Santos com destaque para suas três principais seções: Pré-sal, Sal e Pós-sal (Modificado de Machado *et al.*, 2003).

Com esse novo enfoque exploratório no Pré-sal, havia a necessidade de decidir qual oportunidade entre todas aquelas identificadas nos *Cluster Blocks* seria alvo do primeiro poço exploratório. Face a extrema escassez de equipamento de perfuração próprio para enfrentar batimetrias superiores a 2.200 metros, era mister que o primeiro poço a ser perfurado satisfizesse duas finalidades simultaneamente: (1) testar, na melhor posição possível, o clássico *play* turbidítico Pós-sal e (2) avaliar o sistema petrolífero da seção Pré-sal. Logrando sucesso nestes dois objetivos, a continuidade das atividades exploratórias estariam garantidas nessa grande fronteira exploratória da Bacia de Santos. Assim, o grupo de geocientistas da Petrobras elegeu a localização exploratória Parati, localizada no bloco BMS-10, como a que melhor atendia as duas finalidades mencionadas. Ela perfuraria as

melhores oportunidades remanescentes do Pós-sal no *Cluster Blocks* e permitiria investigar a seção Pré-sal em águas ultraprofundas da Bacia de Santos.

7. O POÇO 1-RJS-617D (PARATI): A COMPROVAÇÃO DE UM SISTEMA PETROLÍFERO ATIVO NO PRÉ-SAL

A maior parte do bloco BM-S-10 estava sobre o domínio de diápiros e muralhas da província compressional do sal, o que lhe conferia uma elevada complexidade geométrica (Figura 6.2 e Figura 7.1). Assim, com o intuito de melhor entender a formação dessas estruturas associadas à movimentação da sequência evaporítica (halocinese), foram desenvolvidos modelos físicos

simulando a deformação do sal no CENPES (Centro de Pesquisas da Petrobras). Os modelos reproduziram feições similares às observadas na sísmica, aumentando a compreensão sobre o sistema de drenagens submarinas controladas pela halocinese e a gênese das minibacias (Guerra *et al.*, 2002, 2005) (Figura 7.1 e Figura 7.2). Os resultados desses modelos geraram importantes *insights* para a locação Parati.

A locação Parati foi posicionada em uma minibacia formada por espessa seção Pós-sal confinada entre duas proeminentes muralhas de sal. Em sua base ocorre uma camada muito delgada ou ausente de halita, ou seja, uma “janela de sal”, que foi considerada como uma possível rota de migração para os hidrocarbonetos provenientes da seção Pré-sal. (Figura 7.3).

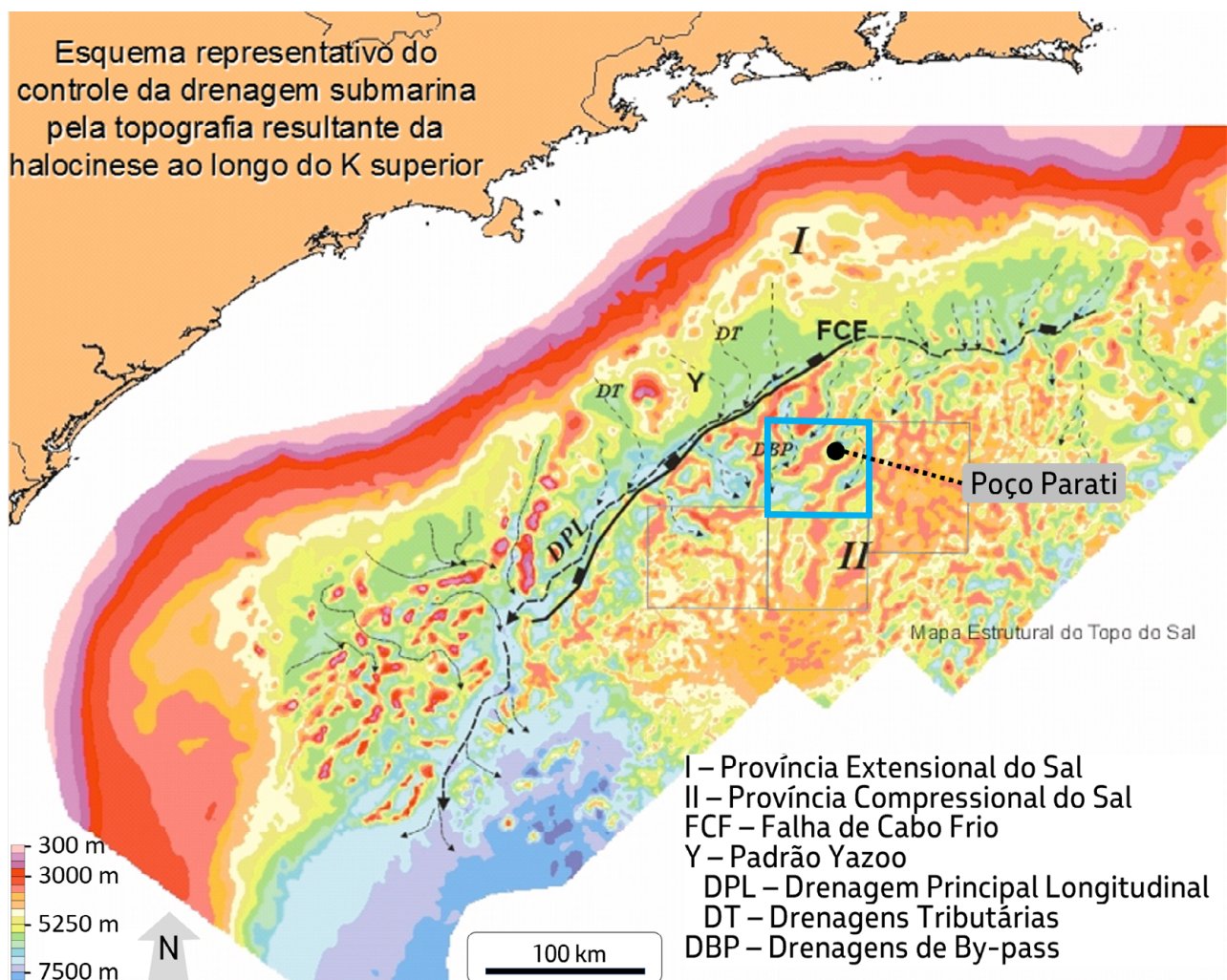


Figura 7.1 – Mapa do topo da sequência evaporítica mostrando as duas províncias do sal, separadas pela falha de Cabo Frio, na Bacia de Santos. Notar a distribuição das drenagens submarinas (setas tracejadas pretas) controladas por halocinese. O quadrado azul indica o bloco BM-S-10 com a posição do poço Parati em uma minibacia. Os outros polígonos indicam os demais Cluster Blocks.

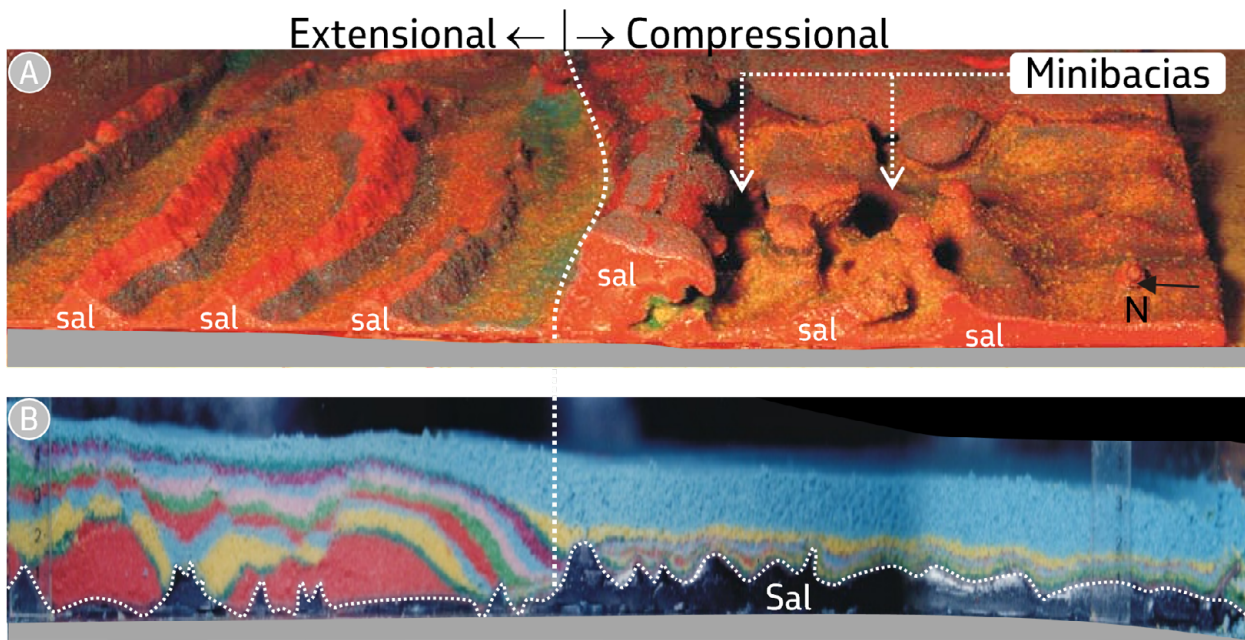


Figura 7.2 – Modelos físicos de laboratório simulando a deformação da sequência evaporítica da porção emersa da Bacia de Santos pelo aporte de sedimentos: a) Visão 3D do modelo com indicação da região onde ocorrem minibacias; b) seção vertical do modelo. Em ambas as figuras é nítida a transição entre as províncias extensional e compressional, bem como seus domínios, que foram apresentados ao longo do item 6. Notar a semelhança da figura b com a Figura 6.7. Figuras modificadas de Guerra *et al.* (2002, 2005).

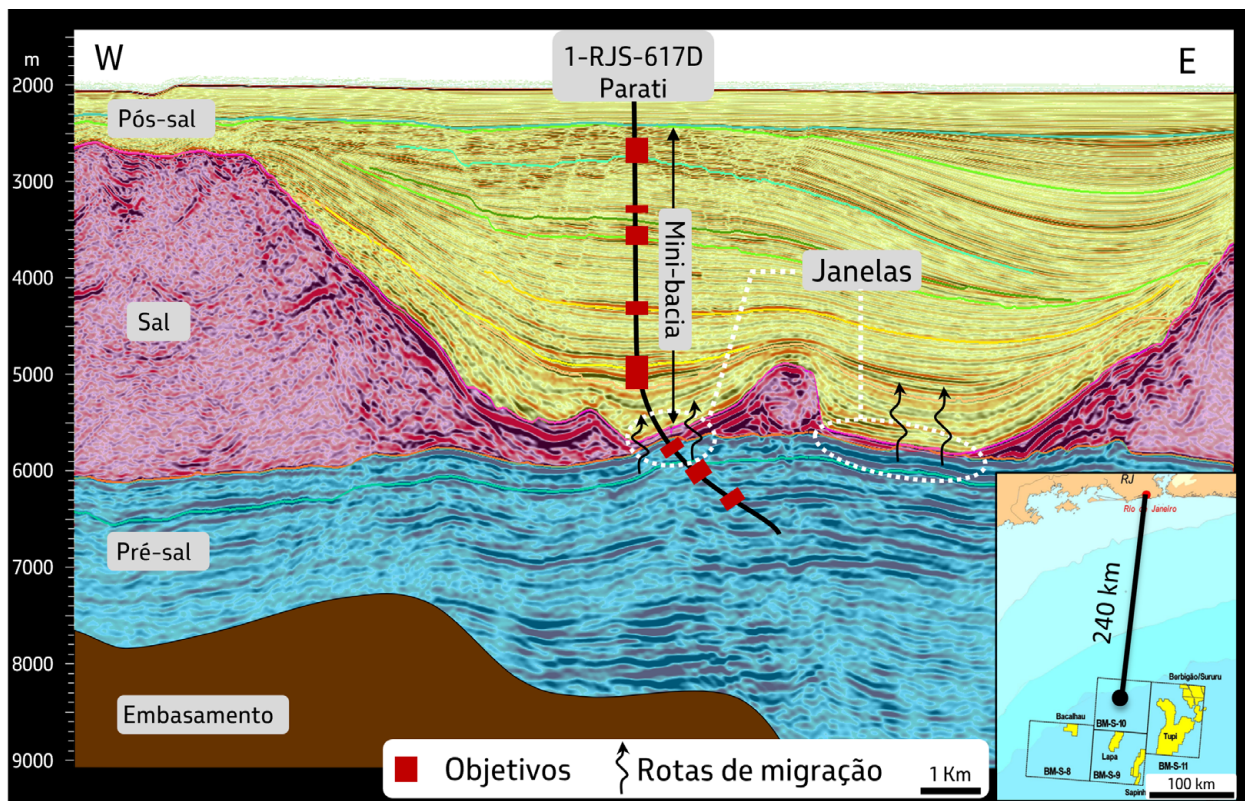


Figura 7.3 – O poço Parati foi perfurado em uma minibacia caracterizada por um espesso pacote sedimentar Pós-sal, separado da seção Pré-sal por fina camada de anidrita (janelas). Notar os múltiplos objetivos do poço e o desvio visando uma sutil trapa estrutural no Pré-sal.

Entre seus múltiplos objetivos, os de menor risco eram arenitos de diferentes idades do Cretáceo superior no Pós-sal, associados a anomalias sísmicas similares aos turbiditos da Bacia de Campos. Essas areias teriam sido transportadas por processos gravitacionais a partir de porções rasas da bacia e o seu aporte controlado por feições estruturais associadas à halocinese (drenagens - Figura 7.1). Como objetivos de maior risco, visava reservatórios situados em uma sutil trapa estrutural na base do sal (Figura 7.3). Dado o caráter de múltiplos objetivos, foi necessário incorporar um desvio de trajetória a partir da seção do Albiano para atingi-los em posições potencialmente favoráveis (Figura 7.3). Dois cenários geológicos foram considerados para o Pré-sal. O primeiro, equivalente a um cenário análogo à Bacia de Campos, com bancos carbonáticos de bioacumulados (coquinas). Já o segundo, equivalente a arenitos continentais/transicionais similares aos das Formações Gamba e Dentale, que se desenvolveram no final da fase rifte em bacias do Oeste da África. Para maiores informações sobre o Pré-sal no continente africano, consultar o capítulo 3 deste livro. A análise econômica do prospecto indicava o ganho de valor com a incorporação do objetivo no Pré-sal, além de aumento no Fator de Sucesso composto (Figura 7.4). A análise de sensibilidade de NPV (*Net present value* / Valor presente líquido), mostrava um projeto economicamente sustentável em todos os cenários considerados, em caso de confirmação de descoberta (Figura 7.4).

O poço 1-RJS-617D (Parati), perfurado entre janeiro de 2005 e dezembro de 2006, constatou água nos seus principais

objetivos, isto é, os arenitos associados a anomalias de amplitude no Pós-sal. Apesar disso, foi mantida a estratégia de perfuração em direção aos objetivos no Pré-sal. Ao atingir a seção carbonática fina e com alto conteúdo de matéria orgânica do Albiano, o poço foi submetido a um aumento súbito de pressão, gerando risco operacional (*kick* de gás), que foi controlado e permitiu a continuidade da perfuração. Na seção superior do Pré-sal, foram constatados 262 metros de folhelhos e arenitos cimentados, intercalados com margas e carbonatos microbiais argilosos com baixa permoporosidade, sendo mais tarde classificados como sequência K46-48, de idade Alagoas (Moreira *et al.*, 2007) (Figura 7.5). Apesar da ausência de bons reservatórios, a maior parte desta sequência apresentou indícios de hidrocarbonetos durante a perfuração.

Na base da sequência K46/48, foi constatado um corpo ígneo, cujo topo coincide com a discordância intra-Alagoas, que marca o final da fase rifte e o início da fase Sag na Bacia de Santos (Figura 7.5a). Após extenuante avaliação de riscos operacionais, tais como perdas de circulação de fluido de perfuração e *kicks* (ameaças de produção descontrolada de hidrocarbonetos), foi decidido continuar a perfuração. Esta decisão foi baseada na experiência com as ígneas extrusivas produtoras na Bacia de Campos e pela possibilidade de sedimentos abaixo do evento vulcânico, conforme indicava as reflexões sísmicas (Figura 7.3 e Figura 7.5b). A perfuração revelou um corpo ígneo composto de vários derrames de basaltos com composição predominantemente toleítica e idades entre 115,1 e 119,9 Ma (CENPES, 2006). Eles

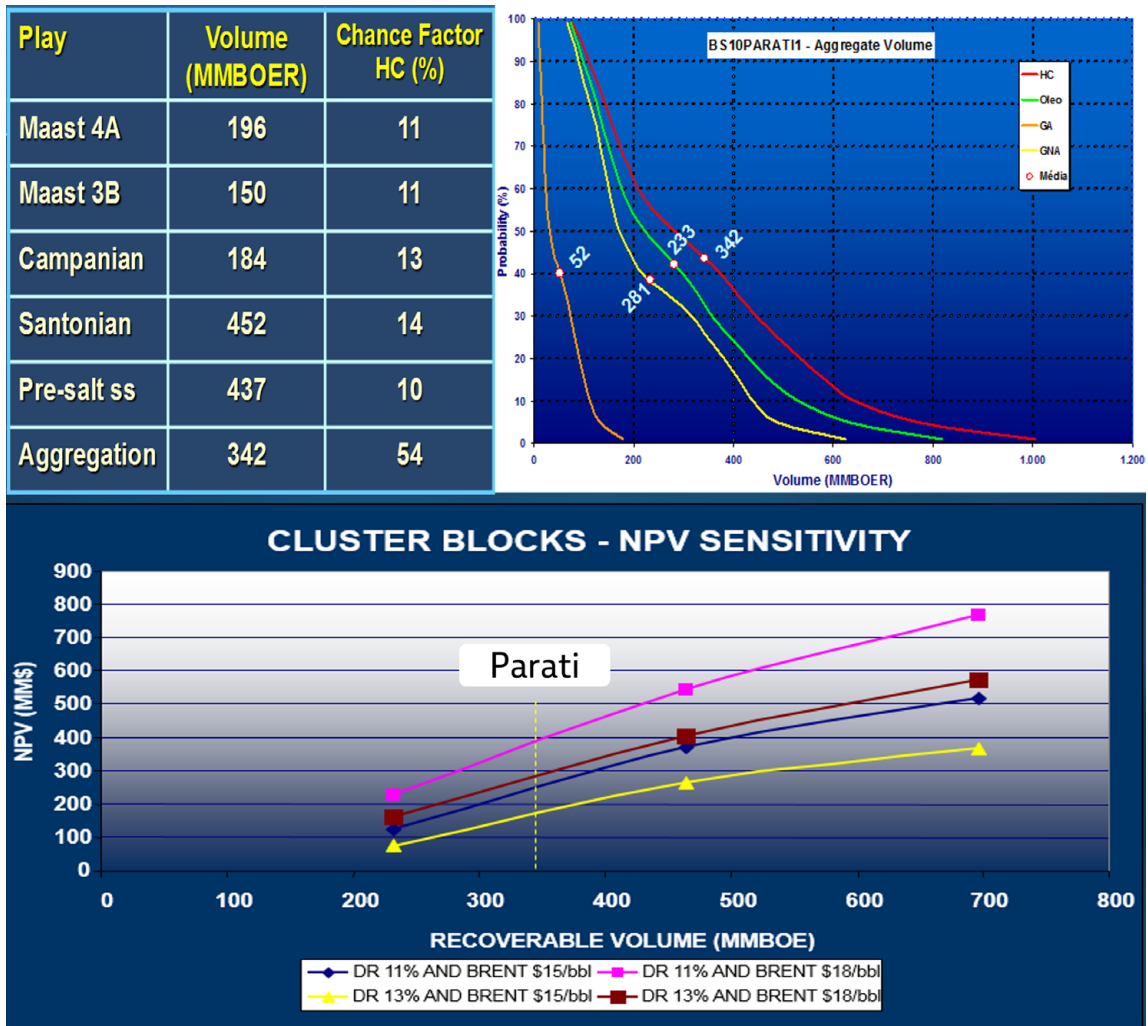


Figura 7.4 – Análise econômica dos múltiplos objetivos do poço Parati.

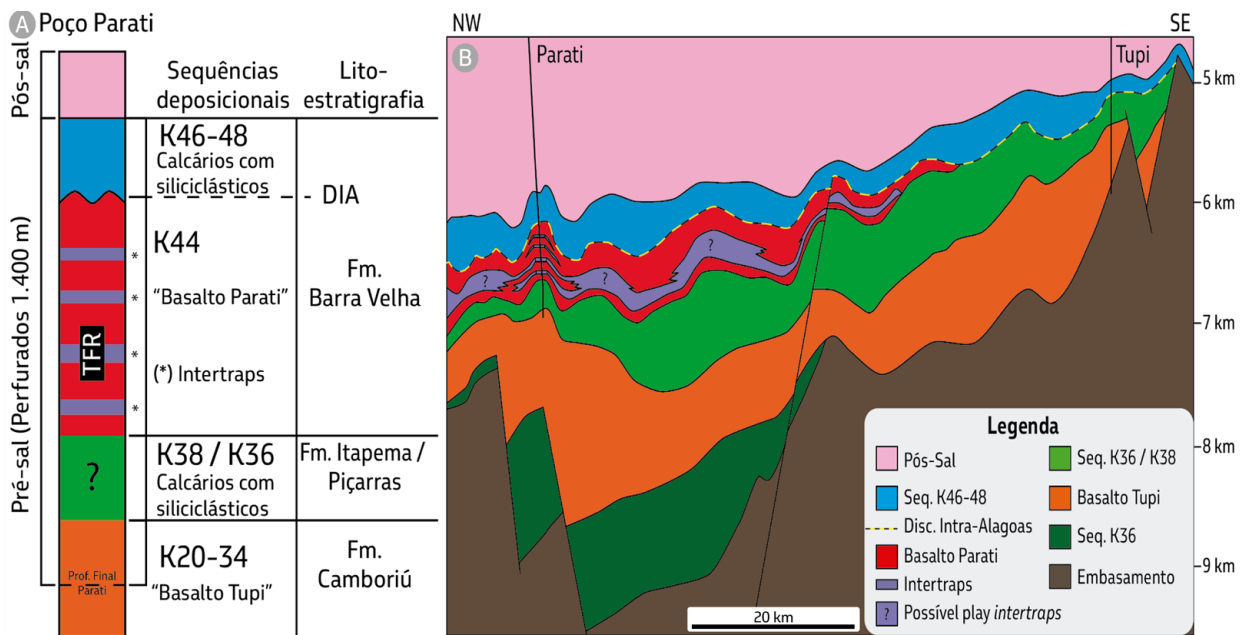


Figura 7.5 – Poço Parati: a) O teste de formação a poço revestido (TFR) foi realizado em um *intertrap* próximo a base do Basalto Parati. ? - idade incerta; b) O Basalto Parati adelgaça totalmente contra o alto e não foi constatado no poço Tupi, diferentemente do Basalto Tupi. * - Os *Intertraps* estão indicados esquematicamente.

são temporalmente equivalentes e lateralmente correlatos a sequência K44, de idade Alagoas, e foram informalmente denominados como Basalto Parati, em referência ao poço que os descobriu. A espessura desses basaltos no poço é de 730 metros, ao longo dos quais foram identificadas nove camadas sedimentares, com espessuras variando entre 1 e 12 metros de espessura (Figura 7.5a). Estas camadas foram denominadas de *intertraps* em analogia aos arenitos intercalados com derrames vulcânicos na Formação Serra Geral, da Bacia do Paraná (Pitcheler, 1952; Suguio e Fulfaro, 1974). No entanto, os *intertraps* do poço Parati são compostos por carbonatos microbiais esferulíticos e esteiras microbiais (Burne e Moore,

1987; Terra *et al.*, 2010). O esferulito, um dos elementos fundamentais destes carbonatos, é um oóide calcítico de proporções milimétricas com estrutura interna fibro-radiada (Figura 7.6). Várias ocorrências de óleo na lama de perfuração foram reportadas durante a travessia do basalto, normalmente coincidindo com os *intertraps*, com destaque para uma anomalia de gás de 2.600 UGTs, que ocorreu no único *intertrap* identificado durante a perfuração e localizado na parte inferior do Basalto Parati (Figura 7.7).

Abaixo do Basalto Parati, foi encontrada uma seção sedimentar mista, cuja espessura total atinge no poço 337 metros. Ela é caracterizada

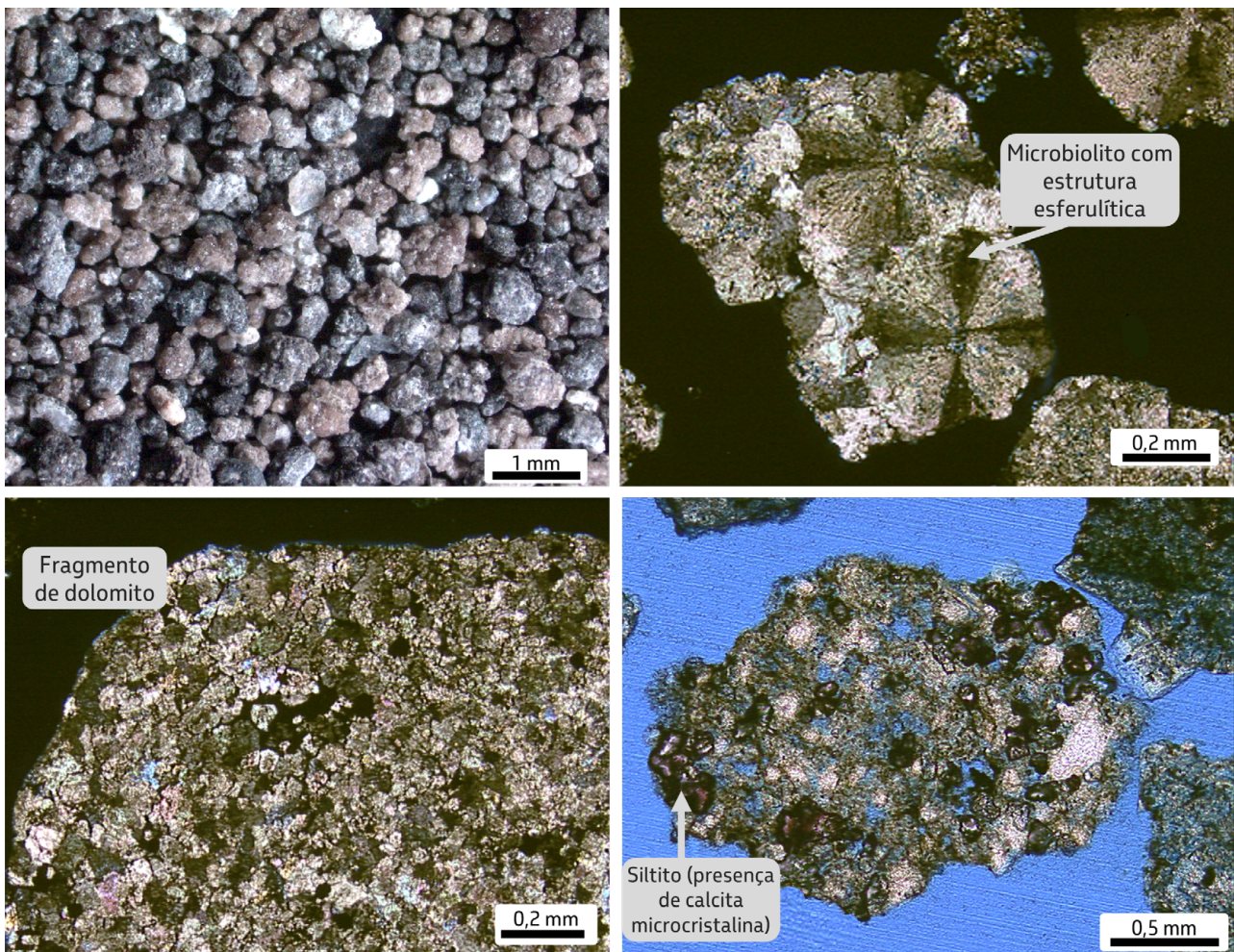


Figura 7.6 - Esferulitos constatados nos *intertraps* do Basalto Parati. A figura acima e a esquerda é uma foto dos grãos. As outras figuras são micrografias de seções delgadas, mostrando estrutura fibro-radiada e típica extinção ótica em cruz dos grãos, dolomitização e incorporação de siliciclásticos. Silicificação também foi observada em outras amostras.



PERFIL DE ACOMPANHAMENTO GEOLOGICO

EXATA
E&P-EXP/SOP/AGAPT

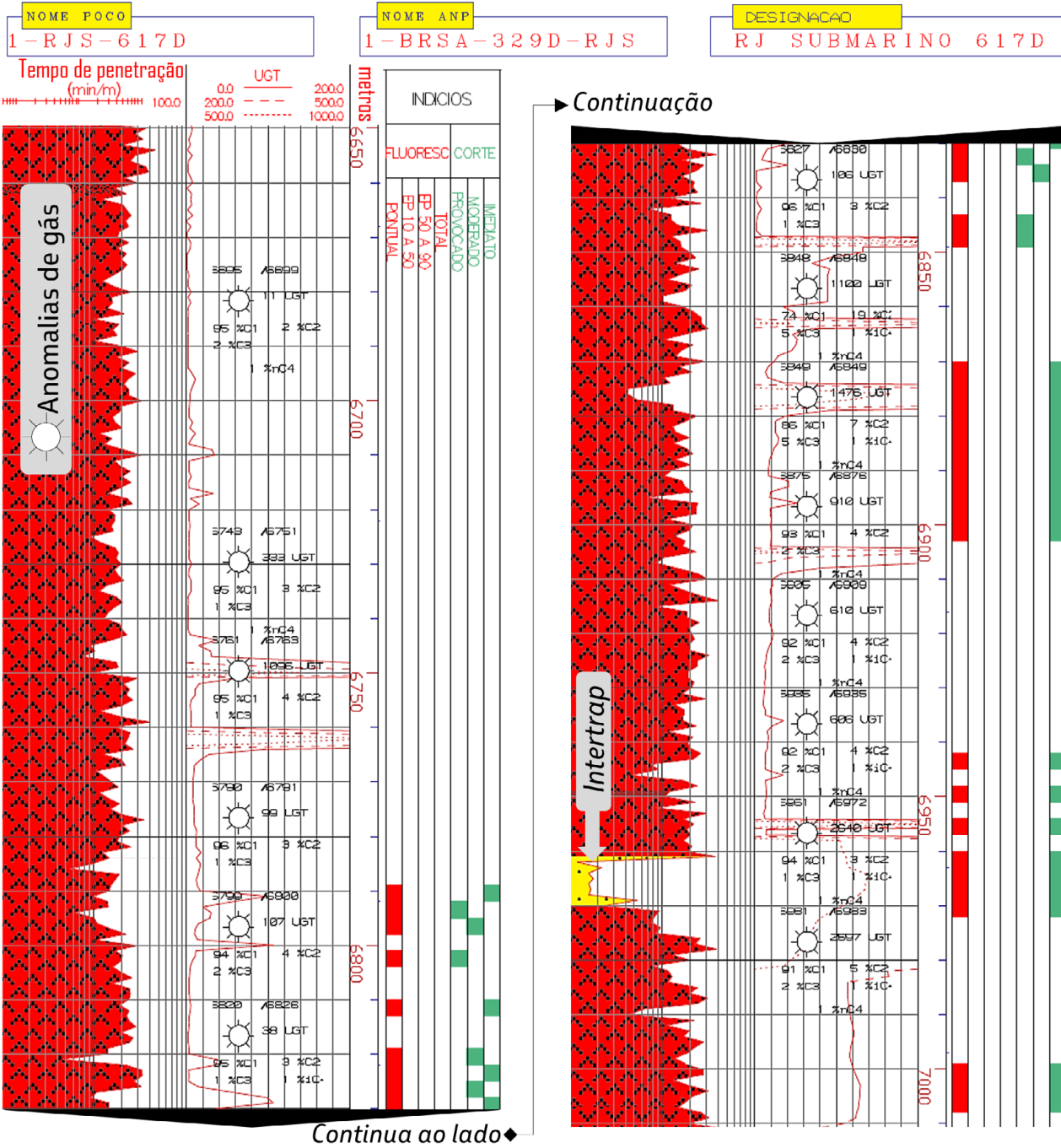


Figura 7.7- Poço Parati (1-RJS-617): Perfil de acompanhamento geológico obtido durante a perfuração do Basalto Parati. Notar as várias anomalias de gás e indícios de óleo identificados durante a perfuração. Apenas uma camada sedimentar foi identificada na base do basalto, sendo inicialmente interpretada como arenitos, devido a forma dos grãos, se tratava de um *intertrap* carbonático. Neste *intertrap* foi realizado o teste de formação a poço revestido (TFR) 2A.

por carbonatos microbiais argilosos intercalados com folhelhos ricos em matéria orgânica, arenitos e margas (Figura 7.5a). Uma datação precisa desta seção não foi possível devido à

ausência de microfósseis distintivos. Seu topo pode ser correlacionado com a sequência K38, de idade Jiquiá, e a base com a sequência K38 e/ou K36 (de idade Buracica/Aratu). Na base

da seção K38/K36, foi constatado um segundo corpo de basaltos (Figura 7.5a). Não foi possível datá-los devido ao seu elevado grau de alteração. Sismicamente, eles são correlacionáveis aos basaltos posteriormente perfurados pelo poço Tupi (1-RJS-628A), datados em 120 Ma (CENPES, 2007), sendo informalmente denominados de Basalto Tupi (Figura 7.5b). Nesse sentido, esta camada seria temporalmente equivalente e lateralmente correlata da sequência K20-34, Formação Camboriú. A perfuração do poço Parati foi interrompida depois de penetrados 91 metros dentro deste basalto, em um percurso total de 7.628 metros.

Em virtude da alta inclinação (40°) e condições severas de condicionamento de poço, não foi possível realizar todas as operações de perfilagem necessárias para uma completa avaliação das características permoporosas dos reservatórios do poço Parati. Contudo, foram confirmados vários corpos *intertraps* como potenciais produtores, sendo escolhido aquele que apresentou a maior anomalia de gás para realização de um teste de formação a poço revestido (TFR) (Figuras 7.5 e 7.7). Na primeira tentativa, o TFR-2 precisou ser interrompido devido ao entupimento da coluna de teste pela produção de grãos esferulíticos inconsolidados. Este evento foi associado a um significativo desmoronamento durante as operações, que, por sua vez, foi atribuído ao elevado diâmetro de poço. Para contornar esse problema, foi instalada uma coluna especial *gravelpack* e realizada uma acidificação do intervalo para prosseguimento do teste.

Durante o TFR-2A, a pressão estática inicial do reservatório era anormalmente alta, com aproximadamente 1020 kg/cm². Todavia, foi observada uma queda significativa de aproximadamente 200 kg/cm² na pressão após os fluxos (Figura 7.8). Durante os quatro fluxos, foram produzidos 1437 barris, principalmente de condensado, com 44°API. A análise dos resultados, aliada ao contexto geológico dos *intertraps*, indicava que o reservatório testado, apesar de extremamente poroso e inconsolidado, estaria confinado (ou seja, tratava-se de uma espécie de bolsão ou um sistema de cavernas de pequeno volume), tendo exaurido toda a fração líquida e parte da sólida durante os fluxos. Contudo, devido ao entupimento durante o TFR-2, não foi possível concluir definitivamente a causa da queda da pressão estática no TFR-2A. Diante desta situação, surgiram duas hipóteses para explicar as condições do reservatório: (1) a queda da pressão estática seria função do entupimento, que também teria gradativamente selado o reservatório no TFR-2A; (2) a pressão anormalmente alta seria função de um reservatório de grandes dimensões e conectado a coluna de hidrocarbonetos com centenas de metros (Chagas *et al.*, 2011). Limitações operacionais levaram ao abandono do poço Parati, postergando a verificação dessas hipóteses. Consequentemente, enquanto perduraram, elas serviram para embasar o conceito de um *play intertraps* (Figura 7.5b), descrito em mais detalhes no capítulo 2 deste livro.

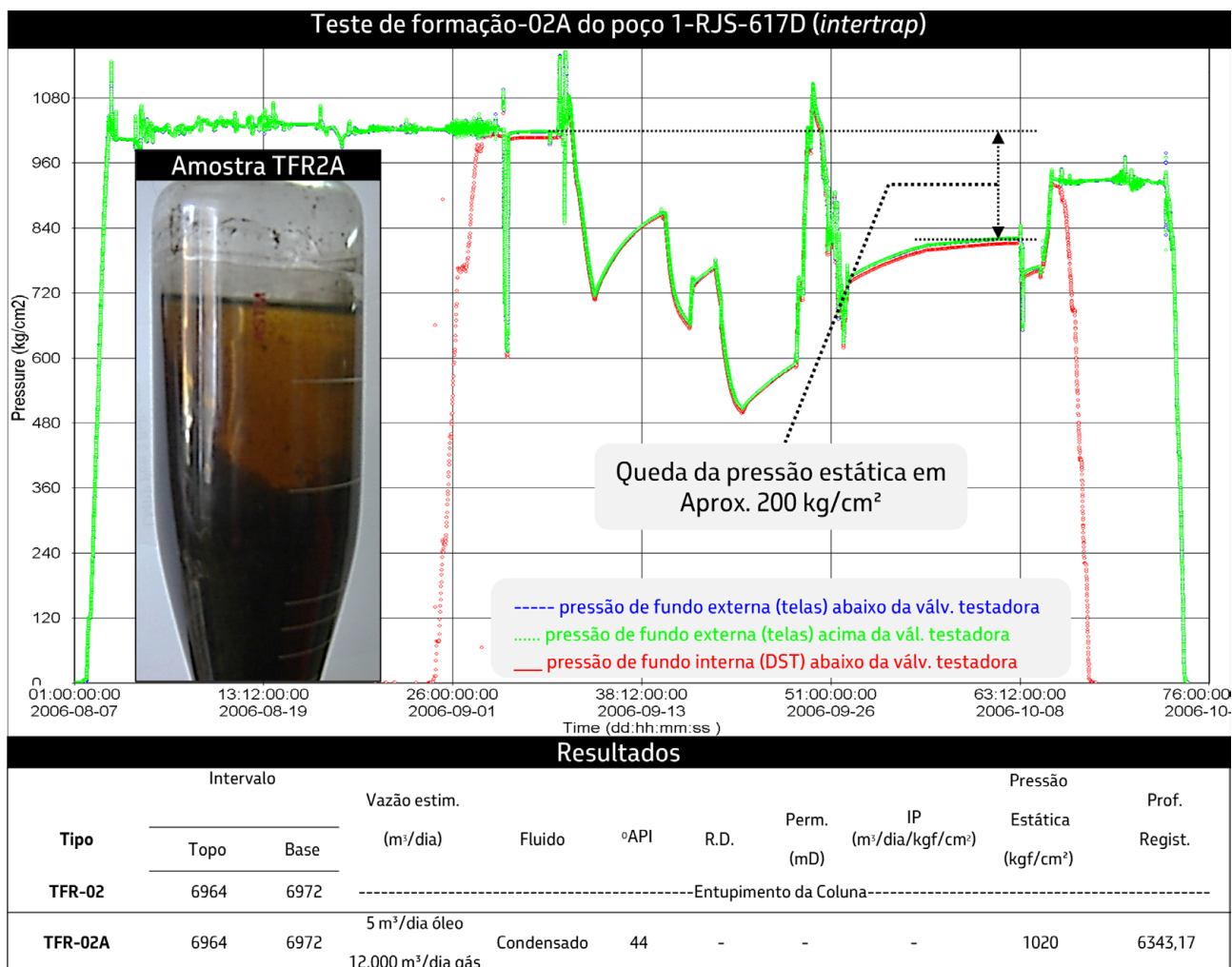


Figura 7.8 – Carta do teste de formação a poço revestido (TFR) 2A do poço Parati (1-RJS-617D), indicando significativa queda da pressão estática após os fluxos. A amostra do TFR2A foi o primeiro óleo extraído no Pré-sal em águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Notar sua característica translúcida em função do elevado API (40°) e baixa densidade (0,8204 g/cm³).

A perfuração e a avaliação do poço Parati foram pontuadas de muitas dificuldades, cujo principal obstáculo foi o confronto com a pressão anormalmente elevada. Isso porque, o poço foi perfurado em uma espessa seção sedimentar do Pós-sal, resultando em pressões de poros da ordem de 12-14 lb/gal. Todas as dificuldades operacionais enfrentadas acarretaram uma longa duração (1 ano e 10 meses) e um custo elevado na época, de cerca de US\$ 240 milhões. Apesar do seu insucesso comercial, Parati foi efetivamente o poço pioneiro descobridor do play Pré-sal na Bacia de Santos. Ele produziu muitas

informações e dados relevantes para delinear a estratégia exploratória nos *Cluster Blocks*, como: (1) identificação de um sistema deposicional misto de carbonatos microbianos e siliciclásticos na sequência K46-48; (2) comprovação de um ativo sistema petrolífero na sequência K44; e (3) a constatação de uma espessa sequência de rochas ígneas extrusivas (basaltos) contendo intercalações de reservatórios carbonáticos, com potencial exploratório para ser investigado. Ademais, seus resultados impactam até hoje no estudo do regime hidráulico e da estratigrafia da Bacia de Santos.

8. O POÇO 1-RJS-628A (TUPI): A DESCOBERTA DO CAMPO DE TUPI E A CONFIRMAÇÃO DO NOVO PLAY EXPLORATÓRIO

A elaboração da proposta de locação do poço Tupi (1-RJS-628) ocorreu simultaneamente à perfuração do poço Parati. Naquele momento, os resultados do poço Fluorita haviam revelado que o refletor enigmático e a seção “Mil Folhas” correspondiam a resposta sísmica de uma extensa e espessa sequência evaporítica. Isso excluía praticamente toda a possibilidade de ocorrerem janelas de sal no bloco BM-S-11 e, com isso, migração para o Pós-sal. Por outro lado, esses evaporitos configuravam um selo perfeito, recobrando o Pré-sal, que analogamente a Bacia de Campos e a porção mais rasa da Bacia de Santos, abrigaria a seção geradora e potenciais reservatórios porosos. Positivamente, os resultados do poço Parati confirmaram a ocorrência de intervalos sedimentares e de sistema petrolífero ativo no Pré-sal, na área dos *Cluster Blocks*. No entanto, algumas questões ainda ficaram em aberto:

- » estaríamos diante de uma seção Rife, nesta porção da Bacia de Santos, composta predominantemente por rochas ígneas sobrepostas por delgada seção sedimentar com baixas porosidades e permeabilidades?
- » o cenário de pressões anormalmente altas constatadas pelo poço Parati seria característico dessa porção da bacia?

- » o modelo sedimentológico do Pré-sal seria do tipo misto, com siliciclásticos e carbonáticos intercalados?
- » quais os impactos desses resultados para as demais oportunidades exploratórias no Pré-sal dos *Cluster Blocks*?

Um cenário com riscos ainda bastante elevados ameaçava a continuidade da campanha exploratória na nova fronteira da Bacia de Santos. As operações de perfuração e avaliação do poço Parati haviam consumido um longo tempo, acumulando custos elevados. Assim, somados ao seu insucesso comercial, era mister obter resultados positivos no próximo poço. Agora estava em risco toda a estratégia exploratória delineada para o Pré-sal. A segunda locação prevista para ser perfurada no *Cluster Blocks* seria a locação Tupi, no bloco BM-S-11. A ela não bastaria apenas descobrir uma acumulação, mas comprovar uma acumulação comercial. Com isso em vista, Tupi foi posicionado sobre um extenso alto estrutural do embasamento, sucessivamente sobreposto por uma espessa seção rife e pela sequência evaporítica com aproximadamente 2.000 metros de espessura. Os evaporitos, por sua vez, garantiam excelentes condições selantes para uma trapa estrutural com uma área de fechamento de centenas de km². Além disso, as correlações sísmicas revisadas a partir do poço Parati sugeriam, para a área do poço Tupi, a ausência de rochas ígneas (Figura 8.1) e uma posição mais favorável, tanto para deposição de fácies reservatório como para migração secundária de hidrocarbonetos.

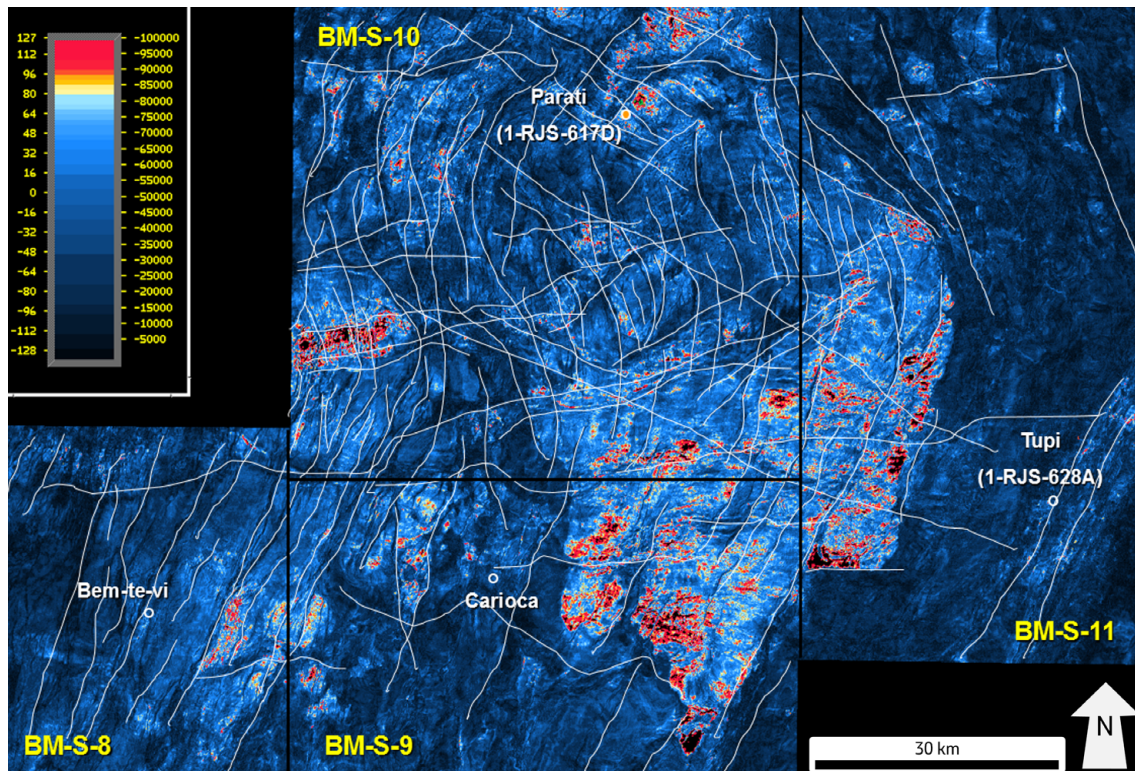


Figura 8.1 - Mapa de máximas amplitudes ao nível da discordância intra-Alagoas. As rochas ígneas correspondem as maiores amplitudes e se distribuem por aproximadamente 5.700 km² dentro dos *Cluster Blocks*. Notar contraste de amplitude entre os poços Parati, que constatou basaltos, e Tupi.

Os significativos riscos da locação Tupi, com base nos resultados de Parati, estavam relacionados à ocorrência de pressões anômalas e à presença e qualidade de reservatórios no Pré-sal, apesar de sua posição deposicional mais favorável. Parati constatou intercalações de siliciclásticos e carbonatos na sequência K46-48 de idade Alagoas, com baixa qualidade de reservatório. Isso motivou as equipes técnicas do consórcio a discutirem qual o tipo de modelo deposicional seria mais adequado para a área de Tupi. A questão foi resolvida com a adoção de dois modelos distintos: um modelo carbonático análogo ao da vizinha Bacia de Campos (Figura 8.2a) e outro siliciclástico, cuja

fonte dos sedimentos seria o ápice do alto estrutural (Figura 8.2b). Desta maneira, o poço foi posicionado na convergência de situações favoráveis para ambos os modelos. Outro risco elevado atribuído a locação estava relacionado a migração dos hidrocarbonetos por distâncias superiores a 10 km. Entretanto, os modelos numéricos de sistemas petrolíferos indicavam a possibilidade de migração a longa distância através de camadas permeáveis (*carrier beds*). Essas camadas, presentes tanto na base do sal como na seção rifte, conectariam as cozinhas geradoras situadas nos grabens com os reservatórios localizados nas regiões mais elevadas (Figura 6.6 e Figura 8.3).

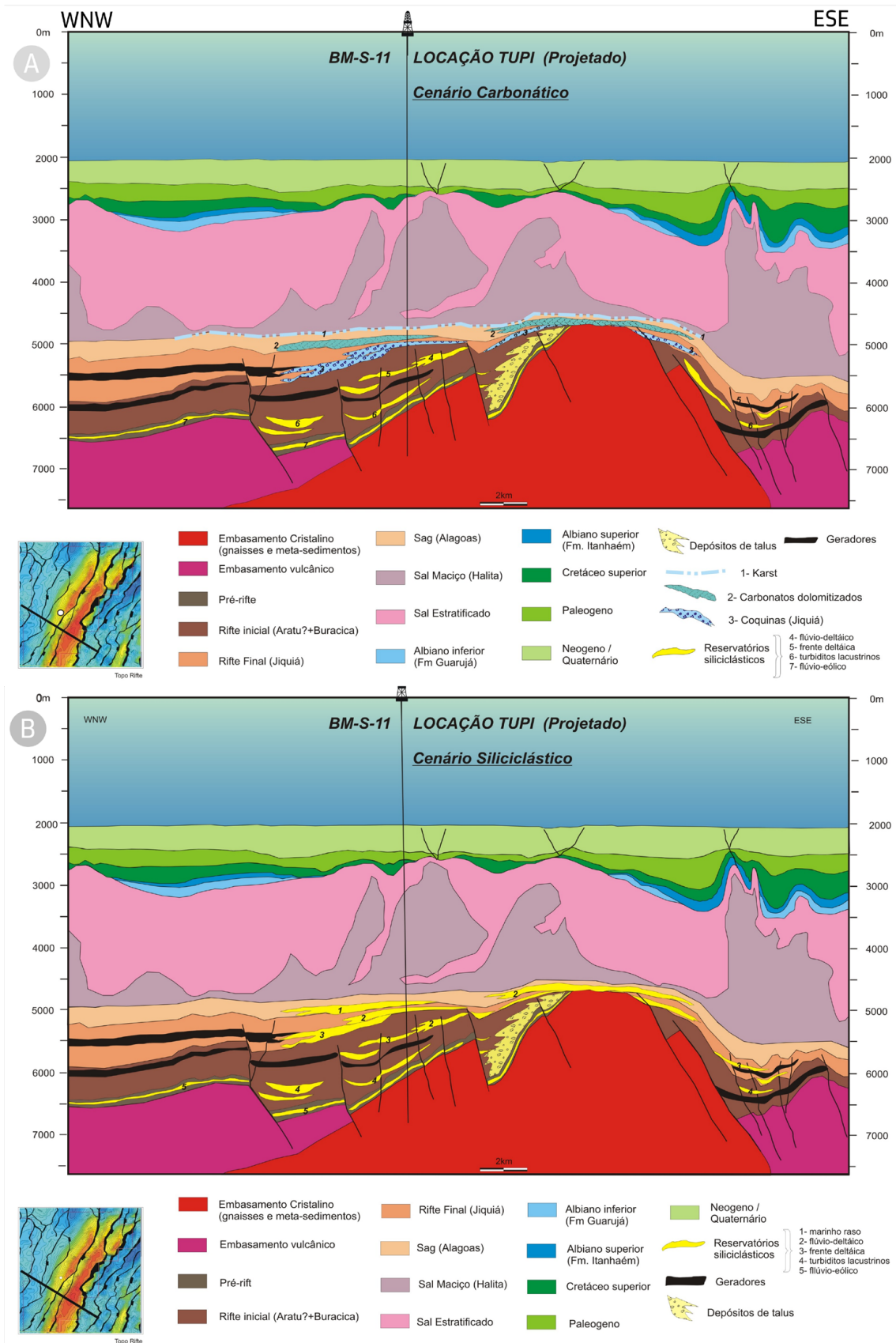


Figura 8.2 - Potenciais cenários geológicos previstos para ocorrência na área de Tupi: a) Cenário carbonático; b) Cenário siliciclástico.

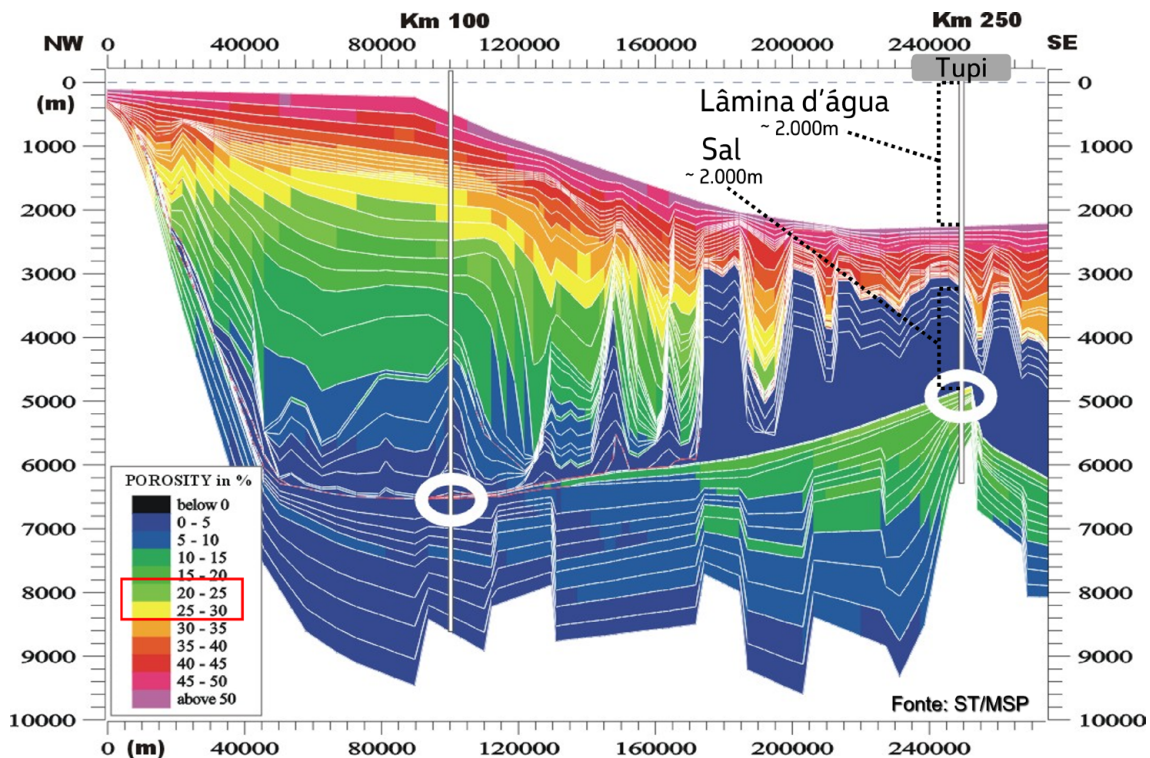


Figura 8.3 - Distribuição de porosidades estimadas a partir de modelo numérico gerado na época da locação Tupi. Atentar para o aumento de porosidade no alto estrutural de Tupi e existência de camadas porosas (*carrier bed*) conectando as cozinhas ao alto estrutural.

O modelo carbonático análogo a Bacia de Campos, posteriormente confirmado pelo poço Tupi, tinha como principal reservatório as coquinas de idade Jiquiá, na forma de depósitos acumulados no flanco do alto estrutural. Como reservatórios adicionais, incluía carbonatos dolomitizados da sequência K46-48 de idade Alagoas, a exemplo dos poços 1-RJS-602, 1-RJS-607 e 1-ESS-103A da Bacia de Campos (descritos no item 3). A menor expectativa quanto a estes carbonatos se devia às baixas porosidades e permeabilidades constatadas nesta sequência, pelo poço Parati. Além destes reservatórios, o poço Tupi visava investigar reservatórios siliciclásticos, mais antigos do que as

coquinas, da fase inicial do rifte e pré-rifte e reservatórios fraturados no embasamento, atingindo assim profundidades superiores a 6.000 metros. A locação foi posicionada de modo a contemplar simultaneamente as áreas médias das acumulações do objetivo principal, coquinas Jiquiá com 130 km², e do objetivo secundário, carbonatos Alagoas com 110 km². Isto visando incorporar um volume médio de óleo economicamente recuperável da ordem de 1.400 milhões de barris ao projeto.

A possível ocorrência de grandes volumes de petróleo na estrutura de Tupi, havia sido aventada na primeira fase de avaliação

regional das águas profundas/ultraprofundas da Bacia de Santos, como relatado anteriormente. Os novos dados sísmicos 3D reforçavam este potencial, mas uma posição conservadora nos fatores de risco geológico foi mantida, principalmente sobre o reservatório (0,50) e migração (0,55). Isto em função da natureza do preenchimento sedimentar constatada no Pré-sal do poço 1-RJS-617D (Parati) e pela necessidade de migração superior a 10 km conforme previa os modelos numéricos. Por ser um desafio em uma área de fronteira exploratória, as probabilidades de sucesso geológico oscilavam entre 10 e 12%, com fatores de recuperação da ordem de 30%. Não obstante, o potencial de

recuperação de petróleo superava um bilhão de barris (Figura 8.4). Neste ponto, uma curiosidade histórica: a equipe de intérpretes, ao determinar o tamanho da estrutura e potencial dos *plays* propostos, indicava a possibilidade de volumes recuperáveis superiores, em uma ordem de grandeza, o dos campos gigantes que compunham o portfólio da Petrobras. Os quais, na época, montavam entre 300 e 500 milhões de barris de óleo equivalente recuperável. A aprovação de uma locação com tal grau de risco, foi fundamentada por uma forte base racional técnica, otimismo e expectativa de grande prêmio, comprovando o espírito exploracionista dos geocientistas da Petrobras (Figura 8.5).

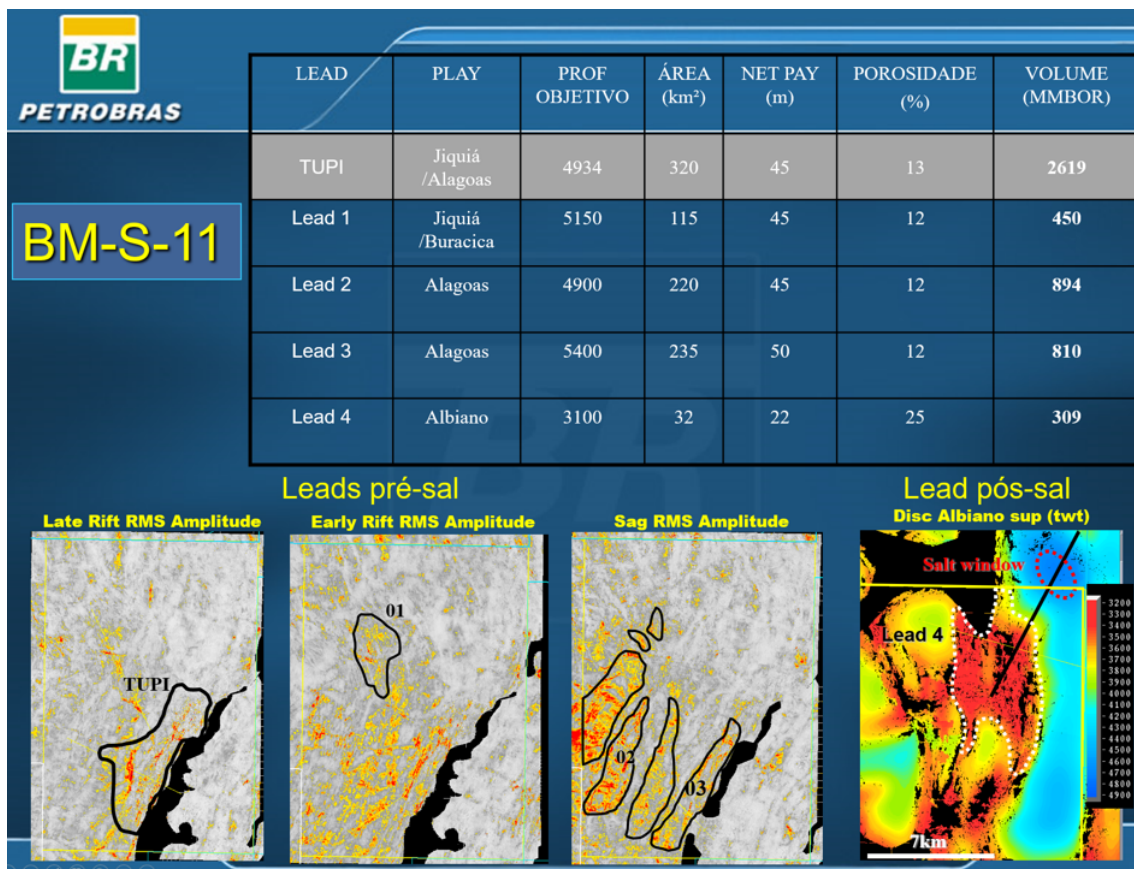


Figura 8.4 - Avaliação do potencial volumétrico das oportunidades exploratórias do bloco BM-S-11 registradas na proposta de locação do poço Tupi. Atentar para os grandes volumes estimados e que ainda era considerada a possibilidade de uma pequena acumulação no Pós-sal. Esta era baseada na combinação de reservatórios turbidíticos do Cretáceo superior com uma possível pequena janela de sal (*Salt window*). MMBOR – Milhões de barris de óleo equivalente recuperável.

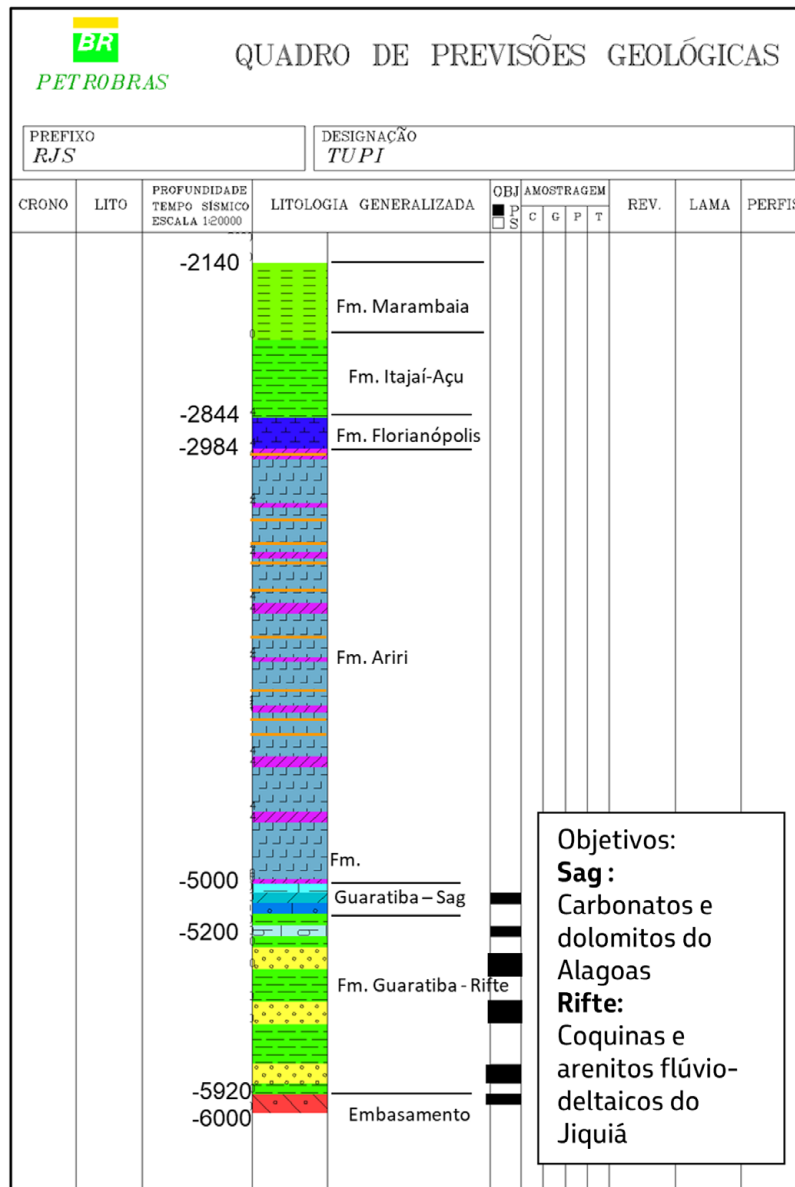


Figura 8.5 - Quadro de previsões geológicas da locação Tupi indicando diferentes tipos de reservatórios como objetivos no Pré-sal.

A perfuração de Tupi exigiu inovação e coragem das equipes de E&P, desde a concepção do projeto de poço até o acompanhamento das fases de perfuração e avaliação. Uma nova fronteira exploratória na Bacia de Santos, com características bastante desafiadoras, passava a ser realidade: distância da costa de aproximadamente 300 km; batimetrias elevadas

acima de 2.000 metros; objetivos profundos em torno de 5.000 metros; ausência de infraestrutura/logística adequada; e uma heterogênea e espessa camada de sal com mais de 2.000 metros (Figura 8.5). Especialmente devido a essa heterogeneidade da camada evaporítica, constatada pelo poço Fluorita e representada pela alternância cíclica de diferentes

tipos de sal com características reológicas e solubilidades distintas, foi decidido perfurar inicialmente o poço 1-RJS-628 (sem sufixo A). Seus objetivos foram os de avaliar a estratigrafia e o comportamento mecânico das camadas do topo da sequência evaporítica e dar suporte a subsequente perfuração do poço 1-RJS-628A (Tupi).

O poço Tupi atravessou a seção evaporítica de cerca de 2 km de espessura pela primeira vez, com o objetivo de descobrir reservatórios imediatamente sotopostos a ela, sendo este um desafio tecnológico nunca enfrentado pela Petrobras. As perfurações precedentes, com objetivos no Pré-sal, priorizavam áreas com ausência ou delgadas camadas de sal. Isto ocorria porque o intervalo imediatamente abaixo do sal era considerado uma zona de alto risco, devido, principalmente, a instabilidade das paredes do poço e a perda de fluido. Esta zona, conhecida pelos engenheiros de perfuração como *rubble zone*, era perfurada com lama pesada e, ao atravessá-la, imediatamente revestida. Por consequência, tinha raramente sido avaliada por perfis de poços. Para a avaliação do objetivo carbonatos do Alagoas, no poço Tupi, seria necessário um novo procedimento com elevado detalhamento operacional (Figura 8.5). Assim foi criado um grupo de trabalho, cujo objetivo era prever o comportamento reológico do sal durante a perfuração. Ele envolveu especialistas da gerência de E&P e do CENPES, além de contar com o apoio de instituições de ciência e tecnologia para ensaios de laboratório. Como

fruto destes trabalhos técnicos, foi desenvolvido um projeto robusto, configurando mais um diferencial da Petrobras em relação às grandes empresas internacionais do setor de óleo e gás. Ele possibilitou que toda a seção Pré-sal perfurada fosse perfilada e avaliada quanto às suas características litológicas, petrofísicas e presença de hidrocarbonetos.

O poço Tupi foi perfurado e avaliado entre setembro de 2005 e outubro de 2006, resultando na descoberta de um significativo volume de petróleo leve e de boa qualidade, em reservatórios carbonáticos de idade Alagoas da Sequência K46-48, logo abaixo da sequência evaporítica. O fluido encontrado foi um óleo de 27,5°API, razão gás/óleo de 233 m³/m³ e teor de CO₂ em torno de 8,1% molar na fase gasosa. O teste de formação a poço revestido apresentou um índice de produtividade igual a 8,4 m³/d/kgf/cm². Também foram constatadas coquinas de idade Jiquiá da Sequência K38, porém com água de formação. Os perfis convencionais utilizados simultaneamente durante a perfuração do poço não estavam calibrados para os reservatórios constatados, impedindo a imediata identificação de suas características petrofísicas (Figura 8.6). Somente com a perfilagem a cabo e uso da ferramenta de ressonância magnética, recém introduzida no processo exploratório, os intervalos porosos com fluido livre puderam ser identificados na sua total extensão (Figura 8.7). Para maiores informações sobre a ferramenta de ressonância e fluidos, consultar os Capítulos 10 e 11 deste livro.

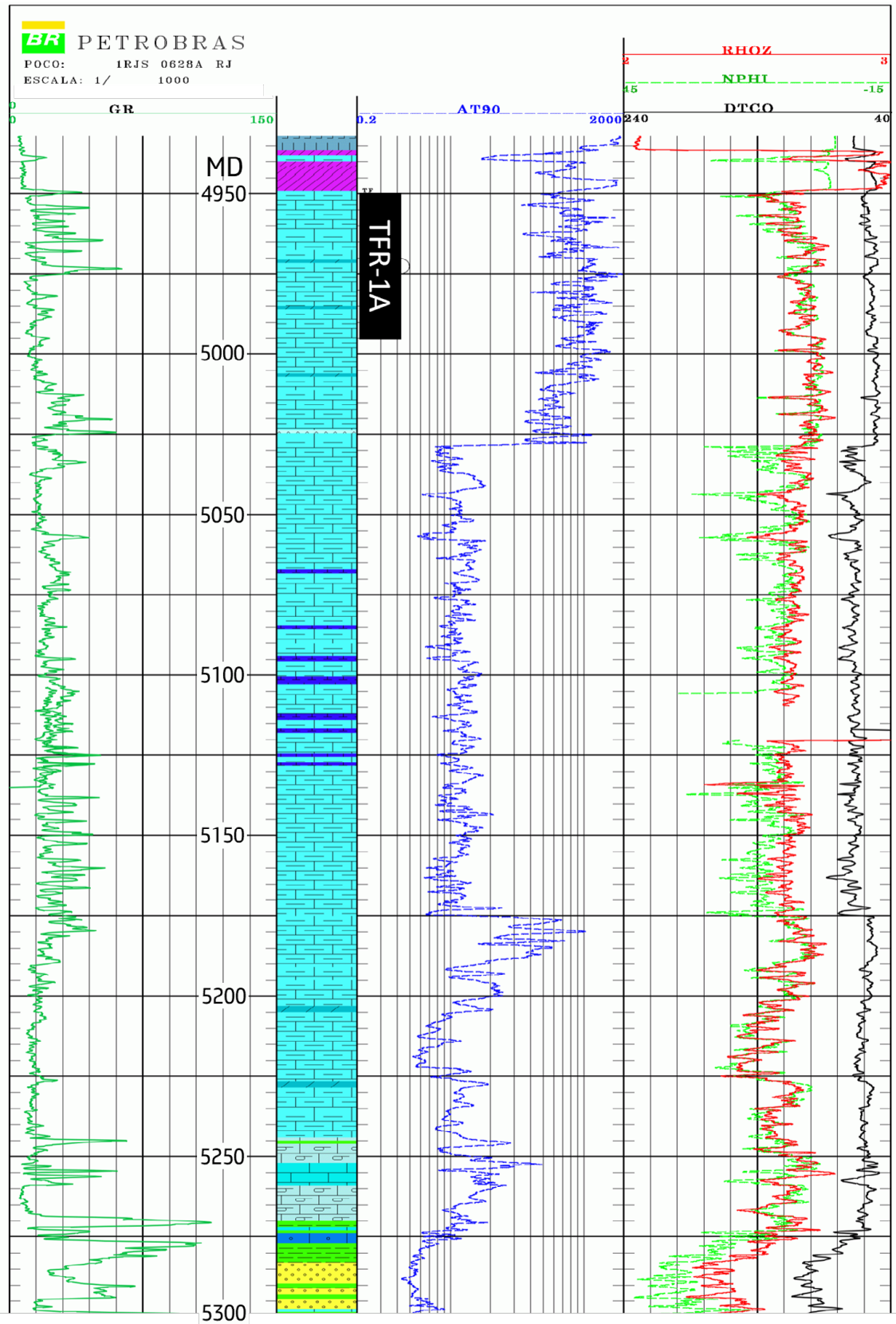


Figura 8.6 – Poço Tupi: Perfis convencionais da época mostravam zonas de alta resistividade possivelmente associadas a presença de hidrocarbonetos. Contudo, estes perfis não permitiram avaliar imediatamente a qualidade do reservatório.

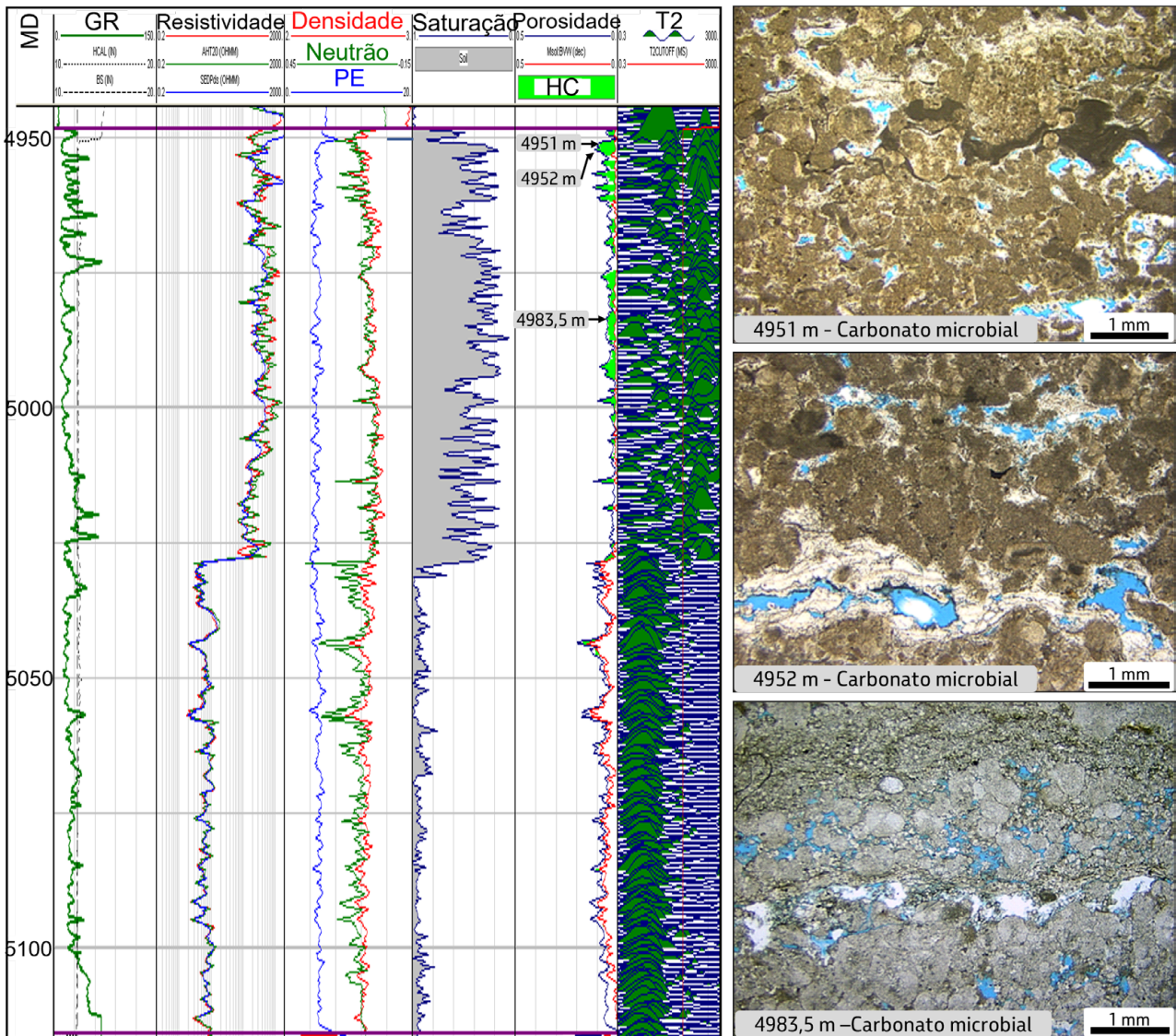


Figura 8.7 –Perfil de Ressonância Magnética do poço Tupi indicando zona com fluido livre (HC) e associação com tipos litológicos.

A confirmação do enorme potencial de produção veio com a conclusão do teste de formação a poço revestido (TFR) nos reservatórios carbonáticos Alagoas (K46-48). Os resultados indicaram um reservatório de alta produtividade, com uma vazão de 4.900 barris de petróleo, 150.000 metros cúbicos de gás natural por

dia e comportamento de pressão estabilizada (Notificação de Descoberta em 11/07/2006) (Figura 8.8). O sucesso exploratório de Tupi foi fundamental para confirmar o potencial da região de águas ultraprofundas da Bacia de Santos, a qual mais tarde viria a constituir parte da Província Petrolífera Brasileira do Pré-sal.

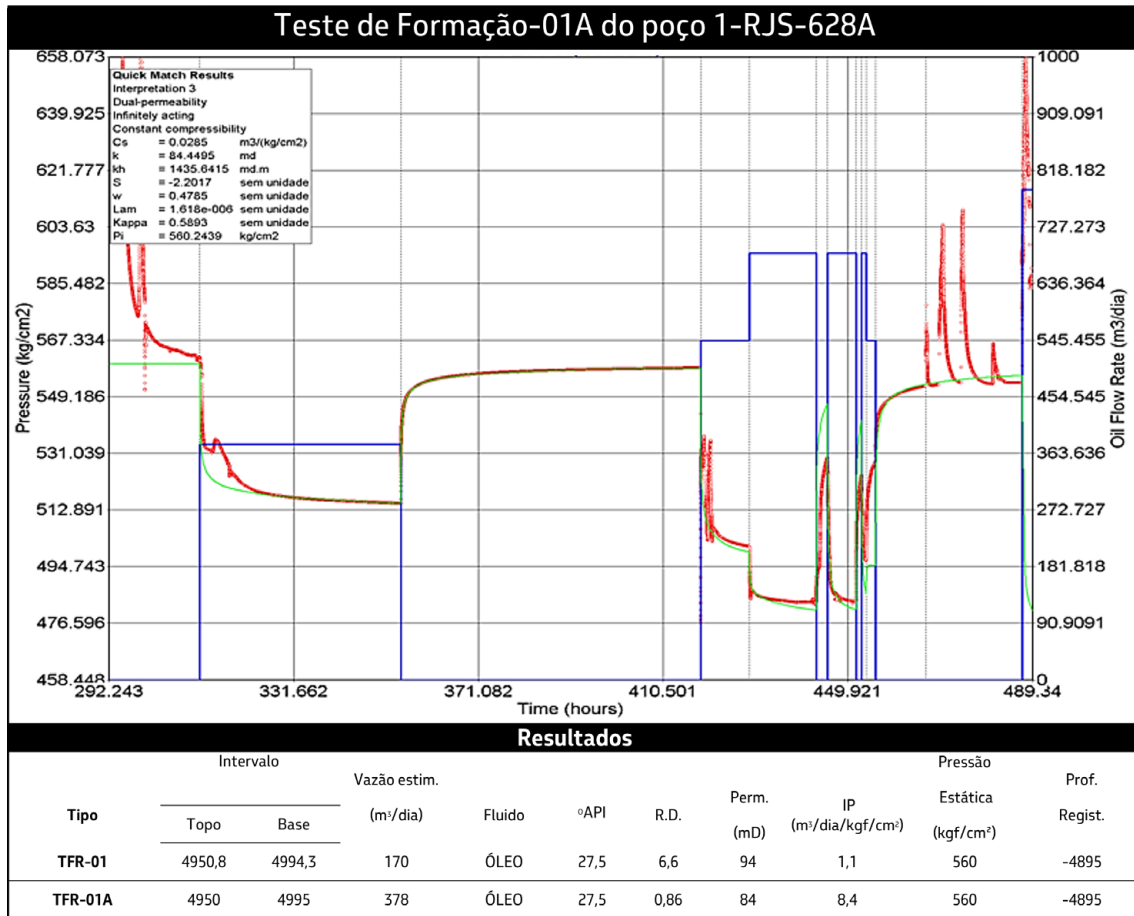


Figura 8.8 - Carta do teste de formação a poço revestido (TFR) 1A do poço 1-RJS-628A indicando a boa produtividade do poço. TFR-01A foi realizado após fraturamento que propiciou um aumento de oito vezes no índice de produtividade.

Os resultados do poço Tupi demandaram uma célere avaliação da extensão da jazida descoberta, em face das grandes incertezas em relação aos reservatórios carbonáticos Alagoas. Desta maneira, equipes multidisciplinares da Exploração e da Produção planejaram um arrojado Programa de Avaliação Exploratória, que executou dez poços exploratórios, dois poços de Desenvolvimento e um Teste de Longa Duração (TLD) iniciado em abril de 2009. Os resultados não só confirmaram os volumes propostos inicialmente, como ampliaram em muito a extensão da jazida. A declaração de comercialidade foi realizada em dezembro de 2010, com um volume recuperável total

entre 6,5 e 8,3 bilhões de barris de óleo equivalente recuperável (BBOE). Isto lhe rendeu a classificação de supergigante, o que significa um campo com mais de 5 BBOE recuperável. Ele foi nomeado campo de Tupi em referência ao poço descobridor, sendo uma das maiores descobertas mundiais de óleo nos últimos 15 anos. Desde agosto de 2015, este campo assumiu e vem mantendo a liderança na produção diária de petróleo no Brasil.

O início da produção do campo de Tupi, a partir do teste de longa duração realizado em abril de 2009, ofereceu à Petrobras um novo recorde e o reconhecimento de sua capacidade de

vencer desafios. Enquanto tradicionalmente a indústria de óleo e gás demandava um período de cerca de 10 anos, entre a descoberta de uma jazida e seu início de produção, a Petrobras conseguiu em dois anos e meio superar todos os obstáculos tecnológicos. Ela viabilizou ao país e ao mundo a maior e mais desafiadora descoberta de petróleo em águas ultraprofundas. Tal descoberta se mostrou altamente rentável e contribuiu em um curto prazo para o crescimento da curva de produção e das reservas de petróleo e gás da Petrobras e do Brasil. O projeto exploratório do poço Tupi e a estratégia proposta para o *Cluster Blocks*, em uma área considerada originalmente de alto risco, definitivamente se converteu em um absoluto sucesso comercial. Maiores informações da delimitação e desenvolvimento do campo de Tupi serão encontradas nos capítulos 2 e 13 deste livro.

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO

A descoberta do *play* Pré-sal pelos poços pioneiros Parati e Tupi, entre 2005 e 2006, descortinou uma nova e promissora fronteira exploratória no Brasil. Extrapolando os limites dos *Cluster Blocks*, ela se estendia por grandes áreas das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. À vista disso, a Petrobras estruturou um plano estratégico, para exploração dessas áreas, cujos principais objetivos foram: (i) delimitar e avaliar as descobertas recentes de Parati e Tupi, visando confirmar suas economicidades; (ii) perfurar poços pioneiros nas

oportunidades dos blocos BM-S-8, 9, 21, 24 e 50 da Bacia de Santos, sendo os três últimos blocos adquiridos em leilões posteriores ao 2º leilão da ANP; e, (iii) à luz dos resultados das duas descobertas na Bacia de Santos, reavaliar oportunidades do *play* Pré-sal nas bacias de Campos e do Espírito Santo.

Esse plano foi fundamentado na expectativa de descobertas da ordem de dezenas de bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis (BBOER). Isso porque, em novembro de 2007, as estimativas mais promissoras indicavam que o *play* Pré-sal poderia aumentar a reserva brasileira de 14 BBOER para algo próximo de 94 BBOER. Neste caso, o Brasil seria elevado à nona posição entre os países com as maiores reservas mundiais de petróleo e gás (Clemente *et al.*, 2007). Outro importante fato a ser mencionado é que o cenário mundial era de escassez, tanto de ofertas quanto de novas descobertas. Desta maneira, o preço do barril de petróleo estava em torno de US\$100, com fortes tendências de alta e propício para impulsionar a exploração em condições mais desafiadoras, à exemplo do *play* Pré-sal.

O anúncio oficial do governo brasileiro sobre a descoberta de Tupi, em novembro de 2007, com potenciais reservas entre 5 e 8 BBOER, fez a Petrobras passar da 16ª posição na lista das maiores empresas petrolíferas do mundo, com uma reserva de 12 BBOER, para a 9ª posição, com reservas entre 17 e 20 BBOER (Clemente *et al.*, 2007). Tais volumes, muito divulgados na imprensa nacional e internacional, atendiam às metas de reposição de reservas

e sustentação da curva de produção da Petrobras por um longo período. Eles também indicavam a necessidade uma estratégia para o desenvolvimento de Tupi e outras áreas, buscando maximizar o valor do *play* Pré-sal.

Tupi foi um marco que desafiou as equipes técnicas da Petrobras a criar um programa de iniciativas de E&P cujo objetivo era produzir petróleo a profundidades de mais de 5.000 m, de forma competitiva e lucrativa. A principal iniciativa deste programa foi intensificar a aquisição de dados, tanto na fase de exploração e delimitação quanto nas fases de desenvolvimento e implantação da produção dos campos. Isso tudo de forma integrada e com grande sinergia entre as diversas equipes envolvidas, permitindo mitigar as incertezas e os riscos inerentes de cada fase dos projetos de E&P no Pré-sal.

Todo o planejamento realizado pela Petrobras foi coroado com a produção, já em setembro de 2008, do primeiro óleo da Província Brasileira do Pré-sal a partir do poço 1-ESS-103, no Campo de Jubarte, na Bacia de Campos. Além disso, resultou em sucessivas descobertas, como por exemplo: os campos de Sapinhoá (2008), Mero (2010), Sépia (2012) e Búzios (2010) na Bacia de Santos, descritos com maiores detalhes nos capítulos subsequentes deste livro. A comprovada comercialidade desses campos, aliada a ampliação de ofertas de novas áreas pela ANP, aumentou a atratividade do Pré-sal e resultou no atual contexto exploratório brasileiro, com a participação crescente das principais empresas de óleo e gás mundiais.

Ante ao exposto ao longo deste capítulo, conclui-se que a descoberta do Pré-sal na Bacia de Santos foi uma louvável conquista da Petrobras e por conseguinte da sociedade brasileira. Uma conquista verdadeiramente baseada nos princípios mencionados na introdução deste capítulo:

- » **coragem:** quando a Petrobras se lançou na exploração em águas ultraprofundas, decidiu aprofundar o poço Fluorita a fim de antever um cenário desafiador e coordenou a maior aquisição sísmica 3D jamais realizada; ou, ainda, quando propôs os projetos inovadores dos poços Parati e Tupi;
- » **confiança:** no seu corpo técnico treinado, preparado e principalmente livre para expor suas ideias em um ambiente racional; como foram, por exemplo, as discussões sobre o refletor enigmático e a seção mil folhas, que possibilitaram a antecipação de cenários e uma rápida adaptação do modelo geológico aplicado;
- » **perseverança:** ante a necessidade de reformulação de sua estratégia exploratória, após a constatação da sequência evaporítica e extinção da maior parte das oportunidades identificadas, bem como a decisão de aprofundar o poço Parati até a seção Pré-sal, mesmo após os insucessos no Pós-sal e inúmeras dificuldades operacionais enfrentadas.

Finalmente, é importante ressaltar que tudo isso foi feito em comum acordo com os

parceiros, que participaram e contribuíram para essa história de sucesso, agregando ainda mais valor ao trabalho desenvolvido pela Petrobras.

AGRADECIMENTOS

As informações contidas neste capítulo são fruto do trabalho de muitos profissionais, 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, João Alberto Bach de Oliveira, Dr. Mario Neto Cavalcanti de Araújo e Dra. Anna Eliza Svartman Dias, pelas valiosas contribuições, e ao Técnico Rafael Cavalcante de Paiva pela confecção de parte das figuras utilizadas. Similarmente reconhecemos a importantíssima contribuição dos colegas mencionados nos agradecimentos do capítulo 2, bem como de seus autores.

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**, v. 2, n. 3, p. 241–254, 1987.

CARVALHO, M. D. DE; PRAÇA, U. M.; DIAS, J. L.; TELLES JÚNIOR, A. C. DA S.; HORSCHUTZ, P. M. C.; HESSEL, M. H. R.; HANASHIRO, M.; SCUTA, M. DA S.; BARBOSA, A. S. C.; FREITAS, L. C. S. DE. **Coquinas da Formação Lagoa Feia da Bacia de Campos: estudos sedimentológicos na caracterização da qualidade do reservatório**. Rio de Janeiro: [s.n.].

CENPES. **Datações 40Ar-39Ar do basalto Parati**. Rio de Janeiro, 2006.

_____. **Datação de rochas ígneas da seqüência rifte no poço RJS-628A pelo método Ar-Ar**. Rio de Janeiro 2007: [s.n.].

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** (Petrobras, Ed.) Simpósio de interpretação exploratória, 8. **Anais...**Angra dos Reis: Petrobras, 2011

CLEMENTE, I.; AMARAL, R.; FREITAS, R.; RAMOS, M.; LEAL, A.; RANGEL, R. **De comprador a vendedor Revista Época**Brasil Energia, nov. 2007.

COBBOLD, P. R.; SZATMARI, P.; DEMERCIAN, L. S.; COELHO, D.; ROSSELLO, E. A. Seismic and experimental evidence for thin-skinned horizontal shortening by convergent radial gliding on evaporites, deep-water Santos Basin, Brazil. 1995.

DEMERCIAN, L. S. **A halocinese na evolução do Sul da Bacia de Santos do Aptiano ao**

Cretáceo Superior. [s.l.] Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Geociências, Porto Alegre, Brazil, 1996.

DEMERCIAN, S.; SZATMARI, P.; COBBOLD, P. R. Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil. **Tectonophysics**, v. 228, n. 3–4, p. 393–433, 1993.

DIAS, J. L. Análise sedimentológica e estratigráfica do andar aptiano em parte da margem leste do Brasil e no Platô das Malvinas: considerações sobre as primeiras incursões e ingressões marinhas do Oceano Atlântico Sul Meridional. **Brazil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, 1998.

DIAS, J. L.; VIEIRA, J. C.; CATTO, A. J.; OLIVEIRA, J. Q. DE; GUAZELLI, W.; TRINDADE, L. A. F.; KOWSMANN, R. O.; CHANG, H. K.; MELLO, U. T. DE; MIZUSAKI, A. M. P.; MOURA, J. A. **Estudo regional da formação Lagoa Feia.** Rio de Janeiro: 1987.

FARIAS, F.; SZATMARI, P.; BAHNIUK, A.; FRANCA, A. B. Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin—Genesis and tectonic implications. **Marine and Petroleum Geology**, v. 105, p. 251–272, 2019.

FRANÇA, R. L.; REY, A. C. DEL; TAGLIARI, C. V.; BRANDÃO, J. R.; FONTANELLI, P. DE R. Bacia do espírito Santo. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 501–509, 2007.

FREITAS, J. T. R. DE. **Ciclos deposicionais evaporíticos da bacia de Santos uma análise cicloestratigráfica a partir de dados de 2**

poços e de traços de sísmica. [s.l.] Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Geociências, Porto Alegre, 2006.

GAMBÔA, L. A. P.; CARLOTTO, M. A.; VIANA, A. R.; DUARTE, C. S. L.; SILVEIRA, D. P.; GIL, J. A.; FREITAS, J. T. R. DE; MACHADO, M. A. P.; MORAES, M. F. B. DE; SILVA, S. R. P. DA. **A Sequência Evaporítica Aptiana nas Águas Profundas da Bacia de Santos e suas Implicações Exploratórias** (Petrobras, Ed.) IV Seminário de Interpretação Exploratória. **Anais...Aracajú: Petrobras**, 2003

GUERRA, M. C. DE M.; SZATMARI, P.; PEQUENO, M. A. **Modelagem física subaquática das estruturas halocinéticas compressionais dos “Cluster Blocks” da Bacia de Santos** Comunicação técnica CT/TEGG 027/02 (PETROBRAS/CENPES/PDEP/Tecnologia de Exploração) Petrobras, 2002.

GUERRA, M. C. M.; SZATMARI, P.; PEQUENO, M. A.; VIANA, A. R. **Modelagem física da estruturação halocinética convergente em bacias de margem passiva.** **Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos** X Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos / 4 International Symposium on Tectonics. Anais. Curitiba: 2005

KUMAR, N.; GAMBOA, L. A. P. Evolution of the Sao Paulo Plateau (southeastern Brazilian margin) and implications for the early history of the South Atlantic. **Geological Society of America Bulletin**, v. 90, n. 3, p. 281–293, 1979.

MACHADO, M. A. P.; VIANA, A.; SILVEIRA, D. P.; DUARTE, C. S. L.; MARQUES, E. J. J.; FREITAS, J. T. R.; GAMBÔA, L. A. P.; MORAES, M. F. B.; NUNES, M. C. V. **A sequência evaporítica Aptiana**

nas águas profundas da Bacia de Santos e suas implicações exploratórias (Petrobras, Ed.). IV Seminário de Interpretação Exploratória. **Anais...**Aracajú: Petrobras, 2003.

MOHRIAK, W. U.; MACEDO, J. M.; CASTELLANI, R. T.; RANGEL, H. D.; BARROS, A. Z. N.; LATGÉ, M. A. L.; MIZUSAKI, A. M. P.; SZATMARI, P.; DEMERCIAN, L. S.; RIZZO, J. G. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil. 1995.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. bacia de Santos. **Boletim de Geociencias da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 531–549, 2007.

PETROBRAS. **Glossário único Petrobras**. Disponível em: <<http://glossario.petrobras.com.br/glsu/termo/start.do?consulta=pré-sal&tipo=BASIC&page=1>>. Acesso em: 24 fev. 2022.

PITCHELER, E. Diques de arenitos em Salto Grande, rio Paranapanema. **Boletim da Sociedade Brasileira de Geologia**, v. 1, p. 15–22, 1952.

SILVA, S. R. P. DA; FREITAS, J. T. **Uma análise integrada de amplitude sísmica e petrofísica da área do Cluster em águas ultraprofundas**

da Bacia de Santos (Petrobras, Ed.) IV Seminário de Interpretação Exploratória. **Anais...** Aracajú: Petrobras, 2003.

SUGUIO, K.; FULFARO, J. V. **Diques clásticos e outras feições de contato entre arenitos e basaltos da Formação Serra Geral** (SBG, Ed.) Congresso Brasileiro de Geologia, 28. **Anais...** Porto Alegre: 1974.

SZATMARI, P.; MILANI, E. J. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift. **Marine and Petroleum Geology**, v. 77, p. 567–596, 2016.

TERRA, G. J. S.; SPADINI, A. R.; AL. ET. Carbonate rock classification applied to Brazilian sedimentary basins. **Boletim Geociencias Petrobras**, v. 18, p. 9–29, 2010.

VIANA, A. R.; SILVEIRA, D. P.; DUARTE, C. S. L.; JUNG, M. E. J.; FREITAS, J. T. R. DE; GAMBÔA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; MORAES, M. F. B. DE; NUNES, M. C. DE V. **Tectônica Salífera em Nova Fronteira Exploratória: Águas Ultra Profundas da Bacia de Santos** (Petrobras, Ed.) VIII Simpósio de Geofísica da Petrobras. **Anais...**Rio de Janeiro: Petrobras, 2002.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. Bacia de campos. **Boletim de Geociencias da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 511–529, 2007.

