

POTENCIAL PETROLÍFERO REMANESCENTE DO BRASIL – ESTADO DA ARTE 2023

Pedro Victor ZALÁN

RESUMO

O petróleo ainda será a principal fonte de energia da humanidade por, no mínimo, 50 anos. O Brasil já é e certamente será um provedor ainda mais importante desta matéria prima durante décadas. Há muitas bacias com grande potencial ainda intactas e muitas áreas ainda não exploradas e outras que já possuem reservas e produção. O objetivo deste trabalho é fazer previsões sobre o potencial petrolífero remanescente das bacias sedimentares do Brasil. As previsões são feitas com base no enorme acervo de dados acumulado nos 83 anos de história da exploração petrolífera brasileira, com base nos conceitos mais atualizados da ciência da geologia do petróleo, e, principalmente, com base em minha experiência de 45 anos de atividade no ramo. Nossa previsão final, para o potencial remanescente de petróleo (potencial de recursos prospectivos, identificados ou não, mas ainda não descobertos) de todas as bacias brasileiras fica na faixa de 50-100 bilhões de barris de óleo equivalente recuperável (boer). As bacias que mais deverão contribuir para a realização deste potencial serão Santos/Campos, Pará-Maranhão/Foz do Amazonas/Barreirinhas, Pelotas e Paraná. Em menor escala, mas ainda importantes, Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Camamu-Almada, Solimões e Parnaíba. Temos plena consciência de que a Geologia é uma ciência complexa e surpreendente. Dados novos, tecnologias inovadoras e conceitos criativos nunca antes imaginados poderão facilmente destruir (para melhor ou para pior) tais previsões.

Palavras-chave: Potencial petrolífero; Previsões; Bacias sedimentares; Brasil.

ABSTRACT

BRAZIL'S REMAINING PETROLEUM POTENTIAL - STATE OF THE ART 2023. Petroleum and its byproducts will continue to be humankind's primary energy source for at least 50 years. Brazil is already one of the main suppliers of this raw material and it will continue as such for the next decades. Several large sedimentary basins in Brazil are practically untouched by exploration, especially in the deep and ultra-deepwater realms. There are also large tracts of unexplored areas in basins that already have discoveries, reserves and production of hydrocarbons. The objective of this work is to make predictions about the remaining petroleum potential of the Brazilian basins. The predictions are made based on the big data bank acquired by the petroleum industry in Brazil in the last 83 years, based on the most updated concepts in petroleum geology and, mainly, based on my 45 years of experience as an explorationist. Our final forecast for the remaining petroleum potential of Brazil lies in the range of 50-100 billion barrels of oil equivalent recoverable (boer) (prospective resources, already identified or not, but still needed to be discovered). The basins that will contribute the most to realizing this potential are Santos/Campos, Pará-Maranhão/Foz do Amazonas/Barreirinhas, Pelotas and Paraná; besides, in a lesser scale, but still significant, Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Camamu-Almada, Solimões and Parnaíba. We are perfectly aware that Geology is a complex and astounding science. New data, innovative new technologies and creative concepts never formulated before can quickly destroy these predictions, for better or worse.

Keywords: Petroleum potential; Predictions; Sedimentary basins; Brazil.

1 INTRODUÇÃO

O petróleo (líquidos de óleo + gás natural, na definição original clássica) foi a fonte de energia mais importante da humanidade durante o século XX e continuará assim sendo até, pelo menos, a metade do século XXI. Países que detenham importantes reservas deste recurso terão sempre uma vantagem estratégica e econômica sobre países dependentes da importação de tais insumos. O Brasil alcançou nas últimas 4 décadas um confortável nível de reservas e de produção de óleo e gás, alcançando-se à qualidade de exportador de óleo bruto e grande consumidor de gás natural. Primeiramente, através das descobertas de óleo nos campos gigantes de turbiditos da Bacia de Campos nas décadas de 1980 e 1990. Logo depois, nas últimas duas décadas, através das descobertas de campos gigantes e supergigantes de óleo e gás no Pré-Sal das bacias de Santos e Campos. As tabelas 1 e 2 apresentam unidades de volumes de óleo e gás e classificações de campos de petróleo (de acordo com volumes contidos) que serão usados ao longo deste trabalho. A produção brasileira atual é de cerca de 4 milhões boepd (Boletins mensais da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP). Devido a limitações no seu parque de refino, o país ainda precisa importar certas quantidades de óleo leve e derivados de petróleo. As grandes reservas de gás descobertas no Pré-

-Sal diminuirão significativamente as necessidades de importação deste recurso.

Este trabalho visa a dar um panorama atual da indústria de petróleo *upstream* (segmento da exploração e produção) e, principalmente, uma perspectiva da abertura de novas fronteiras exploratórias e da possibilidade da descoberta futura de reservas significativas de óleo e gás no Brasil. Tais recursos prospectivos (identificados por vias indiretas, tais como sísmica, mas não comprovadas por perfurações) já foram mapeados e deverão, pelas próximas 3 décadas vindouras, serem explorados, confirmados por perfurações e, uma vez desenvolvidos, suprir as necessidades internas e gerar divisas extraordinárias para auxiliar na balança comercial do país.

Apesar de todo o esforço mundial na efetivação de energias alternativas aos combustíveis fósseis como confiáveis e economicamente viáveis, a contribuição delas para a matriz energética mundial continua pequena, mesmo a longo prazo. A edição de 2023 da BP Energy Outlook, publicada anualmente pela British Petroleum, aponta para a continuação da dependência do mundo dos combustíveis fósseis (petróleo e carvão) até, pelo menos, 2050. Três cenários diferentes do consumo mundial de energia, baseados nas tecnologias atualmente conhecidas e na disposição dos países quanto à velocidade da implementação do apro-

TABELA 1 – Unidades de volumes mais usados na indústria do petróleo em relação à óleo e gás, e que serão empregados no texto deste trabalho. As linhas horizontais indicam a conversão entre eles. A equivalência energética do gás em óleo equivalente é útil para expressar em um único número reservas ou produções de óleo e gás.

ÓLEO					
UNIDADE DE VOLUME	(valor)	SÍMBOLO	UNIDADE DE VOLUME	(valor)	SÍMBOLO
metros cúbicos	1,0	m ³	barris	6,29	b
barris	1,0	b	metros cúbicos	0,159	m ³
barris	1,0	b	litros	159,0	l
GÁS					
UNIDADE DE VOLUME	(bilhão)	SÍMBOLO	UNIDADE DE VOLUME	(bilhão)	SÍMBOLO
metros cúbicos	1,0	m ³	bilhões pés cúbicos	35,31	BCF, bcf
bilhões pés cúbicos	1,0	BCF, bcf	metros cúbicos	0,028	m ³
EQUIVALÊNCIA ENERGÉTICA DO GÁS EM ÓLEO EQUIVALENTE					
bilhões pés cúbicos gás	1,0	BCF, bcf	mil barris óleo equivalente	≈ 166,7	boe
bilhões barris óleo	1,0	b	trilhões pés cúbicos gás	6,0	TCF, tcf
Frequentemente, as companhias de petróleo expressam suas reservas ou produções de óleo e gás somando o volume de óleo em barris com o equivalente energético do gás em óleo resultando assim um número único em barris de óleo equivalente (boe)					

TABELA 2 – Unidades de produção de óleo e gás mais usados na indústria do petróleo. Classificação dos campos de petróleo em relação às suas reservas. O uso da unidade “barris de óleo equivalente” serve para, em caso de campos de gás não-associado com óleo, fazer-se a transformação inversa do equivalente energético em volume de gás. A classificação “campo grande” é pouco utilizada na indústria.

PRODUÇÃO DE ÓLEO		PRODUÇÃO DE GÁS	
barris de óleo por dia	bopd bod	metros cúbicos por dia	m ³ pd m ³ d
		pés cúbicos por dia	cfp
		<i>standard cubic feet per day</i>	scfp
PRODUÇÃO CONJUNTA DE ÓLEO E GÁS			
barris de óleo equivalente por dia (boed)			
CLASSIFICAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO SEGUNDO RESERVAS			
Campo de Petróleo	Recursos recuperáveis superiores a (boer)		
GRANDE	100 milhões boer		
GIGANTE	500 milhões boer		
SUPER-GIGANTE	5 bilhões boer		
Estima-se que o maior campo de petróleo do mundo, Ghawar, situado na Árabia Saudita tem reservas originais (produzidas e a produzir) de cerca de 133-140 bilhões de boer			

veitamento das energias alternativas, foram considerados. Os cenários *Accelerated* e *Net Zero* são cenários em linha com as metas do Acordo de Paris COP-21 (2015) e com os cenários traçados pelo IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change* das Nações Unidas). Tais cenários são fortemente “otimistas” à rápida e extensiva implementação de energias alternativas, ao decaimento significativo do uso de combustíveis fósseis e também ao incremento dos processos de captura e estocagem de gases de efeito estufa. O terceiro cenário, *New Momentum*, traça a trajetória do sistema de energia global de acordo com a velocidade e condições vistas no presente. As projeções para 2050, de acordo com estes 3 cenários, indicam um uso dos combustíveis fósseis entre 20%-60% na demanda global de energia. Se a disposição dos países na implementação das energias alternativas continuar ao ritmo atual, em 2050 os combustíveis fósseis ainda dominarão o sistema global de energia. A implicação desta visão é a de que os investimentos na exploração e produção de petróleo continuarão e serão necessários para suprir a grande demanda mundial persistente por décadas a vir.

No Brasil, a Petrobras, maior detentora de reservas de petróleo no Brasil, contabilizou ao final de 2022 reservas provadas (IP, aquelas já em desenvolvimento ou aptas a serem desenvolvidas) de óleo e gás na ordem de 10,5 bilhões boe segundo critérios da SEC (*US Securities and Exchange Commission*). Com isto, a relação R/P (relação entre as reservas e a produção atual) é da ordem de 12,2

anos apenas (produção anual próxima de 900 milhões de boe). Para um horizonte de 2050 faltam 15,8 anos sem reservas para garantir qualquer produção. Isto significa que a empresa deverá investir fortemente em exploração de maneira a não se desviar da tendência mundial nos 15,8 anos em que faltarão reservas; ou seja, a de continuar suprindo a demanda do mercado em óleo e gás. Para isto, reservas provadas não desenvolvidas, recursos contingentes já descobertos e os recursos prospectivos ainda não descobertos terão que ser transformados gradativamente em reservas IP através de intensa aquisição sísmica e perfuração de poços. Somente com a apropriação de reservas é que a companhia poderá sobreviver como uma grande empresa de petróleo até 2050.

Este cenário de baixa razão R/P é generalizado entre as companhias de petróleo internacionais (IOCs, como a ExxonMobil e Shell) e muitas das companhias de petróleo nacionais (NOCs, como a Petrobras). Portanto, a atividade de exploração de petróleo (pesquisa, descoberta e delimitação de acumulações) manter-se-á firme décadas adentro para atender a demanda mundial prevista. Este trabalho de revisão pretende abordar as áreas nas bacias sedimentares brasileiras (Figura 1) com maiores chances de descobertas e apropriação de reservas significativas de óleo e gás pelos próximos 30 anos.

Um trabalho como este, que ousa fazer previsões, corre um grande risco de ser desmentido, ou se tornar desatualizado, muito em breve.

Como já dizia Niels Bohr, prêmio Nobel em Física, “*Prediction is very difficult, especially if it's about the future!*” Conceitos geológicos criativos, nunca antes imaginados, condições econômicas extremas e novas tecnologias de alto impacto, podem em pouco tempo mudar o *status* de uma bacia abandonada para o de uma província produtora de classe mundial. O que se pretende com este trabalho é consolidar os resultados exploratórios e de produção de petróleo nos últimos 83 anos (1939-2022) e o conhecimento assim obtido, para se dar uma ideia do que o Brasil pode esperar no futuro deste ramo da indústria.

2 UMA RÁPIDA REVISÃO DA GEOLOGIA DO PETRÓLEO DAS BACIAS DO BRASIL

A partir deste capítulo, declara-se aqui que toda e qualquer menção à nomenclatura estratigráfica, seqüências deposicionais e idades foram total ou parcialmente baseadas nas 31 colunas estratigráficas publicadas pelas equipes da Petrobras no já clássico Boletim de Geociências da Petrobras, em 2007, volume 15, número 2, editado por MILANI *et al.* (2007). Sendo este artigo uma espécie de revisão de todas as bacias sedimentares brasileiras, constituiria um trabalho enorme e repetitivo que, a qualquer menção sobre unidades estratigráficas e suas idades, houvesse uma referência aos artigos do referido Boletim. Já está estabelecido na literatura geológica brasileira que este número do BGP é, no momento da confecção deste artigo, a fonte mais atualizada e definitiva sobre as colunas estratigráficas das bacias sedimentares do Brasil. Fica aqui o reconhecimento ao trabalho de dezenas de autores e co-autores deste BGP 15(2) e à sua contribuição a este artigo. Reitero que nada diferente do que lá consta foi aqui utilizado em termos de estratigrafia.

O Brasil situa-se sobre a placa tectônica Sul Americana, na margem divergente do continente América do Sul. A placa Sul Americana possui 4 limites bem definidos:

(i) uma margem convergente ao longo de toda a costa ocidental (pacífica) da América do Sul, onde há o choque com as placas de Nazca e Antártica, onde estas mergulham por subducção por baixo da placa Sul Americana.

(ii) duas margens transformantes ao norte e a sul, com as placas do Caribe e da Scotia, respectivamente.

(iii) uma margem divergente com a placa Africana a leste. Nesta margem divergente situa-se a metade oriental da América do Sul, território

predominantemente brasileiro, tanto no interior, no litoral e na sua parte marítima até limite de 200/350 milhas náuticas. Lembramos que a margem continental foi de natureza distensiva à época de sua formação, mas, atualmente, ocupa uma posição intraplaca. Por exemplo, a cidade do Rio de Janeiro, estaria a meio caminho entre os limites convergente, a oeste (Fossa do Chile), e divergente, a leste (Cadeia Meso-Atlântica), da Placa Sul Americana.

Consequentemente, as bacias sedimentares brasileiras (Figura 1) são típicas de ambientes intraplaca (bacias intracratônicas proterozoicas/paleozoicas/mesozoicas) e de margens divergentes (bacias marítimas distensionais mesozoicas/cenozoicas e aulacógenos terrestres mesozoicos).

2.1 Bacias intracratônicas

No interior do continente, 4 grandes bacias intracratônicas paleozoicas predominam, seguidas por bacias proterozoicas e mesozoicas de menor tamanho. As bacias paleozoicas, mais importantes para petróleo, apresentam geometrias predominantemente em forma de prato, com grandes extensões areais (centenas de milhares de km²) e espessuras moderadas a pequenas (7-3 km). Estas bacias foram depositadas durante longas fases de estabilidade cratônica do então super-continentes Gondwana denominadas Fase de Plataforma Estável (450-220 Ma), subfase Grandes Sinéclises Paleozoicas (450-250 Ma) (ZALÁN 2004). Tal estabilidade era quebrada por esforços intraplaca derivados de eventos orogênicos distantes nas margens convergentes da placa Gondwana, quando então eventos erosivos regionais individualizaram grandes megasseqüências deposicionais (ZALÁN 1991). Os preenchimentos sedimentares ocorrem basicamente sob a forma de extensos lençóis de megasseqüências e suas seqüências deposicionais transgressivas-regressivas, que se acunham lateralmente seja por erosão ou por não-deposição. Três bacias apresentam belos afloramentos (Paraná, Parnaíba, Amazonas), sendo uma completamente “escondida” em sub-superfície (Solimões).

A atividade tectônica é normalmente de baixa intensidade, sendo a maioria das deformações associadas a falhas normais e transcorrentes. Há uma exceção importante na Bacia do Solimões. Por causa de sua proximidade com a bordas norte e oeste da placa Sul-Americana, a propagação dos esforços gerados nestas bordas induziu a formação de um importante cinturão transpressional que afeta praticamente toda a bacia. Este tectonismo (Orogenia Juruá), inusitado nas bacias brasi-

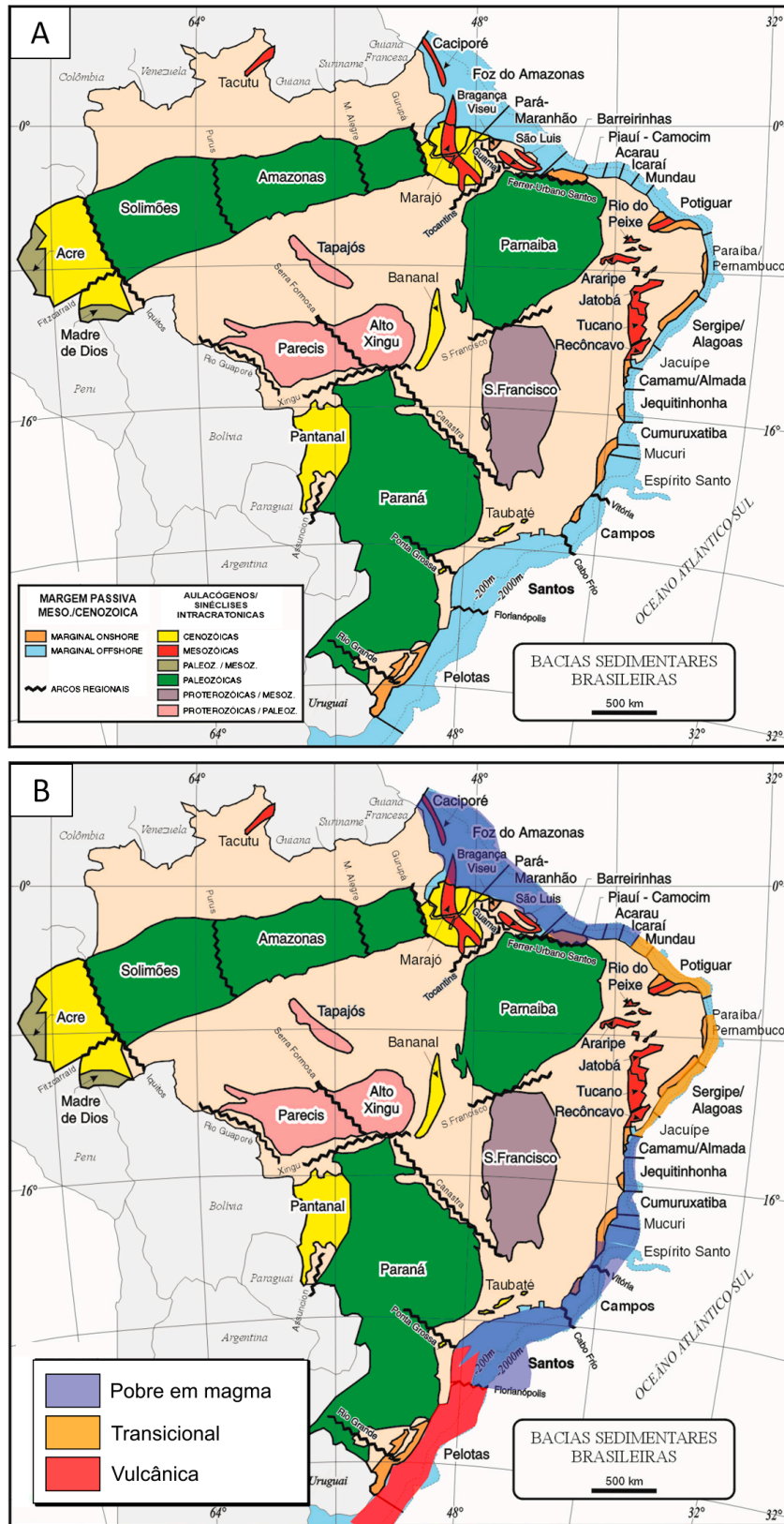


FIGURA 1 – Mapa das bacias sedimentares brasileiras com classificações: (A) quanto ao tipo e idades, e, (B) no caso das bacias marginais, quanto às suas características crustais.

leiras, gerou inúmeras estruturas transpressionais (ZALÁN 2004) que acumulam grandes reservas de gás e óleo. Muito importante também são as deformações espetaculares associadas aos inúmeros corpos intrusivos de diabásio, observáveis tanto nos afloramentos como em seções sísmicas e, como veremos adiante, criadoras de situações de armadilhamento de acumulações comerciais de hidrocarbonetos (CUNHA *et al.* 2012, MIRANDA *et al.* 2018). Todas as bacias paleozoicas foram afetadas por um ou dois períodos de grande atividade magmática associadas a eventos de LIP (*Large Igneous Provinces*). No norte, as bacias do Solimões, Amazonas e Parnaíba foram cobertas e intrudidas por rochas magmáticas do CAMP (*Central Atlantic Magmatic Province*, clímax 201 Ma, variações locais entre 250-150 Ma, Fm. Mosquito) (MIRANDA *et al.* 2018). Este evento magmático foi precursor da abertura do Oceano Atlântico Central. No sul, a Bacia do Paraná e vizinhanças (Bacia de Pelotas) foram cobertas e intrudidas por rochas magmáticas básicas a ácidas do LIP Paraná-Etendeka (idades concentradas em 134-133 Ma, com uma variação entre 145-127,5 Ma, Fm. Serra Geral) (STICA *et al.* 2014). Como no norte, esta atividade magmática foi precursora da abertura do Oceano Atlântico Sul. A Bacia do Parnaíba, curiosamente, apresenta lavas e intrusões que se inserem dentro destas idades também (149,5-87 Ma, Fm. Sardinha) (MIRANDA *et al.* 2018); entretanto, em vez de estarem relacionadas à abertura do Atlântico Sul estariam relacionadas à abertura do Atlântico Equatorial.

2.2 Aulacógenos mesozoicos

A parte oriental do interior do território e sua faixa litorânea adjacente apresentam uma série de riftes mesozoicos abortados, aulacógenos, resquícios dos processos de abertura dos Oceanos Atlântico Sul e Equatorial (Figura 1). Suas geometrias lineares e orientações transversais ao litoral sugerem serem estes os ramos abortados de junções tríplexes que se formaram quando do quebramento do super-continente Gondwana Ocidental, durante o Jurássico/Eo-Cretáceo.

No nordeste temos os aulacógenos do Recôncavo/Tucano/Jatobá, Potiguar (em parte) e vários pequenos grábens tais como Araripe e Rio do Peixe, entre outros. Estes pequenos grábens, hoje isolados, são remanescentes erosionais do antigo e maior aulacógeno Potiguar, originalmente contínuo até próximo ao aulacógeno de Jatobá. Os preenchimentos destes aulacógenos contêm sedi-

mentos paleozoicos/mesozoicos trapeados pelo colapso dos terrenos envolvidos quando do início da distensão (sequências pré-rifte) e sedimentos depositados durante o rifteamento (sequências sin-rifte) e posteriormente ao rifteamento (sequências pós-rifte). Nas sequências pré-rifte encontramos, notadamente, depósitos de *red beds*, arenitos e argilitos vermelhos depositados em ambientes desérticos a fluviais durante o Neo-Jurássico/Neocomiano. Na Bacia do Recôncavo os principais reservatórios (Fms. Sergi e Água Grande) ocorrem nesta sequência. Nas sequências sin-rifte encontramos todos os elementos necessários à formação de um sistema petrolífero lacustre rico e eficiente. Na base, temos a deposição de espessos folhelhos lacustres de idade neocomiana (Fm. Candeias no Recôncavo, Fm. Pendência em Potiguar) ricos em matéria orgânica e responsáveis pela geração da quase totalidade das reservas de petróleo na parte terrestre destas bacias (incluindo-se aí a parte terrestre da Bacia de Sergipe-Alagoas). Sedimentos lamosos que geram diápiros de folhelhos e de arenitos, cobertos por sequências deltaicas progradantes ricas em arenitos proximais e turbiditos distais fornecem selo e reservatórios para o restante da sequência sin-rifte. O final da fase rifte é sempre representado pela colmatação dos riftes por sequências fluviais. O estilo tectônico encontrado nos aulacógenos é o clássico de todos os riftes, falhas planares e blocos rotacionais, falhas lítricas com estruturas *rollover* e eventuais altos transpressionais em zonas de transferência; diápiros de argila eventualmente.

No norte do Brasil, temos os conjuntos de aulacógenos de Tacutu, Caciporé/Marajó e São Luís/Bragança-Viseu. Os dois primeiros estão relacionados à abertura jurássica do Atlântico Central e à abertura albiana do Atlântico Equatorial, e o terceiro apenas à abertura do Atlântico Equatorial. Tacutu contém em sua sequência pré-rifte lavas basálticas jurássicas. Caciporé/Marajó apresenta lavas basálticas e *red beds* intercalados de idades triássicas na sequência pré-rifte. Suas sequências rifte são múltiplas e contêm sedimentos continentais neo-jurássicos/neocomianos a albianos. As falhas normais também são de duas gerações, derivados da abertura do Atlântico Central e do Atlântico Equatorial. O conjunto São Luís/Bragança-Viseu constitui-se de grábens transtensionais gerados a partir do quebramento oblíquo do cráton de São Luís. Estes pequenos grábens apresentam forma romboédrica, falhas normais *en échelon* e pequenas profundidades. Seu preenchimento sedimentar possui uma sequência pré-rifte marinha de idade

aptiana (Fm. Codó) e uma sequência sin-rifte aliana. Até o presente, não foram ainda encontrados evidências da existência de sistemas petrolíferos significativos neste conjunto de aulacógenos do norte do Brasil.

2.3 Bacias de margens passivas

As margens passivas são presentemente classificadas dentro de um espectro que tem como termos limites as Margens Passivas Pobres em Magma (*Magma-Poor Passive Margins*) (MPPM ou MPM) e as Margens Passivas Vulcânicas (*Magma-Rich or Volcanic Passive Margins*) (VPM) (MANATSCHAL 2004; PÉRON-PINVIDIC *et al.* 2013, 2015, 2019; MANATSCHAL *et al.* 2014; ZALÁN 2014, 2015). VPMs desenvolvem-se imediatamente acima, ou nas cercanias, de plumas/anomalias térmicas derivadas do manto e que impingem sob a crosta continental de um mega-contidente que, como resultado, será distendida, fendilhada, afinada e finalmente partida por esta anomalia mantélica. As VPMs sofrem severo enfraquecimento termal da litosfera, intenso vulcanismo, abundante injeção de diques na crosta e extrema hiper-distensão (ou hiper-estiramento). A concentração dos esforços distensionais se dá em direção à futura zona de ruptura (*final continental break-up*) e com isto a cronologia da formação das calhas segue o mesmo sentido. Todas as calhas tectônicas formadas durante a fase rifte são preenchidas predominantemente por material vulcânico básico (lavas, piroclastos); sob a forma de estratos que mergulham consistentemente em direção ao futuro oceano (*Seaward Dipping Reflectors*) (SDR) (Figura 2b). MPMs desenvolvem-se entre as zonas de atuação das plumas/anomalias mantélicas, a grandes distâncias do intenso vulcanismo que flagela as VPMs. Consequentemente, o processo de rifteamento, distensão e hiper-distensão (ou hiper-estiramento) são mais moderados e lentos. O vulcanismo durante a fase rifte tende a ser nulo ou até intenso. Entretanto, mesmo que o vulcanismo seja frequente ou intenso na fase rifte de uma MPM, ele jamais apresentará a pujança e a magnitude dos pacotes de SDRs que caracterizam as VPMs. MPMs caracterizam-se por apresentar riftes predominantemente sedimentares, províncias crustais bem definidas (*necking*, distensão sem afinamento, distensão com afinamento crustal, resistato, hiper-distensão) e exumação do manto entre a crosta continental hiper-estirada e a crosta oceânica (Figura 2a). VPMs caracterizam-se por apresentar riftes vulcânicos preenchidos por SDRs,

crosta continental extremamente hiper-estirada, intensamente intrudida por diques (muitas vezes denominada erroneamente de crosta transicional) e um contato abrupto com a crosta oceânica, sem a exumação do manto. Como um espectro entre as MPMs e as VPMs temos as Margens Passivas Transicionais (TPM) (ZALÁN 2017a), afastadas das anomalias/plumas mantélicas em distâncias intermediárias entre as VPMs e as MPMs. Nestas, riftes sedimentares proximais convivem com riftes vulcânicos distais (SDRs) (Figura 2c). A classificação das margens passivas do Brasil de acordo com estes critérios está apresentada na figura 1.

Neste artigo consideraremos apenas as partes marítimas das bacias marginais, com total ênfase para suas águas profundas (lâminas d'água > 600 m) e ultraprofundas (lâminas d'água > 1800 m), pois é lá que reside o maior potencial exploratório remanescente.

A maioria das bacias marginais brasileiras é do tipo MPM. De Santos até Camamu/Almada na Bahia, e da sub-bacia de Acaraú (Bacia do Ceará) até Foz do Amazonas no extremo noroeste de nosso litoral, todas apresentam características estruturais e sedimentares semelhantes. Todas são desprovidas de SDRs, as sequências rifte são predominantemente sedimentares e, quando bem amostradas por sísmica de reflexão, apresentam a exumação do manto antes da crosta oceânica clara. As figuras 3 e 4 apresentam perfis estruturais crustais das bacias de Santos/Campos/Espírito Santo e Pará-Maranhão, respectivamente, ilustrando estas peculiaridades. Em contrapartida, na figura 5, a Bacia de Pelotas apresenta o pleno desenvolvimento de magníficos SDRs, um *necking* muito proximal e muito acentuado e extrema hiper-distensão na maior parte de sua abrangência.

As bacias do tipo MPM podem ser sub-divididas em 3 sub-grupos:

- Santos-Campos-Espírito Santo: A gênese destas bacias está ligada ao desenvolvimento e abertura do Oceano Atlântico Sul, que aconteceu de maneira gradual e progressiva de sul para norte. De uma maneira muito simplificada, apresentam uma sequência pré-rifte (lavas basálticas equivalentes à Fm. Serra Geral) (na Bacia de Santos há a possibilidade da ocorrência da seção paleozoica inteira da Bacia do Paraná abaixo dela, ZALÁN 2017b), uma sequência sin-rifte barremiana-eo-aptiana (folhelhos, coquinas, com vulcânicas intercaladas), sequência *sag* termal com influência de falhamentos normais neo-aptiana (microbialitos lacustres, com vulcânicas intercaladas, e evapori-

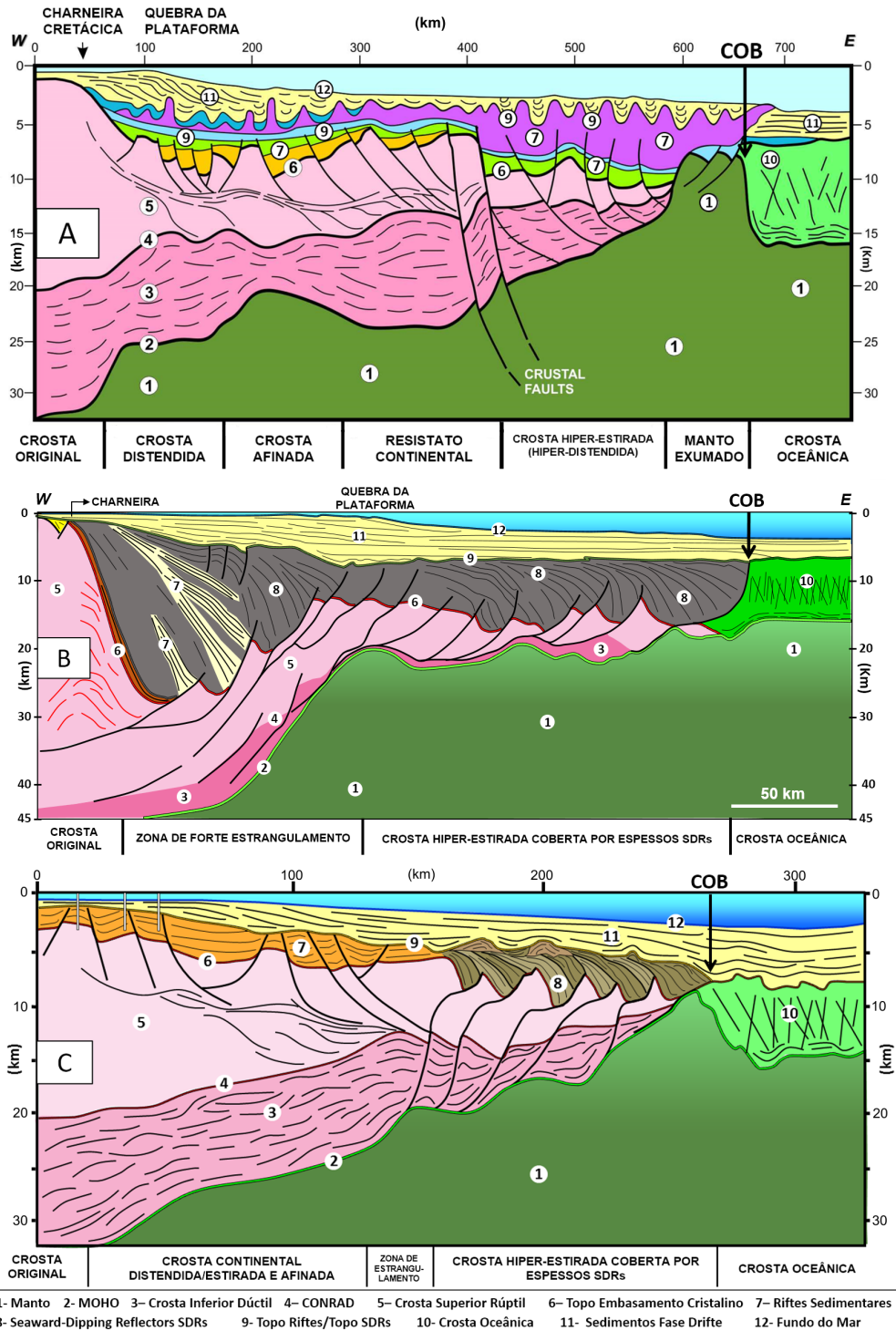


FIGURA 2 – Seções esquemáticas dos 3 tipos de margens passivas de acordo com sua estrutura crustal. (A) Margem Passiva Pobre em Magma; apresenta perfil de afinamento crustal em direção offshore, com estrangulamentos (H-Block) e espessamentos da crosta localizados, grábens predominantemente sedimentares e exumação de manto no contato com a crosta oceânica. (B) Margem Passiva Vulcânica; apresenta forte estrangulamento da crosta na parte proximal e riftes preenchidos por SDR sobrepostos a uma crosta hiper-estirada. Não há exumação do manto. (C) Margem Passiva Transicional; apresenta perfil de afinamento crustal com grábens sedimentares na parte proximal e grábens preenchidos por SDR na parte distal. Não há exumação do manto.

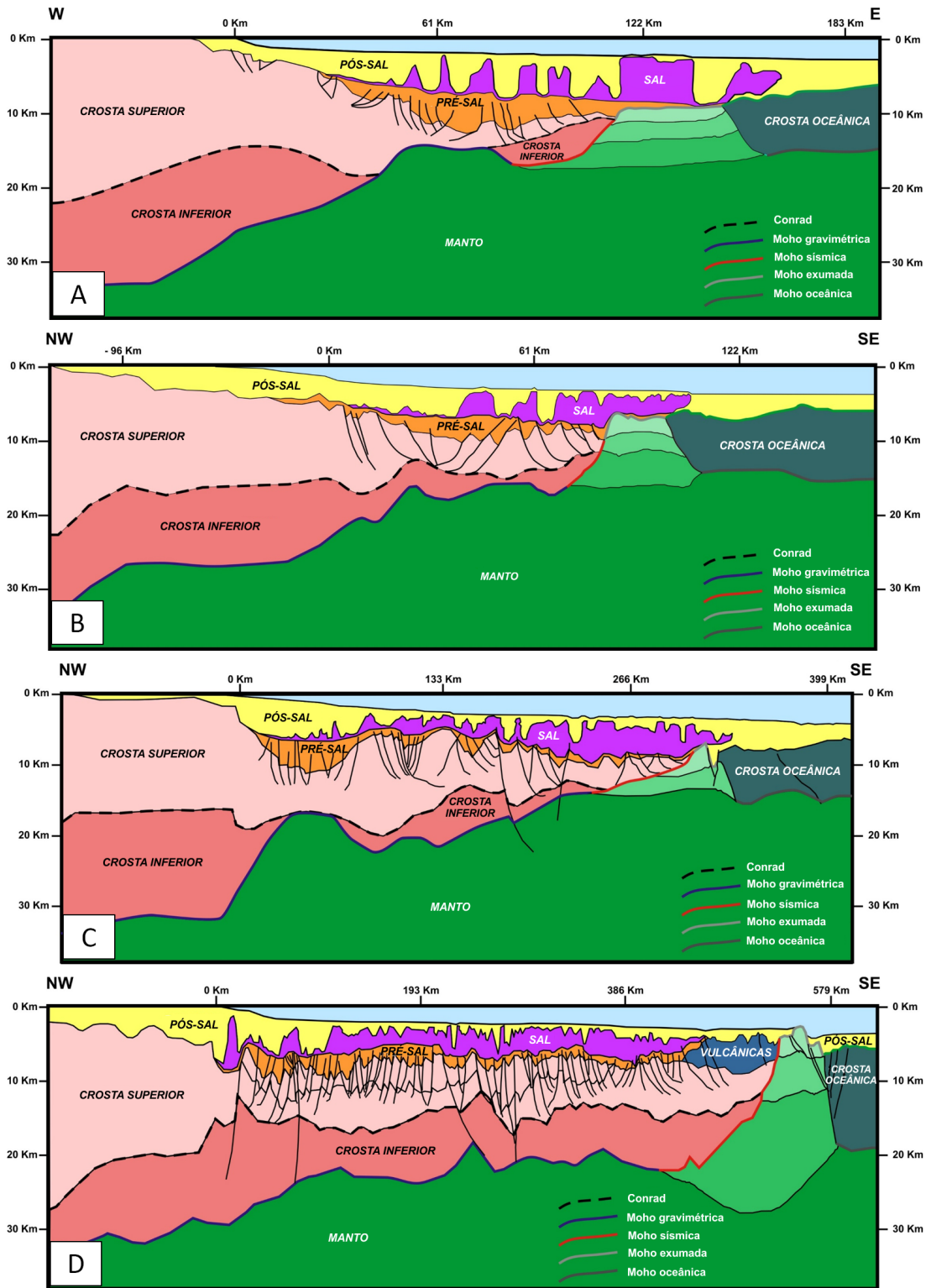


FIGURA 3 – De norte para sul, quatro perfis crustais (da base do sal até a Moho) transversais nas Bacias do Espírito Santo (A), Campos (B), Santos parte norte (C) e Santos parte sul (D) (ZALÁN *et al.* 2011). Notar a largura crescente da margem de norte para sul, diferentes modos de afunilamento, estrangulamentos locais e exumação do manto em todos eles (variações no tom de verde indicam diferentes graus de serpentinização do manto).

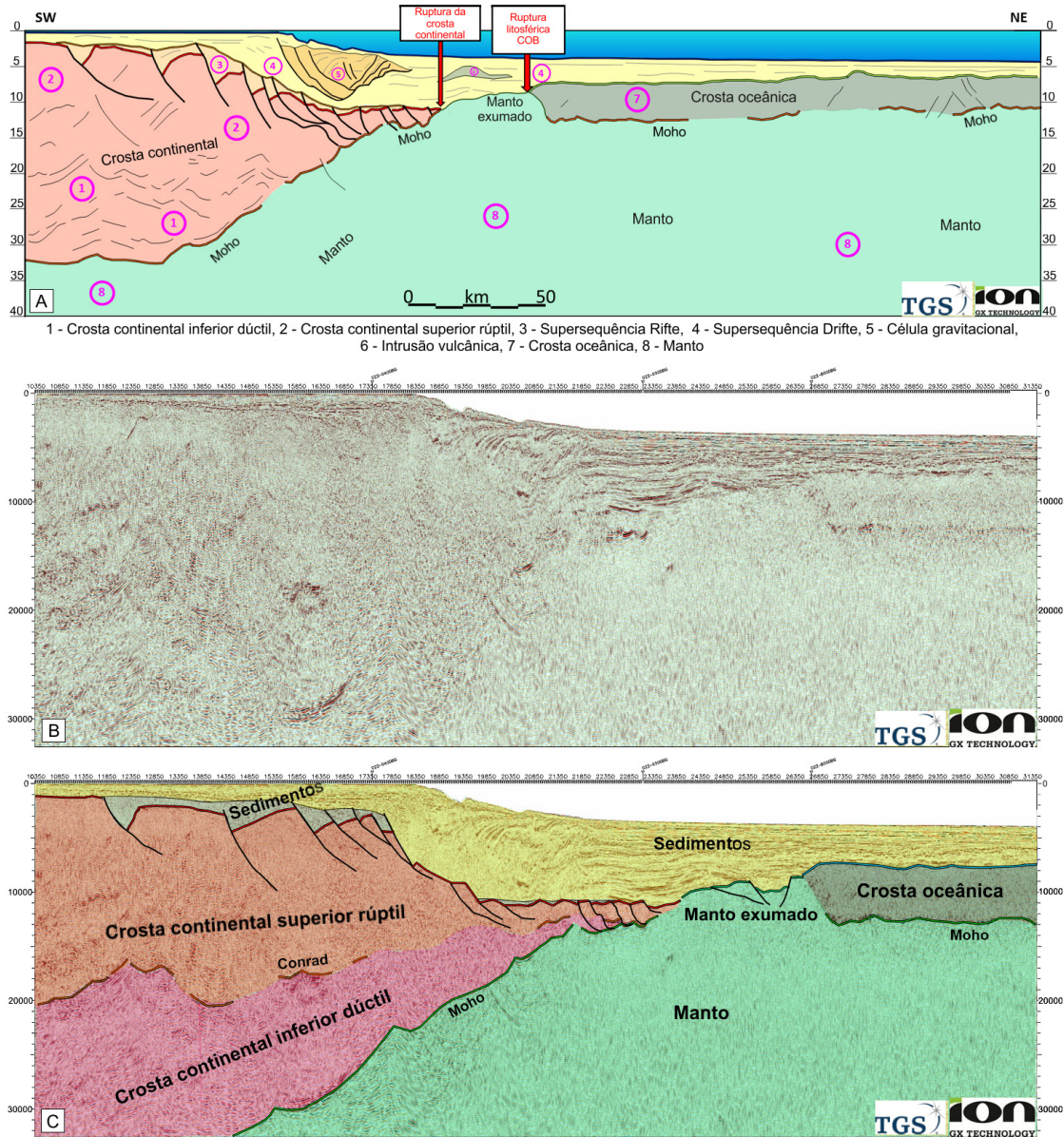


FIGURA 4 – (A) Perfil crustal da Bacia do Pará-Maranhão construído a partir da interpretação de uma linha sísmica regional da ION (ZALÁN 2015). (B) Parte da linha sísmica não interpretada. Notar a clara exumação do manto entre o perfil tabular da crosta oceânica e o perfil afunilado da crosta continental. (C) Linha sísmica interpretada. Seção sísmica em profundidade, visualização até 33 km.

tos marinhos) e uma sequência pós-rifte (sequência drifte) (carbonatos albianos, folhelhos e turbiditos neo-cretácicos e cenozoicos). As seções pré-rifte e sin-rifte apresentam o clássico tectonismo de falhas e blocos planares rotacionais. A deformação na seção drifte é intensa, principalmente a causada pelas movimentações halocinéticas do sal neo-aptiano, com suas consequências estruturais naturais (escorregamentos gravitacionais, falhas lísticas,

estruturas *rollover*, basculamento de blocos, domos). Uma boa revisão da geologia de petróleo da Bacia de Santos pode ser encontrada em SOUZA & SGARBI (2019).

- Bahia Sul (Bacias de Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Almada, Camamu): A gênese destas bacias está ligada à continuação do desenvolvimento e abertura do Oceano Atlântico Sul de sul para norte. Duas grandes diferenças ocorrem entre este

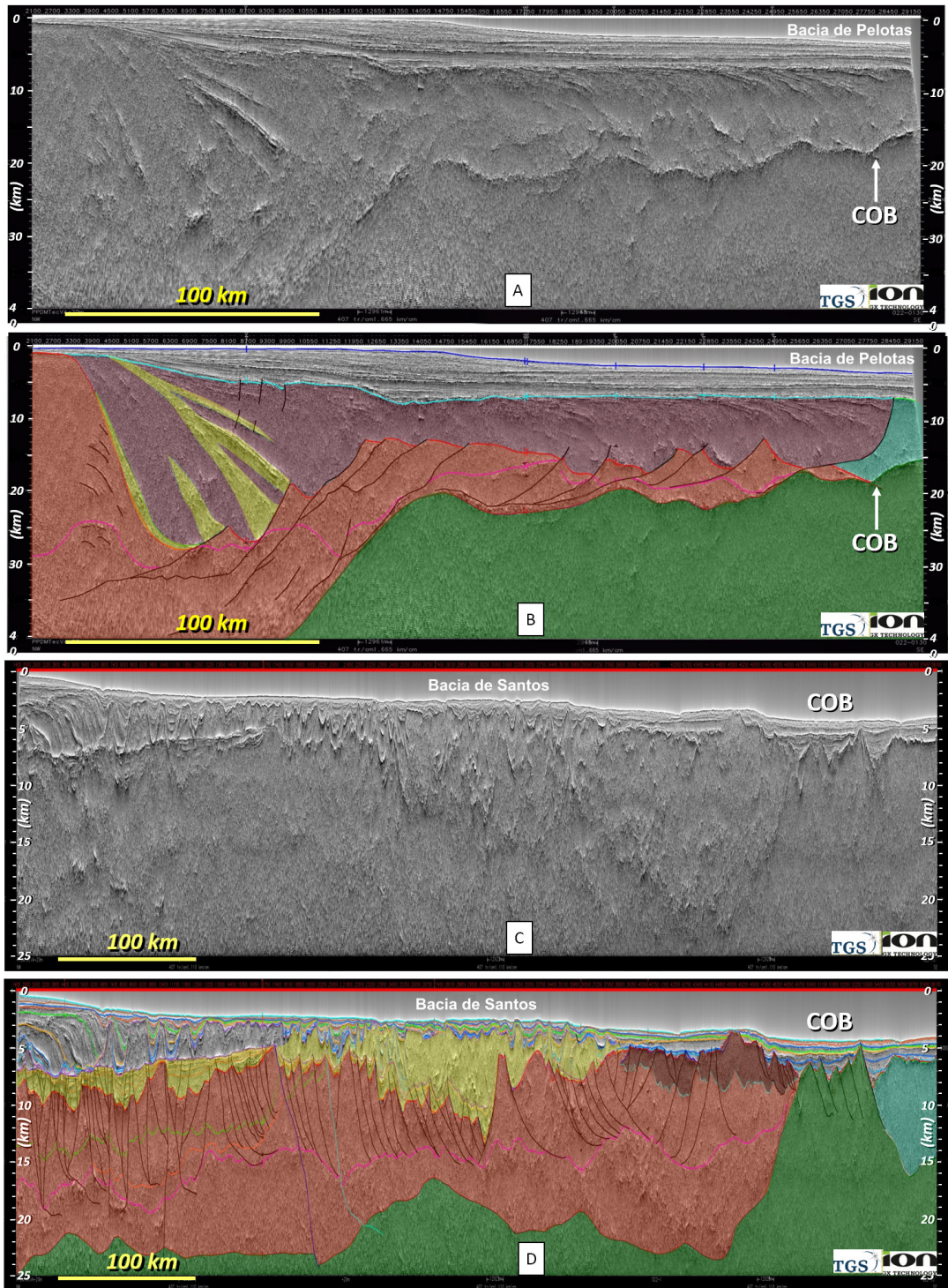


FIGURA 5 – (A) Seção sísmica em profundidade (até 40 km) da Bacia de Pelotas sem interpretação. (B) Com interpretação. Notar o forte estrangulamento da crosta continental (em vermelho) seguida por hiper-estiramento da crosta, sobreposta por espessos SDR (em roxo) e sem exumação do manto (em verde) no contato com a crosta continental (em azul). (C) Seção sísmica em profundidade (até 25 km) da Bacia de Santos sem interpretação. (D) Com interpretação. Notar o perfil *en boudinage* da crosta continental (em vermelho), coberta por espessos grâbens sedimentares (em amarelo) e com exumação de manto (em verde) no contato com a crosta continental (em azul).

grupo de bacias e o anterior. A primeira é a idade e composição das camadas pré-sal. As seções pré-rifte e rifte são iguais às da Bacia do Recôncavo, em idade e preenchimento sedimentar, em nada se assemelhando com as sequências pré-rifte e rifte das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. A segunda é que, embora a seção rifte seja mais antiga que nas bacias anteriormente citadas, a duração da fase rifte foi muito maior aqui, englobando na atividade tectônica o Neo-Aptiano (vastos arenitos transicionais das Fms. Marizal e Carmópolis em vez de microbialitos, e a deposição evaporítica) e até o Eo-Albiano (CAIXETA *et al.* 2014, 2015). Assim sendo, dentro da concepção de abertura em zíper de sul para norte, a ruptura final e a inserção de crosta oceânica nas bacias de Bahia Sul deram-se posteriormente (104-100 Ma) (CAIXETA *et al.* 2014) à ruptura final e inserção de crosta oceânica em Santos-Campos-Espírito Santo (112-111 Ma). A seção drifte destas bacias é semelhante à do grupo anterior, tanto no que tange ao preenchimento sedimentar, quanto ao tectonismo.

- Ceará (sub-bacias Acaraú e Piauí-Camocim), Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas: A gênese destas bacias da Margem Equatorial está ligada ao desenvolvimento e abertura do Oceano Atlântico Equatorial, que se deu de maneira oblíqua (transtensão dextral) entre a América do Sul e África (ZALÁN 2012). Apenas as sub-bacias da Bacia do Ceará e Barreirinhas apresentam seção pré-rifte, constituída de sedimentos paleozoicos da Bacia do Parnaíba. A seção rifte é de idade Aptiana/Albiana, depositada em grábens rômnicos preenchidos por sedimentos de natureza continental, transicional a marinho franco. Destacam-se nesta seção os folhelhos marinhos neo-aptianos, ricos em matéria orgânica, da Fm. Codó, resultantes das primeiras transgressões oriundas do paleo-mar de Tethys, situado mais ao norte. A idade do *break-up* na Margem Equatorial é estimada em 100 Ma. Tectonismo notável e pouco comum nas bacias brasileiras afetou as sub-bacias de Acaraú e Piauí-Camocim. Durante a separação lateral entre África e América do Sul, ao longo da Zona de Fratura Oceânica Romanche, desenvolveu-se transpressão dextral que provocou forte deformação nas camadas da seção rifte destas bacias e formou um cinturão de dobramentos e cavalgamentos (Evento Romancheano, 98-94 Ma, ZALÁN *et al.* 1985, ZALÁN 2014). Nestas bacias, a parte de águas rasas é muito estreita, predominando amplamente as regiões de água profundas e ultraprofundas. Nestes domínios, a seção drifte reina absoluta, com espessuras muito grandes, que podem chegar a 8 km, repousan-

do direto sobre crosta oceânica. Sua composição é quase que totalmente siliciclástica, constituída por folhelhos e turbiditos neo-cretácicos e cenozoicos. Vulcanismo pós-rifte foi intenso em todas estas bacias, sob a forma de imensos edifícios vulcânicos que podem perfurar completamente ou não a seção sedimentar. Os edifícios vulcânicos que ainda hoje perduram acima do leito oceânico formam montes submarinos. Aqueles que no passado geológico perfuraram a seção sedimentar, mas que depois foram soterrados, exibem construções carbonáticas em seu topo, resquícios de paleo-atóis que denunciam um passado de ilhas paradisíacas em meio ao Atlântico Equatorial. O tectonismo é praticamente inexistente, com exceção de celas gravitacionais de grande porte em Barreirinhas e Pará-Maranhão (ZALÁN 2011, OLIVEIRA *et al.* 2012). O Cone do Amazonas é uma feição grandiosa que domina a Bacia da Foz do Amazonas. Com apenas 11 milhões de anos de existência, e ainda em formação, o Cone representa uma gigantesca cela de deslizamento gravitacional múltiplo, com 2 fases bem-marcadas de deslizamentos distintos. Zonas distensionais, zonas translacionais, zonas compressivas com cavalgamentos e diápiros de argila deformam fortemente os sedimentos siliciclásticos miocênicos-atuais desta unidade, que pode chegar a ter até 11 km de espessura.

A única bacia brasileira situada em uma VPM é a Bacia de Pelotas. Com uma extensão de 350.000 km², a bacia é constituída por uma espessa sequência drifte (que alcança 11 km de espessura na região do Cone do Rio Grande) que repousa diretamente sobre espessos pacotes de SDRs, que constituem a sequência rifte da bacia. A abertura em zíper, de sul para norte, do Oceano Atlântico Sul na Bacia de Pelotas, foi confirmada por STICA *et al.* (2014) que determinaram idades de *break-up* de 130 até 113 Ma. A espessa seção drifte é basicamente siliciclástica com folhelhos e turbiditos cretácicos e cenozoicos dominantes. Na região do Alto de Torres, desenvolve-se significativa plataforma mista carbonática-siliciclástica de idade albiana. A deformação é praticamente inexistente na sequência drifte, com algumas falhas normais verticais originadas por compactação diferencial. O Cone do Rio Grande é uma feição semelhante ao Cone do Amazonas, conforme descrito acima, com dimensões ligeiramente menores. Suas idades, preenchimentos sedimentares e tectonismo são extremamente semelhantes.

As bacias brasileiras desenvolvidas em TPMs são Jacuípe, Sergipe-Alagoas, Potiguar e

Ceará (sub-bacia de Mundaú). As duas primeiras apresentam sequências pré-rifte semelhantes aos do Recôncavo (camadas paleozoicas, triássicas, jurássicas). Na sequência rifte, além das camadas neocomianas a barremianas (semelhantes às do Recôncavo), temos também camadas neo-aptianas a albianas depositadas durante uma fase distensional mais prolongada (CAIXETA *et al.* 2014, 2015). O rifte albiano sedimentar coexiste lateralmente com pacotes de SDRs caracterizando assim a natureza transicional desta margem passiva (CAIXETA *et al.* 2014, 2015). A seção drifte é moderadamente espessa e essencialmente siliciclástica (folhelhos e turbiditos neo-cretácicos a cenozoicos). A Bacia Potiguar apresenta duas sequências rifte (neocomiana-barremiana, neo-aptiana) de natureza siliciclástica, uma sequência *sag* terminal com influência de falhamentos normais (neo-aptiana – eo-albiana) com folhelhos e calcilitos ricos em matéria orgânica e uma sequência drifte essencialmente siliciclástica (folhelhos e turbiditos neo-cretácicos a cenozoicos). A Bacia do Ceará (sub-bacia de Mundaú) só difere da Bacia Potiguar por não possuir a primeira fase rifte. Na sub-bacia de Mundaú e na Bacia Potiguar a sequência neo-aptiana-eo-albiana desenvolveu depósitos localizados de halita em suas águas profundas, espessas o suficiente para desenvolver diápiros visíveis em linhas sísmicas. A camada de halita foi constatada pelos poços 1-CES-42 e 1-CES-44 da Petrobras. Ambas as bacias são fortemente afetadas por vulcanismo basáltico oligo-miocênico de caráter extrusivo e intrusivo.

3 AS CLÁSSICAS PROVÍNCIAS PRODUTORAS

Em 2022, a produção do Brasil de petróleo oriunda de todos os campos terrestres (bacias paleozoicas e bacias de riftes mesozoicos) e marítimos (campos do Pós-Sal e do Pré-Sal) foi em média de 3.888.000 boed. Ao longo de 2022 a produção brasileira acumulada de petróleo foi de 1,42 bilhão boe (Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, Dezembro 2022, Encarte de Consolidação da Produção em 2022).

3.1 Bacias paleozoicas

As primeiras pesquisas geológicas visando hidrocarbonetos no Brasil iniciaram-se nas bacias paleozoicas, na Bacia do Paraná mais precisamente. Tendo em vista seus belos afloramentos e a sua situação geográfica próxima dos grandes centros

populacionais, a Bacia do Paraná despertou a atenção dos geólogos desde o final do século XIX. Os folhelhos negros das formações Ponta Grossa e Irati, ambos betuminosos, prometiam a existência de petróleo em sub-superfície. Os primeiros poços foram perfurados na região de Bofete, São Paulo, em 1892 (GALHANO 2006), sem sucesso. Em termos de comparação temporal, o famoso “poço do Coronel Drake” na Pensilvânia, considerado como o marco inicial da atual Era do Petróleo, foi perfurado em 1859. Ainda antes do final do século XIX foram identificados os arenitos betuminosos da Fm. Piramboia, também na região de Bofete, em um pequeno campo de petróleo exumado e em um poço que recuperou 6 barris de petróleo. Durante a primeira metade do século XX várias campanhas exploratórias, capitaneadas por empresas particulares, estaduais e federais, foram levadas a cabo na bacia. Vários poços rasos foram perfurados e alguns indicaram a presença de gás e óleo, mas sem nenhum sucesso comercial. A partir de 1953, com a criação da Petrobras, várias campanhas exploratórias sistemáticas e organizadas ocorreram na bacia, sem sucesso comercial igualmente. Ironicamente, a atuação da Petrobras na Bacia do Paraná terminou justamente quando foi descoberta a primeira acumulação comercial de hidrocarbonetos, o campo de gás de Barra Bonita (1996), seguida por outra descoberta de gás (Mato Rico, 1998). Nestes, os reservatórios são os arenitos glaciogênicos da Fm. Campo Mourão (Carbonífero) e o gás é oriundo dos folhelhos marinhos devonianos da Fm. Ponta Grossa. Igualmente irônico é o fato de, embora ter sido o berço da indústria de petróleo do Brasil, a Bacia do Paraná foi a última bacia paleozoica a apresentar produção comercial de hidrocarbonetos (Barra Bonita, 2022) (FRANÇA 2022).

A Bacia do Amazonas também atçou o imaginário petrolífero do Brasil na década de 1950, quando três poços perfurados nas localidades de Nova Olinda e Maués encontraram óleo em canais glaciogênicos da Fm. Nova Olinda (1954). A presença de óleo na superfície aliada à aura mística da riqueza da gigantesca Floresta Amazônica, levantaram a esperança de enormes jazidas de petróleo em sub-superfície. Tais sonhos foram rapidamente desfeitos com a perfuração de vários poços ao redor do descobridor sem nenhuma indicação de petróleo. Vários poços subsequentes encontraram quantidades não-comerciais de óleo e gás (década de 1990). Estes resultados, aliados à existência de uma super rocha-geradora (Fm. Barreirinhas, Devoniano), tanto em afloramentos como em poços,

incentivavam a continuidade da procura por acumulações comerciais. Em 1999, a Petrobras descobriu gás em quantidades comerciais, que levaram à delimitação dos campos de gás e condensado de Azulão e Japiim, hoje em produção através da operação da companhia ENEVA (4.500 boed, ANP 2022). As descobertas feitas na bacia têm como reservatório principal os arenitos eólicos da Fms. Nova Olinda/Itaituba; muito embora o objetivo clássico sempre tenham sido os arenitos eólicos da Fm. Monte Alegre (carbonífera). Ambos os reservatórios são de idade carbonífera. Os hidrocarbonetos foram todos gerados nos folhelhos marinhos devonianos da Fm. Barreirinhas.

A Bacia do Solimões, à época a mais desconhecida, sem possuir afloramentos de seu preenchimento sedimentar, acabou sendo a primeira bacia paleozoica a apresentar descobertas comerciais de grande porte. Em 1978 a Petrobras descobriu o campo de gás de Juruá, em um tipo de estrutura (anticlinal compressional) até então não conhecida nas bacias sedimentares brasileiras. Uma série de descobertas semelhantes se seguiu, todas em estruturas semelhantes e ao longo de trendes paralelos à Juruá. Em 1986 foi descoberto o campo de óleo, gás e condensado do Rio Urucu, seguido de descobertas semelhantes de Leste de Urucu (1987), Sudoeste do Urucu (1988), Carapanaúba e Cupiúba (1989) e Igarapé Marta (1990). Estas descobertas formam a Província Petrolífera do Rio Urucu, que nas últimas 3 décadas manteve a posição de terceira bacia mais produtora do Brasil, atrás das bacias de Campos e Potiguar no início, e agora de Santos e Campos. Neste período, sua produção passou frequentemente dos 100.000 boed de óleo e gás. Outras descobertas se seguiram tais como Arara Azul (2010) e Araracanga (2012). O óleo produzido no Polo Urucu é o mais valorizado do Brasil, por ser leve (> 40^o API) e puro (baixo teor de enxofre). Todas as descobertas da Bacia do Solimões têm em comum os reservatórios de arenitos eólicos de idade carbonífera (Fm. Juruá) e a rocha geradora supridora dos hidrocarbonetos (folhelhos marinhos da Fm. Jandiátuba de idade devoniana).

E quem diria que o patinho feio das bacias paleozoicas brasileiras viraria um belo cisne? Na virada do século XXI, a Bacia do Parnaíba era a bacia menos explorada e conhecida das 4 grandes bacias paleozoicas brasileiras. Sua pequena espessura a tornava a menos potencial para descobertas de petróleo. Seus belos afloramentos apresentavam uma grande variedade de arenitos e rochas ígneas basálticas, mas absolutamente nada em ter-

mos de ricas rochas geradoras ou de indícios de hidrocarbonetos. Seus 34 poços praticamente não tinham apresentado evidências significativas da existência de óleo ou gás na bacia. Com exceção de um deles, o poço Capinzal (1987) perfurado pela Petrobras. Neste poço, logo abaixo de uma soleira de diabásio, a Fm. Cabeças apresentou uma coluna de gás livre de cerca de 12 m. A avaliação do intervalo ficou indefinida e o poço abandonado. Entretanto, anos depois, uma equipe notável de geólogos e geofísicos da companhia OGX reavaliou os resultados deste poço e, com auxílio de sísmica moderna de alta qualidade, amadureceu a idéia de que um trapecamento não-convencional predominava na Bacia do Parnaíba. Neste modelo, soleiras de diabásio formam fechamentos estruturais através de saltos de soleira em diversos níveis estratigráficos. A estrutura resultante da rocha intrusiva se assemelha a um chapéu-coco (famoso por ser o favorito de Charlie Chaplin) (Figura 6) e dentro dela estão encapsuladas acumulações de gás (CUNHA *et al.* 2012). O modelo foi testado com sucesso na estrutura do próprio poço Capinzal, resultando na primeira descoberta comercial da bacia, o campo de Gavião Real (2010). Com o término da OGX esta equipe migrou para a PGN, depois ENEVA, e complementou este sucesso inicial com uma série relevante de outras descobertas absolutamente similares à primeira ao longo da década de 2010 (MIRANDA 2014, 2018). Dezenas de descobertas foram feitas, todas utilizando o modelo da estrutura chapéu-coco encapsulando acumulações de gás nas Fms. Poti (Carbonífero), Cabeças (Devoniano) e Piauí (Carbonífero). A geração do gás também é não-convencional, através do efeito térmico de intrusões de diabásio nos folhelhos marinhos devonianos da Fm. Pimenteiras. Não fosse este mecanismo, jamais haveria hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, pois sua profundidade pequena não permitiria a maturação convencional da rocha geradora por soterramento. O resultado comercial destas descobertas é hoje conhecido como Parque dos Gaviões, com 11 campos declarados comerciais que possuem reservas certificadas de 1,17 TCF (trilhão de pés cúbicos, equivalentes a 195 milhões boe) (ENEVA 2023). Seis campos produzem cerca de 25.000 boed de gás (ANP 2022).

Um fato curioso, muito típico da Geologia, é que o modelo da soleira com estrutura chapéu-coco já havia funcionado na Bacia do Paraná, quando o poço Chapéu de Sol 2, perfurado pela Paulipetro em 1984, encontrou gás e condensado em areni-

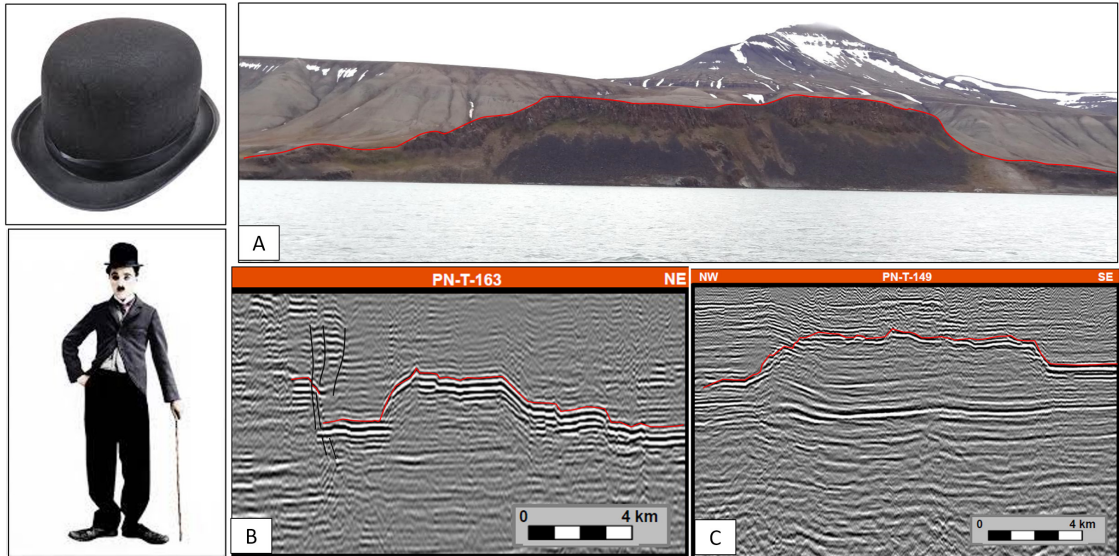


FIGURA 6 – Estrutura chapéu-coco, inspirada no famoso chapéu de Chaplin. (A) estrutura chapéu-coco formada por soleira jurássica na ilha de Svalbard. (B) e (C) seções sísmicas em tempo mostrando estruturas chapéu-coco formadas por soleiras juro-cretácicas na Bacia do Parnaíba (ARAÚJO 2015). Linhas finas vermelhas seguem o topo das soleiras.

to do Grupo Itararé logo abaixo de uma soleira de diabásio. A descoberta de Barra Bonita também é constituída por uma estrutura chapéu-coco encapsulando a acumulação de gás em arenito do Grupo Itararé. Na época dos dois poços, a sísmica não permitia a visualização perfeita da estrutura chapéu-coco, portanto, o conceito estrutural ainda não tinha sido desenvolvido. Só, posteriormente, com o sucesso da exploração do modelo na Bacia do Parnaíba e a aquisição de sísmica moderna e do reprocessamento de sísmica antiga é que se constatou que também na Bacia do Paraná este modelo não-convencional de trapecamento de hidrocarbonetos está presente.

Acreditamos que uma grande ironia está para acontecer na próxima década. Recentemente (2020), a ENEVA adquiriu blocos exploratórios no norte da Bacia do Paraná. A equipe de geólogos e geofísicos mencionada acima irá estudar e dar locações exploratórias nestes blocos. Dada a capacidade reconhecida da equipe e da melhoria notável na qualidade sísmica em bacias paleozoicas, a probabilidade de descobertas de vários campos de gás é muito grande. A ironia máxima que poderá acontecer é que próximo a estes blocos passa o Gasoduto Bolívia-Brasil, através do qual o Brasil tem importado a peso de ouro, e às custas de muitas perturbações políticas, gás do país vizinho. Como daqui a uma década o gás da Bolívia terá se esgo-

tado, possivelmente, este gasoduto poderá ser utilizado para escoar o gás das futuras descobertas da ENEVA na Bacia do Paraná.

3.2 Riftes terrestres mesozoicos

A geologia de petróleo e a produção de óleo e gás no Brasil começou na Bacia do Recôncavo em 1939 com a descoberta do poço de Lobato. Logo em seguida, as descobertas de grandes campos de petróleo, como Candeias (1940), Dom João (1947) e Água Grande (1951) selaram definitivamente a vocação petrolífera do país. Na parte terrestre da Bacia de Sergipe-Alagoas, descobertas similares se seguiram; destacando-se aí a descoberta do primeiro campo gigante do Brasil, Carmópolis em 1963. A produção de óleo no Recôncavo, em seu pico, atingiu cerca de 130.000 bopd (1968); e a Bacia de Sergipe-Alagoas cerca de 50.000 bopd (pico em 1985). O mesmo ambiente geológico proporcionou, mais tarde, numerosas descobertas na parte terrestre da Bacia Potiguar a partir de 1979, que chegaram a produzir 90.000 bopd em 1997. A parte terrestre da Bacia do Espírito Santo também usufruiu deste sistema petrolífero com algumas descobertas de pequeno porte que produziram um máximo de 25.000 bopd (2002). Os dados de produção aqui reportados foram retirados de MENDES *et al.* (2019, Gráfico 4). Atualmente,

estas bacias terrestres estão em fase madura de exploração/exploração, com produções declinantes e possibilidades exploratórias remotas para novas reservas significativas. Segundo o boletim da ANP (Novembro 2022) a produção conjunta destas 4 bacias terrestres é da ordem de 93.000 boepd (2,3% da produção nacional total).

O ambiente geológico em comum destas descobertas pode ser genericamente denominado de “sistema petrolífero do rifte terrestres do Cretáceo Inferior”. Neste sistema as principais rochas geradoras são folhelhos lacustres de água doce/salobra de idade Berriasiana/Valanginiana (Cretáceo Inferior), depositadas em ambientes semelhantes aos atuais grandes lagos do ramo oeste do *Great Rift Valley* (ou *East African Rift*), tais como Tanganika, Malawi e Albert. As rochas reservatórios são predominantemente arenitos de natureza continental (eólicos, lacustres, fluviais, fluvio-deltaicos, turbiditos lacustres) e, em menor escala, conglomerados (fanglomerados ou de ambientes transicionais). A idade dos reservatórios varia desde o Jurássico até o Aptiano. As trapas principais são de natureza estrutural, clássicas de ambientes de rifting, tais como blocos falhados/rotacionados, *horsts*, blocos basculados e estruturas *rollover* em falhas listricas de crescimento. Trapas mistas são comuns, segui-

das por trapas estratigráficas em turbiditos depositados nos fundos dos lagos. Diápiros de folhelho e de arenitos formam uma série de pequenos campos em trapas mistas peculiares ao Recôncavo (Figura 7). O Recôncavo foi também uma bacia pioneira em desenvolver reservatórios não-convencionais, como os folhelhos fraturados do campo de Candeias, que até hoje são produtores.

Estes riftes terrestres do Cretáceo Inferior estendem-se em pequena escala para dentro das partes marítimas de suas bacias, no domínio das águas rasas. O campo de Manati, nas águas rasas da Bacia de Camamu, constitui uma trapa clássica da extensão da Bacia do Recôncavo mar adentro. Na Bacia Potiguar alguns campos de água rasa, como Pescada, são claramente formados dentro da extensão do rifte Potiguar mar adentro. Nas bacias de Sergipe-Alagoas e Espírito Santo as estruturas rifte ocorrem dentro de suas águas rasas, mas sem acumulações significativas descobertas até hoje.

Em 2022, a produção oriunda dos reservatórios terrestres (bacias paleozoicas e bacias de riftes mesozoicos) foi em média de 207.000 boed, representando cerca de 5% da produção nacional (Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, Dezembro 2022, Encarte de Consolidação da Produção em 2022).

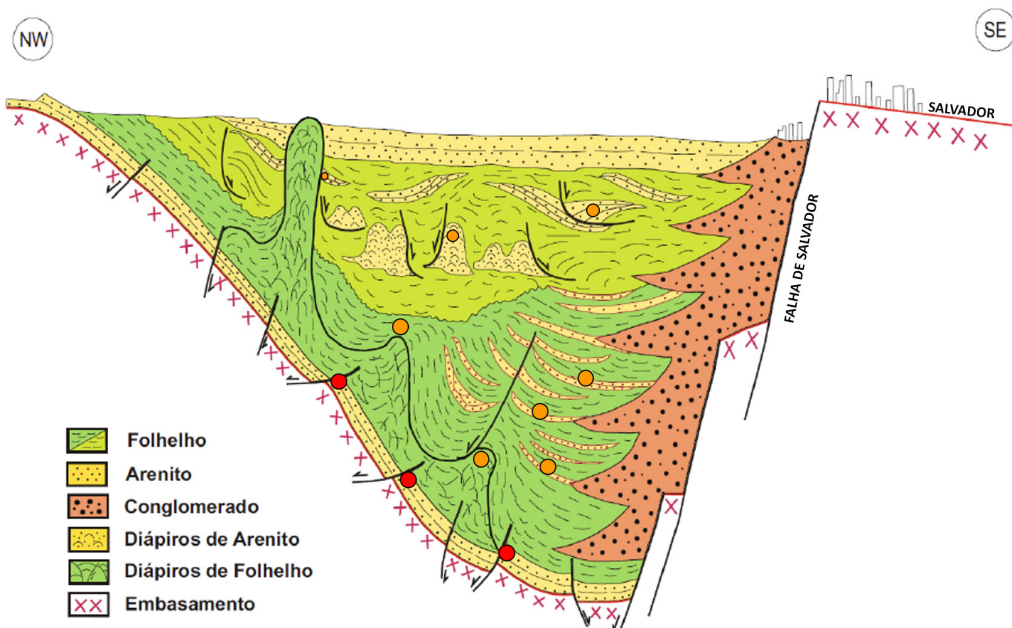


FIGURA 7 – Seção esquemática (sem escala) ilustrando os *plays* petrolíferos da Bacia do Recôncavo (ZALÁN & LOUREIRO 2013, inédito). Círculos vermelhos indicam o *play* principal: arenitos em blocos falhados das formações neojurássicas da Fm. Sergi e Água Grande selados e alimentados pelos folhelhos da Fm. Candeias. Os círculos de cor laranja indicam os *plays* secundários: estruturas *rollover* em arenitos deltaicos, culminações e flancos de diápiros de folhelho, diápiros de arenitos e turbiditos de fundo de bacia.

3.3 Bacias marítimas Pós-Sal

Muito embora, desde a década de 1980, a maior parte da produção brasileira de petróleo seja originária de bacias marítimas, a nova província produtora chamada de “Pré-Sal das Bacias de Santos e Campos” tornou-se tão importante para o país que ela, por si só, merece um destaque à parte. Por isto, toda a produção brasileira marítima que não seja oriunda do Pré-Sal será aqui tratada com produção marítima Pós-Sal.

A história de sucesso destacado da Petrobras no cenário mundial da indústria petrolífera iniciou-se em 1969 com a perfuração do segundo poço marítimo do Brasil. Uma companhia que jamais tinha se aventurado em exploração e perfuração marítimas descobriu, com seu segundo poço, um campo de petróleo comercial que produziu óleo de excelente qualidade por quase meio século, até 2020. Além deste sucesso operacional e geológico, houve um feito científico que foi descobrir óleo em reservatórios de natureza praticamente desconhecida até então, turbiditos.

Os arenitos depositados por correntes de turbidez em águas profundas, os turbiditos, foram os grandes propulsores da Petrobras para níveis de produção jamais imaginados e para premiações por avanços e inovações tecnológicas só concedidas para companhias de países do chamado Pri-

meiro Mundo. Das descobertas de petróleo nestes reservatórios em Sergipe, a Petrobras engrenou uma série de descobertas semelhantes em várias bacias marítimas brasileiras: Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Ceará, Potiguar e Espírito Santo. O primeiro campo gigante de óleo em turbiditos em águas rasas (Namorado) foi descoberto em 1975 na Bacia de Campos. Em 1985, os primeiros dois campos gigantes de óleo em águas profundas (Marlim e Albacora) (Figura 8) foram descobertos. Uma outra série impressionante de descobertas de grandes acumulações de turbiditos, agora em águas profundas, se seguiu: Bijupirá, Marlim Leste, Albacora Leste, Marlim Sul, Espadarte, Barracuda, Caratinga. A culminação desta fase de sucessos em turbiditos teve seu ápice em 1996, quando o primeiro campo em águas ultraprofundas, e a maior descoberta até então da Petrobras, foi revelado ao mundo, Roncador, em lâmina d’água de 1.856 m, recorde mundial à época. Foram praticamente 3 décadas de liderança mundial da Petrobras na exploração, desenvolvimento e produção de reservatórios turbidíticos. Quando o Brasil atingiu a marca de 2 milhões de barris de óleo por dia, em 2007, cerca de 80% das reservas e da produção eram oriundos dos campos de turbiditos em águas profundas e ultraprofundas. A partir de 2006, a importância dos turbiditos para o Brasil continuou grande, mas foi severamente ofuscada pelo brilho

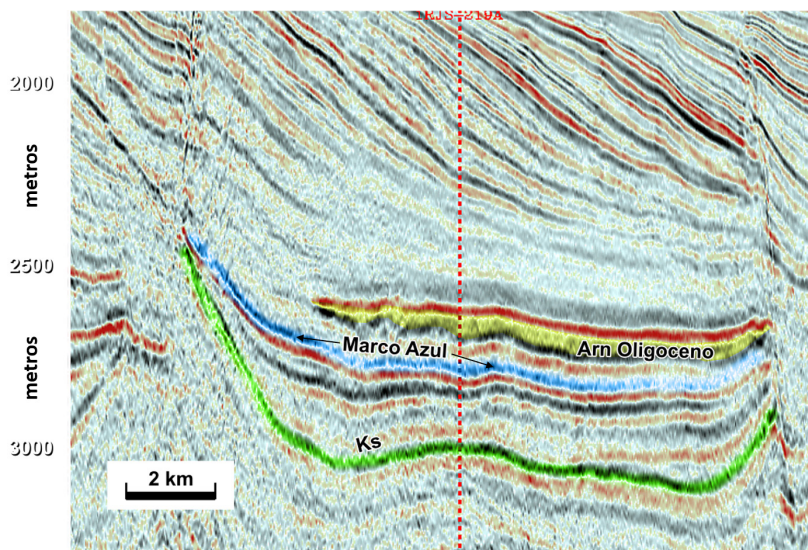


FIGURA 8 – Seção sísmica em profundidade do campo gigante de Marlim. O campo foi descoberto perfurando-se a forte anomalia de amplitude (em amarelo e vermelho) identificada pelos geofísicos Antonio Pinheiro Lobo e João Oliveira Ferradaes (*in memoriam*, ambos) no início da década de 1980. A trapa é estratigráfica e o reservatório consiste de turbidito do Oligoceno cuja produção final deverá ser da ordem de 3 bilhões de boer (produzidos e a produzir). Em seu pico, o campo chegou a produzir mais de 600.000 bopd.

maior das descobertas do Pré-Sal. Ainda assim, nas décadas de 2000 e 2010, houve um ressurgimento de descobertas importantes de óleo leve e gás em turbiditos nas águas profundas e, principalmente, ultraprofundas, de Sergipe-Alagoas (campos de Piranema, Barra, Cumbe, Farfan, Muriú, Moita Bonita e Poço Verde).

Em termos de sistemas petrolíferos, os reservatórios turbidíticos são arenitos com idades variando do Mioceno (Albacora Leste) até Albiano (Namorado, Albacora). Os hidrocarbonetos encontrados têm origem predominantemente em folhelhos lacustres salinos barremianos (Campos), folhelhos marinhos hipersalinos aptianos (Sergipe-Alagoas, Potiguar, Ceará) e folhelhos marinhos anóxicos albianos-turonianos (Santos, Campos, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas). A maioria das trapas é de natureza estratigráfica (nas bacias sem sal) ou mista estratigráfica/estrutural (nas bacias com sal). O petróleo encontrado é predominantemente óleo, pesado (Campos) a leve (Sergipe-Alagoas, Santos); secundariamente, gás (Santos, Espírito Santo, Sergipe-Alagoas).

Nem todas as descobertas e produções de óleo advêm de turbiditos. Carbonatos marinhos albianos são importantes componentes das reservas e produções de hidrocarbonetos nas águas rasas das Bacias de Campos (Garoupa, Enchova, Bonito, Bicudo, Pampo, Cherne) e Santos (Tubarão, Coral, Estrela do Mar, Caravela). As acumulações são sempre de natureza estrutural, em estruturas de *rollover* associado a falhas lítricas de escorregamento desenvolvidas acima da camada de sal. Fato curioso ocorreu durante a década de 2000 quando as produções dos campos de turbiditos em águas profundas da Bacia de Campos começaram a declinar. Os geólogos de desenvolvimento da bacia, empregando um conceito engenhoso de pesquisar a ocorrência de carbonatos de águas rasas pretéritas nas águas profundas atuais, começaram a descobrir reservas adicionais significativas de óleo nos carbonatos albianos situados abaixo dos turbiditos. Este conceito, informalmente denominado de “tartarugas albianas” consiste em mapear corpos com geometria similar a cascos de tartaruga, rompidos da plataforma albiana e isolados por deslizamento gravitacional sobre o sal nas águas profundas atuais. O primeiro poço perfurado para testar este conceito foi um completo sucesso, resultando na descoberta de Jabuti dentro do *ring fence* de Marlim Leste. Um poço produtor de Jabuti quebrou o recorde nacional da Petrobras de produção diária de um único

poço (>43.588 bopd) em 2009. Uma série de descobertas semelhantes seguiu-se a Jabuti e várias “tartarugas” albianas com óleo foram encontradas dentro dos *ring fences* de turbiditos, todas com volumes de algumas centenas de milhões de boer. Não satisfeitos com estes sucessos, estas equipes de geólogos descobriram também reservas adicionais de óleo em microbialitos do Pré-Sal, situados abaixo dos turbiditos e das “tartarugas” albianas dentro dos *ring fences* dos grandes campos de águas profundas da Bacia de Campos. Nesta bacia o óleo é sempre derivado dos folhelhos lacustres salinos barremianos. Nos carbonatos de Santos, o óleo é derivado dos folhelhos marinhos anóxicos albianos-turonianos

Em 2022, a produção oriunda dos reservatórios marítimos Pós-Sal foi em média de 758.000 boed, representando cerca de 20% da produção nacional (Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, Dezembro 2022, Encarte de Consolidação da Produção em 2022).

3.4 Bacias marítimas Pré-Sal

Em julho de 2008 a Bacia de Santos era a penúltima colocada em termos de produção de óleo e gás no Brasil com meros 7.366 boed. Ela só ganhava da unidade de produção de óleo e gás a partir de “xisto” betuminoso da Petrobras/SIX situada na Bacia do Paraná, que à época produzia 3.051 boed. Isto significava que, à época, a produção de petróleo a partir de reservatórios convencionais da geologia de petróleo da bacia só era maior que a produção obtida por retortagem de folhelhos betuminosos. Em dezembro de 2022, 14 anos depois, a produção da Bacia de Santos era a maior, disparada, do Brasil com 2.972.252 boed, dos quais, 2.316.462 bopd são de óleo (Boletim de Produção Mensal da ANP, dezembro de 2022). Com esta produção, a Bacia de Santos estaria em 6º lugar em produção de óleo na OPEP e em 10º lugar na produção mundial. Este aumento vertiginoso de 400x deveu-se ao fantástico “sistema petrolífero do *Play* Pré-Sal”, descoberto pela Petrobras em 2006.

O *play* Pré-Sal das bacias de Santos e Campos constitui uma notável província petrolífera no cenário mundial. Descoberta em 2006, iniciou a produção de óleo pela primeira vez apenas dois anos depois. Atingiu a marca de 1 milhão bopd após 8 anos de produção (PETROBRAS 2020). Sua produção acumulada ao final de 2022 aproximava-se de 3 bilhões de barris de óleo produzidos. Os recursos descobertos pela Petrobras somam cerca de 40 bilhões de barris de óleo, entre reservas provadas

(recursos desenvolvidos) e recursos contingentes (recursos já descobertos, mas ainda não desenvolvidos). Três campos supergigantes (Búzios 11,3 Gboer, Tupi 8,3 Gboer, Complexo de Iara com 8 campos > 5 Gboer) e dez campos gigantes (Sapinhoá, Mero, Lapa, Cernambi, Atapu, Sepia, Bacalhau, Sagitário, Júpiter, Pão de Açúcar, Parque das Baleias Pré-Sal, todos com mais de 500 MMboer) são as estrelas deste *play*. A figura 9 ilustra a magnífica estrutura portadora de Tupi, o qual atingiu seu pico de produção em janeiro de 2020 com 1.329.000 bopd. Como curiosidade, ainda na estrutura gigante de Tupi, há a possibilidade de um *play* Pré-Pré-Sal, que seriam os arenitos das Fms. Botucatu e Pirambóia numa seção pré-rifte equivalente à Bacia do Paraná, que a cada melhoria na resolução sísmica, se descortina cada vez mais clara na parte central da Bacia de Santos (Figura 9).

Narramos aqui mais uma nota irônica relativa à Geologia, ciência esta que não cansa de nos maravilhar. Muito embora a descoberta oficial do Pré-Sal tenha se dado em 2006 com a perfuração dos poços de Paraty e Tupi na Bacia de Santos, o primeiro poço produtor do Pré-Sal se localizava no Espírito Santo,

o poço ESS-103. Este poço, produtor no Pós-Sal do campo de Jubarte já tinha perfurado a seção abaixo do sal e identificado uma extensa zona de carbonatos ainda mal-entendidos (tanto do ponto de vista de sua textura/composição como de sua avaliação petrofísica), mas portadores de hidrocarbonetos. Quando os segredos do Pré-Sal foram decifrados em Tupi, entendeu-se então que a seção Pré-Sal do poço ESS-103 já havia descoberto algo semelhante e do porte deste campo supergigante. Posto em produção em 2008, este poço entrou para a história como o real descobridor do Pré-Sal e o primeiro produtor deste *play*. Recomendamos a leitura do livro *Pré-Sal: a saga* (MACHADO 2018) onde se pode encontrar uma prazerosa e fidedigna narrativa de como se deram as descobertas do Pré-Sal nos bastidores da geologia da Petrobras.

O segredo deste notável *play* petrolífero é a conjugação de 3 itens do sistema petrolífero que possuem características fora do comum. A rocha geradora é riquíssima em matéria orgânica algálica de origem lacustre salina, propensa à geração de óleo de excelente qualidade. As rochas reservatórias são carbonatos microbialíticos (anteriormente conhecidos como estro-

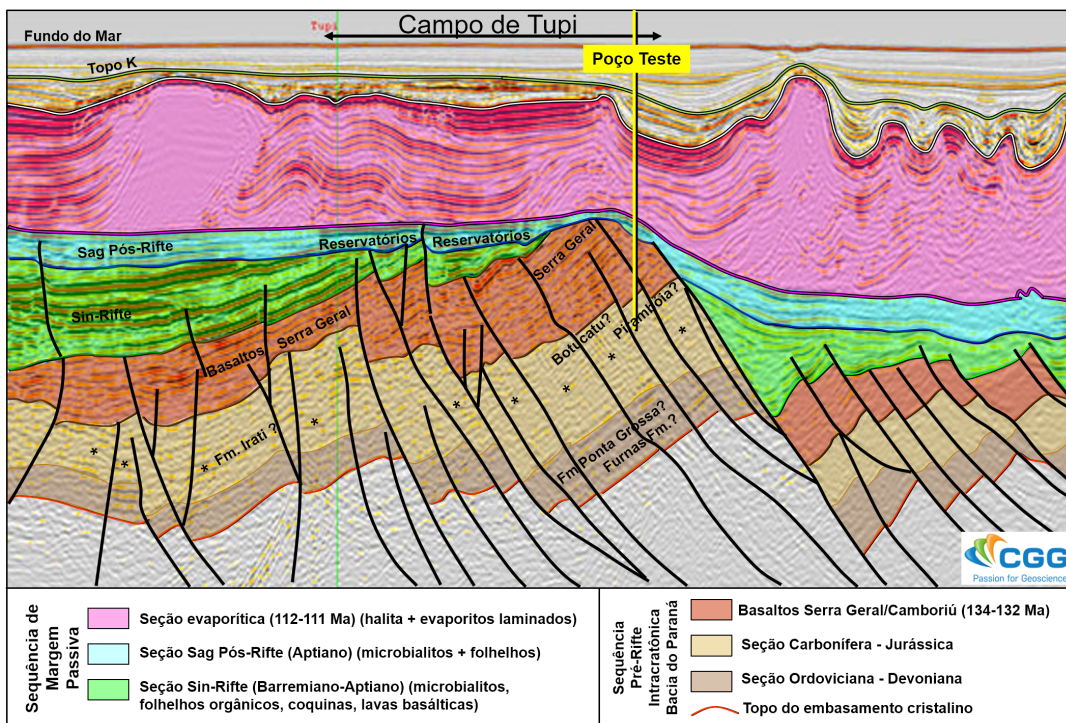


FIGURA 9 – Seção sísmica da estrutura gigante do campo de Tupi ilustrando a estratigrafia da seção Pré-Sal. A interpretação mostra a possibilidade da ocorrência de uma espessa seção pré-rifte equivalente à Bacia do Paraná. Um poço teste (aqui sugerido) poderia pesquisar a ocorrência dos bons reservatórios eólicos das Fms. Botucatu e Pirambóia, saturados de petróleo oriundo da rica Fm. Irati, dentro do fechamento estrutural do bloco de Tupi (modificado de ZALÁN 2017b).

matólitos) de origens diversas (plataformais, *shoals*, travertinos em construções hidrotermais), mas todos formados dentro de enormes lagos hipersalinos, com dimensões de mares continentais. Estes reservatórios possuem características permo-porosas fantásticas e produtividade marítima recorde em termos mundiais (dezenas de poços produzem mais de 20.000 bopd, vários acima de 50.000 bopd, com picos que atingiram 65.000 bopd). FETTER *et al.* (2018), MAAS *et al.* (2023) e VITAL *et al.* (2023) fornecem um excelente resumo dos modelos deposicionais destes reservatórios carbonáticos, ilustrando-os com excelentes exemplos oriundos de diversos campos já em produção. Em terceiro lugar, a existência de um selo perfei-

to. Toda a área do *play* Pré-Sal possui uma cobertura contínua de camadas de evaporitos (sal halita e sais diversos) que possuem centenas a milhares de metros de espessura cobrindo diretamente os reservatórios. A média da espessura da camada de sal sobre o *play* Pré-Sal é da ordem de 2.000-2.200 m. O poço Mo-nai no Espírito Santo perfurou 4.850 m de sal antes de chegar nos reservatórios. A eficiência da retenção de todo o petróleo gerado pelas rochas geradoras por estas rochas selantes é praticamente 100%. Todas as estruturas com fechamento quaquaversal ao nível da base do sal possuem altíssima probabilidade de conterem acumulações de hidrocarbonetos no Pré-Sal (Figura 10). Além disso, a existência de uma estrutura

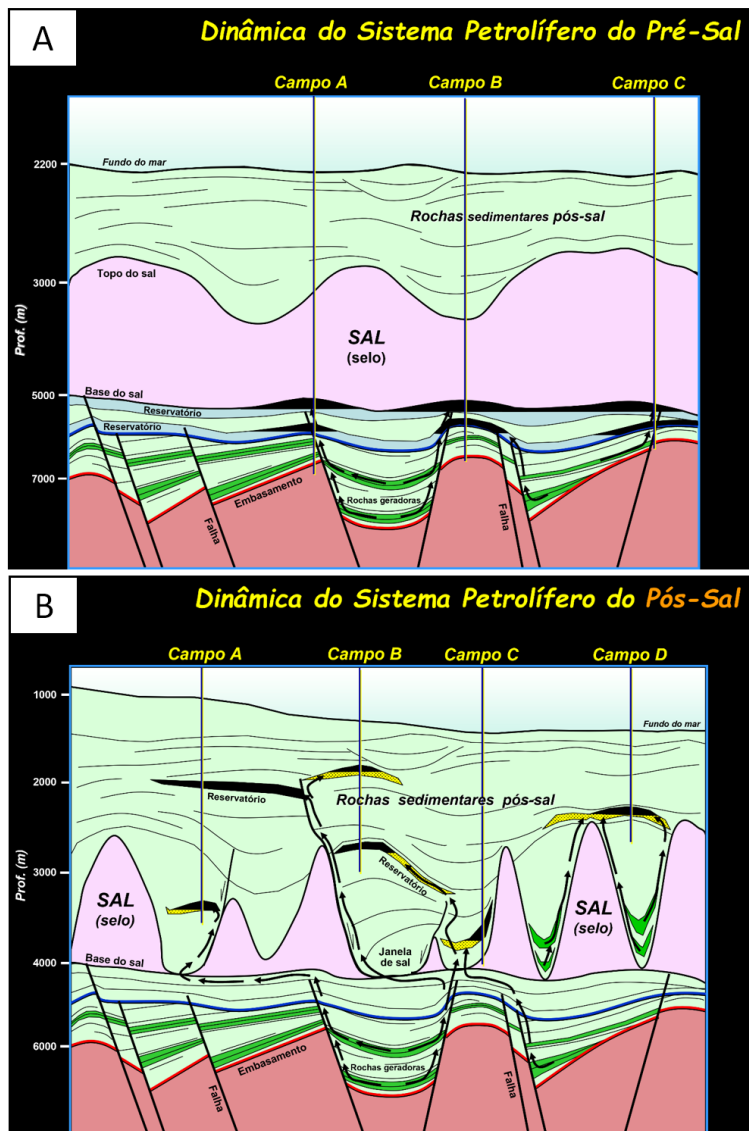


FIGURA 10 – Seções esquemáticas ilustrando o funcionamento dos sistemas petrolíferos do Pré-Sal e Pós-Sal (CALACHE & ZALÁN 2012).

crustal continental subjacente favorável à formação de dois grandes depocentros, onde se localizaram as Cozinhas Interna e Externa de hidrocarbonetos, ladeando um alto estrutural central com alto poder focalizador (Alto Externo), contribuiu em muito para a riqueza e generosidade do Pré-Sal (Figura 11).

O sistema petrolífero do *Play* Pré-Sal é basicamente único, com as mesmas rochas geradora, reservatório e selante, muito embora seja ele tão extenso que abarque completamente as áreas de duas grandes bacias, Santos e Campos; e, parcialmente, a parte sul da Bacia do Espírito Santo.

A compreensão do funcionamento dele por inteiro só pode ser feita a partir do entendimento de como a estrutura da crosta continental subjacente às bacias controla fortemente a distribuição dos diversos itens que compõem o sistema petrolífero (ZALÁN *et al.* 2019a, 2020) (Figura 11). A descrição dos subitens a seguir deve ser feita tendo a figura 12 como referência.

3.4.1 A Cozinha Interna

Todo o petróleo encontrado no *Play* Pré-Sal até os dias de hoje foi gerado a partir de folhelhos

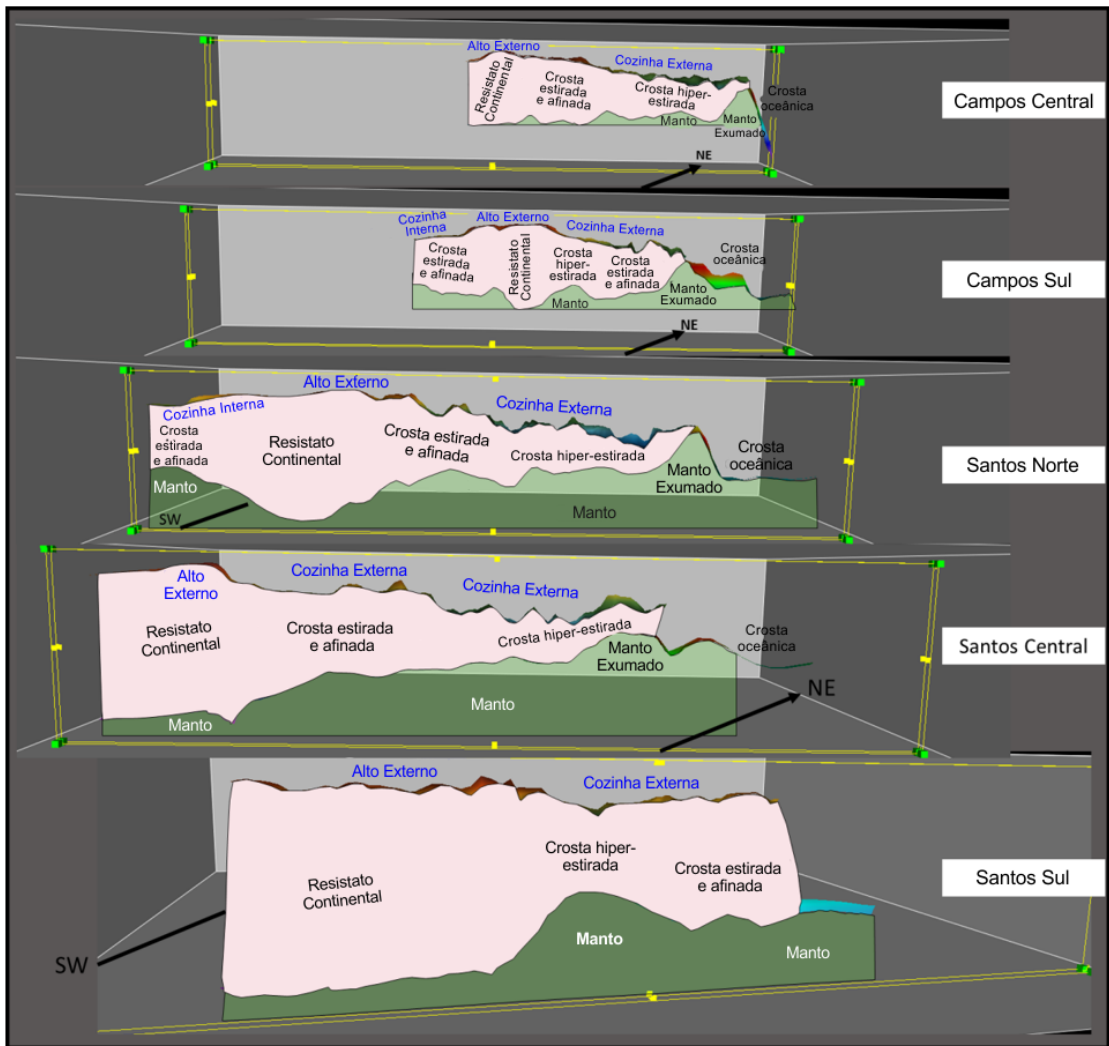


FIGURA 11 – Vista em perspectiva, de SO para NE, da variação do perfil crustal (da base do sal até a Moho) das bacias de Santos e Campos. A herança estrutural do embasamento no controle dos elementos do sistema petrolífero Pré-Sal fica clara. O Alto Externo se localiza sobre um resistato (terreno rígido e espesso) e é ladeado por terrenos menos resistentes à distensão, hiper-estirados ou distendidos com afinamento, sobre os quais se localizam as Cozinhas Interna e Externa.

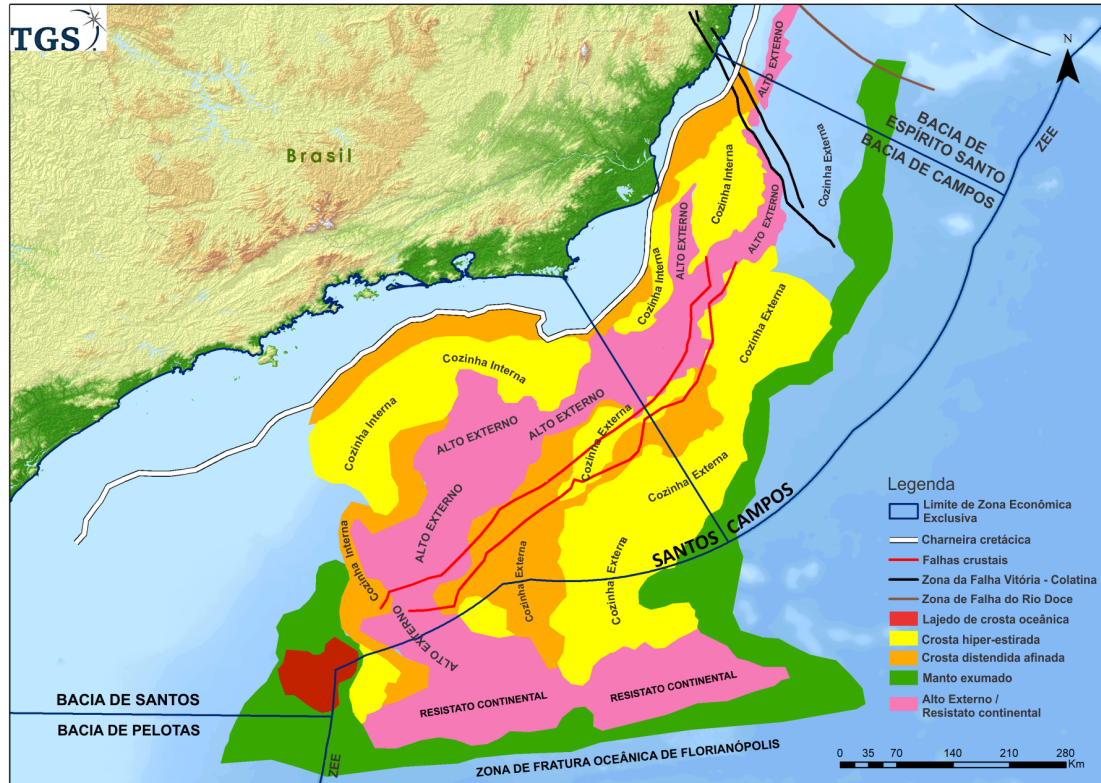


FIGURA 12 – Mapa das províncias crustais das Bacias de Santos e Campos (modificado de ZALÁN *et al.* 2020). Os terrenos hiper-estirados e distendidos com afinamento alojam as cozinhas de hidrocarbonetos Interna e Externa. A expressão superficial do resistato continental é o Alto Externo. A crosta continental nestas bacias é circundada por um cinturão de manto exumado. As Falhas Crustais são um trende de falhas profundas que atingem o manto e provavelmente servem de rota de migração de CO₂ para os reservatórios do Pré-Sal. As Falhas Crustais representam o colapso da crosta por falhamento devido à afinamento crustal abrupto da borda leste do Alto Externo.

ricos em matéria orgânica depositados em lagos rasos salinos a salobros, existentes durante a fase sin-riifte barremianan/eo-aaptiana (equivalente ao andar local brasileiro Jiquiá) de evolução das bacias. Os depósitos mais espessos e mais profundos destes folhelhos ocorrem na porção mais interna da bacia, entre a Charneira Cretácea e o extenso alto estrutural denominado Alto Externo. Estes folhelhos foram perfurados/amostrados/analizados em vários poços exploratórios da Petrobras, especialmente na Bacia de Campos. Suas espessuras são na ordem de várias dezenas de metros e ocorrem frequentemente intercalados com camadas de coquinas. Além do *Play* Pré-Sal, o petróleo gerado por estes folhelhos constitui também a totalidade do petróleo encontrado no *Play* Pós-Sal da Bacia de Campos nos campos situados em cima e a oeste do Alto Externo. Uma boa parte do petróleo no *Play* Pós-Sal da Bacia de Santos, a oeste do Alto

Externo, também provém destas rochas geradoras. Daí, o termo Cozinha Interna é usado para designar estes grábens internos destas bacias contendo estes folhelhos lacustres do Jiquiá.

3.4.2 A importância do Alto Externo como focalizador regional do sistema Pré-Sal

O Alto Externo é um complexo grupo de altos estruturais aglutinados que, em conjunto, apresentam seu embasamento e sua cobertura sedimentar em níveis bem acima de suas áreas circundantes. Eles formam um trende longo, largo e contínuo, de direção NE-SW na Bacia de Santos e N-S na Bacia de Campos, cortando as bacias “ao meio”, como se fosse a espinha dorsal delas. O Alto Externo é a expressão superficial de um resistato continental que apresenta uma Moho subjacente mais profunda, levando a uma espessura crustal significativamente maior do que as áreas vizinhas a oeste e leste, consti-

tuídas de crosta afinada e/ou hiper-estirada. Esta feição, por compensação isostática, acaba sobrelevada ao longo das duas bacias, separando uma área interna deprimida distendida a hiper-estirada, estreita em Campos e larga em Santos; e outra deprimida bem extensa e larga, predominantemente hiper-estirada, nas 2 bacias (vide figuras 2, 3 e 11). Estas áreas deprimidas constituem as Cozinhas Interna e Externa, respectivamente, onde os grábens são mais numerosos e profundos, contêm maiores espessuras de rochas geradoras que se encontram em profundidades suficientes para a ótima geração de óleo e gás.

Esta geometria de um alto central flanqueado por duas cozinhas de geração de hidrocarbonetos torna este alto estrutural altamente favorecido quanto à migração preferencial dos fluidos para as suas culminações estruturais. O Alto Externo concentra todas as descobertas no Pré-Sal das bacias de Santos e Campos e a maioria das descobertas no Pós-Sal da Bacia de Campos, confirmando assim a sua característica de alto focalizador (Figura 13). Todo o óleo do Pré-Sal e a maior parte do óleo do Pós-Sal

conhecido nas duas bacias têm sido geoquicamente correlacionado às rochas geradoras da Cozinha Interna. Isto se deve principalmente à carga imensa de pilhas de sedimentos clásticos (Fm. Juréia) derivados do rápido soerguimento da Serra do Mar Cretácica durante o Coniaciano-Maastrichtiano (ZALÁN & OLIVEIRA 2005). Esta carga oriunda de oeste atuou sobre o Alto Externo adernando-o para oeste e tornando a disposição de seus estratos altamente favorável para a migração de fluidos da Cozinha Interna para leste, para o interior de suas culminações estruturais.

3.4.3 A Cozinha Externa

Os terrenos localizados a leste do Alto Externo encontram-se situados sobre crosta continental predominantemente hiper-estirada ou distendida com afinamento. Trata-se do final do funil, no perfil de afunilamento crustal que caracteriza as MPMs no sentido proximal para distal (Figura 2). Nesta área a distensão foi extrema, com desenvolvimento de grábens, não tão abundantes nem tão profundos quanto

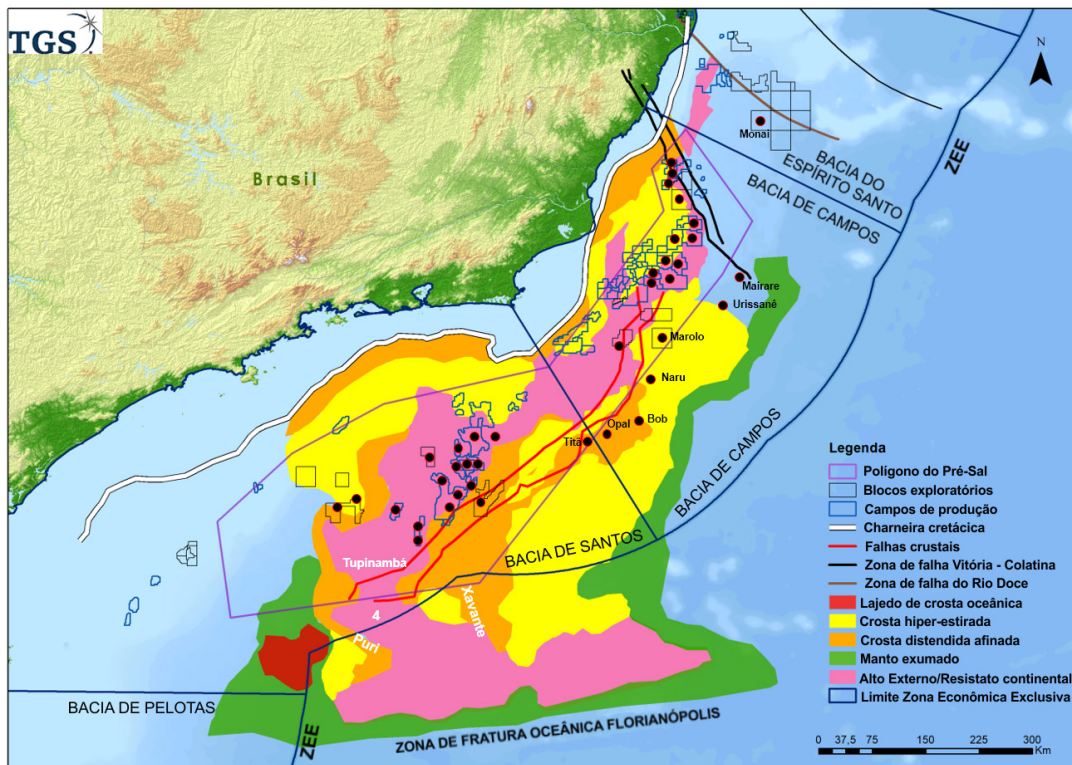


FIGURA 13 – Mapa das províncias crustais das bacias de Santos e Campos (modificado de ZALÁN *et al.* 2020) contendo todos os *ring fences* (campos em produção) do Pós-Sal e Pré-Sal, o polígono do Pré-Sal e em pontos pretos as descobertas do Pré-Sal. O controle focalizador do Alto Externo torna-se marcante nesta ilustração. As descobertas nomeadas em preto pertencem à Cozinha Externa. Os prospectos nomeados em branco são estruturas que podem conter acumulações gigantes de petróleo na extensão sudoeste do Alto Externo.

na Cozinha Interna, mas com muito maior deformação. Dentro de cada gráben, diversas sequências sin-rifte podem ser vistas, com altos graus de rotação de seus blocos e falhas e separadas por discordâncias angulares internas. As sísmo-fácies apontam para um teor em rochas vulcânicas alto (edifícios vulcânicos, lavas e intrusivas) e visivelmente crescente em direção à zona de ruptura final. O *play* Pré-Sal também está provado nesta Cozinha Externa. Descobertas significativas de gás e condensado ocorreram nos campos de Pão de Açúcar, Gávea e Seat; e de óleo no bloco adjacente BM-C-34. As análises e correlações geoquímicas destes hidrocarbonetos indicaram ambientes deposicionais para as rochas geradoras similares às da Cozinha Interna, mas diferentes o suficiente para serem distinguidas umas das outras. Entretanto, a potencialidade da Cozinha Externa como fornecedora de grandes volumes de óleo e gás tem sido questionada nos últimos 3 anos em decorrência de vários poços secos ou sub-comerciais (Mairarê, Urissanê, Marolo, Naru, Opala, Bob, Titã, Monai no Espírito Santo) (Figura 13) que foram perfurados visando o *play* Pré-Sal em fechamentos estruturais ocorrentes na Cozinha Externa. O gás predominou como fluido encontrado e as quantidades até agora não foram consideradas comerciais. Em alguns poços o teor de CO₂ é muito alto (Peroba). Tendo em vista que os reservatórios microbialíticos foram encontrados e a cobertura quilométrica de sal continua, a conclusão é que pode haver uma deficiência em termos de rochas geradoras na Cozinha Externa. Todas as diferenças estruturais e de conteúdo apontadas acima devem ter contribuído para um desenvolvimento, preservação e maturação das possíveis rochas geradoras diferentes do encontrado na Cozinha Interna. Entretanto, a área é muito extensa para que seja condenada com a perfuração de apenas uma dezena e meia de poços. Os poços não penetraram abaixo dos reservatórios objetivados, conseqüentemente, o preenchimento dos grábens na Cozinha Externa não é conhecido. Grandes investimentos foram feitos por companhias *majors* na aquisição de blocos nesta área tão distal; portanto, espera-se que haja uma reanálise dos resultados com uma conseqüente mudança de estratégia exploratória para a próxima leva de poços que deverá ocorrer na área.

Em 2022, a produção oriunda dos reservatórios Pré-Sal foi em média de 2.923.000 boed, representando cerca de 75% da produção nacional (Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, Dezembro 2022, Encarte de Consolidação da Produção em 2022).

4 POTENCIAL REMANESCENTE DAS BACIAS TERRESTRES

A partir deste capítulo, as bacias com potencial remanescente serão apresentadas, de uma maneira tentativa, em ordem decrescente de potencial petrolífero associado com a probabilidade de grandes descobertas prevista.

4.1 Bacias paleozoicas

A bacia paleozoica com maior potencial petrolífero no momento, é, sem dúvida, a Bacia do Solimões (antiga Bacia do Alto Amazonas). Lá, o sistema petrolífero Jandiatuba-Juruá está comprovado! Descoberta em 1986, a Província Petrolífera de Urucu (composta por 7 campos produtores) produz dezenas de milhares de bopd, de óleo da mais alta qualidade, e dezenas de milhões de metros cúbicos de gás por dia. O campo de Juruá (não-desenvolvido) possui um volume de gás *in place* da ordem de 1 TCF (equivalente a 167 milhões boe). Adquirido recentemente pela ENEVA, este campo quando desenvolvido apresentará produções similares à Província de Urucu, levando mais progresso e desenvolvimento a Rondônia ou ao próprio Estado do Amazonas. Entretanto, quando se olha para o futuro, as perspectivas de grandes descobertas na bacia são tímidas. Primeiramente, porque a Petrobras trabalhou ininterruptamente e intensivamente por 45 anos na bacia. Realizou dezenas de descobertas de campos de gás e condensado, alguns poucos com óleo, utilizando-se com grande êxito do modelo das estruturas anticlinais compressionais. Destas todas, escolheu 7 campos para compor o polo produtor da Província de Urucu, por serem as mais próximas do complexo sistema de escoamento de óleo e gás desenvolvido para permitir a lucratividade da produção. Em segundo lugar, qualquer descoberta, já conhecida ou no porvir, se dará no meio de floresta densa e pristina, que apresentará dois riscos a serem confrontados: (i) a enorme distância de centros consumidores, e (ii) a forte pressão de grupos ambientais contra o seu desenvolvimento. Embora o risco geológico seja baixo, o risco de comercialidade também é. Não acreditamos que, à exceção da ENEVA, que possui um campo de grandes dimensões já descoberto e próximo dos dutos de escoamento da Província de Urucu, outras companhias privadas invistam na exploração da Bacia do Solimões.

As bacias paleozoicas ainda trarão boas surpresas e riqueza para o Brasil. Devemos nos mirar no trabalho realizado pela ENEVA na Bacia

do Parnaíba, e torcer para que outras empresas nacionais sigam seus passos. A aplicação de um modelo geológico de sucesso que, por descobrir acumulações de pequeno porte, obrigou a junção das criatividades geológica, operacional e econômica para desenvolvê-las economicamente. O modelo “*reservoir-to-wire*” (do reservatório à linha) desenvolvido pela companhia permite que poços produtores de gás sejam ligados a pequenas usinas termoelétricas que por sua vez alimentam as grandes linhas de transmissão do Brasil que passam pela bacia. A Bacia do Parnaíba continuará a proporcionar várias descobertas modestas de gás (na ordem de dezenas a centenas de BCFs, bilhões de pés cúbicos) e este modelo do chapéu-coco permitirá que a(s) companhia(s) tenham uma atividade lucrativa por algumas décadas adiante. Para haver um salto quantitativo nos recursos a serem descobertos nesta bacia deverá ser necessário elaborar um modelo geológico em que as dimensões da trapa não estejam limitadas às modestas dimensões de soleiras em estruturas chapéu-coco. Neste modelo será necessário pesquisar a existência de fechamentos estruturais gerados por dobramento e/ou falhamento, de grandes dimensões e que tenham uma rocha selante tão eficiente quanto as soleiras. Suas idades de formação devem ser anteriores aos eventos ígneos do Jurássico/Cretáceo, para que possam trapear o gás gerado quando das intrusões.

A aquisição de blocos exploratórios na Bacia do Paraná pela ENEVA promete um futuro excitante para esta bacia. Caso seja possível aplicar o modelo da estrutura chapéu-coco, e tudo indica que sim, pois lá ocorreram as primeiras descobertas neste tipo de estrutura, o número de descobertas e o volume nelas contido deverá ultrapassar os números da Bacia do Parnaíba. A Bacia do Paraná tem o dobro do tamanho da Bacia do Parnaíba, o dobro de sua profundidade máxima e está sob os grandes centros industriais e agropecuários do país. A geração de gás se deu tanto por métodos convencionais (soterramento da Fm. Ponta Grossa) e por contato direto das rochas intrusivas com a rocha geradora (no caso da Fm. Irati). Aqui também, poderá a ENEVA inovar, como sempre, desenvolvendo o modelo *reservoir-to-major pipeline* (do reservatório para um gasoduto gigante já existente) o qual não necessitará da construção de usinas termoelétricas. O gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) passa próximo de seus blocos e qualquer descoberta de gás poderá ser a ele ligada imediatamente (Figura 14). Como dito anteriormente, o Brasil tem importado, a peso de ouro, e às custas de muitas pertur-

bações políticas, gás do país vizinho. Com a rápida exaustão das reservas de gás da Bolívia em um futuro breve, o gasoduto encontrar-se-á subutilizado e procurando alternativas para o seu preenchimento. Como mencionado acima, a ironia máxima que poderá acontecer é que com a expansão das atividades exploratórias da ENEVA, em caso de sucesso exploratório, é plausível se prever a descoberta de grandes reservas de gás muito próximo ou logo abaixo do traçado do GASBOL. Seja através deste modelo chapéu-coco ou seja através de grandes estruturas convencionais de trapeamento de hidrocarbonetos, a Bacia do Paraná tem a potencialidade geológica de apresentar descobertas de gás na ordem de alguns TCFs cumulativamente. Ressalta-se que a criatividade geológica e comercial, a persistência exploratória e um ambiente legal-tributário favorável terão papel fundamental no desenvolvimento pleno da potencialidade da Bacia do Paraná. Prevê-se a descoberta e o desenvolvimento de vários campos de gás que serão sofregamente utilizadas pelas indústrias e o agronegócio das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul. A ocorrência de óleo é possível, mas as quantidades previstas em ocorrendo serão pequenas, provavelmente não-econômicas.

A Bacia do Amazonas também tem dois sistemas petrolíferos provados: Barreirinhas-Monte Alegre e Barreirinhas-Nova Olinda. A ENEVA já produz gás a partir do segundo. Entretanto, a bacia sofre de 3 grandes problemas: (i) resolução sísmica sofrível, (ii) grande volume de intrusões básicas, sob as formas mais diversificadas dentre todas as bacias paleozoicas, e (iii) grande cobertura de floresta (ainda...). O primeiro problema é derivado em grande parte do segundo. A quantidade e a diversidade das intrusões ígneas na coluna sedimentar da bacia são fenomenais, criando sérios problemas de absorção de energia e de campos de velocidade. A intensidade do magmatismo cresce de oeste (antiga Bacia do Médio Amazonas) para leste (antiga Bacia do Baixo Amazonas). Nesta última subdivisão, a resolução sísmica é praticamente nula. Como pontos positivos pode-se apontar: (i) a existência de estruturas tectônicas (blocos falhados) e estruturas associadas às intrusões, além de trapas estratigráficas (caso do Campo Azulão), e (ii) a existência de dois grandes centros populacionais/econômicos sobre ela: Manaus e Santarém, que permitem o escoamento de eventuais acumulações descobertas em seus arredores (em um raio de 200-300 km) por vias rodoviárias. Acreditamos, porém, que os pontos negativos superam os positivos. Va-

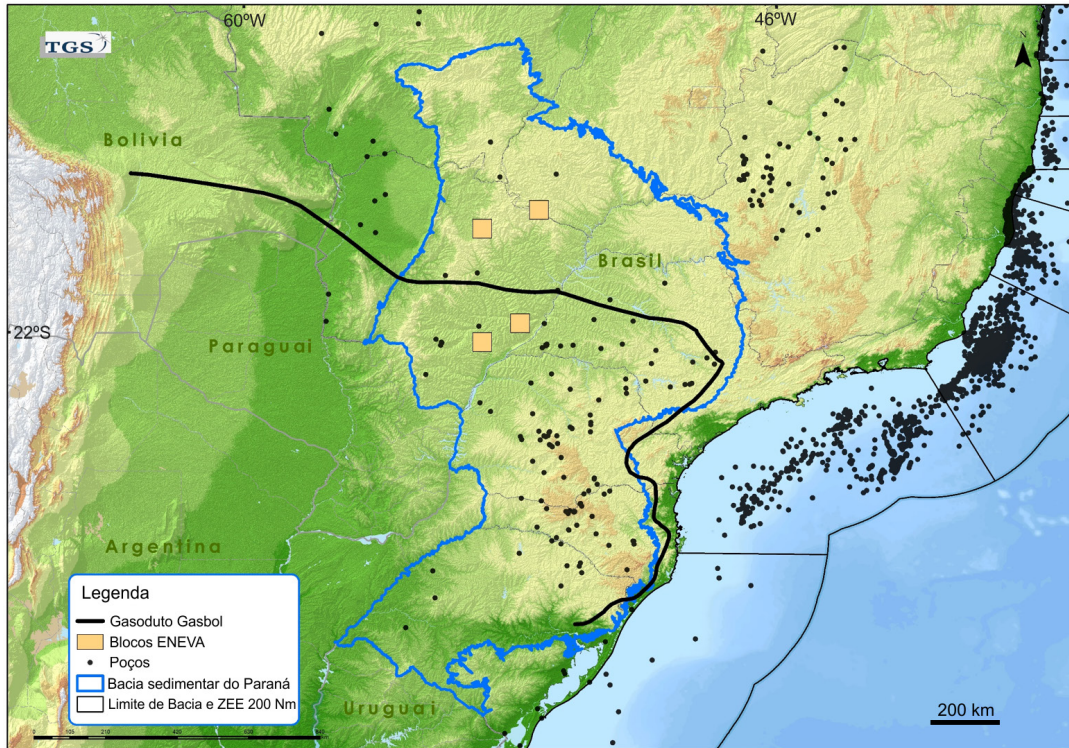


FIGURA 14 – Mapa da Bacia do Paraná mostrando os 4 blocos da ENEVA e a proximidade com o GASBOL. Os blocos situam-se entre 60-200 km de distância do gasoduto.

ticinamos que a Bacia do Amazonas, embora com potencial petrolífero comprovado, não vá agregar grandes descobertas e produções de petróleo à economia do Brasil nas próximas décadas.

A exceção poderá ser a ENEVA se, em se aproveitando da experiência adquirida em Azulão e Japim e da infraestrutura instalada na região de Silves, ela pesquisar novos prospectos nos arredores. Neste caso, pequenas acumulações poderão se tornar comerciais. Este parece ser o caso da recente descoberta de Anebá que encontrou pequenos volumes de óleo e gás em 5 níveis de reservatórios (< 10 milhões boer) (GAFFNEY CLINE 2023).

4.2 Bacias mesozoicas

As clássicas províncias produtoras do Recôncavo, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo Terra encontram-se em pleno estágio maduro para senil de sua exploração/produção. Todas já atingiram seu pico de produção e apresentam fortes curvas declinantes de produção. O estágio atual é de “garimpagem” por várias companhias de pequeno a médio porte do potencial já descoberto remanescente e de novas acumulações similares com pequenos volumes. Este estágio é muito importante

para a indústria nacional porque é neste ambiente que se forjam a experiência operacional, a convivência com o risco exploratório e a recompensa com os lucros normalmente elevados da atividade petrolífera bem-sucedida. Várias companhias brasileiras sobreviverão a esta fase, dela resultando a consolidação de uma indústria diversificada em atores aptos para operar em ambientes geológicos e operacionais de maior magnitude.

Para estas bacias prevê-se a tentativa de estabilização das curvas de produção a partir do aumento da eficiência do manuseio de reservatórios, usando novas tecnologias para aumentar o fator de recuperação. Adicionalmente, a descoberta de reservatórios mais profundos, ou mais rasos, portadores de acumulações antes desconsideradas também será significativa. Um mercado com maior demanda por gás também auxiliará no aproveitamento econômico de volumes que antes eram queimados ou reinjetados nos reservatórios.

Quanto a novas descobertas, elas certamente ocorrerão. Na maioria dos casos elas serão pequenas na ordem de algumas centenas de milhares a alguns milhões de barris de óleo equivalente recuperável; dentro ou fora dos *ring fences* existentes.

Sempre haverá espaço para a descoberta de pequenas acumulações que passaram despercebidas pela sísmica antiga, reveladas em um reprocessamento mais moderno, e com a aplicação de atributos sísmicos sofisticados. Conceitos geológicos criativos poderão descobrir acumulações em reservatórios mais profundos ou em situações de trapecamento inéditas. Eventualmente, neste último caso, há a probabilidade considerada pequena de se descobrir acumulações maiores, na faixa de algumas poucas dezenas de milhões de barris de óleo equivalente.

Desconsidera-se aqui a tese de que o uso da técnica de fraturamento hidráulico de reservatórios não-convencionais poderá aumentar significativamente o potencial petrolífero recuperável destas bacias. Esta técnica necessita de um volume de hidrocarbonetos *in place* muito grande, de equipamento operacional não existente no país, apresenta custos extremamente elevados pela necessidade de perfuração de centenas a milhares de poços e pela eterna oposição de natureza ambiental quanto ao emprego deste método.

Das 4 bacias citadas acima classificamos as bacias do Recôncavo e Potiguar como as de maior potencial em termos de reposição de reservas e de manutenção ou pequeno incremento em suas curvas de produção. Sergipe-Alagoas segue em segundo lugar com potencial bem menor para tal, enquanto Espírito Santo Terra apresenta uma probabilidade próxima à nula de obter algum sucesso em tal empreitada.

Há uma quinta bacia mesozoica que merece uma advertência à parte. A Bacia do Tucano é a continuação da Bacia do Recôncavo (Figura 1). Do rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá, o Tucano é o maior gráben de todos; muito mais extenso e profundo. Geologicamente, é praticamente desconhecida. Por ser muito profunda (> 6.000 m conhecidos de espessura sedimentar), poucos poços penetraram completamente nela, com exceção de alguns que atingiram a parte mais rasa a leste. A espessa coluna sedimentar implicou em uma resolução sísmica pobre dos primeiros levantamentos. Por ser desconhecida, previsões acerca dela são praticamente impossíveis. O conhecimento atual indica que esta bacia teria um conteúdo de arenitos muito maior que o Recôncavo, sendo assim as chances de desenvolvimento de folhelhos lacustres geradores e material prodeltaico selante seriam pequenas e a bacia não apresentaria atratividade para petróleo. Há, entretanto, uma pequena probabilidade de que os lagos de água doce do Neocomiano, que levaram à formação dos ricos folhelhos Can-

deias no Recôncavo, possam ter penetrado, em parte, no Tucano. Os próprios folhelhos Candeias, então poderiam ser fonte e selo para depósitos de gás na Fm. Sergi subjacente. Seria necessário que uma empresa de porte médio se interessasse em correr um alto risco geológico para investigar e explorar este *play*. A recompensa seria a descoberta de gás, um insumo cada vez mais demandado pela sociedade moderna. Como uma nota positiva, na parte sul da Bacia do Tucano já houve pequenos campos produtores de gás. No momento, a probabilidade de descobertas de gás nesta bacia são pequenas.

4.3 Bacias proterozoicas

Não se antevê grandes descobertas de gás em nossas bacias proterozoicas; muito menos de óleo. Das duas grandes bacias proterozoicas brasileiras com alguma indicação da existência de hidrocarbonetos, São Francisco e Parecis, a primeira é a única que possui uma chance pequena de apresentar acumulações pequenas de gás seco, eventualmente comerciais para pequenos empreendedores ou companhias.

A Bacia do São Francisco, com cerca de 380.000 km², apresenta em superfície várias exsudações de gás, indubitavelmente de petróleo, mas totalmente seco (composto apenas por metano). Estas ocorrências levaram a Petrobras a explorar a bacia através da aquisição de linhas sísmicas 2D e a perfuração de 4 poços que resultaram secos. Posteriormente, a companhia PETRA realizou a aquisição de um grande volume de linhas 2D do tipo *crooked* e que levaram à perfuração de dezenas de poços, vários com indícios e breves produções de gás em testes de formação. Outras companhias como a IMETAME e ORTENG também perfuraram alguns poços com resultados semelhantes. A constatação geológica ao final destas campanhas é que de fato existe um sistema petrolífero provado para gás, entretanto, a qualidade dos reservatórios é tão baixa que caem no domínio dos reservatórios não-convencionais (*tight gas sandstones*). Assim sendo, sua eventual exploração demandaria o uso de fraturamento hidráulico. Este método demanda a existência de uma grande área saturada com muito gás, em reservatórios que necessitariam ser hidráulicamente fraturados, que apresentassem produções iniciais altas, mas rapidamente declinantes, com a consequente necessidade da perfuração de centenas de poços para a obtenção de volumes comerciais de gás. A quantidade de gás encontrada sempre foi mínima e não há condições, no Brasil, de se implantar o método da exploração de *tight*

gas sandstones por fraturamento hidráulico, tanto por motivos geológicos, econômicos, como pela absoluta falta de equipamento necessário para tal, no presente e em futuro breve. Aliado a estas dificuldades, há ainda o problema ambiental, a provável proibição do uso de tal método por órgãos ambientais locais. Portanto, a não ser que alguma companhia pequena encontre uma acumulação convencional, que exija um mínimo de fraturamento para fornecer uma pequena produção persistente por alguns anos, não se antevê a descoberta de acumulações comerciais de gás na Bacia do São Francisco.

A Bacia do Parecis possui uma área ligeiramente menor que a Bacia do São Francisco e apresenta algumas exsudações de gás na superfície e uma exsudação de óleo morto no embasamento que margeia a bacia. A Petrobras, como sempre, foi a pioneira na bacia e perfurou 3 poços (2 estratigráficos e 1 exploratório). A ANP adquiriu várias linhas sísmicas de boa qualidade na bacia e perfurou dois poços estratigráficos. Dois destes poços apresentaram fracos indícios de gás e alguns resíduos betuminosos. Os resultados e o conhecimento geológico acerca da bacia obtidos até aqui não indicam a probabilidade de que alguma companhia de petróleo decida investir nesta bacia, em um futuro próximo, ou até distante.

5 POTENCIAL REMANESCENTE DAS BACIAS MARÍTIMAS

Como no capítulo anterior, as bacias com potencial remanescente serão apresentadas em ordem decrescente de potencial petrolífero previsto.

5.1 Pré-Sal

Não há dúvidas de que o Pré-Sal das Bacias de Santos e Campos é o *play* ainda com as maiores chances de apresentar novas descobertas na ordem de algumas dezenas de bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis. Além de ser um sistema petrolífero totalmente provado, ele apresenta inúmeras estruturas convencionais de grande porte que não foram ainda testadas. Por uma questão de conformidade com o arcabouço legal-tributário vigente, vamos tratar da potencialidade de novas descobertas em duas áreas assim definidas: dentro do Polígono do Pré-Sal e fora do polígono do Pré-Sal (Figura 13). Ambas possuem potencial para novas descobertas na ordem de bilhões de barris de óleo recuperável.

Na área do polígono do Pré-Sal, onde está a maioria das descobertas conhecidas, há ainda dezenas de estruturas não testadas, a despeito de ter a Petrobras feito um varrimento geológico cuidadoso de toda a área da Bacia de Santos nos últimos 16 anos. Os motivos para tal são vários, de naturezas geológica/econômica/operacional, podendo ser aventados os seguintes: (i) por possuírem áreas de fechamento estrutural inferiores aos prospectos perfurados com sucesso, (ii) por apresentarem risco geológico maior no que tange às sismofácies dos níveis reservatórios ou pela ausência local de selo evaporítico, (iii) pela probabilidade da ocorrência de altos teores de CO₂, (iv) por não terem sido ainda oferecidos em licitações à indústria, e (v) por terem passado despercebidos em levantamentos sísmicos mais antigos de qualidade inferior aos atuais. Isto ficou claro na 1ª. Oferta Permanente de Blocos de Partilha de Produção promovida pela ANP em Dezembro de 2022 (Figura 15). Onze blocos foram oferecidos dentro do Polígono do Pré-Sal. Onze blocos contendo estruturas de grande porte e ainda não perfuradas foram oferecidas para a indústria. Destes, destacamos 2 que consideramos que tenham altíssima probabilidade de se tornarem descobertas de campos gigantes: Água Marinha e Tupinambá (Figuras 16 e 17). Destes, o prospecto Tupinambá (Figuras 13, 15, 17) foi avaliado pela ANP como podendo conter 4,9 bilhões boe *in place* (ÁVILA 2020). Adicionalmente, ilustramos outros exemplos existentes dentro do Polígono do Pré-Sal de estruturas não perfuradas contendo belos exemplos de *buildups* de travertinos hidrotermais logo abaixo do sal (Figura 18). Como nota curiosa, existem outros *plays* atrativos dentro do polígono que apresentam grandes probabilidades para descobertas no ambiente Pós-Sal, tais como turbiditos cretácicos/cenozoicos e carbonatos albianos. Um destes prospectos já mapeados é o prospecto Ametista, dentro do bloco de mesmo nome, e que é constituído de um enorme *buildup* albiano, provavelmente carbonático, desenvolvido em cima de um paleoalto de manto exumado (Figura 19). Neste caso, o petróleo teria sido fornecido pelos folhelhos marinhos anóxicos albianos-turonianos que circundam a estrutura.

Fora do Polígono do Pré-Sal, como já descrito anteriormente, muitas estruturas do Pré-Sal já foram perfuradas, nenhuma com sucesso comercial confirmado, até o presente. Todas as companhias *majors* do mundo adquiriram blocos na Cozinha Externa, a leste do polígono. A expectativa pela repetição das sensacionais descobertas realizadas so-

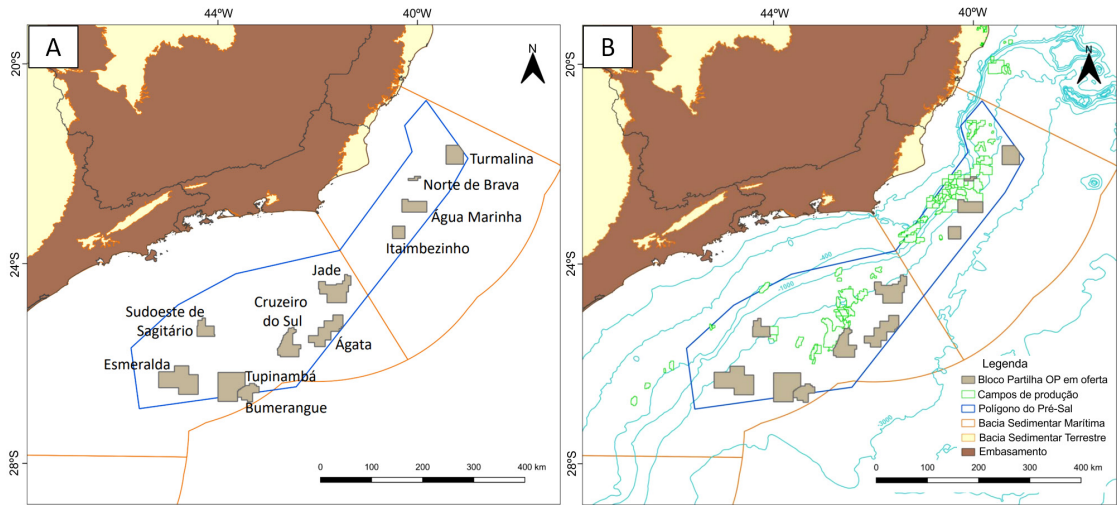


FIGURA 15 – Mapas da ANP apresentando em (A) 11 blocos contendo estruturas não-perfuradas dentro do Polígono do Pré-Sal (azul) (ÁVILA 2022). (B) Mapa anterior contendo também os *ring fences* de campos em produção (verde). Este mapa fornece uma idéia da dimensão das áreas ainda não exploradas dentro do polígono. O polígono do Pré-Sal representa a área mais promissora para descobertas do Pré-Sal e sua elongação e largura coincidem grosseiramente com o Alto Externo.

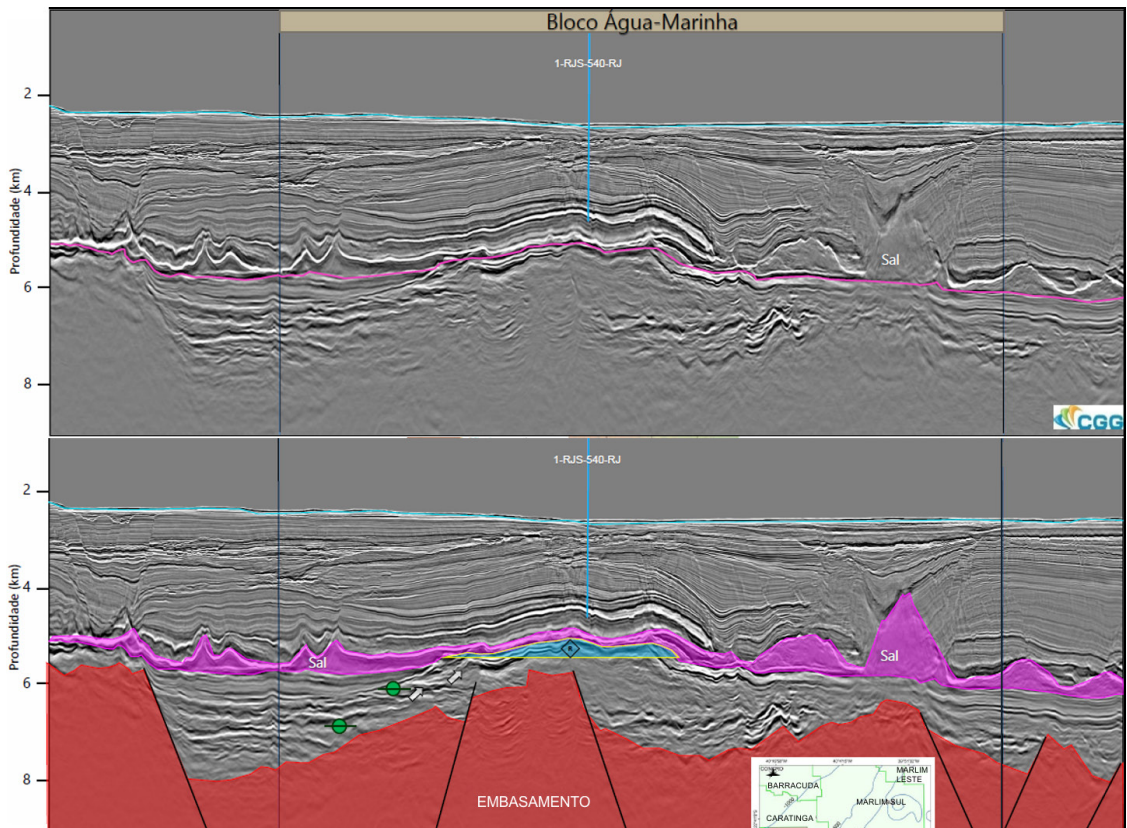


FIGURA 16 – Seção sísmica 2D em profundidade ilustrando o prospecto Água Marinha na Bacia de Campos (ÁVILA 2022). Os reservatórios microbialíticos objetivos encontram-se delimitados em azul claro. O refletor magenta indica a base do sal. À esquerda da estrutura um espesso gráben portador de sismofácies de rochas geradoras (círculos verdes) pode ser a cozinha provedora de petróleo. O poço traçado não atravessou a coluna de sal.

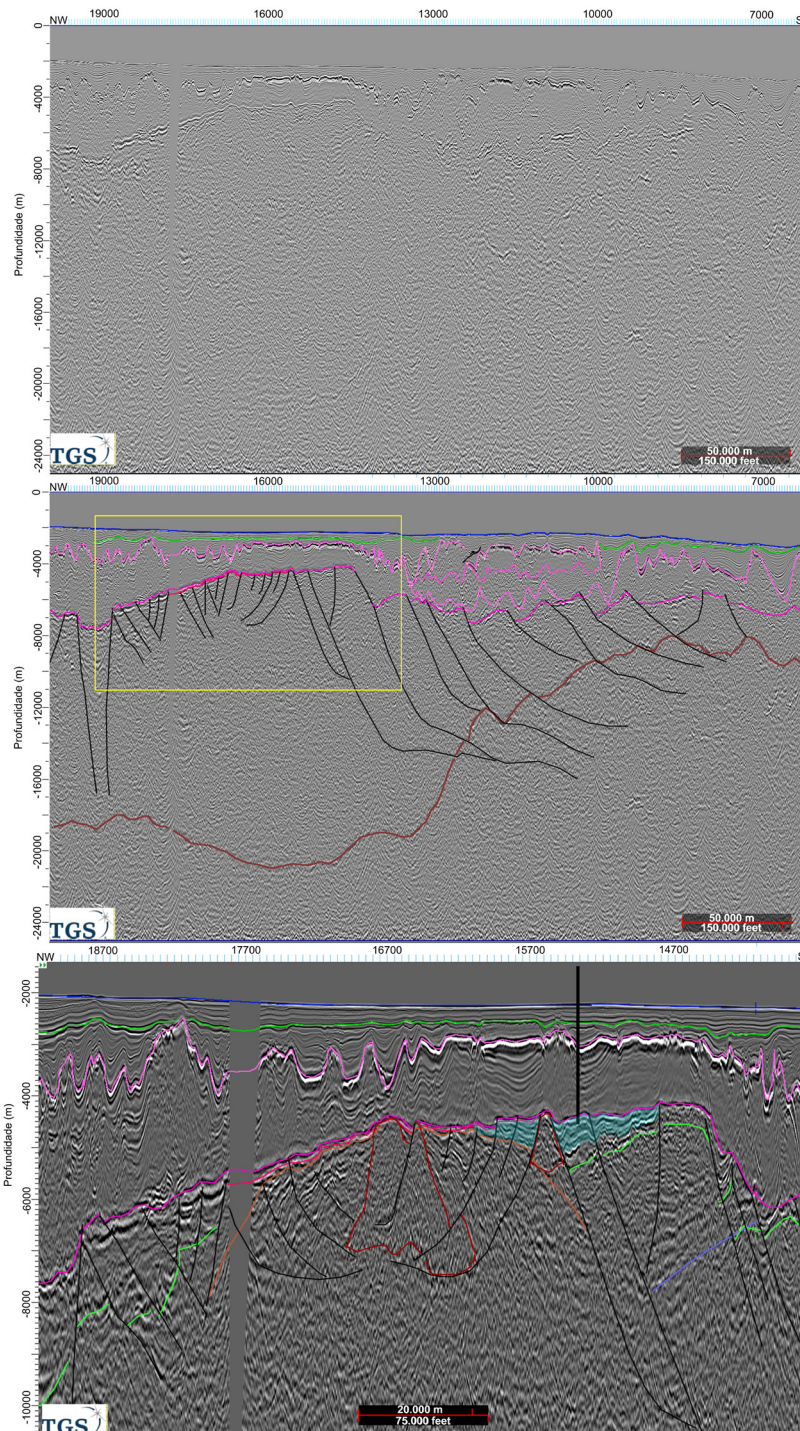


FIGURA 17 – Seção sísmica 2D em profundidade (até 25 km) de escala crustal cortando o Alto Externo transversalmente no prospecto Tupinambá, próximo de sua culminação. O horizonte profundo marrom marca a MOHO. A característica de resistato do Alto Externo está bem visível nas duas versões de cima com o formato bojudo e estrangulamento à esquerda e afinamento à direita. A seção sísmica ampliada embaixo ilustra a típica sismofácies dos reservatórios Pré-Sal (azul claro) garantindo assim sua presença nesta estrutura gigante. A linha preta indica a projeção do poço 3-ESSO-5-SPS perfurado pela Exxon no flanco norte da estrutura, em posição bem mais baixa ao nível da base do sal, que encontrou reservatórios com indícios de óleo. Refletores magenta indicam topo e base do sal, assim como divisões internas deste pacote.

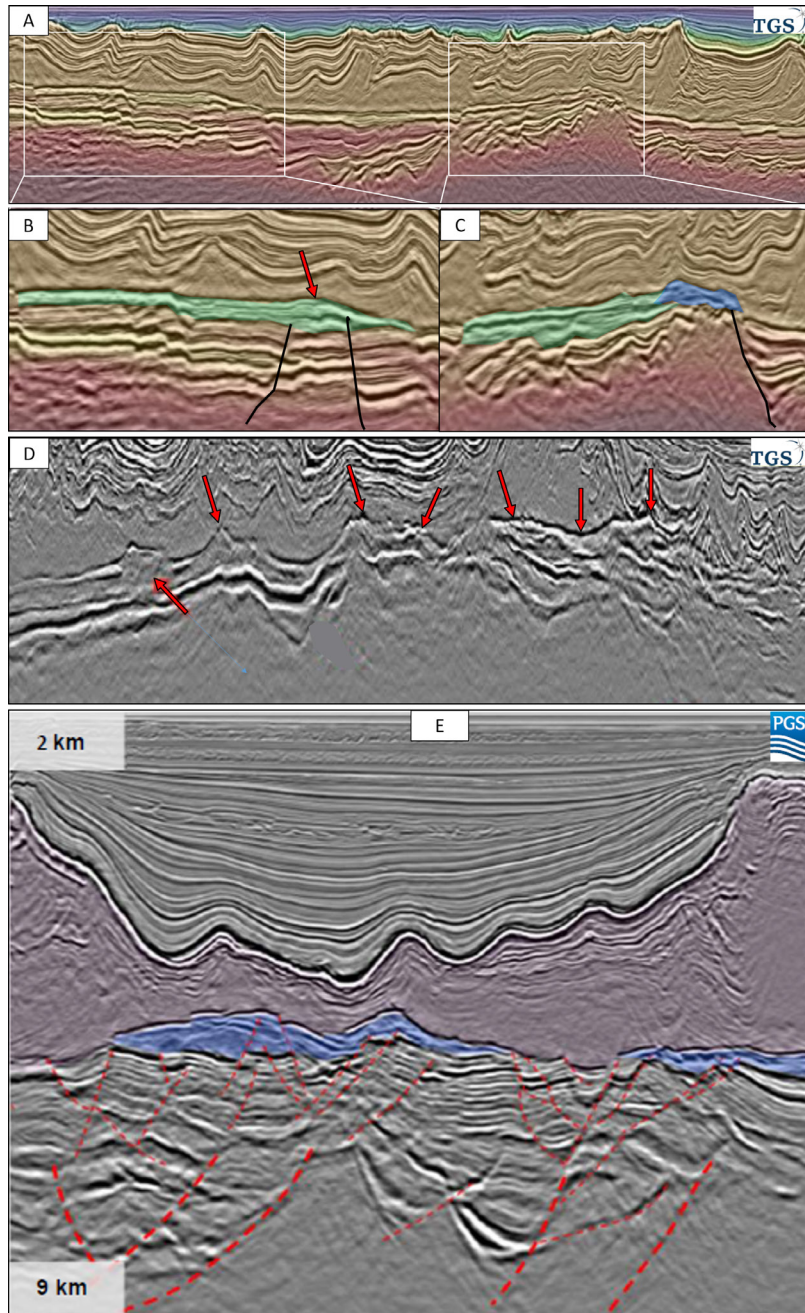


FIGURA 18 – Seções sísmicas diversas ilustrando variados exemplos de estruturas contendo *buildups* hidrotermais (travertinos) ainda não perforados dentro do polígono do Pré-Sal. (A) Seção sísmica em profundidade ilustrando duas estruturas do Pré-Sal (levantamento 3D Picanha, cortesia do geofísico Andrew Hartwig da TGS). Cores diversas representam campos de velocidades. (B) Ampliação da estrutura à esquerda exibindo reservatórios microbialíticos tabulares formados em uma plataforma carbonática. Intumescência (seta vermelha) acima de duas falhas provavelmente representa um *buildup* hidrotermal. (C) Ampliação da estrutura à direita ilustrando o convívio dos dois modelos principais de deposição dos reservatórios Pré-Sal: clássica plataforma carbonática (azul claro) e clássica sismofácies de *buildup* (azul escuro) (travertinos hidrotermais), esta situada acima de grande falha normal. (D) Seção sísmica 3D em profundidade não-interpretada exibindo vários *buildups* (seta vermelha) em uma grande estrutura Pré-Sal (COBO *et al.* 2021). (E) Seção sísmica 3D em profundidade interpretada pelos autores (ARASANIPALAI *et al.* 2019) apresentando uma ampla estrutura Pré-Sal contendo unicamente a sismofácies de *buildup* (azul escuro) em sua crista. Notar intenso falhamento na estrutura, afetando, inclusive, os cones de travertinos.

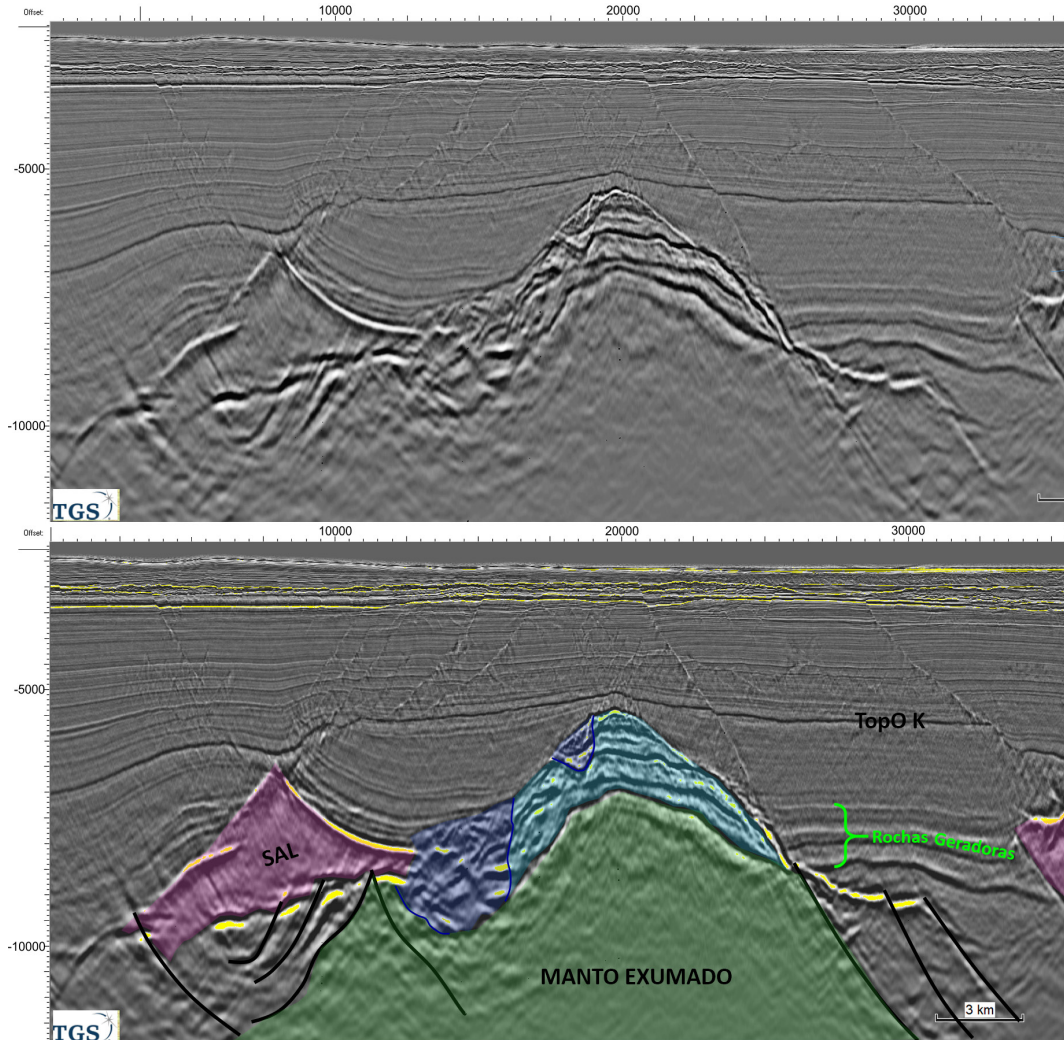


FIGURA 19 – Seção sísmica 3D em profundidade apresentando o portentoso *buildup* albio denominado de Prospecto Ametista, desenvolvido em cima de uma protrusão de manto exumado. A cor azul clara indica sismo-fácies interpretada como de plataforma carbonática. A cor azul escura foi interpretada como brechas de colapso de cavernas, o que corrobora a interpretação da natureza carbonática do *buildup*. As rochas geradoras albo-turonianas estão em contato lateral com os prováveis reservatórios.

bre o Alto Externo na Cozinha Externa foi muito grande e levou a uma enxurrada de pagamentos de bônus bilionários nos concorridos leilões dos blocos. Várias descobertas de gás em quantidades consideradas sub-comerciais foram realizadas. Algumas estruturas gigantes foram surpreendentemente e decepcionadamente não portadoras de petróleo, como o caso de Peroba (Figura 20). A perfuração de Peroba, a primeira na Cozinha Externa da Bacia de Santos, interrompeu a série de sucessos estrondosos ininterruptos da Petrobras na perfuração de estruturas Pré-Sal. Trata-se de uma gigantesca estrutura *buildup*, que apresen-

tou a maior espessura de reservatórios microbialíticos porosos e permeáveis (provavelmente travertinos) conhecida (> 500 m), mas totalmente preenchida por CO₂ (Figura 21). Outras grandes estruturas que não corresponderam à expectativa que os cercava foram Titã e Saturno. Entretanto, há outras estruturas *buildup* semelhantes à Peroba mapeadas e que se situam fora do trende de Falhas Crustais, as quais apresentam ligação direta no manto e que são rotas de migração do CO₂ para a seção Pré-Sal (Figuras 12, 20 e 21). Uma destas estruturas, Pau-Brasil, é gêmea de Peroba e apresenta uma razoável probabilidade

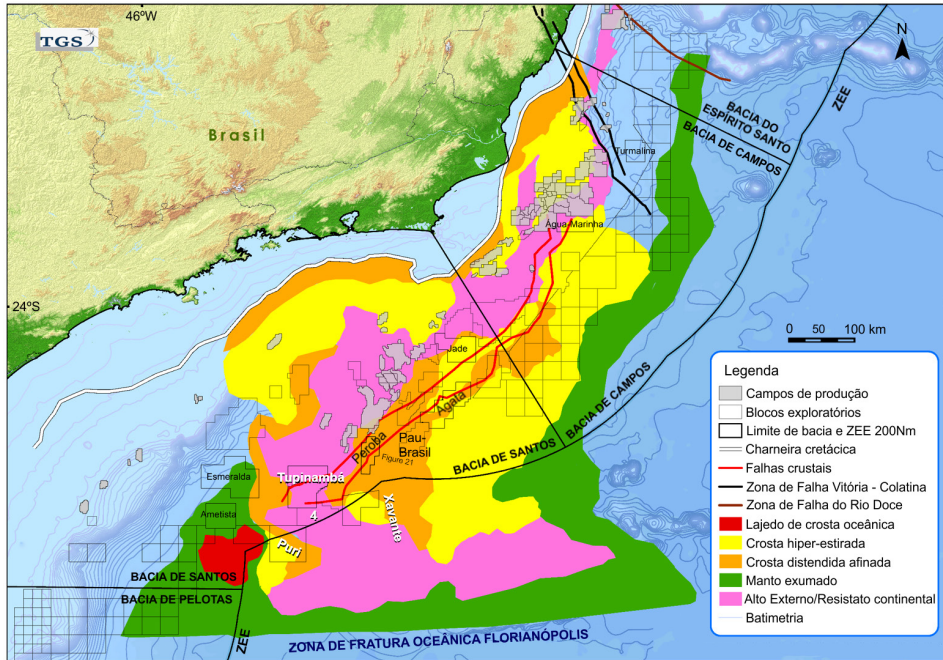


FIGURA 20 – Mapa das províncias crustais das Bacias de Santos e Campos contendo todos os *ring fences* do Pós-Sal e Pré-Sal, e os blocos exploratórios (modificado de ZALÁN *et al.* 2020). Os prospectos nomeados em branco são estruturas que podem conter acumulações gigantes de petróleo na extensão sudoeste do Alto Externo. As Falhas Crustais são um trende de falhas profundas (linhas vermelhas) que atingem o manto e são carreadoras de CO₂ para os reservatórios do Pré-Sal. Atentar para as diferentes localizações dos prospectos Peroba (perfurado e repleto de CO₂) e Pau-Brasil (não-perfurado) em relação a estas falhas.

de não conter CO₂ e sim uma grande reserva de petróleo (Figura 20).

Há uma região na parte mais distal da Bacia de Santos, além da Zona Exclusiva Econômica (ZEE), mas já outorgada ao Brasil pelo CLCS (*Commission of the Limits of the Continental Shelf*, Nações Unidas), que embora esteja fora do Polígono do Pré-Sal, apresenta ainda as características típicas das grandes descobertas situadas em cima do Alto Externo. Trata-se de uma extensão para sudoeste desta feição focalizadora que se virga fortemente para sudeste em direção à Zona de Fratura Oceânica de Florianópolis (Figuras 12 e 20). A cozinha de hidrocarbonetos é um imenso gráben profundo que possui todas as características típicas da Cozinha Interna. Ladeando esta cozinha duas gigantescas estruturas, com fechamentos estruturais superiores a 1.000 km², Puri e Xavante, apresentam altas probabilidades de se tornarem campos supergigantes de petróleo no futuro (Figura 22). Esta região foi pioneiramente mapeada pela Spectrum, hoje TGS, a partir de um levantamento 3D feito inteiramente além da ZEE, e revelou para a indústria

a continuação do *play* Pré-Sal para distâncias até então não consideradas e estruturas de grande porte e grande potencial (ZALÁN & NEWMAN 2020). Além destas duas estruturas, há outras de menor porte, mas com tamanho suficiente para conter acumulações significativas de petróleo.

Em suma, o modelo exploratório vitorioso do Pré-Sal ainda fornecerá a descoberta de muitos campos gigantes e de um ou outro supergigante. Acreditamos que este modelo, apresentado na figura 23, poderá ainda guiar muitas companhias a terem sucesso em seus poços exploratórios, principalmente em cima e ao longo do Alto Externo, e na região da Cozinha Interna. Para a Cozinha Externa, sugerimos adaptar a extensão e a espessura dos grábens para valores menores e tornar o conteúdo mais rico em rochas vulcânicas. Nas modelagens geoquímicas da Cozinha Externa dever-se-á tomar cuidado extra no *input* dos gradientes geotérmicos do passado (história térmica), tendo em vista sua localização sobre crosta continental hiper-estirada, extremamente delgada.

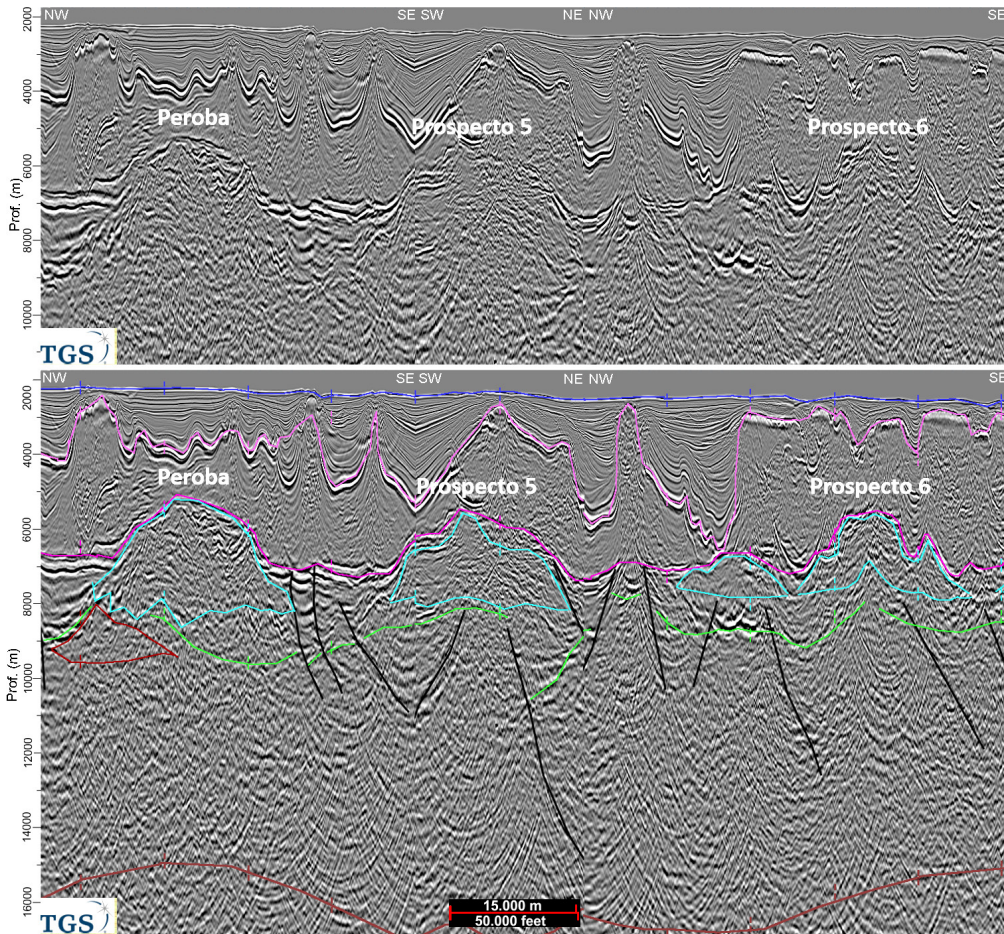


FIGURA 21 – Linha sísmica 2D em profundidade mostrando 3 prospectos de *buildups* (possivelmente construções hidrotermais de travertinos) no Pré-Sal. Peroba foi perfurado e confirmou mais de 500 m de reservatórios microbialíticos com excelente permo-porosidade. Os outros dois prospectos apresentam grande similaridade a Peroba e devem conter os mesmos reservatórios, só que com maiores probabilidades de portarem petróleo por não se situarem em cima das Falhas Crustais (vide figura 20). De cima para baixo, azul – fundo do mar, magenta claro – topo sal, magenta escuro – base sal, azul claro – delimitação *buildups*, verde – base Pré-Sal.

5.2 Margem Equatorial Pará-Maranhão, Foz do Amazonas e Barreirinhas

A Margem Equatorial Brasileira é normalmente tratada pela imprensa e pelos leigos como uma entidade só. Na realidade ela se divide, aproximadamente no meio geográfico, em dois grupos com geologias e *plays* petrolíferos bem distintos (Figura 1). As Bacias Foz do Amazonas/Pará-Maranhão/Barreirinhas situam-se sobre margens passivas pobres em magma (MPPM). Apresentam extensões variáveis de plataforma continental sob a qual sistemas de grábens sedimentares ocorrem e indicam a fase rifte da abertura do Oceano Atlântico Equatorial. O perfil de afunilamento crustal também é variável, de suave na Foz do Amazonas a

abrupto nas outras duas bacias (Figura 4). Exumação de manto ocorre nas três. As espessuras de suas seqüências drifte são enormes, podendo alcançar 11.000 m na Foz e em Barreirinhas. O principal potencial petrolífero destas bacias reside em suas seqüências drifte. O outro grupo, das Bacias Ceará/Potiguar situa-se em margens passivas transicionais. Suas seqüências driftes são bem mais delgadas e por isto não representam o *play* principal.

A margens do Oceano Atlântico Equatorial sempre foram produtoras modestas de petróleo. Na África, Gana e Costa do Marfim produziam óleo/gás a partir de estruturas da seqüência rifte. No Brasil, Potiguar e Ceará também produziam a partir de estruturas da seqüência rifte e de alguns turbiditos neo-cretácicos situados acima destes

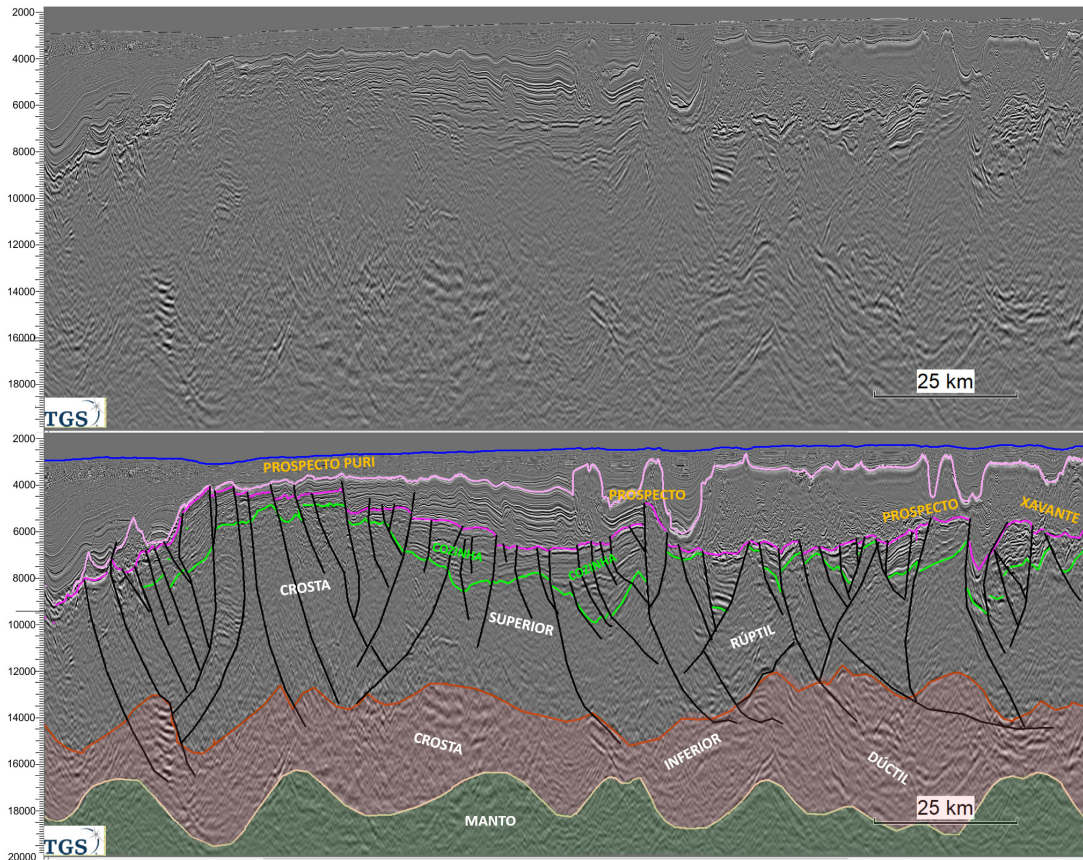


FIGURA 22 – Linha sísmica 3D em profundidade (até 20 km) ilustrando a gigantesca estrutura de Puri, parte da estrutura de Xavante e um prospecto não nomeado. Notar o espesso gráben adjacente a Puri, provavelmente uma cozinha de hidrocarbonetos, favoravelmente basculada para suprir Puri e o prospecto menor com óleo e gás. De cima para baixo, azul – fundo do mar, rosa – topo sal, magenta – base sal, verde – base Pré-Sal, marrom – Conrad, bege - Moho.

campos. O cenário mudou drasticamente em 2007 (em Gana, campo de Jubilee) e 2015 (na Guiana, campo de Liza) quando descobertas de óleo em turbiditos neo-cretácicos, em trapas estratigráficas, apresentaram volumes de campos gigantes e, atualmente, produções de algumas centenas de milhares de bopd. Na Guiana, por exemplo, o volume de óleo descoberto é da ordem de 11 bilhões boer. A extensão deste *play* para a Costa do Marfim e Suriname também apresentou grandes descobertas.

As Bacias da Foz do Amazonas/Pará-Maranhão/Barreirinhas apresentam todas as características necessárias para replicar o sucesso obtido nas bacias homólogas e adjacentes (ZALÁN *et al.* 2019b); e, ressaltamos, em quantidade e volumes bem maiores. Linhas sísmicas 2D modernas que cobriram inteiramente estas bacias mostram as sequências drifte apresentando as mesmas sismofácies das rochas geradoras e reservatórios, as mesmas trapas estratigráficas, os mesmos indicadores diretos de hi-

drocarbonetos (DHI). Em recente mapeamento feito pela TGS foram delimitados 100 prospectos com características geológicas/geofísicas semelhantes às descobertas nos países citados acima. A figura 24 ilustra como a gigantesca feição sedimentar conhecida como o Cone do Amazonas contribuiu para criar uma potente cozinha de hidrocarbonetos que, ao expulsar os fluidos gerados, alimenta o Cone acima dela, a parte sudeste da Bacia da Foz do Amazonas e a Bacia do Pará-Maranhão a leste. Belos exemplos de prospectos de trapas estratigráficas com DHI, semelhantes ao campo gigante de Liza na Guiana, estão ilustradas na figura 25, dando uma antevisão do potencial petrolífero da Bacia do Pará-Maranhão. Há também prospectos semelhantes ao campo de Ranger descoberto pela ExxonMobil na Guiana. Na figura 26 podemos observar uma plataforma sedimentar estratificada, rígida, provavelmente carbonática, que cresceu acima de um vulcão do Albiano, cercada por sismo-fácies de rochas geradoras. Trata-

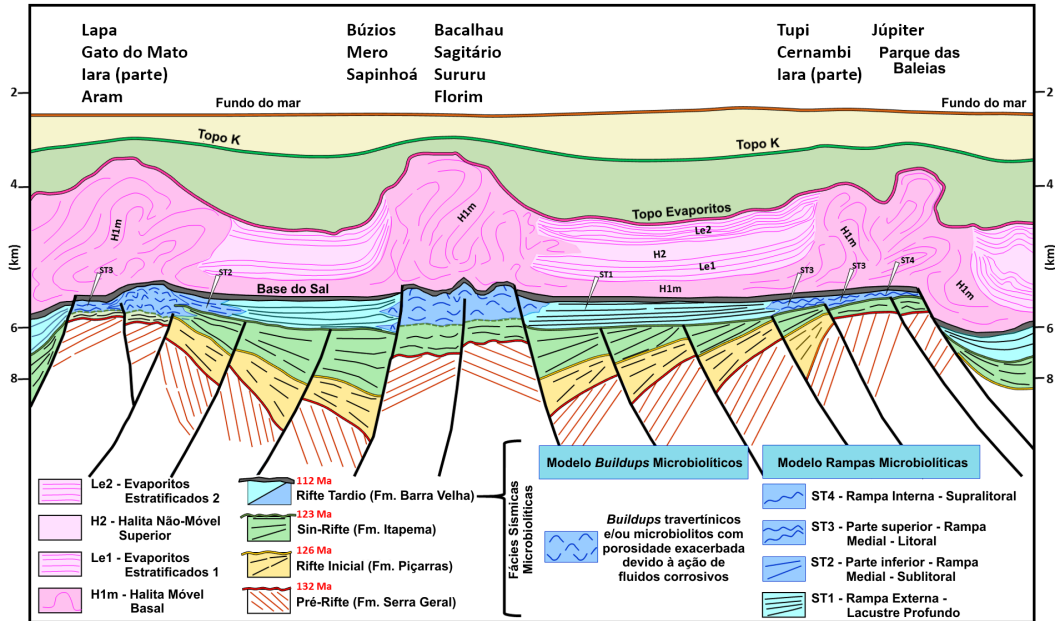


FIGURA 23 – Modelo exploratório sugerido como guia para o Pré-Sal, principalmente sobre o Alto Externo e para a região da Cozinha Interna (FONTES & ZALÁN 2014, inédito). Dois grandes grupos de sismo-fácies de reservatórios devem ser procurados: *buildups* e rampas. Os *buildups* estarão geralmente ligados a eventos hidrotermais, seja criando construções biogênicas de micróbios por concentração de nutrientes, seja criando depósitos abióticos de travertinos. As sub-fácies de uma rampa carbonática estão assinaladas e seguem o clássico modelo de rampa carbonática. Espessos grábens devem estar presentes nas cercanias para servirem de cozinha alimentadora. Os nomes dos campos de petróleo descobertos estão indicados acima dos modelos deposicionais predominantes de seus reservatórios microbiolíticos.

se de um *play* adicional ao dos clássicos turbiditos a ser perseguido também nesta bacia.

Considera-se que a Bacia do Pará-Maranhão seja a bacia com maior potencial para apresentar descobertas de campos gigantes na Margem Equatorial. A segunda em potencial no Brasil, atrás apenas do Pré-Sal. Estudo técnico-econômico recente (BARROS FILHO *et al.* 2021) concluiu que o potencial petrolífero em recursos prospectivos recuperáveis risca dos da bacia é da ordem de 20-30 bilhões de barris de óleo. Nós acreditamos que há uma grande probabilidade de estes números realmente ocorrerem na Bacia do Pará-Maranhão. Apenas acrescentaríamos que a unidade mais correta seria o boe, já que consideramos que uma boa parte destas futuras descobertas conterà altos teores de gás. O mesmo vaticínio é feito para as Bacias da Foz do Amazonas e Barreirinhas, com números um pouco menores, na casa de unidades de bilhões de barris de óleo.

5.3 Bacia de Pelotas

A Bacia de Pelotas é a próxima brasileira fadada a repetir a história da mudança de patinho feio para

um belo cisne. Desconsiderada desde cedo pelas companhias de petróleo, enquanto só havia dados sísmicos de águas rasas, todos se assustavam com a ausência de riftes sedimentares e, em vez disso, com a presença de gigantescos pacotes de vulcânicas SDRs. Só a partir da aquisição de uma malha sísmica regular em águas profundas e ultraprofundas (Figura 27) que demonstrou a existência de extensa sequência drifte sobre os riftes vulcânicos, foi que se começou a vislumbrar o potencial *play* dos turbiditos cretácicos/cenozoicos alimentados por folhelhos marinhos anóxicos albianos-turonianos em trapas puramente estratigráficas. Trata-se do mesmo *play* vitorioso na Guiana/Suriname, Gana/Costa do Marfim e Sergipe-Alagoas. É praticamente uma cópia do que se prevê ocorrer na Bacia do Pará-Maranhão. Não precisamos repetir aqui suas características geológicas, já extensamente detalhadas acima. A única e grande diferença no sistema petrolífero da Bacia de Pelotas é a presença provável de uma rocha geradora adicional, também constituída por folhelhos marinhos anóxicos, de idade aptiana.

ZALÁN (2017c) já chamava a atenção para a potencialidade promissora da Bacia de Pelotas. Entretanto, só após as descobertas dos campos gigan-

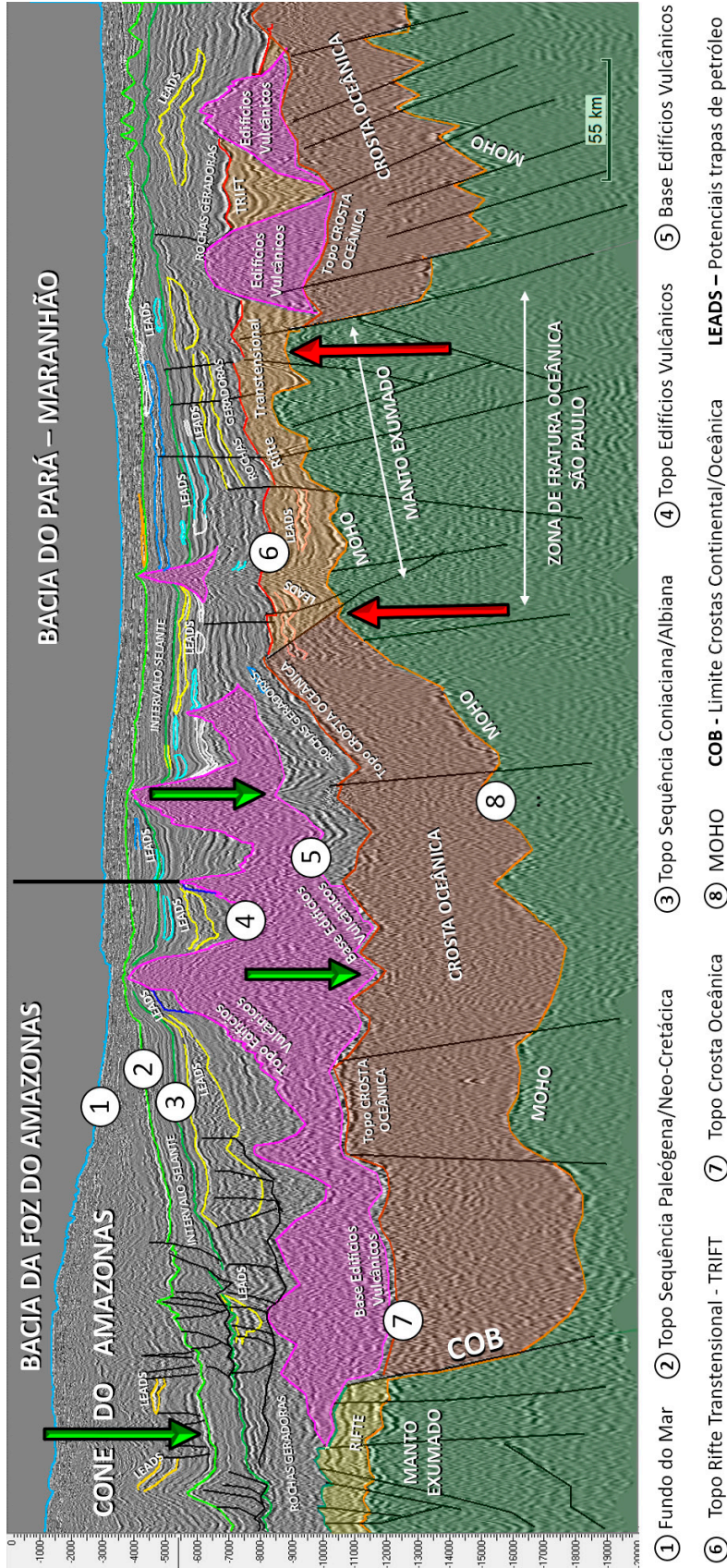


FIGURA 24 – Seção sísmica 2D em profundidade (até 20 km) cruzando as bacias da Foz do Amazonas (parte sul) e Pará-Maranhão, ilustrando o funcionamento do sistema petrolífero. A carga do Cone do Amazonas juntamente com as dos edifícios vulcânicos (setas verdes) vergam a crosta para baixo, levando as rochas geradoras para profundidades de geração de gás e óleo (cozinha). Por compensação mecânica a crosta sob a Bacia do Pará-Maranhão arqueia-se (setas vermelhas), transformando-se em um alto focalizador para receber os fluidos gerados na cozinha. Corpos turbidíticos que estejam na rota desta migração constituem-se em potenciais *leads/prospects* (diversas formas irregulares coloridas). Nesta bacia, cozinhas locais também se desenvolvem por baixo dos edifícios vulcânicos (vide próximo ao número 5).

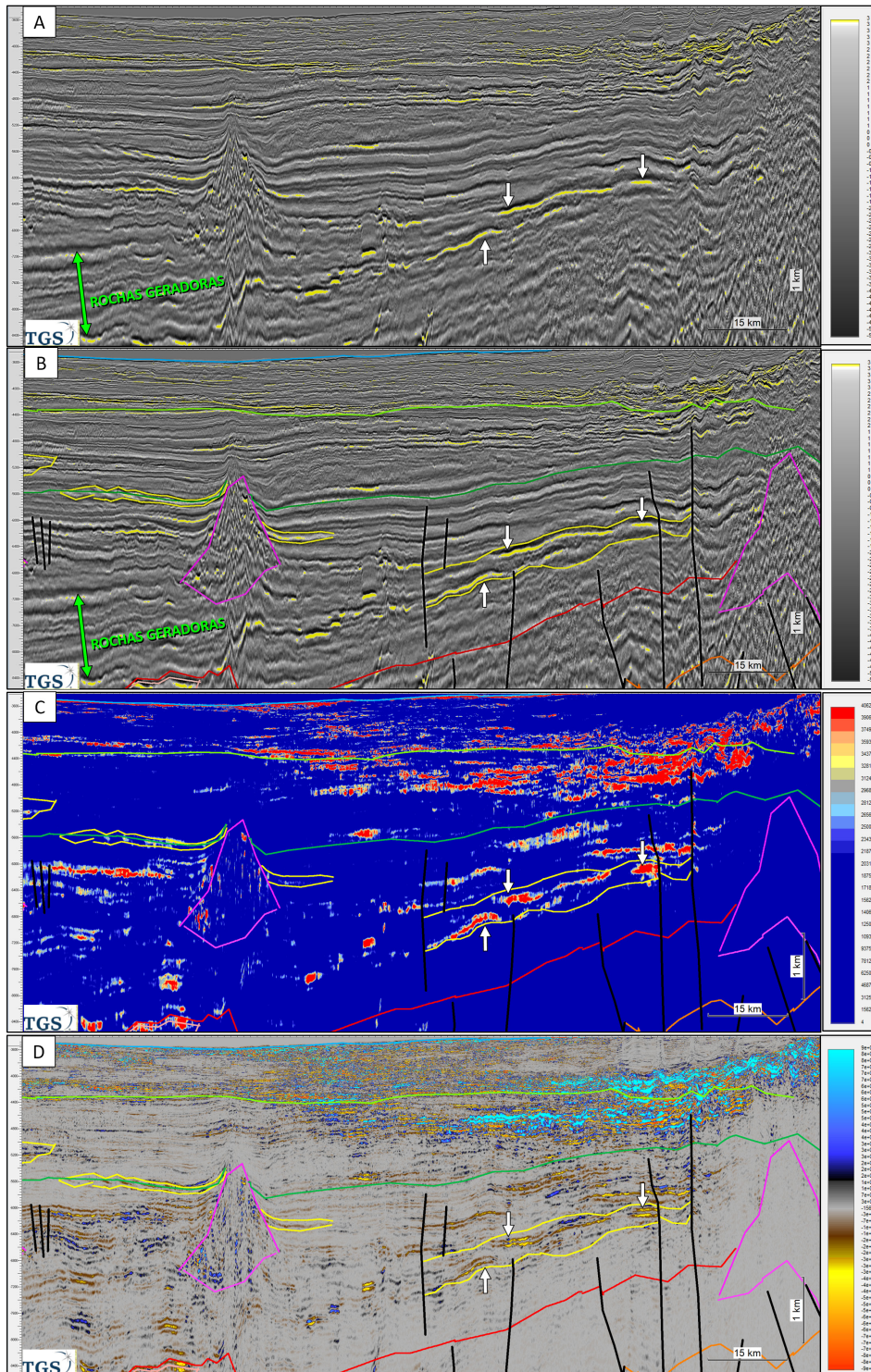


FIGURA 25 – Seção sísmica 2D em profundidade na Bacia do Pará-Maranhão apresentando: (A) e (B) um prospecto constituído de corpo turbidítico lenticular, afinando e terminando mergulho acima (entre setas brancas), apresentando *bright spots* (em amarelo). (C) Atributo sísmico *Sweetness* apresenta anomalia positiva indicando corpos de velocidades anormalmente baixas. (D) Atributo $(F-N)*F$ apresenta AVO Tipo IV, confirmando assim a característica de DHI do *bright spot*. O prospecto situa-se mergulho acima do pacote de rochas geradoras favorecendo a migração direta geradora-reservatórios (A e B). A área deste prospecto é de cerca de 2.000 km². A semelhança com o campo gigante de Liza na Guiana é muito forte e indica uma grande probabilidade de descoberta de petróleo.

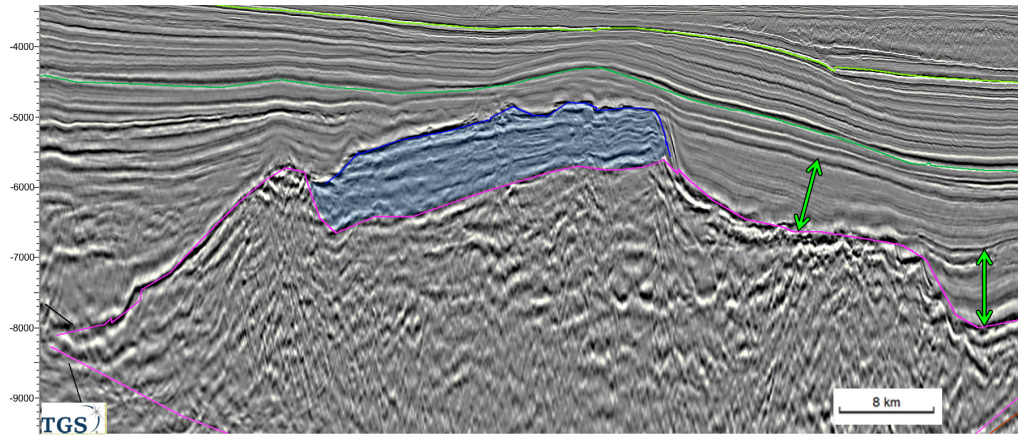


FIGURA 26 – Seção sísmica 2D em profundidade na Bacia do Pará-Maranhão apresentando um prospecto semelhante à descoberta de Ranger na Guiana. Uma plataforma estratificada e rígida (em azul) desenvolveu-se em cima de um grande vulcão da crosta oceânica. Provavelmente trata-se de uma plataforma carbonática albiata altamente prospectiva por estar circundada por pacotes de rochas geradoras (setas verdes).

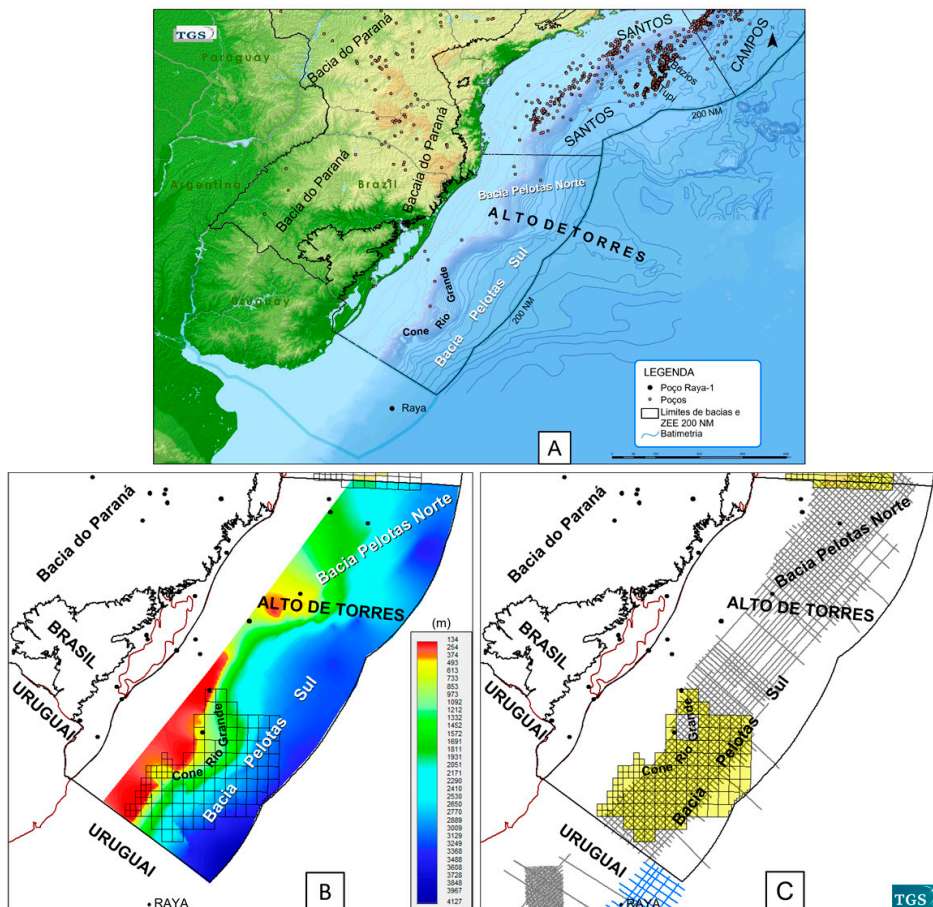


FIGURA 27 – (A) Contexto regional da Bacia de Pelotas. Batimetria, poços, limites de bacias e ZEE estão apresentados. (B) Mapa batimétrico colorido destacando duas importantes feições da bacia: Alto de Torres e Cone do Rio Grande. O Alto de Torres é uma feição estrutural profunda que divide a bacia em duas sub-bacias: Pelotas Norte e Pelotas Sul. O Cone do Rio Grande é um cone sedimentar semelhante ao Cone do Amazonas. (C) Malha sísmica 2D de sísmica moderna que permitiu a presente interpretação da bacia, apontando seu grande potencial petrolífero.

tes de gás Brulpadda-Luiperd (2019-2020) na África do Sul, e em 2022 de óleo no campo de Graff e no supergigante campo de Venus na Bacia de Orange (Namíbia), foi que a indústria petrolífera virou os olhos para mirar a margem oposta homóloga do outro lado do Atlântico Sul. A parte sul da Bacia de Pelotas, a margem uruguaia e toda a margem argentina até as Malvinas constituem o espelho das margens da Namíbia e África do Sul. A grande vantagem de Pelotas é que nela ocorre o maior depocentro de todas estas margens, a provável grande cozinha de hidrocarbonetos que pode ter alimentado inúmeros campos de petróleo na margem mais setentrional do Brasil.

A Bacia de Pelotas é grande demais para ser considerada uma entidade única. O Alto de Torres, importante alto coberto por espessas lavas do tipo SDR e possível alto focalizador para hidrocarbonetos, divide a Bacia de Pelotas em duas sub-bacias: Pelotas Norte e Pelotas Sul (Figura 27).

Segundo JECK *et al.* (2020) o Alto de Torres consiste em um promontório de crosta continental espessa e resistente que se lança desde o continente (a noroeste) mar adentro (a sudeste), muito além do limite crustal continental/oceânico regional de orientação sudoeste-nordeste, paralelo ao litoral. Sua raiz crustal é profunda e sua natureza continental implica em uma flutuação isostática que o transforma em um portentoso alto estrutural. Como todo o embasamento da Bacia de Pelotas, o Alto de Torres também encontra-se completamente coberto pelos SDRs estimulando assim a visão errônea de que seja um alto vulcânico. A natureza continental de sua espessa raiz dentro do manto é irrefutável (Figura 10 de JECK *et al.* 2020).

A sub-bacia de Pelotas Norte é a continuação ininterrupta da parte sul da Bacia de Santos, com exceção da seção Pré-Sal, pois ela acaba no sul desta. Sua geologia é muito semelhante à parte interna de Santos, onde vários campos de turbiditos e carbonatos albianos de óleo/gás/condensado são produtores há décadas. Como dito em capítulos anteriores, estes campos produzem petróleo gerado nos folhelhos marinhos anóxicos cretácicos. A resolução sísmica é excelente e várias oportunidades exploratórias já foram mapeadas. Prevê-se para a sub-bacia Pelotas Norte uma alta probabilidade de ocorrerem descobertas de vários campos de turbiditos semelhantes a Mexilhão, Merluza, Baúna, Neon, Patola, Echidna e Kangaroo. As reservas individuais de cada descoberta deverão ser na ordem muitas dezenas a poucas centenas de milhões de boer. No caso de carbonatos albianos há uma probabilidade média de ocorrer uma descoberta de um campo com proporções gigantes no Alto de Torres onde uma grande plataforma carbonática se de-

envolveu acima das rochas vulcânicas soerguidas. O Alto de Torres apresenta uma grande área apical onde o fraturamento das rochas vulcânicas é intenso e as anomalias sísmicas do tipo *bright spot* são fortes e inúmeras. Estimamos uma grande probabilidade de se descobrir um campo supergigante de gás em reservatórios vulcânicos fraturados no ápice deste grande alto estrutural.

A sub-bacia de Pelotas Sul possui, na nossa opinião, uma grande probabilidade de conter vários campos de óleo leve e gás, em turbiditos cretácicos e paleogênicos, com reservas individuais na ordem de várias centenas de milhões de boer; alguns gigantes. Cumulativamente, poder-se-á chegar a alguns bilhões de boer, quiçá um pouco mais de uma dezena de bilhões de boer. Seu grande trunfo é a enorme espessura da seção drifte (até 11.000 m). O zoneamento do soterramento dos pacotes de rochas geradoras indica a existência de janelas de geração de óleo e gás. A geologia observada é exatamente igual à descrita para a Bacia do Pará-Maranhão. A analogia com a Bacia de Orange na Namíbia é extraordinária (ZALÁN *et al.* 2022a, b). Apresentamos nas figuras 28 e 29 exemplos de prospectos com grande potencial petrolífero na sub-bacia de Pelotas Sul.

5.4 Campos-Santos-Espírito Santo Pós-Sal

As águas profundas e ultraprofundas das Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo são produtoras há décadas de óleo e gás de turbiditos e carbonatos situados acima das camadas de evaporitos neo-aptiano/eo-albianos. Campos gigantes de turbiditos de diversas idades ocorrem em Campos (p. ex.: Marlim, Marlim Sul, Albacora e Roncador) e em Santos (p. ex.: Mexilhão e Complexo de Turbiditos Eocênicos de Óleo Pesado). Grandes campos de carbonatos albianos são produtores em Campos (p. ex.: Garoupa, Enchova, Pampo) e em Santos (p. ex.: Coral, Caravela, Estrela do Mar). O Espírito Santo apresenta produções e descobertas em dezenas de acumulações de turbiditos de idades que variam de santoniana a miocênica (p. ex.: Cangoá, Peroá, Golfinho, Canapu, Camarupim, Parque do Doces, Parque do Cachorros). Nenhum destes *plays* turbidíticos e carbonáticos está exaurido! Em nenhuma das 3 bacias!

Os turbiditos destas 3 bacias proverão ainda muitas riquezas para as companhias de petróleo. Na parte norte da Bacia de Campos, prevê-se várias descobertas de turbiditos das mais diversas idades, à semelhança dos campos da Shell no Parque das Conchas (Argonauta, Ostra, Abalone) (na ordem de várias dezenas de milhões boer). Na sua parte central/sul, pre-

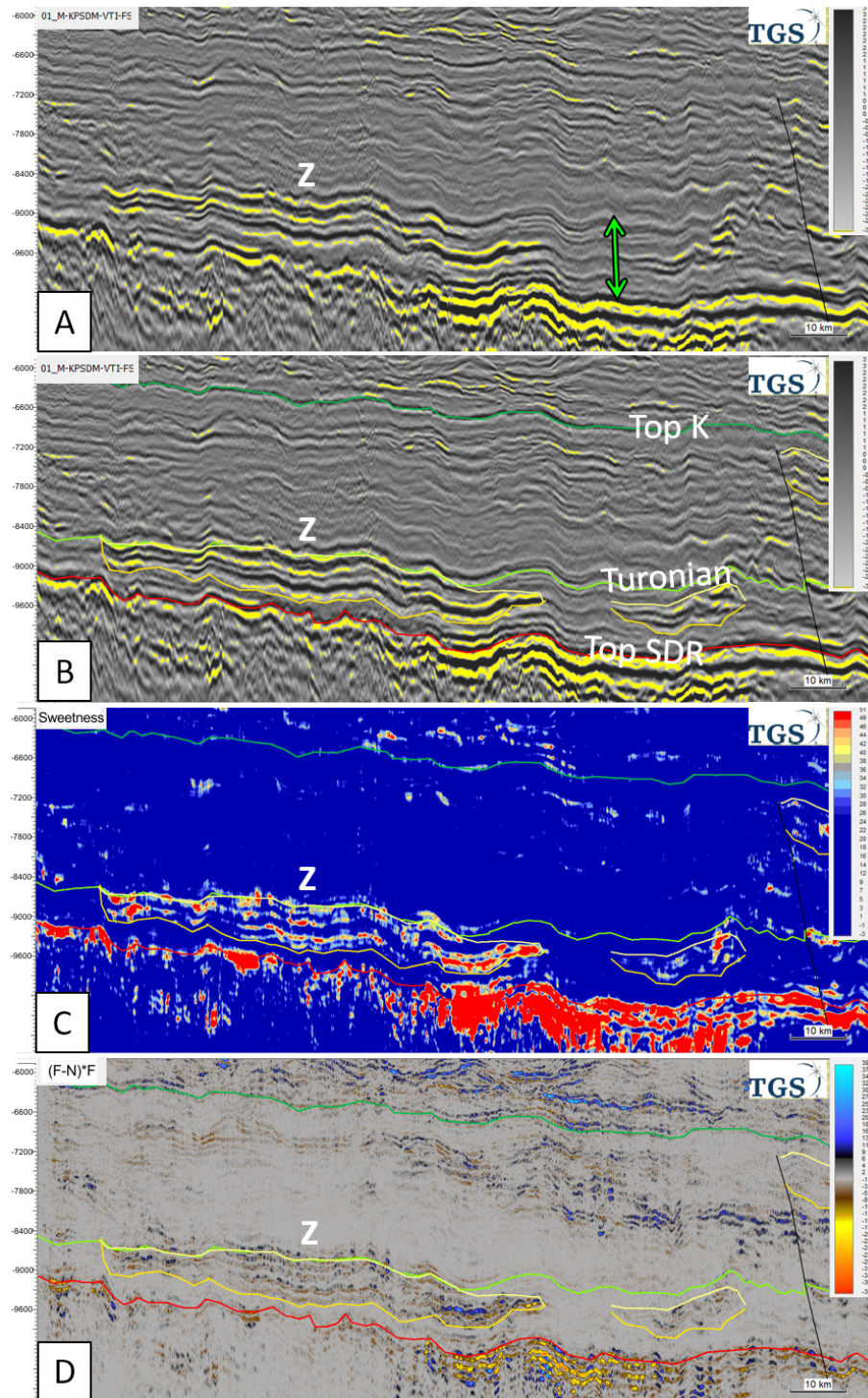


FIGURA 28 – Seção sísmica 2D em profundidade na Bacia de Pelotas exibindo um corpo lenticular brilhante que afina e termina mergulho acima (modificado de ZALÁN *et al.* 2022b). (A) Seção não-interpretada realçando o *bright spot* (em amarelo) do prospecto Z. Outro aspecto positivo é sua inserção dentro do pacote de rochas geradoras (seta verde). (B) Seção interpretada. (C) Atributo sísmico *Sweetness* mostra anomalia positiva no prospecto Z indicando tratar-se rochas de baixa velocidade. (D) Anomalia AVO tipo III no atributo $(F-N)*F$ confirma o *bright spot* como um DHI. Pode-se aventar com uma grande probabilidade de sucesso de tratar-se o prospecto Z de arenitos turbidíticos com velocidades anormalmente baixas portadores de hidrocarbonetos leves.

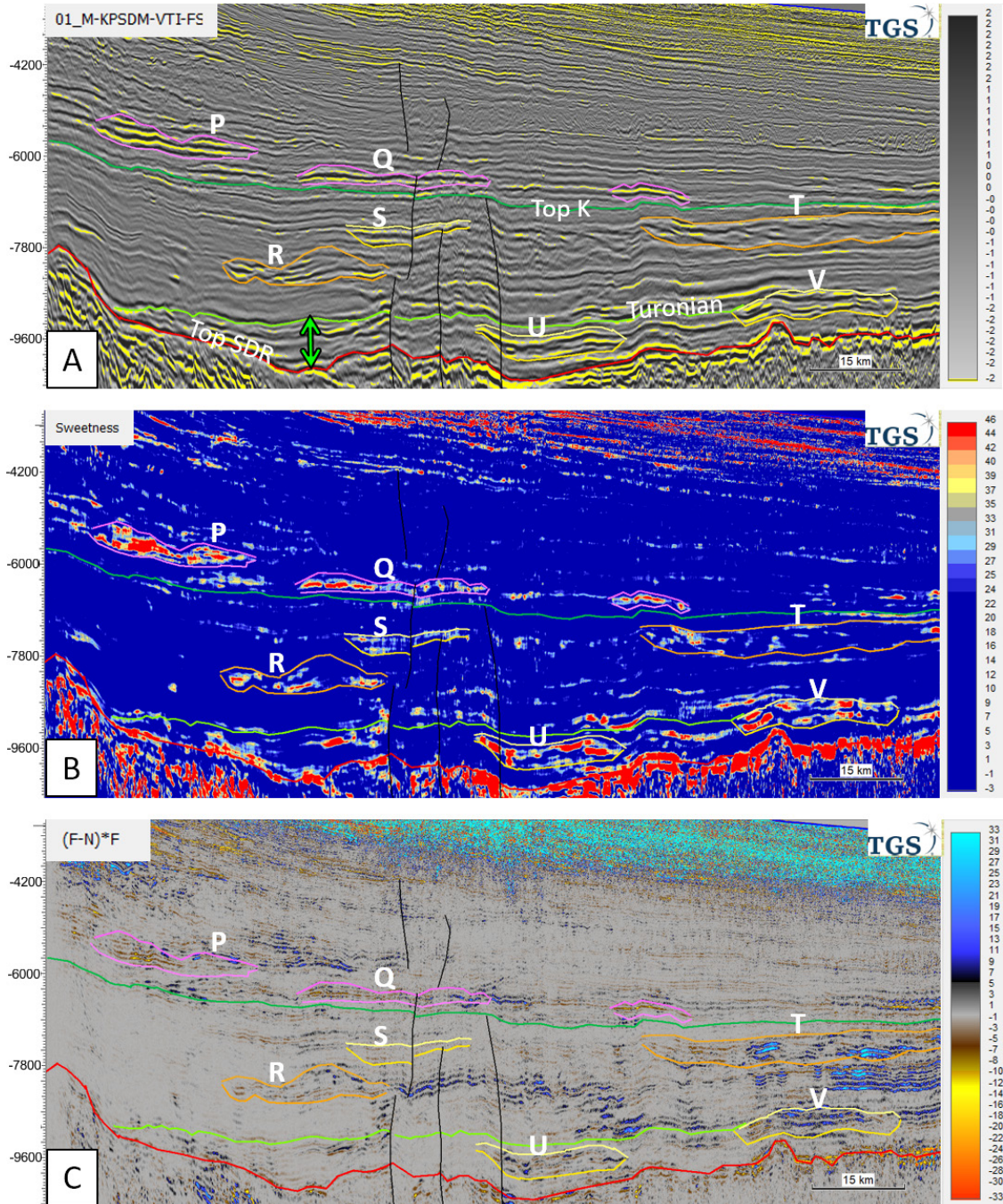


FIGURA 29 – Seção sísmica 2D em profundidade na Bacia de Pelotas exibindo prospectos cenozoicos e cretácicos com geometria lenticulares (canais) e tabulares (leques submarinos), a maioria com amplitudes brilhantes (ZALÁN *et al.* 2022b). (A) Seção interpretada indicando que os prospectos U e V estão inseridos dentro do pacote de rochas geradoras (seta verde). Prospecto T apresenta progradações laterais típicas de canais meandranes. (B) Atributo *Sweetness* indica velocidades anormalmente baixas nos prospectos mais jovens P, Q e no mais velhos U e V. (C) Fortes anomalias AVO Tipo III são encontradas nos prospectos U, V e T (atributo $(F-N)*F$). P, Q e R apresentam AVOs Tipo IV mais moderadas. Prospectos cretácicos U e V são os mais promissores, seguidos de T e dos cenozoicos Q e P. Notar falhas que ligam a seção geradora ao prospecto Q, permitindo assim uma possível rota de migração para os prospectos cenozoicos Q e P.

vê-se que a Bacia de Campos poderá apresentar algumas poucas, mas significativas descobertas (dimensões de campos gigantes) de óleo pesado em turbiditos neo-cretácicos, à semelhança de Xerelete, situados em cima do extremo oriental do Alto Externo. Na parte mais externa da bacia, na região da Cozinha Externa, as chances de descobertas em turbiditos é pequena. Na parte mais interna, na região da Cozinha Interna, as chances são moderadas para repetições de reativamento de descobertas já feitas, mas abandonadas por problemas petrofísicos dos reservatórios. Neste caso, deve-se mirar no notável desempenho da Equinor no campo de Peregrino. De uma acumulação considerada problemática por causa de reservatórios complexos em 2004, a companhia norueguesa transformou-a em um campo produtor da ordem de 83.000 bopd ao final de 2022, tornando-se o 10º produtor de óleo do Brasil (Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, Dezembro 2022). Com uma produção acumulada de 210 milhões de barris de óleo desde 2011 a recuperação final do campo deverá passar dos 500 milhões de barris de óleo (EQUINOR 2022).

Na Bacia de Santos, a pesquisa de hidrocarbonetos em turbiditos deverá se concentrar na parte interna da bacia e na sua porção sudoeste e sul, ao longo do extenso trende dos campos/descobertas de Atlanta/Oliva, Mexilhão, Merluza/Lagosta, Guaiamá, Piracucá, complexo de descobertas da Karoon (Neon e outros) e Baúna/Patola/Piracaba. Prevê-se alta probabilidade para várias descobertas pequenas (várias dezenas de milhões de boer) em turbiditos com idades variando do Santoniano ao Oligo-Mioceno, todas de óleo leve e gás. Prevê-se, inclusive, para breve, uma descoberta significativa de petróleo em um turbidito maastrichtiano, pela Total e Shell, dentro de blocos recém-adquiridos próximo à fronteira com a Bacia de Pelotas. Consideram-se pequenas as chances de descobertas em turbiditos acima e nas imediações de acumulações do Pré-Sal; tendo em vista que nestas regiões a espessa coluna de sal onipresente impediria tanto a deposição de turbiditos como a migração de fluidos dos folhelhos geradores do Pré-Sal.

Para os carbonatos albianos prevê-se várias descobertas de tamanho médio (muitas dezenas a poucas centenas de milhões boer) para o *play* específico “tartarugas albianas” nas águas profundas da Bacia de Campos. Tais descobertas ocorrerão dentro de *ring fences* turbidíticos ou isoladamente em áreas pouco exploradas. Nas águas-ultraprofundas é possível, mas não provável, que ocorram uma ou duas descobertas semelhantes a Catuá (construção carbonática albiana sin-crescimento desenvolvido em cima de dobramen-

to de sal por compressão gravitacional). Os volumes terão que ser os de um campo gigante para serem econômicos. Dentro dos *ring fences* turbidíticos poderão ocorrer descobertas pequenas (várias dezenas de milhões boer) de óleo e gás em carbonatos com estrutura *rollover* clássica. Na Bacia de Santos prevê-se a ocorrência de algumas descobertas pequenas (várias dezenas de milhões boer) em estruturas *rollover* clássicas na extensão do “colar de pérolas” produtor de Tubarão-Estrela do Mar-Coral-Caravela-Cavalo Marinho. Prevê-se também com grande probabilidade a descoberta de um campo gigante de petróleo no Prospecto Ametista (Figura 19), uma plataforma carbonática desenvolvida acima de uma protrusão de manto exumado, conforme descrito acima.

Na águas profundas e ultraprofundas da Bacia do Espírito Santo prevê-se uma grande probabilidade da continuação de descobertas de óleo e gás (várias dezenas de milhões de boer) em turbiditos semelhantes às descobertas da Petrobras no Parque dos Doces (Quindim e Brigadeiro) e Parque dos Cachorros (São Bernardo, Dálmata, Labrador). Com relação a descobertas em carbonatos albianos considera-se praticamente nula esta possibilidade, tendo em vista a pequena ocorrência de corpos de carbonatos com estruturas fechadas nestas altas cotas batimétricas.

5.5 Sergipe-Alagoas e Bahia

As águas profundas e ultraprofundas da Bacia de Sergipe-Alagoas voltaram ao cenário da indústria petrolífera depois de uma outra eficiente campanha exploratória da Petrobras que descobriu os campos de Piranema (único em águas profundas, já exaurido), Barra, Cumbe, Farfan, Muriú, Moita Bonita e Poço Verde. O índice de sucesso dos poços perfurados foi praticamente 100%. Todas estas consistem de trapamentos puramente estratigráficos de turbiditos maastrichtianos-campanianos contendo muito gás e óleo leve, alimentados pelos folhelhos marinhos anóxicos cretácicos (Albiano-Turoniano). Trata-se do mesmo *play* já produtor na Guiné Equatorial (margem homologa), Gana/Costa do Marfim e Guiana/Suriname. A ExxonMobil, junto com outras companhias, adquiriu 9 blocos que cercam (a leste/sudeste) os *ring fences* dos campos de águas ultraprofundas, tendo em vista sua experiência bem-sucedida na Guiana. Perfurado o primeiro poço, Cutthroat, em lâmina d’água de 3.094 m, uma grande decepção ocorreu. Os reservatórios almejados foram encontrados, portadores de água. Um sinal amarelo se acendeu. Afinal a operadora que encontrou 11 bilhões de boer em *play* similar na Guiana conseguiu a façanha de perfurar um poço seco em área adjacente a blocos com índice de sucesso explo-

ratório de 100%. Isto pode significar que, novamente, a Petrobras investiu na bacia quando outros a desdenharam, desvendou o *play* a ser perseguido, e esquadrinhou as águas ultraprofundas achando e guardando para si os melhores prospectos.

Para as águas profundas e ultraprofundas de Sergipe-Alagoas prevê-se uma grande probabilidade da repetição de descobertas muito semelhantes às da Petrobras, inclusive em volume (dezenas a centenas de milhões boer). Uma seção sísmica nesta área sempre mostra várias oportunidades estratigráficas passíveis de teste por perfuração (Figura 30). Algumas conterão hidrocarbonetos, outras não. Nem todos os corpos turbidíticos encontram-se no caminho da migração vertical dos fluidos petrolíferos oriundos das rochas geradoras subjacentes. As rotas de migração do petróleo nestas bacias sem tectonismo na sequência drifte não são comumente visíveis em sísmica. Portanto, os geofísicos necessitam recorrer ao com-

plexo estudo de atributos sísmicos sofisticados que permitam diferenciar as respostas sísmicas de reservatórios com óleo e gás de reservatórios portadores só de água. Como há ainda uma grande área sem poços e como a bacia é rica em rochas geradoras maduras e reservatórios turbidíticos é previsível que com a aplicação do modelo exploratório de sucesso, aliado ao refinamento destes estudos do sinal sísmico, várias outras descobertas semelhantes ocorrerão.

Nas águas profundas e ultraprofundas da Bahia, nas Bacias de Camamu, Almada e Jequitinhonha, o mesmo cenário geológico, o mesmo *play* petrolífero, é visível em linhas sísmicas. Praticamente nenhum poço exploratório testou o modelo de sucesso de Sergipe-Alagoas nas águas baianas. Há uma diferença no substrato da sequência drifte das duas áreas. Em Sergipe-Alagoas o substrato da sequência drifte em águas profundas e ultraprofundas é predominantemente vulcânico, ora mega-vulcões, ora SDRs. Na

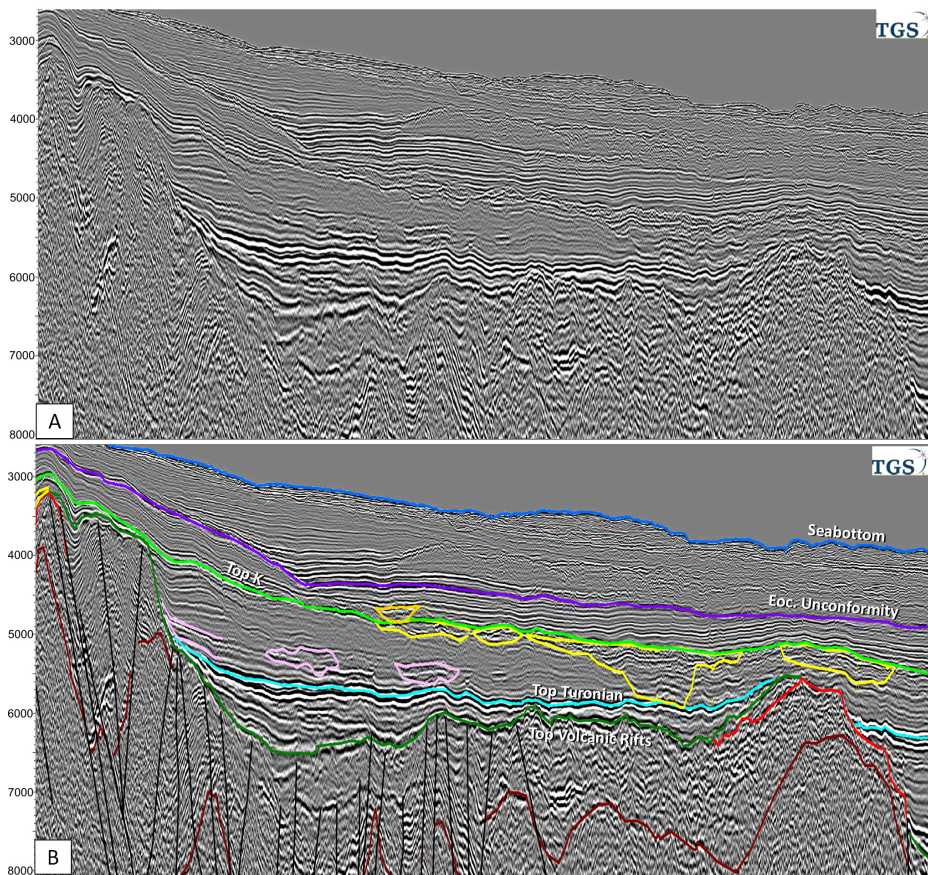


FIGURA 30 – Seção sísmica 2D em profundidade na Bacia de Sergipe-Alagoas. (A) Seção não-interpretada. (B) Seção interpretada mostrando os principais refletores e vários leads santonianos (rosa) e maastrichtianos-campanianos (amarelo). A seção geradora turoniana-albiana situa-se entre os refletores azul-claro e verde e é bastante espessa e soterrada no centro da seção; configurando assim uma cozinha de hidrocarbonetos. Interpretação da geóloga Maria Pessoa (inédito). Prospectos semelhantes a estes levaram a Petrobras à 6 descobertas de grande porte nas águas ultra-profundas de Sergipe.

Bahia o substrato da sequência drifte consiste de riftes sedimentares sobre crosta continental hiper-estirada e manto exumado. Esta diferença poderá ter impacto na maturação dos folhelhos geradores sobre os diferentes substratos. Maior gradiente geotérmico no substrato vulcânico favorece a presença de gás e óleo leve. Menor gradiente geotérmico no substrato pobre em vulcânicas favorece a presença de óleo apenas. Prevê-se para estas 3 bacias do Estado da Bahia uma grande probabilidade da repetição de descobertas muito semelhantes às da Petrobras em Sergipe-Alagoas, inclusive em volume (dezenas a centenas de milhões boer).

5.6 Margem Equatorial Potiguar e Ceará

Embora situadas na Margem Equatorial, as águas profundas e ultraprofundas das Bacias Potiguar e Ceará diferem das de Foz do Amazonas/Pará-Maranhão/Barreirinhas por apresentarem, subjacentes à sequência drifte, uma larga faixa de riftes sedimentares, seguidos em direção *offshore* por riftes vulcânicos (SDRs). São bacias situadas em margem passiva transicional, à semelhança de Sergipe-Alagoas. Consequentemente, a sequência drifte é muito mais delgada do que nas 3 outras bacias da Margem Equatorial e não apresenta grande potencial para petróleo, a não ser em porções muito distais. Para este *play* prevê-se uma pequena probabilidade de descobertas similares a Sergipe-Alagoas. Entretanto, o *play*

a ser pesquisado são os riftes subjacentes, que já apresentaram duas descobertas significativas da Petrobras (Pecém no Ceará e Pitu em Potiguar). As linhas sísmicas disponíveis mostram várias situações de blocos falhados e rotacionados, com fechamento estrutural por arqueamento e por falha, similares a Pecém e Pitu. Para este *play*, prevê-se uma grande probabilidade da repetição de descobertas muito semelhantes às da Petrobras, inclusive em volume (dezenas a centenas de milhões boer)

Adicionalmente, um novo *play* apareceu no levantamento 3D da TGS em Potiguar. A parte bem setentrional das águas ultraprofundas da Bacia Potiguar se encontra sob a influência da Zona de Fratura Oceânica Chain. Movimentos transcorrentes de natureza distensional desta zona de falha promoveram forte deformação transtensional na sequência drifte. Estruturas em blocos falhados e rotacionados típicos de uma fase rifte, mas afetando a fase drifte, são encontrados nas seções sísmicas (Figura 31). Será uma pesquisa interessante constatar se os turbiditos do Neo-Cretáceo podem conter petróleo em trapas estruturais convencionais, e não estratigráficas como na maioria das sequências drifte da Margem Equatorial. Prevê-se uma pequena probabilidade de sucesso para a descoberta de volumes médios neste *play* (dezenas a poucas centenas de milhões boer).

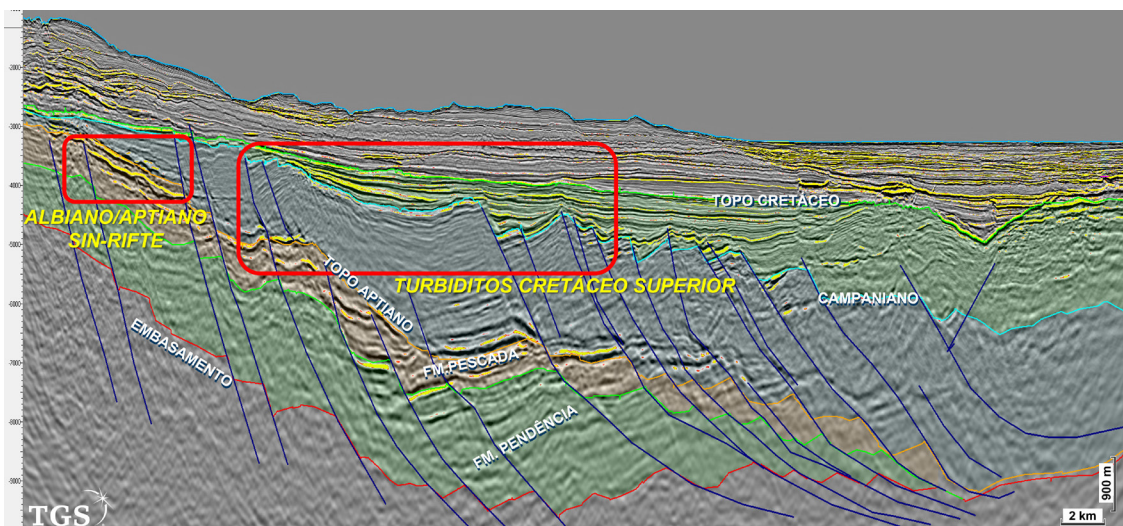


FIGURA 31 – Seção sísmica 3D em profundidade na parte mais distal da Bacia Potiguar mostrando camadas da Sequência Drifte afetadas por forte falhamento normal, à semelhança de riftes. Trata-se de deformação transtensional, de idade campaniana/maastrichtiana, relacionada à Zona de Fratura Oceânica Chain. Retângulos vermelhos indicam prospectos a serem testados: blocos falhados contendo turbiditos do Neo-Cretáceo, e arenitos albo-aptianos da Sequência Rifte Pescada. Interpretação do geofísico Randall Etherington da TGS/Houston (inédito).

6 CONCLUSÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

A figura 32 mostra um resumo das previsões aqui lançadas, fruto do conhecimento adquirido ao longo de 83 anos de exploração no Brasil e das descrições, explanações e raciocínio geológicos apresentados acima. O mapa mostra as bacias sedimentares coloridas de acordo com 4 níveis: (i) bacias e áreas

de alto potencial (com alta probabilidade de apresentarem descobertas que, individualmente e cumulativamente, apresentem volumes na ordem de muitas centenas de milhões a bilhões boer), (ii) bacias e áreas de médio potencial (bacias com alta probabilidade de apresentarem descobertas que, individualmente e cumulativamente, apresentem volumes na ordem de muitas dezenas a poucas centenas de milhões boer), (iii) bacias e áreas de pequeno potencial (bacias com

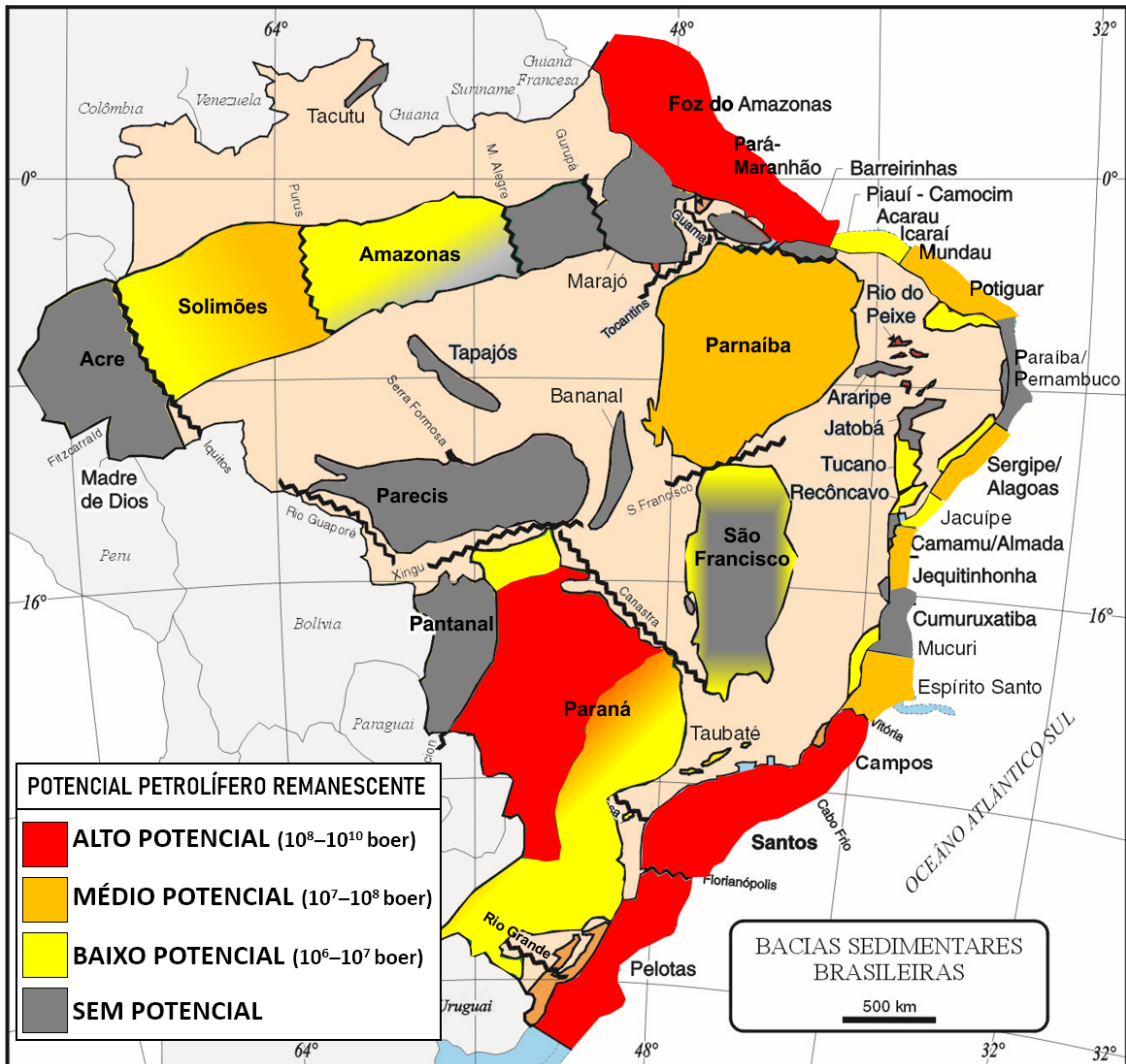


FIGURA 32 – Mapa resumo do potencial petrolífero remanescente do Brasil, de acordo com 4 níveis: (i) bacias e áreas de alto potencial (volumes na ordem de muitas centenas de milhões a bilhões boer), (ii) bacias e áreas de médio potencial (volumes na ordem de muitas dezenas a poucas centenas de milhões boer), (iii) bacias e áreas de pequeno potencial (volumes na ordem de unidades a poucas dezenas de milhões boer), e (iv) bacias sem potencial para descobertas econômicas. Esta última classificação leva também em conta, além do potencial geológico, riscos de naturezas diversas tais como áreas ecologicamente sensíveis, restrições ambientais em efeito, tecnologias disponíveis, problemas operacionais e logísticos, localizações remotas, etc. Espera-se que este mapa sirva de guia para as autoridades brasileiras ofertarem áreas promissoras para futura exploração; e também para os investidores aportarem seus recursos nas atividades de exploração e produção de petróleo.

alta probabilidade de apresentarem descobertas que, individualmente e cumulativamente, apresentem volumes na ordem de unidades a poucas dezenas de milhões boer), e (iv) bacias sem potencial para descobertas econômicas.

Tenho consciência de que muitas das previsões aqui feitas não se concretizarão. Provavelmente haverá muito mais erros do que acertos. Talvez nem haja acertos. Mas, não faz mal. O objetivo deste trabalho não é emitir previsões infalíveis. O objetivo deste trabalho foi apenas...fazer previsões. Mas, previsões feitas com base na ciência da geologia do petróleo, no conhecimento acumulado sobre as bacias e, principalmente, baseadas na minha experiência. Após 34 anos de trabalho na Petrobras, a maior parte deles como exploracionista, e 12 anos como consultor de exploração para mais de 30 companhias e entidades da indústria do petróleo, domésticas e internacionais, acredito ter acumulado uma larga experiência. Principalmente em bacias brasileiras. Considero um desperdício não a transmitir para as gerações presentes e futuras. Um dos usos de ter conhecimento e experiência é fazer previsões. Se a minha experiência adquirida foi falha, o futuro brevemente dirá. A comodidade de se fazer previsões “futuristas” é que quando elas se mostrarem erradas o previsor provavelmente já estarei...oops...estará morto.

O objetivo real deste trabalho é, através das previsões emitidas, instigar/estimular equipes de geólogos/geofísicos a analisá-las, aprimorá-las, prová-las certas ou erradas e, neste último caso, pensar em alternativas criativas, “fora da caixa”, para se descobrir mais petróleo no Brasil. Através das narrativas que baseiam as previsões, esperamos também estimular companhias nacionais, pequenas e médias, a se arriscarem no probabilístico mundo da exploração de petróleo. Trata-se praticamente de um jogo, onde as chances de sucesso do “jogador” são da ordem de 10%-30% e as da “casa” de 90%-70% (o desconhecido). Mas, não é um jogo, é uma investigação científica com riscos, os quais são muito melhores do que em um cassino. O(s) pesquisador(es) ainda pode(m) aumentar em muito suas chances de sucesso aumentando o conhecimento, a aquisição de dados e o emprego de tecnologia. E, em caso de sucesso, os prêmios são altamente recompensadores, como em nenhum outro empreendimento.

O petróleo ainda será a principal fonte de energia da humanidade por, no mínimo, 50 anos. Trata-se da indicação que as companhias de petróleo e analistas estão fazendo agora, em 2023. Eu, particularmente, levando em conta a importância da petroquímica na vida de todos, e que ninguém ouça

isto, acho que este número está mais para 80-100 anos (até o fim do século XXI, a grosso modo). O Brasil já é e certamente será um provedor ainda mais importante desta matéria prima durante décadas. Há muitas bacias com grande potencial ainda intactas e muitas áreas ainda não exploradas em outras que já possuem reservas e produção. Nossa previsão final, para o potencial remanescente de petróleo (potencial de recursos prospectivos, identificados ou não, mas ainda não descobertos) de todas as bacias brasileiras fica na faixa de 50-100 bilhões de boer. Portanto, companhias e suas equipes de exploracionistas, não fiquem vendo a oportunidade passar. Mãos à obra e BOA SORTE na busca por mais petróleo nas bacias sedimentares do Brasil!

Mas, agora, apresentaremos uma importantíssima recomendação/advertência que é necessária para que toda esta provável/possível riqueza descrita acima se torne realidade um dia, gerando benefícios ao povo brasileiro. Quatro coisas são absolutamente necessárias que existam no Brasil para que isto aconteça:

(i) Legislação ESTÁVEL, CLARA e FAVORÁVEL a investimentos do setor privado; incluindo, mas não se limitando à legislação tributária. Nenhum empresário, nacional ou estrangeiro, vai investir seu dinheiro em uma atividade de alto risco e longa maturação se não souber claramente de antemão a quais leis e impostos seu empreendimento estará sujeito por 20-35 anos. Ele tem que ter a certeza de que a legislação não mudará, de que novas tributações não surgirão e que contratos assinados serão rigorosamente respeitados. Segurança jurídica é essencial para o incremento e manutenção dos investimentos.

(ii) Gerenciamento ambiental sério e específico para o país. A concessão de licenças ambientais para os empreendimentos na área de petróleo deve levar em consideração, naturalmente, os riscos ambientais; mas, principalmente, as necessidades específicas de um país do Segundo/Terceiro Mundo que almeja melhorar a qualidade de vida do seu povo a partir da criação de novas riquezas. Não podem os empresários ficar à mercê das influências puramente ideológicas de entidades do Primeiro Mundo querendo ditar o ritmo de progresso do Brasil.

(iii) Não-interferência política na Petrobras. O corpo técnico da Petrobras é um tesouro de tecnologia e competência do Brasil; reconhecido mundialmente por diversas vezes. Ele é perfeitamente capacitado para competir, planejar, descobrir, produzir e entregar as reservas de hidrocarbonetos e seus derivados necessárias para o desenvolvimento e bem-

-estar do país. Como empresa mista listada em mercados de ações, a Petrobras tem sim a obrigação de gerar lucro e assim premiar seus investidores, dentre os quais o governo brasileiro é o maior beneficiado. Interferências políticas na empresa, com nomeações de pessoas não capacitadas, têm desaguado em corrupção escancarada, ao saque do caixa da empresa e a uma série de decisões erradas que levaram a companhia, recentemente, a se tornar a empresa com maior nível de endividamento do mundo. Foram necessários cerca de 6 anos para se reverter este quadro. Portanto, o gerenciamento da Petrobras tem que ser obrigatoriamente técnico e econômico.

(iv) Uma programação de ofertas de blocos exploratórios nas áreas aqui listadas como mais favoráveis específicas para cada tipo de bacia, generosa na quantidade e qualidade, e, principalmente imutável, de preferência, quinquenal. A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) devem ser flexíveis na especificação dos blocos ofertados em cada bacia. Os blocos de bacias de novas fronteiras, com pouca atividade exploratória e poucos dados, devem ser maiores, às vezes bem maiores, do que blocos situados em bacias produtoras. Suas geometrias também devem ser específicas, adaptadas à geologia subjacente da bacia. As ofertas devem ser generosas no sentido de que cada licitação deve oferecer um número elevado de blocos em bacias de vários tipos diferentes. Além disto, elas devem acontecer em ritmo acelerado. Esta recomendação vai no sentido de que “a Idade da Pedra não acabou por falta de pedras”. Não queremos que a Era do Petróleo acabe e que o Brasil tenha ainda uma quantidade enorme de petróleo em sua superfície. Um calendário de ofertas deve oferecer uma visão longa de futuro (no mínimo, quinquenal) e ser imutável. Empresários e gerentes necessitam de uma visão clara e confiável do futuro para que possam planejar com confiança seus investimentos. Neste sentido, o regime atual de ofertas de blocos exploratórios da ANP (Oferta Permanente) não é o mais adequado para cumprir estes 3 quesitos. Recomenda-se fortemente, e rapidamente, a mudança deste regime.

E assim, repito a conclamação feita acima. Mãos à obra senhores políticos e administradores públicos para criarem e MANTEREM incentivos à busca por mais petróleo nas bacias sedimentares do Brasil! Vamos usar a riqueza do nosso petróleo para nos alçarmos à qualidade de nação do Primeiro Mundo!

7 AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Professor Silvio Takashi Hiruma, Pesquisador Científico da Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística do Estado de São Paulo e Editor-Chefe da Derbyana, que me honrou com o convite para escrever este trabalho. Sua paciência com as minhas idas e vindas foi notável. Sou profundamente grato à TGS (anteriormente SPECTRUM) pela oportunidade que me deu de ter acesso e poder trabalhar nestes últimos 6 anos no mais completo banco de dados sísmicos do Brasil. Sem isto, este trabalho não teria sido possível. Agradeço igualmente a permissão de publicar todas as linhas sísmicas de sua propriedade. Minha gratidão se estende também aos vários geólogos e geofísicos nominados ao longo do texto que acederam em ter seus (nossos) trabalhos ainda inéditos aqui apresentados. Expresso meu reconhecimento ao trabalho minucioso de dois revisores anônimos que com suas correções e sugestões excelentes melhoraram muito a qualidade final deste artigo.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2022. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*, 148, com Encarte de Consolidação da Produção 2022. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 41 p. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-contenido/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2022/encarte-e-boletim-dezembro-2022.pdf>
- ARASANIPALAI, S; LEBIT, H; OLLAGNON, P; VIRLOUVET, B.; TILTON, J. 2019. Enhanced Presalt Imaging Using Iterative Least-Squares Migration: A Case Study in Santos Basin, Brazil. *In: SEG INTERNATIONAL EXPOSITION AND 89TH ANNUAL MEETING, Expanded Abstract*, 4216-4220.
- ARAÚJO, D.B. 2015. *Seminário técnico Bacia do Parnaíba – 13^a Rodada de Licitações de Óleo e Gás*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/13a-rodada-licitacoes-blocos/seminarios>

- ÁVILA, R. 2022. *Seminário técnico oferta permanente partilha – 1ª OPP*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2022/arquivos/ronanavillaseminariotecnicoopp.pdf>
- BARROS FILHO, A.K.; CARMONA, R.G.; ZALÁN, P.V. 2021. Um novo “PRÉ-SAL” no arco norte do território brasileiro? *Nota técnica sobre a margem equatorial brasileira*, 14 p. Disponível em https://storage.epbr.com.br/2021/11/NOTA-TECNICA-SOBRE-A-MARGEM-EQUATORIAL-BRASILEIRA-Port_VF.pdf
- BP. 2023. *bp Energy Outlook 2023 edition*. BP, 127 p. Disponível em <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>. Acessado em 7 mar. 2023.
- CAIXETA, J.M.; FERREIRA, T.S.; MACHADO Jr., D.L.; V. TEIXEIRA, J.L.; ROMEIRO, M.A. 2014. Albian rift systems in the northeastern Brazilian margin: An example of rifting in hyper-extended continental crust. *AAPG Datapages/Search and Discovery*: Article #30378. AAPG International Conference & Exhibition, Istanbul, September, 13 p.
- CAIXETA, J.M.; MACHADO Jr., D.L.; FERREIRA, T.S.; ROMEIRO, M.A. 2015. O desenvolvimento da margem rifteada vulcânica albiana no Nordeste brasileiro e seu perfil para a geração de petróleo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 23(1/2): 18 p.
- CALACHE, S.C.; ZALÁN, P.V. 2012. Capítulo 3: Exploração de Petróleo. In: L.P.C. Fernandes (coord.) *O Brasil e o Mar no Século XXI: Relatório aos Tomadores de Decisão do País*. Centro de Excelência para o Mar Brasileiro (CEMBRA), Niterói, RJ, 2ª. ed. rev. e ampl., p. 65-84
- COBO, Y; FELÍCIO, R.; CALDERON, C; FARMER, P. 2021. Can Sparse OBN Equal Savings and Data Quality? *GeoExpro*, 18 i4: 44-46. <https://geoexpro.com/can-sparse-obn-equal-savings-and-data-quality/>
- CUNHA, P.R.C.; BIANCHINI, A.R.; CALDEIRA, J.L.; MARTINS, C.C. 2012. Parnaíba Basin – The awakening of a giant. In: ACGGP, *Simpósio Bolivariano – Exploracion Petrolera em las cuencas subandinas*, 11, Cartagena das Índias, 4 p.
- ENEVA. 2023. *Exploração e produção*. Disponível em <https://eneva.com.br/nossos-negocios/exploracao-e-producao/>. Acessado em 13 mar. 2023.
- EQUINOR. 2022. *Peregrino phase 2 on stream*. Disponível em <https://www.equinor.com/news/20221013-peregrino-phase-2-on-stream>. Acessado em 19 mar. 2023.
- FETTER, M.; PENTEADO, H.; MADRUCCI, V.; SPADINI, A. 2018. The paleogeography of the lacustrine rift system of the Pre-Salt in Santos Basin, offshore Brazil. *AAPG Datapages/Search and Discovery*: Article # 11137. AAPG Annual Convention, Salt Lake City, May, 39 p.
- FONTES, C.A.O.; ZALÁN, P.V. 2014. Santos Basin – Pre-Salt discoveries post mortem analysis. *Geohub internal report*, Rio de Janeiro, 202 p.
- FRANÇA, A.B. 2022. *Bacias de Alto Risco Exploratório: Histórico da Descoberta de Gás em Barra Bonita, Bacia do Paraná*. Disponível em <https://www.youtube.com/watch?v=328iE5jXvOE>. Acessado em 10 mar. 2023.
- GAFFNEY CLINE. 2023. *Relatório executivo de auditoria dos recursos contingentes da descoberta de Anebá, na Bacia do Amazonas, Brasil, referente a 31 de dezembro de 2022. Preparado para ENEVA S.A.* Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/2e2d84b2-0afd-06c3-d62d-d8e8ae4c8200?origin=1>. Acessado em 17 mar. 2023.
- GALHANO, F.A.P. 2006. *Petróleo e Gás na Bacia do Paraná*. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, Tese de Doutorado, 108 p.

- JECK, I.K.; ALBERONI, A.L.; TORRES, L.C.; ZALÁN, P.V. 2020. The Santa Catarina Plateau and the nature of its basement. *Geo-Marine Letters*, 40: 853-864. <https://doi.org/10.1007/s00367-019-00585-z>
- MAAS, M.V.R.; BEDLE, H.; MATOS, M.C. 2023. Seismic identification of carbonate reservoir sweet spots using unsupervised machine learning: A case study from Brazil deep water Aptian pre-salt data. *Marine and Petroleum Geology*, 151: 106199. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106199>
- MACHADO, M.A.P. 2018. *Pré-Sal: a saga*. L&PM Editores, Porto Alegre, 1ª ed., 316 p.
- MANATSCHAL, G. 2004. New models for evolution of magma-poor rifted margins based on a review of data and concepts from West Iberia and the Alps. *International Journal of Earth Sciences*, 93: 432-466. <https://doi.org/10.1007/s00531-004-0394-7>
- MANATSCHAL, G.; LAVIER, L.; CHENIN, P. 2014. The role of inheritance in structuring hyperextended rift systems: some considerations based on observations and numerical modeling. *Gondwana Research*, 27: 104-164. <http://doi.org/10.1016/j.gr.2014.08.006>
- MENDES, A.P.A.; TEIXEIRA, C.A.N.; ROCIO, M.A.R.; PRATES, H.F. 2019. Produção de petróleo terrestre no Brasil. *BNDDES Setorial*, 25(49): 215-264. <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/16961>
- MILANI, J.E.; RANGEL, H.D.; BUENO, G.V.; STICA, J.M.; WINTER, W.R.; CAIXETA, J.M.; PESSOA NETO, O.C. (eds.). 2007. Bacias Sedimentares Brasileiras - Cartas Estratigráficas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2), 573 p.
- MIRANDA, F.S. 2014. Pimenteiras Shale: Characterization of an Atypical Unconventional Petroleum System, Parnaíba Basin, Brazil. *AAPG Datapages/Search and Discovery*: Article #10639. AAPG International Conference & Exhibition, Istanbul, September, 22 p.
- MIRANDA, F.S.; VETTORAZZI, A.L.; CUNHA, P.R.C.; ARAGÃO, F.B.; MICHELON, D.; CALDEIRA, J.L.; PORSCHE, E.; MARTINS, C.C.; RIBEIRO R.B.; VILELA A.F.; CORRÊA, J.R.; SILVEIRA, L.S.; ANDREOLA, K. 2018. Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, well logs and cores. In: M.C. Daly, R.A. Fuck, J. Julià, D.I.M. Macdonald, A.B. Watts (eds.) *Cratonic Basin Formation: A case study of the Parnaíba Basin of Brazil*. Geological Society, London, Special Publications, 472, 20 p. <https://doi.org/10.1144/SP472.15>
- OLIVEIRA, M.J.R.; SANTARÉM, P.; MORAES, A.; ZALÁN, P.V.; CALDEIRA, J.L.; TANAKA, A.; TROSDTORF Jr., I. 2012. Linked extensional-compressional tectonics in gravitational systems in the Equatorial Margin of Brazil. In: D. Gao (ed.) *Tectonics and sedimentation: Implications for petroleum systems*. *AAPG Memoir*, 100: 159-178.
- PÉRON-PINVIDIC, G.; MANATSCHAL, G. 2019. Rifted margins: State of the art and future challenges. *Frontiers in Earth Science*, 7: 218. <http://doi.org/10.3389/feart.2019.00218>
- PÉRON-PINVIDIC, G.; MANATSCHAL, G.; OSMUNDSEN, P.T. 2013. Structural comparison of archetypal Atlantic rifted margins: a review of observations and concepts. *Marine Petroleum Geology*, 43: 21-47. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.02.002>
- PÉRON-PINVIDIC, G.; MANATSCHAL, G.; MASINI .E.; SUTRA, E.; FLAMENT J. M.; HAUPERT, I.; UNTERNEHR P. 2015. Unravelling the along-strike variability of the Angola-Gabon rifted margin: a mapping approach. In: T.C. Sabato, R.A. Hodgkinson, G. Backe (eds.) *Petroleum Geoscience of the West Africa Margin*. Geological Society, London, Special Publications, 438, 29 p. <http://doi.org/10.1144/SP438.1>
- PETROBRAS. 2020. *20 Anos de TUPI: Uma Jornada de Superação*. Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/80aa3fc8-b99b-33af-363f-a2e83205a1b1?origin=1>. Acessado em 8 mar. 2023.

- SOUZA, L.S.; SGARBI, G.N.C. 2019. Bacia de Santos no Brasil: Geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural. *Boletim de Geologia*, 41(1): 175-195. <https://doi.org/10.18273/revbol.v41n1-2019009>
- STICA, J.M.; ZALÁN, P.V.; FERRARI, L.A. 2014. The evolution of rifting on the volcanic margin of the Pelotas Basin and the contextualization of the Paraná-Etendeka LIP in the separation of Gondwana in the South Atlantic. *Marine and Petroleum Geology*, 50: 1-21. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.10.015>
- VITAL, J.C.S.; ADE, M.V.B.; MORELATTO, R.; LUPINACCI, W.M. 2023. Compartmentalization and stratigraphic-structural trapping in pre-salt carbonate reservoirs of the Santos Basin: A case study in the Iara complex. *Marine and Petroleum Geology*, 151: 106163. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106163>
- ZALÁN, P.V. 1991. Influence of Pre-Andean orogenies on the Paleozoic intracratonic basins of South America. In: SIMPÓSIO BOLIVARIANO - EXPLORACION PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 4, Bogotá, *Memorias*, Tomo I, trabajo 7, 21 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.115.008eng>
- ZALÁN, P.V. 2004. Evolução fanerozóica das bacias sedimentares brasileiras. In: V. Mantesso-Neto, A. Bartorelli, C.D.R. Carneiro, B.B.B. Neves (eds.) *Geologia do continente sul-americano – Evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. Beca, São Paulo, p. 595-612.
- ZALÁN, P.V. 2011. Fault-related folding in the deep waters of the equatorial margin of Brazil. In: K. McClay, J.H. Shaw, J. Suppe (eds.) *Thrust-fault-related folding. AAPG Memoir*, 94: 335-355.
- ZALÁN, P.V. 2012. Bacias sedimentares da margem equatorial. In: Y. Hasui, C.D.R. Carneiro, F.F.M. Almeida, A. Bartorelli (eds.) *Geologia do Brasil*. Beca, São Paulo, p. 497-501.
- ZALÁN, P.V. 2014. Comparisons between the deep crustal structure of magma-poor and volcanic passive margins. In: ATLANTIC CONJUGATE MARGINS CONFERENCE, 4, Saint John's, Canada, *Abstracts Volume*, 75-78.
- ZALÁN, P.V. 2015. Similarities and differences between magma-poor and volcanic passive margins – Applications to the Brazilian marginal basins. In: SBGF, INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 14, Rio de Janeiro, *Expanded Abstract*, 6 p.
- ZALÁN, P.V. 2017a. The differentiated petroleum potential of the spectrum of types of passive margins. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 15, Rio de Janeiro, *Expanded Abstract*, 6 p.
- ZALÁN, P.V. 2017b. Five kilometers of paleozoic sediments beneath the pre-salt of Santos Basin. *AAPG Datapages/Search and Discovery*: Article #10915. AAPG International Conference & Exhibition, Barcelona, April, 2016, 10 p.
- ZALÁN, P.V. 2017c. Where should we drill in the deep waters of the Pelotas Basin, southern Brazil and Uruguay? *AAPG Datapages/Search and Discovery*: Article #10975. AAPG Centennial Annual Convention 2017, Houston, April, 7 p.
- ZALÁN, P.V.; LOUREIRO, E. (2013, inédito). In: E. Loureiro & R. Fabianowicz (eds.) *Seminário Técnico Bacia do Recôncavo. Brasil 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro, Slide 43/60.
- ZALÁN, P.V.; NEWMAN, E.P. 2020. Ultra-frontier of Santos Basin – Positive perspective for the discovery of pre-salt giant fields beyond the EEZ. In: *EAGE/HGS CONFERENCE ON LATIN AMERICA*, 2, Online, *Book of Abstracts*, 6 p.
- ZALÁN, P.V.; OLIVEIRA, J.A.B. 2005. Origem e evolução estrutural do Sistema de Riftes Cenozóicos do Sudeste do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 13(2): 269-300.
- ZALÁN, P.V.; NELSON, E.P.; WARME, J.E.; DAVIS, T.L. 1985. The Piauí Basin: Rifting

and wrenching in an equatorial Atlantic transform basin. In: K.T. Biddle & N. Christie-Blick (eds.) *Strike-slip deformation, basin formation and sedimentation. SEPM Special Publication*, 37: 177-192.

ZALÁN, P.V.; SEVERINO, M.C.G.; RIGOTI, C.; MAGNAVITA, L.P.; OLIVEIRA, J.A.B.; VIANA, A.R. 2011. An entirely new 3D-view of the crustal and mantle structure of a ruptured South Atlantic passive margin – Santos, Campos and Espírito Santo Basins, Brazil. *AAPG Datapages/Search and Discovery: Article #30177*. AAPG Annual Convention & Exhibition, Houston, April, 12 p.

ZALÁN, P.V.; RODRIGUEZ, K.; CVETKOVIC, M. 2019a. Extraordinary Remaining Potential in the Pre-Salt of Santos Basin. In: SBGf, INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 16, Rio de Janeiro, *Expanded Abstract*, 8 p. <http://doi.org/10.22564/16cisbgf2019.128>

ZALÁN, P.V.; HODGSON, N.; SAUNDERS, M. 2019b. Foz do Amazonas and Pará-Maranhão


basins ready to replicate Guyana success. *AAPG Datapages/Search and Discovery: Article # 30624*. AAPG Annual Convention, San Antonio, May, 10 p.

ZALÁN, P.V.; NEWMAN, E.P.; SAUNDERS, M. 2020. Crustal framework control of the Pre-Salt, Santos and Campos Basins, Brazil. *AAPG Datapages/Search and Discovery: Article # 11312*. AAPG Hedberg Conference, Geology and Hydrocarbon Potential of the Circum-Gulf of Mexico Pre-salt Section, Mexico City, February, 7 p.

ZALÁN, P.V.; ETHERINGTON, R.; CVETKOVIC, M. 2022a. Pelotas Basin in Brazil – A fantastic analogue to the Orange basin in Namibia. *GeoExpro*, V19 i5: 76-79.

ZALÁN, P.V.; ETHERINGTON, R.; CVETKOVIC, M. 2022b. Correlation between homologous basins in the southern Atlantic indicates great potential for the southern Pelotas Basin in Brazil. *First Break*, 40: 1-6. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.fb2022095>

Endereço do autor:

Pedro Victor Zalán* ( 0000-0001-5213-4535) – ZAG Consultoria em Exploração de Petróleo Ltda., Rio de Janeiro, Consultor da TGS Houston/Rio de Janeiro. *E-mail*: zag@zalan.com.br

* Autor correspondente

Artigo submetido em 28 de março de 2023, aceito em 4 de junho de 2023.

