



Capítulo

6

O Pré-sal Lato Sensu nas bacias da Margem Continental Leste brasileira

AUTORES

Cristiano Camelo Rancan¹ (cristianorancan@petrobras.com.br), Claudia Maria de Siqueira Penna Quintaes¹, Carlos Maurício Monnerat de Oliveira¹, Ary Gustavo Candido¹, Marília Rodrigues de Castro¹, Maria Rosilene Ferreira Menezes Santos¹, Mirnis Araújo da Nóbrega¹, Rosilene Lamounier França¹, Thiago de Miranda Leão Toríbio¹, Flavio Eduardo Tschiedel¹, Paulo da Silva Milhomem¹, Josemar Santos Pereira Filho¹, Kayo Delorenzo Nardi Dias¹, José Anaisse Junior¹, Robert de Azevedo Stirling¹, Cristina Pierini¹, Cynthia Maria Soares Metelo¹, Eveline Ellen Zambonato¹, Braulio Oliveira Silva¹, Daniel Bergamini Scheer¹, Claudio Borba¹, Cristiano Mundstock Fischer¹, Selma Aparecida Roriz¹, Filipe Silva Lira¹, Guilherme Assunção Gontijo¹, Ricardo Fonseca Sampaio¹, Mariana Meirelles Lima da Silva¹, Gilvan Pio Hamsi Júnior¹

¹ Petrobras

Palavras-chave: histórico exploratório, siliciclásticos, calcários, Pré-sal Árcade, Pré-sal Moderno, Pré-sal Contemporâneo.

RESUMO

Em virtude das grandes descobertas na Bacia de Santos, o termo “Pré-sal” se tornou um jargão usado pela sociedade brasileira desde 2007. Na comunidade das geociências, em escolas e simpósios, é frequente a menção a um Pré-sal mais antigo, que se mistura com a história da geologia do petróleo e do Brasil. A trilha desta jornada se inicia ainda nos primeiros levantamentos de campo (século XIX), quando foram identificadas potenciais rochas geradoras de

hidrocarbonetos, reservatórios e estruturas dômicas no estado de Alagoas, berço de ideias na margem continental leste brasileira. A experiência do Conselho Nacional do Petróleo, em meados do século XX, levou à perfuração dos primeiros poços apoiados por levantamentos geofísicos, que resultaram no primeiro sucesso geológico em reservatórios siliciclásticos aptianos, indicativo de sistema petrolífero ativo, novamente no estado de Alagoas. Em 1953, a criação da Petrobras definiu uma nova etapa e foi mais uma vez na Bacia de Sergipe-Alagoas, no final da década de 1950 e início da década de 1960, onde ocorreram os primeiros sucessos comerciais tão expressivos quanto o primeiro campo terrestre gigante nesse alvo. A aplicação desse aprendizado exploratório resultou em descobertas na seção terrestre da Bacia do Espírito Santo. O sucesso e a experiência acumulados ecoaram na majestosa fronteira exploratória da Bacia de Campos, coroada pela descoberta de óleo em reservatórios de mesma idade, porém carbonáticos (coquinas). No final de 1970, poços exploratórios que buscavam as coquinas atravessaram, pela primeira vez, calcários organo-químicos aptianos sobrepostos, pouco mais jovens, que aparentemente não tinham potencial. No decorrer dos anos 1980 a 1990, alvos aptianos foram testados com êxito nas bacias de Sergipe-Alagoas, Jequitinhonha, Mucuri, Espírito Santo e Campos; sem êxito em Camamu, Almada e Cumuruxatiba. A essa fase mais antiga da exploração sugerimos a alcunha de Pré-sal Arcade. No final dos anos 1990 e início dos anos 2000, em virtude da ousadia e criatividade da equipe de exploração da Bacia de Campos, os calcários organo-químicos foram revisitados. Passo a passo, a desmistificação dos elementos e processos de sistemas petrolíferos associados a essas rochas culminou em um novo alvo exploratório de grande potencial ainda na primeira metade dos anos 2000, que se provou real nos anos seguintes. Nesse sentido, o aprendizado nas bacias nordestinas e capixabas alimentou o conhecimento da fluminense, que proveu o da Bacia de Santos, que, por sua vez, retornou a Campos. A essa fase de amadurecimento, acelerada pela identificação dos calcários organo-químicos, propomos a denominação Pré-sal Moderno, com grande destaque para a a Bacia de Campos. A última etapa, com a descoberta de campos petrolíferos supergigantes e gigantes em calcários aptianos nas bacias de Santos e Campos, recomendamos o epíteto “Pré-sal Contemporâneo”. Essas três fases compõem uma história cuja integração aludimos ao termo “Pré-sal *Lato Sensu*”.

1. INTRODUÇÃO

O termo Pré-sal é composto e se refere a algo sotoposto a uma entidade peculiar, o sal, um agente que influencia diretamente elementos e processos de sistemas petrolíferos, como selo e retenção, geração (fluxo térmico diferenciado) e estruturação (halocinese e formação de armadilhas). Também é um marcador estratigráfico muito significativo, uma vez que separa as seções pré-sal e pós-sal e define condições climáticas áridas com alta taxa de precipitação mineral na fase inicial de subsidência térmica, predominante da evolução da margem divergente ao longo do processo de ruptura da crosta continental e abertura do Oceano Atlântico. A halocinese formou baixos que condicionaram caminhos para a deposição de areias, inversão desses baixos, falhamentos de plataformas carbonáticas e propagação de estruturas diversas nas camadas sobrepostas (Mohriak *et al.*, 2008). A margem continental leste brasileira (Figura 1.1) é uma área com expressiva presença de evaporitos, propícia à ocorrência de hidrocarbonetos em diferentes contextos de sistemas petrolíferos (Chang *et al.*, 1991).

A história da exploração efetiva de petróleo comercial no Brasil se inicia com a perfuração de poços em terra na Bacia do Recôncavo (Moura e Oddone, 1961), sucedidos por Sergipe-Alagoas, onde foram encontradas as primeiras acumulações comerciais terrestres aptianas no final dos anos 1950, em reservatórios siliciclásticos, modelo replicado com êxito ao fim da década de 1960 em terras capixabas (Mendonça *et al.*, 2004) e em águas oceânicas sergipanas, nos reservatórios paleocenos do

Campo de Guaricema, estratigraficamente acima dos evaporitos, começando a produção ainda na alvorada da década de 1970.

Os resultados estimularam a perfuração pioneira de poços em águas rasas fluminenses, abrindo a fronteira exploratória da Bacia de Campos, que obteve sucesso em calcários marinhos da seção pós-sal na primeira metade dos anos de 1970, sendo sucedida por novas acumulações em coquinas aptianas correspondentes às primeiras descobertas econômicas da seção pré-sal em águas oceânicas nacionais. No final dessa década, calcários lacustres atípicos sobrepostos a essas coquinas foram amostrados, em princípio sem atratividade econômica. Os poços subsequentes, nos anos 1980 e 1990, obtiveram êxito comercial na seção pós-sal, e o esforço exploratório foi progressivamente concentrado nessa seção ao estender a fronteira exploratória para leste. Alguns desses poços foram aprofundados em busca de jazidas em coquinas e voltaram a atravessar os calcários lacustres atípicos. Em função do avanço no conhecimento acerca da existência de permo-porosidade e hidrocarbonetos livres, a visão exploratória mudou gradualmente ao longo dos anos de 1990 e início dos anos 2000, o que permitiu identificá-los como alvos reais na Bacia de Campos. Após as descobertas do Pré-sal na Bacia de Santos, o alvo foi reavaliado em alguns poços da Bacia de Campos com novas ferramentas, revelando descobertas comerciais anteriores a Santos.

O termo “Pré-sal” é informal e foi utilizado pela primeira vez no ano de 2001 (Machado, 2018). Sua alcunha e uso se relacionam à

evolução do conhecimento geocientífico na interpretação exploratória da Bacia de Santos (Machado, 2018). Além disso, o termo Pré-sal está presente no artigo de Mendonça *et al.* (2004) em referência à seção subjacente aos evaporitos aptianos na Bacia do Espírito Santo (poço 2-CBst-1-ES) e, assim, é anterior às grandes descobertas na Bacia de Santos, a partir do ano de 2006. Em perspectiva ampla,

destacamos rochas aptianas (andares locais Jiquiá e Alagoas), sotopostas a evaporitos de mesma idade, tal qual as discordâncias, concordâncias correlativas e hiatos envolvidos, como uma primeira aproximação do que se entende como Pré-sal, com diferentes fases epistemológicas de desenvolvimento ao longo da história da exploração de petróleo na margem continental leste brasileira.



Figura 1.1: Mapa de localização das bacias sedimentares brasileiras abordadas neste capítulo no contexto do Pré-Sal *Lato Sensu* na margem continental leste brasileira.

Uma síntese do conhecimento da seção pré-sal aptiana lacustre à transicional nas bacias de Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada-Jequitinhonha-Cumuruxatiba, Espírito Santo-Mucuri e Campos foi elaborada neste capítulo (Figura 1.1). No âmbito da estratigrafia, as posições das sequências variam ao longo dos andares Jiquiá e Alagoas, de bacia para bacia, assim a litoestratigrafia e sequências são referenciadas conforme as cartas estratigráficas publicadas no Boletim de Geociências da Petrobras de 2007 (Moreira *et al.*, 2007; Winter *et al.*, 2007; França *et al.*, 2007a; Gontijo *et al.*, 2007; Campos Neto *et al.*, 2007; Caixeta *et al.*, 2007; França *et al.*, 2007b; Rangel *et al.*, 2007). Em termos de cronoestratigrafia são utilizados andares locais do Cretáceo Inferior das bacias da margem continental leste brasileira, baseados em ostracodes não marinhos e palinórfos (Uesugui e Santos, 1969; Schaller, 1969; Regali *et al.*, 1974; Regali, 1992). Resaltamos que os termos Rio da Serra, Aratu, Buracia, Jiquiá e Alagoas foram estabelecidos nos estudos efetuados nas bacias aqui retratadas e que serão, por vezes, utilizados como adjetivos com conotação temporal.

A distribuição e o conhecimento das unidades estratigráficas são heterogêneos entre as bacias (Figura 1.2). Enquanto nas bacias baianas e capixabas as rochas do Jiquiá estão no nível do topo da Sequência K30, na Bacia de Campos o detalhamento permitiu posicioná-las no

nível da Sequência K38, e em Sergipe-Alagoas, onde o andar se divide em Eo e Neo, ocupam o topo da K36 e toda a K38. As unidades do Andar Alagoas têm distribuição mais heterogênea. A seção de topo é característica com evaporitos mais ou menos espessos da Sequência K50. Os reservatórios estão na Sequência K40 para todas as bacias, sendo que na Bacia de Campos é subdividida nas sequências K46 e K48.

A Sequência K40 está na supersequência pós-rifte nas bacias de Campos, Espírito Santo, Mucuri, Cumuruxatiba e Jequitinhonha; na supersequência rifte, nas bacias de Almada, Camamu, Jacuípe e Sergipe-Alagoas. Na Bacia de Sergipe-Alagoas, os reservatórios dessa idade se estendem para a Sequência K50, onde se concentram as principais acumulações da bacia na supersequência pós-rifte.

No contexto da margem continental leste brasileira (Chang *et al.*, 1991; 1998), as bacias de Santos, abordadas em outros capítulos, e Jacuípe, que não possui sal aptiano, não foram descritas. Os temas foram divididos em seções que retratam o contexto geológico e evolução exploratórias das bacias sedimentares, a contextualização das fases árcade, moderna e contemporânea e a síntese sugerida com a apresentação da ideia de Pré-sal *Lato Sensu*.

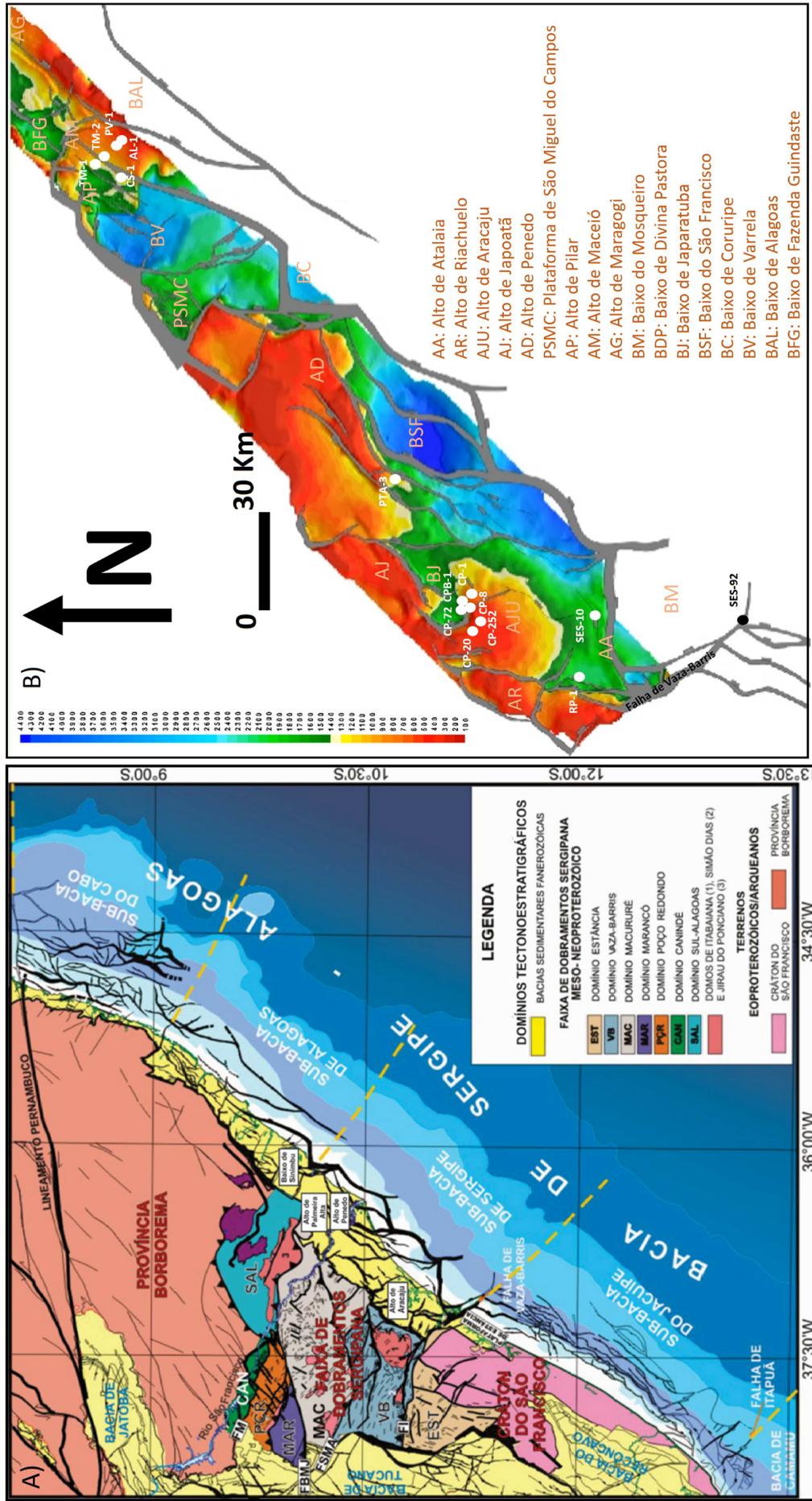


Figura 2.1.1: A) Mapa geológico do embasamento integrado à compartimentação da Bacia Sergipe-Alagoas em sub-bacias e seus limites. B) Mapa estrutural do topo do embasamento com as principais feições estruturais da Bacia Sergipe-Alagoas. Fonte: A) Souza-Lima (2006)

IDADE Ma	CRONOESTRATIGRAFIA			SUB-BACIA DE ALAGOAS				SUB-BACIA DE SERGIPE					
	PERÍODO/ ÉPOCA	ANDAR	ANDAR LOCAL	SEQUÊN- CIA	LITOESTRATIGRAFIA		DISCOR- DÂNCIA	SEQUÊN- CIA	LITOESTRATIGRAFIA		DISCOR- DÂNCIA		
					GRU- PO	FORMAÇÃO			MEMBRO	GRU- PO		FORMAÇÃO	MEMBRO
113	Cretáceo Inferior	Aptiano	Alagoas	K50	Coturipe	Muribeca	Ibura	Pré- NeoAlagoas	K50	Muribeca	Oiteirinhos	Pré- NeoAlagoas	
120				Maceió			Ibura				K40		Maceió
						Ponta Verde							
		Jiquiá	K38	Coqueiro Seco		Morro do Chaves	K38		Morro do Chaves	Coqueiro Seco			
		Buracica											
130	Barremiano	Aratu	K34-K36	Penedo	Barra de Itiúba	K34-K36	K34-K36	Rio Pitanga	Penedo	Barra de Itiúba	pré-Aratu		
	Hauteriviano												
	Valanginiano												
140	Berriasiano	Rio da Serra	K10-K20	Penucaba	Feliz Deserto	K10-K20	K10-K20	Feliz Deserto	pré-Rift				
	Tithoniano	Dom João	J20-K05		Serraria	J20-K05	J20-K05			Serraria			
150	Jurássico	Bananeira	Candeieiro	Bananeira	Candeieiro	Candeieiro	Candeieiro	Candeieiro	Candeieiro	Candeieiro	Candeieiro		

Figura 2.1.2: Resumo da estratigrafia da seção pré-sal da Bacia Sergipe-Alagoas. Fonte: Modificado de Campos Neto *et al.* (2007)

Trata-se de uma bacia que gerou conhecimento e experiência aplicados à exploração e à exploração de outras bacias; oito décadas de atividade de exploração e seis décadas de produção resultaram na perfuração de mais de 5500 poços, além do levantamento geológico de afloramentos da maioria das unidades estratigráficas, alguns atualmente estudados como análogos de reservatórios produtores, como as coquinas de idade Jiquiá da Formação Morro do Chaves (Hart, 1870), e

experiências com perfuração e testemunhagem de evaporitos que abriram caminho para a perfuração de poços descobridores de hidrocarbonetos em outras bacias.

O preenchimento das sub-bacias é diferenciado, bem como as suas unidades litoestratigráficas (Figura 2.1.3 e Figura 2.1.4), algo ressaltado desde o início da pesquisa na bacia (Campbell, 1946; Bender, 1957; Palagi *et al.*, 1968; Teixeira *et al.*, 1968; Schaller, 1969).

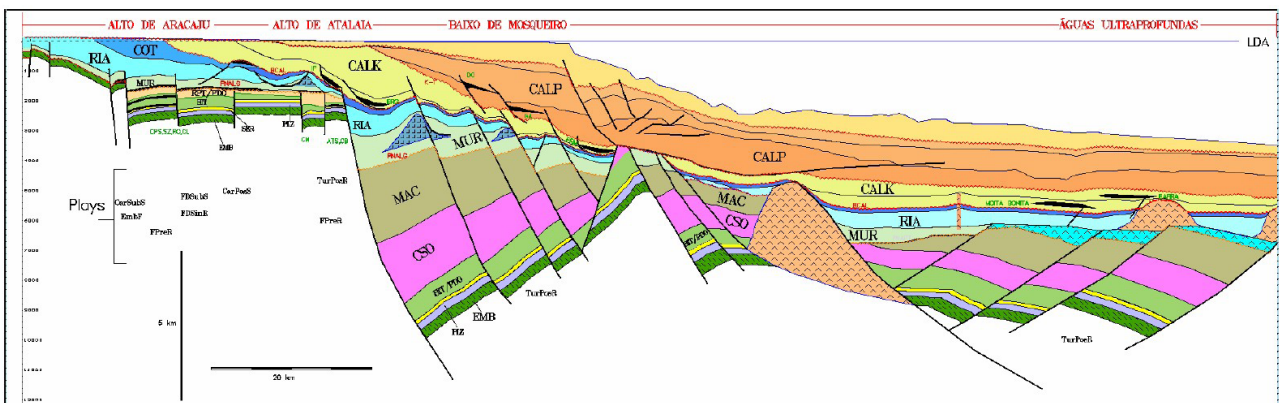


Figura 2.1.3: Seção esquemática no sul da sub-bacia de Sergipe NW-SE, com a distribuição dos alvos em polígonos pretos. EmbF, embasamento Fraturado; FPRR, fluvial pré-rifte; FDSinR, Fluvio-Deltaico Sin-Rifte; FDSUBS, Fluvio-Deltaico Sub-Sal; CarSubS, Carbonatos Sub-Sal; CarPosS, Carbonatos Pós-Sal, e TurPosR, Turbidito Pós-Rifte. O tamanho dos reservatórios está superestimado. Abreviaturas das unidades litoestratigráficas de acordo com o texto. Campos de petróleo, projetados de contextos semelhantes, em letras verdes: CPS, Carmópolis; Siririzinho, SZ; Riachuelo, RO; CL, Castanha; CM, Camorim; ATS, Atalaia Sul; CB, Caioba; IP, Ilha Pequena; BRG, Brejo Grande; DO, Dourado; GA, Guaricema; PRM, Piranema. Em letras vermelhas, discordâncias regionais: PNALG, Pré-Neoalagoas; BCAL, Base da Fm. Calumbi; K-T, base do Paleoceno. Fonte: Hamsi Júnior *et al.* (2019)

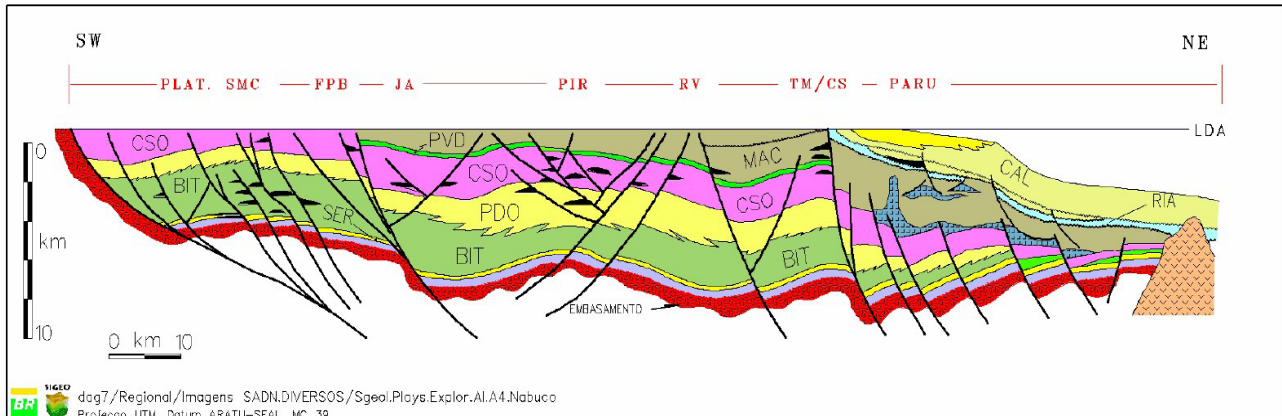


Figura 2.1.4: Seção esquemática no sul da sub-bacia de Alagoas SW-NE, com a distribuição dos alvos flúvio-deltáicos sin-ripte nas principais regiões produtoras. Plat. SMC, Plataforma de São Miguel dos Campos; FPB e JA, campos de Fazenda Pau Brasil e de Jequiá, controlados pela Falha Leste de São Miguel; PIR e RV, Campo de Pilar; TM/CS, campos de Tabuleiro dos Martins e Coqueiro Seco. Paru: Campo de Paru (Fm. Maceió ou Riachuelo). Tamanho dos reservatórios superestimados. Fonte: Hamsi Júnior *et al.* (2019), modificado de Saulo Ferreira Santos (1991) e Manoel Nabuco Chaves Costa (1994)

Descrita de forma pioneira no início do século XX, a seção aflorante no norte do estado de Alagoas, nomeada Série Alagoas (Branner, 1900), posteriormente correlacionada em superfície e subsuperfície, passaria por diversas modificações até se tornar as formações Maceió, Muribeca, Ponta Verde e Poções/Poção (Bender, 1957; Cook, 1957; Jones, 1958; Petrobras, 1960; Figueredo, 1978). As rochas situadas abaixo da Série Alagoas, nomeadas Formação Jequiá (Jones, 1958), foram posteriormente redefinidas para Formação Coqueiro Seco (Perrella *et al.*, 1968). As coquinas, descritas pela primeira vez na localidade de Morro do Chaves (Hart, 1870), foram formalizadas com essa denominação, que as acompanharia por toda a história (Petri, 1962). A polêmica definição de Formação Muribeca (Bender, 1957), que abarca diversas unidades estratigráficas de Sergipe, implicou a reformulação e individualização dos membros Carmópolis, Ibura e Oiteirinhos, além de criar a Formação Rio Pitanga (Perrella *et al.*, 1968).

A evolução do conhecimento tem 1968 como o ano marcante em termos nacionais, em que são consolidados trabalhos das diferentes comissões estratigráficas e lançadas as bases para a peculiar proposta de andares locais Jiquiá e Alagoas na seção cretácea inferior nacional, subsidiada pela bioestratigrafia de ostracodes não marinhos endêmicos. Vários trabalhos da Comissão de Revisão Estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas (Uesugui e Santos, 1968; Teixeira *et al.*, 1968; Palagi *et al.*, 1968) foram sumarizados em Schaller (1969), que compilou o estado da arte. A divisão do Andar Alagoas, proposta por Regali *et al.* (1974), foi confirmada na caracterização da Discordância Pré-Neoalagoas (Feijó e Vieira, 1990), sismicamente de caráter angular (Baccellar e Costa, 1993), separando os intervalos Eoalagoas e Neoalagoas. A cronoestratigrafia de andares locais foi aplicada com sucesso ao Cretáceo Inferior de todas as bacias brasileiras, atualizada ao longo do tempo e ainda base para o zoneamento da seção pré-sal.

Posterior a Feijó e Vieira (1994), também tem grande destaque ao se detalhar o empilhamento das rochas no tempo, aplicando conceitos de estratigrafia genética. Souza-Lima *et al.* (2002) fizeram uma abordagem regional da litoestratigrafia, paleontologia e bioestratigrafia, além de ressaltarem fatores históricos em uma excelente compilação de estudos sobre a bacia. Há três intervalos aptianos com ocorrência de sais na bacia: os evaporitos Horizonte (Jiquiá); Parupueira (Eoalagoas) e o Membro Ibura (Neoalagoas), sendo os dois primeiros restritos à sub-bacia de Alagoas no âmbito da margem continental leste brasileira (Souza Lima, 2008).

A litoestratigrafia da seção pré-sal da Bacia de Sergipe-Alagoas (Figura 2.1.2) é apresentada de acordo com a carta estratigráfica de Campos Neto *et al.* (2007) e complementada com algumas informações relevantes das cartas anteriores. Por questões práticas, a Sequência K34-36, que inclui a seção eojiqüiá, não será tratada por ser ampla e apresentar maior relevância nos andares Aratu e Buracia, cabendo ressaltar a ocorrência de coquinas no topo dessa sequência. A Sequência K38, no Neojiqüiá, é composta pelos conglomerados da Formação Rio Pitanga, em Sergipe (Schaller, 1969) e Formação Poção, em Alagoas (Figueredo, 1978); lateralmente, gradam aos conglomerados e arenitos, rudstones a *grainstones* bioclásticos (coquinas),

calcilutitos e folhelhos da Formação Morro do Chaves (Petri, 1962), e arenitos, siltitos e folhelhos da Formação Coqueiro Seco (Schaller, 1969), limitada na base e topo pelas Discordâncias Pré-Neojiqüiá e Pré-Alagoas. A Sequência K40, no Eoalagoas, também possui os conglomerados das formações Rio Pitanga (SE) e Poção (AL), porém gradando aos arenitos calcários, siltitos, folhelhos e halita, da Formação Maceió (Cook, 1957), limitada no topo pela Discordância Pré-Neoalagoas. Já a Sequência K50, no Neoalagoas, é representada pela Formação Muribeca (Bender, 1957), dividida em três membros. Na base, o Membro Carmópolis é composto por conglomerados polimíticos e arenitos, com intercalações menores de siltitos e folhelhos. O Membro Ibura é constituído por carbonatos, sulfatos e cloretos, pelitos e fácies pelito-carbonatadas, e o Membro Oiteirinhos apresenta folhelhos e calcilutitos laminados, com menor ocorrência de sulfatos. As formações têm seção tipo em diferentes poços ao longo da Bacia. A da Formação Rio Pitanga encontra-se no poço 1-RP-1-SE, a das formações Coqueiro Seco e Morro do Chaves no poço 1-CS-1-AL, a do Membro Ponta Verde no poço 1-PV-1-AL, a da Formação Maceió no poço 1-TM-1-AL, a do Membro Carmópolis no poço 3-CP-8-SE, a do Membro Ibura no poço 7-CP-72-SE e a do Membro Oiteirinhos no poço 5-CPB-1-SE (Figura 2.1.5).

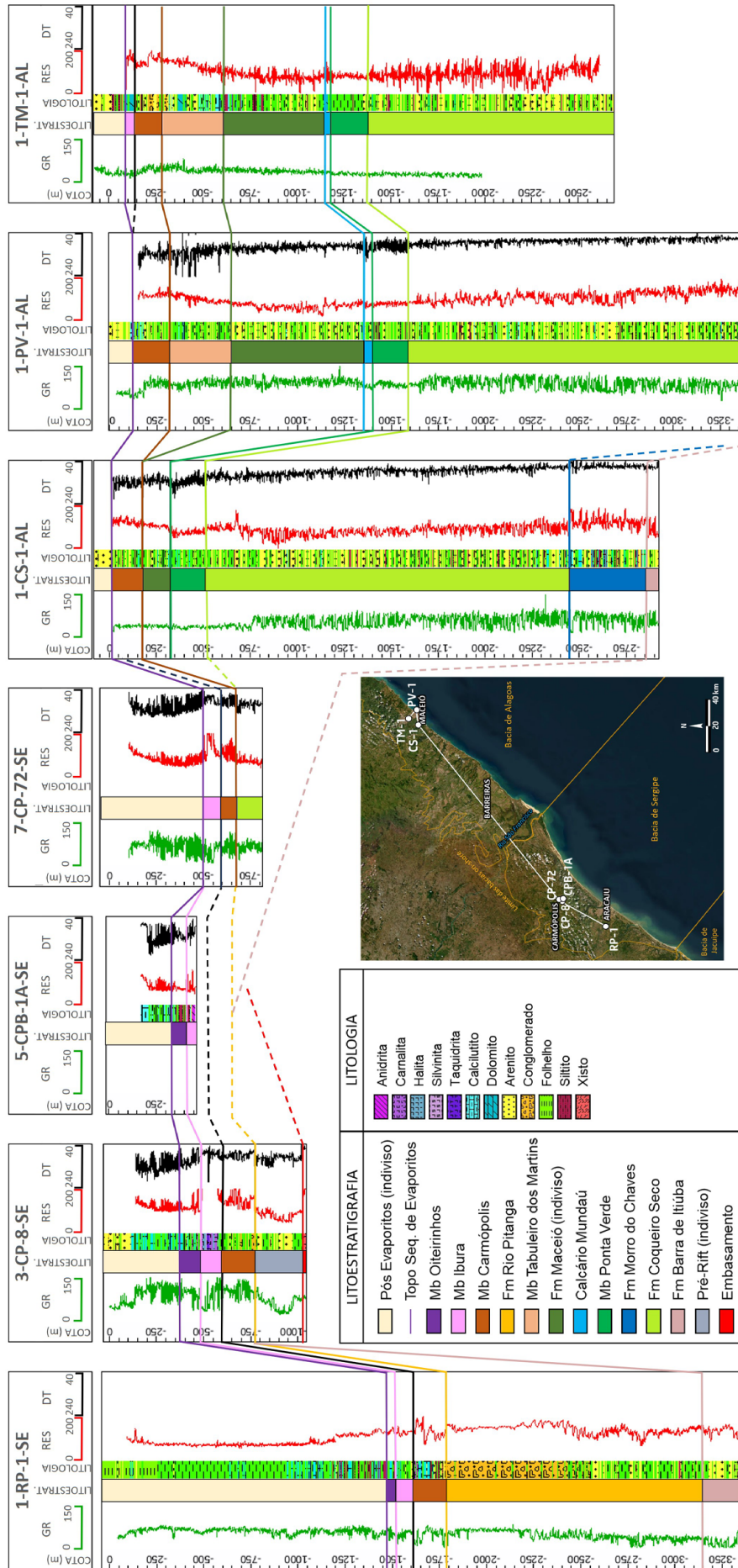


Figura 2.1.5: Seção de correlação com os poços que contém as seções tipo do Jiquiá e Alagoas na Bacia de Sergipe-Alagoas, conforme sumário de Schaller (1969).

Após diversas modificações, a definição atual posiciona a Formação Morro do Chaves no Eo e Neojiquiá, sequências K36 e K38, no nível da biozona NRT-009. A Formação Coqueiro Seco no Neojiquiá, Sequência K38, no nível da biozona NRT-009.3. A Formação Ponta Verde foi rebaixada ao status de Membro, incluída na Formação Maceió, que passou a representar toda a seção nealagoas da Bacia de Sergipe-Alagoas, na Sequência K40, no nível das biozonas NRT-011 e P-230 a P-260. Da mesma forma, a Formação Muribeca passou a representar a seção nealagoas da bacia como um todo, posicionada na Sequência K50, no nível das biozonas NRT-011 e P-270 a P-280. As seções neojiquiá e ealagoas são complementadas nas bordas falhadas pelas formações Poção (Alagoas) e Rio Pitanga (Sergipe), a última ainda se estende ao Aratu.

Após a publicação da carta de Campos Neto *et al.* (2007), foram feitas diversas críticas em congressos em relação a essa tentativa de ajustar a litoestratigrafia à estratigrafia genética. A Comissão de Revisão da Estratigrafia da Bacia de Sergipe-Alagoas (CRE-SEAL) ressurgiu, em 2009, para fomentar essa demanda, entre outras questões, encerrada em 2019 e ainda a publicar os resultados de seus estudos. Mencionamos os trabalhos realizados pela Fundação Paleontológica Phoenix¹; cuja atuação abrange estudos de campo, laboratoriais e pesquisas históricas que contribuem, significativamente, para o avanço no conhecimento da Bacia de Sergipe-Alagoas, como os trabalhos de Souza-Lima *et al.* (2002; 2019).

2.2. Evolução exploratória

A história da seção pré-sal na Bacia de Sergipe-Alagoas é peculiar em virtude de suas características em relação às demais da margem continental leste brasileira. Na estratigrafia, o fato mais marcante é a riqueza ímpar de afloramentos, atrativa à pesquisa e à prospecção. As seções Jiquiá e Alagoas são parcialmente aflorantes, com destaque para as coquinas e depósitos de fluxos gravitacionais de sedimentos, respectivamente. Também cabe ressaltar o impressionante número de poços estratigráficos (23), verdadeiros obeliscos na estratigrafia de subsuperfície, no sentido de iluminação do conhecimento.

Na prospecção de hidrocarbonetos, a pesquisa voltada para o reconhecimento de rochas geradoras é fator marcante e os estudos em afloramentos da Bacia de Sergipe-Alagoas são destaque desde o final do século XIX e início do século XX. Os primeiros mapeamentos geológicos de superfície e levantamentos geofísicos já sugeriam a interpretação de estruturas que seriam testadas muitos anos depois nas proximidades das cidades de Maceió e Carmópolis.

Sob a égide do CNP, em 1940 ocorreu o primeiro sucesso geológico em Alagoas (2-AL-1-AL), ainda na aurora do conhecimento sobre a bacia. Com a fundação da Petrobras, a bacia passou por seis ciclos exploratórios (Figura 2.2.1).

¹Disponível em: <https://phoenix.org.br/w/>

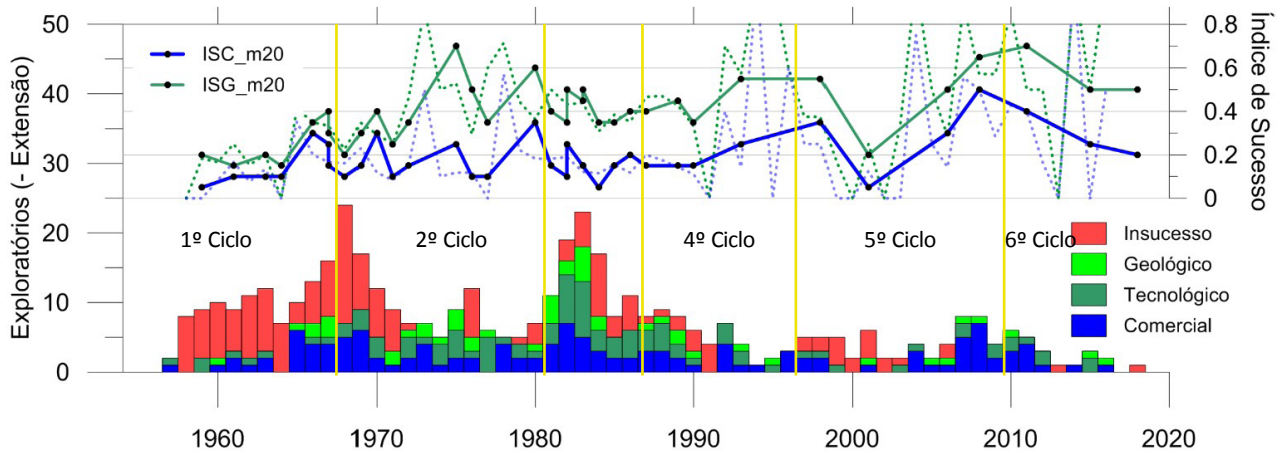


Figura 2.2.1: Ciclos exploratórios da Bacia de Sergipe-Alagoas distribuídos ao longo do tempo, com os resultados dos poços exploratórios distribuídos em insucessos e sucessos geológico, tecnológico e comercial (abaixo), além do índice de sucesso geológico (ISG_m20) e comercial. (ISC_m20). Fonte: modificado de Hamsi Júnior (2019)

No primeiro ciclo, o poço 1-TM-1-AL (1957) testou uma feição dômica no Horst de Maceió e encontrou uma acumulação de óleo de 29 API em arenitos do Jiquiá (à época Formação Maceió), no primeiro sucesso geológico da Petrobras na seção pré-sal. Em sequência, o poço 3-TM-2-AL (1962) descobriria óleo em reservatórios do Eoalagoas (Formação Maceió), no primeiro sucesso comercial, ambos no Estado de Alagoas. Em Sergipe, o poço 1-PTA-3-SE (1960) se tornaria o único a encontrar acumulação subcomercial de óleo em fraturas nos reservatórios carbonáticos da Formação Morro do Chaves coquinas, no primeiro sucesso geológico na seção pré-sal

dessa sub-bacia. Após a perfuração de alguns poços exploratórios no Alto de Aracaju e a descoberta do Campo de Riachuelo (1962) em conglomerados do Neoalagoas (primeiro sucesso comercial em Sergipe), o poço 1-CP-1-SE (1963), descobriu-se óleo de 18-22 API nesses mesmos reservatórios, no primeiro campo gigante do Brasil na seção pré-sal (Figura 2.3.2). A campanha de delimitação encontrou reservatórios no embasamento (7-CP-20-SE, 1975) e, posteriormente, nos calcários posicionados abaixo da base do sal (Membro Ibura), na primeira produção em calcários do Alagoas no Brasil (7-CP-252-SE, 1976).

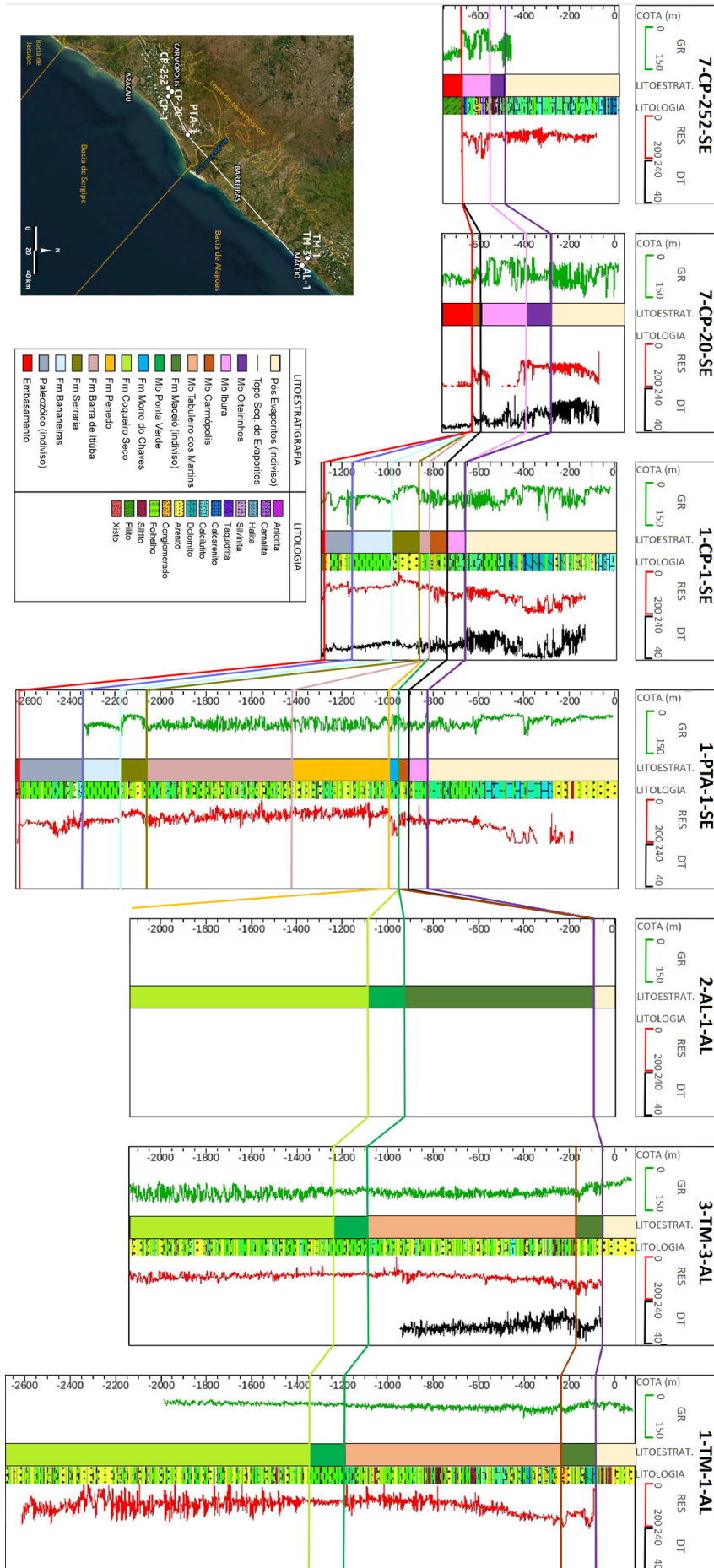


Figura 2.2.2: Seção estratigráfica com os principais poços do primeiro ciclo exploratório da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Esse primeiro ciclo exploratório, de grande sucesso, foi essencialmente concentrado nos alvos siliciclásticos Coqueiro Seco (Jiquiá), Maceió (Eoalagoas) e Carmópolis (Neoalagoas); os dois primeiros em Alagoas (campos de Jequiá da Praia, Coqueiro Seco e Tabuleiro dos Martins) e o último em Sergipe (Riachuelo, Carmópolis, Siririzinho, Aguilhada e Angelim), essencialmente acumulações de óleo com gás associado. O segundo ciclo (1968-1980) se caracteriza pela inauguração da exploração exitosa na plataforma continental (Guaricema, Dourado, Camorim e Caioba), com destaque para o alvo Carmópolis com óleo em águas rasas no Campo de Camorim (1971), na primeira descoberta da seção pré-sal em águas oceânicas.

O estado de Alagoas voltou a ter destaque no terceiro ciclo, quando o alvo Coqueiro Seco alcançou novo sucesso, dessa vez com óleo e gás (Pilar, 1981), enquanto o alvo Maceió seria encontrado com gás no norte do estado (Fazenda Guindaste, 1983), e gás e condensado nas águas rasas meridionais (Paru, 1985). O quarto ciclo (1987-1996) se inicia pela primeira descoberta nacional em águas profundas fora da Bacia de Campos, a do poço 1-SES-92 (Maastrichtiano), que impulsionaria a exploração e amostraria a seção pré-sal de forma pontual. No quinto ciclo, embasado no sucesso de Pilar (1981), seria descoberto óleo e gás do Campo de Anambé (2003). Por fim, o sexto ciclo (2010-2022) seguiu para águas ultra-profundas de Sergipe, resultando nas recentes declarações de comercialidade (Budião Noroeste, Budião, Budião Sudeste, Agulhinha Oeste, Agulhinha e Cavala), amostrando a seção pré-sal sem reservatórios. Dos seis ciclos

somente o quarto e sexto não lograram êxito na seção pré-sal.

As rochas geradoras de hidrocarbonetos seguem métrica parecida com a dos reservatórios; na Sub-bacia de Alagoas as principais estão sobretudo nas formações Coqueiro Seco e Maceió; em Sergipe, no Membro Ibura e, secundariamente, Oiteirinhos, da Formação Muribeca. As principais cozinhas estão nos baixos de Varrela e Fazenda Guindaste, em Alagoas, enquanto em Sergipe, o Baixo do Mosqueiro é a de maior destaque (Figura 2.1.1 B).

As coquinas jiquiá parecem ter história de soterramento desfavorável e ausência de fatores que pudessem contrabalancear a redução de porosidade, como o aporte de fluidos hidrotermais. Os calcários neoalagoas são essencialmente orgânicos e diferentes daqueles das bacias de Santos e Campos, nos quais há também componente abiótica e predomínio de calcita fascicular e esferulitos como principais componentes das rochas. Estão estratigraficamente abaixo, intercalados e acima da seção salina do Membro Ibura.

A compreensão do comportamento estrutural da bacia foi fundamental tanto para o avanço da exploração quanto da produção, impulsionada pelas sucessivas aquisições sísmicas e digitalização de dados ao longo do tempo. Em função de suas características estratigráficas heterolíticas, com maior conteúdo argiloso, a Sub-bacia de Alagoas tem um efeito selante na maioria de suas falhas, que compartimenta acumulações, enquanto na Sub-bacia de Sergipe tendem a comunicar-se hidráulicamente. A deformação albiana

à pós-albiana foi fundamental tanto para a estruturação das armadilhas como para a entrada das geradoras na janela do óleo na maior parte das cozinhas das seções terrestre e de águas rasas da bacia.

Em direção à plataforma continental, até o presente momento, não foram identificados reservatórios carbonáticos abaixo das camadas de sal, possivelmente porque na época da deposição já eram áreas mais profundas ou submetidas a frequentes incursões marinhas, com deposição apenas de margas e *mudstones*. A bacia não era estirada e larga o bastante para que existissem ilhas (ígneas ou não) isoladas em meio aos lagos, livres de aporte siliciclástico e suscetíveis à implantação de plataformas e rampas carbonáticas, como as de Campos e Santos. A preservação de pequenas almofadas de sal, essencialmente halita até o presente, foi amostrada apenas em poços de águas rasas. Por esses motivos não há fase moderna e as tentativas de prospecção da fase contemporânea ainda não lograram êxito.

3. O PRÉ-SAL NAS BACIAS DE CAMAMU, ALMADA, JEQUITINHONHA E CUMURUXATIBA

3.1. Contexto geológico

As bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba estão localizadas na costa sul do estado da Bahia, entre as cidades

Salvador e Caravelas (Figura 3.1.1). Seus limites geológicos são definidos pela Falha da Barra, que marca a divisa com as bacias de Jacuípe (a norte) e Recôncavo (a noroeste), e pelo Alto Vulcânico de Abrolhos, que separa as bacias de Cumuruxatiba e de Mucuri (a sul). Internamente, o limite entre as bacias de Camamu e de Almada está no Lineamento de Taipus Mirim, entre Almada e Jequitinhonha no Alto de Olivença; já o Complexo Vulcânico de Royal Charlotte, entre as bacias de Jequitinhonha e Cumuruxatiba (Netto *et al.*, 1994; Santos *et al.*, 1994).

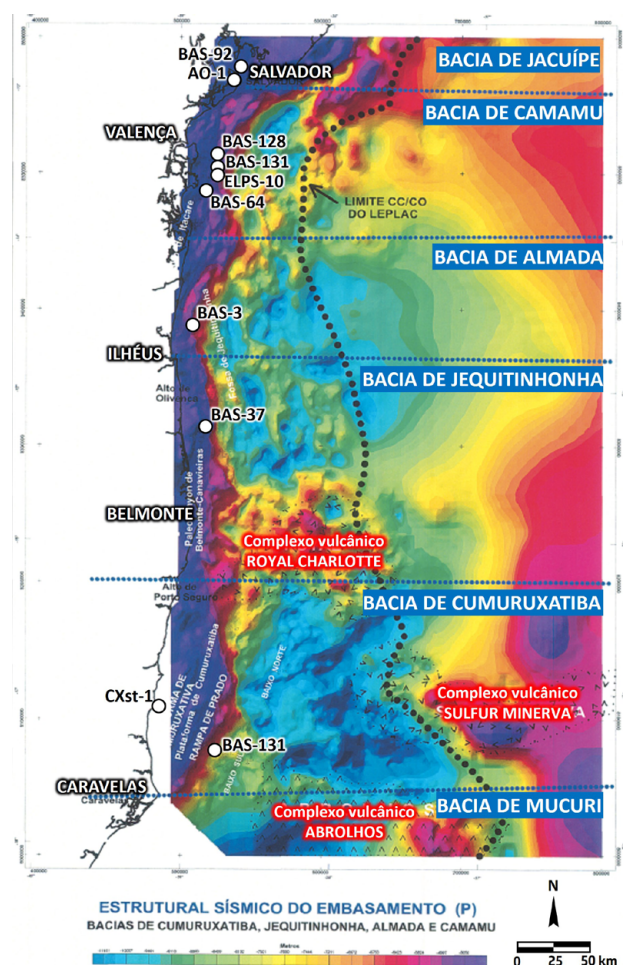


Figura 3.1.1: Mapa estrutural do topo do embasamento (m), com a localização das bacias baianas e principais feições estruturais. Fonte: Barros e Santos (2010)

A estratigrafia da seção pré-sal é diferenciada entre as bacias baianas (Figura 3.1.2A e Figura 3.1.2B), onde Cumuruxatiba e Jequitinhonha têm a mesma nomenclatura estratigráfica (Rodvalho *et al.*, 2007; Rangel *et al.*, 2007), assim como Almada e Camamu (Gontijo *et al.*, 2007; Caixeta *et al.*, 2007). As primeiras têm as rochas das formações Cricaré (Aratu-Buracica-Jiquiá) na Sequência K30 e Formação Mariricu, Membro Mucuri (Alagoas) na Sequência K40. Conseqüentemente, na Formação Rio de Contas

(Aratu-Buracica-Jiquiá) na Sequência K30 e na Formação Taipus Mirim, Membro Itacaré na Sequência K40 (Alagoas) (Rodvalho *et al.*, 2007; Rangel *et al.*, 2007; Gontijo *et al.*, 2007; Caixeta *et al.*, 2007). Cabe ressaltar que, nas bacias de Camamu e Almada, abaixo da seção pré-sal, ocorre a Formação Sergi (Dom João), caracterizada por arenitos flúvio-eólicos, unidade estratigráfica de importância econômica nacional histórica, a grande impulsionadora da prospecção brasileira de petróleo (Viana *et al.* 1971).

IDADE Ma	CRONOESTRATIGRAFIA			BACIA DE JEQUITINHONHA				BACIA DE CUMURUXATIBA					
	PERÍODO/ ÉPOCA	ANDAR	ANDAR LOCAL	SEQUÊN- CIA	LITOESTRATIGRAFIA			DISCOR- DÂNCIA	SEQUÊN- CIA	LITOESTRATIGRAFIA			DISCOR- DÂNCIA
					GRU- PO	FORMAÇÃO	MEMBRO			GRU- PO	FORMAÇÃO	MEMBRO	
113	Cretáceo Inferior	Aptiano	Alagoas	K50	Nativo	Mariricu	Itaúnas	Alagoas	K40-K50	Nativo	Mariricu	Mucuri	pre- NeoAlagoas
K40				Mucuri			Mucuri						
120				Barremiano	Jiquiá Buracica	K30	Cricaré	Sernambi	K30	Cricaré	pre-Aratu		
130		Hauteriviano	Aratu	Jaguará									
140		Valanginiano	Rio da Serra	K10-K20	J20-K05	Cumuru- xatiba	Porto Seguro Monte Pascoal	pre-Rift					
150		Berriasiano	Dom João										
	Jurássico	Tithoniano											

IDADE Ma	CRONOESTRATIGRAFIA			BACIA DE CAMAMU				BACIA DE ALMADA					
	PERÍODO/ ÉPOCA	ANDAR	ANDAR LOCAL	SEQUÊN- CIA	LITOESTRATIGRAFIA			DISCOR- DÂNCIA	SEQUÊN- CIA	LITOESTRATIGRAFIA			DISCOR- DÂNCIA
					GRU- PO	FORMAÇÃO	MEMBRO			GRU- PO	FORMAÇÃO	MEMBRO	
113	Cretáceo Inferior	Aptiano	Alagoas	K50	Camamu	Taipus-Mirim	Igrapiúna/ Serinhaém	pre-Alagoas	K50	Camamu	Taipus-Mirim	Serinhaém/ Igrapiúna	pre-Rift
K40				Itacaré			Itacaré						
120				Barremiano	Jiquiá Buracica	K30	Almada	Rio de Contas	Mutá	pre-Aratu	K30	Almada	Rio de Contas
130		Hauteriviano	Aratu	Ilhéus	Ilhéus								
140		Valanginiano	Rio da Serra	K10-K20	J20-K05	Santo Amaro	Candeias Aliporanga Itapicica Sergi	Tauá	pre-Rift	K10-K20	Brotas	Morro do Barro	Tinharé
150		Berriasiano	Dom João										Brotas
	Jurássico	Tithoniano											

Figura 3.1.2: Resumo da estratigrafia da seção pré-sal das bacias de Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Camamu e Almada. Fonte: Modificado de Rodvalho *et al.* (2007), Rangel *et al.* (2007), Gontijo *et al.* (2007) e Caixeta *et al.* (2007)

Nas bacias de Cumuruxatiba e Almada, a seção pré-sal é essencialmente siliciclástica grossa; em Jequitinhonha destaca-se a ocorrência local de calcários no Membro Serinhaém (Jiquiá) e Itaúnas (Alagoas) e Camamu é areno-pelítica.

A ocorrência de sal é mais expressiva nas bacias de Cumuruxatiba e Jequitinhonha e diminui a norte, sobretudo em direção à Bacia de Camamu. O magmatismo associado ao estabelecimento das suítes ígneas eocenas implicou o soerguimento no flanco norte da Bacia de Camamu, com espessamento da seção do Eoceno Médio ao Holoceno (Figura 3.1.3).

A Bacia de Camamu conta com 95 poços; desses, cerca de um terço (1/3) estão em terra, 11 são de produção e seis estratigráficos. A Bacia de Almada conta com 25 poços; pouco menos de um quarto (1/4) situa-se na seção terrestre: dois são estratigráficos e os demais, pioneiros. A Bacia de Jequitinhonha conta com 37 poços marítimos, dos quais 29 são pioneiros e dois produtores, além de seis poços terrestres, todos estratigráficos. A Bacia de Cumuruxatiba conta com 49 poços marítimos, sendo um quinto (1/5) deles extensões de pioneiros e dois terrestres. As bacias aqui abordadas, portanto, são pouco amostradas.

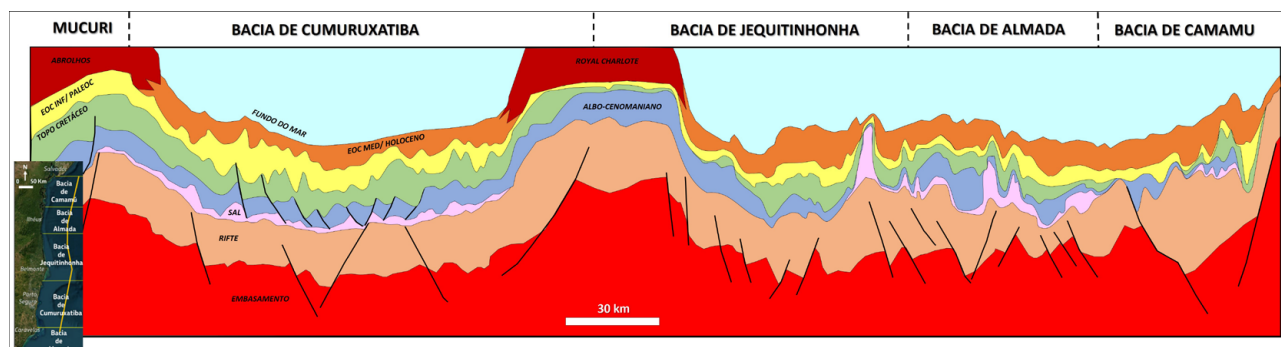


Figura 3.1.3: Seção sísmica S-N (m) passando pelas bacias de Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Camamu e Almada. Fonte: Francisco *et al.* (2009)

3.2. Evolução exploratória

A atividade exploratória marinha nas bacias baianas começou no final da década de 1950, fomentada por levantamentos geofísicos. Na seção terrestre, o primeiro poço estratigráfico foi perfurado em 1960 (2-CXst-1-BA, Cumuruxatiba), e o pioneiro, em 1964 (1-AO-1-BA, Camamu). O conhecimento exploratório, em parte herdado da Bacia do Recôncavo, ganhou impulso nos levantamentos sísmicos 2Ds na seção de águas rasas, que, mesmo com baixa qualidade de imageamento, permitiu

elaborar um arcabouço para essa porção, além de ser suporte para as campanhas de perfuração de poços iniciada na década de 1970, que visavam aos arenitos da Formação Sergi, posteriormente modificados para calcários albianos, seção pré-sal (Jiquiá e Alagoas) e arenitos do Cretáceo Superior e Paleógeno.

Na seção marinha, a primeira amostragem ocorreu em 1970 (1-BAS-3, em Almada), atravessando rochas aptianas de forma pioneira (Figura 3.2.1).

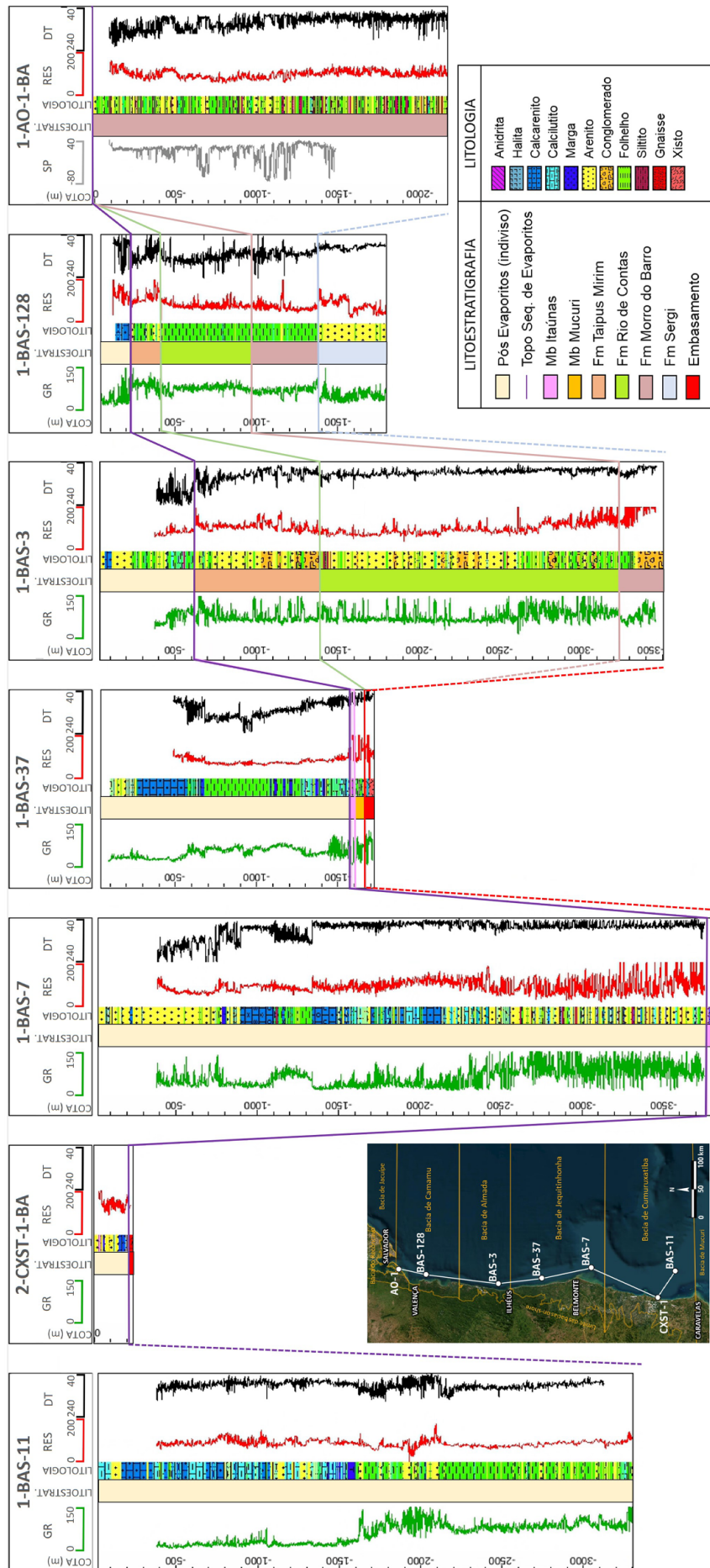


Figura 3.2.1: Seção estrutural de correlação entre poços significativos na história exploratória das bacias baianas.

Na Bacia de Cumuruxatiba, o pioneiro 1-BAS-11 (1972) descobriu uma acumulação de óleo em reservatórios paleógenos (Arraia). Ferradaes e Souza (1972) ressaltaram a presença de evaporitos, calcários escuros e folhelhos pretos, além de abundantes indícios de hidrocarbonetos que atestavam o potencial gerador das rochas do Andar Alagoas na Bacia de Camamu, porém o mesmo não ocorreu na Bacia de Almada, onde há predomínio de arenitos conglomeráticos (poço 1-BAS-3) com boas características de rochas reservatório, todavia sem a presença de intervalos potencialmente geradores. Sete anos depois, o 1-BAS-37 (1979) faria a primeira descoberta de óleo na Bacia de Jequitinhonha, em reservatórios do Alagoas. Esse poço também encontrou, de forma pontual, calcários microbaciais alagoas em altos relativos.

Nos anos 1980 houve uma nova campanha de levantamentos geofísicos, com destaque para a sísmica 3D. Nas águas rasas da Bacia de Camamu foram descobertas acumulações de óleo e gás de Pinaúna (1-BAS-64, 1982) e Sardinha (1-BAS-92, 1992) em reservatórios tithonianos a berriasianos das formações Sergi e Morro do Barro.

A quebra do monopólio estatal (Lei 9.478/1997) induziu a revisão das oportunidades exploratórias e reavaliou o potencial das bacias de Camamu, Almada e Jequitinhonha, com a aquisição de blocos exploratórios, novos levantamentos sísmicos 3Ds e

campanhas de perfurações em águas cada vez mais profundas (Rodvalho *et al.*, 2003).

No início dessa fase, o poço 1-BAS-128 (2000) descobriu gás nos reservatórios tithonianos (Formação Sergi), que resultaria no Campo de Manati, na Bacia de Camamu (Figura 3.2.1). No ano seguinte, naquela mesma área, o poço de extensão 3-BAS-131 (2001) descobriu nova jazida de óleo e gás nas formações Sergi e Morro do Barro, denominada Camarão Norte. Em seguida, o pioneiro adjacente locado a sul, 4-ELPS-10-BAS (2003), descobriu óleo e gás na Formação Sergi.

Nos 12 anos seguintes foram perfurados 11 poços, quatro em águas profundas e sete em águas ultraprofundas, encontrando reservatórios com indícios. No entanto, o reduzido número de poços perfurados nessas bacias (214) faz com que esse conhecimento seja ainda incipiente.

As geradoras principais estão na Formação Morro do Barro (Rio da Serra, em Camamu) e Mariricu (Alagoas, em Cumuruxatiba); os reservatórios da seção pré-sal nas formações Cricaré e Rio de Contas (Jiquiá); e Mariricu e Taipus Mirim (Alagoas). De forma geral, o conteúdo arenoso é muito alto e os elementos selo e geradora são críticos nas seções sedimentares conhecidas. Em Camamu, as rochas geradoras das formações Morro do Barro e Rio de Contas alcançam COT de até 3%, com residência na janela do óleo no Aptiano e Aptiano a Coniaciano, respectivamente.

A história da exploração na seção marinha das bacias baianas teve forte influência inicial do conhecimento consolidado na porção terrestre (Recôncavo); houve sucessos comerciais e geológicos, principalmente nas águas rasas da Bacia de Camamu, nos campos de Manati, Pinaúna, Sardinha e Camarão Norte. Na seção pré-sal, somente a Bacia de Jequitinhonha teve êxito ao produzir óleo em conglomerados da Formação Taipus Mirim.

4. O PRÉ-SAL NAS BACIAS DO ESPÍRITO SANTO E MUCURI

4.1. Contexto geológico

As bacias do Espírito Santo e Mucuri situam-se no estado homônimo e sul do estado da Bahia, respectivamente, com limite entre si meramente geográfico (Figura 4.1.1). Por serem mais debatidas e estudadas, as informações desta seção são, em sua maioria, provenientes da Bacia do Espírito Santo. O limite geológico com a Bacia de Campos, a sul, está no Alto de Vitória (Vieira *et al.*, 1994) ou na Zona de Falha Vitória-Colatina e Lineamento Piúma/Falha de Piúma, de direção noroeste-sudeste (Zalán e Oliveira, 2009; Tagliari *et al.*, 2009), e com a Bacia de Cumuruxatiba a norte, pelo Anticlinal de Parcel das Paredes (França, 2004), nas proximidades do Complexo de Abrolhos (Figura 4.1.1).

O embasamento das bacias são as rochas neoproterozoicas da Faixa Araçuaí, que em escala regional caracteriza-se como uma extensa rampa homoclinal, cuja profundidade

aumenta a leste (Figura 4.1.2). Assim como na Bacia de Sergipe-Alagoas, a Bacia do Espírito Santo apresenta seções terrestre e marinha prolíficas à pesquisa geológica e às ocorrências comerciais de hidrocarbonetos, com coquinas do Jiquiá e siliclásticas e calcários do Alagoas (Figura 4.1.3). A Zona de Charneira Cedro-Rio Doce delimita a área com embasamento raso (<1500 metros) a oeste, daquela com o embasamento profundo a leste (Figura 4.1.1).

Na seção marinha há muralhas de sal a sul e dois conjuntos de domos; um a sul outro a norte (Figura 4.1.1), além do Complexo de Abrolhos no ocidente do setor centro-norte da bacia, estendendo-se às bacias baianas (França e Mohriak, 2008), cuja carga promove uma deformação epitelial compressiva em direção ao continente. Um feixe de falhas normais do embasamento (direção norte-sul a N20°E) se estende do noroeste da Bacia de Campos, na área produtora de petróleo conhecida como Parque das Baleias até a foz do Rio Doce, na Bacia do Espírito Santo.

Na seção terrestre, as feições estruturais mais proeminentes são as plataformas de Nova Viçosa (Bacia de Mucuri), São Mateus e Regência (Figura 4.1.1 e Figura 4.1.4) e os paleocânions de Mucuri, Fazenda Cedro e Regência, além da calha halítica no centro da Plataforma de São Mateus (França e Mohriak, 2008). Nos paleocânions, as discordâncias Pré-Urucutuca (DPU) e Pré-Eoceno Superior (DPES) removeram boa parte da seção sedimentar (Figura 4.1.4), enquanto as plataformas se diferem pela coluna sedimentar preservada (Anaisse Junior *et al.*, 2013).

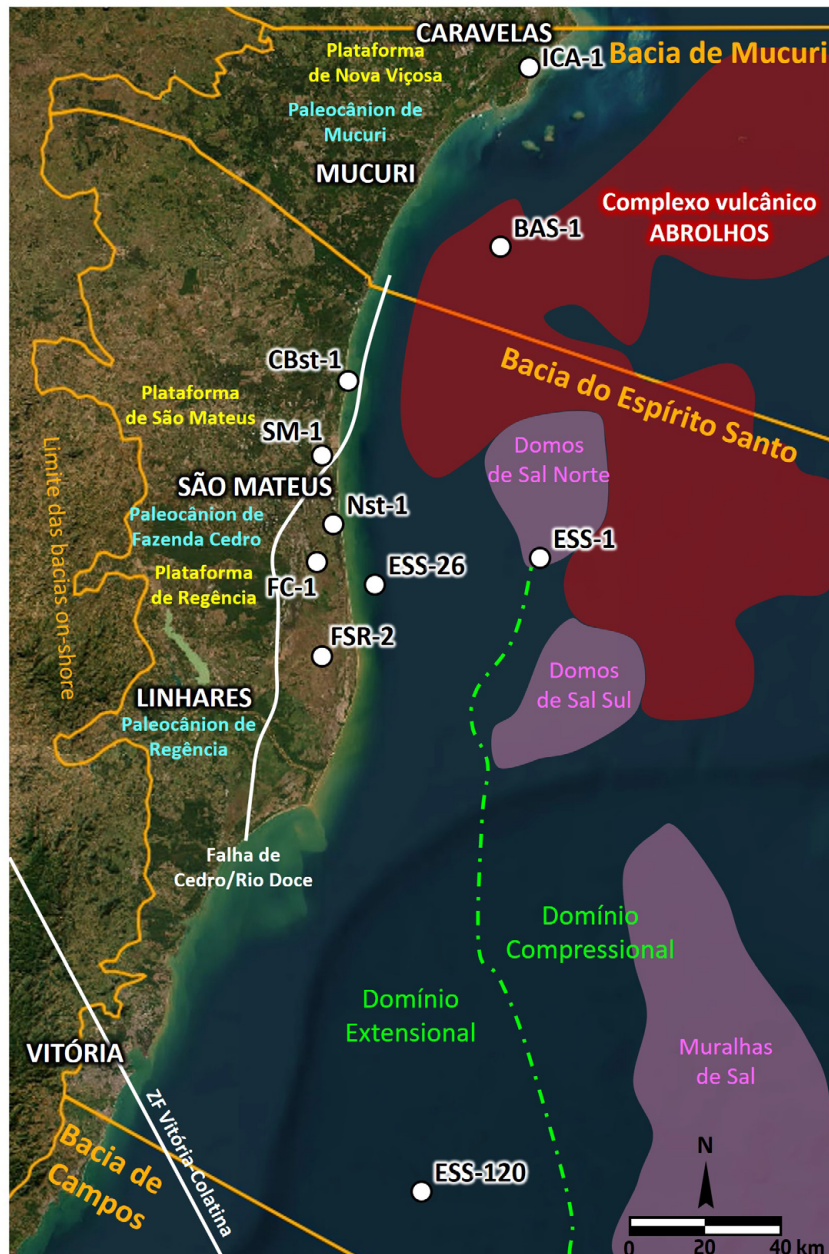


Figura 4.1.1: Mapa de localização das bacias do Espírito Santo e Mucuri, seus limites, principais feições estruturais e poços abordados. Fonte: Inspirado em França e Mohriak (2008)

O poço 2-CBst-1-ES (1959) inaugurou a pesquisa estratigráfica de subsuperfície na bacia, encontrando reservatórios siliciclásticos sobre o embasamento e abaixo de anidritas (Figura 4.1.5). Em 1967, o poço 2-Nst-1-ES perfurou uma seção pelito-arenosa marinha espessa até alcançar uma discordância após a qual encontrara um intervalo areno-carbonático. Sotoposto

a esse intervalo, as anidritas e siliciclásticas ocorrem em um espesso intervalo com cerca de 1500 metros até alcançar o embasamento proterozóico, correlatas às do 2-CBst-1-ES. Na primeira carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo (Asmus, *et al.*, 1971) o poço 2-Nst-1-ES tem destaque considerável. O intervalo pelito-arenoso marinho foi individualizado na Formação

Urucutuca (Cretáceo Superior a Cenozoica) e o areno-carbonático, na Formação Barra Nova (Albo-Cenomaniano, formações Regência e São Mateus). A seção de anidritas e siliciclásticas acima do embasamento foi nomeada Formação Mariricu (rio ao lado do 2-Nst-1-ES) que, com a Formação Barra

Nova, compunham o Grupo Nativo, nome inspirado no poço mencionado. Além disso, as rochas siliciclásticas, intercaladas às ígneas, foram individualizadas no Membro Mucuri e os evaporitos no Membro Itaúnas, ambos com nomes derivados de localidades costeiras na Bacia do Espírito Santo.

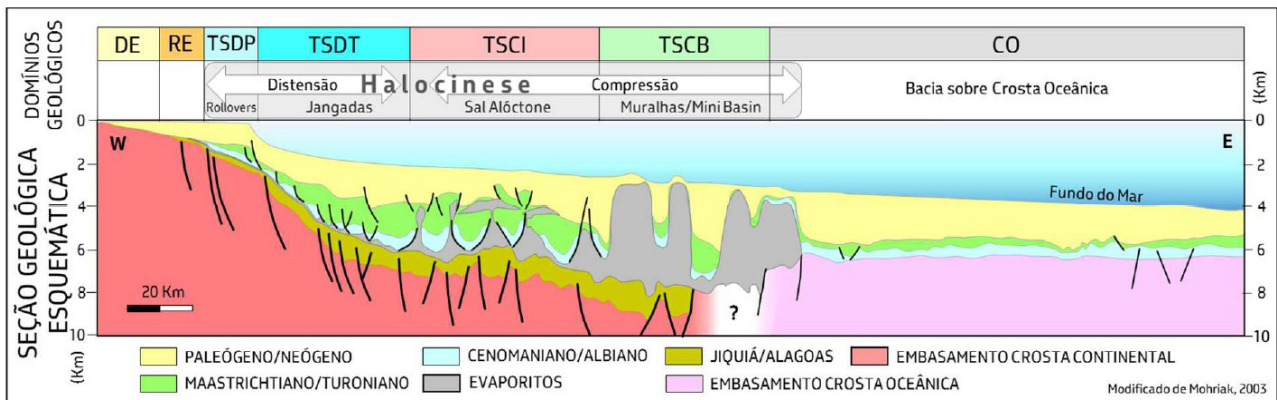


Figura 4.1.2: Seção geológica esquemática NW-SE na Bacia do Espírito Santo. Destaca-se o embasamento em monoclinl mergulhante para leste, os domínios de distensão e compressão e as feições halocinéticas. DE: Discordância Pré-Eoceno Superior sobre o embasamento, RE: reativação do embasamento, TSDP: tectônica de sal distensiva proximal, TSDT: tectônica de sal distensiva transicional, TSCB: tectônica de sal compressiva minibacias, TSCI: tectônica de sal compressiva interferência, CO: bacia sobre crosta oceânica. Fonte: *et al.* (2016), modificado de Mohriak (2003)

IDADE Ma	CRONOESTRATIGRAFIA			BACIA DE MUCURI				BACIA DO ESPÍRITO SANTO					
	PERÍODO/ ÉPOCA	ANDAR	ANDAR LOCAL	SEQUÊN- CIA	LITOESTRATIGRAFIA			DISCOR- DÂNCIA	SEQUÊN- CIA	LITOESTRATIGRAFIA		DISCOR- DÂNCIA	
					GRU- PO	FORMAÇÃO	MEMBRO			GRU- PO	FORMAÇÃO		MEMBRO
113	Cretáceo Inferior	Aptiano	Alagoas	K50	Nativo	Mariricu	Itaúnas	base Evaporitos	K50	Mariricu	Itaúnas	base Evaporitos	
120			Barremiano	Jiquiá			K40		Cricaré		Sernambi		Alagoas
130				Buracica		K30		Jaguare		intra-Cricaré		K30	
140		Hauteriviano	Aratu	K20			K20		K20				
150		Valanginiano	Rio da Serra			Jurássico		Tithoniano		Dom João			
150		Berriasiano											

Figura 4.1.3: Resumo da estratigrafia da seção pré-sal das bacias de Mucuri e Espírito Santo. Fonte: Modificado de França *et al.* (2007a e 2007b)

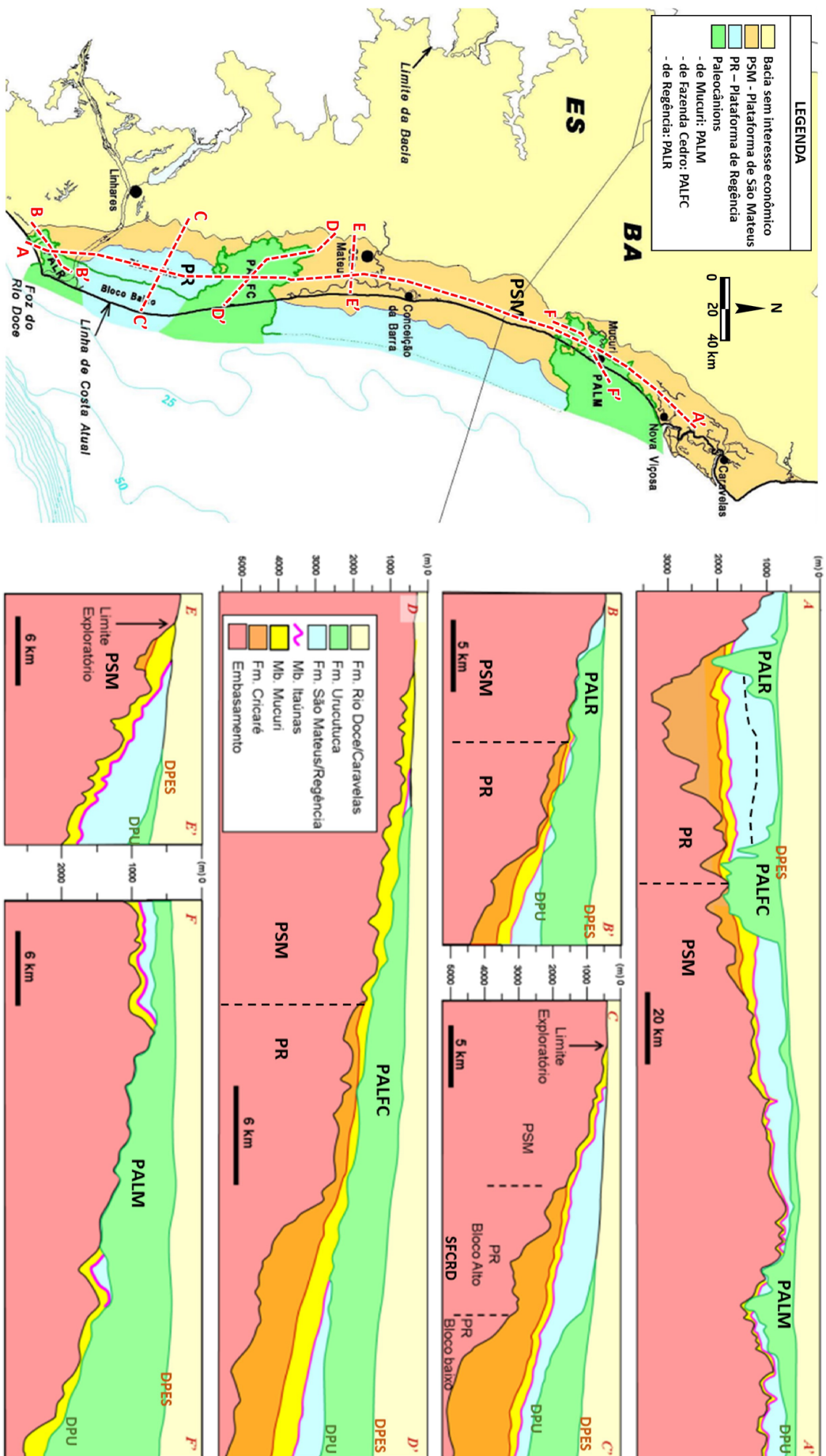


Figura 4. 1.4: Mapa de feições estruturais da Bacia do Espírito Santo, com a localização das seções geológicas A a F. Sistema de Falhas de Cedro-Rio Doce (SFCRD) e as discordâncias Pré-Urucutuca (DPU) e Pré-Eoceno Superior (DPES). Fonte: modificado de Anaisse Junior *et al.* (2013)

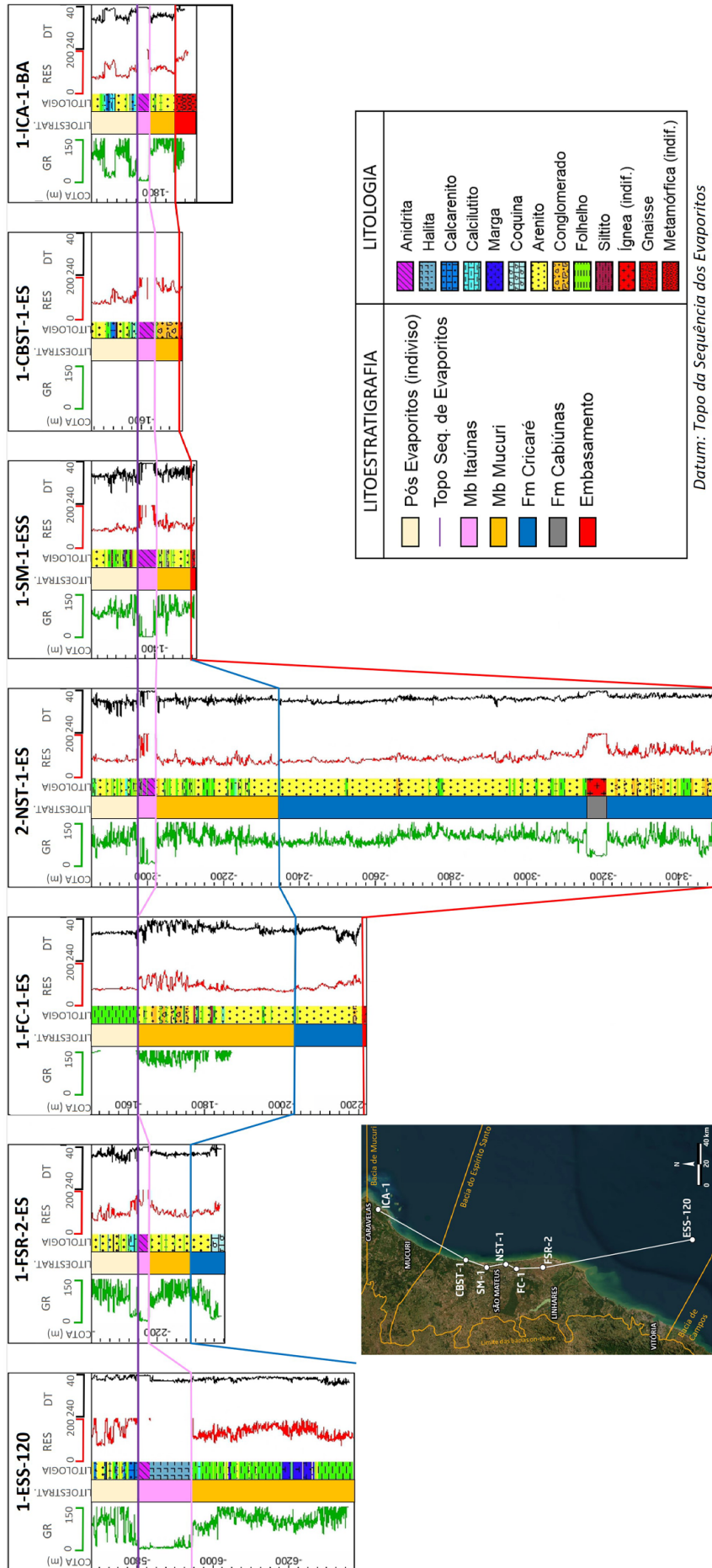


Figura 4.1.5: Seção estrutural de correlação entre poços marcantes na história exploratória das bacias do Espírito Santo e Mucuri. Mb MUC: Membro Mucuri, Mb ITA: Membro Itaúnas, K40_t: Topo da Sequência K40 (topo do Membro Mucuri), K50_t: Topo da Sequência K50_t (topo do Membro Itaúnas)

Revisões foram feitas por Bacoccoli e Morales (1973), Ojeda e Ojeda (1977) e Gomes *et al.* (1988). Rangel *et al.* (1990) individualizaram as rochas de idade Aratu a Jiquiá na Formação Cricaré, compartimentada nos membros Jaguaré (arenitos e conglomerados intercalados com vulcânicas) e Sernambi (pelitos, calcários e margas), com topo definido pela Discordância Pré-Alagoas. Dessa forma, o Membro Mucuri foi restrito às rochas siliciclásticas de idade Alagoas, sotopostas aos evaporitos. Estudos posteriores (Vieira *et al.* 1992; 1994; Vieira, 1998) fizeram novas divisões e nomenclaturas até o estado da arte atual (França *et al.*, 2007a), no qual o registro geológico da seção pré-sal nas bacias do Espírito Santo e Mucuri compreende rochas aptianas das formações Cricaré e Mariricu, nas supersequências rifte (K30) e pós-rifte (K40), respectivamente (Figura 4.1.3).

4.2. Evolução Exploratória

Após mais de 60 anos de atividade exploratória, a Bacia do Espírito Santo é compreendida como uma bacia madura, uma “bacia-escola”, como é denominada informalmente pelos que nela atuaram, em virtude da variedade de ambientes geológicos, dentre eles a seção pré-sal, que apresenta peculiaridades exploratórias e explotatórias desafiadoras. Essa bacia guarda semelhanças com as bacias baianas e sobretudo com as de Sergipe-Alagoas e Campos.

O primeiro poço perfurado na bacia, 2-CBs-t-1-ES (1959), encontrou reservatórios siliciclásticos aptianos com indícios (Figura 4.1.1

e Figura 4.1.5). A primeira descoberta comercial nesses reservatórios ocorreu dez anos depois pelo poço 1-SM-1-ES (1969), que originou o Campo de São Mateus, ambos *onshore* (Figura 4.1.1). O poço 1-ESS-1 (1968), que curiosamente perfurou uma espessa seção salina na qual ficou pendurado, foi o primeiro na plataforma continental brasileira e na Bacia do Espírito Santo, assim como o 1-BAS-1 (1971), na Bacia de Mucuri. Um ano depois, o poço 1-FC-1-ES (1972) faria a primeira descoberta na seção pós-sal terrestre (Figura 4.1.5). Em 1977, o poço 1-ESS-26 encontrou hidrocarbonetos na seção pós-sal capixaba *offshore* (Figura 4.1.1) de forma pioneira (Campo de Cação). Em seguida, o poço 1-ICA-1-BA (1988) descobriu hidrocarbonetos nos reservatórios do Alagoas, na seção terrestre da Bacia de Mucuri (Campo de Ilha Caçumba). Nas décadas de 1980, 1990 e 2000, novas acumulações terrestres e marinhas seriam encontradas tanto no pré-sal quanto no pós-sal. Em 1997, o poço 1-FSR-2-ES amostrou, pela primeira vez, coquinas no Membro Sernambi na seção terrestre da bacia. Nos anos 2000, alguns poços pioneiros em águas profundas a ultraprofundas, com objetivos primários no pós-sal, fizeram descobertas (Golfinho, Canapu, Camarupim e Camarupim Norte) e foram aprofundados até a seção pré-sal, de natureza duvidosa, supostamente carbonática, pela teia de conjecturas tecidas na exploração das bacias a sul. O pioneiro 1-ESS-120 (2003) foi o primeiro a encontrar reservatórios carbonáticos do Membro Mucuri em águas ultraprofundas, sucedidos por outros poços, em uma fronteira que segue em exploração (Figura 4.1.5).

As rochas geradoras lacustres do Jiquiá (Membro Sernambi) são a principal fonte dos hidrocarbonetos da bacia, com matéria orgânica tipo II (Anaisse Junior *et al.*, 2013), o que pode sugerir influência marinha pontual ainda no Jiquiá, pois também existe do tipo I. Além delas há as demais geradoras da Formação Cricaré, que são pelitos ricos em matéria orgânica tipo I predominantemente amorfa e não oxidada, de bom potencial gerador, com idades Buracica a Rio da Serra (água doce). Essas rochas estão na janela do óleo na seção marinha, a partir da qual migrou para a parte emersa da bacia.

As rochas siliciclásticas do Alagoas (Mucuri) são produtoras na seção terrestre e esse alvo é a essência econômica do pré-sal na Bacia do Espírito Santo, embora menos importante que a seção pós-sal *onshore* na produção de hidrocarbonetos. Ocorre em uma série de pequenas acumulações em arenitos e conglomerados flúvio-deltaicos a turbidíticos lacustres a transicionais; por vezes estão intercalados a anidritas, diferente dos reservatórios siliciclásticos sergipanos de mesma idade. O teste do alvo calcários organo-químicos em águas profundas da Bacia do Espírito Santo ainda não logrou êxito, sobretudo prejudicado pela baixa porosidade em função do alto soterramento. A presença de fácies carbonáticas, semelhantes àquelas do Andar Alagoas na Bacia de Campos, foi constatada pontualmente, porém com alto conteúdo de siliciclásticos e baixa porosidade. Considerando-se a área conhecida (que é pequena), a história deposicional e a de soterramento não foram favoráveis ao desenvolvimento da fábrica carbonática e manutenção de sua qualidade. Nesse setor, a bacia demonstra maior vocação para alvos

na seção pós-sal senoniana a neogena em reservatórios marinhos de fluxos gravitacionais de sedimentos.

Reservatórios siliciclásticos do Jiquiá (Membro Jaguaré) apresentaram acumulação em apenas um poço, assim como as coquinas (Membro Sernambi) na seção terrestre da Bacia do Espírito Santo, porém sem produção. As coquinas foram investigadas na seção *offshore*, confirmando-se o modelo deposicional previsto, mas a história de soterramento foi desfavorável, já que as coquinas não apresentaram porosidade significativa. A presença fraca de indícios sugere um sistema petrolífero ativo, porém de carga duvidosa ou com estruturação tardia à migração, muitas vezes relacionado à evolução tectônica da área. Os insucessos também valem para reservatórios siliciclásticos de mesma idade do Membro Jaguaré.

O modelo de sistemas petrolíferos para as geradoras lacustres preconiza migração a longas distâncias do mar para a terra, em função das condições de soterramento. O diferencial de pressão foi preponderante nos caminhos de migração, o que explica a alta concentração de óleo lacustre no bloco alto da Zona de Charneira Cedro-Rio Doce. Papel importante foi desempenhado pelas Discordâncias Pré-Alagoas (DPA), Discordância Pré-Urucutuca (DPU) e Pré-Eoceno Superior (DPES), além das camadas carreadoras, como o Membro Mucuri. As acumulações de óleo lacustre nos reservatórios terrestres sofreram biodegradação severa e, regionalmente, a qualidade dos óleos, tanto o grau API quanto a porcentagem de enxofre, é fortemente determinada pela profundidade e,

consequentemente, pela temperatura dos reservatórios (Guzzo, 2008). No setor meridional da bacia o óleo lacustre está mesclado ao marinho.

Os alvos são zoneados pelas feições paleofisiográficas, com o Mucuri dominante na Plataforma de São Mateus, o Barra Nova na Plataforma de Regência e o Urucutuca nos paleocânions de Fazenda Cedro e Regência. A Plataforma de São Mateus é a de maior destaque no número de concessões de produção na bacia, e o Paleocânion de Fazenda Cedro é o que apresenta uma produção mais significativa (Figura 4.1.4).

O alvo Mucuri é destacadamente o mais perfurado e conhecido na Bacia do Espírito Santo; já o Urucutuca é o de maior retorno econômico. Em termos de produção, o destaque é dos paleocânions (pós-sal) que responde por mais de 63% de todos os hidrocarbonetos já produzidos. Apesar de mais da metade das concessões de produção estarem na Plataforma de São Mateus, ela responde por menos de 15% da produção diária; só o Campo de Fazenda Alegre, no pós-sal, já foi responsável por mais de 41% da produção diária de óleo da bacia. Na Bacia de Mucuri, o alvo Mucuri também é o mais conhecido por seu

histórico exploratório e representou a única produção comercial da bacia.

5. O PRÉ-SAL NA BACIA DE CAMPOS

5.1. Contexto Geológico

Situada no estado do Rio de Janeiro, a Bacia de Campos é limitada ao sul pelo Alto de Cabo Frio e seu prolongamento marinho ao longo da Zona de Transferência Cruzeiro do Sul-Volta Redonda; e ao norte pelo Alto de Vitória ou Zona de Falha Vitória-Colatina (Bacocoli e Saito, 1973; Magnavita *et al.*, 2010). As principais feições estruturais são a charneira cretácea, que limita a zona da ocorrência de rochas cretáceas a oeste, o Alto de Badejo, os baixos de Corvina-Parati e São João da Barra – por vezes referidos de forma conjunta como Baixo de São Tomé –, o Alto Externo e as províncias dos domos, minibacias e muralhas de sal (Dias *et al.*, 1987; Zalán e Oliveira, 2009), ilustrados na figura 5.1.1, que também é referência para todos os poços mencionados neste texto.

Na seção pré-sal da Bacia de Campos destacam-se como reservatórios as coquinas (Figura 5.1.2) e os calcários organo-químicos de idades Jiquiá e Alagoas (Figura 5.1.3), respectivamente.

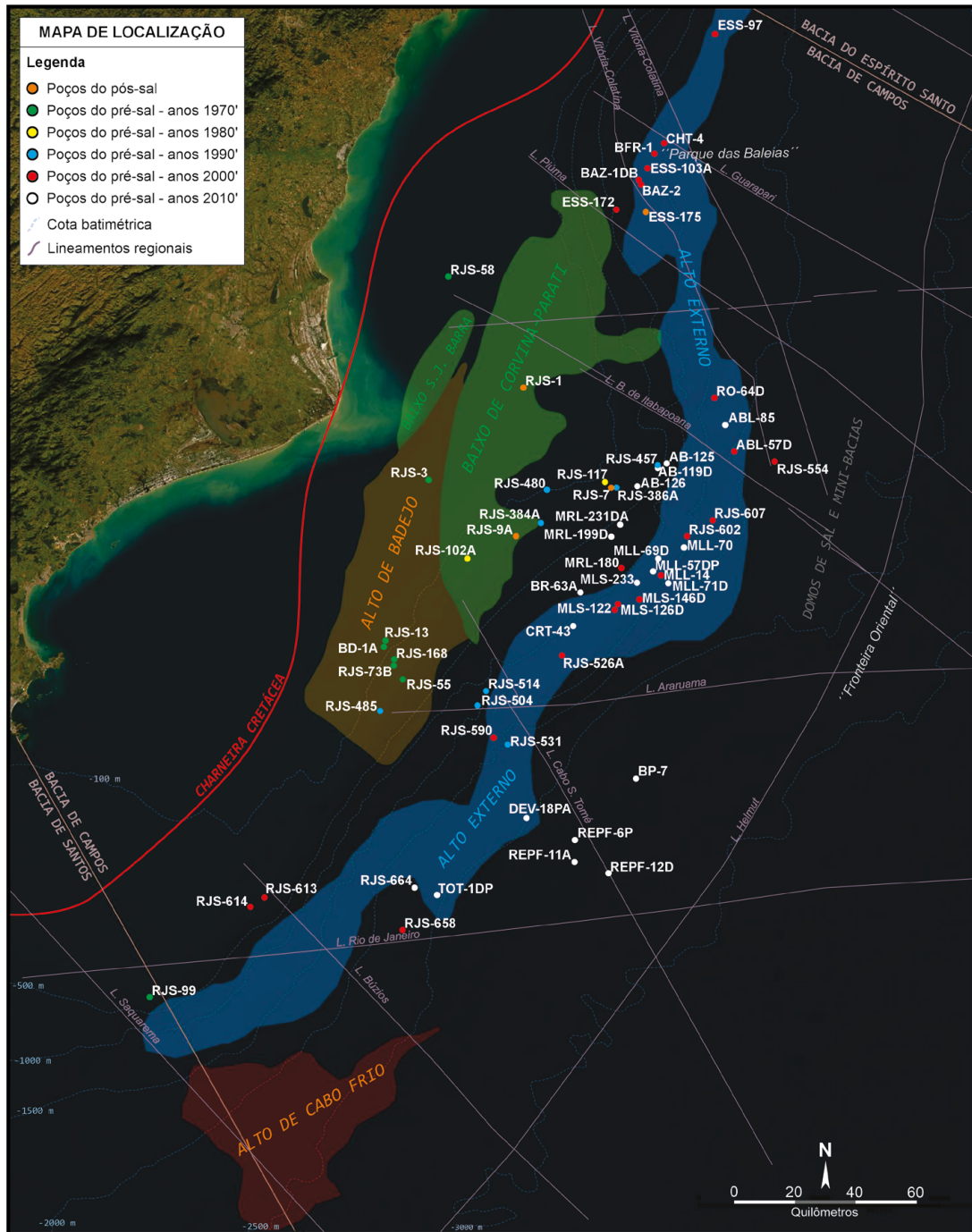


Figura 5.1.1: Mapa de localização da Bacia de Campos, seus limites, principais feições estruturais e poços abordados. Fonte: Inspirado em Zalán e Oliveira (2009)

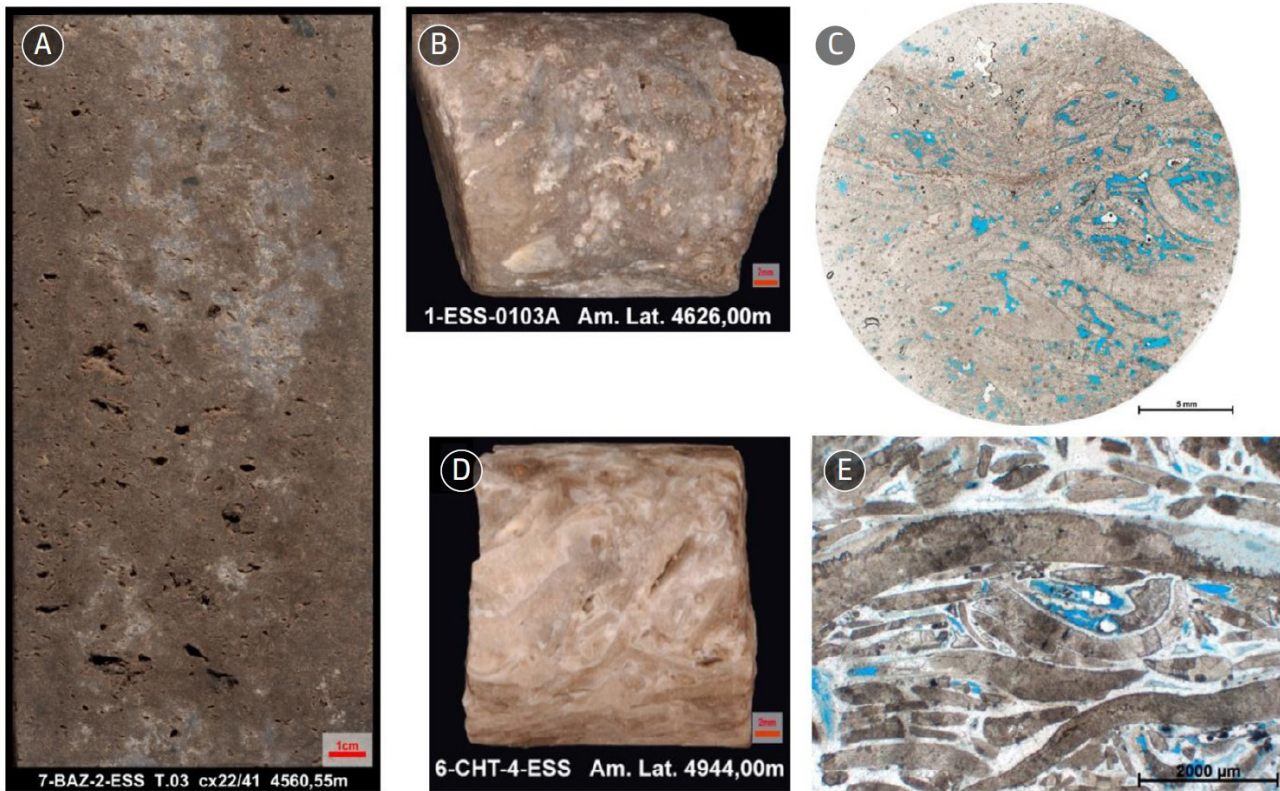


Figura 5.1.2: Coquinas da Bacia de Campos. A) Porosidade interpartícula e vugular de coquinas em testemunho do poço 7-BAZ-2-ESS. Rudstone bioclástico com porosidade interpartícula a intergranular em amostra lateral (B) e fotomicrografia (C) do poço 1-ESS-103A. Rudstone cimentado com porosidade interpartícula intercrystalina em amostra lateral (D) e fotomicrografia (E-Np)

O poço 1-RJS-3 (1971) foi o primeiro a perfurar a seção sedimentar pre-sal (Figura 5.1.4), cujos evaporitos (intervalo intermediário) e clásticos sotopostos (intervalo basal) foram individualizados na Formação Lagoa Feia (Schaller, 1972 apud Schaller, 1973). O poço 1-RJS-13 (1975) foi o primeiro a encontrar coquinas posicionadas acima do intervalo basal. A campanha exploratória de 1979, que buscava as coquinas do Jiquiá, foi a primeira a encontrar calcários organo-químicos no Alagoas, descritos como estromatólitos nos poços 1-RJS-99 e 1-RJS-117 (1979).

Dias *et al.* (1987) propuseram uma divisão interna para a Formação Lagoa Feia (Figura 5.1.5), utilizando o poço 3-RJS-168 como referência, nas sequências: siliciclásticas basal,

talco-estevensítica, das coquinas e clástico-evaporítica, na qual ocorrem calcários estromatolíticos. Na revisão de Rangel *et al.* (1994), a sequência das coquinas foi individualizada no Membro Coqueiros (Figura 5.1.5), na seção de topo da Sequência K30 (seção tipo no poço 3-RJS-73B, topo do Jiquiá, biozonas NRT-009 e NRT-010). A parte inferior da sequência clástico-evaporítica foi individualizada na Sequência K40 sem designação litoestratigráfica; já a parte superior, no Membro Retiro, Sequência K50 – seção tipo no poço 1-RJS-117, ambas no Andar Alagoas, biozona NRT-011 – Figura 5.1.4. A Sequência K30 está no contexto tectônico rifte de evolução da bacia, enquanto as sequências K40 e K50 estão no estágio de transição.

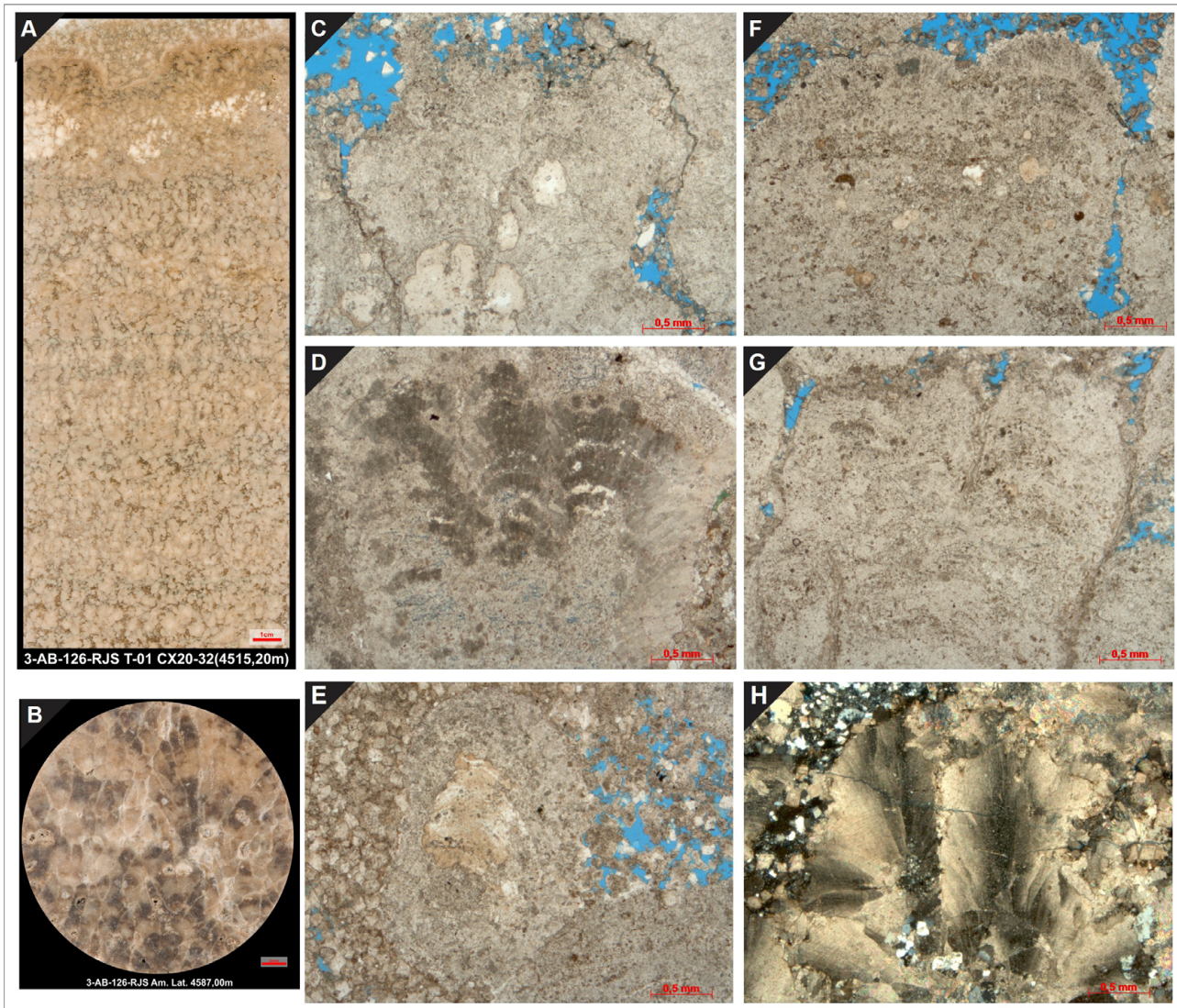


Figura 5.1.3: Aspectos texturais, diagenéticos e porosidade dos calcários organo-químicos da Formação Macabu do poço 3-AB-126-RJS. A) Foto de detalhe de estromatólitos arborescentes em testemunho (A) e amostra lateral (B). Fotomicrografias com aspectos texturais de estromatólitos arborescentes: C) Elementos arbustivos ou arbustos (shrubs) calcáricos, parcialmente substituídos por quartzo, porosidade interelemento e contato suturado entre os elementos (Np). D) Arbustos calcáricos com incipiente laminação interna (Np). E) Arbustos calcáricos parcialmente substituído por quartzo e poro interelemento parcialmente preenchido por dolomita (Np). F) Resquícios de porosidade interelemento e intercristalina (Np). G) Arbustos calcáricos e incipiente porosidade interelemento e intercristalina (Np). H) Arbustos calcáricos com textura fascicular com quartzo e dolomita preenchendo poro interelemento (Nc)

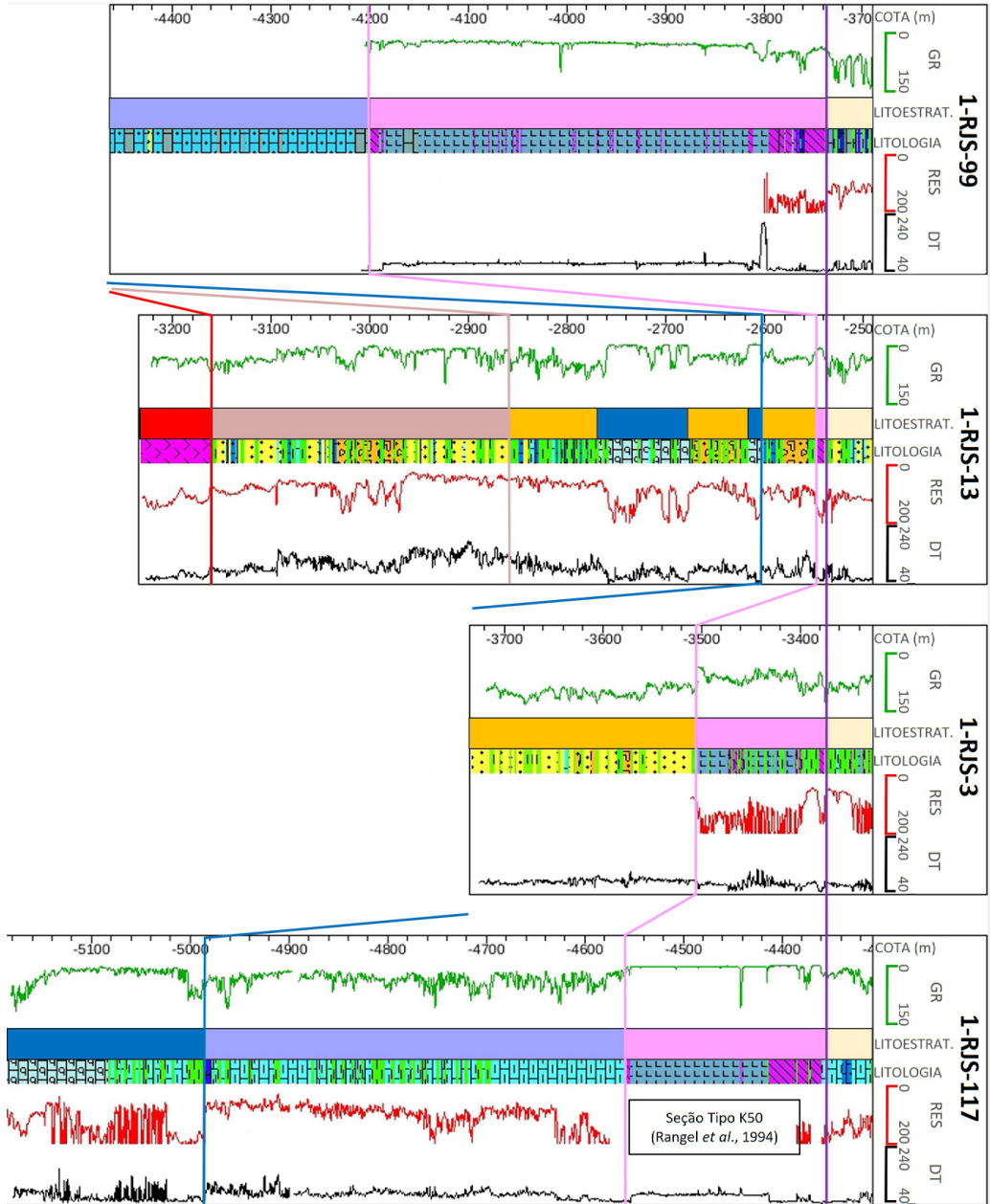
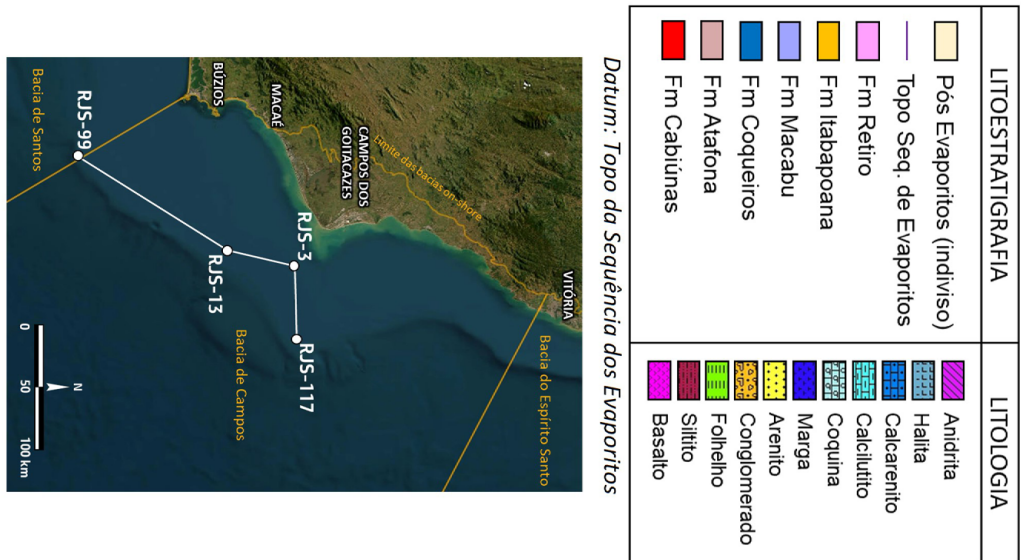


Figura 5.1.4: Seção estratigráfica horizontalizada na base da Formação Retiro, com os poços de referência na estratigrafia da Baía de Campos



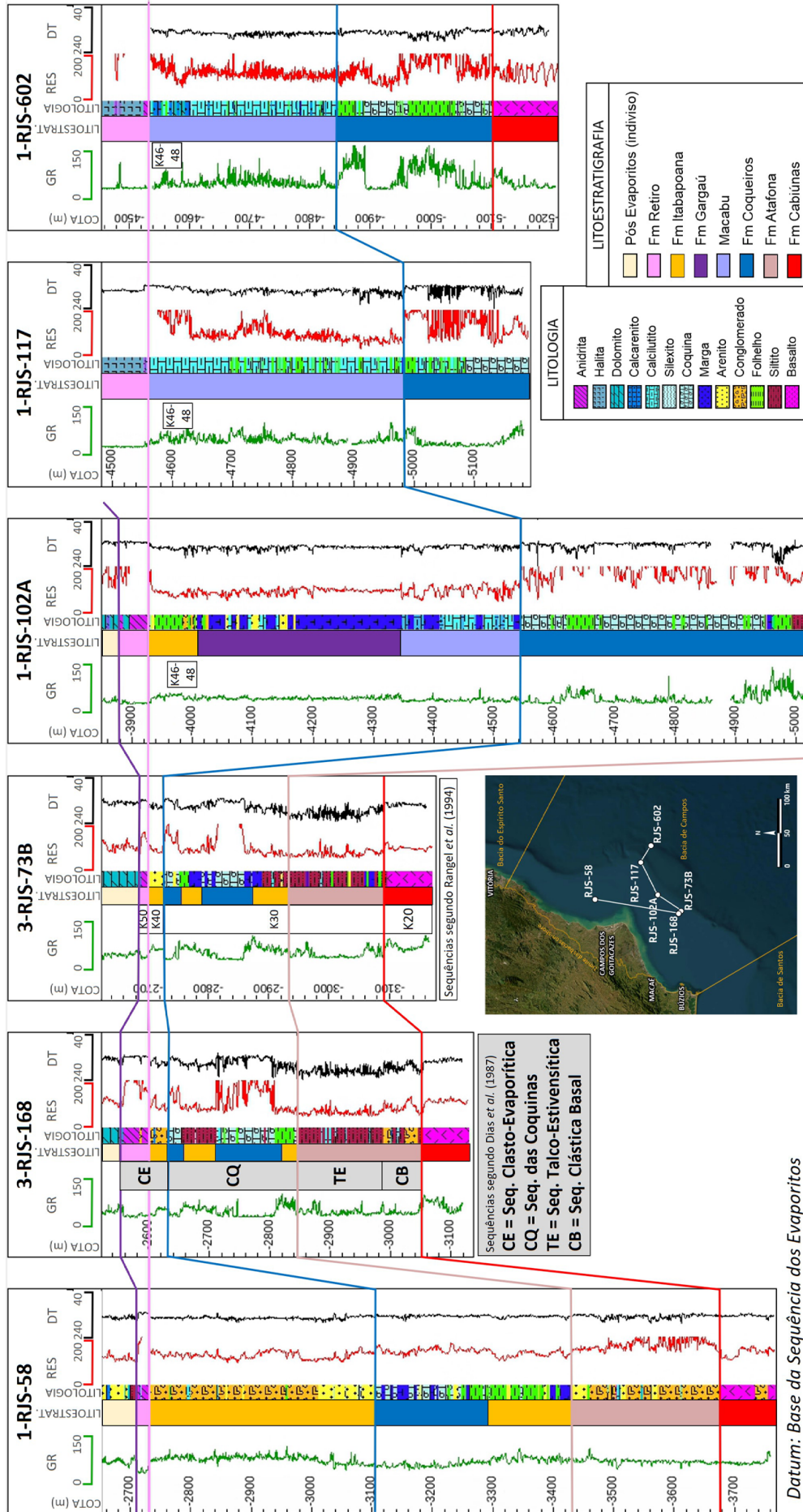


Figura 5.1.5: Seção estratigráfica horizontalizada na base da Formação Retiro, com os poços de referência na estratigrafia da Bacia de Campos

A revisão de Winter *et al.* (2007) atualizou as sequências estratigráficas e a litoestratigrafia (Figura 5.1.6). A Formação Lagoa Feia passou ao status de grupo, composto pelos membros anteriores (Coqueiros e Retiro) elevados ao status de formação e por novas unidades estratigráficas e novas posições na correlação regional com as bacias das margens Sudeste e Leste brasileiras (sequências Ks). Os conglomerados de borda de bacia foram individualizados na Formação Itabapoana (seção tipo no poço 1-RJS-58), lateralmente interdigitados às demais unidades estratigráficas do Grupo Lagoa Feia, com exceção da Formação Retiro. A Formação Coqueiros foi alçada à posição da Sequência K38, limitada na base

pela Discordância Pré-Jiquiá e no topo pela Discordância Pré-NeoAlagoas (reconhecida desde Dias *et al.*, 1987), ao nível das biozonas NRT-009.3, OS-1005, OS-1010, OS-1020, OS-1100 e NRT-010 (Figura 5.1.5). Apresenta um marco estratigráfico no nível da biozona OS-1010, conhecido como “folhelho jiquiá” (Magalhães e Jahnert, 1998), que figura como refletores sísmicos destacados por forte amplitude negativa. A antiga Sequência K40 também foi desmembrada nas formações Gargaú (seção tipo no poço 1-RJS-102) e Macabu (seção tipo no poço 1-RJS-602), ambas distribuídas nas sequências K46 e K48, além das rochas da porção superior da Formação Itabapoana (Figura 5.1.5).

BACIA DE CAMPOS																
IDADE Ma	CRONOESTRATIGRAFIA			BIOESTRATIGRAFIA		SEQUÊNCIA	LITOESTRATIGRAFIA		DISCORDÂNCIA							
	PERÍODO/ ÉPOCA	ANDAR	ANDAR LOCAL	ZONA	SUBZONA		GRUPO	FORMAÇÃO								
113	Cretáceo Inferior	Aptiano	Alagoas	NRT-011		K50	Lagoa Feia	Retiro	base do sal intra-Alagoas							
						K48				Itabapoana	Macabu					
						K46						Gargaú				
120																
										Jiquiá	OS-1020		K38			
		Barremiano	Buracica	OS-1000	OS-1010											
					OS-1005											
130			Hauteriviano	Aratu	NRT-009		K36	Itabapoana	Coqueiros	pré-Jiquiá						
											NRT-009.3a	Atafona				
											NRT-009.1					
		Valanginiano	Rio da Serra	NRT-008	NRT-08.3	K20-K34		Cabiúnas	topo basalto							

Figura 5.1.6: Resumo da estratigrafia da seção pré-sal da Bacia de Campos. Modificado de Jahnert e Winter (2007).

Os evaporitos da Formação Retiro, na Sequência K50 no fim do Andar Alagoas, recobrem de forma discordante a seção pré-sal da Bacia de Campos, e são compostos por anidrita, halita, carnalita e silvinita (halita + silvita), com espessamento de seção a leste e halocinese ao longo de toda a história da bacia (Guardado *et al.*, 1989). As sequências K46, K48 e K50 compõem a Supersequência Pós-Rifte. Jahnert e Winter (2014) detalharam a estratigrafia da seção pré-sal com a subdivisão de cada uma das sequências. Antes limitada à Bacia de Santos, a Sequência K44 está discriminada abaixo da K46.

O magmatismo na Bacia de Campos é mais expressivo em sua margem ocidental (Formação Cabiúnas) e durante o Andar Aratu, todavia os poços mais recentes, na margem oriental, têm encontrado rochas ígneas extrusivas supostamente de idade Alagoas ou Jiquiá. A componente hidrotermal corrobora com o modelo de gênese abiótica da fábrica carbonática dos reservatórios alagoas (Herlinger Junior, 2016; Lima, 2020). Por outro

lado, o modelo biótico associa os reservatórios a biohermas microbiais fotodependentes (Dias, 1998; Muniz *et al.*, 2004).

5.2. Evolução Exploratória

Em 1971, foi perfurado o primeiro poço na Bacia de Campos. O pioneiro 1-RJS-1 testou uma estrutura no nível do Cretáceo Superior, no Baixo de Corvina-Parati (Figura 5.1.1), buscando alvo em reservatórios deltaicos, resultando em seco, sem indícios. No mesmo ano, o poço 1-RJS-3 encontrou indícios na seção cenozoica, além de perfurar calcários albianos, anidrita e conglomerados. O poço 1-RJS-7 (1973) encontrou indícios em reservatórios nas seções paleógena e senoniana, e em calcários albianos, que passaram ao status de alvo exploratório. No ano seguinte, o poço 1-RJS-9A (1974) se tornaria o primeiro sucesso comercial; foram encontrados calcarenitos e calcirruditos porosos da Formação Macaé, saturados por hidrocarbonetos, o que originou o Campo de Garoupa (Figuras 5.1.1 e 5.2.1).

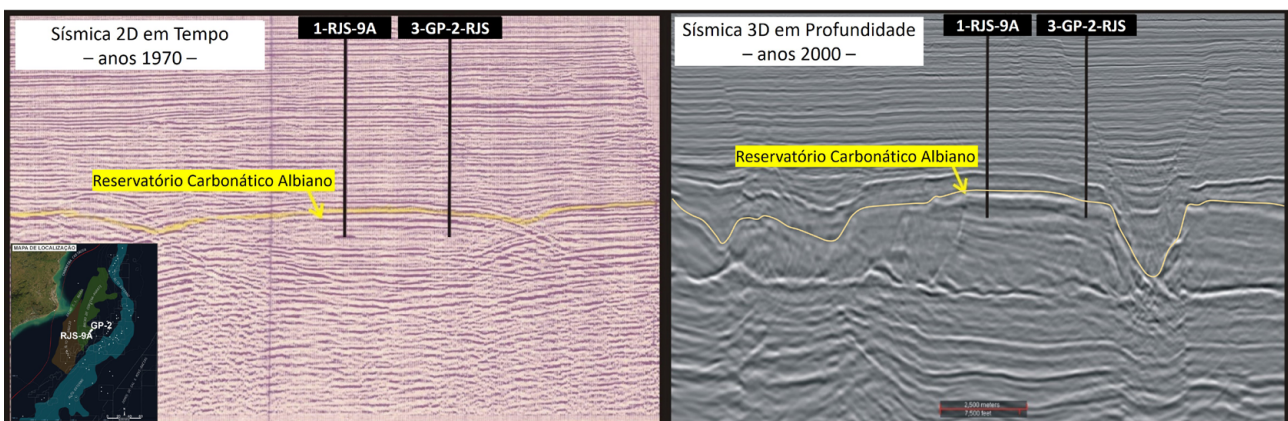


Figura 5.2.1: Seção sísmica original do primeiro poço descobridor de petróleo da Bacia de Campos (1-RJS-9A, 1974) e mesma seção no dado sísmico dos anos 2000. Figuras sem escala vertical. Localização no mapa da base do sal. Fonte: modificado de Sampaio *et al.* (2018)

Em 1975, o poço 1-RJS-13, cujo objetivo principal era testar a extensão de uma descoberta no pós-sal (1-RJS-9A), não constatou reservatórios, mas encontrou coquinas não previstas na seção pré-sal, portadoras de óleo de 31° API, resultando na descoberta do Campo de Badejo (Figura 5.2.2). No ano de 1976, o poço 3-BD-1A-RJS confirmou a extensão da acumulação do 1-RJS-13 a sul, além de descobrir uma nova jazida nos basaltos fraturados da Formação Cabiúnas. As descobertas de óleo em coquinas do Alto de Badejo se estenderam para Linguado (1-RJS-49), Pampo (1-RJS-55) e Trilha (1-RJS-65), entre 1978 e 1982 (Figura 5.1.1 e Figura 5.2.2), em acumulações sem fechamento quaquaversal e com forte componente estratigráfica. Ressalta-se que, além da importância econômica, o conhecimento sobre as coquinas do Alto de Badejo foi fundamental para a curva de aprendizado dos conceitos geológicos da porção *offshore* da margem leste brasileira, em especial para as grandes descobertas do Pré-sal quatro décadas mais tarde. No final da década de 1970, os calcários organo-químicos do Alagoas foram perfurados de forma imprevista pelo poço 1-RJS-99 (1979) pela primeira vez, apresentando indícios de hidrocarbonetos em testemunho, porém sem caracterização por perfilagem em virtude de

problemas mecânicos (Figura 5.1.4). No mesmo ano, o poço 1-RJS-117 também testemunhou esses calcários com indícios; já o teste a poço aberto recuperou vestígios de óleo no fluido de perfuração. Os resultados foram considerados desencorajadores e o interesse exploratório no alvo hibernaria por cerca de duas décadas. A fábrica carbonática foi, em parte, prejudicada pelo aporte de sedimentos siliciclásticos, e a história diagenética sugeria problemas de reservatório.

Quanto à geração, os hidrocarbonetos em reservatórios da Formação Lagoa Feia eram considerados oriundos dos folhelhos verdes geradores da sequência das coquinas (Meister, 1979). No início da década de 1980, a partir do Método de Lopatin na avaliação da maturidade térmica, Pereira (1982) demonstrou que os folhelhos Carapebus cretáceos, até então tidos como geradores, estariam imaturos. Apenas a Formação Lagoa Feia teria condições de gerar a partir do Oligoceno ao Plioceno, na região dos campos produtores, e a migração se daria verticalmente por meio das janelas de sal e falhas. Essa hipótese era compatível com os trabalhos desenvolvidos pelo Cenpes na Bacia do Espírito Santo (Estrella *et al.*, 1983).

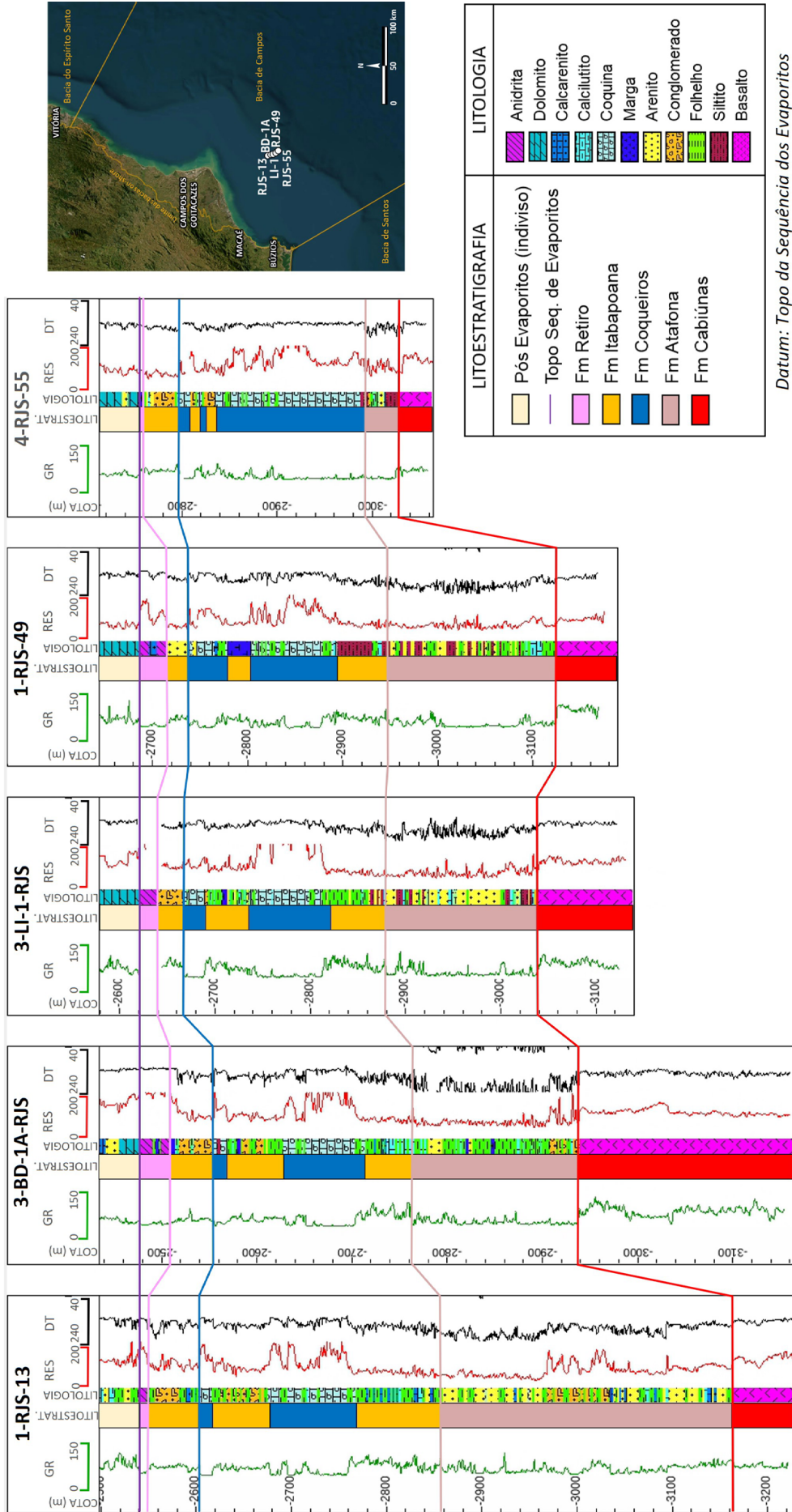


Figura 5.2.2: Seção estratigráfica horizontalizada no topo da Formação Retiro, com os poços exploratórios descobridores das acumulações no Alto de Badejo.

As grandes descobertas de hidrocarbonetos em reservatórios oligo-miocênicos deslocaram o interesse exploratório para a seção pós-sal siliciclástica, estendendo-se pelos anos de 1990. Não obstante, o alvo coquinas foi perseguido por novos poços exploratórios no Alto de Badejo. Entre os anos de 1981 e 1982 foi realizada a primeira aquisição sísmica 3D. A interpretação indicou que, embora compartimentada, a acumulação em coquinas do Campo de Badejo também se estendia pelas áreas dos campos de Linguado, Pampo e Trilha. Os poucos poços que investigaram essa seção em outras regiões da bacia resultaram secos, secos com indícios ou subcomerciais. Nessa época, a avaliação da seção pré-sal enfrentava dificuldade tecnológica em perfurar espessas camadas de sal, geralmente acima de 400 metros, que constituíam riscos à integridade dos poços.

Em 1989, o estudo regional sobre a Formação Lagoa Feia (Dias *et al.*, 1987) propôs um

novo modelo para a deposição das coquinas, controlado pela paleofisiografia dos altos ígneos ou do embasamento, associado à subsidência mecânica (Figura 5.2.3). A exploração utilizou mapas de isópacas para caracterizar essas feições e poços perfurados para validar as hipóteses (1989-1998). Nos poços 1-RJS-384A, 1-RJS-386A e 1-RJS-485 (Figura 5.1.1), o modelo funcionou bem para encontrar as coquinas, mas as subsaturações resultam em insucessos geológicos nos dois primeiros poços e insucesso econômico no terceiro (Silva *et al.*, 1992). O poço 1-RJS-504 (1996), que tinha como objetivo coquinas do Jiquiá, identificou calcários, em vez de siliciclásticos, na seção alagoas. Isso indicava a existência de posições favoráveis para fábricas carbonáticas ainda pouco conhecidas e incentivou a perfuração de poços que atravessassem o Alagoas (Figura 5.2.3). Além disso, esses calcários estavam impregnados em óleo, o que sugeria novas possibilidades para geração e migração.

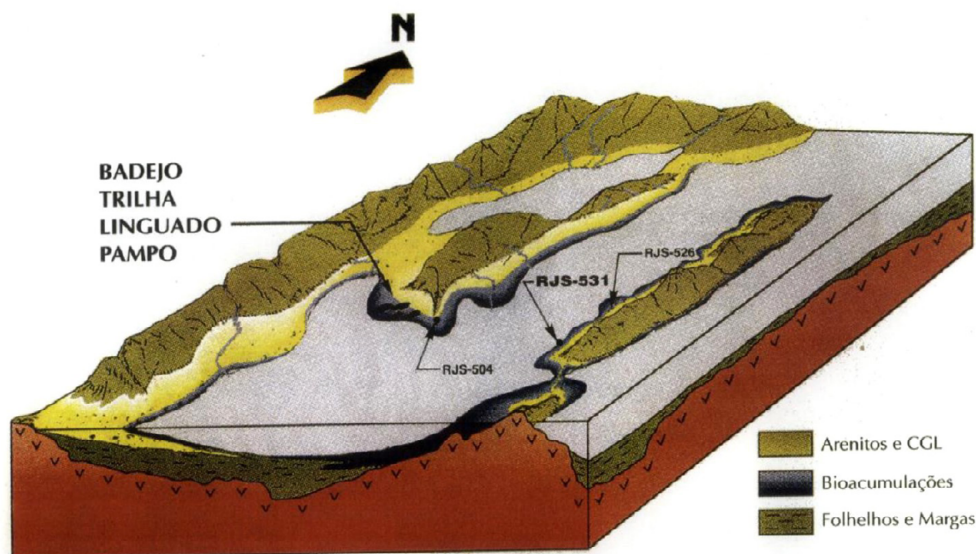


Figura 5.2.3: Reconstituição paleogeográfica da Bacia de Campos ao nível do Jiquiá Superior, com ênfase nos altos internos e controle na sedimentação das coquinas, baseada no conhecimento da década de 1990. Fonte: Petrobras (1997)

O poço 4-RJS-514 (1998) constatou bioacumulados misturados com argila no Jiquiá, com indícios em toda a seção pré-sal (Figura 5.1.1), porém portador de água em virtude de janela de sal, o que resultou na acumulação de hidrocarbonetos em calcários marinhos sobrepostos. No final dos anos 1990, um mapeamento detalhado da seção pré-sal com sísmica 3D e estudos de pressões geostáticas levou à delimitação de um alto regional focalizador “perene” existente desde o Cretáceo Inferior, para onde migraram os hidrocarbonetos gerados no Baixo de Corvina-Parati a partir do Oligoceno. Disto, foi concluído que os reservatórios carbonáticos aptianos foram preenchidos e vazaram por janelas de sal em direção aos reservatórios da seção pós-sal (Rosa *et al.*, 1997; 2000). As janelas de sal implicavam a ausência de retenção efetiva; era necessário buscar áreas com sal mais espesso e contínuo, mais uma peça necessária à montagem de um sistema petrolífero atuante.

O alvo coquinas foi retomado no final da década de 1990 com a perfuração dos poços 6-RJS-457 e 1-RJS-480 (1998); 1-RJS-531 (1999); 1-RJS-526A, 1-ESS-97 e 1-RJS-554 (2000) (Figura 5.1.1). O poço 6-RJS-457 encontrou coquinas semelhantes àsquelas de Linguado; em seguida, o 1-RJS-480 encontrou óleo nas coquinas. Ambos os poços atravessaram calcários impregnados em óleo na

seção alagoas, assim como o 1-RJS-504 (Figura 5.2.3). Os dados de porosidade e janelas de sal no 1-RJS-480 continuavam a desencorajar a exploração no Alagoas. O paradigma da baixa qualidade de reservatório, interpretada nos primeiros pioneiros se mantinha: além da história de soterramento desfavorável havia ainda o problema de uma expressiva componente siliciclástica que prejudicou o desenvolvimento da fábrica carbonática

A perspectiva sobre os reservatórios do Alagoas começou a mudar com a perfuração do poço 1-RJS-531, cujo objetivo principal era a sequência das coquinas sotopostas a rochas siliciclásticas do Andar Alagoas (Figuras 5.1.1, 5.2.3, 5.2.4 e 5.2.5). Esse poço apresentou calcários na posição estratigráfica em que, normalmente, eram encontradas rochas siliciclásticas, com indícios e características sísmicas que motivaram a realização de um teste de formação a poço aberto, o que recuperou nata de óleo de 33°API em meio à água. Também sugeriu a existência do alto perene, mapeado nos dados sísmicos 3D. Tal resultado definiu as rochas como alvo secundário de futuros poços que buscavam as coquinas como primário, implicando a retomada do interesse exploratório cerca de 20 anos depois do teste a poço aberto do 1-RJS-117 nos calcários do alagoas.

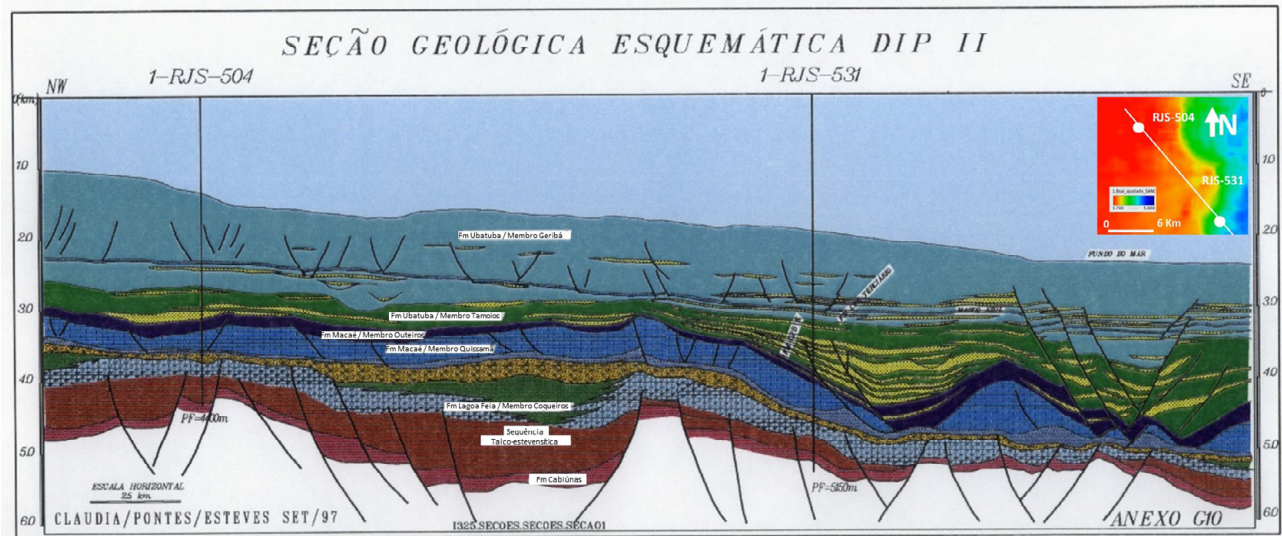


Figura 5.2.4: Seção geológica original da localização do poço 1-RJS-531. Notar previsão de conglomerados (cor laranja, em aproximadamente 4200 metros) para a seção Alagoas, que posteriormente foram retificados para calcários. Localização no mapa da base do sal (m). Fonte: Petrobras (1997)

O poço 1-RJS-526A (Figura 5.1.1), no Alto Externo, confirmou a existência do alto permeável no Alagoas, previamente interpretado no 1-RJS-531, bem como uma possível reativação dessa feição, ao mesmo tempo em que sugeriu um sítio preferencial para a deposição de reservatórios e zona sujeita à erosão (Figura 5.2.3). Os poços posteriores confirmariam essa interpretação e indicariam a necessidade de um balanceamento estrutural para melhorar a prospecção.

Em seguida, o poço 1-ESS-97 foi o primeiro perfurado com a ferramenta de ressonância magnética nuclear na Bacia de Campos. Somando-se os dados de rocha e fluido, mostrou-se ideal à avaliação de porosidade nos calcários alagoas, como no futuro poço 1-RJS-628A na Bacia de Santos (vide capítulos 1 e 2). O poço 1-RJS-554 (Figura 5.2.5) teve seus indícios analisados e confirmou,

com maior precisão, devido à sua posição, o que o 1-RJS-531 sugerira: a existência de uma cozinha externa geradora de hidrocarbonetos, diferente do Baixo de Corvina-Parati (Figura 5.1.1). O poço 1-RJS-554 foi o segundo poço perfurado com a ferramenta de ressonância magnética nuclear e o primeiro a ter os reservatórios alagoas como alvo secundário, o que resultou em insucesso geológico por problemas de retenção.

No período compreendido entre 2001 e 2004, o esforço exploratório e o conhecimento geológico adquirido foram testados pelos poços 1-ESS-103A (2002); 1-RJS-602, 1-RJS-607, 4-RJS-590 e 3-RJS-613 (2003) e 3-RJS-614 (2004) (Figura 5.1.1 e Figura 5.2.5). Tinham como objetivo principal as coquinas, e, secundariamente, buscavam a seção carbonática alagoas.

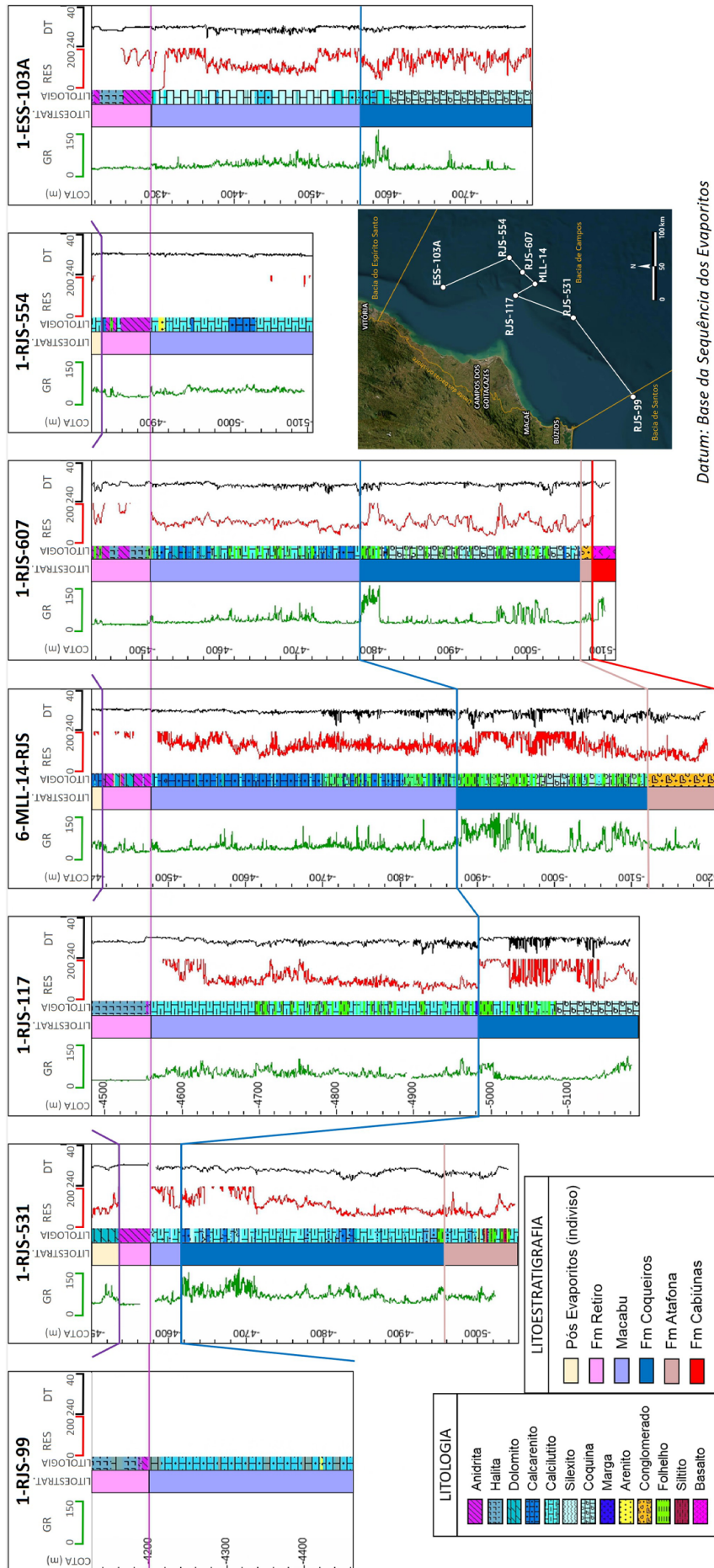


Figura 5.2.5.: Seção estratigráfica horizontalizada no topo da Formação Macabu, com poços marcantes na evolução do conhecimento estratigráfico e exploratório sobre os calcários da seção alagoas da Bacia de Campos. Cronolitoestratigrafia de acordo com Winter et al. (2007)

Um importante marco exploratório na bacia foi a perfuração do poço 1-ESS-103A, que descobriu hidrocarbonetos em rochas siliciclásticas miocenas na área que originou o Campo de Jubarte (Figuras 5.2.5 e 5.2.6). O principal objetivo na seção pré-sal era testar a ocorrência de hidrocarbonetos em coquinas do Jiquiá e secundário em reservatórios siliciclásticos do Alagoas, em uma estrutura dômica associada a um alto estrutural do embasamento. Foram encontrados reservatórios carbonáticos alagoas no lugar dos siliciclásticos, a exemplo do 1-RJS-504 e do 1-RJS-531 (Figuras 5.2.3 e 5.2.4). Os resultados dos testes a cabo acentuavam para baixos valores de permeabilidade, fazendo com que a atratividade do alvo alagoas diminuísse muito. Ainda assim, os reservatórios foram isolados por tampão de cimento e o poço, abandonado por tempo indefinido.

Os poços 1-RJS-602 e 1-RJS-607 (Figuras 5.1.1 e 5.2.5) encontraram calcários porosos no Alagoas, caracterizados em lâminas delgadas, que reforçaram, com o 1-RJS-531, a existência de porosidade no alvo. A avaliação posterior indicaria bons reservatórios, com 18 metros de coluna de óleo de 27 API no 1-RJS-607, na primeira amostragem de fluido, e sucesso tecnológico nesses calcários (permeável e com fluido de boa qualidade). Este último poço também apresentou mais de 100 metros contínuos de coquina na zona OS-1000, sendo as maiores porosidades em amostras de *grainstones* e *rudstones* bioclásticos referentes à zona NRT-9.3. Esses reservatórios de coquinas se intercalam com lamitos e laminitos da zona NRT-010 (Figura 5.1.5).

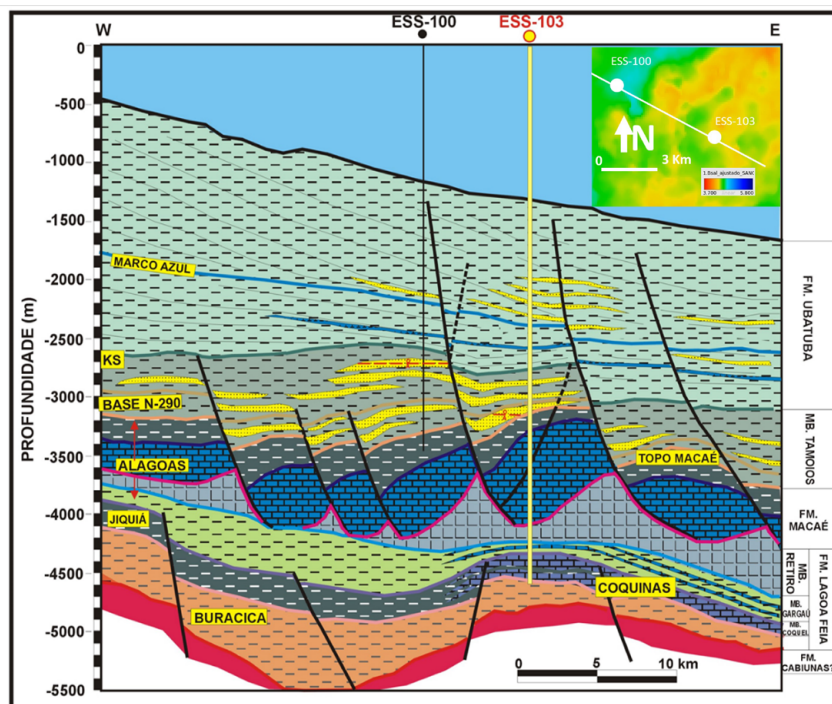


Figura 5.2.6: Seção geológica original da localização 1-ESS-103. Localização no mapa da base do sal (m). Fonte: Petrobras (2000)

O poço 4-RJS-590 testou uma estrutura posicionada mergulho acima do poço 1-RJS-531, no qual foram encontrados reservatórios de baixa qualidade, portadores de água com indícios (Figura 5.1.1). Após a atualização da interpretação, ficou nítido o problema no modelo de velocidade prévio ao poço, que apontou falso fechamento estrutural, fator que se repetiria outras vezes. Os poços 3-RJS-613 e 3-RJS-614 (Figura 5.1.1) tiveram resultados negativos pelo mesmo motivo, embora com boas porosidades nos calcários do Alagoas em perfis de imagens. A interpretação desses dados fez com que Muniz *et al.* (2004) sugerissem a elevação dos calcários alagoas ao status de alvos primários de poços exploratórios. O primeiro teste com êxito dessa ideia foi feito pelo poço 6-MLL-14-RJS (2005 - Figura 5.2.5), que encontrou coluna única de óleo desde os calcários marinhos pós-sal até os lacustres pré-sal, selados por pelitos

marinhos, no segundo sucesso tecnológico do alvo.

Em 2006, com as descobertas no Pré-sal na Bacia de Santos, um novo e favorável cenário, caracterizado pelos resultados positivos no alvo alagoas, se propagou para a Bacia de Campos. A combinação dos perfis de ressonância magnética nuclear e imagem com o fluido de perfuração base parafina e as informações de rochas e fluidos atingiram a maturidade, o que finalmente permitiu avaliar reservatórios permoporosos portadores de hidrocarbonetos nos calcários organo-químicos do Alagoas (vide capítulo 11). A área do Parque das Baleias, sinalizada pela incerteza em relação à existência e ao tamanho de acumulação na seção pré-sal do poço 1-ESS-103A, foi priorizada na campanha exploratória de 2007 (Figuras 5.2.6 e 5.2.7).

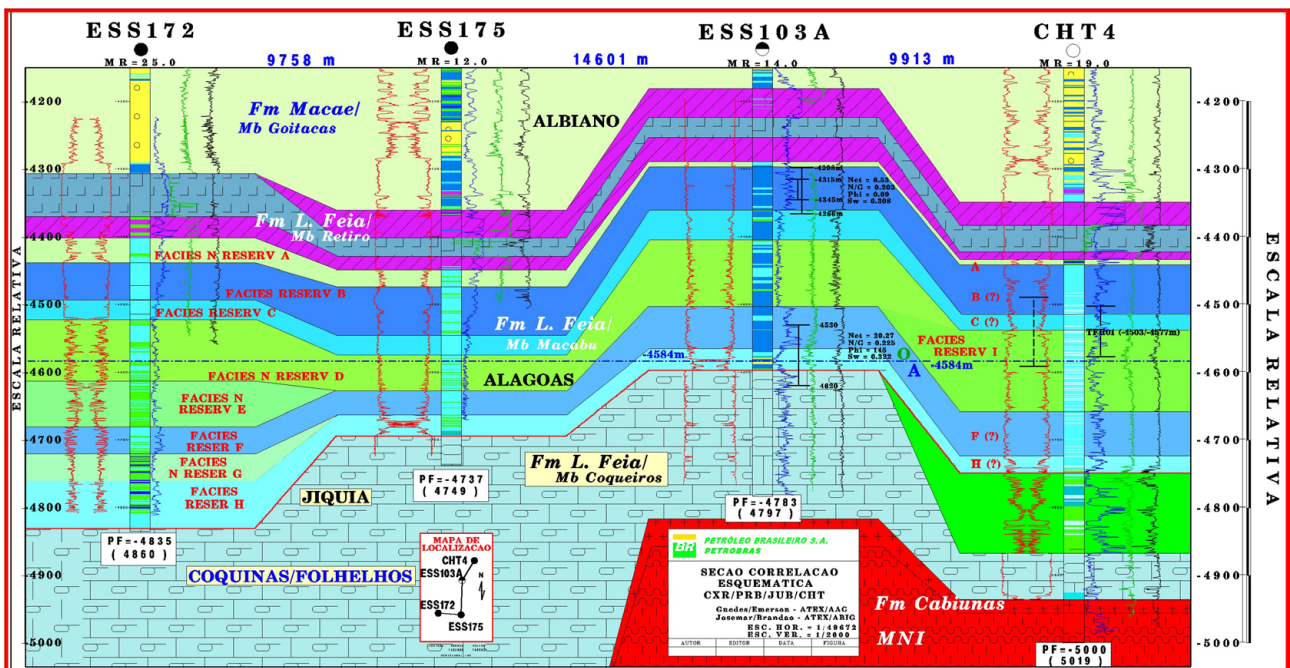


Figura 5.2.7: Seção geológica entre os poços 1-ESS-172, 1-ESS-175, 1-ESS-103A e 6-CHT-4-ESS mostrando a visão anterior à perfuração dos poços 6-BFR-1-ESS e 6-BAZ-1DB-ESS. Fonte: Petrobras (2008)

O poço 4-ESS-172 (2007), situado 18 quilômetros a sudoeste da estrutura do poço 1-ESS-103A, encontrou óleo pesado em reservatórios do pós-sal e óleo leve na seção pré-sal (Figura 5.2.7). Após a avaliação, foi declarada a comercialidade do campo de Cararéu. Em junho do mesmo ano, foi perfurado o 4-ESS-175, a leste do 4-ESS-172 (Figuras 5.2.7). O poço tinha alvos em arenitos eocenos e albianos, além dos calcários organo-químicos e coquinas aptianas. Logrou êxito nos três primeiros alvos, sendo os calcários organo-químicos de baixa permeabilidade.

Os resultados dos poços 4-ESS-172 e 4-ESS-175 indicavam que, na Bacia de Campos, os reservatórios da seção pré-sal eram complexos e desafiadores, com baixos valores de porosidade, permeabilidade e razão reservatório/não reservatório. Ainda assim, os resultados foram considerados positivos e, de forma pioneira, foram obtidos dados

dinâmicos de reservatório e confirmada a presença de hidrocarbonetos para além da área do 1-ESS-103A.

Esses resultados motivaram o aprofundamento do poço 6-CHT-4 (2007), a norte do 1-ESS-103A (Figuras 5.2.7). Foram encontrados 36 metros de coluna de óleo em reservatórios com intensa silicificação, além de coquinas porosas espessas, portadoras de água. O poço 6-CHT-4 delimitou a acumulação pré-sal do Parque das Baleias a norte (Figura 5.1.1). Tais resultados, bem como as descobertas na Bacia de Santos, motivaram a reentrada no poço 1-ESS-103A (2007), cuja avaliação confirmou a descoberta pretérita de 2002, com óleo de 27 a 31 API. O teste de longa duração (TLD), efetuado nesse poço (2008), configurou a primeira produção comercial em reservatórios do Pré-sal Contemporâneo, com uma coluna de óleo de 268 metros (Figura 5.2.8).



Figura 5.2.8: Carta do teste de longa duração do poço 1-ESS-103A, na primeira produção comercial do Pré-sal Contemporâneo. Fonte: Petrobras (2012)

Em paralelo, foram perfurados os poços 6-BFR-1 e 6-BAZ-1DB (2008) como plano de avaliação de descoberta do 1-ESS-103A (Figura 5.1.1). Os resultados foram excelentes e confirmaram o potencial da área, com colunas de óleo de 330 e 200 metros, respectivamente, distribuídos tanto em calcários alagoas quanto em coquinas jiquiá. Especialmente o poço 6-BFR-1-RJS entraria em produção na data de 15 de julho de 2010, um marco em virtude das novas tecnologias de engenharia de produção (vide capítulo 16) envolvendo a FPSO Capixaba e a primeira produção comercial do Pré-sal com estrutura permanente.

Além do Parque das Baleias, a exploração da seção da Bacia de Campos teve como foco a porção meridional da bacia, de 2008 a 2014, nas concessões BM-C-14, BM-C-33, BM-C-34 e BM-C-35, que resultaram na descoberta de algumas acumulações subcomerciais, entre elas as dos poços 6-DEV-18p-RJS, 1-BP-7-RJS, 1-RJS-664, 6-TOT-1-RJS.

Na concessão BM-C-33 (2010-2012), a prospecção nas estruturas de Seat (1-REPF-6P), Gávea (1-REPF-11A) e Pão de Açúcar (1-REPF-12D) resultou na primeira grande descoberta a leste do Alto Externo, com colunas de até 400 m de gás, condensado e óleo leve (Figura 5.1.1 e Figura 5.2.9), o que, em 2023, resultou na declaração de comercialidade dos campos de Raia Manta e Raia Pintada. Os reservatórios compreendem complexas fácies silicificadas e brechadas por diagênese e processos hidrotermais que alteram as rochas carbonáticas e vulcânicas originais (Hunt *et al.*, 2019). As construções carbonáticas alagoas estão sobre altos estruturais ígneos associados a falhas profundas. Um aspecto interessante dessas acumulações é a ocorrência de rochas carbonáticas de granulação fina capazes de reter, com o conhecido selo da base do sal, em trapa mista, colunas de hidrocarbonetos maiores do que aquelas até o ponto de vazamento da estrutura na base do sal (De Luca *et al.*, 2017 - Figura 5.2.9).

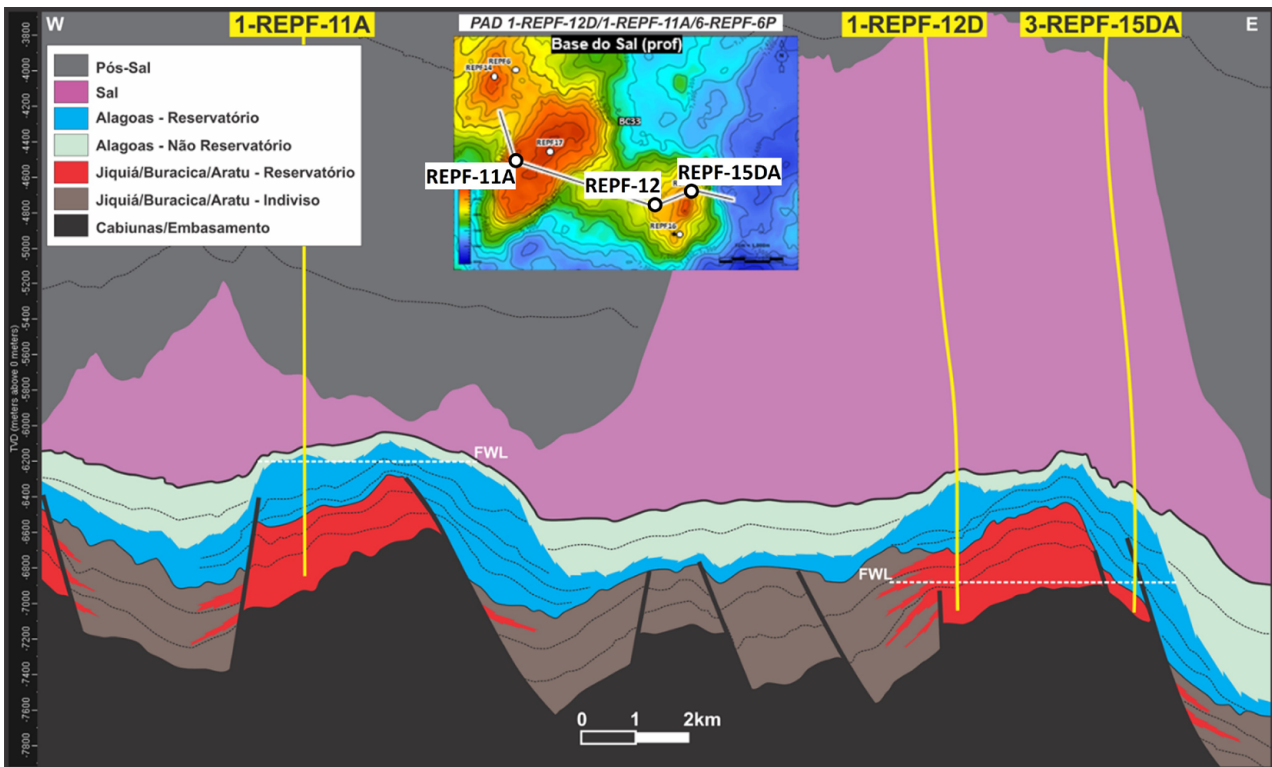


Figura 5.2.9: Seção geológica mostrando o preenchimento da trapa dos poços 1-REPF-12D e 3-REPF-15DA, na estrutura Pão de Açúcar, abaixo do *spill point* da base do sal. Nota-se também a estrutura de Gávea, com o poço 1-REPF-11A, que constatou FWL alto devido à problemas de retenção. FWL - nível de água livre (*Free Water Level*). Localização no mapa estrutural da base do sal (m).

Em paralelo, no Alto Externo da Bacia de Campos e adjacências, onde há diversas acumulações gigantes na seção pós-sal, diferentes estruturas em reservatórios do Pré-sal foram identificadas e testadas em *ring fences* operados pela Petrobras desde as décadas de 1980 e 1990 (Figura 5.2.10). Após o insucesso do pioneiro 1-RJS-602, a acumulação sugerida pelo sucesso tecnológico do poço 6-MLL-14 foi confirmada em 2010 pelo 6-MLL-70, que produziu 22000 barris/dia (Figura 5.2.10). A extensão dela foi confirmada pelos poços 3-MLL-69D e 3-MLL-71D, em 2012, com coluna máxima de 75 metros (Figura 5.2.10). Dados de pressão, em alguns poços da área sugerem a peculiar característica de coluna única de hidrocarboneto desde os reservatórios

carbonáticos do Alagoas até o Albiano, o que se repetiria em outras estruturas.

Uma estrutura ampla e compartimentada nas áreas dos *ring fences* de Albacora e Roncador foi testada em 2006 pelo poço 6-RO-64D. Foram encontrados reservatórios com baixa porosidade, portadores de óleo (Figura 5.2.11). A sul, o poço 6-ABL-57D foi perfurado em 2010, atravessando reservatórios de melhor qualidade, portadores de uma coluna de óleo delgada. Em 2014, a noroeste desse poço, em uma posição mais favorável, o poço 6-ABL-85 encontrou um reservatório de ótima qualidade, portador de óleo, com 38 metros de coluna.

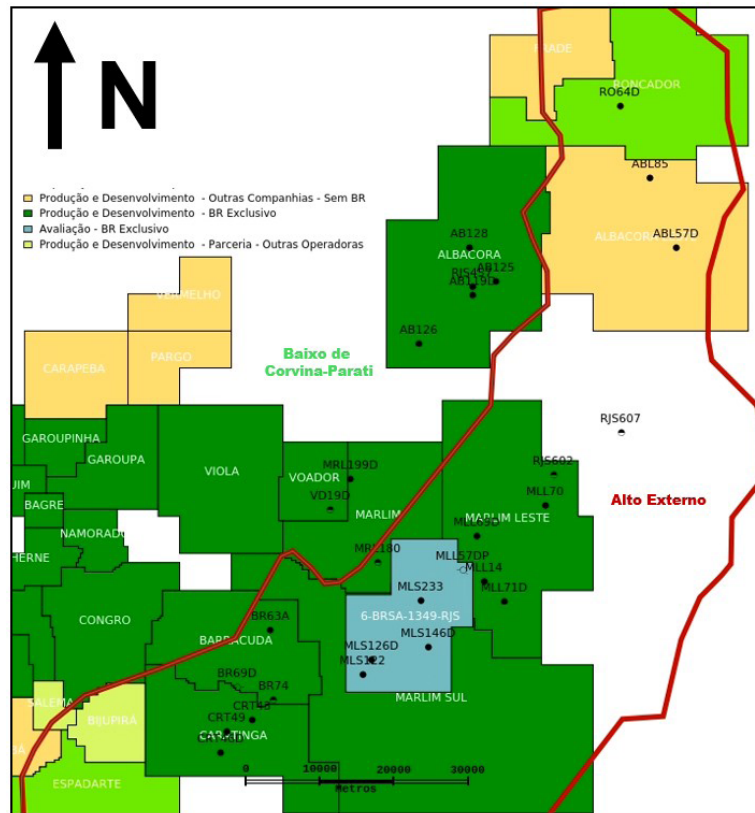


Figura 5.2.10: Mapa de concessões de produção no Alto Externo e Baixo de Corvina-Parati, com os poços que atingiram a seção pré-sal.

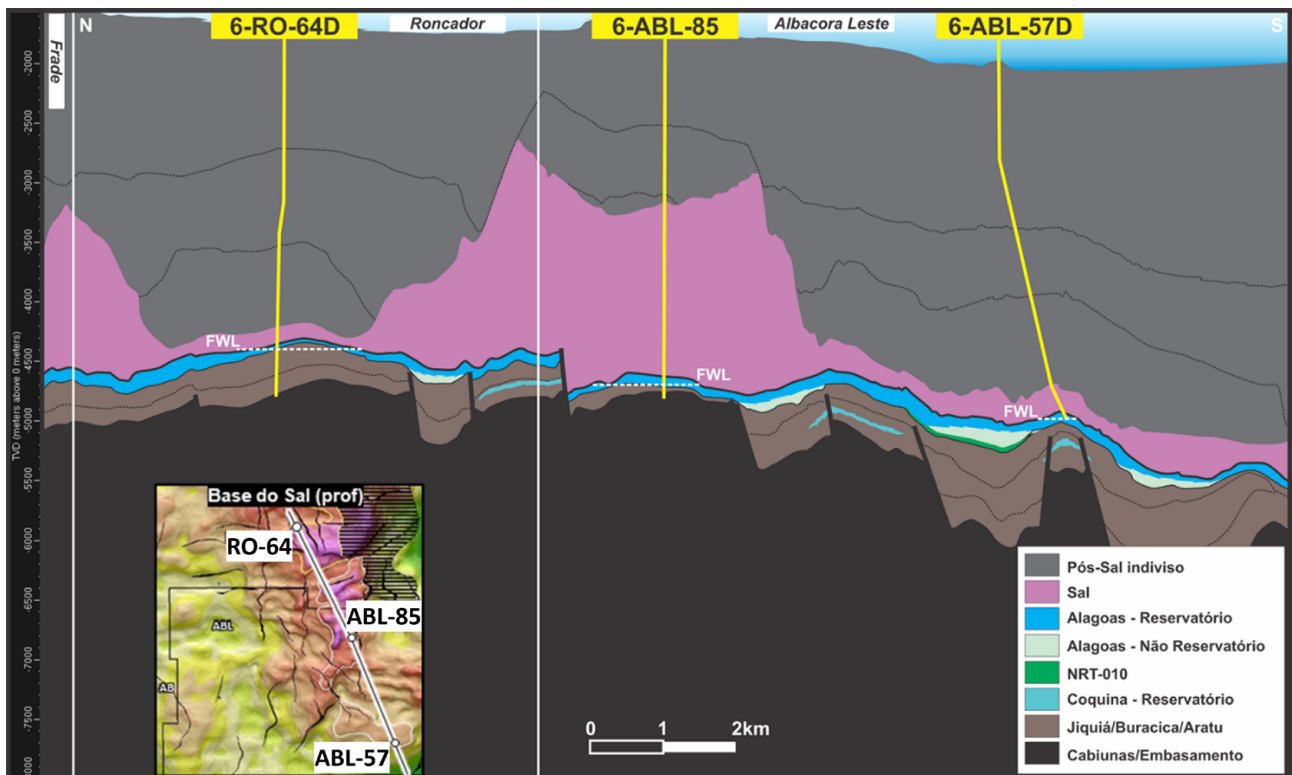


Figura 5.2.11: Seção geológica entre os poços descobridores da seção pré-sal nos ring fences de Roncador e Albacora Leste. Localização no mapa estrutural da base do sal (m).

Em 2006, nos *ring fences* de Caratinga e Barracuda, foi identificada uma estrutura ao sul da área testada pelo aprofundamento do 6-MRL-180. Nesse poço foram encontradas fácies de baixa energia em um baixo deposicional (Figura 5.2.10). A estrutura foi testada em 2009 pelo poço 6-BR-63A e constatou reservatório com baixo índice de

produtividade em sua terminação setentrional (Figura 5.2.12). Em 2010, o poço 6-CRT-43 testou o limite oriental da estrutura, encontrando reservatórios com bom índice de produtividade, possivelmente desconectados do poço 6-BR-63A e com acumulação que se estende pelos calcários albianos em coluna única (Figura 5.2.12).

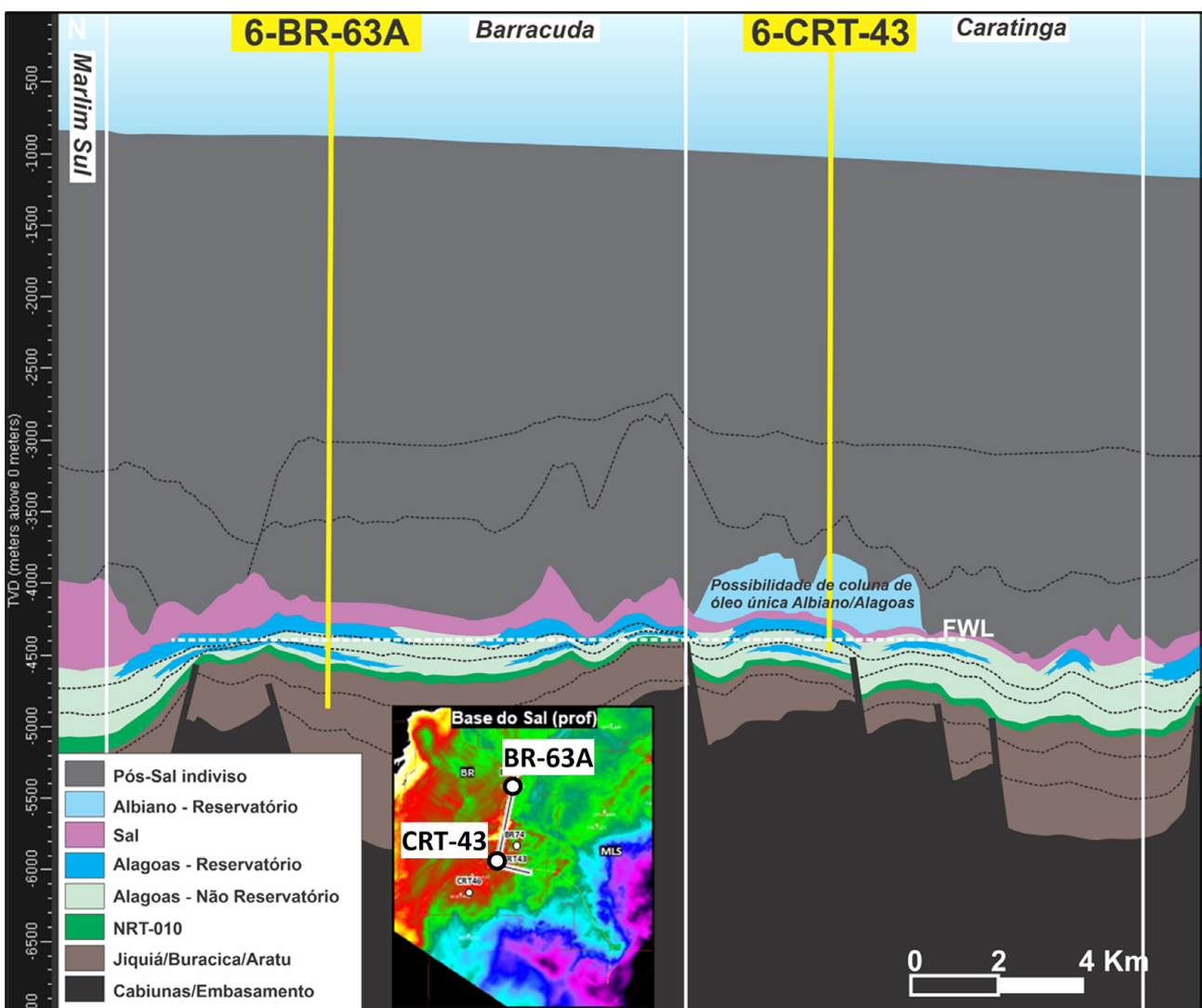


Figura 5.2.12: Seção geológica mostrando os principais poços descobridores das estruturas de Nautilus (6-BR-63A-RJS) e Carimbé (6-CRT-43-RJS). Localização no mapa estrutural da base do sal (m).

No *ring fence* de Marlim Sul, em 2007, o poço 6-MLS-122 testou a parte sul de uma estrutura ampla, encontrado óleo de 29° API com uma coluna única de 391 metros, que se estende do Albiano ao Alagoas (Figura 5.2.10). Os poços

6-MLS-146D (2008), 3-MLS-126D (2008) e 6-MLS-233 (2017) confirmaram a descoberta, que adentra no *ring fence* de Marlim Leste ao norte, conforme comprovado pelo poço 6-MLL-57DP (2009) (Figuras 5.2.10 e 5.2.13).

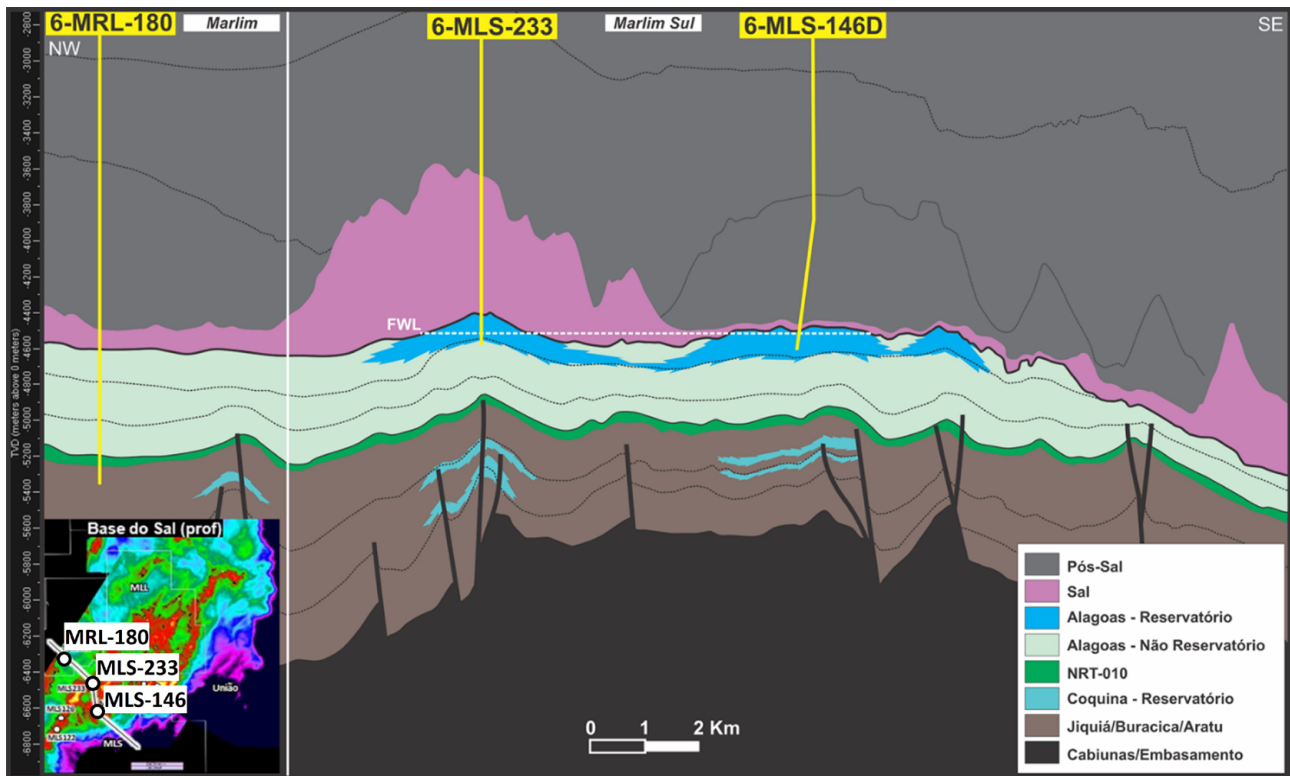


Figura 5.2.13: Seção geológica mostrando a geometria da acumulação nos reservatórios do Alagoas no *ring fence* de Marlim Sul. Localização no mapa estrutural da base do sal (m).

Nos *ring fences* de Voador e Marlim, um alto na seção pré-sal era visível desde os anos 1980 em sísmica 2D, quando foi interpretada a descoberta da seção pós-sal de Marlim (Figura 5.2.14). Havia dúvidas se esse alto poderia ser um efeito geométrico causado pelo campo de velocidades, definido no processamento sísmico (*pull up*). Em 2010, com novos dados sísmicos 3D, a estrutura

com direção sudoeste-nordeste foi delimitada, sendo perfurada neste mesmo ano pelo poço 6-MRL-199D. Este encontrou reservatórios com ótima permo-porosidade e portadores de óleo (Figura 5.2.10 e 5.2.15). Em 2017, o poço 9-MRL-231DA confirmou a extensão dos reservatórios do 6-MRL-199D, sendo estes postos em produção (Figura 5.1.10).

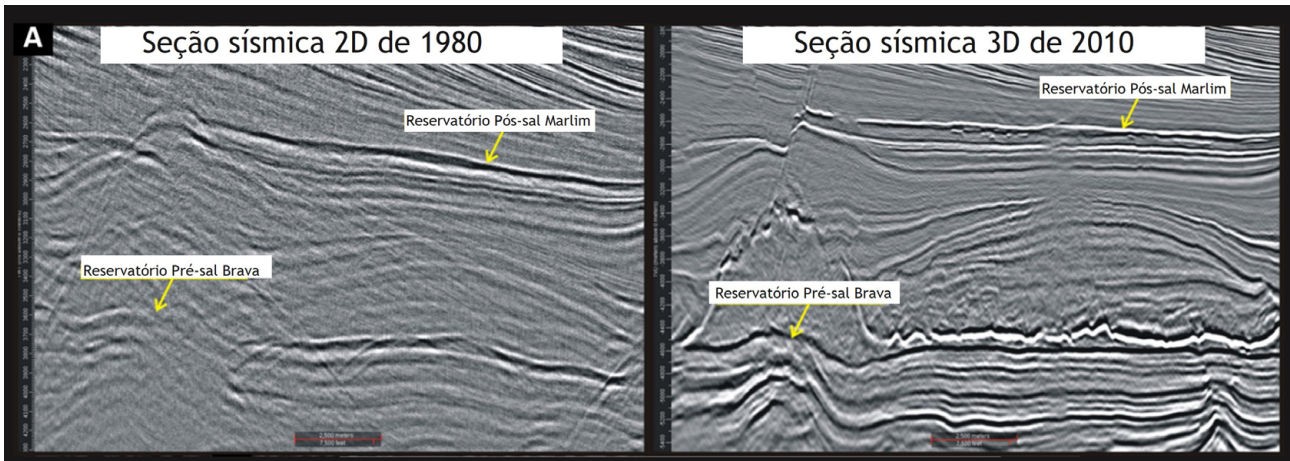


Figura 5.2.14: Seção sísmica original da descoberta na seção pós-sal do Campo de Marlim na década de 1980 e seção sísmica de 2010 demonstrando a melhora no imageamento da estrutura portadora de petróleo no pré-sal (Brava). Fonte: Sampaio *et al.* (2018)

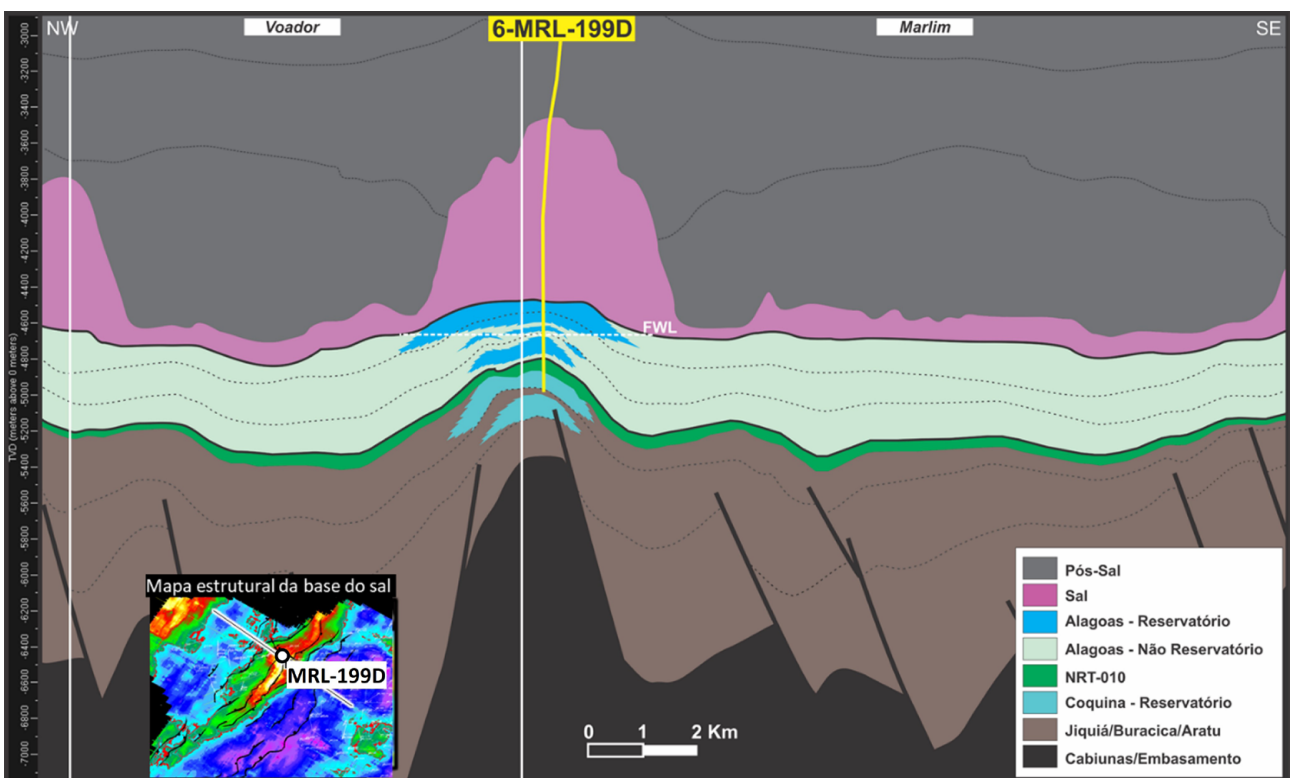


Figura 5.2.15: Seção geológica mostrando o alto estrutural no Pré-sal que abrange nos *ring fences* de Marlim e Voador. Localização no mapa estrutural da base do sal (m).

No *ring fence* de Albacora, foram descobertos reservatórios no pré-sal pelo poço 6-AB-119D, em 2011 (Figuras 5.2.10 e 5.2.16). O poço constatou expressiva coluna de óleo em reservatórios com moderada a baixa permeabilidade e baixo índice de produtividade.

Esses reservatórios foram confirmados pelos poços 3-AB-125 (2013) e 3-AB-126 (2016). Um fato interessante é que a mesma estrutura havia sido perfurada em 1998 pelo poço 6-RJS-457, na época avaliado como seco (Figura 5.2.16).

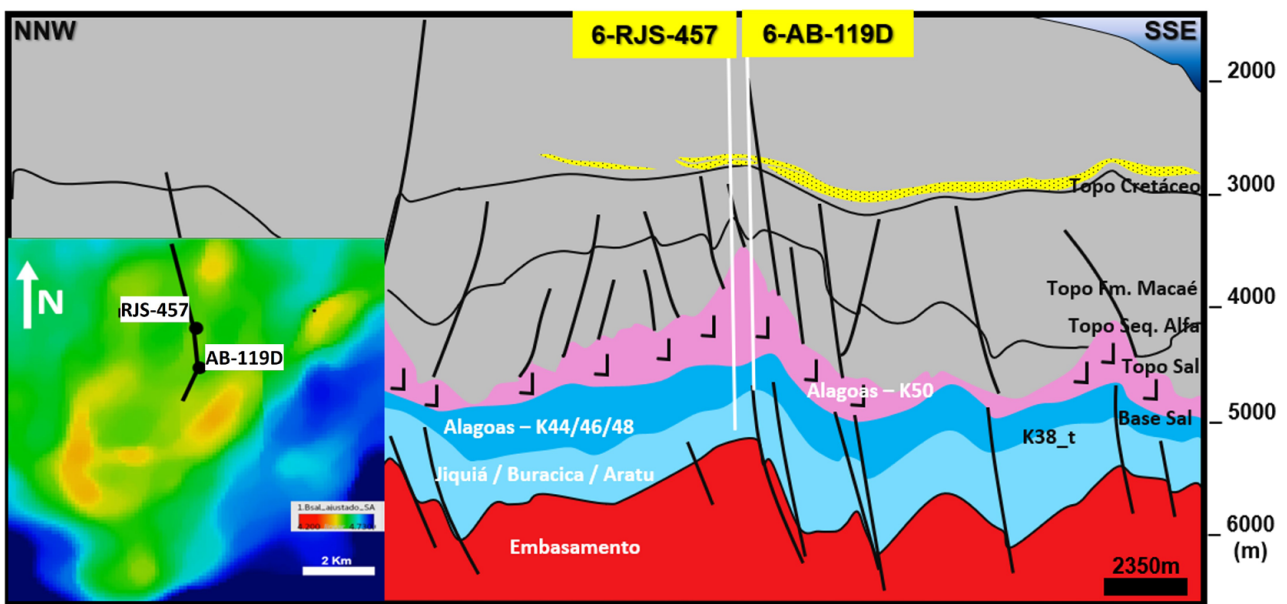


Figura 5.2.16: Seção geológica mostrando a estrutura do pré-sal no *ring fence* de Albacora com os 6-RJS-457 e 6-AB-119D-RJS (descobridor). Localização no mapa estrutural da base do sal. Fonte: Petrobras (2011)

A exploração da seção pré-sal na Bacia de Campos apresenta quatro ciclos (Figura 5.2.17 e 5.2.18). O primeiro deles (1975–1986) foi o mais intenso e de maior sucesso em virtude das descobertas no Alto de Badejo. Muitos poços desse ciclo não foram abordados no escopo deste texto, pois se trata de extensões ou insucessos. Os marcantes sucessos na seção pós-sal deslocaram o interesse exploratório; dessa forma, o segundo ciclo foi descontínuo em três picos: 1990–1995; 1998–2001 e 2002–2005. Os dois últimos correspondem ao amadurecimento sobre o alvo calcários alagoas. O terceiro ciclo abre

a etapa contemporânea, em que o alvo foi confirmado. Após as perfurações nas concessões dos primeiros *bids* e *ring fences* do pós-sal do Alto Externo (2006–2016), houve uma pausa. O quarto ciclo corresponde à exploração atual da fronteira oriental de Campos, iniciada em 2019. A presença de infraestrutura instalada em várias áreas da Bacia de Campos agilizou a entrada em produção das estruturas, bem como diminuiu o custo de delimitação e produção. Essa produção na seção pré-sal reverteu, de forma expressiva, a tendência de queda na curva de produção da Bacia de Campos.

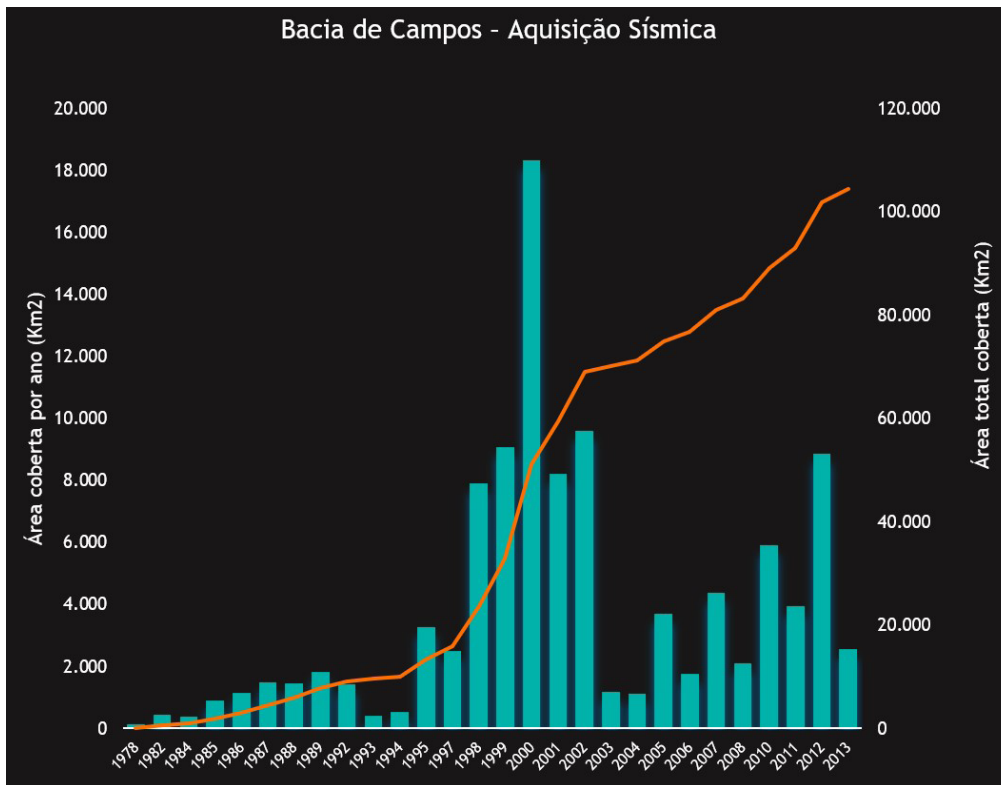


Figura 5.2.17: Gráfico mostrando a área de dados sísmicos adquiridos no decorrer da exploração da Bacia de Campos (km²). Fonte: Sampaio *et al.* (2018).

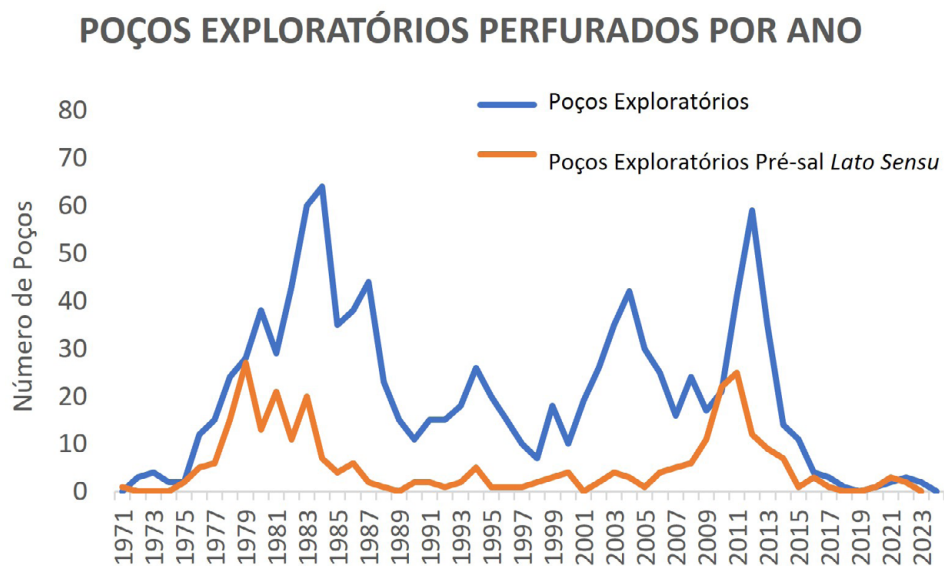


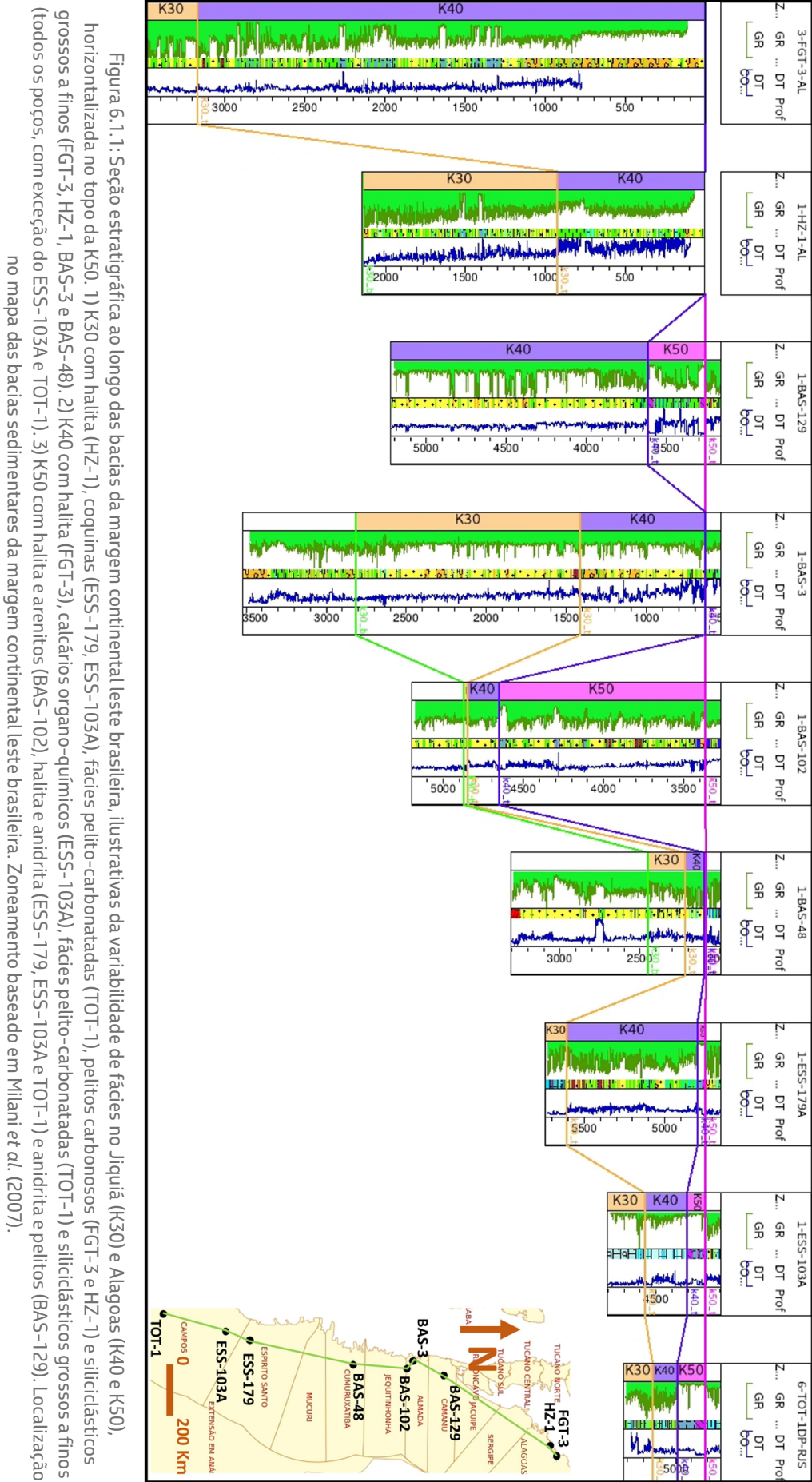
Figura 5.2.18: Gráfico ilustrando o número de poços exploratórios perfurados e o número de poços exploratórios que atingiram o Pré-sal Lato Sensu na Bacia de Campos.

6. A EVOLUÇÃO DO PRÉ-SAL NO ESPAÇO-TEMPO

A aurora da história do pré-sal, iniciada e evoluída nas bacias nordestinas da margem continental leste brasileira, trouxe à tona e testou um axioma simples na exploração de petróleo (Figuras 6.1.1 e 6.1.2). Evaporitos são polarizadores da deformação, atenuadores da compactação nas rochas reservatório sotopostas, virtualmente impermeáveis e excelentes condutores de calor; também atuam no processo de retenção, tendo notável vocação como elemento selo, quando concatenados pelo sincronismo. Tais características permitem afirmar que evaporitos são indicadores indiretos da ocorrência de sistemas petrolíferos efetivos nas bacias sedimentares em que estão presentes.

Elemento essencial para a ocorrência de petróleo em condições de soterramento favoráveis ao processo de geração, a presença de rochas geradoras lacustres do Cretáceo Inferior foi preteritamente indicada nas sucessivas descobertas na Bacia do Recôncavo. Do tipo rifte abortado (aulacógeno) sem sal, essa bacia tem em comum com as bacias da Margem Continental Leste Brasileira o contexto de sistemas deposicionais continentais lacustres profundos de baixa energia, cuja deposição de sedimentos sob condições reductoras foi propícia à ocorrência de estratos ricos em matéria orgânica. A história de soterramento também é favorável à transformação e preservação das rochas geradoras de hidrocarbonetos. No crepúsculo do século XIX, a presença dessas rochas geradoras foi confirmada em afloramentos do norte da Sub-bacia de Alagoas.

O sal do pré-sal (evaporitos do Andar Alagoas) esteve presente nas primeiras acumulações comerciais de hidrocarbonetos neste alvo nas bacias da margem continental leste brasileira; por vezes trocou o protagonismo de selo efetivo principal pelo antagonismo de polarizador da deformação e marco estratigráfico. Desde as pequenas acumulações do Campo de Tabuleiro dos Martins, em Alagoas (1957), até o gigante Campo de Carmópolis, em Sergipe (1963), e o Campo de São Mateus (1969), no Espírito Santo, todos localizados em seção terrestre, os reservatórios eram essencialmente siliciclásticos e tinham idade do local Alagoas, assim como os sais sobrepostos. Ainda durante a década de 1960, a cruzada sergipana descobriria volumes expressivos no embasamento e volumes menores nos calcários neoalagoas. Em 1968 ocorreu a primeira descoberta no alvo pós-sal siliciclástico na porção marinha da Bacia de Sergipe-Alagoas. No início da década de 1970, novas perspectivas tecnológicas seriam implementadas, fazendo com que esse alvo fosse também descoberto na seção terrestre capixaba, recebendo muita atenção pela sua importância. Em 1971, ocorreu a primeira descoberta na seção pré-sal *offshore* nacional, também em Sergipe-Alagoas e em conglomerados do Alagoas. Nessa bacia havia a peculiaridade das principais geradoras serem de ambientes marinhos evaporíticos, diferentes das demais, mais antigas e lacustres. A continuidade da exploração estendeu os alvos para idades locais mais antigas, como Jiquiá, Buracica, Aratu, Rio da Serra e Dom João, ainda essencialmente siliciclásticos.



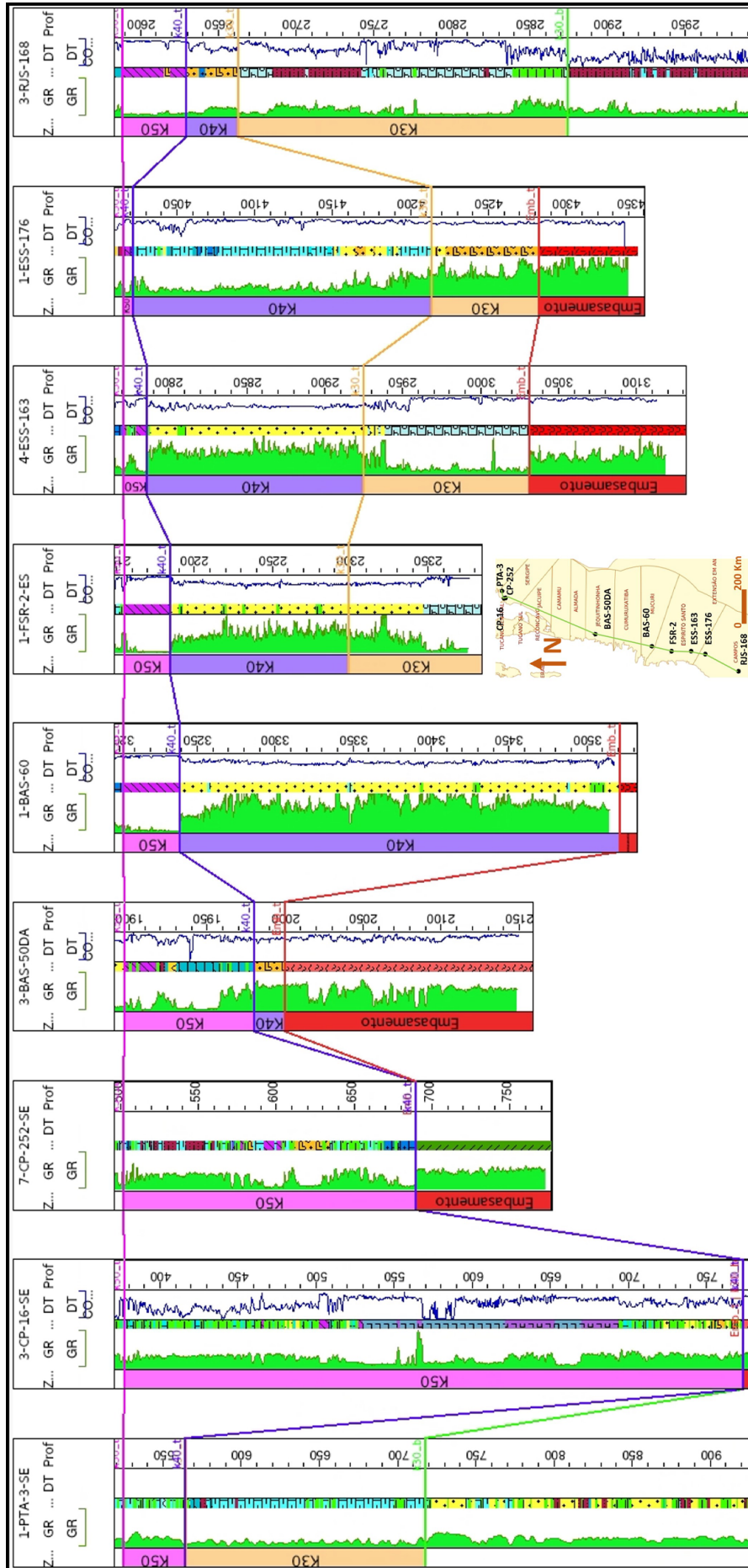


Figura 6.1.2: Seção estratigráfica ao longo das bacias da margem continental leste brasileira, ilustrativas da variabilidade de fácies no Jiquiá (K30) e Alagoas (K40 e K50), horizontalizada no topo da K50. 1) K30 com coquinas (PTA-3, FSR-2 e RJS-168), pelitos (RJS-168) e arenitos e conglomerados (FSR-2, ESS-163 e ESS-176). 2) K40 com calcários organo-químicos (ESS-176) e conglomerados e arenitos (BAS-50, BAS-60, FSR-2, ESS-163 e RJS-168). 3) K50 com calcários microbiais (CP-252, BAS-50), halita e outros evaporitos complexos (CP-16), fácies pelito-carbonatadas (PTA-3, CP-16, CP-252, BAS-50 e ESS-163) e anidritas (todos com exceção do PTA-3). Localização no mapa das bacias sedimentares da margem continental leste brasileira. Zoneamento baseado em Milani *et al.* (2007).

Coquinas de bivalves de idade Jiquiá haviam sido observadas tanto em afloramentos como em poços na Bacia de Sergipe-Alagoas, porém sem qualidade de reservatório, conforme ressaltado no único sucesso geológico relacionado a fraturamento, ainda em 1960. O avanço no conhecimento das geradoras também ampliou a sua ocorrência: além da idade Jiquiá, elas se distribuía nas formações Rio da Serra, Aratu, Buracica e Alagoas. As descobertas nordestinas e capixabas alimentaram o espírito exploratório, que se lançou com maior ousadia em busca de um grande salto histórico nacional na Bacia de Campos. Esse avanço iniciou-se com sucesso na seção pós-sal (1974) e seguido pelo Pré-sal Árcade (1975), que apresentou características diferentes das conhecidas até então. As coquinas do Jiquiá, embora não previstas, mas já conhecidas em Sergipe-Alagoas, ocorreram com qualidade de reservatório e passaram a figurar como alvos reais e efetivos, notadamente no Alto de Badejo, que se tornou um importante polo de produção.

Hidrocarbonetos também foram encontrados em reservatórios tão incomuns quanto rochas ígneas de idade Aratu, que contribuíram para o crescimento da curva de produção. Entre as coquinas e os evaporitos, havia conglomerados (Alagoas e Jiquiá), por vezes portadores de hidrocarbonetos e considerados como camadas carreadoras de fluidos para intervalos superiores, atuando, portanto, como rotas de migração. As coquinas também conteriam acumulações pontuais de hidrocarbonetos na seção terrestre capixaba, todavia ainda sem sucesso econômico. O principal intervalo gerador de hidrocarbonetos na Bacia de Campos foi definido no Jiquiá, posteriormente

também estendido para a Bacia do Espírito Santo. No final de 1970, pela primeira vez uma campanha exploratória encontrou calcários no Alagoas da Bacia de Campos, a princípio sem um papel claro no âmbito dos sistemas petrolíferos.

No início de 1980, as coquinas seriam encontradas na seção marinha capixaba, porém sem acumulações. Em paralelo, eram perfurados poços nas bacias marinhas baianas e norte capixaba na seção pré-sal, com reservatórios essencialmente siliciclásticos. No final da década 1970, destacamos a campanha exploratória na Bacia de Jequitinhonha. Na primeira metade de 1980, foi encontrada uma pequena acumulação econômica no alvo alagoas siliciclástico e suas extensões, uma das quais encontrou calcários orgânicos no nível da biozona NRT-011. Na Bacia de Mucuri, houve descoberta e produção de óleo em arenitos aptianos na sua seção terrestre (1988).

Em fins da década de 1970 e década de 1980, a progressão dos estudos identificou evaporitos mais antigos do que aqueles no nível do topo da NRT011 (Neoalagoas), nas bacias da margem leste brasileira. Na Bacia de Sergipe-Alagoas (Souza-Lima, 2008), ocorrem no nível da P-230 (Eoalagoas, evaporitos Paripueira) e da NRT009.3 (Neojiquiá, evaporitos Horizonte), figurando como marcos estratigráficos relevantes, dentre os quais o primeiro ainda tem importância econômica local nos sistemas petrolíferos.

No final da década de 1980 e durante a década de 1990, novos modelos tectono-estratigráficos na Bacia de Campos originaram

locações que objetivavam as coquinas em outros compartimentos estruturais, especialmente na área onde já havia grandes descobertas na seção pós-sal. Apesar de bem ancorados nos sistemas deposicionais, confirmados pela ocorrência de reservatórios, os poços não obtiveram sucesso relacionados à geometria e à retenção.

No entanto, em 1999 um desses poços testou os calcários alagoas a poço aberto e recuperou uma nata de óleo. Esse intervalo passou a ser considerado um alvo secundário para poços que continham coquinas como alvos primários. No ano seguinte (2000), a existência de uma cozinha geradora de hidrocarbonetos a leste foi sugerida pela análise de hidrocarbonetos de outro poço. No mesmo ano, foi identificado um alto focalizador perene, o Alto Externo.

Ainda na década de 1990, o alvo siliciclástico pós-sal sobrepunha, em importância econômica, o alvo pré-sal na seção terrestre da Bacia do Espírito Santo, comportamento contrário ao de Sergipe-Alagoas. O final da década de 1990 e início dos anos 2000 foram marcados por descobertas em reservatórios tithonianos e pós-sal nas bacias de Almada e Cumuruxatiba. No entanto, a progressão da exploração na seção pré-sal nas bacias baianas, durante a década de 2000, não logrou êxito econômico, a despeito de ter sido encontrado um sistema petrolífero ativo. De modo geral, na história do pré-sal nas bacias de Sergipe-Alagoas, Camamu, Almada, Jequitinhonha, Cumuruxatiba e Espírito Santo, o maior avanço do conhecimento ocorreu durante a fase árcaica.

No século XXI, as campanhas exploratórias na Bacia de Campos contaram com maior cobertura e melhor qualidade dos dados sísmicos 3D. Muitos poços locados para alvos na seção pós-sal também perfuraram fases de jazidas mais profundas, que por vezes buscavam a seção pré-sal (Figuras 6.1 e 6.2). Mais uma vez foram encontradas rochas carbonáticas alagoas, por vezes impregnadas de óleo, assim como coquinas com indícios, portadoras de água. Apesar da primeira identificação de calcários organo-químicos com indícios ter ocorrido em 1979, a primeira recuperação de uma nata de óleo com água aconteceu em 1999. Assim, esses calcários tornaram-se objetivos secundários de poços com objetivos primários em coquinas. No ano seguinte, a presença de uma nova cozinha externa na Bacia de Campos foi confirmada pelos indícios em posição inequívoca.

Os sucessos no Cretáceo Superior e Paleógeno resultaram na descoberta dos campos do Parque das Baleias, onde a presença de coquinas foi confirmada, assim como a seção alagoas impregnada de óleo. Ambas as áreas foram revestidas para uma avaliação posterior. O mesmo ocorreu com alguns poços perfurados no Alto Externo, de forma que o alvo primário albiano ocorreu seco e sem indícios, o que sugeria retenção efetiva no sal e possível acumulação na seção pré-sal, confirmada pela amostragem de óleo livre (2003).

Após a perfuração e análise de poços no sul da Bacia de Campos, pela primeira vez a interpretação exploratória sugeriu que os calcários do Andar Alagoas fossem elevados ao status de alvo primário em 2004. No ano seguinte, o

modelo logrou êxito em acumulação, que se estendia dos calcários marinhos albianos até os calcários organo-químicos lacustres alagoas, ou seja, foi confirmado o potencial do alvo, anterior aos primeiros poços com sucesso na Bacia de Santos.

O desenvolvimento de ferramentas de ressonância magnética capazes de identificar porosidade efetiva e fluido livre nos carbonatos alagoas, inicialmente aplicadas na Bacia de Santos, fizeram da Bacia de Campos a pioneira na produção no Pré-sal Contemporâneo nacional, iniciada em 2008.

Todos esses resultados motivaram a perfuração de poços em águas profundas na Bacia do Espírito Santo e confirmaram a ocorrência de coquinas do Jiquiá sem porosidade e com fracos indícios de gás. No início do século XXI também foram perfurados poços na Bacia de Almada, mais uma vez com siliciclásticos porosos e sem indícios.

Durante a segunda metade dos anos 2000, após as descobertas na Bacia de Santos, inaugurando a fase atual e os avanços tecnológicos associados, novas perspectivas se consolidaram. Os hidrocarbonetos também tinham origem em geradoras Jiquiá, como em Campos e Espírito Santo. O intervalo Alagoas foi revisado e revisitado em todas as bacias, buscando-se condições similares de ocorrência.

Na Bacia de Campos, o retorno a várias áreas, destacando-se o Parque das Baleias, resultou na primeira produção comercial do pré-sal contemporâneo no Brasil, em 2008. Além

disso, novas locações foram propostas com base no modelo de calcários porosos alagoas em altos estruturais, obtendo-se êxito na busca por hidrocarbonetos, especialmente na área do Alto Externo.

Na Bacia do Espírito Santo, o intervalo foi testado por poucos poços, em alguns dos quais foram encontradas fácies carbonáticas alagoas similares àquelas da Bacia de Campos, porém com alto conteúdo de siliciclásticos e baixos valores de porosidade. Outros encontraram reservatórios siliciclásticos sem acumulações no mesmo intervalo. Na Bacia do Jequitinhonha, foi encontrada uma acumulação em reservatórios siliciclásticos alagoas, porém com péssimas condições permoporosas.

Na Bacia de Sergipe-Alagoas, a existência de uma seção pré-sal carbonática alagoas, essencialmente de biohermas microbiais, era conhecida desde os anos 1970 e foi revisitada em diversos poços das seções terrestres e águas rasas. O desenlace foi a proposta de um plano de perfuração de novos poços e a produção em outros já perfurados, atualmente hibernantes em função da atratividade econômica. Em águas ultraprofundas houve testes, mas sem êxito em função da ausência de reservatórios. Utilizado para mapeamento em Campos e Santos, o marco estratigráfico chave anidrita basal não ocorreu.

Ao longo de 2010, a prospecção no Alto Externo da Bacia de Campos progrediu. Foram encontradas, delimitadas e produzidas diversas acumulações, algumas subeconômicas. Ressaltamos o sucesso na área do plano de

avaliação de descobertas de Pão de Açúcar (BM-C-33), com reservatórios hidrotermalizados e fluidos leves (condensado e gás), ambos exóticos na bacia. Na segunda metade de 2010 foi iniciada a exploração na fronteira oriental da Bacia de Campos, com sucesso geológico na descoberta de hidrocarbonetos nos reservatórios carbonáticos do Alagoas, atualmente em avaliação.

Propomos o uso do termo “Pré-sal Árcade” ao conhecimento relacionado aos sistemas petrolíferos associados a alvos estratigraficamente sotopostos a evaporitos aptianos, em reservatórios siliciclásticos e carbonáticos, por vezes portadores de acumulações de hidrocarbonetos relativamente pequenas, nas seções terrestres e marinhas, de águas rasas e eventualmente profundas (Rancan *et al.*, 2022). O Pré-sal Árcade representa todo o conhecimento adquirido ao longo dos antigos ciclos exploratórios pioneiros efetuados nas bacias sedimentares da margem continental leste brasileira, desde a criação da Petrobras, em 1953, até o ano de 1999.

Projetamos o epíteto “Pré-sal Moderno” em referência ao discernimento sobre os reservatórios carbonáticos aptianos e seus fluidos, amostrados por poços perfurados de 1999 a 2006, e demais informações exploratórias relevantes nas bacias de Campos e Santos. As ideias até então desenvolvidas contribuíram para a construção do conhecimento, que originou um novo alvo exploratório de grande potencial na posterior fase contemporânea. A fronteira inferior (1999) é marcada pela conclusão do poço 1-RJS-531, o primeiro a sugerir qualidade efetiva de reservatório nos

calcários do Alagoas. Esse marco definiu a retomada da exploração, nessa seção, cerca de 20 anos após a primeira tentativa no poço 1-RJS-117.

Preconizamos o vocábulo “Pré-sal Contemporâneo” ao conhecimento da fase mais recente, iniciada em 2006 pelos resultados do poço 1-RJS-628A, o pioneiro, aquele que descobrira a primeira acumulação supergigante na Bacia de Santos, o Campo de Lula (vide capítulo 1). O Pré-sal Contemporâneo se divide em duas componentes: a componente Pré-sal Contemporâneo *Stricto Sensu* corresponde ao entendimento sobre os reservatórios carbonáticos aptianos das formações Barra Velha e Itapema, na Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007), e Macabu e Coqueiros, na Bacia de Campos (Winter *et al.*, 2007), subjacentes aos evaporitos das formações Ariri e Retiro, respectivamente. A segunda componente corresponde a exceções pós-2006 que incluem rochas ígneas, siliciclásticas e siliciclástico-carbonáticas encontradas abaixo da seção evaporítica, além dos reservatórios cronocorrelatos da Bacia do Espírito Santo, o que permitiu maior compreensão paleogeográfica acerca das bacias.

Aventamos a aplicação do termo “Pré-sal” à fração econômica do Pré-Sal Contemporâneo, de caráter extracientífico e relacionado ao uso do termo no senso comum. São descobertas gigantes e supergigantes efetuadas por poços concluídos a partir de 2006, que resultaram em sucessos comerciais e entraram em produção, atualmente inclusos no polígono do Novo Marco Regulatório (lei 12351/2010). Já o termo “seção pré-sal” tem

conotação genérica em referência às rochas sedimentares posicionadas estratigraficamente abaixo dos evaporitos de idade Alagoas em quaisquer bacias da margem continental leste brasileira.

Sugerimos o termo “Pré-sal *Lato Sensu*” (Rancan *et al.*, 2022) em referência à integração de toda a densidade de conhecimento

adquirido sobre sistemas petrolíferos que envolvem rochas aptianas subsal da Margem Continental Leste Brasileira, desde a aurora da pesquisa, exploração e produção de hidrocarbonetos até o momento atual. Essas rochas têm idades locais Jiquiã e Alagoas com base em biozonas de ostracodes lacustres e palinomorfos. O Pré-sal *Lato Sensu* é compartimentado nas fases árcade, moderna e contemporânea (Equação 1.1).

$$L(t) = \int_{1953}^{1999} a(t') dt' + \int_{1999}^{2006} m(t') dt' + \overbrace{\left(\int_{2006}^t cs(t') dt' + \int_{2006}^t e(t') dt' \right)}^{C(t)}$$

$$L(t) = A + M + (Cs(t) + E(t))$$

Equação 1.1: Síntese do Pré-sal *Lato Sensu*.

A = Componente da fase Pré-sal Árcade, $a(t')$: densidade de conhecimento acumulado do Pré-sal Árcade (conhecimento/tempo);

M = Componente da fase Pré-sal Moderno de 1999 a 2006, $m(t')$: densidade de conhecimento acumulado do Pré-sal Moderno (conhecimento/tempo);

$Cs(t)$ = Componente da fase Pré-sal Contemporâneo *Stricto Sensu*, $cs(t')$: densidade de

conhecimento acumulado do Pré-sal Contemporâneo (conhecimento/tempo) ·

$E(t)$ = Componente de exceções da fase Pré-sal Contemporâneo, $e(t')$: densidade de conhecimento acumulado do Pré-sal Exceções pós-2006 (conhecimento/tempo)

$C(t)$ = Componente da fase Pré-sal Contemporâneo

$L(t)$ = Conhecimento acumulado do Pré-sal *Lato Sensu* = $A + M + C(t)$

7. O ESTADO DA ARTE DO CONHECIMENTO SOBRE O PRÉ-SAL *LATO SENSU* NA MARGEM CONTINENTAL LESTE BRASILEIRA

A perfuração de poços ao longo de décadas nas bacias da margem continental leste brasileira resultou na construção de uma curva de aprendizado científico-tecnológica e histórica, que serviu de base para ideias e experimentos que resultariam nas descobertas contemporâneas do Pré-sal nas bacias de Santos e de Campos. As bacias nordestinas e capixabas representam quase que essencialmente o *Pré-sal Árcade*, cujas descobertas foram ponto de partida para uma caçada exitosa na seção terrestre capixaba e em águas rasas fluminenses. A seção pré-sal da Bacia de Campos compreende tanto a versão *árcade* quanto a moderna e a contemporânea. Em águas profundas da Bacia de Campos, o conhecimento avançou de forma significativa no Pré-sal Moderno, quando os calcários passaram a ter atratividade exploratória.

Todas as bacias abordadas possuem peculiaridades que as diferenciam da Bacia de Santos, bem como entre si, porém passíveis de correlação a longas distâncias (Dias, 1998; 2005), e que resultaram em singulares formas de ocorrência de jazidas de hidrocarbonetos (Gabaglia e Milani, 1991). Sob a perspectiva do Pré-sal *Lato Sensu* e seus resultados, o alvo Jiquiá foi produtor econômico em reservatórios siliciclásticos na seção terrestre da Bacia de Sergipe-Alagoas e em coquinas das águas rasas da Bacia de Campos – rara nos siliciclásticos –, bem como em coquinas de águas

profundas dessa bacia. Embora as coquinas ocorram de forma expressiva em Sergipe-Alagoas, são quase desprovidas de porosidade. Nas demais bacias nordestinas, os reservatórios jiquiá são siliciclásticos sem acumulações comerciais, assim como nas capixabas, embora nestas haja algumas ocorrências de coquinas em terra e águas profundas. Os reservatórios alagoas também têm predomínio de fácies siliciclásticas nas bacias nordestinas e capixabas, com destaque expressivo para a produção na seção terrestre, e pontualmente marinha em Sergipe-Alagoas. Nas bacias de Sergipe-Alagoas e Jequitinhonha, a ocorrência de calcários de idade Alagoas é setorial a pontual, de natureza orgânica (calcita micrítica). As acumulações de hidrocarbonetos nesse alvo são restritas em Sergipe-Alagoas e ausentes nas demais bacias nordestinas.

Até o presente, as acumulações econômicas em coquinas estão praticamente restritas às áreas de águas rasas como o Alto de Badejo (*árcade*), e pontualmente em águas profundas (moderno), além do Parque das Baleias e em Pão de Açúcar (contemporâneo), enquanto na Bacia de Santos estão concentradas em águas ultraprofundas. Em Santos, em geral, tanto as coquinas quanto os calcários organo-químicos têm melhores qualidades permeoporosas do que em Campos. Isso se deve tanto à proximidade com a área fonte com siliciclásticos como a soerguimentos e erosões que removeram fácies de alta energia dos altos estruturais e conservaram as de plataforma interna em Campos.

A seção pré-sal da Bacia de Campos possui maiores similaridades com o *Pré-sal*

Contemporâneo da Bacia de Santos se comparada às demais bacias da margem leste. Os reservatórios são coquinas e calcários organo-químicos, selados por evaporitos, ambos aptianos. Assim, os modelos da Bacia de Campos foram *a posteriori* aplicados à Bacia de Santos. Esperava-se que os espessos evaporitos dessa bacia selassem, resfriassem e aliviassem a pressão sobre os reservatórios; para tanto, buscava-se alvos jiquiá carbonático e alagoas siliciclástico, ainda que os dados e as interpretações da Bacia de Campos sugerissem calcários alagoas como alvos primários. Os primeiros poços do Pré-sal Moderno de Santos retificaram o alvo para carbonático na Formação Barra Velha, onde ocorreram as grandes descobertas do Pré-sal Contemporâneo; dessa vez, com o aparato técnico para avaliação. Esse conhecimento retornaria à Bacia de Campos, abrindo uma nova frente de exploração e produção, tendo os reservatórios alagoas como protagonistas, além de uma frente em evolução na margem oriental. Dessa forma, a Bacia de Campos pode ser considerada o maior expoente do Pré-sal *Lato Sensu* quanto ao aprendizado, abrangendo as fases *Árcade*, *Moderna* e *Contemporânea*.

Nas bacias do Espírito Santo e Campos ocorrem calcários do Andar Alagoas, como crostas de calcita fascicular; ora nomeadas estromatólitos, ora calcários arbustivos (*shrubby boundstones*). São semelhantes aos calcários organo-químicos da Bacia de Santos, cujos fatores abióticos são importantes, como o hidrotermalismo, diferentes daqueles constituídos essencialmente por calcita micrítica e matriz micropelioidal. Na Bacia de Campos, esses reservatórios têm alta atratividade econômica; já na Bacia do Espírito

Santo, ainda são potenciais, com ocorrência pontual e pouco pesquisada.

Os sistemas petrolíferos da Bacia de Campos para o alvo calcário alagoas são semelhantes aos da Bacia de Santos, com algumas peculiaridades. Em Campos os reservatórios têm maior conteúdo siliciclástico e os selos em evaporitos são mais delgados e descontínuos, o que resulta em maior compactação dos reservatórios e aquecimento dos fluidos. As armadilhas são mais suaves, as colunas de óleo mais delgadas e os volumes menores. As colunas de hidrocarbonetos por vezes se estendem até os calcários albianos, como acumulações únicas, selados por fácies pelito-carbonatadas marinhas. As áreas do Parque das Baleias e do Pão de Açúcar destoam dessas peculiaridades, com relevos mais íngremes e volumes mais expressivos.

O sal condicionou as acumulações nas bacias de Campos e Santos de forma peculiar. Em Santos, a halocinese abriu poucas janelas de sal; as acumulações gigantes estão concentradas na seção pré-sal. Em Campos, a abertura de inúmeras janelas implicou acumulações expressivas nas seções pós-sal e pré-sal, de forma mais balanceada. No Alto Externo da Bacia de Campos, zonas de adelgaçamento e janelas de sal resultam em acumulações delgadas ou mesmo estruturas vazadas e sem retenção. Caso a retenção funcione na seção pós-sal, a eventual abertura de janelas de sal pode fazer com que ocorra acumulação, estendendo-se da seção pré-sal à pós-sal carbonática, com contato único entre fluidos (Tracajá, Carimbé, Arapuçá e Poraquê Alto). As acumulações de hidrocarbonetos

do Pré-sal no Alto Externo de Campos, assim como ao longo de toda a bacia, tendem a ser volumetricamente menores que em Santos, com exceção do Parque das Baleias, no norte, e Pão de Açúcar, no sul de Campos.

Quanto ao magmatismo, é importante mencionar que ele é intenso na Bacia de Santos ao longo de quase todo o Cretáceo Inferior, desde o Aratu ao Alagoas, assim como na Bacia do Espírito Santo. Em Campos é dominante no Aratu, com ocorrência no Jiquiá e possível extensão ao Alagoas, na margem oriental. Na Bacia de Mucuri, se estende do Aratu ao Jiquiá. Nas bacias nordestinas, à exceção de Mucuri, não há magmatismo continental conhecido até então para o intervalo supracitado, o que sugere diferença na composição dos lagos e nas características dos sedimentos que preencheram estas bacias.

Os testes em alvos Pré-sal Contemporâneo nas demais bacias da Margem Continental Leste Brasileira ainda não lograram êxito, mas o alvo tem potencial na Bacia do Espírito Santo. No entanto, essa é uma outra história, cujas linhas pioneiras estão em redação com as atividades exploratórias síncronas a este texto. A partir de 2019, áreas de fronteira exploratória na porção oriental da Bacia de Campos, além do Alto Externo, vêm sendo investigadas e certamente proporcionarão um avanço significativo no conhecimento geológico a ser integrado ao Pré-sal *Lato Sensu*.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a todas as pessoas que pensaram as geociências da Margem Continental

Leste Brasileira e, dessa forma, contribuíram para a construção dessa história. Muitas dessas pessoas não foram mencionadas ou são, até mesmo, anônimas. Dedicamos este trabalho a todos que buscam construir um mundo melhor e mais equilibrado, pautado por direitos iguais e oportunidades equivalentes, respeitando as diferentes necessidades, abraçando grupos historicamente desfavorecidos, tendo como bússola os valores de diversidade, equidade e inclusão

REFERÊNCIAS

ANAISSE JUNIOR, J. (coord.); SCHEER, D. B.; BARRETO, M. T.; RORIZ, S. A.; SUGIO, A. H.; SPERANDIO, E. F.; BUCK, D. A.; CARVALHO, A.; COSMO, C. A.; FREIRE, E. B.; ALVES, R. G. **Geologia e análise exploratória da porção emersa das Bacias do Espírito Santo e Mucuri**. Vitória: PETROBRAS. E&P EXP. ABIG, 2013. Relatório Interno.

ASMUS, H. E.; GOMES, J. B. P.; PEREIRA, A. C. B. Integração geológica regional da Bacia do Espírito Santo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 25., 1971, São Paulo. **Anais...** São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1971, v. 3, p. 235-252.

ANAISSE JUNIOR, J. (coord.); DIAS, A. E. S.; OLIVEIRA, A. de S.; BARBOSA, H. C. R.; PINTO, P. C.; FREITAS, R. C. de; CASTELLANI, R. T.; FRANÇA, R. L. **Análise Exploratória da Bacia do Espírito**

- Santo Mar.** Rio de Janeiro: PETROBRAS. E&P-EXP/GEXP-SSE, 2016. 186 p. Relatório Interno.
- BACELLAR, P. B.; COSTA, M. N. C. Expressão sísmica da discordância Pré-Neoalagoas: porção nordeste da sub-bacia terrestre de Alagoas. *In*: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 3., 1993, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 1993. p. 163-167. Resumos expandidos.
- BACOCOLI, G.; SAITO, M. Bacia de Campos: geologia e perspectivas petrolíferas. *In*: CURSO DE ATUALIZAÇÃO EM GEOLOGIA DE PETRÓLEO, 1., 1973, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS. SEPES. DIDEP, 1973. v. 2.
- BACOCOLI, G.; MORALES, R. G. **Bacia do Espírito Santo**: geologia e perspectivas petrolíferas. Rio de Janeiro: PETROBRAS. SEPES. DIDEP, 1973. Relatório Interno.
- BARROS, F. A.; SANTOS, E. **Integração e interpretação dos dados de métodos potenciais das bacias de Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Almada, Camamu, Jacuípe, Sergipe-Alagoas e Pernambuco-Paraíba.** Nota técnica. UN-SEAL/EXP/ABIG. Aracaju. PETROBRAS. 2010.
- BENDER, F. **Stratigraphic units in Sergipe Basin.** Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1957. Relatório n. 49.
- BRANNER, J.C. Oil-bearing shales of the coast of Brazil. Transactions of the American Institute of Mining Engineers, v. 30, p. 537-554, 1900.
- CAIXETA, J. M.; MILHOMEM, P. S.; WITZKE, R. E.; DUPUY, I. S. S.; GONTIJO, G. A. Bacia de Camamu. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 455-461, mai./nov. 2007.
- CAMPBELL, D. F. Preliminary Resonance Report of Sergipe party / Annual Report of Sergipe Geological Field Party. **Relatório não publicado do Conselho Nacional do Petróleo**, Aracaju, v. 7, 1946. 24 p.
- CAMPOS NETO, O. P. A.; LIMA, W. S.; CRUZ, F. E. G. Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 405-415, mai./nov. 2007.
- CHANG, H. K.; KOWSMAN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro. *In*: MILANI, E. J.; RAJA GABAGLIA, G. P. (coord.). **Origem e evolução de bacias sedimentares.** Rio de Janeiro: Gávea, 1991.
- CHANG, H. K.; KOWSMAN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. New concepts on the development of east brazilian marginal basins. **Episodes**, Ottawa, v. 11, n.3, p.194-202, sept. 1998.
- COOK, J. T. **Annual geological report Rio Coruripe to Maragogi-Alagoas.** 8 mapas. Maceió: PETROBRAS, 1957. 48 p. Relatório Interno.
- DE LUCA, P. H. V.; MATIAS, H.; CARBALLO, J.; SINEVA, D.; PIMENTEL, G. A.; TRITLLA, J.;

ESTEBAN, M.; LOMA, R.; ALONSO, J. L. A.; JIMÉNEZ, R. P.; PONTET, M.; MARTINEZ, P. B.; VEGA, V. Breaking barriers and paradigms in presalt exploration: the Pão de Açúcar discovery (offshore Brazil). *In*: MERRILL, R. K.; STERNBACH, C. A. (ed.). **Giant fields of the decade 2000-2010**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2017. p. 177-194. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 113).

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

DIAS, J. L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no andar aptiano da margem leste brasileira.

Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 13, n. 1, p. 7-25, nov. 2004-mai. 2005.

DIAS, J. L.; VIEIRA, J. C.; CATTO, A. J.; OLIVEIRA, J. Q.; GUAZELI, W.; TRINDADE, L. A. F.; KOWSMANN, R. O.; CHANG, H. K.; MELLO, U. T.; MISUZAKI, A. M. P.; MOURA, J. A. **Estudo regional da Formação Lagoa Feia**: DEPEX – CENPES. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1987. Relatório Interno.

ESTRELLA, G.; GAGLIONE, P. C.; LATGE, T.; MELLO, M. R.; TSUBONE, K. **Ambientes**

anóxicos no Terciário e Cretáceo Superior: Bacia do Espírito Santo. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1983. Relatório Interno.

FEIJÓ, F. VIEIRA, R. A. B. **Sequências cretáceas das bacias de Sergipe e Alagoas**. Petrobras, DENEST/DINTER/SEBAT. 1990.

FEIJÓ, F. J. Bacias de Sergipe e Alagoas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 149-161, jan./mar. 1994.

FERRADAES, J. O.; SOUZA, R. G. **Estudo integrado geológico-geofísico das bacias de Camamu e Almada**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEXPRO. DIVEX. SEGEF, 1972. Relatório Interno.

FIGUEIREDO, A.M.F. **Avaliação das perspectivas petrolíferas da Bacia de Sergipe-Alagoas**. PETROBRAS, Rio de Janeiro, Relatório interno, 27p., 32 figuras. 1978.

FRANÇA, R. L. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia de Mucuri. **Phoenix**, Aracaju, v. 6, n. 67, jul. 2004.

FRANÇA, R. L.; DEL REY, A. C.; TAGLIARI, C. V.; BRANDÃO, J. R.; FONTANELLI, P. R. Bacia do Espírito Santo. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 501-509, mai./ nov. 2007a.

FRANÇA, R. L.; DEL REY, A. C.; TAGLIARI, C. V.; BRANDÃO, J. R.; FONTANELLI, P. R. Bacia do Mucuri. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 493-499, mai./nov. 2007b.

- FRANÇA, R. L.; MOHRIAK, W. Tectônica de sal das bacias do Espírito Santo e de Mucuri. *In*: MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. (org.). **Sal: geologia e tectônica: exemplos nas bacias brasileiras**. São Paulo: Beca, 2008. p. 284-299.
- FRANCISCO, C.; BARROS, F. A. R.; NOBREGA, M. A.; MARTINS, J. G. Mapeamento e integração regional das bacias da costa leste do Brasil. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 7., 2009, Rio de Janeiro. **Resumos...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2009.
- GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. (coord.). **Origem e evolução de bacias sedimentares**. 2. ed. Rio de Janeiro: PETROBRAS. SEREC. CEN-SUD, 1991.
- GOMES, J. B.; CARVALHO, R. S.; LIMA, F. R. T.; ABDALLA, E. T. C. **Revisão geológica regional da Bacia do Espírito Santo**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX. DIRNEM. SEBES, 1988. Relatório Interno.
- GONTIJO, G. A.; MILHOMEM, P. S.; CAIXETA, J. M.; DUPUY, I. S. S.; MENEZES, P. E. L. Bacia de Almada. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 463-473, mai./nov. 2007.
- GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin. *In*: EDWARD, J. D.; SANTOGROSSI, P. A. (ed.). **Divergent / passive margin basins**. Tulsa: American Association of the Petroleum Geologists, 1989. p. 2-79. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 48).
- GUZZO, J. V. P. **Geoquímica de Hidrocarbonetos da Bacia do Espírito Santo**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. RT GEOQ 08/2008. CENPES/PDEXP/GEOQ, 2008. Relatório Interno.
- HART, C. **Geology and physical geography of Brazil**. Boston: Fields, Osgood, 1870.
- HAMSI JUNIOR, G. P.; SANTOS, M. R. F. M.; FISCHER, C. M.; PIERINI, C.; OLIVEIRA, B. S.; FERREIRA, J. V. F.; LIMA, N. M. **Integração regional da área emersa e de águas rasas da Bacia de Sergipe-Alagoas**. Aracaju: PETROBRAS. EXP. AEXP-T. OEXP-T. EXP-SEAL, 2019. Relatório Interno.
- HERLINGER JUNIOR, R. **Controles deposicionais e diagenéticos das propriedades petrofísicas dos reservatórios aptianos /barremianos do Grupo Lagoa Feia**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brazil, 2016. p. 125.
- HUNT, D.; DE LUCA, P.H.B.; CARTESIO, L.E.G.; LAPPONI, F.; MASIERO, I.; WALDUM, A.; CHANDLER, A.S.; MATIAS, J.L.L.; HESS, C.; FONSECA, J.; LOURES, L.; SØREIDE, I. A Very Different Barremian-Aptian Lacustrine Pre-Salt Facies Association: Biotic Self-Organization In BMC-33, Outer Basin Campos Basin, Brazil. *In*: First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: from Exploration to Production, 2019, Rio de Janeiro. **Short Paper** [...]. Rio de Janeiro: EAGE, 2019, Volume 2019, p.1 - 5.
- JAHNERT, R. J.; WINTER, W. R. **Unificação de mapas do Andar Alagoas**. Rio de Janeiro: PETROBRAS/UN-BC/EXP, 2014. 15 p. Relatório Interno.

- JONES, I. J. **Semi-anual report Sergipe-Alagoas Basin**. Maceió: PETROBRAS, 1958. Relatório Interno.
- LANA, M. C. Bacia de Sergipe-Alagoas: Uma hipótese de evolução tectono sedimentar. *In*: DE RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. **Origem e evolução das bacias sedimentares**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990.
- LIMA, B. E. M. **Impacto da alteração hidrotermal na qualidade dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no norte da Bacia de Campos**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020. p. 313.
- MACHADO, M. A. P. **Pré-Sal: a saga: a história de uma das maiores descobertas mundiais de petróleo**. Porto Alegre: L&PM, 2018.
- MAGALHÃES, P. M.; JAHNERT, R. **Perfil tipo da porção central da Bacia de Campos**. Maceió: PETROBRAS. E&P BC. GEXP. GEINT, 1998. Relatório Interno.
- MAGNAVITA, L. P.; DEHLER, N. M.; GOMES, L. C.; SANT'ANA, M. V.; SOUZA, A. E. C. M.; MENEZES, J. R. C.; SZATMARI, P.; ARAÚJO, A. D.; PAULO, A. S.; VESELY, F. F.; OLIVEIRA, J. A. B.; NOVAIS, L. C. C.; MARTINS, L. M. R. **Arcabouço tectônico e cinemática do pré-sal do sudeste brasileiro**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. E&P-EXP. GEO. GEAT, 2010. Relatório Interno.
- MEIRELLES, M. L. da S. **Geometrias vulcânicas indicadoras de tectonismo neopatiano-albiano na Sub-bacia de Sergipe**. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Centro de tecnologia e ciências. Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2022.
- MEISTER, E. M. **Exploração de petróleo na Bacia de Campos, Brasil**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1979. Relatório Interno.
- MENDONÇA, P. M. M.; SPADINI, A. R.; MILANI, E. J. Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso.
- Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 9-58, mai. 2004.
- MILANI, E. J.; RANGEL, H. D.; BUENO, G. V.; STICA, J. M.; WINTER, W. R.; CAIXETA, J. M.; PESSOA NETO, O. C. Bacias sedimentares brasileiras - cartas estratigráficas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 183-205, mai./nov. 2007.
- MOHRIAK, W. U. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. *In*: Bizzi, L. A.; Schobbenhaus, C.; Vidotti, R. M.; Gonçalves, J. H. (ed.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. CPRM, Brasília, p. 87-165, 2003.
- MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. (org.). **Sal: geologia e tectônica: exemplos nas bacias brasileiras**. São Paulo: Beca, 2008.
- MOURA, P.; ODDONE, D. S. **Classificação das possibilidades de petróleo nas bacias**

sedimentares do Brasil. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1961. 130 p. Relatório Interno.

MOREIRA, J. L.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531-549, mai./nov. 2007.

MUNIZ, M. C.; BURDA, F. R. O.; HOERLLE, M. R.; MAGALHAES, J. L. C.; ANDRADE, H.; CARVALHO, M. D.; MATSUDA, N. Estromatolitos: um novo play? *In*: SEMINÁRIO INTERNO DE SEDI-MENTOLOGIA E ESTRATIGRAFIA, 2., 2004, Maragogi. **Anais...** Maragogi: PETROBRAS, 2004.

NETTO, A. S. T.; WANDERLEY FILHO, J. R.; FEIJÓ, F. J. Bacias de Jacuípe, Camamu e Almada. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 173-175, jan./mar. 1994.

OJEDA e OJEDA, H. A. **Bacia do Espírito Santo: integração geológica regional; Relatório de Progresso; 1977.** Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPRO. DIVEX, 1977. Relatório Interno.

PALAGI, P.; ALMEIDA, A. C. F. de; PERRELLA, J. M. de L.; MARQUES, R. de C.; TROELSEN, J. C.; BANDEIRA JR., A. SCHALLER, H. (Relator). Litoestratigrafia da bacia de Sergipe-Alagoas – Subgrupo Coruripe. Parte 3 – Fm. Muribeca, Grupo Sergipe, Fm. Barreiras e sed. de praia e aluviões – **Relatório da Comissão de Revisão da Estratigrafia.** Rio de Janeiro: PETROBRAS/RPNE, 1968. 64 p. Relatório interno

PEREIRA, M. J. **Tempo e temperatura na formação de petróleo:** aplicação do método de Lopatin à Bacia de Campos. Rio de Janeiro:

PETROBRAS. DEPEX. DIVIB. SECASU, 1982. Relatório Interno.

PERRELLA, J. M.; SCHALLER, H.; PALAGI, P.; ALMEIDA, A. C. F.; TEIXEIRA, A. A.; PONTE, C.; TROELSEN, J. C.; SMAPAIO, A. V. de; BEURLEN, G.; UESUGUI, N.; SANTOS, A. da S.; BARROS, M. C. **Relatório da Comissão de Revisão Estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas.** Maceió: PETROBRAS, 1968. Relatório Interno.

PETRI, S. Foraminíferos cretáceos de Sergipe. **Boletim da Faculdade de Filosofia, Ciências e Letras da USP, Geologia**, São Paulo, n. 265, p. 1-140, 1962.

PETROBRAS. E&P\GEREX\GEIEST. **Proposta da locação exploratória 1-RJS-531.** Rio de Janeiro: PETROBRAS. GEREX, 1997. 61 p. Relatório Interno.

PETROBRAS. UN-ES\ATEX. **Proposta da locação exploratória 1-ESS-103.** Vitória: PETROBRAS. UN-ES, 2000. 80 p. Relatório Interno.

PETROBRAS. UN-ES\ATEX. Estado da arte na exploração do Parque das Baleias. Vitória: PETROBRAS. UN-ES, 2008. 112 p. Relatório Interno.

PETROBRAS. E&P\ATEX. Proposta da locação exploratória 6-AB-119D-RJS. Rio de Janeiro: PETROBRAS. EXP, 2011. 71 p. Relatório Interno.

PETROBRAS. UN-ES\ATEX. Potencial do pré-sal no Parque das Baleias. Vitória:

- PETROBRAS. UN-ES, 2012. 88 p. **Relatório Interno**.
- RANCAN, C.C.; CANDIDO, A.G.; QUINTAES, C.M.S.P.; CASTRO, M.R.; OLIVEIRA, C.M.M.; DIAS, K.D.N.; SAMPAIO, R.F. From the arcadian to the contemporaneous: the curious history of pre-salt's section knowledge evolution in the Campos Basin. *In: Brazilian Petroleum Conference, 2022, Rio de Janeiro. Resumo* [...]. Rio de Janeiro: ABGP, 2022, p. 27.
- RANGEL, H. D.; BIASUSI, A. S.; LIMA, F. R. T. **Carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo**. São Mateus: PETROBRAS. UN-ES, 1990. Relatório Interno.
- RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 203-217, mar. 1994.
- RANGEL, H. D.; OLIVEIRA, J. L. F.; CAIXETA, J. M. Bacia de Jequitinhonha. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 475-483, mai./nov. 2007.
- REGALI, M.S.P.; UESUGUI, N.; SANTOS, A.S. Palinologia dos sedimentos meso-cenozóicos do Brasil (I). **Boletim Técnico da Petrobrás**, v. 17, n. 3, p. 177-191, 1974.
- REGALI, M. S. P. Estudo bioestratigráfico regional dos sedimentos pré-Alagoas na Bacia do **Espírito Santo**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES, 1992. Relatório Interno.
- RODOVALHO, N.; GONTIJO, R. C.; MILHOMEM, P. S.; LIMA, C. C. U.; MANSO, C. L. C. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia de Cumuruxatiba. *Phoenix, Aracaju*, v. 5, n. 60, dez. 2003.
- RODOVALHO, N.; GONTIJO, R. C.; SANTOS, C. F.; MILHOMEM, P. S. Bacia de Cumuruxatiba. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 485-491, mai./nov. 2007.
- ROSA, AL.R., PEREIRA, M.J., CARMINATTI, M. **Considerações físicas sobre a migração de petróleo com aplicação ao complexo petrolífero da Bacia de Campos**. PETROBRAS/E&P/GEREX, 1997. Relatório Interno.
- ROSA, AL.R., RIZZI, J.A, MAGALHÃES, P.M., FRANCA, AB., DIAS, J.L. **Análise da migração de petróleo na Bacia de Campos**. PETROBRAS/E&P/GEREX. 2000. Relatório Interno.
- SAMPAIO, R. F.; CANDIDO, A. G.; VIDIGAL, M. S.; BEZERRA, A. C. Exploratory efforts in the Campos Basin ring fences. *In: Rio Oil & Gas*, 2018, Rio de Janeiro. **Resumos** [...]. Rio de Janeiro, p. 24-27.
- SANTOS, C. F.; GONTIJO, R. P.; ARAÚJO, M. B.; FEIJÓ, F. J. Bacias de Cumuruxatiba e Jequitinhonha. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 185-190, jan./mar. 1994.
- SCHALLER, H. Revisão estratigráfica da Bacia de Sergipe/Alagoas. **Boletim Técnico da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 21-92, jan./mar. 1969.

- SCHALLER, H. **Estratigrafia da Bacia de Campos**. Salvador: PETROBRAS. RPBA. DIREX, 1973. Relatório Interno.
- SILVA, R. R.; DIAS, J. L.; SOLDAN, A. L. **Avaliação do potencial petrolífero especulativo da Bacia de Campos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX. ASPLAN, 1992. Relatório interno.
- SOUZA-LIMA, W. S. (coord.); ANDRADE, E. J.; BENGTON, P.; GALM, P. C. **A Bacia de Sergipe-Alagoas: evolução geológica, estratigrafia e conteúdo fóssil**. Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix, 2002. (Fundação Paleontológica Phoenix. Edição especial, 1).
- SOUZA-LIMA, W. **Litoestratigrafia e evolução tectono-sedimentar da bacia de Sergipe-Alagoas: Introdução**. Phoenix, 89: 1-10. 2006.
- SOUZA-LIMA, W. Seqüências evaporíticas da Bacia de Sergipe-Alagoas. *In*: MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. (org.). **Sal: geologia e tectônica: exemplos nas bacias brasileiras**. São Paulo: Beca, 2008. p. 230-249.
- SOUZA-LIMA, W. S.; PIERINI, C.; FISCHER, C. M.; SILVA, B. O. Revisão litoestratigráfica da seção cretácea aflorante no norte do Estado de Alagoas, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil. **Anuário do Instituto de Geociências da UFRJ**, v. 42-3, p. 432-448, 2019.
- TAGLIARI, C. V.; ALVES, R. G.; SILVA, A. L.; FRANÇA, R. L.; OLIVEIRA FILHO, A. G.; QUEIROZ, A. A. A. Proposta de novo limite geológico entre as bacias de campos e Espírito Santo. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 7., 2009, Rio de Janeiro. **Resumos [...]**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2009.
- TEIXEIRA, A. A.; MEISTER, E. M.; SCHALLER, H.; PONTES, F. C. **Relatório da comissão de revisão da estratigrafia: litoestratigrafia da Bacia Sergipe Alagoas subgrupo Igreja Nova parte I v. 1**. Maceió: PETROBRAS. RPNE. DIREX, 1968. 46 p.
- UESUGUI, N.; SANTOS, A. **Zoneamento paleogeográfico na Bacia Sergipe Alagoas**. Maceió: PETROBRAS, 1969. 29 p. Relatório Interno.
- VIANA, C. F.; GAMA JUNIOR, E. G.; SIMÕES, I. A.; MOURA, J. A.; FONSECA, J. R.; ALVES, R. J. Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. **Boletim Técnico da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 14, n. 3-4, p. 157-192, 1971.
- VIEIRA, R. A. B.; MENDES, M. P.; VIEIRA, P. E.; COSTA, L. A. R.; TAGLIARI, C. V.; BACELAR, L. A. P.; FEIJÓ, F. J. Bacias do Espírito Santo e Mucuri. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 191-202, jan./mar. 1994.
- VIEIRA, R. A. B. **Análise estratigráfica e evolução paleogeográfica da seção Neoptiana na porção sul da Plataforma de São Mateus, Bacia do Espírito Santo, Brasil**. 1998. 158 f. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1998.
- VIEIRA, R. A. B.; COSTA, L. A. R.; ALVES, R. G.; MELO, C. R. M.; ANDRADE, H.; FRANCA, R. L.; MENDES, M. P.; STIRLING, R. A.; BIASUSSI, A.

S.; FALKENHEIN, F. U. H. **Bacias do Espírito Santo e Mucuri**: estudo geológico e análise exploratória das porções onshore e nearshore. São Mateus: PETROBRAS. DEXES. SERINT, 1992. Relatório Interno.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências**

daPetrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 511-529, maio/nov. 2007.

ZALÁN, P. V.; OLIVEIRA, J. A. B. Arcabouço estrutural das Bacias de Campos e Espírito Santo: proposição de Novo Limite Geológico para as Bacias. *In*: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 7., 2009, Rio de Janeiro. **Resumos [...]**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2009.

