

4 O PRÉ-SAL BRASILEIRO

Em Dezembro de 2007, o Governo Federal anunciou a descoberta de Tupi¹⁰, um gigantesco “campo” de petróleo de mais de 5 bboe. Este anúncio político foi baseado em uma informação conhecida pela PETROBRAS desde Outubro de 2006, quando o poço 1-BRSA-369A-RJS ultrapassou a camada de sal. O sucesso desta perfuração confirmou uma antiga teoria, de décadas atrás, sobre a qual os técnicos da empresa especulavam a existência de hidrocarbonetos nas camadas abaixo do sal (mais velhas). Após esse primeiro anúncio, diversos outros anúncios se seguiram (Tabela 11). Este conjunto de prospectos ficou conhecido pela população em geral como “Camada Pré-Sal” ou simplesmente “Pré-Sal”. Confirmadas as expectativas de volume para as áreas já licitadas, as reservas brasileiras poderão saltar dos atuais 15 bilhões de barris para entre 40 e 80 bilhões de barris, mais que duplicando e podendo quadruplicar seu volume.

Após este anúncio, outras descobertas se seguiram concentradas no limite entre os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo (Tabela 13). Esse conjunto de novas descobertas ficou conhecido como “Cluster de Tupi”, pois o termo genérico “Pré-Sal” passou a ser utilizado para qualquer descoberta em reservatórios sob camadas de sal em bacias sedimentares brasileiras. Além delas foram anunciadas novas ocorrências abaixo do sal em Jubarte, Caxaréu e Pirambú no Espírito Santo.

Rochas reservatórios produtoras de hidrocarbonetos com a mesma idade que as encontradas no “Pré-Sal” podem ser encontradas nas Bacias do Ceará (Aptiano Superior), Sergipe-Alagoas, Camamu, Jequitinhonha, Curumuxatiba e Espírito Santo como no Oeste Africano e no Golfo do México. Sendo que a grande diferença deste último para as demais é que o sal (selo) é alóctone enquanto o brasileiro e o africano são autóctones (MOHRIAK *et al.*, 2004).

¹⁰ A título de curiosidade, os nomes que se anunciam para os prospectos no Pré-Sal (e.g. Tupi, Júpiter, Iara, etc...), possivelmente não poderão ser os mesmos, pois ao receberem o *status* de campo de produção, os mesmos deverão ser batizados, segundo o artigo 3º da Portaria ANP nº 90, com nomes ligados à fauna marinha.

4.1 Geologia

De uma maneira simplificada, o Pré-Sal é um conjunto de reservatórios mais antigos que a camada de sal (halita e anidrita), esta de idade neoaptiniana que se estende nas Bacias de Campos e Santos desde o Alto Vitória até o Alto de Florianópolis respectivamente (Figura 12). A espessura da camada de sal na porção centro-sul da Bacia de Santos é de aproximadamente 2.000 metros, enquanto na porção norte da bacia de Campos está em torno de 200 metros.

Este sal foi depositado durante a abertura do oceano Atlântico, após a quebra do Gondwana (Jurássico Superior-Cretáceo), durante a fase de mar raso e de clima semi-árido/árido do Neoaptiniano (com duração entre 1 a 7 M.a.).

A análise de um perfil sísmico da Bacia de Santos (Figura 13) nos leva a crer que existem ao menos quatro *plays* na região: O mais antigo referente à fase *Sin-Rift* (leques aluviais de conglomerados), mais dois *plays* referentes ao *Pós-Rift* (os carbonatos e os siliciclastos aptinianos de plataforma rasa) e o mais recente, acima da camada de sal, referente à fase *Drift* (turbiditos Terciários similares aos da Bacia de Campos). Em todos os casos, a rocha geradora é a mesma de toda a costa Sudeste brasileira, a Formação Lagoa Feia (PETROBRAS, 2007) e através de comunicação pessoal com Hernani Chaves, Wagner Freire e Jonas Fonseca).

Quando se fala do “Cluster de Tupi” na Bacia de Santos (Tabela 13), as descobertas foram realizadas no *play Pós-Rift* em grandes profundidades com lâminas d’água superiores a 2.000 m e profundidades maiores que 5.000 m, dos quais 2.000 de sal. Segundo Vieira (2007), as rochas geradoras são folhelhos lacustres da Formação Guaratiba (do Barremiano/Aptiano e COT de 4%). O selo são pelitos intraformacionais e obviamente o sal. Fainstain (2008) e Petrobras (2008b) afirmam que os reservatórios encontrados são biolitos (Figura 14) cuja origem são estromatólitos da fase de plataforma rasa do Barremiano. Na Figura 15 podemos observar um corte de uma amostra de um estromatólito atual de Lagoa Salgada, Rio de Janeiro.

Tabela 11 – Áreas de prospecção na Camada Pré-Sal da Bacia de Santos

Campo	Bloco	Poço descobridor	Data completação	Área do bloco (km ²)	Prof. do poço (m)	Lâm. d'água (m)	Vol. Recup. Min (10e6 bbl)	Vol. Recup. Max (10e6 bbl)	Distância da costa (km)
Parati	BM-S-10	1-RJS-617D = 1-BRSA-329D-RJS	8/1/2005	188	6,290	2,038	10	800	221
Iara	BM-S-11	1-RJS-656 = 1-BRSA-618-RJS	9/16/2008	2,295	6,200	2,230	3,000	4,000	232
Iracema	BM-S-11	4-RJS-647 = 4-BRSA-711-RJS	12/1/2009		5,802		2,500	4,000	246
Tupi	BM-S-11	1-RJS-628 = 1-BRSA-369A-RJS	10/12/2006		6,000	2,126	1,250	2,000	277
Tupi NE	BM-S-11	3-RJ-S-662A = 3-BRSA-755A	7/16/2009		6,225	2,100	1,250	2,000	271
Tupi Centro	BM-S-11	3-BRSA-795-RJS	1/3/2010		5,539	2,131	1,250	2,000	267
Tupi Sul	BM-S-11	3-RJ-S-646 = 3-BRSA-496-RJS	9/28/2007		5,314	2,172	1,250	2,000	288
Caramba	BM-S-21	SPS-51 = BRSA-526-SPS	12/6/2007	1,037	5,350	2,234	10	4,000	347
Azulão - Ogum	BM-S-22	1-ESSO-3SPS	3/4/2009	1,384	4,974	2,223	0	0	371
Guarani	BM-S-22	3-SPS-4-SPS	7/6/2009		5,400	2,241	0	0	356
Jupiter	BM-S-24	1-RJS-652 = 1-BRSA-559-RJS	7/21/2008	1,394	5,618	2,187	5,000	8,000	290
Corcovado-1	BM-S-52	6-BG-6-SPS	5/12/2009	699	5,715	818	10	1,333	130
Corcovado-2	BM-S-52	6-BG-7-SPS	8/13/2009		6,131	647	0	0	112
Bem-te-vi	BM-S-8	1-SPS-52A = 1-BRSA-532A-SPS	5/18/2008	2,430	6,975	2,139	10	10,000	250
Abaré Oeste	BM-S-9	4-SPS-66C = 4-BRSA-723C	9/19/2009	1,880	6,086	2,163	2,100	7,481	290
Carioca	BM-S-9	1-SPS-50 = 1-BRSA-491-SPS	9/15/2007		6,668	2,135	2,100	7,481	283
Iguaçu	BM-S-9	4-SPS-60 = 4-BRSA-709-SPS	4/18/2009		5,343	2,135	2,100	7,481	340
Guará NE	BM-S-9	3-SPS-69 = 3-BRSA-788	12/4/2009		5,539	2,127	1,100	2,000	296
Guará	BM-S-9	1-SPS-55 = 1-BRSA-594-SPS	7/17/2008		6,137	2,141	1,100	2,000	310
Sub-Total					11,307			24,040	66,576
Franco	SB	2-ANP-1-RJS	5/1/2010	2,612	6,425	1,915	4,500	4,500	183
Libra	SB	2-ANP-2-RJS	6/1/2010	2,902	6,972	1,968	4,500	5,500	180
Florim	SB			271			467	467	
Totais	22			17,092			33,507	77,043	

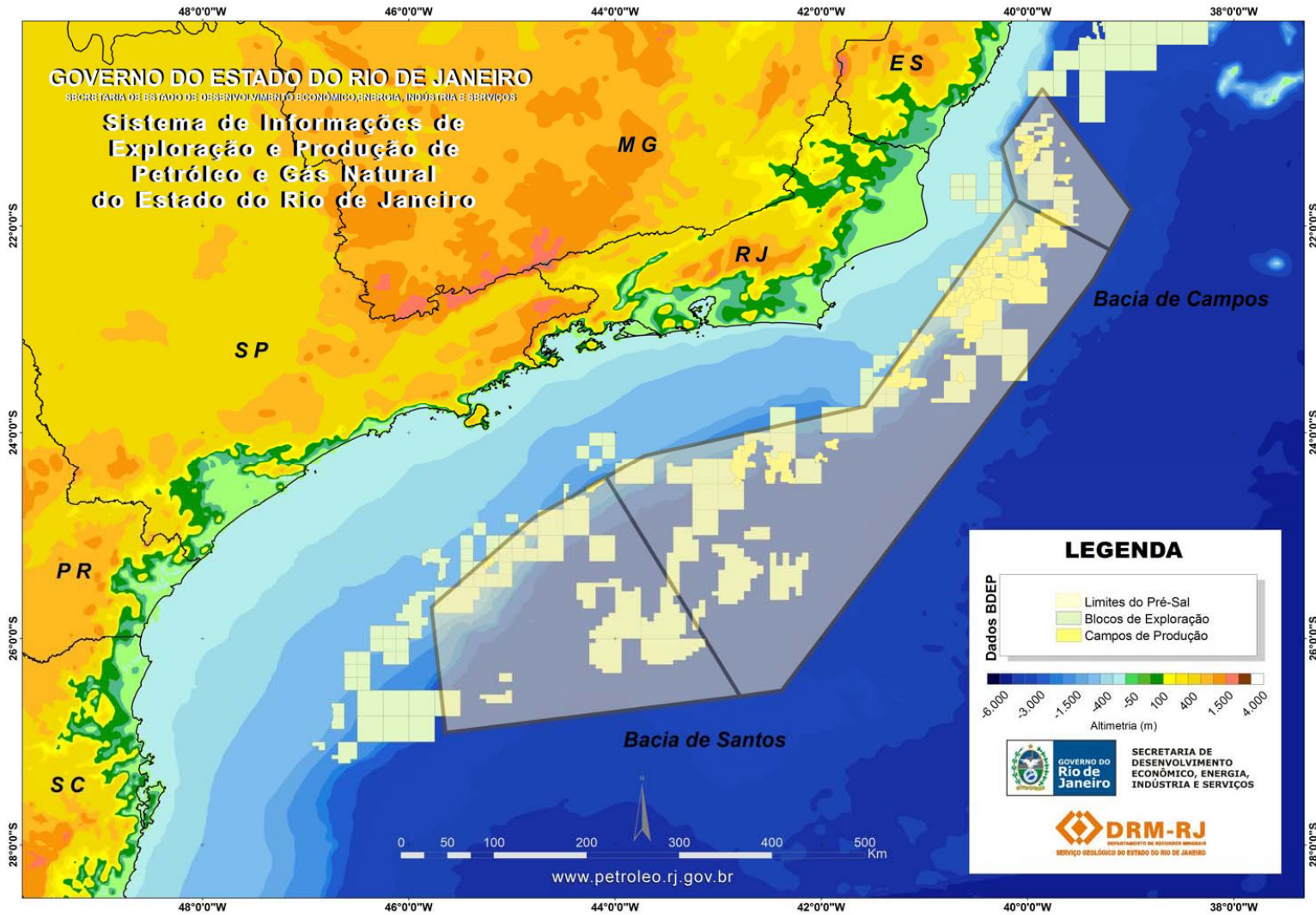


Figura 12 – Limites da área do Pré-Sal
Fonte: adaptado de Petrobras, 2008

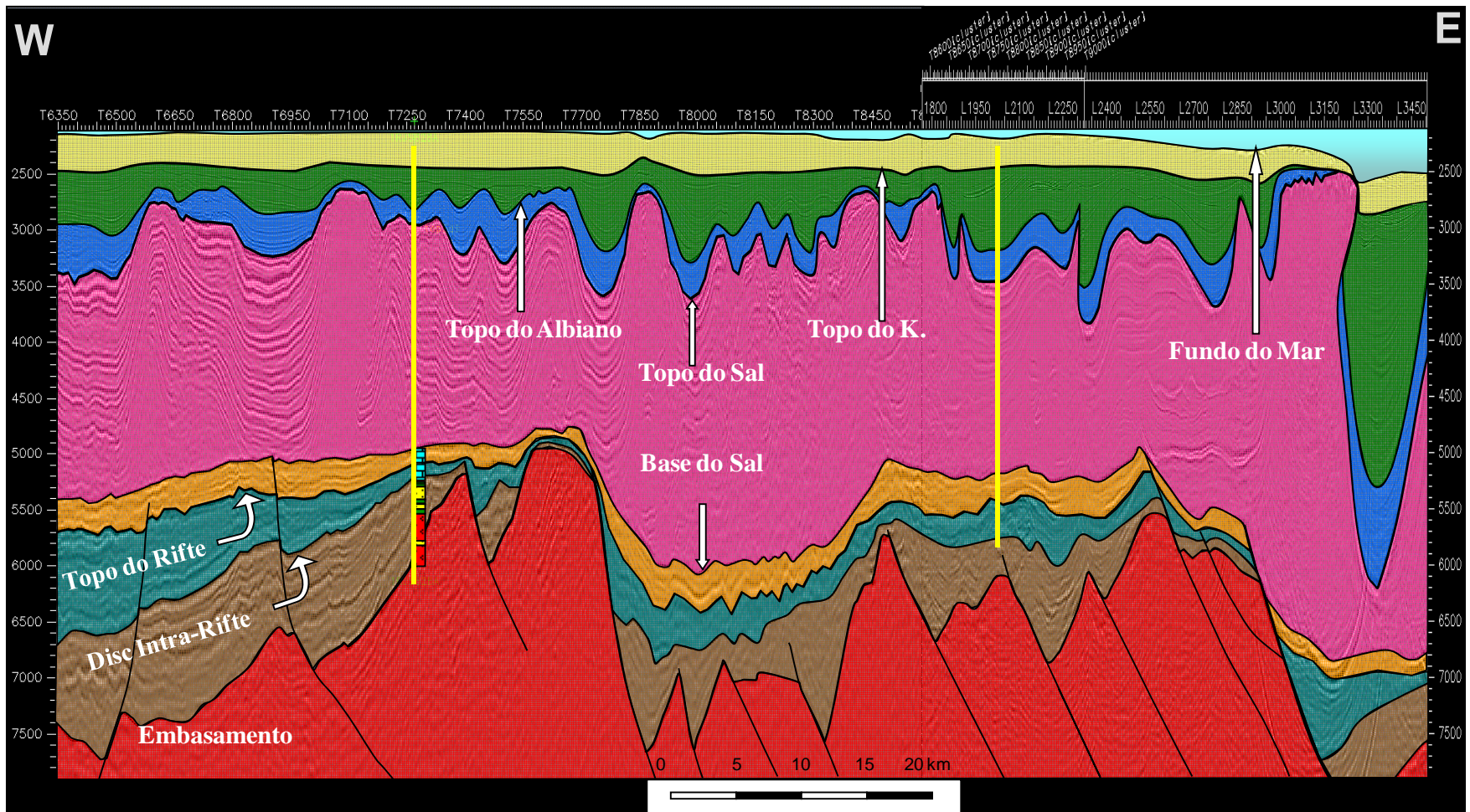


Figura 13 – Perfil sísmico interpretado de uma seção na área do pré-sal
 Fonte: adaptado de Petrobras, 2008