

Figura 14 – Amostras da Rocha Reservatório da área de Tupi.  
Fonte: adaptado de Petrobras, 2008



Figura 15 – Estromatólitos atuais de Lagoa Salgada - RJ.  
Fonte: adaptado de Petrobras, 2008

## 4.2 O Potencial de Recursos no Pré-Sal

A área de ocorrência conhecida dos reservatórios do Pré-Sal, na porção Sudeste do litoral brasileiro, no trecho que vai desde o Alto de Vitória até o Alto de Florianópolis (Figura 12) é de 149.000 km<sup>2</sup>, dos quais 60.000 km<sup>2</sup> (40%) já foram licitados e 105.000 km<sup>2</sup> (60%) estão ainda por licitar.

Na porção central desta área, em 2000 e 2001, nas 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> Rodadas de Licitação da ANP, foram identificados sete blocos (Tabela 13), em uma área 250 km x 250 km com 62.500 km<sup>2</sup> que apresentaram resultados extremamente significativos. O volume recuperável potencial máximo anunciado pelas operadoras, através de comunicados aos investidores, ou pela ANP, através de apresentações, nestes blocos, está entre 24 e 66 bboe. Desde então, esta área ficou conhecida como “Cluster de Tupi”. Desta área, em torno de 25 mil km<sup>2</sup> (40%) já foram licitados.

### 4.2.1 Simulação do potencial do Pré-Sal

Para estimar o volume a ser descoberto (*yet-to-find*) na área do Pré-Sal limitada pelo Alto de Vitória e o Alto de Florianópolis (Figura 16), utilizou-se o programa GeoX apresentado no Item 3.3.1 deste trabalho.

Como dados de entrada foram inseridos no sistema a data da descoberta, área de representação, localização, distância da costa e os volumes estimados ou anunciados de 33 poços perfurados que ultrapassaram a camada aptiniana de sal (Tabela 12) dos quais 8 poços foram secos, 6 estão em fase de testes ou em produção e 19 em fase de exploração.

Nesta simulação utilizamos como método de avaliação a Distribuição por Tamanho de Campos, com Múltiplas Fases (óleo e gás) em uma área de 149 mil km<sup>2</sup>.

Os Fatores de Risco utilizados foram:

- Trapa e Selo (90%) – A continuidade das camadas de sal em reservatórios é bem conhecida, porém na região a densidade de informações ainda é baixa. São conhecidas diversas “janelas” no sal que possibilitaram a passagem de parte dos hidrocarbonetos para as camadas “pós-sal” (Figura 7 e Figura 12);
- Presença de Reservatório (80%) – Os limites estabelecidos para a área denominada em lei como “Área do Pré-Sal” não utilizaram apenas parâmetros geológicos, sabe-se que os limites dos reservatórios não coincidem com esses limites (Figura 7 e Figura 12);
- Qualidade do Reservatório (75%) – Os principais reservatórios encontrados na área são carbonatos de origem orgânica, formados a partir de estromatólitos cuja continuidade não é bem entendida e aparentemente muito inferior aos turbiditos encontrados no “pós-sal” (Figura 14);
- Fonte e Migração (90%) – As rochas geradoras não cobrem a totalidade da área, cujas estruturas são marcadas pelas falhas lítricas e os domos salinos (Figura 7).

Tabela 12 – Prospectos utilizados na simulação para toda área do Pré-Sal

Campo	Bloco	Poço descobridor	Tipo de Fluido	Data conclusão	Área (km <sup>2</sup> )	Prof. do poço (m)	Lâm. d'água (m)	Vol. Min. óleo recup. (bboe)	Vol. Max. óleo recup (bboe)	Dist. da costa (km)	
Marlim Leste	Marlim Leste	6-MLL-57DP = 6-BRSA-726BP-RJS	S	02/06/2009	-	4669	1176	0	0	120	
Papa Terra	Papa Terra	3-PPT-002D = 3-BRSA-715D-RJS	S	08/06/2009	-	6396	670	0	0	109	
Gouda	BM-ES 24	1-ESS-190 = 1-BRSA-735-ESS	S	29/06/2009	-	3733	1607	0	0	63	
BM-C-25	BM-C-25	1-ESS-176-ES = 1-BRSA-606-ESS	S	03/07/2008	-	4348	1653	0	0	67	
Marlim	Marlim	6-MRL-180 = 6-BRSA-409-RJS	S	29/05/2006	-	5351	919	0	0	120	
Jubarte	BC-60	1-ESS-103A = 1-BRSA-108A-ESS	OG	19/01/2002	158,6	4.807	1.374	310	413	73	
Pirambu	BC-60	4-ESS-175 = 4-BRSA-449-ESS	O	17/06/2007		4.982	1.270	506	674	78	
Caxareu	BC-60	4-ESS-172 = 4-BRSA-446-ESS	O	12/03/2007		4.675	1.011	138	184	81	
Baleia Azul	BC-60	6-BAZ-001DB = 6-BRSA-631DB-ES	O	05/01/2009		5.118	1.348	254	339	84	
Baleia Franca	BC-60	6-BFR-001 = 6-BRSA-639-ES	O	11/02/2009		4.779	1.430	108	144	85	
Caxalote	BC-60	6-CHT-4 = 6-BRSA-497-ES	O	14/05/2007		4.169	1.488	184	245	72	
Parati	BM-S-10	1-RJS-617D = 1-BRSA-329D-RJS	OG	01/08/2005		188,4	6.290	2.038	10	800	221
Iara	BM-S-11	1-RJS-656 = 1-BRSA-618-RJS	O	16/09/2008	2.295,0	6.200	2.230	3.000	4.000	232	
Iracema	BM-S-11	4-RJS-647 = 4-BRSA-711-RJS	OG	01/12/2009		5.802		2.500	4.000	246	
Tupi	BM-S-11	1-RJS-628 = 1-BRSA-369A-RJS	OG	12/10/2006		6.000	2.126	1.250	2.000	277	
Tupi NE	BM-S-11	3-RJ-S-662A = 3-BRSA-755A	OG	16-7-2009**		6.225	2.100	1.250	2.000	271	
Tupi Centro	BM-S-11	3-BRSA-795-RJS	OG	3/1/2010**		5.539	2.131	1.250	2.000	267	
Tupi Sul	BM-S-11	3-RJ-S-646 = 3-BRSA-496-RJS	OG	28/09/2007		5.314	2.172	1.250	2.000	288	
Caramba	BM-S-21	SPS-51 = BRSA-526-SPS	O	06/12/2007		1.037,0	5.350	2.234	10	4.000	347
Azulão - Ogum	BM-S-22	1-ESSO-3SPS	S	04/03/2009	1.384,0	4.974	2.223	0	0	371	
Guarani	BM-S-22	3-SPS-4-SPS	S	06/07/2009		5.400	2.241	0	0	356	
Jupiter	BM-S-24	1-RJS-652 = 1-BRSA-559-RJS	G	21/07/2008	1.394,0	5.618	2.187	5.000	8.000	293	
Corcovado-1	BM-S-52	6-BG-6-SPS	O	12/05/2009	699,0	5.715	818	10	1.333	130	
Corcovado-2	BM-S-52	6-BG-7-SPS	S	13/08/2009		6.131	647	0	0	112	
Bem-te-vi	BM-S-8	1-SPS-52A = 1-BRSA-532A-SPS	O	18/05/2008	2.430,0	6.975	2.139	10	10.000	288	
Abaré Oeste	BM-S-9	4-SPS-66C = 4-BRSA-723C	OG	19/09/2009	1.880,0	6.086	2.163	2.100	7.481	290	
Carioca	BM-S-9	1-SPS-50 = 1-BRSA-491-SPS	O	15/09/2007		6.668	2.135	2.100	7.481	283	
Iguaçu	BM-S-9	4-SPS-60 = 4-BRSA-709-SPS	O	18/04/2009		5.343	2.135	2.100	7.481	311	
Guará NE	BM-S-9	3-SPS-69 = 3-BRSA-788	O	4/12/2009**		5.539	2.127	1.100	2.000	296	
Guará	BM-S-9	1-SPS-55 = 1-BRSA-594-SPS	OG	17/07/2008		6.137	2.141	1.100	2.000	309	
Florim	NI	NI	O	NI		271,0			467	467	
Franco	NI	2-ANP-1-RJS	O	1-5-2010**		2.611,7	6.425	1.915	4.500	4.500	183
Libra	NI	2-ANP-2-RJS	O	1-6-2010**	2.901,9	6.972	1.968	4.500	5.500	180	

O: Óleo; G: Gás; S: Seco; NI: Não Informado

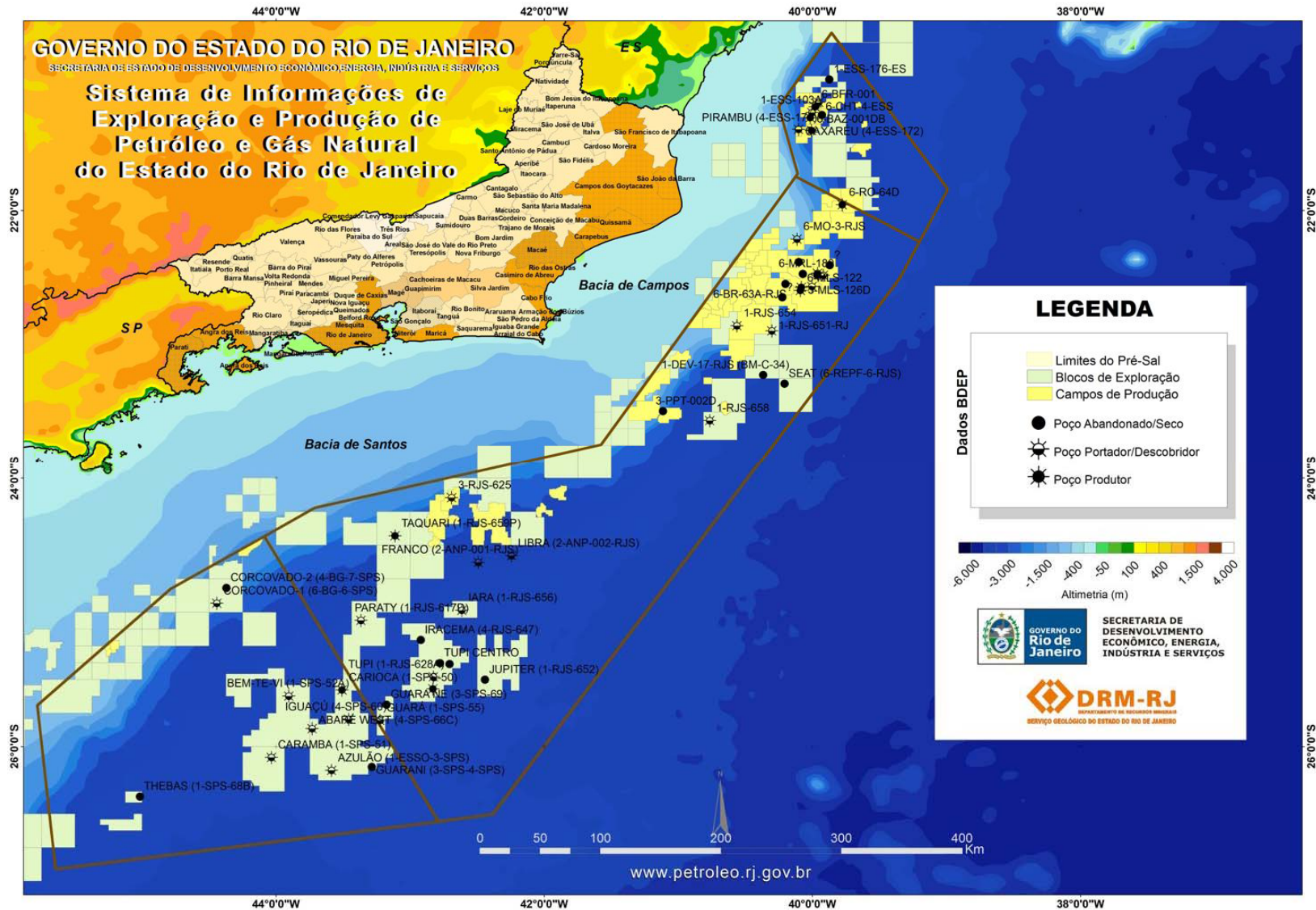


Figura 16 – Área de simulação - toda a área do Pré-Sal segundo a Proposta de Lei 5.938/08

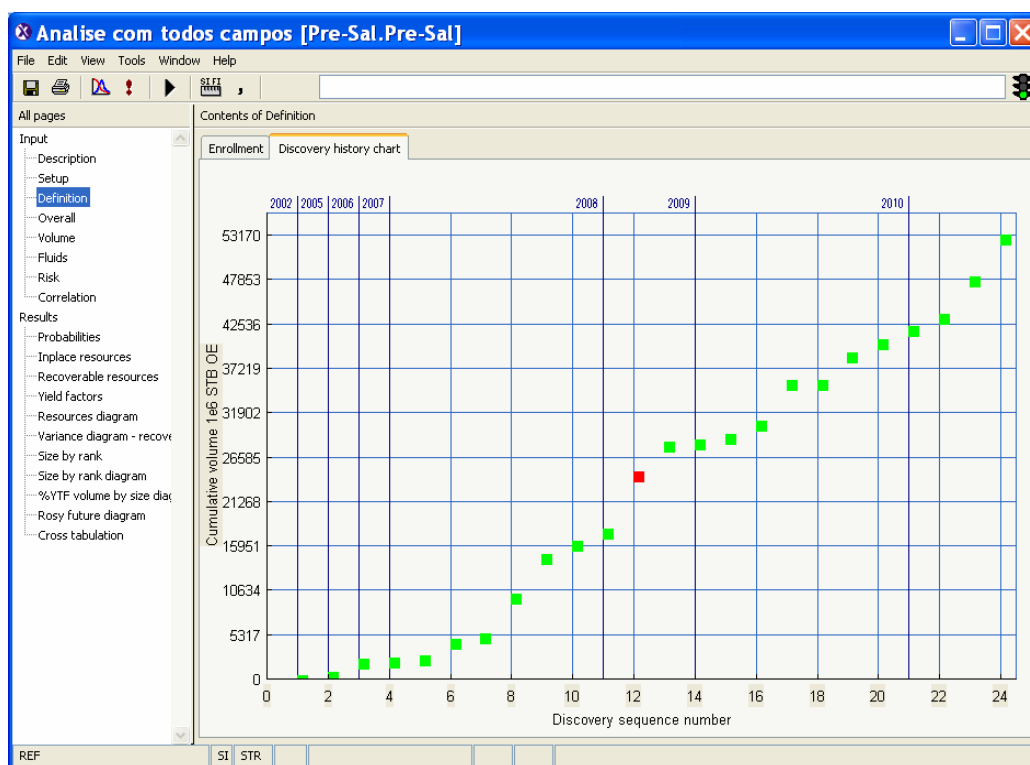


Figura 17 – Distribuição temporal das descobertas na área do Pré-Sal

The table shows the results of the simulation for recoverable resources. It is divided into sections for 'Total - Yet-to-find', 'Discovered resources', and 'Ultimate resources'. Each section lists various resource types and their characteristics, including mean, standard deviation, and percentiles (F90, F50, F10).

Resource type	Dist.type	Mean	Std dev	F90	F50	F10
<b>Total - Yet-to-find [1e6 STB OE]</b>						
Number of postulated accumulations	MC(1000)	48.8	10.1	36.0	49.0	62.0
Number of mapped accumulations	MC(1000)	24.3	3.6	20.0	24.0	29.0
Number of enrolled accumulations	Const	0	0.0	0	0	0
Number of accumulations	MC(1000)	73.2	10.6	60.0	73.0	87.0
Unconditional number of accumulations	MC(1000)	73.2	10.6	60.0	73.0	87.0
Accumulation size	MC(73194)	2205.1	2587.7	342.5	1330.4	5081.3
Conditional prospect potential	MC(73194)-r	1017.0	2072.8	0.0	0.0	3019.3
Cond. B play potential	MC(1000)	163880.0	32527.3	123241.3	163394.0	205562.4
Cond. A play potential	MC(1000)	163880.0	32527.3	123241.3	163394.0	205562.4
Uncond. play potential	MC(1000)	163880.0	32527.3	123241.3	163394.0	205562.4
<b>Discovered resources [1e6 STB OE]</b>						
Number of discoveries	MC(1000)	24.0	0.0	24.0	24.0	24.0
Discovery size	MC(24000)	2206.6	1950.8	206.1	1596.0	5140.8
Specified discovered play resources	MC(1000)	196633.6	28184.3	159410.4	196257.4	234991.7
Discovered play resources	MC(1000)	249760.9	28338.4	211686.0	249523.5	287307.2
<b>Ultimate resources [1e6 STB OE]</b>						
Number of accumulations	MC(1000)	97.2	10.6	84.0	97.0	111.0
Accumulation size	MC(97194)	2221.3	2472.5	299.7	1441.2	5170.1
Unrisked play resources	MC(1000)	413641.1	44024.8	358467.8	412873.7	470098.4
Unconditional play resources	MC(1000)	413641.1	44024.8	358467.8	412873.7	470098.4

Figura 18 – Resultados da simulação para toda área do Pré-Sal

Na Figura 17, podemos observar que a distribuição temporal (eixo X) das descobertas na área do Pré-Sal apresenta um comportamento linear ascendente, o que nos leva a acreditar que a fase de novas descobertas ainda não terminou. Graficamente o fim desta fase é caracterizado pela horizontalidade da curva, criando um patamar. Esta curva ascendente é o primeiro indício que ainda há muito a se descobrir na região.

Os valores apresentados nos resultados representam os limites dos percentis F10 e F90 e entre parêntesis, o valor médio.

Na Figura 18 são apresentados os resultados da simulação. Foi calculado que o potencial de recursos em hidrocarbonetos ainda a serem descobertos (yet-to-find) está entre 125 e 205 bboe (média de 164 bboe), o que representa uma densidade total entre 906.000 e 1.442.000 boe/km<sup>2</sup>, não muito distante da densidade encontrada nos blocos de produção da Bacia de Campos que é de aproximadamente 1.000.000 boe/km<sup>2</sup>.<sup>11</sup> Foram simuladas entre 60 e 87 (média de 73 descobertas) novas ocorrências, com volumes entre 170 Mboe e 14.000 Mboe.

---

<sup>11</sup> Esta densidade se refere às reservas provadas (10.328 mboe) dividida pela área dos blocos concedidos (10.344 km<sup>2</sup>) na Bacia de Campos (ANP, 2009)

#### 4.2.2 Simulação para o Cluster de TUPI

A simulação para todos os 149.000 km<sup>2</sup> da área delimitada como área do Pré-Sal, devido a sua grande extensão, as descontinuidades e heterogeneidades litológicas e estruturais, aumenta muito as incertezas. Para minimizar essas incertezas podemos diminuir a área a ser simulada, aumentando assim a confiabilidade dos resultados.

Na segunda simulação escolhemos uma área de 250 km x 250 km (62.500 km<sup>2</sup>), que envolve todos os blocos do *cluster* de Tupi (Figura 19). Como dados de entrada foram inseridos no sistema a data da descoberta, área de representação, localização, distância da costa e os volumes estimados ou anunciados de 21 poços perfurados que ultrapassaram a camada de sal (Tabela 13) dos quais 3 poços foram secos, 18 em fase de exploração.

Assim como na simulação anterior, utilizamos a Distribuição de tamanho de campos como método de avaliação, com Múltiplas fases (óleo e gás) em uma área de 149 mil km<sup>2</sup> e os mesmos valores para os Fatores de Risco utilizados foram:

- Trapa e Selo (90%);
- Presença de Reservatório (80%);
- Qualidade do Reservatório (75%); e
- Fonte e Migração (90%).



Tabela 13 – Prospectos utilizados na simulação do Cluster de Tupi

Campo	Bloco	Poço descobridor	Tipo de Fluido	Data conclusão	Área (km <sup>2</sup> )	Prof. do poço (m)	Lâm. d'água (m)	Vol. Min. óleo recup. (bboe)	Vol. Max. óleo recup. (bboe)	Dist. da costa (km)
Iara	BM-S-11	1-RJS-656 = 1-BRSA-618-RJS	O	16/09/2008	2.295,0	6.200	2.230	3.000	4.000	232
Iracema	BM-S-11	4-RJS-647 = 4-BRSA-711-RJS	OG	01/12/2009		5.802		2.500	4.000	246
Tupi	BM-S-11	1-RJS-628 = 1-BRSA-369A-RJS	OG	12/10/2006		6.000	2.126	1.250	2.000	277
Tupi NE	BM-S-11	3-RJ-S-662A = 3-BRSA-755A	OG	16-7-2009**		6.225	2.100	1.250	2.000	271
Tupi Centro	BM-S-11	3-BRSA-795-RJS	OG	3/1/2010**		5.539	2.131	1.250	2.000	267
Tupi Sul	BM-S-11	3-RJ-S-646 = 3-BRSA-496-RJS	OG	28/09/2007		5.314	2.172	1.250	2.000	288
Caramba	BM-S-21	SPS-51 = BRSA-526-SPS	O	06/12/2007	1.037,0	5.350	2.234	10	4.000	347
Azulão - Ogum	BM-S-22	1-ESSO-3SPS	S	04/03/2009	1.384,0	4.974	2.223	0	0	371
Guarani	BM-S-22	3-SPS-4-SPS	S	06/07/2009		5.400	2.241	0	0	356
Jupiter	BM-S-24	1-RJS-652 = 1-BRSA-559-RJS	G	21/07/2008	1.394,0	5.618	2.187	5.000	8.000	293
Corcovado-1	BM-S-52	6-BG-6-SPS	O	12/05/2009	699,0	5.715	818	10	1.333	130
Corcovado-2	BM-S-52	6-BG-7-SPS	S	13/08/2009		6.131	647	0	0	112
Bem-te-vi	BM-S-8	1-SPS-52A = 1-BRSA-532A-SPS	O	18/05/2008	2.430,0	6.975	2.139	10	10.000	288
Abaré Oeste	BM-S-9	4-SPS-66C = 4-BRSA-723C	OG	19/09/2009	1.880,0	6.086	2.163	2.100	7.481	290
Carioca	BM-S-9	1-SPS-50 = 1-BRSA-491-SPS	O	15/09/2007		6.668	2.135	2.100	7.481	283
Iguaçu	BM-S-9	4-SPS-60 = 4-BRSA-709-SPS	O	18/04/2009		5.343	2.135	2.100	7.481	311
Guará NE	BM-S-9	3-SPS-69 = 3-BRSA-788	O	4/12/2009**		5.539	2.127	1.100	2.000	296
Guará	BM-S-9	1-SPS-55 = 1-BRSA-594-SPS	OG	17/07/2008		6.137	2.141	1.100	2.000	309
Florim	NI	NI	O	NI	271,0			467	467	
Franco	NI	2-ANP-1-RJS	O	1-5-2010**	2.611,7	6.425	1.915	4.500	4.500	183
Libra	NI	2-ANP-2-RJS	O	1-6-2010**	2.901,9	6.972	1.968	4.500	5.500	180

O: Óleo; G: Gás; S: Seco; NI: Não Informado

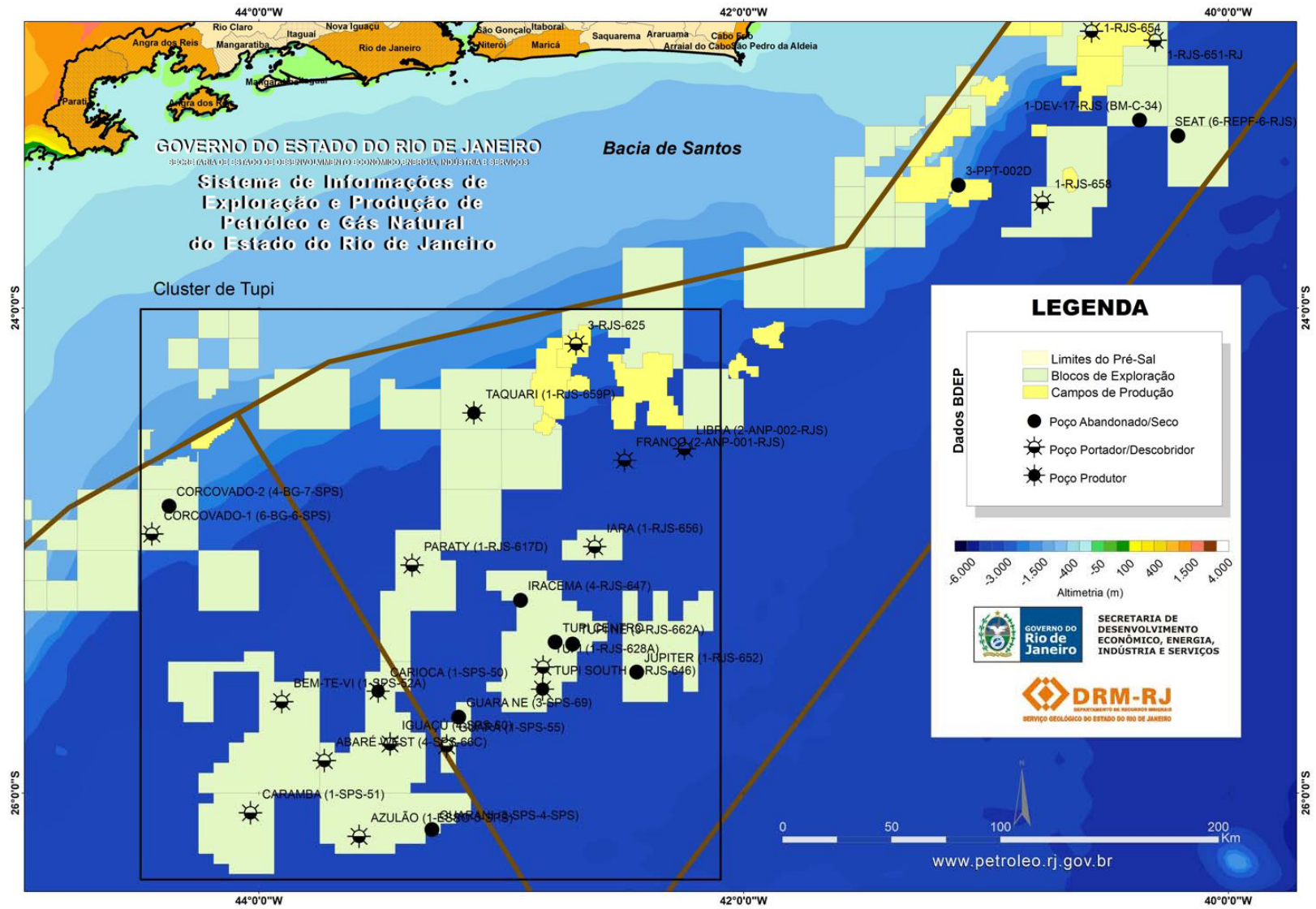


Figura 19 – Área de simulação – o cluster de Tupi

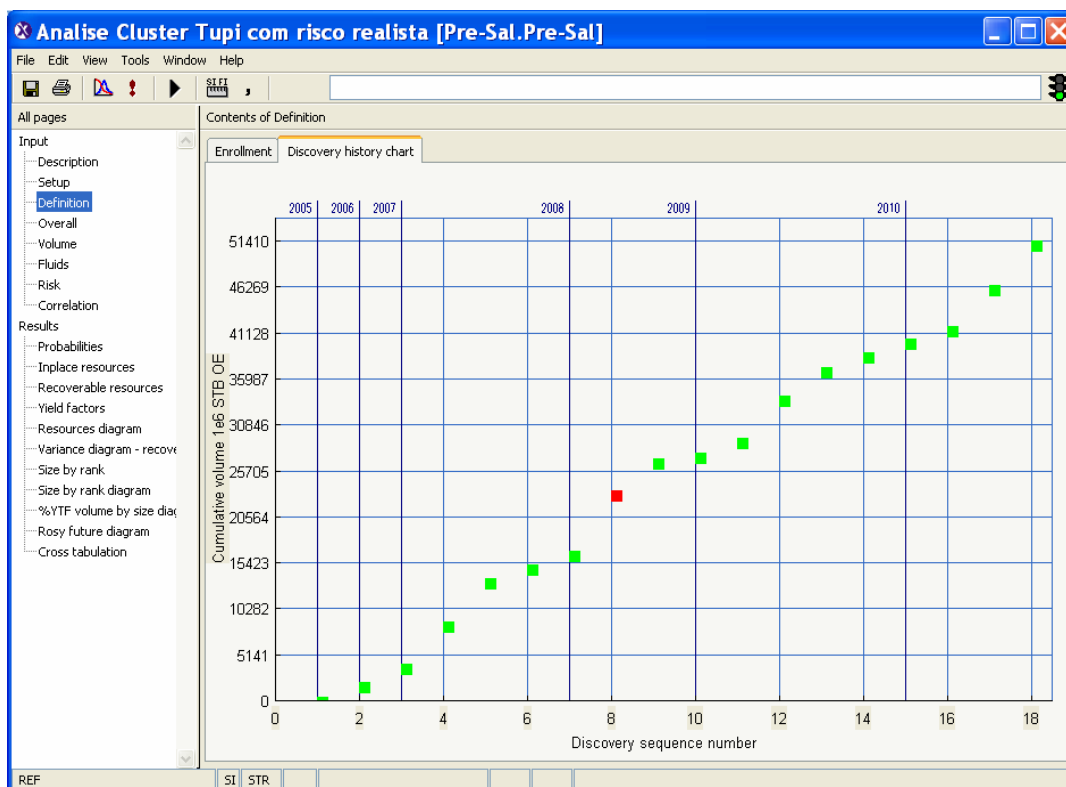


Figura 20 – Distribuição temporal das descobertas na área do *cluster* de Tupi

The table below summarizes the simulation results for recoverable resources, categorized by resource type and discovery scenario.

Resource type	Dist. type	Mean	Std dev	F90	F50	F10
<b>Total - Yet-to-find [1e6 STB OE]</b>						
Number of postulated accumulations	MC(500)	19.2	4.1	14.0	19.0	24.0
Number of mapped accumulations	MC(500)	10.2	2.3	7.0	10.0	13.0
Number of enrolled accumulations	Const	0	0.0	0	0	0
Number of accumulations	MC(500)	29.3	4.5	24.0	29.0	36.0
Unconditional number of accumulations	MC(500)	29.3	4.5	24.0	29.0	36.0
Accumulation size	MC(14673)	2825.6	2169.0	855.8	2189.3	5567.0
Conditional prospect potential	MC(14673)-r	1307.1	2039.9	0.0	0.0	3900.6
Cond. B play potential	MC(500)	83532.0	17284.4	63656.8	82049.0	106087.3
Cond. A play potential	MC(500)	83532.0	17284.4	63656.8	82049.0	106087.3
Uncond. play potential	MC(500)	83532.0	17284.4	63656.8	82049.0	106087.3
<b>Discovered resources [1e6 STB OE]</b>						
Number of discoveries	MC(500)	18.0	0.0	18.0	18.0	18.0
Discovery size	MC(9000)	2854.9	1860.3	756.3	1890.6	5448.9
Specified discovered play resources	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Discovered play resources	MC(500)	51388.1	2179.3	48610.3	51378.8	54102.2
<b>Ultimate resources [1e6 STB OE]</b>						
Number of accumulations	MC(500)	47.3	4.5	42.0	47.0	54.0
Accumulation size	MC(23673)	2838.2	2055.8	836.2	2137.4	5482.1
Unrisked play resources	MC(500)	134920.0	17490.8	114241.7	133172.9	158350.0
Unconditional play resources	MC(500)	134920.0	17490.8	114241.7	133172.9	158350.0

Figura 21 – Resultados da simulação para o *cluster* de Tupi

Na Figura 20, podemos observar que a distribuição temporal das descobertas na área do Pré-Sal, como na primeira simulação, apresenta o mesmo comportamento linear ascendente.

Como resultado (Figura 21) foi obtido que o potencial de recursos *yet-to-find* está entre 63 e 106 bboe<sup>12</sup> (média de 82 bboe), o que representa uma densidade total entre 1.000.000 e 1.696.000 boe/km<sup>2</sup>, não muito distante da densidade encontrada nos blocos de produção da Bacia de Campos que é de aproximadamente 1.000.000 boe/km<sup>2</sup>.<sup>13</sup> Foram simuladas entre 24 e 36 (média de 29) novas ocorrências, com volumes entre 500 Mboe e 9.500 Mboe.

---

<sup>12</sup> O volume calculado é referente ao volume recuperável com o atual conhecimento geológico e a atual tecnologia disponível. Esses volumes podem ser maiores, de acordo com o aumento do Fator de Recuperação.

<sup>13</sup> Esta densidade se refere às reservas provadas (10.328 mboe) dividida pela área dos blocos concedidos (10.344 km<sup>2</sup>) na Bacia de Campos (ANP, 2009)

## 5 A ECONOMIA FLUMINENSE E A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

O estado do Rio de Janeiro está situado na região sudeste, a região mais rica do país e que concentra mais 57% do Produto Interno Bruto nacional. Tem a segunda maior economia do país movimentando em 2009 mais de R\$ 296,8 bilhões (11% do PIB brasileiro no Gráfico 7). Apesar de sua pequena extensão territorial, é o 3º menor estado da federação com quase 44 mil quilômetros quadrados (0,5% do território brasileiro), abriga 8,4% da população brasileira (15,4 milhões de habitantes) e possui o 3º maior PIB *per capita* (R\$ 19.245,00) do país (IBGE, 2009).

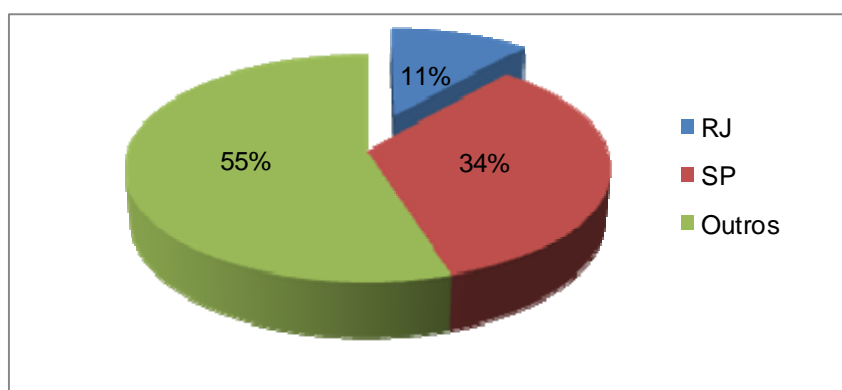


Gráfico 7 – Participação do estado do Rio de Janeiro no PIB brasileiro  
Fonte: adaptado de Rio de Janeiro, 2008

Em 2009, a receita do Governo do Estado do Rio de Janeiro foi de R\$ 40,6 bilhões. As principais fontes destes recursos são tributos, contribuições, taxas, aplicações e transferências dentre as quais se destacaram a arrecadação de ICMS no montante de R\$ 20,6 bilhões (51%), seguido pela transferência dos Royalties e da Participação Especial com R\$ 4,9 bilhões (12%) e da arrecadação do IPVA e do IRPF com R\$ 1,5 bilhão (3,7%) e R\$ 1,3 bilhão (3,2%), respectivamente (Gráfico 8, SEF-RJ, 2009).

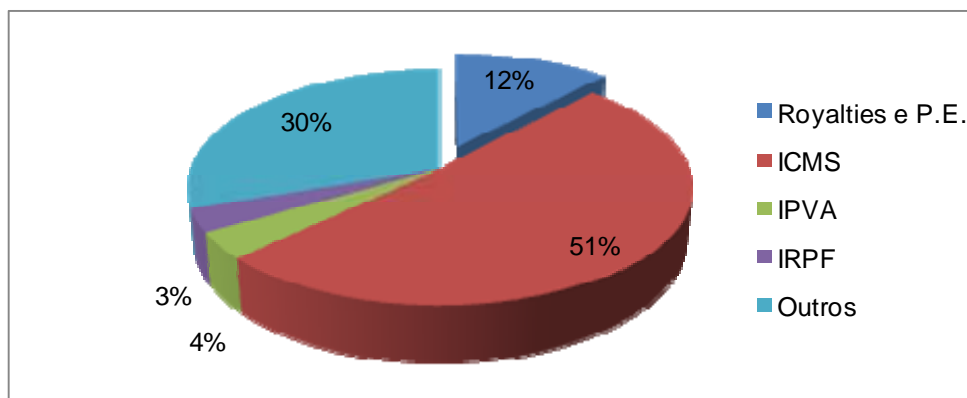


Gráfico 8 – Participação das Participações Governamentais na arrecadação do Estado do Rio de Janeiro  
 Fonte: adaptado de Rio de Janeiro, 2008

As atividades econômicas que mais contribuíram com a arrecadação do ICMS no estado foram os serviços de comunicação com R\$ 3,3 bilhões (17,9%), energia elétrica com R\$ 2,7 bilhões (14,7%) e petróleo com R\$ 2,3 bilhões (12,3%). Neste mesmo ano, a transferência do Governo Federal para o Governo Estadual em Royalties e Participação Especial foi de R\$ 1,7 bilhão e 3,2 bilhões, respectivamente, totalizando R\$ 4,9 bilhões (Gráfico 9). Essa contribuição poderia ser maior, como veremos adiante no Item 5.2.4.

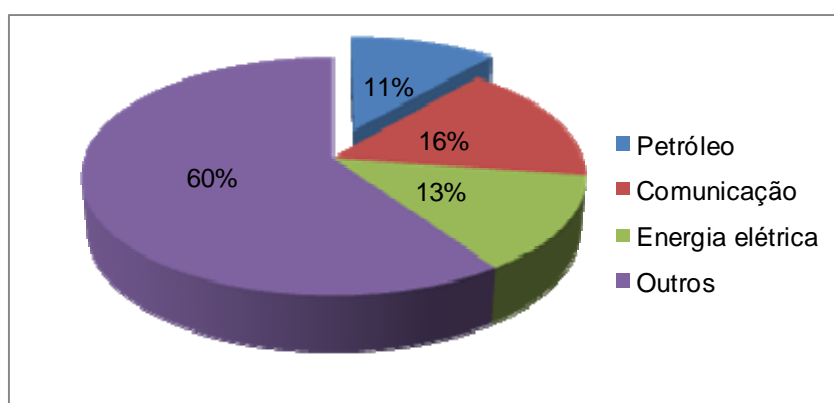


Gráfico 9 – Participação do setor de petróleo na arrecadação de ICMS no Estado do Rio de Janeiro  
 Fonte: adaptado de Rio de Janeiro, 2008

A economia do estado é baseada no turismo, comércio e serviços. O setor de serviços na área de petróleo é muito importante no estado. Como foi citado

anteriormente, o Rio de Janeiro é responsável pela produção de 82% petróleo do país, e para manter o nível da produção nacional de petróleo se faz necessário uma grande rede de apoio. Os serviços de comunicação, cabotagem, manutenção de equipamentos, saúde e segurança são alguns exemplos de serviços técnicos especializados que são demandados por esta rede de apoio.

Além dos serviços de apoio direto à produção, o estado dispõe de 17 dos 30 estaleiros brasileiros dedicados à construção e manutenção das plataformas, navios de transporte e barcos de apoio.

Esses dados mostram a importância da indústria do Petróleo na economia do Estado do Rio de Janeiro. O fato do estado do Rio de Janeiro ser o maior produtor de petróleo do país com 1,6 Mbpd, ser o segundo em produção gás natural contribuindo com 47% da produção nacional, possuir 81% das reservas provadas de petróleo e 47,53% das reservas provadas de gás natural demonstram por outro lado a importância do Rio de Janeiro para indústria do Petróleo.

### **5.1 As Participações Governamentais e a Economia Fluminense**

No Gráfico 8, podemos observar que as Participações Governamentais representam 12% da arrecadação estadual. Somadas, as arrecadações estaduais e municipais no Rio de Janeiro de Royalties e de Participação Especial chegaram em 2009 a R\$ 7,5 bilhões (45% do total distribuído, na Tabela 14). O total acumulado de 1999 a 2009 chega a R\$ 53,7 bilhões (46%) de um total acumulado de R\$ 117,2 bilhões (Tabela 15). Uma média de quase R\$ 5 bilhões anuais.

Tabela 14 – Síntese das Participações Governamentais no ano de 2009 (compilação de dados obtidos em ANP, 2010a)

Recebedor	Royalties	%	PE	%	Total	%
Rio de Janeiro (estado+municípios)	3,5	43%	4,0	47%	7,5	45%
Demais Estados e Municípios Produtores	1,5	19%	0,3	4%	1,8	11%
União	2,5	31%	4,2	49%	6,7	40%
Fundo Especial	0,6	7%	0,0	0%	0,6	4%
<b>Total</b>	<b>8,1</b>	<b>100%</b>	<b>8,5</b>	<b>100%</b>	<b>16,6</b>	<b>100%</b>

em bilhões de reais

Tabela 15 – Síntese das Participações Governamentais de 1999 a 2009 (compilação de dados obtidos em ANP, 2010a)

Recebedor	Royalties	%	PE	%	Total	%
Rio de Janeiro (estado+municípios)	25,4	43%	28,3	48%	53,7	46%
Demais Estados e Municípios Produtores	12,3	21%	1,0	2%	13,3	11%
União	16,4	28%	29,4	50%	45,8	39%
Fundo Especial	4,4	8%	0,0	0%	4,4	4%
<b>Total</b>	<b>58,5</b>	<b>100%</b>	<b>58,7</b>	<b>100%</b>	<b>117,2</b>	<b>100%</b>

em bilhões de Reais

### 5.1.1 A previsão de arrecadação de Royalties e PE

Na Tabela 16 observamos a tendência de aumento nas arrecadações de Royalties e Participação Especial. Essa tendência pode ser explicada pelo aumento, ano após ano, da produção, juntamente com a tendência de alta do preço internacional de venda do barril de petróleo (Gráfico 10). Como vimos no Item 2.5.1, o valor a ser recolhido de Royalties é o produto entre um percentual do volume produzido, o preço médio de venda do petróleo ou gás natural e a taxa de câmbio, ou seja, o crescimento de cada fator isoladamente aumenta linearmente o montante a ser pago e o aumento de mais de um dos fatores faz com que esse crescimento seja exponencial (Gráfico 11).

Em particular o ano de 2008 apresenta um pico de arrecadação que pode ser explicado por uma alta significativa no preço internacional do barril de petróleo. Esse aumento se deu em função de uma crise internacional financeira que se anunciava.



Essa crise foi resultado de uma bolha especulativa no setor de financiamento imobiliário nos Estados Unidos. O mercado antevendo o “estouro” da bolha se protegeu investindo em *commodities* como o ouro<sup>14</sup> e o petróleo. Essa corrida elevou os preços dessas *commodities* a valores recordes. Naquele ano, o preço médio anual do barril chegou a US\$ 104,56 (Gráfico 11). No auge da crise, no mês Junho, o preço médio mensal foi de US\$ 133,18, com um pico recorde de US\$ 145,28 no dia três.

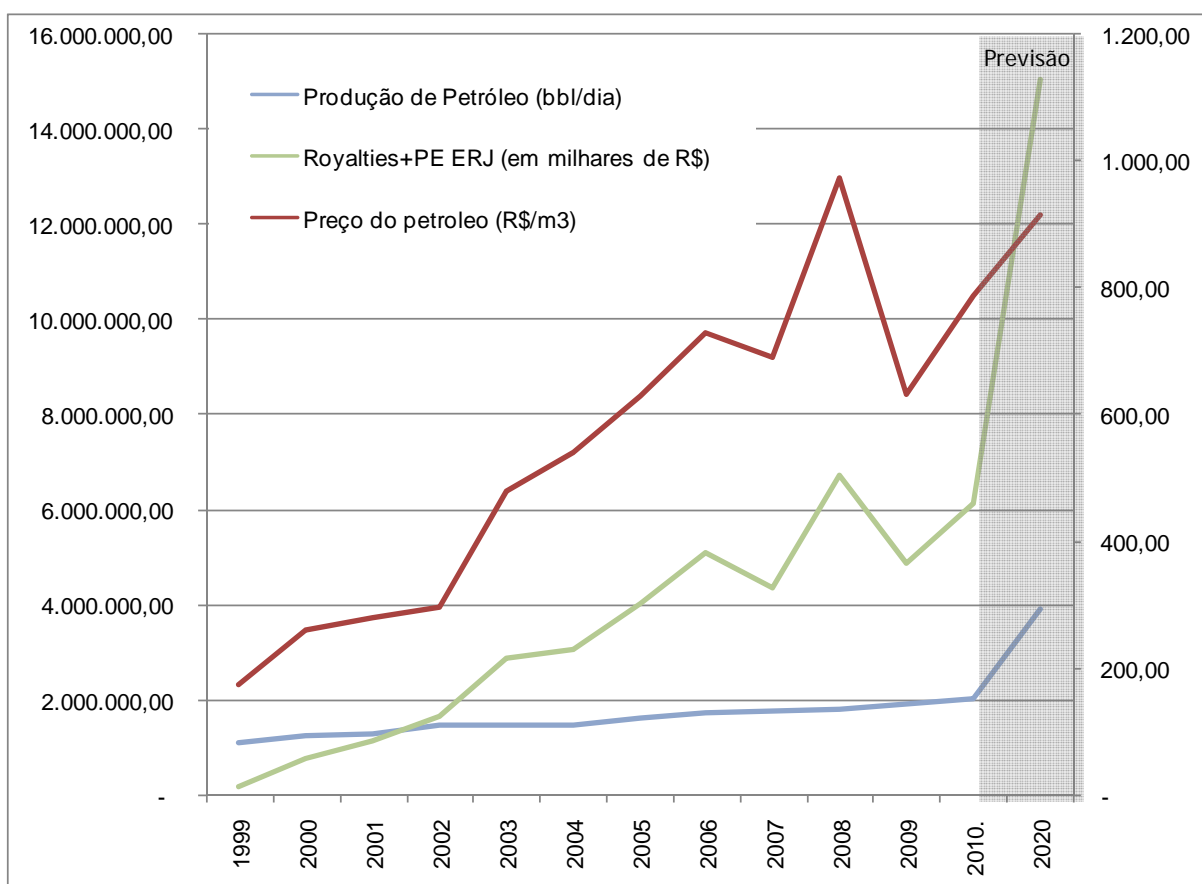


Gráfico 10 – Comparação entre os valores médios de Produção e o Preço do Petróleo e a Arrecadação anual de Royalties no Estado do Rio de Janeiro  
Fonte: compilação de dados obtidos em Agência Nacional do Petróleo, 2010

Visando prever a arrecadação futura precisamos observar a tendência dos três fatores que compõem o valor a ser arrecadado em Royalties e Participação Especial:

<sup>14</sup> O preço do ouro continua em tendência de alta. Nos últimos dez anos o preço do ouro partiu de US\$ 257/onça para US\$ 1.356/onça em outubro de 2010 (WGC, 2010)

Tabela 16 – Acumulado das participações Governamentais de 1999 a 2009

<b>Royalties</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>Total</b>
Outros Estados	330.443	623.286	762.478	1.020.959	1.413.174	1.618.686	1.984.329	2.380.442	2.291.236	3.321.568	2.386.248	<b>18.132.849</b>
<i>Estado do RJ</i>	<i>190.040</i>	<i>367.806</i>	<i>461.457</i>	<i>671.656</i>	<i>907.744</i>	<i>1.041.661</i>	<i>1.318.598</i>	<i>1.646.731</i>	<i>1.563.533</i>	<i>2.262.774</i>	<i>1.709.375</i>	<b>12.141.375</b>
Outros Municípios	327.440	622.860	769.268	1.070.435	1.474.618	1.700.445	2.110.827	2.612.338	2.541.054	3.704.146	2.699.377	<b>19.632.808</b>
<i>Municípios do ERJ</i>	<i>206.707</i>	<i>397.088</i>	<i>492.353</i>	<i>740.207</i>	<i>997.787</i>	<i>1.138.916</i>	<i>1.446.810</i>	<i>1.821.494</i>	<i>1.735.204</i>	<i>2.477.092</i>	<i>1.872.103</i>	<b>13.325.761</b>
União	527.246	490.547	608.478	858.917	1.186.231	1.354.951	1.888.782	2.122.725	2.073.696	3.056.866	2.242.947	<b>16.411.386</b>
Fundo Especial	68.469	131.057	163.036	233.672	322.352	368.741	411.146	588.036	576.573	855.277	629.233	<b>4.347.592</b>
<b>Total Brasil</b>	<b>1.253.598</b>	<b>1.867.750</b>	<b>2.303.260</b>	<b>3.183.983</b>	<b>4.396.375</b>	<b>5.042.823</b>	<b>6.395.084</b>	<b>7.703.541</b>	<b>7.482.559</b>	<b>10.937.857</b>	<b>7.957.805</b>	<b>58.524.635</b>
<b>PE</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>Total</b>
Outros Estados		415.495	690.063	1.005.665	1.998.974	2.108.790	2.785.864	3.535.936	2.871.015	4.684.316	3.381.123	<b>23.477.241</b>
<i>Estado do RJ</i>		<i>415.495</i>	<i>682.945</i>	<i>995.630</i>	<i>1.961.297</i>	<i>2.044.674</i>	<i>2.699.306</i>	<i>3.453.866</i>	<i>2.798.617</i>	<i>4.454.354</i>	<i>3.175.451</i>	<b>22.681.635</b>
Outros Municípios		103.873	170.957	249.424	499.743	527.197	696.699	883.999	717.753	1.171.079	845.281	<b>5.866.005</b>
<i>Municípios do ERJ</i>		<i>103.873</i>	<i>170.736</i>	<i>248.907</i>	<i>490.324</i>	<i>511.168</i>	<i>675.060</i>	<i>863.466</i>	<i>699.654</i>	<i>1.113.588</i>	<i>793.862</i>	<b>5.670.638</b>
União		519.369	861.023	1.255.090	2.498.717	2.635.988	3.486.564	4.419.995	3.588.766	5.855.395	4.226.404	<b>29.347.311</b>
<b>Total Brasil</b>		<b>1.038.737</b>	<b>1.722.043</b>	<b>2.510.179</b>	<b>4.997.434</b>	<b>5.271.975</b>	<b>6.969.127</b>	<b>8.839.930</b>	<b>7.177.534</b>	<b>11.710.790</b>	<b>8.452.808</b>	<b>58.690.557</b>
<b>Royalties+PE</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>Total</b>
Outros Estados	330.443	1.038.781	1.452.541	2.026.624	3.412.148	3.727.476	4.770.193	5.916.378	5.162.251	8.005.884	5.767.371	<b>41.610.090</b>
<i>Estado do RJ</i>	<i>190.040</i>	<i>783.301</i>	<i>1.144.402</i>	<i>1.667.286</i>	<i>2.869.041</i>	<i>3.086.335</i>	<i>4.017.904</i>	<i>5.100.597</i>	<i>4.362.150</i>	<i>6.717.128</i>	<i>4.884.826</i>	<b>34.823.010</b>
Outros Municípios	327.440	726.733	940.225	1.319.859	1.974.361	2.227.642	2.807.526	3.496.337	3.258.807	4.875.225	3.544.658	<b>25.498.813</b>
<i>Municípios do ERJ</i>	<i>206.707</i>	<i>500.961</i>	<i>663.089</i>	<i>989.114</i>	<i>1.488.111</i>	<i>1.650.084</i>	<i>2.121.870</i>	<i>2.684.960</i>	<i>2.434.858</i>	<i>3.590.680</i>	<i>2.665.965</i>	<b>18.996.399</b>
União	527.246	1.009.916	1.469.501	2.114.007	3.684.948	3.990.939	5.375.346	6.542.720	5.662.462	8.912.261	6.469.351	<b>45.758.697</b>
Fundo Especial	68.469	131.057	163.036	233.672	322.352	368.741	411.146	588.036	576.573	855.277	629.233	<b>4.347.592</b>
<b>Total Brasil</b>	<b>1.253.598</b>	<b>2.906.487</b>	<b>4.025.303</b>	<b>5.694.162</b>	<b>9.393.809</b>	<b>10.314.798</b>	<b>13.364.211</b>	<b>16.543.471</b>	<b>14.660.093</b>	<b>22.648.647</b>	<b>16.410.613</b>	<b>117.215.192</b>

(em milhares de Reais)

Fonte: compilação de dados obtidos em Agência Nacional do Petróleo, 2010

### A taxa de câmbio

Na 153ª reunião do Comitê de Política Monetária do Banco Central do Brasil (COPOM), realizada entre os dias 31/08/2010 e 1º/09/2010, é indicada uma tendência de estabilização da taxa de câmbio em R\$ 1,80 por Dólar para 2011 (Gráfico 11).

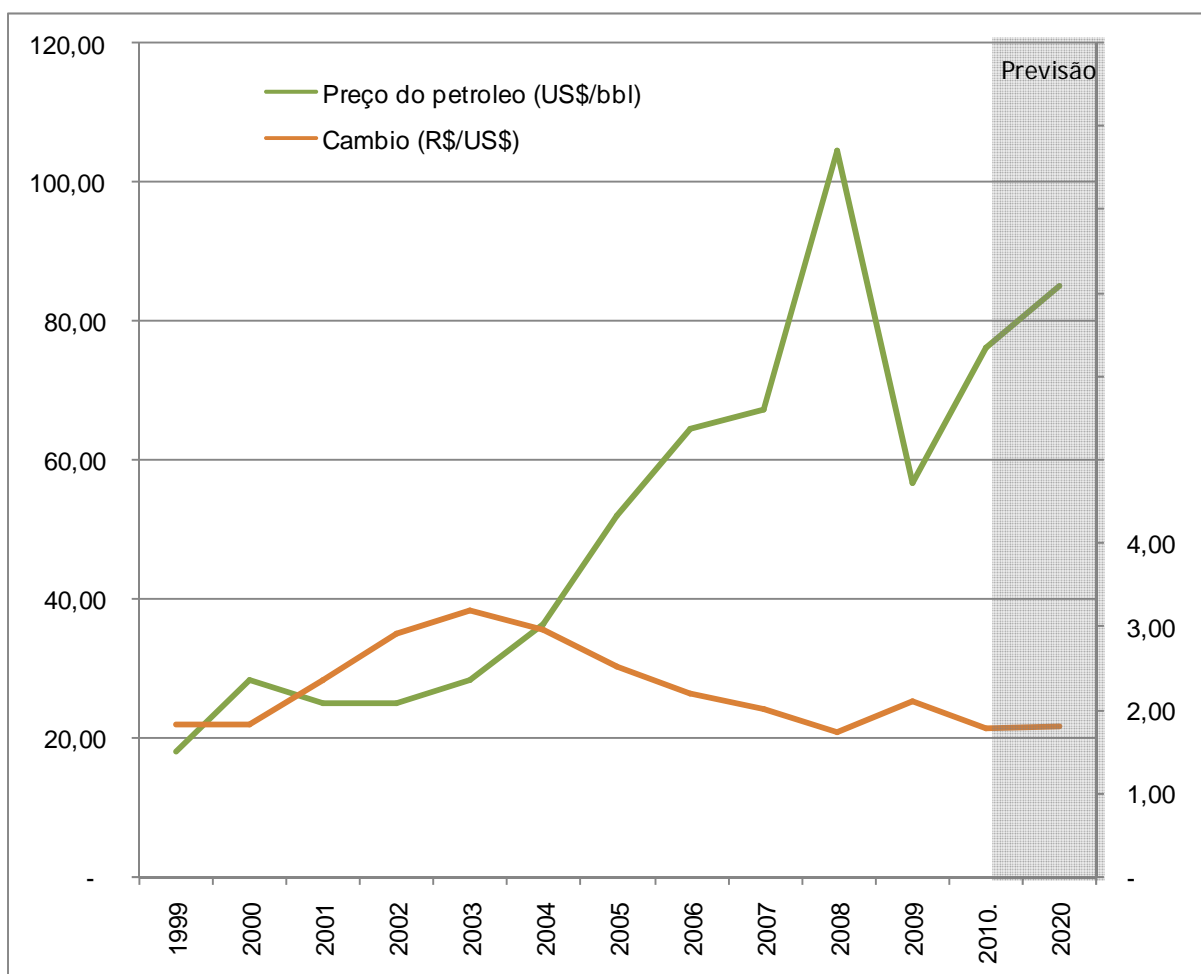
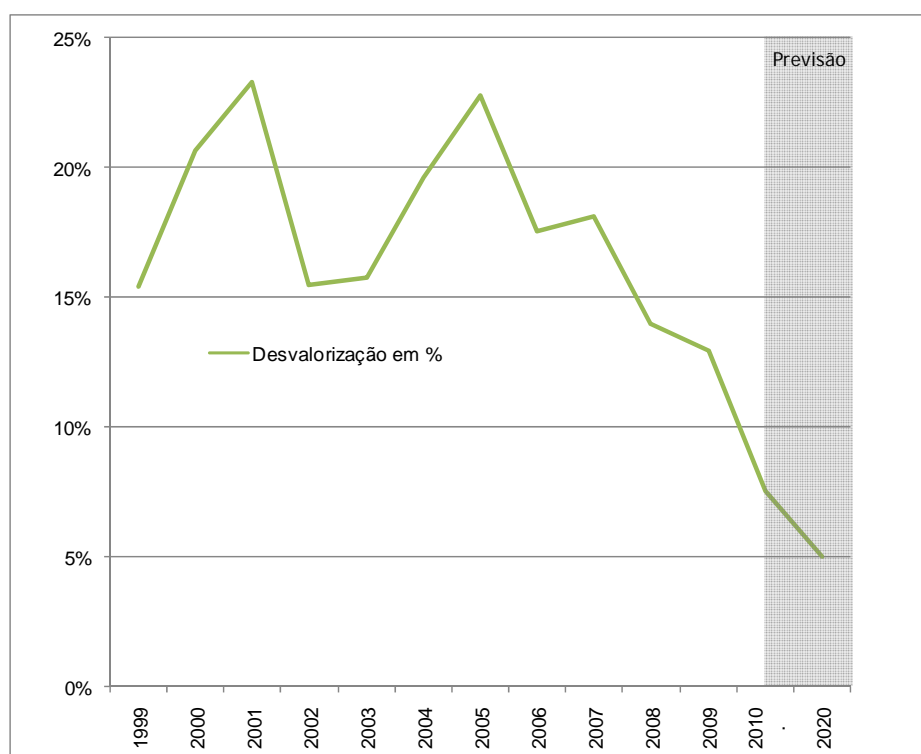


Gráfico 11 – Comparação entre as médias anuais da Taxa de Câmbio e o Preço do Petróleo

Fonte: compilação de dados obtidos em Agência Nacional do Petróleo, 2010

### *O preço internacional do petróleo*

Segundo a Agência Americana de Energia (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2010) a tendência é de um preço médio do barril do petróleo tipo WTI em US\$ 85,00 em 2011. Porém não é o preço do barril tipo WTI que entra na fórmula que calcula a arrecadação de Royalties e Participação Especial e sim o valor médio de venda de uma cesta de diferentes tipos de petróleo produzidos no Brasil. Historicamente existe uma desvalorização entre o preço do petróleo tipo WTI e essa cesta. A média dessa desvalorização entre 1999 e 2007 foi de 17,8% (Gráfico 12). Porém nos últimos três anos essa desvalorização caiu para 7,5% e continua em queda. Essa melhoria pode ser explicada pela entrada em produção de campos de petróleo de melhor qualidade<sup>15</sup>. Baseado nessas informações estimamos o preço médio de venda do barril de petróleo produzido no Brasil em 2011 em torno de US\$ 80,00.



<sup>15</sup> A qualidade está ligada ao grau API. Quanto maior esse valor, maior a quantidade de frações leves e por consequência de subprodutos com maior valor agregado.

Gráfico 12 – Taxa de desvalorização do preço médio de venda do petróleo nacional e o petróleo tipo Brent

Fonte: compilação de dados obtidos em Agência Nacional do Petróleo, 2010

### *O volume a ser produzido*

Considerando que a PETROBRAS é a principal produtora de petróleo do país com mais de 95% da produção nacional, e baseado no seu Plano de Negócios 2010-2014 (PETROBRAS, 2010a), a produção em território fluminense passará dos atuais 1,6 Mbpd para 2,4 Mbpd em 2014<sup>16</sup>, chegando a 3,6 Mbpd em 2020. O que significará mais que dobrar a produção de petróleo no estado do Rio de Janeiro. Além da PETROBRAS, apenas mais três empresas produzem na plataforma continental fluminense: Chevron, Devon e Shell.

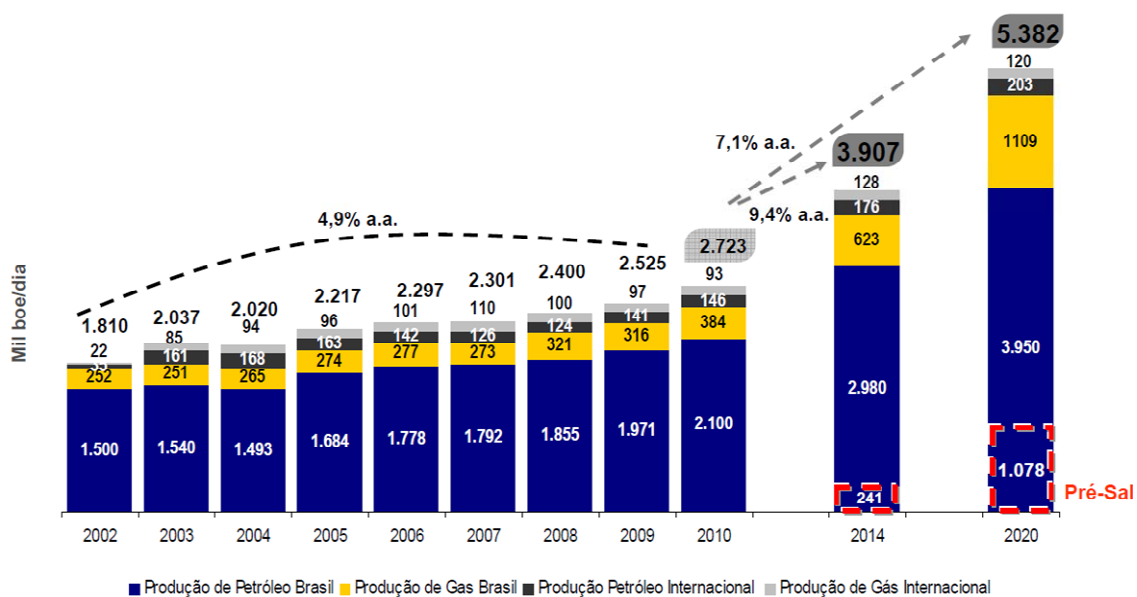


Figura 22 – Plano de produção da PETROBRAS 2010-2014-2020

Fonte: Petrobras, 2010a

<sup>16</sup> Acrescendo a produção 160 mbpd em 2010, 100 mbpd em 2011, 100 mbpd em 2012, 270 mbpd, em 2013 e 300 mbpd em 2014.

### 5.1.2 O potencial a ser arrecadado

Prevendo a estabilização da taxa de câmbio, um pequeno aumento do preço do petróleo e um aumento considerável da produção, podemos prever que, no mínimo, caso mantenha-se os critérios de distribuição, a arrecadação de Royalties e Participação Especial<sup>17</sup> para o Rio de Janeiro irá crescer significativamente.

A taxa de câmbio e o preço do petróleo são fatores que sofrem grandes variações em curtos espaços de tempo. É arriscado tecer qualquer previsão em longo prazo. Já o terceiro fator que compõe o cálculo de pagamento dos Royalties, a produção, depende da disponibilidade de recursos financeiros para investimentos, recursos físicos para aquisição e manutenção de sondas de perfuração, plataformas de produção, maquinário, etc. e recursos de pessoal para operação, manutenção e apoio.

Deste modo, optou-se por calcular o potencial a ser arrecadado baseado na tendência da taxa de câmbio em R\$ 1,8 por dólar e o preço médio de venda do barril de petróleo brasileiro de US\$ 80 em 2011. Quanto ao volume, calcularam-se os recursos em hidrocarbonetos que poderão ser extraídos durante a vida útil de produção dos campos no litoral fluminense. Quanto ao percentual a ser recolhido na forma de Royalties, utilizamos os seguintes parâmetros:

- Recursos em áreas já licitadas – que obedecerão aos critérios de distribuição do Regime de Concessão (apresentados anteriormente na Tabela 4); e
- Recursos em áreas não licitadas – que em sua maioria<sup>18</sup>, quando licitados, utilizarão os critérios do Regime de Partilha (Tabela 8), caso a lei que o regulamenta seja aprovada.

---

<sup>17</sup> Na proposta de Contrato de Partilha de Produção apresentada pelo Governo Federal, não é previsto o pagamento de Participação Especial. Nas tabelas que serão apresentadas, considerar o pagamento dessa contribuição neste novo tipo de contrato apenas para efeito de comparação.

<sup>18</sup> Sabe-se que não será a totalidade dos blocos a serem licitados em território fluminense, pois os limites legais do Pré-Sal não cobrem toda a Plataforma Continental (Figura 12) do estado, mas para simplificar os cálculos foi considerada essa premissa.

### *Áreas já licitadas*

Nesta simulação de arrecadação de Royalties e Participação Especial, utilizou-se o volume de 10,3 bboe<sup>19</sup> de reservas provadas mais um volume entre 19 e 43 bboe<sup>20</sup> de recursos possíveis calculados no Item 4.2.2. Deste modo, o volume total entre reservas provadas e possíveis, na plataforma continental do estado do Rio de Janeiro é entre 29 e 53 bboe.

Na simulação, os resultados apresentados mostraram que o potencial de recebimento de Participações Governamentais (Royalties e Participação Especial) pelo Rio de Janeiro e seus municípios (recursos injetados diretamente na economia do estado) é entre R\$ 479 bilhões e R\$ 876 bilhões distribuídos no período de produção desses recursos (Tabela 17). Esse período de produção pode ser variável em função da política que for estabelecida pela CNPE e pela ANP de acordo com os interesses nacionais.

Outro dado importante a ser observado é que se houver uma mudança também na distribuição dos recursos de áreas já licitadas que estão dentro da área delimitada como Pré-Sal, de acordo com a proposta apresentada no Item 2.6.2.2, os prejuízos do Rio de Janeiro e seus municípios poderão chegar à cifra de R\$ 486 bilhões distribuídos no período de produção desses recursos (Tabela 18).

---

<sup>19</sup> Segundo a ANP em território fluminense nos blocos já licitados sob o regime de concessão.

<sup>20</sup> São as estimativas anunciadas pela ANP e pelas operadoras em território fluminense nos blocos já licitados sob o regime de concessão (Tabela 13).

Tabela 17 – Simulação da arrecadação de Royalties e Participação Especial considerando as reservas provadas e possíveis em blocos já concedidos em território fluminense.

	Mínimo		Máximo	
Volume total (barris)	29.000.000.000		53.000.000.000	
Preços do barril (US\$)			80	
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)			1,8	
Preço do Barril (R\$)			144	
Receita Petróleo (R\$)	4.176.000.000.000		7.632.000.000.000	
<b>Royalties Total (R\$)</b>	10,00%	417.600.000.000	10,00%	763.200.000.000
Estados Confrontantes	2,625%	109.620.000.000	2,625%	200.340.000.000
Municípios Confrontantes	2,625%	109.620.000.000	2,625%	200.340.000.000
Municípios c/ Instalação	0,875%	36.540.000.000	0,875%	66.780.000.000
União	3,000%	125.280.000.000	3,000%	228.960.000.000
Fundo Especial de Est. e Mun.	0,875%	36.540.000.000	0,875%	66.780.000.000
<b>Participação Especial (R\$)</b>	1,07	446.832.000.000	1,07	816.624.000.000
Estados Confrontantes	40,00%	178.732.800.000	40,00%	326.649.600.000
Municípios Confrontantes	10,00%	44.683.200.000	10,00%	81.662.400.000
União	50,00%	223.416.000.000	50,00%	408.312.000.000
<b>Participações Governamentais (R\$)</b>		864.432.000.000		1.579.824.000.000
Estados Confrontantes		288.352.800.000		526.989.600.000
Municípios Confrontantes		154.303.200.000		282.002.400.000
Municípios c/ Instalação		36.540.000.000		66.780.000.000
União		348.696.000.000		637.272.000.000
Fundo Especial de Est. e Mun.		36.540.000.000		66.780.000.000

Tabela 18 – Diferença de arrecadação para os beneficiários entre o regime de concessão e o regime de partilha em território fluminense em áreas já licitadas.

Pré-Sal Licitado					
Barris	53.000.000.000				
Preços do barril (US\$)	80				
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	1,80				
Preço do Barril (R\$)	144				
Receita Total do Petróleo (R\$)	7.632.000.000.000				
	Concessão		Partilha		Diferença
<b>Royalties Total (R\$)</b>	10%	763.200.000.000	15%	1.144.800.000.000	381.600.000.000
Rio de Janeiro (Estado e Municípios)	61%	467.460.000.000	34%	389.232.000.000	(78.228.000.000)
Fundo especial + União	39%	297.648.000.000	66%	755.568.000.000	457.920.000.000
<b>Participação Especial (R\$)</b>	1,07	816.624.000.000	1,07	1.224.936.000.000	408.312.000.000
Rio de Janeiro (Estado e Municípios)	50%	408.312.000.000	0%	-	(408.312.000.000)
Fundo especial + União	50%	408.312.000.000	100%	1.224.936.000.000	816.624.000.000
<b>Royalties + PE (R\$)</b>		1.579.824.000.000		2.369.736.000.000	789.912.000.000
Rio de Janeiro (Estado e Municípios)		875.772.000.000		389.232.000.000	(486.540.000.000)
Fundo especial + União		705.960.000.000		1.980.504.000.000	1.274.544.000.000



### Áreas não licitadas

Para esta simulação partiu-se de um volume total a ser descoberto entre 125 e 205 bboe (Item 4.2.1) no Pré-Sal. Considerando que 91 mil (aproximadamente 60%) dos 149 mil km<sup>2</sup> da área delimitada do Pré-Sal estão em território fluminense, utilizou-se volumes *yet-to-find* entre 75 e 123 bboe .

Na simulação, os resultados apresentados mostraram que o potencial de recebimento de Royalties pelo Rio de Janeiro e seus municípios (recursos injetados diretamente na economia do estado) está entre R\$ 421 bilhões e R\$ 691 bilhões distribuídos no período de produção desses recursos (Tabela 19). Lembrando novamente que esse período de produção pode ser variável em função da política que for estabelecida pela CNPE e pela ANP de acordo com os interesses nacionais.

Tabela 19 – Arrecadação no regime de partilha em território fluminense em áreas não licitadas.

	Mínimo		Máximo	
Volume total (barris)	75.000.000.000		123.000.000.000	
Preços do barril (US\$)	80			
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	1,8			
Preço do Barril (R\$)	144			
Receita Petróleo (R\$)	10.800.000.000.000		17.712.000.000.000	
<b>Royalties Total (R\$)</b>	15,00%	1.620.000.000.000	15,00%	2.656.800.000.000
Estados Confrontantes	2,70%	291.600.000.000	2,70%	478.224.000.000
Municípios Confrontantes	0,90%	97.200.000.000	0,90%	159.408.000.000
Municípios c/ Instalação	0,30%	32.400.000.000	0,30%	53.136.000.000
União	4,50%	486.000.000.000	4,50%	797.040.000.000
Fundo Especial de Est. e Mun.	1,60%	172.800.000.000	1,60%	283.392.000.000
Fundo Social	5,00%	540.000.000.000	5,00%	885.600.000.000

Se não houvesse a mudança do tipo de contrato de concessão para o regime de partilha o estado do Rio de Janeiro e seus municípios receberiam R\$ 1,1 trilhão a mais entre Royalties e Participação Especial durante o período de produção desses recursos (Tabela 20). Note que o maior impacto na arrecadação vem da extinção do pagamento de Participação Especial.

Tabela 20 – Diferença de arrecadação para os beneficiários entre o regime de concessão e o regime de partilha em território fluminense em áreas não licitadas.

Pré-Sal Não Licitado					
Barris	123.000.000.000				
Preços do barril (US\$)	80				
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	1,80				
Preço do Barril (R\$)	144				
Receita Total do Petróleo (R\$)	17.712.000.000.000				
	Concessão		Partilha		Diferença
<b>Royalties Total (R\$)</b>	10%	1.771.200.000.000	15%	2.656.800.000.000	885.600.000.000
Rio de Janeiro (Estado e Municípios)	61%	1.084.860.000.000	34%	903.312.000.000	(181.548.000.000)
Fundo especial + União	39%	690.768.000.000	66%	1.753.488.000.000	1.062.720.000.000
<b>Participação Especial (R\$)</b>	1,07	1.895.184.000.000	1,07	2.842.776.000.000	947.592.000.000
Rio de Janeiro (Estado e Municípios)	50%	947.592.000.000	0%	-	(947.592.000.000)
Fundo especial + União	50%	947.592.000.000	100%	2.842.776.000.000	1.895.184.000.000
<b>Royalties + PE (R\$)</b>		3.666.384.000.000		5.499.576.000.000	1.833.192.000.000
Rio de Janeiro (Estado e Municípios)		2.032.452.000.000		903.312.000.000	(1.129.140.000.000)
Fundo especial + União		1.638.360.000.000		4.596.264.000.000	2.957.904.000.000

A retirada do pagamento de Participação Especial do Contrato de Partilha de Produção é uma estratégia do Governo Federal para aumentar a concentração na União dos recursos provenientes da produção do petróleo do Pré-Sal. Os recursos que seriam pagos aos estados e municípios produtores na forma de Participação Especial não existirão mais. A extinção da Participação Especial, que era um ônus para o operador, aumenta o lucro da produção do petróleo que segundo o Contrato de Partilha de Produção é dividido entre a operadora e o Fundo Social. Desta forma, parte dos lucros provenientes da produção, que iriam para os estados e municípios produtores, vai para a operadora e conseqüentemente para seus acionistas.

### 5.1.3 O ICMS perdido

A constituição federal no seu artigo 155º, inciso X, letra b, estabelece que não incidirá o Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS):

*“sobre operações que destinem a outros Estados petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e energia elétrica;”*

Esta isenção ao mesmo tempo em que beneficiou estados grande consumidores de petróleo e energia elétrica (e.g.: São Paulo), prejudicou estados produtores destes dois insumos (e.g.: Rio de Janeiro e Paraná).

Como funciona a isenção: Um produto produzido em um estado deve pagar uma determinada alíquota de ICMS aos cofres deste estado de origem. Quando este produto é transportado para outro estado, se a alíquota de ICMS para este produto for maior no destino que na origem, a diferença deve ser paga ao estado de destino. Caso contrário, a alíquota no estado de destino é menor que no estado de origem, não há diferença a pagar em relação a este imposto no estado de destino. Este fato gera uma disputa tributária entre estados, pois se um determinado estado quiser receber algum pagamento de ICMS pela entrada de produtos, deverá cobrar uma alíquota de ICMS maior que as dos vizinhos. Esse procedimento muito provavelmente irá estrangular economicamente a produção deste produto localmente, pois a alíquota do ICMS é um dos critérios adotados na escolha do local de instalação de uma estrutura de produção.

Deste modo, se há a isenção do pagamento de ICMS na origem de um produto, o estado de destino tem a liberdade de escolher a alíquota que melhor lhe convier a ser cobrada.

Para simulação do quanto é renunciado anualmente em ICMS no estado do Rio de Janeiro, partimos das seguintes premissas:

- Produção 1,8 Mbpd na costa do Estado do Rio de Janeiro, o que equivale a uma produção anual de 657 Mboe;
- Preço médio do Barril: US\$ 80
- Câmbio (R\$/US\$): 1,8
- 88% do petróleo consumido por outros estados
- ICMS 12%

Chegou-se a um valor de R\$ 10 bilhões por ano em ICMS não arrecadado pelo Estado do Rio de Janeiro devido à produção de petróleo. Este valor corresponde a 133% do valor arrecadado entre Royalties e Participação Especial no ano de 2009. A participação do setor de petróleo no total arrecadado em ICMS no estado do Rio de Janeiro passaria de 11% (Gráfico 9) para 40% (Gráfico 13), caso não houvesse um sistema de cobrança diferenciado para esse insumo.

Considerando que a previsão apresentada no Plano de Negócios da Petrobras 2010-2014 é de instalação de dez novos projetos de produção até 2014, acrescentando 1,034 Mbpd (60% da produção atual de 1,8 Mbpd), em quatro anos essa evasão fiscal pode ultrapassar a casa dos R\$ 16 bilhões por ano. Com a meta de produzir 3,6 Mbpd em 2020, em 10 anos a evasão chegaria aos R\$ 20 bilhões por ano.

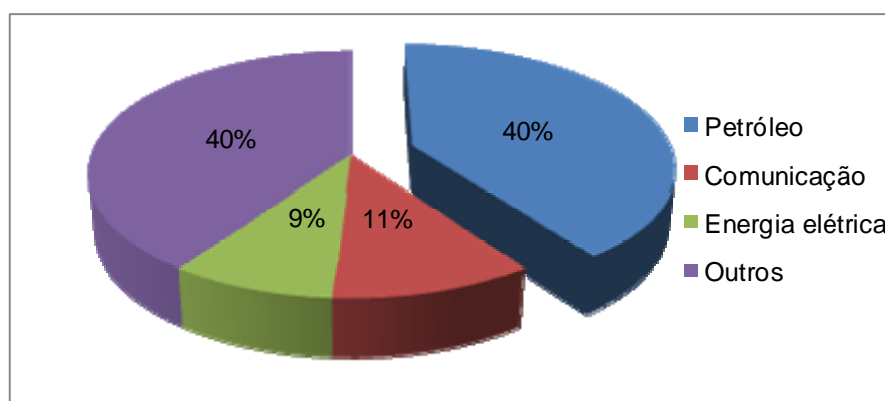


Gráfico 13 – Aumento da participação do setor de petróleo no total arrecadado em ICMS no RJ, caso não houvesse um sistema de cobrança diferenciado

## 5.2 A Indústria de Bens e Serviços de E&P e a Economia Fluminense

O Estado do Rio de Janeiro produz mais de 82% do petróleo nacional (CENTRO DE INFORMAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2010). Possui uma área prospectável para petróleo na plataforma continental de mais de 140 mil km<sup>2</sup> (em profundidades de até 3.000 m). Do total desta área, 38.292 km<sup>2</sup> (27%) já foram concedidos sob o regime Contrato de Concessão. Da área já concedida, 77% estão sob concessão da PETROBRAS e 23% de outras oito operadoras. Desta mesma área já concedida, 27% dos blocos já foram declarados campos comerciais, não necessariamente em produção, dos quais 90% estão sob concessão da PETROBRAS (Gráfico 14 e Tabela 21) e o restante com outras quatro operadoras.

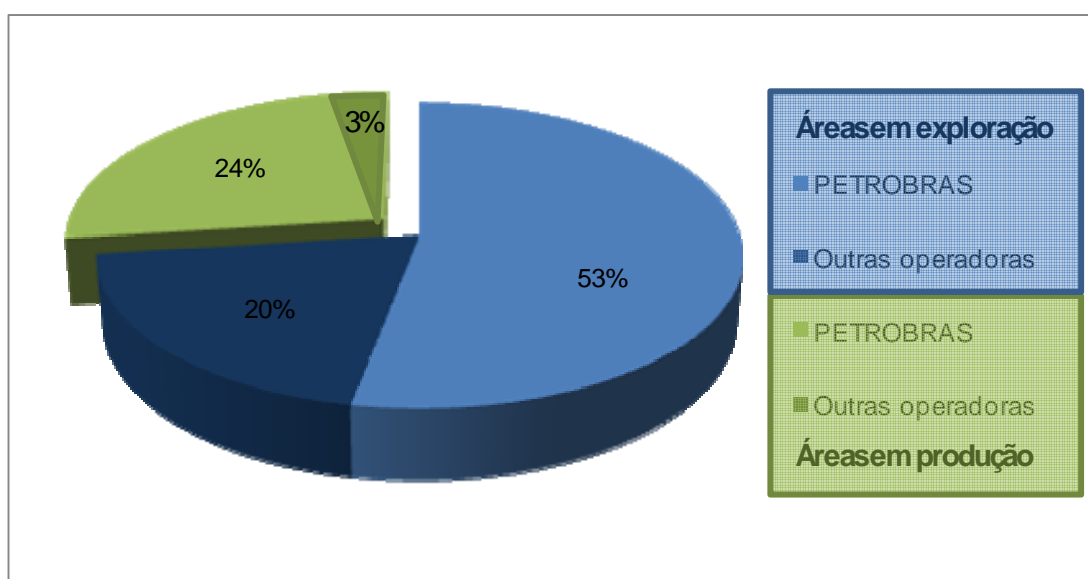


Gráfico 14 – Áreas em exploração versus áreas em produção, por operador na plataforma continental do Estado do Rio de Janeiro

Fonte: compilação de dados obtidos em Agência Nacional do Petróleo, 2010a

Na Tabela 21, podemos observar o quantitativo das áreas em exploração e as áreas declaradas comerciais e as áreas concedidas à PETROBRAS e a outras operadoras.

Tabela 21 – Comparação entre áreas em exploração *versus* as áreas declaradas comerciais e entre áreas concedidas à PETROBRAS *versus* as áreas concedidas à outras operadoras

	PETROBRAS		Outras Operadoras		Total
	Em Exploração	20.285	73%	7.663	
	69%	<b>53%</b>	88%	<b>20%</b>	<b>73%</b>
Declarada Comercialidade	9.287	90%	1.057	10%	<b>10.344</b>
	31%	<b>24%</b>	12%	<b>3%</b>	<b>27%</b>
<b>Total</b>	<b>29.572</b>	<b>77%</b>	<b>8.721</b>	<b>23%</b>	<b>38.293</b>

\* valores em km<sup>2</sup>

Fonte: compilação de dados obtidos em Agência Nacional do Petróleo, 2010a

Os valores percentuais nas linhas verticais correspondem a comparação entre as áreas em exploração e as áreas declaradas comerciais. Nas linhas horizontais, correspondem a comparação entre as áreas concedidas à PETROBRAS e a outras operadoras. Os percentuais em negrito na célula diagonal à área de cada item correspondem a relação entre a área em questão e a área total sob o regime de concessão.

Estes números mostram o grande potencial do setor de petróleo e gás natural ainda a ser explorado em território fluminense e a concentração das atuais atividades de exploração e produção de petróleo em uma única operadora, a PETROBRAS.

Hoje os principais *players* do setor de petróleo no estado do Rio de Janeiro se dividem em operadoras e prestadores de serviços:

- As operadoras - são as empresas que possuem a concessão, obtida durante as licitações da ANP, para a prospecção e a produção do petróleo e o gás natural. Dividem-se basicamente em dois grupos: a PETROBRAS e as outras oito operadoras.
- Os prestadores de serviços - são as empresas que dão apoio à cadeia produtiva através de serviços como a perfuração e completção de poços, levantamentos e acompanhamentos geofísicos, transporte de material e pessoal, logística e alimentação de pessoal, limpeza e manutenção, saúde e segurança, etc...

Além da PETROBRAS, operam no litoral fluminense: Devon, Kerr-McGee, Repsol YPF, Maersk, Shell, Eni, Chevron e a OGX. Apesar de quase todos os blocos em concessão estarem sobre selos de sal e sobre potenciais reservatórios, o único bloco cuja operadora não-PETROBRAS declarou atingir a camada Pré-Sal com resultados positivos para hidrocarbonetos foi o BM-S-54 (antigo BM-S-518) operado pela Shell. Com uma área de 699 km<sup>2</sup>, corresponde 1,8% de toda área concedida sob o regime de concessão e 2,5% das áreas em exploração.

Já o número de prestadores de serviços ultrapassa os milhares. Esse setor se congrega através de diversas entidades de classe. Norteando as ações deste setor podemos citar a Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP) como referência. Pelas operadoras, mas não somente por elas, o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) têm um papel representativo muito importante. No trâmite da proposta de alteração do Marco Regulatório do Petróleo, ele foi a única entidade fora do governo que foi chamada para discussão.

Os números e os fatos apresentados demonstram a importância da PETROBRAS no setor de petróleo fluminense. Visto a dificuldade em obter informações detalhadas sobre os investimentos de todas as operadoras, iremos utilizar os investimentos apresentados no Plano de Negócios 2010-2014 da PETROBRAS (Petrobras, 2010a) como referência sobre o que será investido na exploração, desenvolvimento e produção do Pré-Sal.

A PETROBRAS, em seu Plano de Negócios 2010-2014, contempla um volume de investimentos na ordem de US\$ 212 bilhões. Esse investimento será aplicado desde o Refino e Transporte até a Exploração e Produção de petróleo e gás natural, onde serão investidos US\$ 108,2 bilhões (Figura 23). Desse total, US\$ 75,2 bilhões serão investidos nos projetos espalhados pelo território brasileiro. O restante, US\$ 33 bilhões, serão investidos na continuidade da exploração, no desenvolvimento e na produção no Pré-Sal (Figura 24) que nesta fase inicial, de 2010 a 2014, se restringe à porção fluminense da Bacia de Santos.

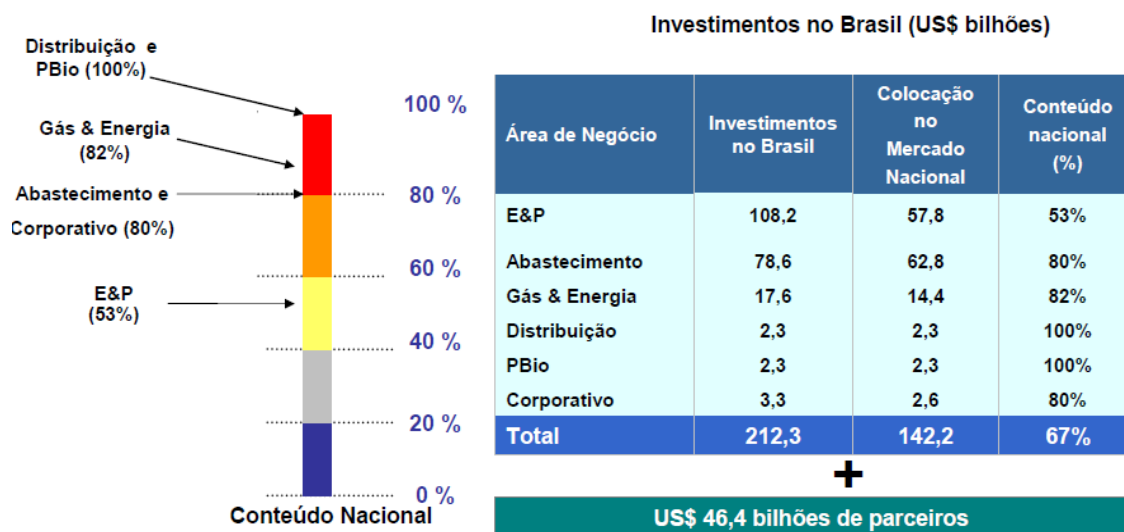


Figura 23 – Distribuição por área de negócios dos investimentos da PETROBRAS no período de 2010 a 2014  
 Fonte: Petrobras, 2010a

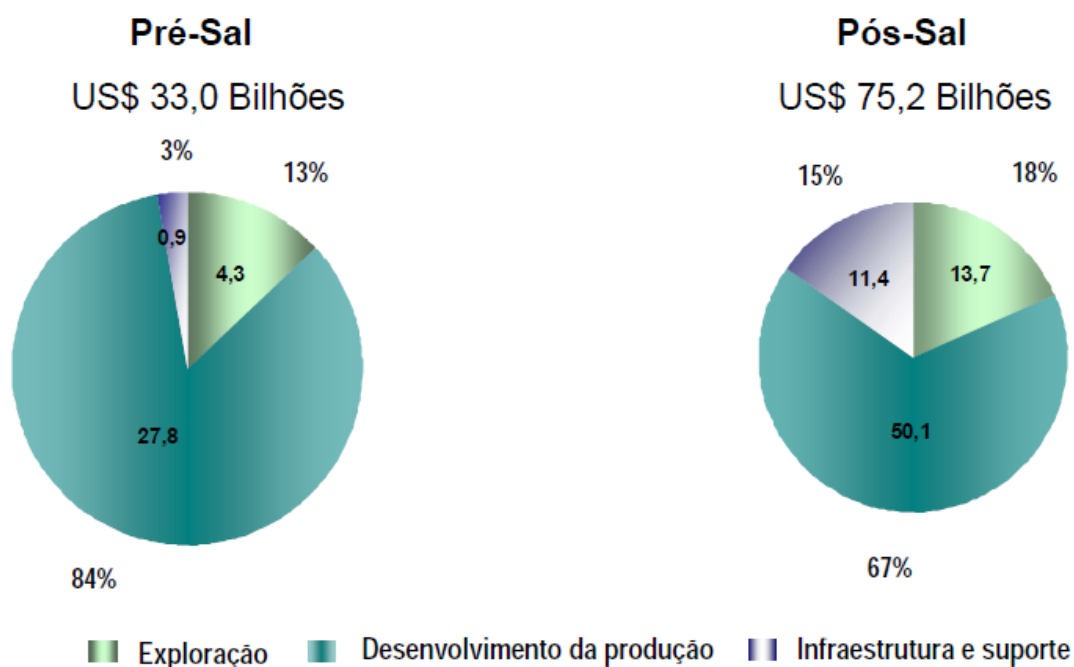


Figura 24 – Distribuição dos investimentos da PETROBRAS no Pré-Sal e no Pós-Sal no período de 2010 a 2014  
 Fonte: Petrobras, 2010a



Apesar do gigantesco investimento que será realizado no estado do Rio de Janeiro, já é possível ser observado a primeira ameaça ao recebimento de Royalties por municípios fluminenses: Segundo o Projeto-Piloto de Tupi e o Plano de desenvolvimento dos campos de Uruguá e Tambaú apresentados pela PETROBRAS (PETROBRAS, 2008c; PETROBRAS, 2008d) todo petróleo e gás natural produzidos nesses campos na plataforma continental fluminense irá escoar para o continente por um terminal na cidade de Caraguatatuba, São Paulo.

Este planejamento irá conceder o direito de recebimento de 9% dos Royalties referentes à produção desses campos ao município de Caraguatatuba. Apesar da distância entre Tupi–Caraguatatuba e Tambaú/Uruguá–Caraguatatuba serem maiores 145 km e 171 km, respectivamente, do que as distâncias Tupi–Rio de Janeiro e Tambaú/Uruguá–Rio de Janeiro (Figura 25) a empresa optou por fazer o escoamento da produção desses campos por Caraguatatuba.

Até que ponto uma estratégia comercial de uma empresa, impactar no recebimento de Royalties de um município ou um estado?

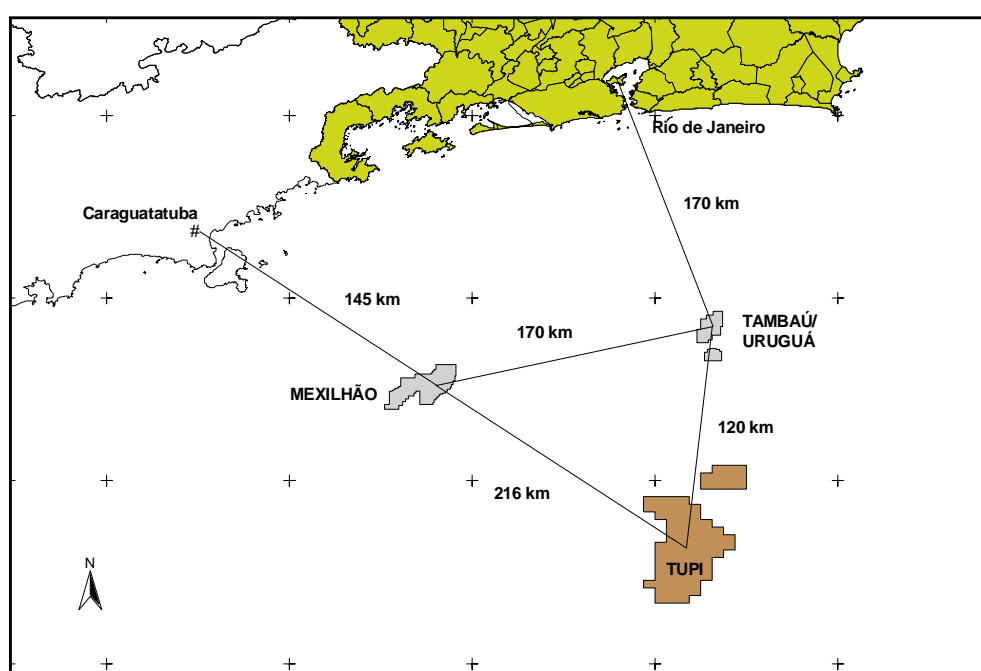


Figura 25 – escoamento da produção de Tupi e Tambaú/Uruguá

No setor de construção naval estão previstos no Plano de Negócios, entre 2010 e 2014, a entrada de doze projetos de produção para serem instalados no litoral do Estado do Rio de Janeiro (Figura 26). Destes projetos, oito já foram contratados.

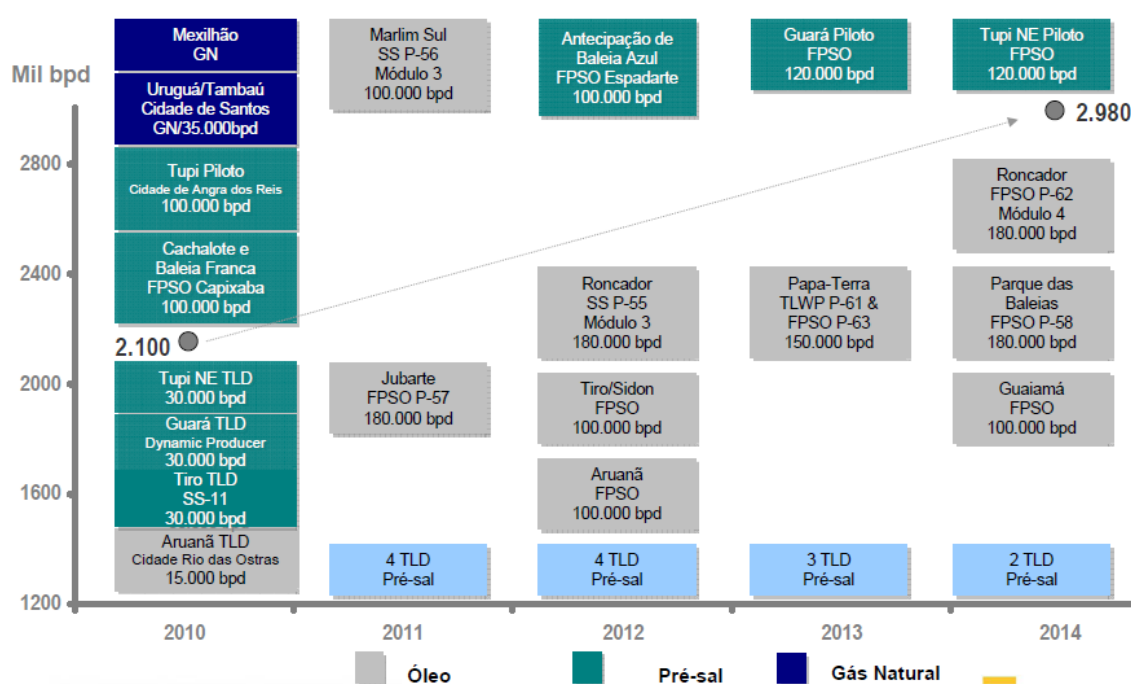


Figura 26 – Novos projetos de produção  
Fonte: Petrobras, 2010a

Há a previsão de contratação, até 2020, de mais 736 projetos navais entre sondas, plataformas e barcos de apoio (Figura 27). O estado do Rio de Janeiro é o maior parque naval do país com 17 dos 30 estaleiros brasileiros e ainda está prevista a instalação de mais 6 estaleiros nos próximos anos no estado. Além dos recursos investidos na economia, ainda há os milhares de postos de trabalho, muitos deles especializados, que serão gerados, caso o estado do Rio de Janeiro disponibilize a infra-estrutura e a mão de obra necessária para o desenvolvimento desses projetos.

Recursos Críticos	Situação Atual (Dez/09)	Situação Futura (a Contratar) Valores Acumulados		
		Até 2013	Até 2015	Até 2020
Sondas Perfuração LDA acima de 2.000 m	5	26	31	53*
Barcos de Apoio e Especiais	254	465	491	504
Plataformas de Produção SS e FPSO	41	53	63	84
Outros (Jaqueta e TLWP)	79	81	83	85

Figura 27 – Contratação na Indústria Naval  
Fonte: Petrobras, 2010a

Para o setor de equipamentos, o Plano de Negócios apresenta uma demanda de quase 12.000 itens entre bombas, árvores de natal, válvulas e outros equipamentos (Figura 28). Baseados no planejamento da PETROBRAS para os próximos anos e a crescente demanda em função da exploração do Pré-Sal, o setor tem a oportunidade de realizar um planejamento de investimentos, que sempre foi postergado, segundo a Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (ABIMAQ), devido a descontinuidade dos serviços.

Itens	Un.	TOTAL
Árvores de Natal Molhadas	un	500
Cabeças de Poço	un	500
Dutos Flexíveis	km	4,000
Manifolds	un	30
Tubos de Rev. e Produção	t	42,000
Umbilicais	km	2,200
Árvores de Natal Seca	un	1,700
Cabeças de Poço Terrestres	un	1,700

Itens	Un.	TOTAL
Bombas	un	8,000
Compressores	un	700
Guinchos	un	450
Guindastes	un	200
Motores de Combustão	un	1,000
Turbinas	un	350
Aço estrutural	t	940,000

Itens	Un.	TOTAL
Reatores	un	280
Separadores de água e óleo	un	50
Tanques de Armazenamento	un	1,800
Torres	un	550

Itens	Un.	TOTAL
Geradores	un	500
Filtros	un	300
Queimadores (Flares)	un	30

Figura 28 – Contratação e aquisição de equipamentos  
Fonte: adaptado de Petrobras, 2010a

A PETROBRAS ciente que, nas atuais condições, a indústria local não tem capacidade de fornecer todo material e serviços que a empresa demanda, impossibilitando que ela cumpra seus prazos contratuais, fez uma solicitação à ANP de flexibilização das metas de Conteúdo Local para os atuais contratos de concessão.

Para atender toda a demanda da exploração, produção e serviços do setor de petróleo será necessária uma grande quantidade de mão-de-obra, grande parte dela especializada. O grande número de postos gerados diminui a taxa de desemprego local enquanto a especificidade das atividades agrega valor aos salários, o que eleva a renda *per capita* do estado.

A PETROBRAS calcula que para realizar o planejamento 2009-2013 precisará de 207.643 profissionais (Figura 29). Para diminuir a falta de mão-de-obra qualificada, a PETROBRAS instituiu o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), cujo objetivo é de maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil.

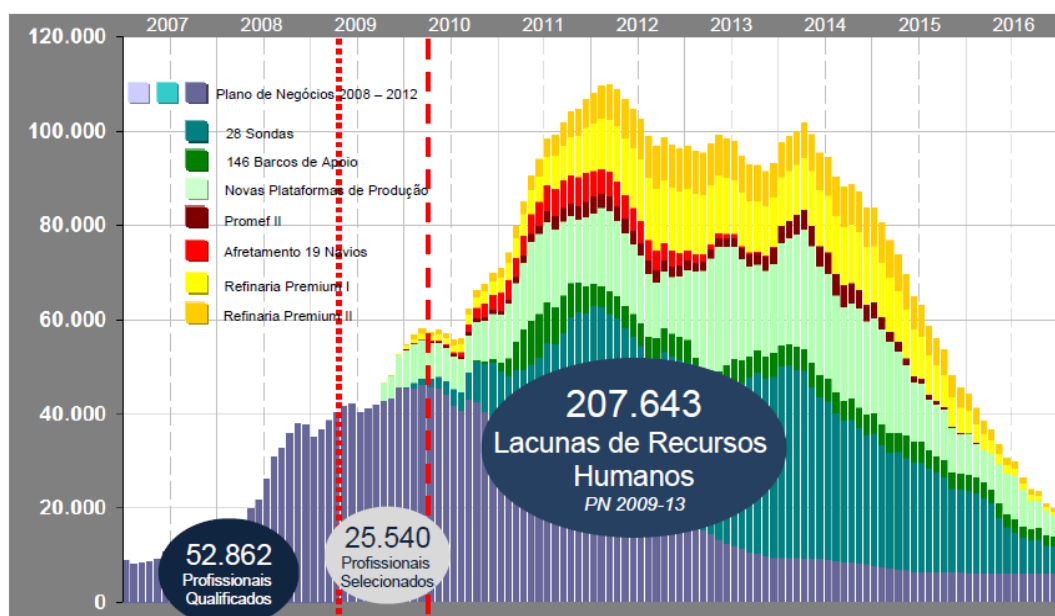


Figura 29 – Demanda de mão de obra para a execução do Plano de Negócios 2009-2013 da Petrobras

Fonte: Petrobras, 2010a

## 6 CONCLUSÕES

Os Royalties e a Participação Especial têm papel significativo na receita do Governo do estado do Rio de Janeiro (12% da arrecadação). Somados ao ICMS proveniente do setor de petróleo, o estado arrecadou do setor R\$ 7,2 bilhões em 2009, o que corresponde a 18% das receitas estaduais. Incentivos para a atração de novos investimentos e a consequente geração de empregos podem agregar muito mais recursos para a economia fluminense do que os Royalties e a Participação Especial. Hoje, apenas a supressão da letra b, do inciso X, do artigo 155º da Constituição Federal, devolvendo a isonomia do ICMS relativo ao setor de petróleo, mudaria a arrecadação anual desse imposto de R\$ 2,3 bilhões para R\$ 10 bilhões.

Da mesma forma que o setor de petróleo é importante para o estado do Rio de Janeiro, o estado é muito importante para o setor no Brasil. O setor injeta bilhões de Reais anualmente na economia do estado, pois o Rio de Janeiro produz mais de 82% do petróleo nacional, e guarda mais de 80% das reservas provadas brasileiras, sendo que 60% por cento da área delimitada pelo Governo Federal como Pré-Sal estão na plataforma continental fluminense e assim que as novas descobertas forem certificadas, o percentual de participação do Rio de Janeiro nas reservas provadas de petróleo ultrapassará 93%.

A descoberta do Pré-Sal ampliou ainda mais essa importância. Ampliou as reservas na plataforma continental fluminense e aumentou a possibilidade de recebimento de Royalties e Participação Especial, aumentando a atração de investimentos e a captação de postos de trabalho por parte do estado. A PETROBRAS, principal operadora do país, segundo seu Plano de Negócios 2010-2014, irá investir nos próximos 4 anos US\$ 212 bilhões no Brasil, dos quais US\$ 33 bilhões apenas no Pré-Sal. Considerando os números da produção e das reservas fluminenses e o fato de todos os campos do Pré-Sal que fazem parte dos investimentos da PETROBRAS entre 2010 e 2014 estarem na costa fluminense, a maior parte desses investimentos será no estado do Rio de Janeiro.

Entre os bilhões de Reais em investimentos, as centenas de milhares de postos de trabalho, das centenas de encomendas para indústria naval e das milhares de

encomendas de equipamentos, surgem oportunidades para o desenvolvimento econômico e social do estado do Rio de Janeiro e seus municípios, entre as quais:

- O aumento do recebimento de Royalties e Participação Especial - Com o aumento da produção de petróleo na plataforma continental fluminense de 1,8 Mbpd em 2010, para 3,6 Mbpd em 2020, o recebimento anual de Royalties e Participação Especial deverá dobrar. Acumulativamente, se mantidos os critérios de arrecadação e distribuição, o estado do Rio de Janeiro e seus municípios poderão arrecadar mais de R\$ 3,6 trilhões, durante toda produção dos campos no litoral fluminense;
- Melhoria e expansão da infra-estrutura do estado – Para facilitar os trabalhos e diminuir os custos de operação das empresas de petróleo e das empresas de serviços, o estado deve empreender a melhoria e expansão da sua infra-estrutura. A instalação de novos portos, aeroportos e estradas e a expansão e melhoria dos já existentes, são essenciais para a atração de investimentos;
- A mudança no critério de recolhimento do ICMS do petróleo – Com a mudança do Marco Regulatório do Petróleo, uma medida de compensação para as perdas que seriam sofridas pelo estado, seria o fim da isenção do ICMS na origem, relativo à produção de petróleo. A arrecadação do estado partiria dos atuais R\$ 2,3 bilhões para R\$ 10 bilhões já em 2010 e chegaria a R\$ 20 bilhões em 2020, considerando o aumento da produção de petróleo no estado;
- A atração dos investimentos – Devido à concentração dos campos de produção de petróleo e das reservas provadas no litoral do Rio de Janeiro, o estado se apresenta como o melhor local para a construção de sondas de perfuração, plataformas de produção, barcos de apoio, bombas, árvores de natal, válvulas e outros milhares de itens. Essa proximidade geográfica ainda favorece a instalação de empresas de prestação de serviços de apoio ao setor e a criação de novos estaleiros de construção e manutenção e de indústrias ligadas ao setor; e
- A captação dos postos de trabalho – Com a atração de novos empreendimentos e a expansão da produção vem a necessidade da criação

de novos postos de trabalho. Apenas para atender o Plano de Negócios 2010-2014 da PETROBRAS, serão criados 207.643 postos de trabalho, boa parte dessas vagas pode ser instalada no Rio de Janeiro.

Junto com as oportunidades surgem ameaças ao desenvolvimento econômico e social do estado do Rio de Janeiro e seus municípios:

- A mudança do Marco Regulatório do Petróleo e dos critérios de pagamento e distribuição de Royalties e Participação Especial – Devido aos grandes volumes descobertos e os grandes volumes a serem pagos em Participações Governamentais, foram sugeridas alterações no marco legal que rege o setor de Petróleo. Entre elas estão a mudança do regime de contrato de Concessão para Partilha de Produção e das alíquotas de distribuição dessas participações entre a União, Estado e Municípios. Os mais prejudicados serão os estados e municípios produtores. De forma acumulada, com a alteração dos critérios de distribuição, o estado do Rio de Janeiro e seus municípios poderão sofrer um prejuízo de mais de R\$ 1,6 trilhão, durante toda produção dos campos do Pré-Sal;
- A lentidão na ampliação da infra-estrutura – Os governos do estado e de seus municípios devem melhorar, ampliar e modernizar a infra-estrutura necessária aos investidores para instalação e ampliação de seus investimentos. Porém há um descompasso entre o ritmo de investimentos e a melhoria, ampliação e modernização da infra-estrutura. Esse descompasso inibe, podendo até inviabilizar, os investimentos;
- A falta de mão-de-obra especializada – A falta de mão-de-obra especializada já compromete a instalação e ampliação de investimentos no estado. Algumas medidas já foram tomadas para diminuir esse impacto como a criação do PROMIMP e a ampliação do número de Escolas Técnicas Estaduais. As medidas diminuem o déficit em médio prazo, porém o problema imediato ainda não tem solução; e
- Medidas que comprometem a arrecadação – Decisões políticas e comerciais da PETROBRAS podem prejudicar a arrecadação de Impostos, Royalties e Participação Especial do estado do Rio de Janeiro e seus municípios. Por

exemplo, a solicitação de diminuição do Conteúdo Local nos contratos e o caso de municípios fluminenses mais próximos dos campos do Cluster de Tupi e de Uruguá/Tambaú que deixarão de arrecadar milhões de Reais em Royalties pelo enquadramento como municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural ou como municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural devido à opção da PETROBRAS de escoar a produção desses campos por Caraguatatuba em São Paulo;

As principais sugestões ao governo estadual e seus municípios são:

- A negociação do Governo do estado do Rio de Janeiro junto ao Governo Federal, a Câmara dos Deputados e ao Senado para evitar a mudança nos critérios de distribuição dos Royalties e da Participação Especial. Caso seja inevitável a mudança, que sejam negociadas medidas compensatórias aos prejuízos como, por exemplo, a critério de recolhimento do ICMS do petróleo na origem e o compromisso de mais investimentos da PETROBRAS em território fluminense;
- A ampliação dos investimentos em infra-estrutura de suporte ao setor de petróleo, o apoio governamental na solução dos problemas na área ambiental, a facilitação na instalação de portos, aeroportos e estaleiros, e ampliação da rede de especialização de mão-de-obra que serão fundamentais para o crescimento rápido e sustentável do setor no estado;
- A interferência do Governo do estado junto ao Governo Federal e à diretoria da PETROBRAS para a manutenção ou o aumento do Conteúdo Local nos novos contratos da operadora e escoamento da produção dos campos do Cluster de Tupi e de Uruguá/Tambaú, e de parte dela, por algum município do litoral fluminense;
- O fortalecimento do Centro de Informações da Produção de Petróleo e Gás Natural do Estado do Rio de Janeiro para que o estado possa ter acesso à informações sistematizadas do setor de petróleo e desta forma possa traçar estratégias para maximizar as oportunidades e minimizar ameaças aos possíveis recebimentos e investimentos do setor em território fluminense; e



- A criação de um sistema de atração de operadores nas rodadas de licitação da ANP. Em alguns anos, com a descoberta de novas fronteiras exploratórias (como por exemplo, nas águas ultra-profundas da bacia Sergipe Alagoas) ou a expansão de áreas já conhecidas (como exemplos a bacia do São Francisco, o Norte da bacia de Campos e o Sul da bacia de Santos), o estado do Rio de Janeiro sai de uma zona de conforto como principal área de investimentos de exploração e passa a disputar os investimentos das operadoras com outras áreas do país.

Concluindo, no pior dos cenários o estado do Rio de Janeiro e seus municípios perderão mais que 97% dos Royalties e Participação Especial devido a alteração dos critérios de distribuição. Os recursos que podem advir da alteração da regulamentação do ICMS, dos investimentos das operadoras e das empresas de serviços em território fluminense e o número de empregos que poderão ser gerados no estado compensam, em parte, as perdas em Royalties e Participação Especial. O cuidado que o estado do Rio de Janeiro e seus municípios devem ter é de não perder essas oportunidades de crescimento e desenvolvimento econômico e social, atentando para o *timing* das ações.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), *Consolidação das participações governamentais e de terceiros*, Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=522/>>; Acesso em: Out. 2010

\_\_\_\_\_, *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2010* - Rio de Janeiro: ANP, 2010

BARBOSA, Décio H. (Coord.). *Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural*. Rio de Janeiro: ANP, 2001, 156 p.

BARBOSA, Alfredo Ruy. Breve Panorama dos Contratos no Setor de Petróleo. In.: *Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002, p. 33-56

BOSCO, Flavio. 50 Anos de PETROBRAS. *Petro&Química*, Rio de Janeiro, v. 252, Set. 2003. Edição comemorativa da revista Petro&Química

BOLSA DE VALORES DE SÃO PAULO, *Empresas listada: Petrobras*, Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/>>, Acesso em: Julho de 2010

\_\_\_\_\_, *Empresas listada: Petrobras*, Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/>>, Acesso em: Outubro de 2010

BP, *Statistical Review of World Energy*, Disponível em: <[http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2010\\_downlo](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downlo)

ads/statistical\_review\_of\_world\_energy\_full\_report\_2010.pdf/>, Acesso em: Jun. 2010

CENTRO DE INFORMAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, Disponível em: <<http://www.petroleo.rj.gov.br/>>, Acesso em: jun. de 2010

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Short Term Energy and Winter Fuels Outlook*, Washington: EIA, 2010, 44 p.

EMPRESA DE PESQUISAS ENEGÉTICAS, *Balanço Energético Nacional 2010: Ano base 2009*, Rio de Janeiro, 2010, 276 p.

FAINSTAIN, Roberto. Reservatórios no Pré-Sal e no Pós-Sal. *TN Petróleo*, Rio de Janeiro, v. 10, n° 58, p. 92-98, 2008.

GAFFIGAN, Mark E., *Oil and Gas Royalties: A Comparison of the Share of Revenue Received from Oil and Gas Federal Government and Other Resource Owners*. Washington: United States Government Accountability Office, 2007. 17 p. (GAO-07-676R).

GAO, Zhiguo, *International Petroleum Contracts: Current Trends and New Directions*, London : Ed. Graham & Trotman / Martinus Nijhoff, 1994

GUTMAN, José. *Tributações e outras obrigações na indústria do petróleo*. Rio de Janeiro: Freitas Bastos Editora, 2007, 405 p.

HAMMERSLEY, J. M. & HANDSCOMB, D. C., *Monte Carlo Methods*. London, New York: Ed. Chapman and Hall, , 1964.

HARBAUGH, J. W, DAVIS, J. C., WENDEBOURG, J., *Computing Risk for Oil Prospects, Principles and Programs*. 1 ed., London: Pergamon, 1995

HOLTMAN, Robert B. *The Napoleonic Revolution*, Baton Rouge: Louisiana State University Press, 1981

IBGE. *Contas Regionais do Brasil 2003-2007 - Contas Nacionais número 28*. Rio de Janeiro: IBGE, 2009, 89 p.

INTERNATIONAL COMMISSION ON STRATIGRAPHY, *International Stratigraphic Chart*. International Union of Geological Sciences, Paris, 2004

JOHNSTON, Daniel. *Petroleum Tax Design*. In: WORKSHOP ON PETROLEUM REVENUE MANAGEMENT, Washington, DC, 2002

LERCHE, Ian; MACKAY J. A.. *Economic Risk in Hydrocarbon Exploration*. San Diego, CA, Academic Press, 1993, 234 p.

LERCHE, Ian, *Geological Risk and Uncertainty in Oil Exploration*. San Diego, CA, Academic Press, 1997

LIMA, Haroldo, *Desafios imediatos para a exploração de petróleo no Brasil*. SEMINÁRIO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL, 4., Rio de Janeiro: IBP/FGV, 2008

MOHRIAK, Webster U.; FERNANDES, B.; BIASSUSSI, A. S. Salt tectonics domains and structural provinces: analogies between the South Atlantic and the Gulf of México. In: ANNUAL GCSSEPM FOUNDATION, 24., BOB F. PERKINS RESEARCH CONFERENCE, 2004, Houston . *Anais...* Houston, 2004, p. 551-587.

NEPOPUCENO FILHO, F., *Tomada de Decisão em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo. 1997. Tese (Doutorado em Geociências) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.*

OLIVEIRA, S. A.; MEDEIROS M.A.M. Jogo exploratório: Considerações sobre riscos e incertezas para o setor de E&P, *Revista de Geologia*, v. 20, n. 2, p. 195-204, 2007  
ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS, *World Population Prospects*, Disponível em: <<http://esa.un.org/unpp/>>, Acessado em: Setembro de 2010

OTIS, R., M., SCHNEIDERMAN, N., A Process For Evaluating Exploration Prospects. *AAPG Bulletin* v. 81, n. 7, p. 1087-1109, Jul., 1997

PARK, J. J. *Oil contracts in Sudan: developing an action plan*. In: NESI NETWORK-ECOS CONFERENCE "OIL AND THE FUTURE OF SUDAN", 2006, Juba, Sudan. *Conference report...*Juba, Sudan, 2006.

PEDGEN, C. Dennis. *Introduction to Simulation Using SIMAN*. New York: McGraw-Hill, 1995. 640 p.

PETRO&QUÍMICA, *25 Anos*. São Paulo: Valete Editora, 2001. Edição 231

PETROBRAS. Escolas de Geologia. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, Maio/Nov., 2008a

PETROBRAS. *Apresentação da Presidência*, Disponível em:  
<<http://www.petrobras.com.br/ri/>>, Acesso em: Julho de 2010, Apresentação de Sergio Gabrielli na Rio Oil&Gás Conference, Rio de Janeiro, Setembro de 2008

\_\_\_\_\_. *Experiências da Petrobras no Caminho do Pré-Sal*, Disponível em:  
<http://www.petrobras.com.br/ri/>>, Acesso em: Julho de 2010, Apresentação de Francisco Nepomuceno Filho na Rio Oil&Gás Conference, Rio de Janeiro, Setembro de 2008c

\_\_\_\_\_, *Santos basin Pre-Salt cluster: How to make production development technical and economically feasible*, Disponível em:  
<<http://www.petrobras.com.br/ri/>>, Acesso em: Jul, 2010. Apresentação de José Formigli na Rio Oil&Gás Conference, Rio de Janeiro, Setembro de 2008d

PETROBRAS, *O Pré-sal: oportunidades para o Brasil*, Apresentação de Ricardo Latgé no XI Simpósio de Geologia do Sudeste, Águas de São Pedro, 14 a 17 de Outubro de 2009

\_\_\_\_\_, *Plano de Negócios 2010-2014*, Disponível em:  
<<http://www.petrobras.com.br/ri/>>, Acesso em: jul., 2010, Apresentação de Sergio Gabrielli, Rio de Janeiro, 2010

\_\_\_\_\_, *Contrato de Cessão Onerosa*, Disponível em:  
<<http://www.petrobras.com.br/ri/>>, Acesso em: Jul. 2010, Apresentação de Sergio Gabrielli Rio de Janeiro, 2010

\_\_\_\_\_, *Relatórios Finais de Poço Exploratório dos poços 1-BRSA-600-RJS, 1-BRSA-553-RJS, 1-BRSA-532A-SPS, 1-BRSA-526-SPS, 1-BRSA-491-SPS, 1-BRSA-369A-RJS, 1-BRSA-329D-RJS, 3-BRSA-341-RJS, 3-BRSA-363D-RJS, 6-BRSA-*

377D-RJS, 3-BRSA-468-RJS, 3-BRSA-496-RJS e 6-BRSA-517-RJS, Rio de Janeiro, diversos anos

TEIXEIRA, Álvaro, *Perspectivas do Setor Petróleo Pós- Descobertas do Pré-Sal*, Apresentação no IV Seminário de Petróleo e Gás no Brasil, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 14 de Abril de 2008

VAN MEURS, Pedro. *Government Take and Petroleum Fiscal Regimes*. Disponível em: <[http://www.krg.org/uploads/documents/Government\\_Take\\_and\\_Petroleum\\_Fiscal\\_Regimes\\_\\_2008\\_06\\_30\\_h14m7s53.doc](http://www.krg.org/uploads/documents/Government_Take_and_Petroleum_Fiscal_Regimes__2008_06_30_h14m7s53.doc)> Acesso em: Out. 2010

ROSE, P. R. Dealing with Risk and Uncertainty in Exploration, How Can We Improve?, *AAPG Bulletin*, Tulsa, v. 71, n 1, Jan., 1987.

\_\_\_\_\_. Chance of Success and its use in Petroleum Exploration. In: STEINMETZ, R. (Ed.). *The Business of Petroleum Exploration*. Tulsa: AAPG, 1992. p. 71-96. (AAPG Special volumes).

\_\_\_\_\_. *Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures*. Tulsa: AAPG, 2004. 164 p. (AAPG Methods in Exploration Series, n. 12)

RIO DE JANEIRO. Secretaria Estadual de Fazenda do Rio de Janeiro. *Boletim de Transparência Fiscal de 1º Bimestre de 2010*, Rio de Janeiro: SEF, 2010, 79 p.

VIEIRA, Juliana, *Bacia de Santos*, Apresentação Técnica da 9ª Rodada de Licitações da ANP em 30 de Agosto de 2007, Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>, Acessado em Outubro de 2010

WORLD GOLD COUNCIL. Disponível em: <<http://www.gold.org/>> Acesso em: Set. 2010

WHITE, D., A., *Geologic Risking Guide for Prospects and Plays*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, *AAPG Bulletin*, V. 77, n° 12, p. 2048-2066, Dez. 1993

WIKIPEDIA. *William Konx D'Arcy*, Disponível em:  
<[http://en.wikipedia.org/wiki/William\\_Konx\\_D'Arcy/](http://en.wikipedia.org/wiki/William_Konx_D'Arcy/)>. Acesso em: Dez. 2008