



**ROYALTIES E COMPENSAÇÃO FINANCEIRA
PELA EXPLORAÇÃO MINERAL
NO PARANÁ - 2004 a 2009**

CURITIBA – PARANÁ

2010



GOVERNO DO ESTADO DO PARANÁ

Orlando Pessuti
Governador

Secretaria de Estado da Indústria, do Comércio e Assuntos do Mercosul

Virgilio Moreira Filho
Secretário

MINEROPAR – Serviço Geológico do Paraná

Eduardo Salamuni
Diretor Presidente

Rogério da Silva Felipe
Diretor Técnico

Manoel Collares Chaves Neto
Diretor Administrativo Financeiro

MINEROPAR

SERVIÇO GEOLÓGICO DO PARANÁ



***ROYALTIES E COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA
EXPLORAÇÃO MINERAL NO PARANÁ – 2004 a 2009***

Marcos Vitor Fabro Dias
Executor

**GERÊNCIA DE GEOLOGIA APLICADA
À PRODUÇÃO MINERAL**

Luciano Cordeiro de Loyola
Gerente

MINEROPAR

SERVIÇO GEOLÓGICO DO PARANÁ



APRESENTAÇÃO

O trabalho aqui apresentado é uma análise detalhada sobre a incidência e a arrecadação de *royalties* da atividade mineral no Estado do Paraná nos últimos cinco anos.

A importância do texto se dá na medida em que é um retrato não só do ponto de vista contábil ou atual de valores recebidos, mas também de um perfil da exploração mineral no estado.

É comum que se pense que o Paraná possui o agronegócio como única atividade econômica, no entanto esta é uma visão distorcida de uma nova realidade econômica que agora se baseia na crescente industrialização e na ampliação do setor de serviços.

Neste escopo a atividade mineral não é menos importante, visto que sua cadeia produtiva é extensa e se desdobra, por exemplo, em pelo menos oito empregos diretos para cada criado na atividade mineral.

Desta forma, analisar o perfil econômico da compensação financeira que envolve a mineração acaba por ser um excelente caminho para analisar todo o setor em si.

O trabalho, em si, apresenta uma completude no quesito economia mineral e se constituirá em ótima fonte de consulta a respeito do período de tempo focado.

Esperamos que o mesmo seja também aproveitado maximamente pelos usuários, englobando as diversas áreas da economia do Estado do Paraná.

Eduardo Salamuni
Diretor Presidente

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	10
1. ROYALTIES PELA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO PARANÁ.....	11
1.1 Pré-sal e o Paraná.....	11
1.1.1 Origem geológica do pré-sal	11
1.2 Bacia de Santos – área, distribuição e potencial.....	13
1.2.1 Perspectivas do pré-sal e os desafios tecnológicos de recuperação de reservatórios.....	19
1.3 Exploração de petróleo e gás no Paraná.....	23
1.3.1 Reservas.....	23
1.3.2 Aspectos legais e conceituais.....	26
1.3.3 Situação dos campos de petróleo.....	27
1.3.3.1 Ação civil ordinária nº 444-6.....	28
1.3.3.2 Campos na fase de produção.....	30
1.3.3.3 Campos na etapa de desenvolvimento da fase de produção....	33
1.3.4 Perspectivas de produção.....	37
1.3.5 Histórico da produção.....	38
1.3.6 <i>Royalties</i> sobre a produção.....	40
2. LEGISLAÇÃO DOS ROYALTIES DO PETRÓLEO E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL	43
2.1 Evolução da legislação.....	44
2.2 Campo de petróleo e gás natural como unidade de negócio.....	45
2.3 Alíquotas.....	46
2.4 Formas de distribuição.....	47
2.5 Plataforma continental e limites interestaduais.....	47
2.6 A distribuição dos <i>royalties</i> da parcela de 5% e acima de 5%.....	51
2.7 A participação especial e sua distribuição.....	53
2.8 O pagamento pela ocupação ou retenção da área.....	55
2.9 Estados e municípios confrontantes e áreas geoeconômicas.....	55
2.10 Atribuições da Fundação IBGE.....	60
2.11 Projetos de lei alterando os limites estaduais na plataforma continental....	61
2.12 Instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.....	64
2.13 Dutos e terminais no Paraná e Santa Catarina.....	68

3. COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA EXPLORAÇÃO MINERAL NO PARANÁ	72
3.1 Compensação financeira pela exploração do xisto pela PETROBRAS.....	72
3.2 A CFEM no Brasil e a situação do Paraná.....	79
3.3 Valor da operação, arrecadação e repasse da CFEM no Paraná.....	80
3.4 Arrecadação da CFEM por substância.....	82
3.5 Arrecadação e distribuição da CFEM por município.....	90
4. PRODUÇÃO MINERAL NO PARANÁ.....	92
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	96
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	106
ANEXOS	

Lista de Tabelas

TABELA 01 - RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO, POR LOCALIZAÇÃO (TERRA E MAR), SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO - 1999-2008.....	25
TABELA 02 - RESERVAS PROVADAS DE GÁS NATURAL, POR LOCALIZAÇÃO (TERRA E MAR), SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO - 1999-2008.....	25
TABELA 03 – PRODUÇÃO MENSAL DE PETRÓLEO NO PARANÁ (MAR) – em m ³	39
TABELA 04 – PRODUÇÃO MENSAL DE GÁS NATURAL NO PARANÁ (MAR) – em mil m ³	39
TABELA 05 - ROYALTIES PAGOS AOS MUNICÍPIOS E ESTADO DO PARANÁ PELA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS - em R\$.....	41
TABELA 06 – PARTICIPAÇÃO PORCENTUAL DOS PRINCIPAIS MUNICÍPIOS NO RECEBIMENTO DOS ROYALTIES PELA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NO PARANÁ.....	42
TABELA 07 - AUTORIZAÇÕES DE OPERAÇÃO CONCEDIDAS A DUTOS DE TRANSPORTE NO PARANÁ – origem ou destino.....	69
TABELA 08 - AUTORIZAÇÕES DE OPERAÇÃO CONCEDIDAS A TERMINAIS NO PARANÁ E SANTA CATARINA, EMPRESA - PETROBRAS TRANSPORTE S.A. – TRANSPETRO.....	70
TABELA 09 - PRODUÇÃO DE XISTO BETUMINOSO E SUA PARTICIPAÇÃO NA PRODUÇÃO MINERAL PARANAENSE, 1996 A 2005 – em milhões de toneladas.....	72
TABELA 10 - VOLUME DE XISTO PROCESSADO PELA PETROBRAS EM SÃO MATEUS DO SUL – PR, 1998 A 2008 – em milhões de toneladas.....	72
TABELA 11 - ARRECADAÇÃO DA CFEM POR SUBSTÂNCIA EM SÃO MATEUS DO SUL, 2004 A 2009 – em R\$.....	74
TABELA 12 - ARRECADAÇÃO DA CFEM NAS UNIDADES DA FEDERAÇÃO DO BRASIL, 2004 A 2009 – em R\$.....	80
TABELA 13 - VALOR DA OPERAÇÃO, ARRECADAÇÃO E REPASSE DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	81
TABELA 14 - ARRECADAÇÃO DA CFEM NO PARANÁ POR SUBSTÂNCIA, 2004 A 2009 – em R\$.....	85
TABELA 15 – PRINCIPAIS MUNICÍPIOS NA ARRECADAÇÃO DA CFEM DO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	90
TABELA 16 – PRINCIPAIS MUNICÍPIOS BENEFICIÁRIOS DA DISTRIBUIÇÃO DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	91
TABELA 17 - PRODUÇÃO DE CIMENTO NO BRASIL E NO PARANÁ, 2004 A 2009.....	94
TABELA 18 - PRODUÇÃO DE CIMENTO NO PARANÁ, 2004 A 2009 - em mil toneladas.....	95
TABELA 19 - CONSUMO APARENTE DE CIMENTO NO PARANÁ, 2004 A 2009 - em mil toneladas.....	95

Lista de Figuras

FIGURA 01 - ORIGEM GEOLÓGICA DO PRÉ - SAL.....	11
FIGURA 02 - PERFIL DA BACIA DE SANTOS COM DESTAQUE PARA O PRÉ - SAL.....	12
FIGURA 03 - ÁREA DO PRÉ-SAL E LIMITES TERRITORIAIS DOS ESTADOS – Limites das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, localização dos poços testados, campos de petróleo e gás (HC) e blocos exploratórios	13
FIGURA 04 - LOCALIZAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO E GÁS NA BACIA DE SANTOS (PÓS-SAL) E TUPI (BLOCO BM-S-11, PRÉ-SAL).....	15
FIGURA 05 - DETALHE DOS CAMPOS DE TUBARÃO, ESTRELA DO MAR, CORAL, CARAVELA E CAVALO MARINHO.....	15
FIGURA 06 - LOCALIZAÇÃO DE ALGUNS BLOCOS LICITADOS E COM DESCOBERTAS JÁ ANUNCIADAS NO PRÉ-SAL.....	17

FIGURA 07 - LOCALIZAÇÃO DOS CAMPOS DE PETRÓLEO DO PRÉ-SAL EM RELAÇÃO AOS DEMAIS CAMPOS (em vermelho) E LIMITES TERRITORIAIS PARA EFEITO DE ROYALTIES.....	17
FIGURA 08 – LOCALIZAÇÃO DOS CAMPOS DE TIRO E SIDON.....	32
FIGURA 09 - MODELO GEOLÓGICO DO CAMPO DE TUBARÃO.....	34
FIGURA 10 – LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE BARRA BONITA – PARANÁ.....	36
FIGURA 11 – TESTE DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE GÁS DE BARRA BONITA – PARANÁ.....	37
FIGURA 12 – PERFIL COM LIMITES JURÍDICO E GEOLÓGICO DA PLATAFORMA CONTINENTAL.....	48
FIGURA 13 – CONTORNO GEOLÓGICO DA PLATAFORMA CONTINENTAL BRASILEIRA E LIMITE DAS 200 MILHAS..	50
FIGURA 14 – LIMITES INTERESTADUAIS ATÉ AS 200 MILHAS DA PLATAFORMA CONTINENTAL BRASILEIRA.....	50
FIGURA 15 – EXEMPLO DA EXTENSÃO DOS LIMITES INTERMUNICIPAIS NA PLATAFORMA CONTINENTAL – PARALELAS E ORTOGONAIS.....	56
FIGURA 16 - CONFRONTAÇÕES DOS CAMPOS DE CARAVELA E MERLUZA COM AS EXTENSÕES DOS LIMITES MUNICIPAIS COSTEIROS NA PLATAFORMA CONTINENTAL, PELAS LINHAS ORTOGONAIS E PELOS PARALELOS.....	56
FIGURA 17 - MAPA DO BRASIL COM OS LIMITES ESTADUAIS SEGUNDO A LEGISLAÇÃO ATUAL (A) E OS PROJETOS DO DEPUTADO GUSTAVO FRUET (B) E DA SENADORA IDELI SALVATTI (C).....	62
FIGURA 18 - DETALHE DO MAPA COM OS LIMITES TERRITORIAIS ATUAIS (EM PRETO) E SEGUNDO OS PROJETOS DA SENADORA IDELI SALVATTI (EM AMARELO) E DO DEPUTADO GUSTAVO FRUET (EM VERMELHO).....	63
FIGURA 19 - MAPA DAS BACIAS DE SANTOS E CAMPOS MOSTRANDO AS PRINCIPAIS ÁREAS DE PETRÓLEO DA PLATAFORMA CONTINENTAL BRASILEIRA DESCOBERTAS ATÉ O MOMENTO.....	63
FIGURA 20 - MAPA DO SUL DA BACIA DE SANTOS MOSTRANDO AS PRINCIPAIS DESCOBERTAS DE HIDROCARBONETOS NO PRÉ-SAL E OS CAMPOS DESCOBERTOS NO PÓS-SAL.....	64

Lista de Gráficos

GRÁFICO 01 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PARANÁ (MAR), 1991 a 2008 – em mil m ³	38
GRÁFICO 02 - PRODUÇÃO MENSAL DE PETRÓLEO E GÁS NO PARANÁ – janeiro de 2000 a dezembro 2008 – em m ³	40
GRÁFICO 03 - ARRECADAÇÃO DA CFEM NAS UNIDADES DA FEDERAÇÃO, 2004 A 2009 – em milhões de R\$.....	79
GRÁFICO 04 - ARRECADAÇÃO E REPASSE DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	82
GRÁFICO 05 – ARRECADAÇÃO DA CFEM NO PARANÁ COM A PARTICIPAÇÃO DAS PRINCIPAIS SUBSTÂNCIAS MINERAIS, 2004 A 2009 – em milhões de R\$.....	83
GRÁFICO 06 - ARRECADAÇÃO DA CFEM RELATIVA A ROCHAS CARBONÁTICAS, ROCHAS PARA BRITA, AREIA E OURO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	83
GRÁFICO 07 - ARRECADAÇÃO DA CFEM RELATIVA A ÁGUA MINERAL, ARGILA, SAIBRO E TALCO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	84
GRÁFICO 08 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	87
GRÁFICO 09 - PARTICIPAÇÃO PORCENTUAL DAS ROCHAS CARBONÁTICAS NA ARRECADAÇÃO DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009.....	88
GRÁFICO 10 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM NO PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$.....	88
GRÁFICO 11 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DAS ROCHAS CARBONÁTICAS, PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$. 88	
GRÁFICO 12 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DAS ROCHAS PARA BRITA - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$.....	89

GRÁFICO 13 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DA AREIA - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$.....	89
GRÁFICO 14 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DO OURO - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$.....	89
GRÁFICO 15 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DA ÁGUA MINERAL - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$.....	89
GRÁFICO 16 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DA ARGILA - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$.....	89
GRÁFICO 17 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DO SAIBRO - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$.....	89
GRÁFICO 18 – PARTICIPAÇÃO DOS PRINCIPAIS MUNICÍPIOS NA ARRECADAÇÃO DA CFEM DO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	90
GRÁFICO 19 - PRODUÇÃO E CONSUMO APARENTE DE CIMENTO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em mil toneladas.....	94
GRÁFICO 20 - PRODUÇÃO E CONSUMO APARENTE DE CIMENTO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – mês a mês.....	95

Lista de Quadros

QUADRO 01 - HISTÓRICO RECENTE DO PRÉ-SAL.....	18
QUADRO 02 - DETENTORES DE BLOCOS NO PRÉ-SAL NA BACIA DE SANTOS.....	19
QUADRO 03 - CAMPOS DE PETRÓLEO NO PARANÁ E SANTA CATARINA – situação em 31/12/2009.....	28
QUADRO 04 - CRONOGRAMA DOS EVENTOS DO CONFLITO ENTRE PARANÁ E SANTA CATARINA.....	30
QUADRO 05 - PORCENTUAL DAS ÁREAS DOS MUNICÍPIOS CONFRONTANTES COM O CAMPO CORAL.....	31
QUADRO 06 – PORCENTUAL DAS ÁREAS DOS MUNICÍPIOS CONFRONTANTES COM O CAMPO DE CARAVELA.....	33
QUADRO 07 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO PARANÁ (MAR) – 1991 A 2008.....	38
QUADRO 08 – DISTRIBUIÇÃO DA PARCELA DE 5% (CINCO POR CENTO) DOS <i>ROYALTIES</i>	52
QUADRO 09 – DISTRIBUIÇÃO DA PARCELA ACIMA DE 5% (CINCO POR CENTO) DOS <i>ROYALTIES</i>	53
QUADRO 10 – DISTRIBUIÇÃO DOS RECURSOS DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL.....	54
QUADRO 11 - COEFICIENTES INDIVIDUAIS DE PARTICIPAÇÃO DOS MUNICÍPIOS.....	59
QUADRO 12 - COEFICIENTE DE PARTICIPAÇÃO INDIVIDUAL DE CADA MUNICÍPIO PARANAENSE COM DIREITO A <i>ROYALTIES</i> PELA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS.....	60
QUADRO 13 - MUNICÍPIOS COM INSTALAÇÕES DE EMBARQUE E DESEMBARQUE DE PETRÓLEO E/OU GÁS NATURAL E RESPECTIVA ORIGEM.....	67
QUADRO 14 - MUNICÍPIOS AFETADOS PELOS TERMINAIS MARÍTIMOS.....	68

ANEXOS

TABELA 20 - VALOR DE OPERAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO DO PARANÁ – em R\$.....	109
TABELA 21 - ARRECADAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$.....	113
TABELA 22 - DISTRIBUIÇÃO DA CFEM AOS MUNICÍPIOS PARANAENSES, 2004 A 2009 – em R\$.....	116
GRÁFICO 21 - PRODUÇÃO E CONSUMO APARENTE DE CIMENTO E ARRECADAÇÃO DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009.....	120
FIGURA 21 - CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE SANTOS.....	121

INTRODUÇÃO

O propósito deste trabalho é analisar no período de 2004 a 2009 os *royalties* relativos à exploração do petróleo e gás no Paraná e a compensação financeira pela exploração dos demais recursos minerais, exceto dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica.

Com relação ao recebimento de *royalties* pela exploração de petróleo e gás no Paraná, avalia as perspectivas dos campos enquadrados em território paranaense e que tiveram a sua produção interrompida em 2009. Quanto às perspectivas do Paraná no pré-sal, verifica a possibilidade de recebimento de *royalties* nas áreas já licitadas e com descobertas já anunciadas, assim como a abrangência geológica do pré-sal para apurar as perspectivas futuras do estado.

Como em princípio a legislação atual dos *royalties* continua valendo para os blocos já licitados no pré-sal e que correspondem a cerca de 25% desta área, elaborou-se uma compilação detalhada da legislação para verificar legalmente quais são as reais possibilidades do estado nestes blocos. Para as áreas ainda não licitadas e em função de ainda estar na fase de discussão o novo marco regulatório do pré-sal, essa questão não foi avaliada.

Além dos *royalties*, os concessionários estão sujeitos ao pagamento de Participação Especial, compensação financeira extraordinária estabelecida pela Lei do Petróleo para campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, e ao pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Com relação à Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais – CFEM, arrecadada pelo Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM e repassada aos estados e municípios, a ênfase maior foi com relação aos dados de 2009, em função de já ter sido elaborado pela MINEROPAR relatório detalhado sobre a matéria denominado: “*A Compensação Financeira pela Exploração Mineral no Paraná: arrecadação e distribuição – 2004 a 2008*”. A ênfase em 2009 é reforçada em função da crise que se instalou na economia em 2008, com reflexos sobre a CFEM de 2009. O início da série histórica a partir de 2004 deve-se à divulgação sistemática dos dados pelo DNPM ter se iniciado naquele ano.

Como os trabalhos anteriores apontaram ausência de recolhimento da Compensação Financeira pela Exploração Mineral – CFEM relativa à exploração do xisto pirobetuminoso pela PETROBRAS em São Mateus do Sul, assim como de *royalties* relativos ao óleo produzido, um levantamento dos aspectos legais sobre a matéria foi elaborado, com o intuito de auxiliar o posicionamento do estado frente à questão.

Trabalhos de análise do comportamento da CFEM e *royalties* são importantes pelo interesse direto dos estados e municípios beneficiários destes recursos, além de ser o instrumento oficial para acompanhar o desempenho da indústria extrativa mineral. Em função da indisponibilidade dos dados físicos de produção relativos ao recolhimento da CFEM, a análise neste caso se restringiu aos aspectos financeiros.

1. ROYALTIES PELA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO PARANÁ

1.1 Pré-sal e o Paraná

As descobertas de reservas de petróleo no pré-sal e a proposição de novo marco regulatório para a sua exploração têm merecido especial atenção, seja em função da expressão das descobertas e perspectivas de sua exploração, assim como dos *royalties* decorrentes de sua exploração e das regras de sua repartição.

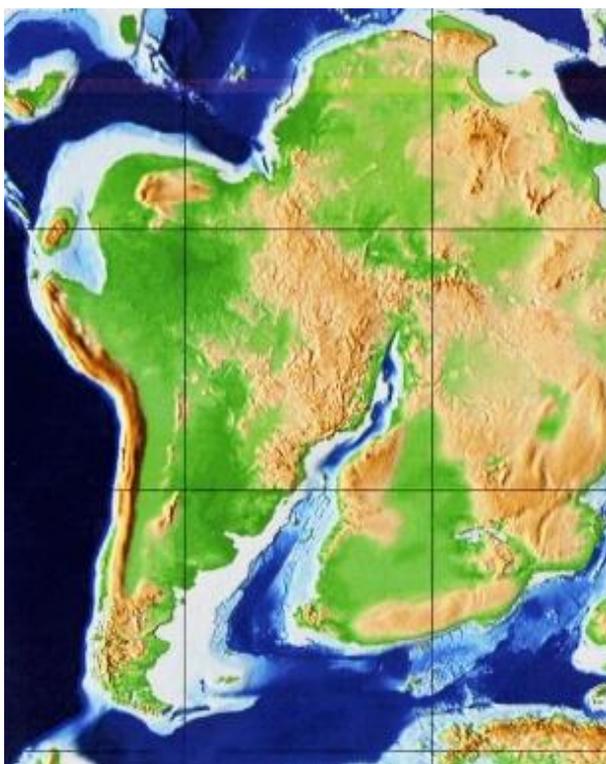
Para entender um pouco mais sobre estas descobertas, o presente capítulo traz informações sobre a origem geológica do pré-sal da Bacia de Santos, principal hospedeira das reservas, assim como das descobertas já anunciadas.

Em princípio, o limite territorial do Paraná na plataforma continental praticamente não abrange a área do pré-sal projetada em superfície e, portanto, à luz da legislação atual, não tem perspectiva de ser beneficiário direto como estado confrontante pela exploração do petróleo no pré-sal. O Paraná poderá vir a ser beneficiário em função da nova legislação em discussão no Congresso Nacional, que muito provavelmente incluirá outros critérios de repartição dos *royalties* decorrentes da exploração de petróleo no pré-sal.

1.1.1 Origem geológica do pré-sal

Há aproximadamente 122 milhões de anos, os continentes americano e africano formavam um super continente chamado Gondwana.

FIGURA 01 - ORIGEM GEOLÓGICA DO PRÉ - SAL



Intensas movimentações no interior da crosta terrestre causaram a divisão do Gondwana. Ao longo da fratura que se estabeleceu entre os novos continentes desenvolveu-se uma estreita e longa bacia sedimentar, que evoluiu de um lago, onde se depositaram sedimentos ricos em matéria orgânica no seu fundo, para um golfo alongado com a entrada do mar (predecessor do Atlântico Sul). Neste golfo circulavam águas saturadas de cloreto de sódio e outros sais solúveis. Sucessivas épocas de evaporação intensa propiciaram a deposição de evaporitos. Assim, a hoje espessa camada de sal encontrada na margem continental brasileira recobre sedimentos lacustres e transicionais que geraram o petróleo e o gás natural presentes nas bacias sedimentares do sudeste brasileiro.

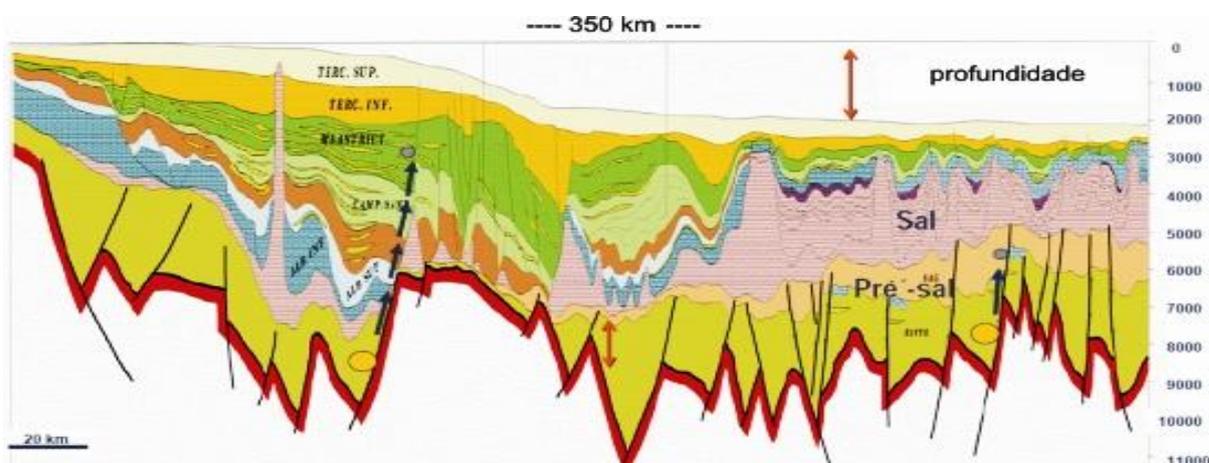
FONTE:- <http://www.ibp.org.br/main.asp?Team={D16EC88C-F8C0-42B0-8FA3-9F24B3036F82}>

Aos sedimentos lacustres e transicionais que permanecem sob as espessas camadas de sal e nos quais foram encontradas gigantescas jazidas de petróleo e gás natural na Bacia de Santos convencionou-se denominar "camadas do pré-sal" ou simplesmente "pré-sal".

Na situação descrita acima, as jazidas de petróleo encontram-se em rochas reservatórios imediatamente abaixo das espessas camadas de sal em sua posição original (autóctone), isto é, *in situ*.

Devido às características de mobilidade do sal e sob intensa pressão de uma coluna de sedimentos sobreposta (pós-sal) e ainda, em consequência de movimentos no interior da crosta terrestre (tremores, manifestações de vulcanismo, etc.), camadas de sal tendem a se movimentar ascendente e lateralmente (alóctones) buscando alívio de pressão, intrudindo camadas de rochas sedimentares mais novas e tomando as mais diversas formas. Nestas situações podem ocorrer jazidas de petróleo em rochas reservatório abaixo das camadas alóctones de sal.

FIGURA 02 - PERFIL DA BACIA DE SANTOS COM DESTAQUE PARA O PRÉ - SAL



FONTE:- <http://www.ibp.org.br/main.asp?Team={D16EC88C-F8C0-42B0-8FA3-9F24B3036F82}>

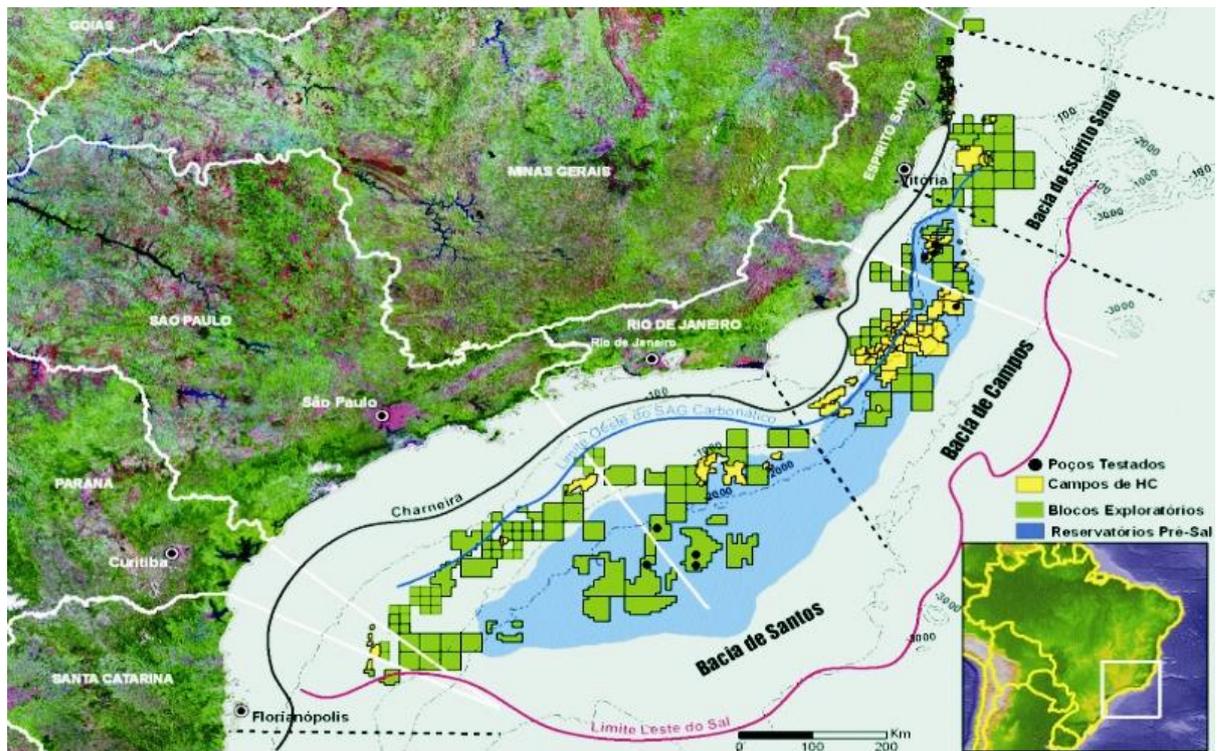
As rochas do pré-sal estendem-se por uma área que vai do Espírito Santo a Santa Catarina, com 800 km de extensão e 200 km de largura, em lâmina d'água entre 2 e 3 mil metros de profundidade e soterramento entre 3.000 e 4.000 metros. Abrangem as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.

As recentes descobertas de petróleo e gás estão abaixo da camada pré-sal, como os campos de Tupi e Júpiter, situados entre sete e dez mil metros de profundidade, o que encarece e dificulta sua exploração.

Os campos de petróleo e gás presentes no Paraná e Santa Catarina (Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalão Marinho) estão acima das rochas do pré-sal.

O limite territorial do Paraná na plataforma continental praticamente não abrange as áreas do pré-sal projetadas em superfície, porém abrange pequena parcela da Bacia de Santos.

FIGURA 03 - ÁREA DO PRÉ-SAL E LIMITES TERRITORIAIS DOS ESTADOS – Limites das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, localização dos poços testados, campos de petróleo e gás (HC) e blocos exploratórios



FONTE:- [http://www.ibp.org.br/data/documents/storedDocuments/\(79997163-0923-4BA7-8CC3-ADD2E29B3731\)/\(F942F37C-E995-4842-A479-BF51AD5780E5\)/Fig_ps_brasil_BIG.jpg](http://www.ibp.org.br/data/documents/storedDocuments/(79997163-0923-4BA7-8CC3-ADD2E29B3731)/(F942F37C-E995-4842-A479-BF51AD5780E5)/Fig_ps_brasil_BIG.jpg)

1.2 Bacia de Santos – área, distribuição e potencial

A Bacia de Santos, assim como todas as demais bacias sedimentares presentes na plataforma continental brasileira, teve sua origem durante a abertura continental afro-americana. A acumulação de sedimentos ocorreu inicialmente em condições flúvio-lacustres, passando posteriormente pelo estágio de bacia evaporítica com deposição de sal em ambiente marinho restrito e evoluindo para uma bacia de margem passiva com sedimentação marinha.

Chang et al (2008)¹, em análise do potencial do sistema petrolífero da Bacia de Santos, identificaram dois sistemas petrolíferos (geradora-reservatório): Guaratiba-Guarujá e Itajaí-Açu-Ilhabela, este na sequência pós-sal. A formação Guaratiba (pré-sal) depositada em ambiente flúvio-lacustre, foi considerada como o principal gerador de hidrocarbonetos. Sobre a formação Guaratiba houve a deposição dos amplos depósitos de sal (evaporitos) da formação Ariri em ambiente marinho restrito. Estas duas formações foram depositadas na fase Rifte².

¹ Hung Kiang Chang, Mario Luis Assine, Fernando Santos Corrêa, Júlio Setsuo Tinen, Alexandre Campana Vidal e Luzia Koike. **Sistemas petrolíferos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos**. Revista Brasileira de Geociências, volume 38, nº 2 - suplemento: geologia e exploração de petróleo, p 29-46 de junho de 2008.

² S.m.- Do inglês *rift*. Fratura na crosta continental, provocada por forças tectônicas de tração, que levam ao desenvolvimento de vales profundos (*rift valley*), onde predominam falhas de gravidade, com rejeitos normais, blocos deprimidos (*grabens*) e elevados (*horst*). São locais de grande acumulação de sedimentos e sua evolução leva a margens continentais passivas, como as atuais costas atlânticas brasileira e africana. No atual continente africano está se desenvolvendo um *rift*, ao longo do qual estão encaixados grandes lagos alongados e onde ocorre intenso vulcanismo.

<http://www.dicionario.pro.br/dicionario/index.php?title=Rifte>

Ainda segundo Chang et al (2008), a Bacia de Santos possui boa variedade de rochas-reservatório e os carbonatos oolíticos da Formação Guarujá constituem o reservatório mais importante da seção pós-rifte, devido ao maior volume de óleo descoberto nestas rochas, aglutinando os campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalo Marinho.

Os reservatórios da Formação Guarujá são constituídos de calcarenitos oolíticos de variada gama textural, mas principalmente na fração areia. Os estudos de Chang, et al (2008) distinguiram duas populações de porosidade: uma com média de 6,4% (variação de 4% a 12%) e outra com valores baixos de porosidade, com média de 2,3% (variação de 1,3% a 4,4%).

A Bacia de Santos, totalmente imersa, está localizada na porção sudeste da margem continental brasileira, em frente aos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A área total da bacia é de 352.260 km² e figura entre as maiores bacias sedimentares do Brasil. A bacia é limitada a sul pelo "Alto de Florianópolis", que a separa da Bacia de Pelotas; enquanto que a norte é limitada pelo "Alto de Cabo Frio", que a separa da Bacia de Campos. A espessura total da bacia é estimada em cerca de 11.000 metros³.

Em breve histórico sobre a Bacia de Santos, sabe-se que ela passou por várias fases de exploração petrolífera desde a perfuração do primeiro poço, em 1971, no litoral do Estado do Paraná. Nesse período inicial os resultados não foram satisfatórios, especialmente se comparados aos índices de sucesso na exploração da Bacia de Campos na mesma época. Os anos 70 foram marcados por descobertas terrestres, na Bacia do Espírito Santo (campo de São Mateus), e marítimas, nas bacias Potiguar (campo de Ubarana) e de Campos (campo de Garoupa).

Entre meados das décadas de 70 e 80 a Bacia de Campos se firmou como produtora de petróleo e, em virtude da segunda crise do petróleo e da necessidade do aumento da produção criou-se a política de exploração em contrato de risco.

A primeira descoberta na Bacia de Santos foi em arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açu no campo de Merluza, feitas pela Pecten/SHELL em 1980. Na Formação Guarujá a primeira acumulação descoberta foi no campo de Tubarão em 1988, abrindo uma nova perspectiva para a região sul da Bacia de Santos. Na sequência, a PETROBRAS descobriu o campo de Coral em 1990 e em 1992 o campo de Caravela.

Na sequência pós-sal, as pesquisas resultaram na descoberta de campos em reservatórios de pequeno porte: Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela⁴ no Paraná e Cavalo Marinho em Santa Catarina, um campo de gás e condensado denominado Merluza no Estado de São Paulo, além dos campos de Tambaú e Uruguá no Estado do Rio de Janeiro.

Após a nova lei do petróleo, de 1997, a Bacia de Santos recebeu novamente atenção exploratória da PETROBRAS e de outras companhias estrangeiras e nacionais. Novas descobertas foram realizadas, especialmente na porção norte da bacia, como os campos de Oliva, Atlanta, Lagosta, Tambuatã, Tambaú, Mexilhão, Carápia, Uriguá e Piratininga.

Recentemente duas grandes descobertas feitas pela PETROBRAS no pré-sal, os campos de Tupi e Júpiter, abriram novos horizontes à exploração de petróleo na Bacia de Santos, atingindo a porção superior da seção rifte, em profundidades superiores a 6.500 metros, logo abaixo da espessa camada de evaporitos (sal), em

³ http://www.cprm.gov.br/publique/media/capX_c.pdf

⁴ O campo de Caravela tem 91,57% da área no Paraná e 8,43% em Santa Catarina.

águas ultra-profundas (lâmina d'água superior a 2.500 metros). As reservas estimadas do campo de Tupi estão entre 6 e 8 bilhões de barris, correspondendo a cerca de 50 a 60% de toda a reserva nacional atual, o que traduz o grande potencial desta nova fronteira exploratória (Chang et al, 2008).

FIGURA 04 - LOCALIZAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO E GÁS NA BACIA DE SANTOS (PÓS-SAL) E TUPI (BLOCO BM-S-11, PRÉ-SAL)



FONTE: PETROBRAS
 NOTA: Tubarão (TB), Estrela do Mar (EM), Coral (CRL), Caravela (CRV) e Cavalo Marinho (CVM)

FIGURA 05 - DETALHE DOS CAMPOS DE TUBARÃO, ESTRELA DO MAR, CORAL, CARAVELA E CAVALO MARINHO



FONTE: PETROBRAS.

Um dos motivos da seção rifte da Bacia de Santos não ter sido testada até o início deste século era a falta de tecnologia de perfuração em águas ultra-profundas, além de espessa camada de sal (cerca de 2.000 metros de espessura), sobrejacente à seção rifte, que dificultava a construção de poços. Até então haviam sido perfurados somente três poços que atingiram a seção rifte nas porções mais proximais, onde foram observados arenitos avermelhados e conglomerados de borda de falha.

Segundo Chang et al (2008) a Formação Guaritiba, posicionada na base da Bacia de Santos, é considerada a principal rocha geradora. Uma vasta quantidade de reservatórios pode ser encontrada em toda seção sedimentar da Bacia de Santos, desde a sequência rifte, passando pela grande plataforma carbonática oolítica da Formação Guarujá, sobreposta por depósitos turbidíticos do Membro Ilhabela. Os depósitos turbidíticos também podem constituir importantes reservatórios na Formação Santos/Juréia, bem como na Formação Marambaia. Ressalta que todos esses reservatórios são portadores de hidrocarbonetos e, em alguns casos, constituem campos economicamente explotáveis.

A Bacia de Santos pode ser considerada como quase intocada do ponto de vista de prospecção e pesquisa, possuindo cerca de 170 poços exploratórios perfurados, ante os mais de 600 da Bacia de Campos.

Os campos Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalo Marinho estão localizados no extremo sudoeste da Bacia de Santos, a cerca de 200 quilômetros da costa dos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A produção foi paralisada em 2008 mas com possibilidade futura de retomada da produção.

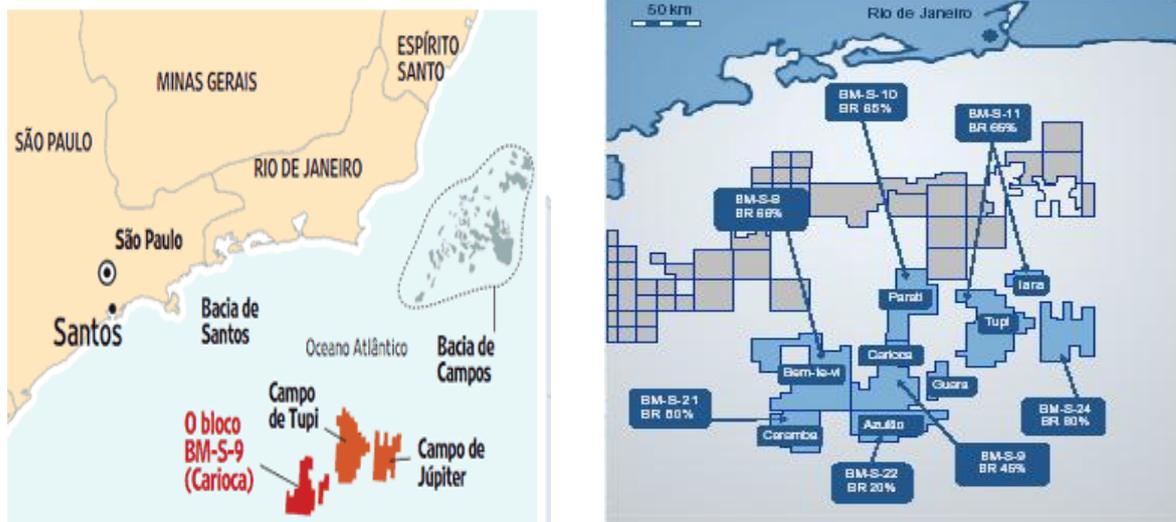
No Estado de São Paulo, o campo de Merluza, localizado a 200 quilômetros de Santos, é responsável pela produção de 1,2 milhão de metros cúbicos por dia de gás e 1.600 barris por dia de condensado. Prevê-se a ampliação da exploração de Merluza de modo que em 2010 produza de 9 a 10 milhões de m³/dia de gás, além de óleo e condensado. Junto ao campo de Merluza está o campo de Lagosta. Ainda em São Paulo temos o campo de Mexilhão, localizado a 140 quilômetros de São Sebastião, com estimativa de estar em plena produção a partir de 2010.

No Rio de Janeiro, localizado a 160 quilômetros da cidade do Rio de Janeiro, a exploração do antigo bloco BS-500 revelou os campos de Tambaú, Urugá, Tambuatá, Pirapitanga e Carapiá.

Nos últimos anos a Bacia de Santos passou a ser alvo de investimentos mais significativos em trabalhos de exploração e produção na área do pré-sal e a partir de 2006 foram anunciadas várias descobertas em reservatórios pré-sal.

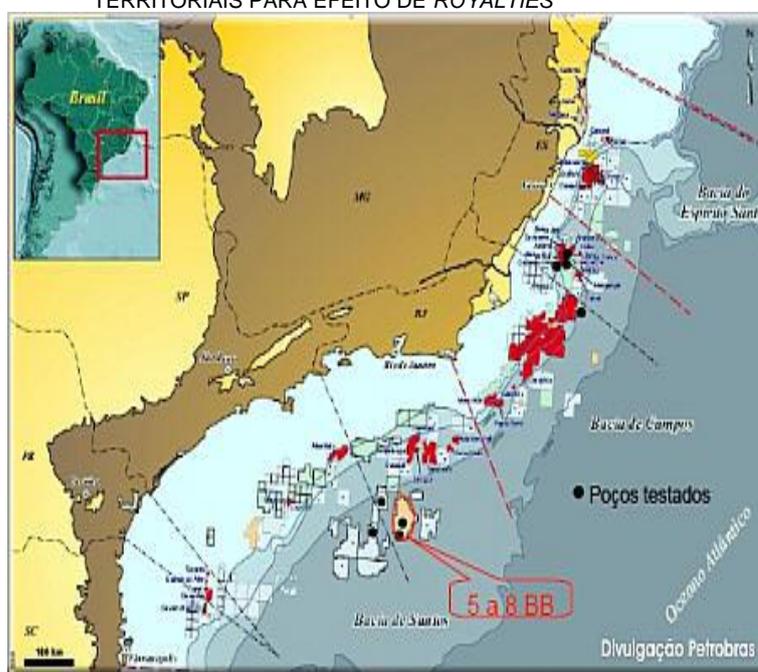
Além do anúncio da presença de grandes reservas no campo de Tupi, também foram anunciadas as descobertas de óleo leve nos campos de Parati, Carioca, Caramba, Jupiter, Guará, Bem-te-Vi e Iara. Os poços que atingiram o pré-sal e que foram testados pela PETROBRAS mostram, até agora, alta produtividade de petróleo leve e de gás natural. Além dos poços da Bacia de Santos também foram testados poços nas bacias do Espírito Santo e Campos.

FIGURA 06 - LOCALIZAÇÃO DE ALGUNS BLOCOS LICITADOS E COM DESCOBERTAS JÁ ANUNCIADAS NO PRÉ-SAL



FONTE:- <http://blog.zepini.com.br/up/z/ze/blog.zepini.com.br/img/0810689.gif>, e http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/EstrategiaCorporativa/pdf/PN_2009-2013_Port.pdf

FIGURA 07 - LOCALIZAÇÃO DOS CAMPOS DE PETRÓLEO DO PRÉ-SAL EM RELAÇÃO AOS DEMAIS CAMPOS (em vermelho) E LIMITES TERRITORIAIS PARA EFEITO DE ROYALTIES



FONTE:http://www.revistafator.com.br/imagens/fotos/campo_de_tupi

Em 12 de maio de 2010, a assessoria de imprensa da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), anunciou que para o poço 2-ANP-1-RJS, que está sendo perfurado para ampliar o conhecimento sobre o pré-sal, aponta para volumes recuperáveis da ordem de 4,5 bilhões de barris de petróleo no prospecto denominado Franco. O poço foi perfurado num prospecto com cerca de 400 km² e detectou uma coluna com 272 m de espessura efetiva com petróleo. A avaliação levou em consideração os mesmos padrões de cálculos adotados para a acumulação de Tupi, da PETROBRAS. A perfuração, que está sendo feita a 195 km da costa do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.189 m, já comprovou a

descoberta de óleo leve com cerca 30° API, 41 km a nordeste da estrutura denominada lara. A ANP está estudando a oportunidade de efetuar de imediato os testes de formação, a fim de verificar a produtividade do poço 2-ANP-1-RJS. A agência já deu início à perfuração do segundo poço, 2-ANP-2-RJS, localizado a 32 km a este-nordeste desta primeira descoberta, no prospecto chamado Libra.

Segundo matéria do jornal Valor Econômico de 13/05/2010, com este anúncio da ANP as reservas estimadas no pré-sal estariam entre 15,1 bilhões e 20,5 bilhões de barris de petróleo e gás: Tupi (5 a 8 bilhões), Franco (3 a 4 bilhões), Guará (1,1 a 2 bilhões) e Parque das Baleias no Espírito Santo (1,5 a 2 bilhões). Isto significa dobrar as reservas provadas brasileiras que atualmente estão em cerca de 14 bilhões de barris de óleo e gás.

QUADRO 01 - HISTÓRICO RECENTE DO PRÉ-SAL	
Julho de 2005	Primeiros sinais de petróleo descobertos na Bacia de Santos no bloco BM-S-10 (Parati)
Julho de 2006	Depósito de petróleo encontrado no bloco BM-S-11 (Tupi) na Bacia de Santos
Outubro de 2006	Anunciados os resultados do primeiro poço de teste perfurado no BM-S-11 (Tupi)
Março de 2007	Descoberto depósito no campo de Caxaréu, no norte da Bacia de Campos
Junho de 2007	Descoberto depósito no campo de Pirambu, no norte da Bacia de Campos
Agosto de 2007	Descoberto depósito no bloco BM-S-9 (Carioca) na Bacia de Santos
Novembro de 2007	Conclusão da análise do segundo poço do bloco BM-S-11 (Tupi) que indicou volume recuperável entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo e de gás natural
Dezembro de 2007	Descoberto depósito no bloco BM-S-21 (Caramba) na Bacia de Santos
Janeiro de 2008	Descoberto depósito de gás no bloco BM-S-24 (Júpiter) na Bacia de Santos
Maio de 2008	Comprovada presença de petróleo leve no bloco BM-S-8 (Bem Te Vi) na Bacia de Santos
Junho de 2008	Descoberto depósito em outra região do bloco BM-S-9 (Guará), na Bacia de Santos, com volumes hoje estimados de 1,1 a 2 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural
Agosto de 2008	Presença de petróleo comprovada em outra região do bloco BM-S-11 (Lara)
Setembro de 2008	Petrobras iniciou a produção do primeiro óleo da camada do pré-sal no campo de Jubarte, no norte da bacia de Campos (Espírito Santo), (poço ESS-103)
Setembro de 2008	Presença de um grande depósito de petróleo leve e gás foi confirmada em Júpiter (BM-S-24), a 37 km ao leste de Tupi, na Bacia de Santos.
Novembro de 2008	Comprovada descoberta de petróleo leve em reservas do pré-sal sob os campos de petróleo pesados de Baleia Franca, Baleia Azul, Jubarte e Cachalote na Bacia de Campos
Maio de 2009	Iniciado o teste de longa duração no campo Tupi
Dezembro de 2009	Refinaria de Capuava (RECAP), em São Paulo, refinou o primeiro volume de petróleo extraído da camada pré-sal da Bacia de Santos
FONTE:- PETROBRAS	

Santos é a maior bacia *offshore* do Brasil. Um pouco mais da metade da área explorada na bacia está em lâminas d'água profundas – acima de 300 metros - e ultraprofundas – acima de 1.500 metros. Na Bacia de Santos a PETROBRAS ultrapassou um total de 7.500 metros na perfuração dos campos do pré-sal.

A Bacia de Santos é dividida em cinco polos de produção no mar: Merluza, Mexilhão, Uruguá, Sul e Polo Pré-sal.

Na área do pré-sal da Bacia de Santos, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis já licitou onze blocos exploratórios, correspondentes a cerca de 25% da área de ocorrência das rochas do pré-sal em águas profundas. Os detentores destes blocos, sob a forma de contratos de concessão, são consórcios liderados pela PETROBRAS juntamente com outras empresas privadas. O único bloco onde a PETROBRAS não lidera o consórcio é o BM-S-22.

QUADRO 02 - DETENTORES DE BLOCOS NO PRÉ-SAL NA BACIA DE SANTOS		
BLOCO	CONSÓRCIO	CAMPOS
BM-S- 8	Petrobras (66%), Shell (20%) e Petrogal (14%)	Bem Te Vi
BM-S-9	Petrobras (45%), BG (30%) e Repsol (25%)	Carioca e Guará
BM-S-10	Petrobras (65%), BG (25%) e Partex (10%)	Parati
BM-S- 11	Petrobras (65%), BG (25%) e Petrogal (10%)	Tupi e Lara
BM-S-17	Petrobras (100%)	
BM-S-21	Petrobras (80%) e Petrogal (20%)	Caramba
BM-S-22	Esso (40%), Amerada (40%) e Eetrobrás (20%)	
BM-S-24	Petrobras (80%) e Petrogal (20%)	Júpiter
BM-S-42	Petrobras (100%)	
BM-S-50	Petrobras (60%), BG (20%) e Repsol (20%)	
BM-S-52	Petrobras (60%) e BG (40%)	

FONTE: ANP

1.2.1 Perspectivas do pré-sal e os desafios tecnológicos de recuperação de reservatórios

Em áreas exploratórias *offshore* (localizado ou operado no mar), a PETROBRAS perfurou poços em águas rasas que alcançaram o pré-sal nas bacias de Sergipe-Alagoas (campo de Camorim) e de Campos. As descobertas confirmadas ao longo dos primeiros anos da década de 80 se revelaram viáveis comercialmente, porém pouco significativas, principalmente por conta das limitações tecnológicas da época.

Com o avanço tecnológico, os esforços de exploração se intensificaram, fazendo com que a PETROBRAS buscasse águas cada vez mais profundas, tendo perfurado, desde 2005, 15 poços exploratórios que tinham como objetivo atingir o pré-sal nas bacias de Campos e de Santos. Desse total, nove poços já foram testados em Santos, com indicações de presença de petróleo leve de alto valor comercial e grande quantidade de gás natural associado.

Em 2009 a PETROBRAS realizou o teste de longa duração da área de Tupi, com capacidade para processar até 30 mil barris diários de petróleo e um mês depois, 22 de dezembro de 2009, a Refinaria de Capuava (RECAP), em São Paulo, refinou o primeiro volume de petróleo extraído da camada pré-sal da Bacia de Santos.

Segundo informe disponibilizado na biblioteca virtual de engenharia do petróleo⁵, a Bacia de Santos desperta o interesse de várias petroleiras e se firma como a mais nova promessa brasileira. A Bacia de Santos vive o que parece ser o início de seu apogeu. Com 86 blocos sob concessão, cinco planos de avaliação em curso e mais 10 campos, Santos está atualmente sob intensa atividade de exploração e produção (E&P), comandada por PETROBRAS, SHELL, BG, ENI, Exxon, Newfield, Maersk e Repsol YPF, além de Amerada Hess, Partex, Petrogal e Queiroz Galvão, que não respondem por operações, mas mantêm participações em projetos.

O gerente geral da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UN-BS), José Luiz Marcusso, em palestra realizada em 23/10/2009⁶ na

⁵ <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE72/artigo1.htm>

⁶ Fonte: Agência Petrobras -

<http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/21067/Projetos+da+Petrobras+na+Bacia+de+Santos+s%C3%A3o+detalhados+na+Santos+Offshore>

Santos Offshore, apresentou informações sobre a plataforma de Mexilhão, prevista para entrar em operação entre maio e junho de 2010, com capacidade de produção de até 15 milhões de m³ por dia de gás e 20 mil barris por dia de condensado, além da Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), em Caraguatatuba (SP), que também faz parte do Polo Mexilhão.

Marcusso também destacou que desde 25 de abril de 2009 a PETROBRAS produz o campo de Lagosta, a cerca de seis quilômetros de Merluza, no litoral de Praia Grande, fornecendo gás de origem nacional para abastecer plenamente o mercado da Baixada Santista.

O gerente geral afirmou que até o final de 2010 o projeto piloto de Tupi, com capacidade de produção de 100 mil barris por dia de petróleo e quatro milhões de metros cúbicos diários de gás natural, estará em operação com escoamento do gás em escala comercial para Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba - UTGCA, que também receberá gás dos projetos de Mexilhão e de Uruguá-Tambau. Sobre Uruguá-Tambau, no Polo Uruguá, Marcusso informou que estará operacional entre fevereiro e março de 2010, com capacidade de produzir 10 milhões de metros cúbicos diários de gás natural e 35 mil barris por dia de petróleo.

No que se refere à contratação de sondas, José Luiz Marcusso afirmou que hoje já somam dez unidades de perfuração com atividades na Bacia de Santos. Outras 12 sondas obtidas de licitação internacional serão recebidas até 2012 visando atender à necessidade de curto prazo da Petrobrás, enquanto a indústria nacional se prepara para as demais encomendas de 28 unidades a serem construídas no Brasil e operadas por empresas brasileiras, com recebimento entre 2013 e 2017.

Marcusso assegurou que a empresa continuará investindo pesado em exploração, contribuindo para que a meta de se produzir 1,8 milhão de barris de petróleo por dia em 2020 no pré-sal da Bacia de Santos seja atingida, com a garantia de contínuo crescimento da produção futura.

Conforme reportagem da revista Petrobras Magazine⁷, a exploração da província petrolífera denominada Pré-Sal traz importantes desafios pela frente.

Como desafios têm-se a logística de apoio em alto-mar, isto é, de transporte de materiais, equipamentos e equipes e de instalação de sistemas de ancoragem e de operação em poços. Afinal, no caso da acumulação de Tupi e de outras da província, a distância em relação à costa brasileira é de 300 km, uma extensão considerável.

Para se chegar até os reservatórios será preciso ultrapassar uma lâmina d'água de mais de 2.000 metros, uma camada de 1.000 metros de sedimentos e outra de 2.000 metros de sal. No caso de Tupi, a distância é de 5.000 a 7.000 metros em relação à superfície do mar.

O tipo de rocha existente nos reservatórios também não tem precedentes nas operações da PETROBRAS. Em vez de arenitos turbidíticos, característicos de grandes acumulações da camada pós-sal, conhecidos pela PETROBRAS há muito tempo, encontram-se carbonatos microbiais, também conhecidos como microbiólitos, formações de caráter heterogêneo, praticamente sem parâmetros na história mundial e cujo comportamento em termos de recuperação de óleo ainda é desconhecido. Portanto, não é possível replicar modelos como os já adotados em outras bacias, conta o gerente executivo de Exploração do Pré-Sal, José Formigli.

⁷ Petrobras Magazine, edição 56 - <http://www.hotsitespetrobras.com.br/petrobrasmagazine/Edicoes/edicao56/pt/internas/pre%2Dsal/#main>

A geração de múltiplas fraturas em poços do tipo horizontal, bilateral e multilateral é estimulada neste tipo de rocha devido à geração de caminhos preferenciais para o escoamento do óleo do reservatório carbonático para o poço, aumentando assim a vazão e a estabilidade no mesmo. O multifaturamento pode ser aplicado também em poços horizontais de campos maduros, para revitalizar suas produções.

O multifaturamento em poço horizontal é uma tecnologia que promete aumentar a exploração em reservatórios de baixa permeabilidade e também poderá ser aplicado em campos maduros como técnica de revitalização, aumentando o volume de óleo produzido⁸.

Desenvolvido pela petroleira dinamarquesa Maersk, o método consiste em revestir, cimentar e em seguida multifaturar poços horizontais, com o objetivo de facilitar o escoamento de hidrocarbonetos. As pesquisas indicam que a tecnologia tem grande potencial de aplicação em muitos reservatórios brasileiros que possuem estruturas semelhantes às dos campos da Maersk no Mar do Norte.

De acordo com o engenheiro Paulo Dore Fernandes, do Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES), coordenador do projeto de pesquisa que desenvolve a tecnologia, os campos de rochas-reservatório carbonáticas são o grande alvo para aplicação do método no Brasil. Ele lembra que, no país, o fator de recuperação de petróleo nesse tipo de reservatório gira em torno de 2% a 3%, enquanto o índice apurado nas rochas areníticas pode chegar a 30%. A PETROBRAS tem muitas reservas provadas em rochas carbonáticas, e muitas delas nunca foram desenvolvidas por causa das limitações de permeabilidade.

Os estudos da PETROBRAS fazem parte da carteira de projetos do Programa de Recuperação Avançada de Petróleo (PRAVAP), do CENPES. A confiança da empresa no sucesso do método aumentou em 2002, quando foi feito o primeiro teste bem sucedido do multifaturamento hidráulico em um poço horizontal piloto *onshore* (em terra), o CP 1466, no campo de Carmópolis, em Sergipe (UNSEAL), com 700 m de profundidade. Com 258 metros de extensão horizontal, o poço recebeu cinco fraturas, em cinco formações diferentes ao longo do trecho. Concluída a operação, o CP 1466 tornou-se campeão de produção em Carmópolis, com exploração diária de 2.400 barris/dia, contra uma média de 180 barris/dia dos demais poços.

O teste *offshore* está sendo feito no campo de Enchova, na Bacia de Campos, cuja rocha-reservatório é um carbonato que apresenta valores de baixa e média permeabilidades. A operação contou com a perfuração de um novo poço, o 7-EN-52H-RJS, com 2.830 metros de profundidade vertical e 1.450 metros de extensão horizontal e lâmina d'água de 125 metros. O tratamento prevê o estabelecimento de sete fraturas hidráulicas ao longo do trecho horizontal, que funcionarão como drenos para o escoamento do petróleo da rocha-reservatório para o poço. Foi a primeira vez que se aplicou a técnica de construção de poços horizontais, revestidos e multifaturados (HRMF), a partir de uma sonda flutuante.

De acordo com matéria do Conexão PRAVAP, de junho de 2005⁹, o fraturamento de poços horizontais executado recentemente em Enchova ainda não foi colocado em produção para verificar os resultados do experimento, contudo esta técnica garante poços de bom índice de produtividade, mesmo em formações pouco permeáveis, e abre caminho para o aumento da recuperação de petróleo nesse tipo de reservatório.

⁸ Biblioteca virtual de engenharia de petróleo - <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE60/artigo1.htm>

⁹ CONEXÃO PRAVAP, ano 5 – n° 20 – maio – junho 2005 - - <http://www.energia.unifacs.br/Pravap20.pdf>

Os carbonatos de baixa permeabilidade estão localizados nas bacias de Campos e de Santos. O engenheiro de petróleo Paulo Dore considera que a tecnologia de construção de poços horizontais, revestidos e multifaturados-HRMF já está quase totalmente dominada operacionalmente e que o próximo desafio seria fazer um poço HRMF no campo de Caravela, na Bacia de Santos, que tem um grande volume de óleo *in place*, com permeabilidade extremamente baixa, tornando-a subcomercial. Segundo o engenheiro o desafio é conseguir, em Caravela, um poço de alta vazão.

A matéria da revista Petro & Química de 2008¹⁰ mostra que o campo de Bonito é o laboratório em que os engenheiros da PETROBRAS estão avaliando o comportamento dos poços horizontais de longos trechos multifaturados sob injeção de água. O projeto piloto quer testar a viabilidade da tecnologia nos reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade localizados na Bacia de Campos – que, em geral, têm baixos fatores de recuperação. “Os resultados são animadores”, adianta o engenheiro Carlos Roberto Holleben, que coordena na PETROBRAS o Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração – Recage.

O programa Recage concentra as ações de revitalização dos campos que já ultrapassaram o pico de produção, mas que podem ter ainda muito óleo *in place*. É graças a essas iniciativas que campos como os de Carmópolis, Canto do Amaro, Camorim, Dourado, Bonito e Albacora, que já haviam alcançado o pico de produção, ganham novo vigor. Em alguns casos podem ganhar uma vida útil ainda maior do que a inicialmente estimada.

De modo geral, só com a energia existente no reservatório é possível extrair algo em torno de 8% do petróleo aprisionado – os valores variam de 5% até 20%, dependendo das características da jazida. Numa recuperação secundária – já com métodos de injeção de água, esses números podem chegar a 30%. Para recuperar mais do que isso, as operadoras recorrem aos chamados métodos de recuperação especial, que incluem injeção de vapor, polímeros, surfactantes ou CO₂.

A meta, não só da PETROBRAS, mas de toda a indústria do petróleo, é recuperar 70% das reservas, um fator de recuperação altíssimo, mas nada que seja impossível. O campo de Gullfaks, *benchmark* quando se fala no assunto, caminha para atingir esse índice e estender a produção até 2030 com a perfuração de novos poços horizontais multifaturados baseados na sísmica 4D, que consiste na avaliação das mudanças geológicas dos reservatórios ao longo de sua produção, e injeção alternada de água e gás no campo.

Na Bahia, os primeiros pilotos com a injeção de CO₂ já mostram resultados promissores, tanto que os técnicos vêm implementando um grande projeto de injeção de CO₂ para o campo de Miranga, na Bacia do Recôncavo. A técnica se apresentou bastante adequada para aumentar a produtividade nos campos de óleo leve, sem contar que esse método tem um forte apelo ambiental, ao reinjetar em um reservatório de petróleo o CO₂ que iria para a atmosfera.

Via de regra, a injeção de água é suficiente para aumentar a recuperação em reservatórios que contêm óleo leve de baixa viscosidade. Já nos campos que contêm óleo de alta viscosidade, o método que se mostra mais adequado é a injeção de vapor. É o método de recuperação avançada mais utilizado dentro da PETROBRAS e aplicado com sucesso em vários campos terrestres, como Fazenda Alegre, no Espírito Santo, Fazenda Belém, Estreito e Alto do Rodrigues, no Rio

¹⁰ Revista Petro & Química, Edição 308, 2008 - http://www.editoravalete.com.br/site_petroquimica/edicoes/ed_308/308.html

Grande do Norte. O calor introduzido no reservatório aquece o óleo e reduz a viscosidade para estimular a extração.

Aplicar um desses métodos especiais nos campos *offshore*, no entanto, remete os técnicos a uma equação logística: a injeção de vapor, polímeros, surfactantes ou CO₂ requer volumosos compressores e tanques de armazenagem que nem sempre têm espaço nas plataformas. “Isso aumenta em muito os custos das plataformas e exige outras embarcações de suporte”, explica Ricardo Cunha Mattos Portella, coordenador do PRAVAP.

Em terra, o maior exemplo quando se fala em aumento da produtividade é o campo de Carmópolis. Localizado em Sergipe, Carmópolis já produz há mais de quatro décadas. Mas a PETROBRAS ainda espera extrair muito petróleo daquela área, tanto que tem projetos para o adensamento da malha, perfuração de novos poços, completação e estimulação de outros, e injeção de água. Para se ter uma ideia, atualmente são injetados 130 mil barris de água por dia, que passarão para 360 mil barris no pico do projeto. Pelas previsões do Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração – Recage, o ganho de produção fica na casa dos 40 milhões de barris de petróleo.

Carmópolis foi descoberto em 1963 e após atingir seu pico de produção em 1989, com 27 mil barris por dia, o campo entrou em declínio. Hoje, com esforços de recuperação, produz 24 mil barris por dia. Com a introdução de novas técnicas, a produção diária deverá subir para 31 mil barris de óleo em 2012, alcançando um novo patamar¹¹. Foi no campo de Carmópolis que em 2002 a PETROBRAS testou a técnica de multifaturamento com o intuito de aumentar a sua produtividade. (Conexão PRAVAP, ano 5, n.º 20 – maio / junho 2005).

O primeiro campo marítimo do Brasil, Guaricema, em Sergipe, descoberto em 1968, teve as reservas elevadas em 23% na comparação com os níveis de 2004. Já os campos de Enchova, Garoupa, Pampo e Namorado, pioneiros da bacia de Campos, tiveram reservas ampliadas em 30%. O incremento das reservas vem acontecendo desde 2003, quando a PETROBRAS passou a perseguir metas, criando o programa de Revitalização de Campos de Alto Grau de Exploração (Recage). Na primeira fase, concluída em 2008, o fator de recuperação cresceu quatro pontos percentuais. Na segunda fase, que vai até 2012, a meta é elevar em sete pontos.

1.3 Exploração de petróleo e gás no Paraná

1.3.1 Reservas

Os campos de petróleo localizados no Paraná estão no mar, na plataforma continental e geologicamente na Bacia de Santos. A exceção é o campo de Barra Bonita, localizado em terra, na bacia do Paraná.

De acordo com o Boletim Anual de Reservas, de 31/12/2008, divulgado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, as reservas de

¹¹ Valor Econômico - 27/11/2009 - <http://clippingmp.planejamento.gov.br/cadastros/noticias/2009/11/27/petrobras-amplia-capacidade-de-recuperacao-dos-pocos>

petróleo e gás no Paraná são: reserva provada¹² de gás em terra (Barra Bonita) de 141,91 milhões de m³ e reservas totais de 777,08 milhões de m³. No mar, as reservas provadas no Paraná são de 3,29 milhões de m³ de petróleo (20,67 milhões de barris) e 468,15 milhões de m³ de gás. As reservas totais no mar são de 4,35 milhões de m³ de petróleo (27,38 milhões de barris) e 538,36 milhões de m³ de gás¹³.

As reservas no mar provadas em Santa Catarina são de 0,76 milhões de m³ de petróleo (4,76 milhões de barris) e as de gás são de 205,26 milhões de m³. As reservas totais são de 5,26 milhões de m³ de petróleo (33,06 milhões de barris) e de 2.599,80 milhões de m³ de gás. As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente a Santa Catarina.

As reservas localizadas no Paraná são ínfimas comparadas com as reservas brasileiras e correspondem a 0,16% das reservas provadas de petróleo e 2,02% das reservas provadas de gás (31/12/2008).

No Brasil, as reservas provadas de petróleo são de 2.009,30 milhões de m³ (12.638,52 milhões de barris) e a de gás de 331.696,92 milhões de m³. As reservas totais são de 3.190,90 milhões de m³ de petróleo (20.070,74 milhões de barris) e de 502.786,16 milhões de m³ de gás.

As reservas do pré-sal não estão contabilizadas em função de ainda não terem atingido os requisitos técnicos para serem incorporados às reservas.

¹² De acordo com ANP, PORTARIA ANP Nº 9, DE 21.1.2000:

Reservas Provadas - Reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

Reservas Prováveis - Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

Reservas Possíveis - Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

Reservas Totais - Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

¹³ As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná. As reservas de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado de Santa Catarina.

TABELA 01 - RESERVAS PROVADAS¹ DE PETRÓLEO, POR LOCALIZAÇÃO (TERRA E MAR), SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO - 1999-2008

Unidades da Federação	Local	Reservas provadas de petróleo (milhões barris)									
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total		8.153,3	8.464,7	8.495,8	9.804,6	10.601,9	11.243,3	11.772,6	12.181,6	12.623,9	12.801,5
Subtotal	Terra	799,3	854,2	909,0	927,0	934,5	864,5	882,7	904,9	886,5	895,9
	Mar	7.354,1	7.610,5	7.586,8	8.877,6	9.667,4	10.378,8	10.890,0	11.276,8	11.737,5	11.905,6
Amazonas	Terra	110,8	128,8	131,8	114,5	110,6	100,0	91,9	96,7	102,7	107,6
Ceará	Terra	5,6	2,6	6,6	6,2	5,7	6,8	6,3	5,5	8,4	10,4
	Mar	114,9	90,7	64,7	70,0	67,1	70,1	71,3	69,5	57,5	58,9
Rio Gr. do Norte	Terra	260,9	283,2	270,8	259,2	260,3	250,2	259,4	263,0	264,6	265,2
	Mar	66,8	65,4	68,7	69,8	71,6	67,4	80,7	79,6	98,1	98,1
Alagoas	Terra	12,0	9,3	12,8	12,1	11,4	10,9	11,8	11,3	8,7	6,9
	Mar	3,7	2,1	1,4	1,3	1,4	1,6	1,2	0,9	0,7	0,6
Sergipe	Terra	174,7	178,8	210,1	204,8	220,0	223,3	230,0	226,6	231,8	226,4
	Mar	27,9	36,7	27,9	27,9	21,1	36,1	37,8	38,1	34,6	35,0
Bahia	Terra	183,3	190,9	208,1	212,3	211,6	214,8	228,6	241,1	216,1	228,6
	Mar	6,4	19,7	12,0	2,9	2,2	2,3	2,3	3,5	37,8	59,6
Espírito Santo	Terra	52,1	60,6	68,8	118,0	114,9	58,4	54,6	60,7	54,1	50,8
	Mar	0,6	3,4	6,2	499,8	609,7	1.205,6	1.126,1	1.286,5	1.277,1	1.275,5
Rio de Janeiro ²	Mar	7.104,2	7.366,1	7.375,6	8.174,4	8.854,1	8.931,1	9.532,6	9.762,2	10.177,9	10.328,5
São Paulo	Mar	6,3	5,8	5,2	4,5	4,0	39,9	19,2	23,8	27,6	23,9
Paraná ³	Mar	23,3	20,7	25,0	26,9	23,7	14,8	10,7	6,2	21,3	20,7
Santa Catarina ⁴	Mar	-	-	-	-	12,5	9,9	8,2	6,6	4,8	4,8

FONTES: ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n° 9/2000. Reservas em 31/12 dos anos de referência. Inclui condensado.

NOTAS: ¹ Incluindo as reservas dos campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise.

² As reservas dos campos de Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro por simplificação.

³ As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná por simplificação.

⁴ As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado de Santa Catarina por simplificação.

TABELA 02 - RESERVAS PROVADAS¹ DE GÁS NATURAL, POR LOCALIZAÇÃO (TERRA E MAR), SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO - 1999-2008

Unidades da Federação	Local	Reservas provadas de gás natural (milhões m ³)									
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total		231.233	220.999	222.731	244.547	245.340	326.084	306.395	347.903	364.991	364.236
Subtotal	Terra	85.477	78.601	77.159	76.070	76.597	73.730	71.752	74.522	68.131	66.305
	Mar	145.756	142.398	145.572	168.477	168.743	252.354	234.643	273.381	296.860	297.931
Amazonas	Terra	44.897	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143
Ceará	Terra	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mar	1.808	1.595	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028
Rio G. do Norte	Terra	6.171	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585
	Mar	17.520	16.841	15.930	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663
Alagoas	Terra	7.268	5.961	5.766	4.719	4.286	3.929	3.525	3.241	3.042	3.058
	Mar	1.563	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730
Sergipe	Terra	925	789	864	820	861	829	768	814	761	989
	Mar	5.385	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678
Bahia	Terra	23.705	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.474	8.470	7.447
	Mar	4.183	4.126	3.083	10.101	8.681	9.625	9.388	14.269	26.423	24.671
Espírito Santo	Terra	2.510	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	3.364	1.140	940
	Mar	5.453	5.477	9.499	14.467	15.258	21.286	31.271	37.385	37.594	38.004
Rio de Janeiro ²	Mar	104.904	103.515	106.246	116.339	119.257	119.049	145.378	164.503	167.917	173.142
São Paulo	Mar	4.940	4.669	4.273	3.875	3.508	78.471	28.696	38.543	47.881	48.340
Paraná ³	Terra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142
	Mar	-	43	68	34	61	26	15	9	568	468
Santa Catarina ⁴	Mar	-	-	-	-	44	11	7	7	206	205

FONTES: ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n° 9/2000. Reservas em 31/12 dos anos de referência. Inclui condensado.

NOTAS: ¹ Incluindo as reservas dos campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise.

² As reservas do campo de Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro por simplificação.

³ As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná por simplificação.

⁴ As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado de Santa Catarina por simplificação.

1.3.2 Aspectos legais e conceituais

De acordo com a Lei do Petróleo, campo de petróleo ou de gás natural ou de ambos é uma área produtora de petróleo e/ou de gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

O conceito de campo de petróleo e gás natural considera aspectos geológicos, econômicos e de engenharia.

Em geral, um campo produz ao mesmo tempo petróleo e gás natural, havendo, em alguns, a predominância do petróleo e, noutros, a do gás natural. Para medir qual dos dois predomina, a indústria do petróleo utiliza um coeficiente chamado razão gás-óleo.

Gás natural associado ao petróleo é quando, ao se produzir petróleo, produz-se também, inexoravelmente, o gás. Chama-se “gás natural não associado ao petróleo” aquele gás que pode ser produzido de forma independente do petróleo. No que diz respeito aos *royalties*, no entanto, esta classificação não tem muita importância.

Cada campo de petróleo e gás natural é delimitado por uma área geográfica e sua operação é regida por um contrato de concessão celebrado entre a ANP e a concessionária que detém os direitos de produção naquele campo.

Para o cálculo dos *royalties*, cada campo de petróleo e gás natural é tratado como uma unidade de negócio em separado, ou seja, a cada campo corresponderá uma alíquota de *royalties* e preços próprios para petróleo e gás natural. Os preços serão utilizados para valorar a produção do campo e a alíquota será aplicada sobre o valor da produção, para calcular os *royalties*.

A lei 9.478/97 estabelece que o contrato de concessão deve prever duas fases: a de pesquisa ou exploração (descoberta da jazida) e a de lavra ou produção (extração e preparo para movimentação do minério).

Na fase de pesquisa ou exploração incluem-se as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

Na fase de lavra ou produção incluem-se as atividades de desenvolvimento, ou seja, as operações destinadas a viabilizar as atividades de produção de petróleo ou gás. Para efeito de simples classificação dos campos, eles são ditos “em desenvolvimento” quando ainda não iniciaram a produção (antes do primeiro óleo).

A data da declaração de comercialidade de uma descoberta marca o início do prazo para que o concessionário entregue o plano de desenvolvimento, documento que descreve, entre outras coisas, o modelo geológico da área do campo e as bases do projeto das instalações a serem implantadas, prevê a curva de produção de fluidos, fixa diretrizes de segurança para a implantação, a operação e a desativação do sistema de produção e escoamento e apresenta também os aspectos econômicos do projeto. A agência pode solicitar modificações do plano de desenvolvimento antes de aprová-lo e, aprovado, ele passará a ser de cumprimento obrigatório pelo concessionário.

O acompanhamento da execução das atividades previstas no plano de desenvolvimento se faz por meio dos programas anuais de trabalho e orçamento, o primeiro dos quais é apresentado logo após a aprovação do plano de desenvolvimento e os seguintes a cada ano.

A partir do momento em que o campo começa a produzir, ele passa a estar

sujeito a procedimentos adicionais de acompanhamento e fiscalização. A medição da produção é feita por sistemas construídos de acordo com regulamentos e normas específicas da ANP e do INMETRO, sendo esses sistemas fiscalizados durante toda a vida produtiva do campo. Da mesma forma, a segurança operacional das instalações é fiscalizada de acordo com normas específicas.

Além de consolidar o total produzido, a agência acompanha as reavaliações das reservas de petróleo e gás existentes no país e publica anualmente o seu inventário.

A última etapa de operação de campos de produção é a desativação das instalações e a devolução da área de concessão. As atividades de desativação devem ser feitas conforme padrões estabelecidos em normas e é uma etapa sujeita a garantias financeiras específicas, estabelecidas no contrato de concessão, com o objetivo de evitar prejuízos à união ou danos ambientais remanescentes.

1.3.3 Situação dos campos de petróleo

As rochas-reservatório dos campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalo Marinho são os carbonatos oolíticos da Formação Guarujá que possuem variada gama textural, com duas populações de porosidade: uma com média de 6,4% e outra com valores baixos de porosidade, com média de 2,3% (Chang et al, 2008). A primeira acumulação descoberta nestas rochas-reservatórios foi no campo de Tubarão em 1988, seguida de Coral em 1990, Caravela em 1992 e Cavalo Marinho em 2001.

A PETROBRAS é concessionária de todos os campos pertencentes ao Paraná, com no mínimo 35% (Estrela do Mar e Coral) e 100% dos campos de Tubarão, Caravela e Barra Bonita, sendo a empresa operadora de todos os campos, mesmo onde é minoritária.

Outra importante parceira na exploração destes campos é a empresa norueguesa Norse Energy. Segundo informações no site da empresa, consta que a mesma possui participação de: 35% no campo de Coral (7,5% diretamente e 27,5% por meio da subsidiária Coplex); 65% no campo Estrela do Mar (37,5% diretamente e 27,5% por meio da subsidiária Coplex) e 50% no campo Cavalo Marinho.

Segundo matéria da Rio Oil & Gás de setembro de 2008¹⁴, Coral, Estrela do Mar e Cavalo Marinho são campos marginais, de reservatório de carbonato, localizados no bloco BS-3 ao sul da Bacia de Santos, com sérios problemas de permeabilidade. Segundo a matéria, apesar de não ter se manifestado oficialmente, a Norse Energy pôs seus ativos em petróleo à venda no país.

De acordo com informações da ANP (31/2/2009), no Paraná existem dois campos na fase de produção (Coral e Caravela) e os demais estão na etapa de desenvolvimento da fase de produção (Tubarão e Estrela do Mar na Bacia de Santos e Barra Bonita na Bacia do Paraná).

O Campo de Caravela começou a produção em 1993 e foi paralisado em julho de 2002. O campo de Coral começou a produção em 2003 e foi paralisado em 2008. Cavalo Marinho deve iniciar as operações em 2012 e o campo Estrela do Mar está em avaliação.

¹⁴ Rio Oil & Gás, expo and conference, de 15 Setembro 2008, pg. 3 - http://www.upstreamonline.com/multimedia/archive/00026/RioMon150908_26466a.pdf. Evento realizado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP).

QUADRO 03 - CAMPOS DE PETRÓLEO NO PARANÁ E SANTA CATARINA – situação em 31/12/2009				
CAMPO (Contrato de concessão)	SITUAÇÃO (31/12/2009)		ESTADO	CONCESSIONÁRIOS (%)
CORAL (48000.003924/97-63-CRL)	Fase de produção	Mar	Paraná	Petrobras (35), Norse (7,5), Brasoil Coral (15), Coplex (27,5), BS3 (15)
CARAVELA (48000.003865/97-04-CRV)	Fase de produção	Mar	Paraná	Petrobras (100)
TUBARÃO(...)	Desenvolvimento da fase de produção ¹⁵	Mar	Santa Catarina	Petrobras (100)
ESTRELA DO MAR (480000039259726)	Desenvolvimento da fase de produção	Mar	Paraná	Petrobras (35), Norse (65)
CAVALO MARINHO (480000035729728)	Desenvolvimento da fase de produção	Mar	Santa Catarina	Petrobras (35), Norse (50), Brasoil (15)
BARRA BONITA (480000039239709)	Desenvolvimento da fase de produção	Terra	Paraná	Petrobras (100)

FONTE: ANP
 NOTA:- Norse energy controla a Coplex. A BS3 S.A. pertence à Queiroz Galvão. A Brasoil detém participação de 10% da Manati S.A. pertencente à Queiroz Galvão.

Conforme pode ser observado na figura acima, existe uma incoerência geográfica atribuindo o campo de Tubarão a Santa Catarina, a menos que decisão judicial sobre a demanda entre PR e SC assim tenha deliberado (Ação Civil Originária Nº 444-6 - Supremo Tribunal Federal – 1991, retificação de demarcação).

1.3.3.1 Ação civil originária nº 444-6

O Estado de Santa Catarina ajuizou no Supremo Tribunal Federal, em 1991, uma ação questionando o critério utilizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) para traçar a divisa marítima com o Paraná. A iniciativa buscava definir qual o estado que receberá os *royalties* da exploração de petróleo na região costeira vizinha. Em síntese, Santa Catarina alega que o IBGE adotou um critério

¹⁵ **Desenvolvimento** - Conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás. LEI Nº 9.478, de 6.8.1997

sem fundamento jurídico válido, diferente do utilizado para todos os demais estados brasileiros. Tenta-se demonstrar que os poços explorados estão em “águas catarinenses”, e que, portanto, os *royalties* não são do Paraná. A ação ainda não foi julgada.

Matéria divulgada na imprensa catarinense¹⁶ relata que o problema começou quando o IBGE definiu os limites marítimos entre os dois estados, "usando critérios que não são os estabelecidos pela legislação".

Segundo a matéria, o próprio IBGE confessou que "a solução encontrada carece de respaldo legal e parte de uma premissa que não se encontra perfeitamente caracterizada, a da garantia da projeção integral das unidades da federação na plataforma continental". O texto é do Relatório Técnico DGC nº 01/88, elaborado pela Diretoria de Geociências do órgão. Em correspondência da presidência do IBGE (25 de julho de 1988), está escrito que "os estudos não são conclusivos quanto à projeção dos limites dos Estados de Santa Catarina e Paraná na plataforma continental, no tocante às jazidas petrolíferas descobertas no mar territorial".

Poucos dias após essa declaração, no entanto, o Instituto informava aos veículos de comunicação que o recém descoberto campo petrolífero de Tubarão estava localizado no Paraná. Foi então que a Procuradoria Geral de Santa Catarina entrou com uma ação de retificação do traçado de projeção do limite interestadual marítimo entre os dois estados, junto ao Supremo Tribunal Federal.

Segundo José Jaime Rodrigues Branco, autor do parecer solicitado pelo Supremo Tribunal Federal - STF, não foram adotadas pelo IBGE "as linhas de projeção dos limites territoriais dos estados confrontantes segundo a linha geodésica ortogonal à costa, conforme o artigo 9º da Lei 7.525 (22.06.86), nem a ortogonal às linhas de base retas, como determina, para o caso, o artigo 3º do Decreto 93.189 (29.08.86), que regulamenta a lei supracitada".

A Procuradoria Geral do Estado do Paraná – PGE é o órgão que representa o estado nesta ação e é a instituição que tem a posição oficial sobre esta demanda.

A argumentação pró-Paraná se baseia nos fatos de que os novos traçados propugnados por Santa Catarina ferem irremediavelmente a isonomia e a equanimidade mínima que deve haver entre os estados litorâneos. Além disso, há incongruência entre os traçados do perito judicial, cujo parecer é favorável ao estado vizinho, e o parecer do perito de Santa Catarina, comprovando com isto que não há critério técnico atual para que se chegue a uma conclusão definitiva sobre o caso.

De qualquer forma, desde o final de 2008 não existe produção de petróleo e gás nos campos em fase de produção e que são objeto de disputa entre Paraná e Santa Catarina (campos de Caravela e Coral). Os demais campos estão na fase de desenvolvimento e, portanto, ainda não produzem como é o caso dos campos Tubarão, Estrela do Mar e Cavalinho.

¹⁶ 26/10/1998 - <http://www1.an.com.br/1998/out/26/0ger.htm>

QUADRO 04 - CRONOGRAMA DOS EVENTOS DO CONFLITO ENTRE PARANÁ E SANTA CATARINA¹⁷

ANO	- EVENTO
1986	- O IBGE demarca o mar territorial.
1987	- Santa Catarina pede revisão dos critérios do IBGE. O Instituto admite que a solução inicial "carece de respaldo legal", mas mantém os limites.
1988	- Descoberto o campo de Tubarão.
1990	- Descoberto o campo de Coral pela Petrobras em setembro de 1990.
1991	- SC entra com processo no STF, contra o IBGE, pedindo revisão na demarcação das divisas.
1992	- Descoberto o campo de Caravela.
1993	- Início da produção no campo de Caravela.
1998	- O perito oficial José Jaime Branco entrega laudo realizado a pedido do MPF. O parecer favorece SC.
2001	- Descoberto o campo de Cavalo Marinho.
2001	- O STF indefere pedido do Paraná de nova perícia.
2002	- Paralisada a exploração no campo de Caravela em julho de 2002.
2003	- O procurador-geral da República, Cláudio Fonteles, discorda da demarcação. Segundo ele, o critério do IBGE prejudicou os catarinenses.
2003	- Início da exploração do campo de Coral em fevereiro de 2003.
2006	- Ministério Público Federal (MPF) opina que o caso precisa de uma nova perícia, por conta do decreto presidencial, que modifica os pontos apropriados para o traçado das linhas que definem a divisa entre os Estados no oceano Atlântico.
2006	- O Paraná exige a realização de um novo estudo para definir a divisa com Santa Catarina. A solicitação ainda não tem data para ser julgada pelo Supremo.
2007	- Santa Catarina e o Paraná iniciam aproximação para chegar a um acordo político enquanto a ação não é julgada pela Justiça. SC propõe dividir os <i>royalties</i> estaduais pela metade.
2008	- Paralisada a exploração do campo de Coral em dezembro de 2008.

1.3.3.2 Campos na fase de produção

■ *Campo de Coral*

Está localizado na região sul da Bacia de Santos, em águas territoriais do Estado do Paraná, a cerca de 180 km da costa dos Estados do Paraná e de Santa Catarina, em lâmina d'água de 140 a 160 metros. A área da concessão é de 43,9 km².

O campo de Coral foi descoberto em setembro de 1990 pela PETROBRAS, através do poço 1-BSS-56. A acumulação de hidrocarbonetos encontra-se na formação Guarujá, constituída de calcarenitos e calcilitos com espessura total de 538 metros, dos quais 86,7 metros estão saturados com petróleo.

Em dezembro de 1991 teve início um teste de longa duração que se estendeu até setembro de 1993, com duas interrupções de cinco meses (1992 e 1993). A produção atingiu 800 m³/dia, teve uma produção acumulada de 0,179 milhões de m³ de óleo (1,125 milhões de barris) e 30 milhões de m³ de gás.

O contrato da concessão para desenvolvimento do campo de Coral foi celebrado em 07/08/1998 e o seu desenvolvimento teve início em 2001. Em 2002 foram perfurados três poços de desenvolvimento (CRL-3D, CRL-4D e CRL-5D). Após o recebimento das licenças ambientais necessárias, em fevereiro de 2003, a produção de petróleo teve início.

¹⁷ http://www.senge-sc.org.br/novosite/index.php?center=ultimas&id_ultimas=2305 acrescido de informações do autor

De acordo com o Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP em 2003¹⁸ o volume de óleo *in place* era de 25,052 milhões de m³ e o de gás de 3.297,373 milhões de m³. As reservas totais de óleo, em 31/12/2002, eram de 5,142 milhões de m³ e as classificadas como provadas de 3,323 milhões de m³.

O Plano de Desenvolvimento apresentado visava a exploração das reservas de óleo do campo de Coral. O gás associado à produção de óleo seria descartado por razões econômicas, conforme autorização. A concepção do projeto refere-se à instalação de um sistema de produção flutuante, com sonda para intervenção em poços, planta de processo para 20.000 barris/dia. O sistema estava preparado para receber a produção de mais um poço do campo de Estrela do Mar, situado a 11 km de distância.

De acordo com informações disponíveis no site da Norse Energy¹⁹, controladora da Coplex, as operações relacionadas ao poço CRL-3D foram descontinuadas em 2006, e a produção do poço CRL-5D foi permanentemente encerrada em março de 2008, após um longo período de produção intermitente. Desde então, a produção do campo foi totalmente concentrada no poço Coral 4.

Em 10 de abril de 2008, o consórcio decidiu usar o poço Coral 5 para injeção d'água, com o objetivo de alavancar o fluxo de produção no restante do poço Coral 4. Os resultados da injeção d'água foram satisfatórios e, também graças ao aumento do preço de petróleo, o tempo de vida do campo foi estendido até dezembro de 2008, quando foi paralisado.

Estão em elaboração os planos de abandono do campo, o que deve ser feito de acordo com o plano de desenvolvimento aprovado pela ANP. O consórcio decidiu reter a área para análise de um futuro redensolvimento, que considera a expectativa de altos preços do petróleo e a utilização de um conceito diferente de desenvolvimento e tecnologia.

O campo de Coral confronta principalmente com os municípios de Guaratuba e de Matinhos, com participação respectivamente de 50% e 41%.

Município	UF	% média de confrontação
Guaratuba	PR	50,0000
Matinhos	PR	40,9820
Pontal do Paraná	PR	8,8517
Paranaguá	PR	0,1663

FONTE:- ANP - Guia dos *Royalties* do Petróleo e do Gás Natural e planilha de confrontação dos campos.

■ Caravela

Este é um exemplo de reservatório carbonático que apresenta baixos fatores de recuperação e necessita de novas tecnologias que viabilizem economicamente o desenvolvimento dessa jazida. O campo de Caravela teve sua produção ativa até julho de 2002, quando foi paralisado.

O engenheiro de petróleo Paulo Dore²⁰ considera que a tecnologia de poços horizontais, revestidos e multifaturados (HRMF) para aumento da produtividade de

¹⁸ ANP - Reunião de Diretoria nº 268 de 08/07/2003, Resolução de Diretoria nº 319/2003, Contrato nº: 48000.003924/97-63 - SUMÁRIO EXTERNO DO CAMPO DE CORAL.

¹⁹ http://www.mzweb.com.br/norseenergy/web/conteudo_pti.asp?tipo=22903&idioma=0&conta=45#topo

²⁰ CONEXÃO PRAVAP, ano 5 – nº 20 – maio – junho 2005 - <http://www.energia.unifacs.br/Pravap20.pdf>

poços já está quase totalmente dominada operacionalmente e que o próximo desafio seria aplicá-la no campo de Caravela, que tem um grande volume de óleo *in place*, com permeabilidade extremamente baixa, tornando-o subcomercial. Segundo o engenheiro, o desafio é conseguir em Caravela um poço de alta vazão.

Como perspectivas para o campo de Caravela temos que o gerente geral da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UN-BS), José Luiz Marcusso, em palestra realizada em 23/10/2009²¹ na Santos Offshore, vinculou a exploração deste campo à implementação do projeto definitivo de Tiro e Sidon.

José Luiz Marcusso citou que as duas descobertas, chamadas de Tiro e Sidon, ocorridas em 2008 em águas rasas do sul do Estado de São Paulo e localizadas a cerca de 210 quilômetros de Ilha Comprida (SP) e de Itajaí (SC), possuem volumes recuperáveis estimados em 23,85 milhões de m³ (150 milhões de barris de óleo equivalente). O executivo também destacou que o projeto definitivo de Tiro e Sidon deverá operar a partir de 2012, sendo prevista uma produção de 100 mil barris por dia de petróleo, contemplando a futura integração dos campos de Caravela no Paraná e Cavalão Marinho em Santa Catarina.

FIGURA 08 – LOCALIZAÇÃO DOS CAMPOS DE TIRO E SIDON



FONTE: <http://camiloaparecido.blog.terra.com.br/tag/extraido/>

O teste de longa duração, com capacidade de produção de 10 mil barris por dia de óleo leve de Tiro e Sidon, foi anunciado em 24 de março de 2010²². Segundo

²¹ Fonte: Agência Petrobras - <http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/21067/Projetos+da+Petrobras+na+Bacia+de+Santos+s%C3%A3o+detalhados+na+Santos+Offshore>

²² <http://camiloaparecido.blog.terra.com.br/2010/03/24/em-itajai-petrobras-apresenta-oleo-extraido-de-tiro-e-sidon/>

informação em matéria do jornal Valor Econômico de 23 de março de 2010²³, a PETROBRAS pretende extrair cerca de 10 mil barris de petróleo nos próximos 12 meses para testar o desempenho do poço e coletar as informações para um projeto definitivo no Polo Sul da Bacia de Santos. A autorização inicial é para um ano de exploração no poço de Tiro, mas a PETROBRAS já negocia a antecipação de 12 meses de extração do poço de Sidon. Com isso, o volume pode chegar a 20 mil barris já neste ano.

De acordo com o diretor de Exploração e Produção da PETROBRAS, Guilherme Estrella, o petróleo encontrado em Tiro e Sidon é de ótima qualidade, com 34 graus de API, posicionado em camada pós-sal e em área rasa. O poço de Tiro tem 235 metros de lâmina d'água e Sidon 275 metros. Se for comprovada a capacidade de produção, a partir dos testes, é possível que os dois poços sejam ligados aos campos de Cavalo Marinho e Caravelas, ampliando para 80 mil barris (12.720 m³) de petróleo por dia a exploração na região.

O campo de Caravela tem 91,57% da área no Paraná e 8,43% em Santa Catarina. Os principais municípios paranaenses confrontantes com o campo de Caravela são Matinhos (60%) e Guaratuba (26%).

QUADRO 06 – PORCENTUAL DAS ÁREAS DOS MUNICÍPIOS CONFRONTANTES COM O CAMPO DE CARAVELA					
Município	UF	% média de confrontação por estado	% final considerando 91,57% da área no Paraná e 8,43% em Santa Catarina		
			Ortogonal	Paralelo	Valor Final
Matinhos	PR	65,9381	60,37795	0,00000	60,37794
Guaratuba	PR	28,3868	25,99307	0,00000	25,99311
Pontal do Paraná	PR	5,5340	5,06734	0,00000	5,06735
Paranaguá	PR	0,1411	0,12924	0,00000	0,12920
Penha	SC	50,6096	3,02735	5,50786	4,26760
Piçarras	SC	31,2279	5,26651	0,00000	2,63326
Navegantes	SC	17,3411	0,00000	2,92454	1,46227
Barra Velha	SC	0,8215	0,13855	0,00000	0,06927

FONTE:- ANP –Guia dos *Royalties* do Petróleo e do Gás Natural e planilha de confrontação dos campos.

1.3.3.3 Campos na etapa de desenvolvimento da fase de produção

■ Tubarão

O campo de Tubarão foi a primeira descoberta na região sul da Bacia de Santos em 1988 e tem a acumulação vinculada à Formação Guarujá. O reservatório está no pós-sal, cerca de 4.500 metros da superfície do mar.

As informações sobre o campo de Tubarão são escassas. Paulo Manuel Mendes de Mendonça e outros²⁴ relatam que em 1988, reamostrando uma estrutura halocinética do tipo “casca de tartaruga” ao nível da seção albiana pelo poço 1-PRS-4, foi descoberto o campo de Tubarão na Bacia de Santos. O aspecto peculiar dessa locação é que ela foi posicionada a 1.200 m do poço subcomercial 1-SCS-6,

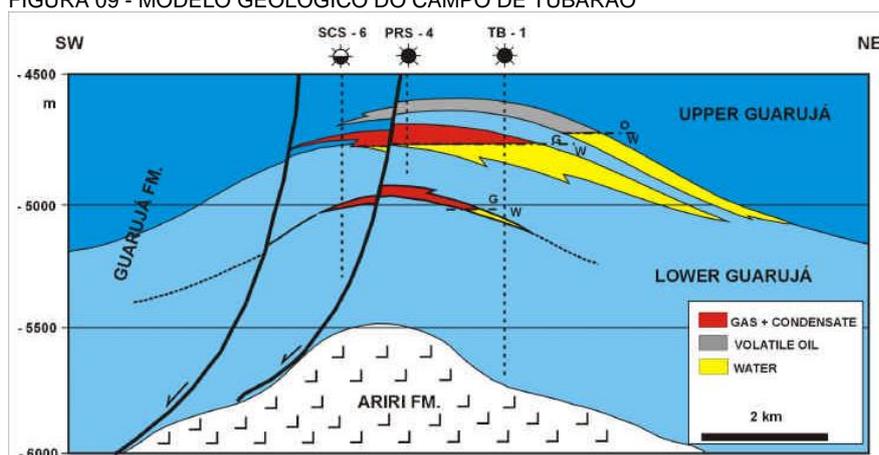
²³ Valor Econômico de 23/03/2010. <http://clippingmp.planejamento.gov.br/cadastrros/noticias/2010/3/23/petrobras-vai-prospectar-no-pre-sal-de-sc-ate-junho/>

²⁴ Paulo Manuel Mendes de Mendonça, Adali Ricardo Spadini e Edison José Milani. *Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso*. Boletim de Geociências. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 9-58, nov. 2003/maio 2004.

perfurado por uma operadora de contrato de risco em uma posição cerca de 200 m estruturalmente mais baixa.

Tendo por base análises sísmo-estratigráficas, o 1-PRS-4 buscava melhores condições de reservatório do que as constatadas no poço vizinho, que já detectara indícios de petróleo. De fato, o poço obteve pleno sucesso e constatou uma seção de calcarenitos oolíticos geneticamente relacionados à porção mais elevada da feição estrutural dômica contemporânea. Esses carbonatos apresentam porosidades primárias médias de 16%, o que é excepcional considerando-se a profundidade de mais de 4.500 m em que ocorrem. Na sequência das atividades exploratórias, com base no modelo de acumulação de Tubarão, foram descobertas as jazidas de Estrela do Mar e Coral em 1990, e Caravela em 1992, consolidando um polo de produção de petróleo leve na porção meridional da Bacia de Santos.

FIGURA 09 - MODELO GEOLÓGICO DO CAMPO DE TUBARÃO



FONTE:- Palestra de Orivaldo Bagni, Superintendência de Definição de Blocos, por ocasião da Quarta Rodada de Licitações. http://www.anp.gov.br/brasil-rouds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Santos_port.pdf

■ Estrela do Mar

Segundo informações disponíveis no site da Norse Energy, o campo de Estrela do Mar possui área de 32,7 km², está localizado na Bacia de Santos, contido no Bloco BS-3. A profundidade de água é de 145 m e a rocha reservatório é a Formação Guarujá.

A Norse Energy, controladora da Coplex, adquiriu participação de 27,5% no campo de Estrela do Mar em 2001, posteriormente aumentou a participação para 57,5% em 2005 e para 65,0% em 2006. A operadora do campo é a PETROBRAS, que detém participação dos 35,0% restantes.

Em setembro de 2007 a operadora propôs um novo plano de desenvolvimento para o Estrela do Mar que consiste em atividades auto-suficientes de produção e desenvolvimento por meio de dois poços verticais, injeção d'água e queima de gás associado. No entanto, novos estudos foram realizados para avaliar a viabilidade de uma nova opção de desenvolvimento, no qual o campo de Estrela do Mar seria desenvolvido como um *tie-back* para os campos integrados de Cavalão Marinho e Caravela (100% da PETROBRAS).

Segundo o gerente geral da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos, os campos de Caravela, no Paraná, e Cavalão Marinho, em

Santa Catarina, deverão ser operados em 2012, juntamente com o projeto definitivo de Tiro e Sidon, que contemplará uma futura integração destes campos.

■ **Campo Cavalinho em Santa Catarina**

Segundo informações disponíveis no site da Norse Energy, o campo de Cavalinho possui área de 87,1 km², está localizado na Bacia de Santos, contido no Bloco BS-3. A profundidade de água é de 195 m e a rocha reservatório é a Formação Guarujá.

A Norse Energy adquiriu participação de 27,5% no campo de Cavalinho em 2001 e posteriormente aumentou a participação para 42,5% em 2005 e para 50,0% em 2006. A operadora do campo é a PETROBRAS, detendo participação de 35,0%, e o restante pertence à BRASOIL, com participação de 15%.

O consórcio descobriu o campo de Cavalinho em agosto de 2001, após a perfuração do primeiro poço exploratório. As reservas 2P (provada mais provável) de petróleo e gás natural são de 12,02 milhões de barris equivalentes de petróleo.

O plano de desenvolvimento do campo de Cavalinho foi enviado à ANP em 2005. Em outubro de 2007 um plano revisado de desenvolvimento do campo foi submetido à ANP, propondo um desenvolvimento integrado de Cavalinho e Caravela. O projeto integrado ainda está sujeito aos resultados da perfuração de um poço de aquisição de dados de reservatório no campo adjacente de Caravela, operado pela PETROBRAS.

Durante o período, a Norse decidiu contratar a AGR, uma consultoria independente de origem norueguesa, especializada em exploração e produção, para conduzir um estudo de viabilidade. O estudo incluiu uma avaliação da área do campo, custos de instalação, análise de risco e soluções para desenvolvimento da área. A primeira fase do estudo, relativa a alternativas para Cavalinho, foi concluída no final de junho e a companhia está agora analisando os resultados. As primeiras análises do estudo são animadoras.

Segundo informação em matéria do jornal Valor Econômico de 23 de março de 2010²⁵, a PETROBRAS deve começar até o segundo semestre deste ano a execução de um poço às margens da chamada "picanha azul" de exploração do pré-sal, a leste da costa de Santa Catarina. A companhia aguarda a chegada de uma sonda para complementar a perfuração do poço Santa Catarina Submarino 13 (SCS13), a 250 km da costa catarinense. "As perspectivas são muito boas", adiantou o diretor de Exploração e Produção da empresa, Guilherme Estrella.

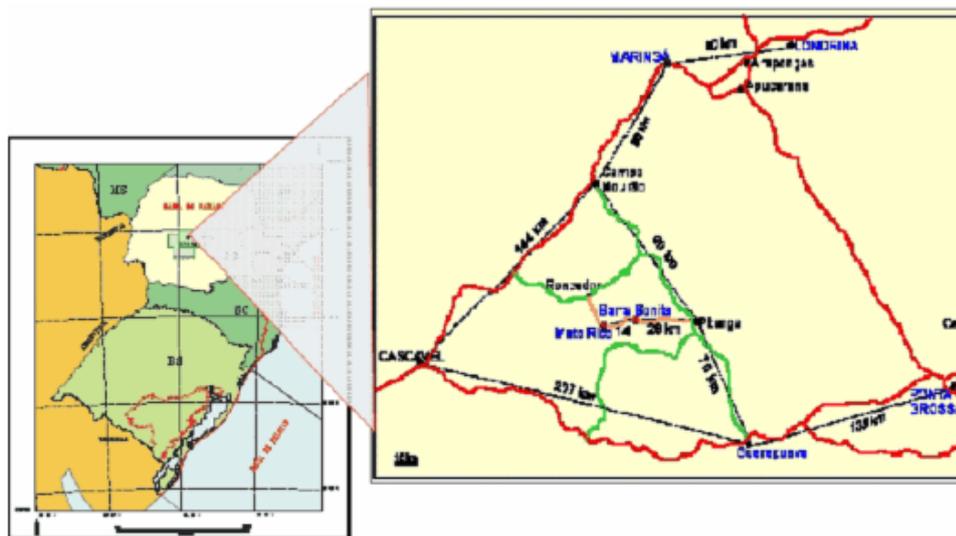
Há cerca de um ano a PETROBRAS iniciou a perfuração no poço SCS13 no nível do pós-sal. "Durante a perfuração, reinterpretamos a área e descobrimos que havia uma oportunidade exploratória grande na parte do pré-sal naquele ponto", disse Estrella. Como a sonda não tinha segurança necessária para atingir o pré-sal, os trabalhos foram interrompidos. A expectativa é que os trabalhos sejam retomados entre maio e junho, data prevista para a chegada da nova sonda. Segundo Estrella, até 2011 ou 2012 a avaliação das condições comerciais do SCS13 devem estar concluídas. Até lá, se encerra o prazo de exploração do bloco. O anúncio da continuidade do poço foi feito durante a inauguração do teste de longa duração nas áreas de Tiro e Sidon, a 210 km de Itajaí, em Santa Catarina.

²⁵ Valor Econômico de 23/03/2010. <http://clippingmp.planejamento.gov.br/cadastros/noticias/2010/3/23/petrobras-vai-prospectar-no-pre-sal-de-sc-ate-junho/>

■ Barra Bonita

O campo de Barra Bonita localiza-se no centro-oeste do Estado do Paraná, no município de Pitanga, distante 360 km a oeste de Curitiba. A área do campo é de 14,5 km² e a PETROBRAS é a única concessionária.

FIGURA 10 – LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE BARRA BONITA – PARANÁ



FONTE: ANP – Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção

Foram perfurados dois poços no campo de Barra Bonita pela sonda SC-109, sendo um vertical e outro direcional. A conclusão de perfuração do poço 1-BB-1-PR se deu em 21/01/1997 e a do poço 3-BB-2D-PR em 26/12/1997. Os poços serão interligados à unidade de processamento localizada a 50 m a leste dos mesmos.

De acordo com o plano de desenvolvimento aprovado pela ANP²⁶, o sistema de escoamento da produção será baseado em movimentação por carretas feixe, cada uma com capacidade nominal de 5.700 m³, 225 bar²⁷ e 20°C. O gás especificado (GNV-gás natural veicular) será vendido nos mercados circunvizinhos ao campo num raio de 70 km.

Está em processo de negociação junto ao Governo do Paraná a pavimentação da estrada de acesso aos poços, de forma a possibilitar o transporte por carreta de gás comprimido. A Compagas atuará na intermediação da venda e disponibilidade de alternativa de abastecimento. A BR Distribuidora será responsável pelo transporte do GNV comprimido e por sua comercialização, destinada aos poços de abastecimento e mercado industrial da região.

Como o desenvolvimento de Barra Bonita depende de ações integradas de infraestrutura, produção de gás e viabilização de sua comercialização, o início de produção do campo está condicionado à celebração do Acordo de Desenvolvimento Conjunto. Estima-se que o início de produção ocorra em 2011.

²⁶ Plano de Desenvolvimento aprovado na Reunião de Diretoria nº 540 de 16/09/2009, Resolução de Diretoria nº 881/2009 da ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis.

²⁷ Bar é um unidade de pressão equivalente a 1,020 kgf/cm² (quilograma força por centímetro quadrado)

De acordo com o Boletim Anual de Reservas da ANP, a reserva provada de gás em terra no Paraná (Barra Bonita) que era de 141,91 milhões de m³ em 31/12/2008 passou para 4,09 milhões de m³ em 31/12/2009, sem nenhuma explicação para este fato.

FIGURA 11 – TESTE DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE GÁS DE BARRA BONITA – PARANÁ



FONTE:- "As áreas em oferta na 10ª Rodada" - Kátia S. Duarte

1.3.4 Perspectivas de produção

Todos os campos no mar do Paraná e Santa Catarina possuem petróleo na formação Guarujá, constituída de calcarenitos e calcilutitos, com permeabilidade extremamente baixa. A implementação da tecnologia de poços horizontais, revestidos e multifaturados (HRMF) para aumento da produtividade pode ser uma alternativa para tornar alguns campos mais produtivos e, portanto, comerciais.

Como expectativa, tem-se que o campo de Estrela do Mar seria desenvolvido como um *tie-back* para os campos integrados de Caravela (PR) e Cavalão Marinho (SC) e, segundo o gerente geral da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos, deverão ser operados em 2012, juntamente com o projeto definitivo de Tiro e Sidon (SP), que contemplará uma futura integração destes campos. O projeto integrado ainda está sujeito aos resultados da perfuração de um poço de aquisição de dados de reservatório no campo de Caravela, inclusive com aplicação da tecnologia de poços horizontais, revestidos e multifaturados (HRMF).

A produção de gás em terra no município de Barra Bonita fica dependendo do sucesso nas negociações entre a Compagas, intermediária da venda, e a BR Distribuidora, responsável pelo transporte e comercialização, além da pavimentação da estrada de acesso aos poços pelo Governo do Paraná, para possibilitar o transporte do gás.

1.3.5 Histórico da produção

O Paraná registrou produção de petróleo e gás até dezembro de 2008. Em 2009 houve crédito de *royalties* em janeiro e fevereiro, resultante da produção de 2008, totalizando R\$ 84.780,00 para o estado e o mesmo valor para alguns de seus municípios.

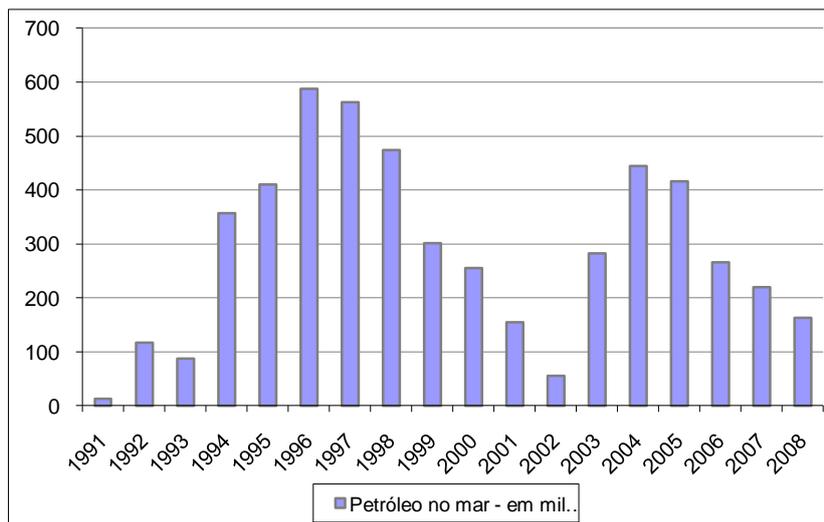
Segundo a Agência Nacional do Petróleo, há registro de produção de petróleo e gás no Paraná desde 1991 e repasse de *royalties* desde 1994. Os *royalties* desde 1994 renderam R\$ 94,33 milhões, sendo R\$ 43,80 milhões ao estado e R\$ 50,53 milhões a alguns de seus municípios.

Desde 1991 foram produzidos no Paraná 5,17 milhões m³ de petróleo (32,50 milhões de barris) e 1.124,88 milhões m³ de gás, restando ainda reserva provada de 3,29 milhões m³ de petróleo (20,7 milhões de barris) e 468,15 milhões m³ de gás no mar e reserva de 141,91 milhões m³ de gás em terra, de acordo com o Boletim Anual de Reservas da ANP de 31/12/2008.

Até julho de 2002 a produção de petróleo e gás no Paraná era proveniente do campo de Caravela, que foi desativado a partir desta data. A retomada da produção no estado se deu em fevereiro de 2003, no campo de Coral, que produziu até dezembro de 2008. Os *royalties* cobrados pela exploração do petróleo e gás no campo de Caravela eram de 8,3% e no campo de Coral de 8,5%.

O gráfico 01 mostra didaticamente o comportamento da produção dos dois campos, com o apogeu do campo de Caravela em 1996 e o de Coral em 2004.

GRÁFICO 01 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PARANÁ (MAR), 1991 a 2008 – em mil m³



FONTE:- ANP – Anuário Estatístico Brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Petróleo no mar - em mil m ³	12,781	117,370	87,087	356,959	410,696	588,027	562,371	474,308	301,079	254,860
Gás natural no mar - milhões de m ³	1,639	19,545	14,824	77,096	99,037	150,840	160,653	143,422	78,427	47,206
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	1991 a 2008	
Petróleo no mar - em mil m ³	154,833	55,530	282,496	444,987	416,338	265,566	219,329	163,543	5.167,343	
Gás natural no mar - milhões de m ³	38,254	9,387	56,397	65,223	67,711	38,954	34,330	21,935	1.124,880	

FONTE:- ANP – Anuário Estatístico Brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis e Boletim Mensal de Produção

De janeiro de 2000 até dezembro de 2008, correspondente ao final da produção do campo de Caravela e início, ápice e paralisação da produção do campo de Coral, mês a mês, a produção teve seu ápice nos meses de agosto e setembro de 2003, quando se produziu, respectivamente, 49.950 e 50.853 m³ de petróleo e 10.529 e 10.905 mil m³ de gás.

Entre agosto de 2002 e abril de 2003 não houve produção, com exceção de pequena produção em fevereiro de 2003 (9.124 m³ de petróleo e 1.396 mil m³ de gás). Em janeiro de 2009 a produção foi novamente paralisada e até abril de 2010 não tinha sido retomada.

TABELA 03 – PRODUÇÃO MENSAL DE PETRÓLEO NO PARANÁ (MAR) – em m³

MESES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Janeiro	24.234	9.597	9.191	0	26.148	40.564	36.558	13.574	18.526	0
Fevereiro	28.399	7.977	3.862	9.124	33.341	38.703	19.384	10.459	9.930	0
Março	29.485	12.332	1.247	0	41.440	34.498	21.836	18.615	18.672	0
Abril	31.085	14.841	6.725	0	34.159	31.446	29.713	28.615	16.184	0
Mai	29.932	20.896	25.536	15.063	35.166	40.567	29.168	27.663	18.594	0
Junho	25.632	13.378	8.668	28.511	41.846	41.040	23.647	18.353	20.030	0
Julho	23.066	15.505	301	25.151	45.450	39.093	23.260	16.465	21.760	0
Agosto	14.819	14.072	0	49.950	42.839	36.281	20.701	16.564	20.637	0
Setembro	13.582	13.007	0	50.853	42.762	24.507	15.960	13.152	10.255	0
Outubro	12.705	12.360	0	40.803	32.827	34.661	15.318	26.039	4.059	0
Novembro	11.552	10.776	0	33.243	30.333	32.434	15.014	19.283	2.815	0
Dezembro	10.369	10.092	0	29.798	37.676	22.544	15.007	10.547	2.081	0
Total do ano	254.860	154.833	55.530	282.496	443.987	416.338	265.566	219.329	163.543	0

FONTES: ANP – Boletim Mensal de Produção, conforme o Decreto n.º 2.705/98.

NOTAS: Petróleo: óleo e condensado. Não inclui LGN (GLP e C5+). Dados atualizados em 05 de janeiro de 2010.

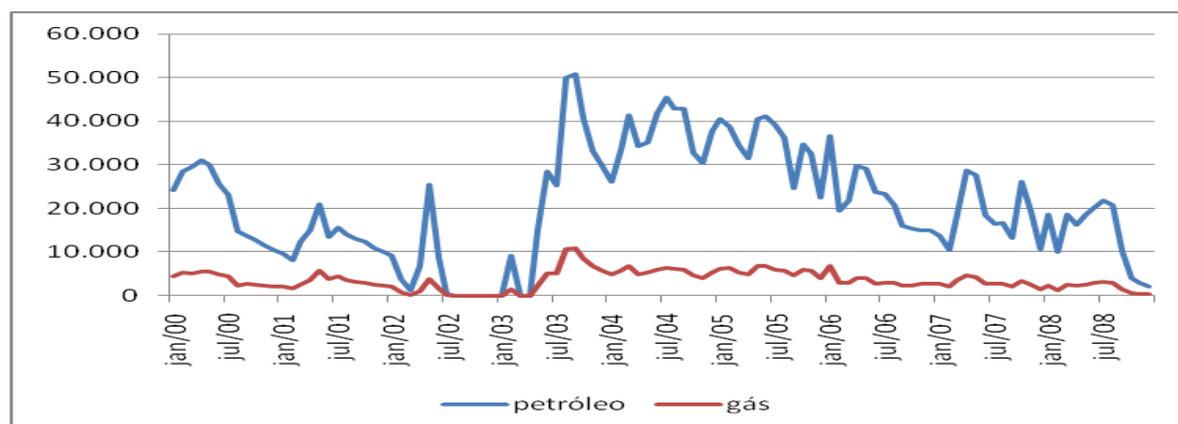
TABELA 04 – PRODUÇÃO MENSAL DE GÁS NATURAL NO PARANÁ (MAR) – em mil m³

MESES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Janeiro	4.508	2.148	2.033	0	4.869	6.208	6.787	2.660	2.229	0
Fevereiro	5.258	1.602	699	1.396	5.623	6.328	2.833	2.122	1.190	0
Março	5.092	2.506	207	0	6.738	5.251	2.887	3.447	2.458	0
Abril	5.565	3.510	991	0	4.762	4.828	3.913	4.665	2.150	0
Mai	5.546	5.751	3.861	2.360	5.289	6.710	3.988	4.186	2.563	0
Junho	4.934	3.795	1.553	5.079	5.845	6.705	2.792	2.709	2.809	0
Julho	4.325	4.466	43	5.074	6.260	5.973	2.824	2.627	3.093	0
Agosto	2.275	3.616	0	10.529	6.061	5.590	2.975	2.771	2.884	0
Setembro	2.687	3.185	0	10.905	5.863	4.520	2.356	1.948	1.376	0
Outubro	2.562	2.950	0	8.512	4.534	5.913	2.202	3.348	559	0
Novembro	2.332	2.498	0	6.790	4.081	5.788	2.775	2.480	361	0
Dezembro	2.122	2.227	0	5.752	5.298	3.897	2.622	1.367	264	0
Total do Ano	47.206	38.254	9.387	56.397	65.223	67.711	38.954	34.330	21.935	0

FONTES: ANP – Boletim Mensal de Produção, conforme o Decreto n.º 2.705/98. Dados atualizados em 05 de janeiro de 2010.

NOTAS: O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas e perdas e consumo próprio de gás natural.

GRÁFICO 02 - PRODUÇÃO MENSAL DE PETRÓLEO E GÁS NO PARANÁ – janeiro de 2000 a dezembro 2008 – em m³



FONTE: ANP

1.3.6 Royalties sobre a produção

O Paraná tem direito a *royalties* da exploração de petróleo e gás no mar sobre uma área em forma de triângulo, com base aproximada de 90 km (distância entre as divisas do estado com São Paulo e Santa Catarina), e altura de 370,4 km (limite até a plataforma continental), conferindo área aproximada de 16.668 km², que engloba os campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral e Caravela, este com 91,57% da área no estado.

A área a que o Paraná tem direito a *royalties* está distante dos blocos já licitados do pré-sal e que contêm as grandes reservas já anunciadas. Estas áreas correspondem a cerca de 30% do total da área do pré-sal conhecida e delimitada. Portanto o estado não será beneficiário, como estado confrontante, dos *royalties* das áreas do pré-sal já licitadas, caso prevaleça a proposta de que as mesmas serão regidas pelas regras atuais. A área a que o Paraná tem direito a *royalties* não chega a abranger sequer as áreas hoje delimitadas como de ocorrência do pré-sal.

Pelas regras atuais, no caso de exploração na plataforma continental, os *royalties* da parcela de 5% são distribuídos aos estados e municípios confrontantes com os **poços** produtores e a parcela acima dos 5% aos estados e municípios confrontantes com os **campos** produtores. Em ambos os casos, o estado e seus municípios seriam beneficiados como os demais entes da federação através da participação no Fundo Especial. Dos recursos decorrentes da participação especial, caso de campos com grande volume de produção ou rentabilidade, o estado e seus municípios não seriam beneficiados por não serem confrontantes e também porque, neste caso, não existe a arrecadação para um fundo que beneficie os não confrontantes.

Para as demais áreas a serem exploradas no pré-sal e ainda não licitadas, o estado será beneficiário de acordo com a nova legislação em votação no Congresso Nacional, ou seja, o novo marco regulatório do pré-sal, e que a princípio beneficiará todos os estados, independente de ser confrontante ou não com o campo produtor.

A legislação atual beneficia fundamentalmente os estados e municípios produtores e/ou posicionados no litoral e, dentre estes, aqueles confrontantes com os maiores campos produtores como é o caso do Rio de Janeiro, confrontante com a Bacia de Campos, maior produtora de petróleo no Brasil.

Dos cerca de R\$ 15,6 bilhões de *royalties* pagos pela exploração de petróleo e gás no Brasil em 2009, o Rio de Janeiro, estado e municípios, receberam cerca de R\$ 7,1 bilhões, ou seja 45% do total.

Do mesmo modo que ao nível nacional, os *royalties* pagos aos municípios paranaenses são bastante concentrados e os maiores beneficiários foram os municípios de Matinhos (51,2%), Guaratuba (12,4%) e Pontal do Paraná (12,0%), que responderam juntos por 75,5% dos *royalties* pagos aos municípios paranaenses no período de 2004 a 2009. Estes municípios são os principais confrontantes com o campo de Coral (Guaratuba – 50,0%, Matinhos – 40,98%, Pontal do Paraná – 8,85% e Paranaguá – 0,17%), assim como também do campo de Caravela que teve produção até julho de 2002.

TABELA 05 – ROYALTIES PAGOS AOS MUNICÍPIOS E ESTADO DO PARANÁ PELA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS - em R\$

MUNICÍPIOS	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004 a 2009	%
Matinhos	5.048.205,38	5.149.603,22	3.396.731,41	1.602.600,85	2.125.509,52	57.302,41	17.379.952,79	51,2
Guaratuba	54.439,33	63.040,72	674.795,89	1.749.885,22	1.670.458,08	626,95	4.213.246,19	12,4
Pontal do Paraná	1.571.435,95	1.313.243,67	780.606,08	174.726,61	229.789,11	5.725,11	4.075.526,53	12,0
Araucária	72.585,80	84.054,32	63.145,15	47.204,43	54.188,19	832,27	322.010,16	0,9
Curitiba	80.650,90	93.393,69	70.161,27	52.499,36	58.581,83	895,64	356.182,69	1,0
Colombo	80.650,90	93.393,69	70.161,27	52.449,36	58.581,83	895,64	356.132,69	1,0
São José dos Pinhais	80.650,90	93.393,69	70.161,27	52.449,36	58.581,83	895,64	356.132,69	1,0
Paranaguá	76.618,35	88.723,98	67.647,18	52.542,91	60.774,31	970,73	347.277,46	1,0
Pinhais	74.602,08	86.389,15	64.899,17	48.515,65	55.652,73	850,87	330.909,65	1,0
Campo Largo	72.585,80	84.054,32	63.145,15	47.204,43	54.188,19	828,48	322.006,37	0,9
Almirante Tamandaré	72.585,80	84.054,32	63.145,15	47.204,43	52.723,64	806,08	320.519,42	0,9
Piraquara	70.569,54	81.719,46	61.391,10	45.893,21	52.723,64	806,08	313.103,03	0,9
Fazenda Rio Grande	66.536,99	77.049,78	57.883,05	43.270,72	51.259,10	783,69	296.783,33	0,9
Lapa	62.504,42	72.380,08	54.374,98	40.648,26	45.400,91	694,13	276.002,78	0,8
Campina Grande do Sul	58.471,88	67.710,40	50.866,92	38.025,78	42.471,81	649,34	258.196,13	0,8
Rio Negro	56.455,62	65.375,56	49.112,88	36.714,55	41.007,26	626,95	249.292,82	0,7
Rio Branco do Sul	56.455,62	65.375,56	49.112,88	36.714,55	41.007,26	626,95	249.292,82	0,7
Campo Magro	52.423,05	60.705,89	45.604,83	34.092,08	38.078,17	582,16	231.486,17	0,7
Itaperuçu	50.406,78	58.371,04	43.850,78	32.780,84	38.078,17	582,16	224.069,77	0,7
Antonina	50.406,78	58.371,04	43.850,78	32.780,84	35.149,07	537,39	221.095,90	0,7
Mandirituba	48.390,51	56.036,17	42.096,74	31.469,60	38.078,17	582,16	216.653,35	0,6
Cerro Azul	48.390,51	56.036,17	42.096,74	31.469,60	35.149,07	537,39	213.679,48	0,6
Quatro Barras	48.390,51	56.036,17	42.096,74	31.469,60	36.613,61	559,78	215.166,41	0,6
Morretes	46.374,24	53.701,35	40.342,70	30.158,39	35.149,07	537,39	206.263,14	0,6
Quitandinha	46.374,24	53.701,35	40.342,70	30.158,39	33.684,54	515,00	204.776,22	0,6
Contenda	44.357,97	51.366,48	38.588,68	28.847,12	33.684,54	515,00	197.359,79	0,6
Tijucas do Sul	44.357,97	51.366,48	38.588,68	28.847,12	32.219,97	492,60	195.872,82	0,6
Balsa Nova	42.341,69	49.031,66	36.834,64	27.535,90	30.755,44	470,21	186.969,54	0,6
Pien	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	30.755,44	470,21	179.553,17	0,5
Guaraqueçaba	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	29.290,88	447,82	178.066,22	0,5
Adrianópolis	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	29.290,88	447,82	178.066,22	0,5
Agudos do Sul	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	29.290,88	447,82	178.066,22	0,5
Bocaiúva do Sul	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	29.290,88	447,82	178.066,22	0,5
Campo do Tenente	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	29.290,88	447,82	178.066,22	0,5
Doutor Ulysses	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	29.290,88	447,82	178.066,22	0,5
Porto Amazonas	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	29.290,88	447,82	178.066,22	0,5
Tunas do Paraná	40.325,42	46.696,84	35.080,60	26.224,66	29.290,88	447,82	178.066,22	0,5
Totais Municípios	8.541.148,29	8.687.950,97	6.477.360,21	4.744.131,10	5.404.621,54	84.780,97	33.939.993,08	100,0
Total Estado	7.502.554,93	8.687.952,91	6.477.362,56	4.744.131,44	5.404.357,13	84.780,97	32.901.139,94	
ESTADO+MUNICÍPIO	16.043.703,22	17.375.903,88	12.954.722,77	9.488.262,54	10.808.978,67	169.561,94	66.841.133,02	

FONTE:- ANP – Superintendência de Controle das Participações Governamentais

Em atendimento à solicitação da Superintendência de Controle das Participações Governamentais – SPG da Agência Nacional do Petróleo – ANP, a Diretoria de Geociências - DGC do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE enviou, em 9 de outubro de 2008, relatório de desenquadramento do município de Guaratuba na Zona de Produção Principal do Estado do Paraná. A partir desta data somente o município de Matinhos passou a pertencer à zona de produção principal, não havendo nenhum município na zona de produção secundária e os demais municípios aquinhoados com os *royalties* seguem como pertencentes à Zona Limítrofe (Mesorregião Geográfica).

De 2004 a 2009 os municípios paranaenses receberam cerca de R\$ 34 milhões de *royalties* relativos à exploração de petróleo e gás e o estado R\$ 33 milhões. Até 2008 a média anual de *royalties* tanto para os municípios quanto para o estado era de R\$ 6,7 milhões. Em 2009 foi de apenas R\$ 85 mil, tanto para o estado quanto para os municípios.

De 2004 a 2008 observa-se uma grande variação na participação percentual ano a ano nos municípios que mais receberam *royalties*. A explicação para este fato não pode ser elucidada somente pela confrontação com o campo de Coral (parcela dos *royalties* acima de 5%) e pelo descredenciamento de Guaratuba da zona de produção principal. Pela confrontação com o campo, relativa à participação nos *royalties* acima de 5%, esta deveria ter coerência ao longo dos anos já que toda a produção é proveniente do campo de Coral neste período, cujos *royalties* eram de 8,5%. Já a confrontação com o poço produtor, parcela dos *royalties* de 5%, foi alterada ao longo do período de exploração.

De acordo com informações disponíveis, as operações relacionadas ao poço CRL-3D foram descontinuadas em 2006, e a produção do poço CRL-5D foi permanentemente encerrada em março de 2008, após um longo período de produção intermitente. Desde então, a produção do campo foi totalmente concentrada no poço Coral 4.

Conforme a legislação vigente, quando a lavra de petróleo e gás é realizada na plataforma continental, a distribuição da parcela dos *royalties* de 5% é destinada aos estados e municípios confrontantes com **poços** produtores e, no caso da distribuição da parcela acima de 5%, aos estados e municípios confrontantes com **campos** produtores. Outra questão diz respeito às instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Na parcela de 5% são distribuídos *royalties* aos municípios com instalações de embarque e desembarque e na parcela acima de 5% aos municípios afetados pelas operações realizadas nestas instalações.

Todas estas situações mencionadas influenciam no rateio dos *royalties* e precisariam ser mais bem investigadas para dar uma resposta mais efetiva do por que deste comportamento. A ANP e o IBGE seriam as instituições que deveriam dar estas explicações, já que a elas competem os cálculos das participações e dos valores devidos a cada beneficiário.

TABELA 06 – PARTICIPAÇÃO PORCENTUAL DOS PRINCIPAIS MUNICÍPIOS NO RECEBIMENTO DOS ROYALTIES PELA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NO PARANÁ.

MUNICÍPIOS	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004 a 2009
Matinhos	59,1	59,3	52,4	33,8	39,3	67,6	51,2
Guaratuba	0,6	0,7	10,4	36,9	30,9	0,7	12,4
Pontal do Paraná	18,4	15,1	12,1	3,7	4,3	6,8	12,0
TOTAL	78,1	75,1	74,9	74,3	74,5	75,1	75,6

FONTE:- ANP

2. LEGISLAÇÃO DOS *ROYALTIES* DO PETRÓLEO E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

Os *royalties* são uma das formas mais antigas de pagamento de direitos. A palavra *royalty* vem do inglês “*royal*”, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei”. Originalmente era o direito que o rei tinha de receber pagamento pelo uso de minerais em suas terras.

No caso brasileiro, os *royalties* do petróleo são uma compensação financeira devida ao estado pelas empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural. É uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos, que são escassos e não renováveis. Este pagamento é feito mensalmente.

A legislação sobre os *royalties* é complexa, exigindo para a sua aplicação, além da apuração da produção onde ela se realiza, o transporte da produção e a localização dos terminais, da aplicação dos percentuais estabelecidos em lei, do cálculo dos valores devidos, o que acarreta o estabelecimento de preços. Inclui ainda a definição dos percentuais de confrontações para definir quanto cada ente federado e seus municípios têm direito, responsabilidade delegada à Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

Para compreensão dos *royalties*, sua origem, evolução da legislação, alíquotas, cálculos, critérios de rateio, entre outros temas relacionados, faremos uma síntese do “**Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural**”, publicado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, em 2001, e disponibilizado no seu site. Pequenos acréscimos de outras fontes também foram incluídos para elucidar melhor algumas questões.

Em função da relevância em termos de recursos financeiros envolvidos, foi incluída no bojo desta síntese a participação especial e sua repartição.

Devido à complexidade da aplicação da legislação, a síntese elaborada não é suficiente para esclarecer todos os pontos da matéria, havendo necessidade de aprofundamentos para conhecer as minúcias pertinentes à legislação relacionada.

O fato novo na questão da legislação é a proposta para mudança do marco regulatório, em função das recentes descobertas de campos de petróleo e gás posicionados no pré-sal e que envolvem questões complexas do ponto de vista técnico e despertam enorme interesse, em função dos valores envolvidos na arrecadação e repasse das compensações financeiras decorrentes desta atividade.

Do total de reservas já estimadas e das esperadas na área do pré-sal, apenas uma pequena parcela foi licitada pelo governo brasileiro para exploração. O restante aguarda a decisão do Governo Federal e do Congresso Nacional sobre a mudança no modelo de concessão/exploração, ou seja, o novo marco regulatório para a exploração do petróleo e gás presente no pré-sal, mudança esta que pode, inclusive, alterar as repartições dos *royalties* já estabelecidas pela legislação atual e que, em princípio, deveria valer para as áreas já licitadas.

Uma questão técnica complexa que se coloca é a unificação de operações na área do pré-sal, caso as mesmas sejam consideradas como um campo único. Nesse caso pode ser definida cota de exploração para os campos já licitados, assim como para a exploração do restante do pré-sal.

No marco regulatório vigente no Brasil, a unificação de operações é prevista no artigo 27 da Lei nº 9.478, de 06.08.1997 (Lei do Petróleo), e obrigatória quando uma jazida de petróleo ou de gás natural se estende por dois ou mais blocos contíguos, cujos direitos de exploração e produção pertencem a concessionários distintos.

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Para realizar a unificação de operações há necessidade de acordo prévio entre as concessionárias, aprovação da ANP, e as concessionárias devem elaborar o Plano de Desenvolvimento, estabelecer os percentuais a que cada um tem direito em relação à jazida comum, definir qual é a empresa operadora das atividades de desenvolvimento e de produção da área unificada, entre outras condições contratuais.

Não há dados suficientes neste momento que comprovem que a região do pré-sal na Bacia de Santos vá demandar unitização. Uma decisão desse porte afeta diretamente as áreas do pré-sal já licitadas.

Outra questão relevante na legislação vigente é que os *royalties* variam de 5% a 10%, existindo, porém, as participações especiais que em 2009 arrecadaram mais do que os *royalties*. As participações especiais são compensações financeiras cobradas trimestralmente de campos de grande produção ou alta rentabilidade e as alíquotas estão entre 10% e 40%, de acordo com o volume de produção.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, exercidas mediante contratos de concessão celebrados nos termos da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 hoje vigentes, estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações: *royalties*; participação especial; pagamento pela ocupação ou retenção de área; e bônus de assinatura. Em 2009, isto correspondeu a R\$ 16,66 bilhões dos quais: R\$ 8,45 bilhões foram de participação especial (50,7%); R\$ 7,98 bilhões de *royalties* (47,9%); R\$ 145 milhões (0,9%) de taxa de ocupação ou retenção de áreas; e R\$ 80,2 milhões (0,5%) de bônus de assinatura.

Dos R\$ 7,98 bilhões de *royalties* arrecadados em 2009 (100%), R\$ 2,39 bilhões foram para os estados (30%), R\$ 2,70 bilhões para os municípios (34%), R\$ 1,26 bilhão para o Ministério da Marinha (16%), R\$ 0,98 bilhão para o Ministério da Ciência e Tecnologia (12%), R\$ 0,63 bilhão para o Fundo Especial (8%) e R\$ 0,025 bilhão depositado em juízo.

Dos R\$ 8,45 bilhões arrecadados como Participação Especial em 2009 (100%), a distribuição foi: R\$ 3,38 bilhões para os estados (40%), R\$ 0,85 bilhão para os municípios (10%), R\$ 3,38 bilhões para o Ministério das Minas e Energia (40%), e R\$ 0,85 bilhão para o Ministério do Meio Ambiente (10%).

A proposta de alteração do marco regulatório, seja em função da complexidade de ordem técnica que a matéria requer, acrescida dos interesses políticos envolvidos na aplicação e repartição dos recursos envolvidos é um assunto que merece atenção especial por parte da sociedade, em especial da classe política, seu representante legal.

2.1 Evolução da legislação

O pagamento de *royalties* sobre o petróleo foi estabelecido pela Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, a lei que criou a PETROBRAS. O artigo 27 determinava o pagamento de 4% aos estados e de 1% aos municípios sobre o valor da produção terrestre de petróleo e gás natural em seus territórios.

Mais tarde, com o início da produção no mar, a Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, determinou que este tipo de atividade também estivesse sujeita ao pagamento de *royalties*, mantendo o percentual de 5%. A arrecadação era distribuída da seguinte forma: 1,5% aos estados confrontantes com poços produtores; 1,5% aos municípios confrontantes com poços produtores e aqueles pertencentes às áreas geoeconômicas dos municípios confrontantes; 1% ao Ministério da Marinha e 1% para constituir o Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os estados e municípios da federação.

A Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, estabeleceu normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei nº 2.004/53, com a nova redação dada pela Lei nº 7.453/85. Foram introduzidos os conceitos de região geoeconômica e da extensão dos limites territoriais dos estados e municípios litorâneos na plataforma continental, ambos de competência da Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Estes conceitos são aplicados até hoje na distribuição dos *royalties* decorrentes da produção marítima de petróleo e gás natural.

O Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986, regulamentou o traçado de linhas de projeção dos limites territoriais dos estados, territórios e municípios a ser utilizado pelo IBGE para a definição de poços confrontantes.

Em 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 7.990 regulamentada posteriormente pelo Decreto nº 01, de 11 de janeiro de 1991, introduziu nova alteração na distribuição dos *royalties*, concedendo 0,5% aos municípios onde se localizassem instalações de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural. Para acomodar esta alteração, o percentual dos estados foi reduzido de 4% para 3,5%, quando a lavra ocorresse em terra, e o percentual do Fundo Especial foi reduzido de 1% para 0,5%, quando a lavra ocorresse na plataforma continental.

Finalmente a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, instituiu a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, ampliou as participações governamentais acrescentando nos contratos de concessão o bônus de assinatura, a participação especial para campos com grande volume de produção ou rentabilidade, o pagamento pela ocupação ou retenção de área, além de aumentar para 10% a alíquota básica dos *royalties*. Esta alíquota poderá, contudo, ser reduzida pela ANP até um mínimo de 5%, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores.

A Lei do Petróleo, no seu artigo 48, manteve os critérios de distribuição dos *royalties* para a parcela de 5% adotados na Lei 7.990/89 e introduziu, em seu artigo 49, uma forma diferenciada de distribuição para a parcela acima de 5%.

O Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, conhecido como o Decreto das Participações Governamentais, regulamentou os artigos 45 a 51 da Lei do Petróleo, definindo os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais.

A partir de 6 de agosto de 1998, os pagamentos dos *royalties*, que até então eram feitos diretamente aos beneficiários, passaram a ser efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional - STN, que os repassa aos beneficiários via Banco do Brasil.

O controle dos *royalties* e da sua distribuição é responsabilidade da Agência Nacional do Petróleo.

2.2 Campo de petróleo e gás natural como unidade de negócio

De acordo com a Lei do Petróleo, campo de petróleo e/ou de gás natural é uma área produtora a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um

reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

O conceito de campo de petróleo e gás natural considera aspectos geológicos, econômicos e de engenharia.

Em geral, um campo produz ao mesmo tempo petróleo e gás natural, havendo, em alguns a predominância do petróleo e, noutros a do gás natural. Para medir qual dos dois predomina a indústria do petróleo utiliza um coeficiente chamado razão gás-óleo.

“Gás natural associado ao petróleo” é quando ao se produzir petróleo produz-se também, inexoravelmente, o gás. Chama-se “gás natural não associado ao petróleo” aquele gás que pode ser produzido de forma independente do petróleo. No que diz respeito aos *royalties*, no entanto, esta classificação não tem muita importância.

Cada campo de petróleo e gás natural é delimitado por uma área geográfica e sua operação é regida por um contrato de concessão celebrado entre a ANP e a concessionária que detém os direitos de produção naquele campo.

Para o cálculo dos *royalties*, cada campo de petróleo e gás natural é tratado como uma unidade de negócio em separado, ou seja, a cada campo corresponderá uma alíquota de *royalties* e preços próprios para petróleo e gás natural. Os preços serão utilizados para valorar a produção do campo e a alíquota será aplicada sobre o valor da produção, para calcular os *royalties*.

Os *royalties* são calculados mensalmente para cada campo produtor, mediante a aplicação da alíquota sobre o valor da produção de petróleo e de gás natural. O valor da produção é obtido multiplicando-se os volumes (de petróleo e de gás natural produzidos no campo durante o mês) pelos preços de referência relativos àquele mês. Assim:

$$\text{Royalty} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da produção}$$

$$\text{Valor da produção} = V_{\text{petróleo}} \times PR_{\text{petróleo}} + V_{\text{gás natural}} \times PR_{\text{gás natural}}$$

Onde:

Royalty é o valor dos *royalties* decorrentes da produção do campo no mês, em R\$;

Alíquota é o percentual que pode variar de um mínimo de 5% a um máximo de 10%;

V_{petróleo} é o volume da produção de petróleo do campo no mês, em m³;

V_{gás natural} é o volume da produção de gás natural do campo no mês, em m³;

PR_{petróleo} é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/m³;

PR_{gás natural} é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/m³.

2.3 Alíquotas

Antes da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997), os *royalties* correspondiam a 5% (cinco por cento) do valor da produção de petróleo e gás natural. Após a promulgação da lei, segundo o artigo 47, os *royalties* correspondem a 10% (dez por cento) da produção de petróleo e de gás natural. Todavia, o parágrafo primeiro do artigo 47 permite que a ANP, em casos excepcionais, reduza a alíquota dos *royalties* até um mínimo de 5% (cinco por cento), levando em consideração os riscos geológicos presentes e as expectativas de produção, além de fatores como produção em áreas remotas, produção de gás natural não

associado ou de petróleo pesado, dificuldades operacionais, inexistência de infraestrutura para escoar a produção, distância até o mercado, entre outros.

Nos contratos de concessão assinados com a PETROBRAS em 06 de agosto de 1998 as alíquotas de *royalties* foram estabelecidas pela ANP no intervalo de 5% a 10%, sendo que os contratos de concessão com alíquotas entre 9,1% e 10% representam quase que a totalidade das concessões em vigor. Nas três primeiras licitações de blocos realizadas pela ANP, em 1999, 2000 e 2001, as alíquotas foram fixadas em 10%.

Os *royalties* recolhidos pelos concessionários à Secretaria do Tesouro Nacional são posteriormente creditados nas contas correntes que os estados e municípios beneficiários mantêm junto ao Banco do Brasil.

Tanto os créditos aos estados e municípios, quanto os valores repassados ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia, são feitos com base em cálculos realizados e fornecidos pela ANP, em consonância com a Lei do Petróleo.

Os *royalties* são creditados aos estados e municípios beneficiários no segundo mês a partir do fato gerador (mês em que ocorreu a produção). Assim, por exemplo, os *royalties* referentes à produção de janeiro são creditados aos beneficiários em março.

2.4 Formas de distribuição

Critério da alíquota

Os *royalties* do petróleo e do gás natural estão previstos no inciso II do art. 45 da Lei do Petróleo e constituem uma compensação financeira devida pelos concessionários, que produzem petróleo ou gás natural, a ser distribuída conforme os artigos 48 e 49 da mencionada lei.

A legislação prevê formas diferentes para distribuição à União e aos estados e municípios, da parcela de 5% e da parcela acima de 5%.

A parcela de 5% é distribuída aos beneficiários de acordo com os critérios constantes da Lei n.º 7.990/89 e do Decreto n.º 01/91, que a regulamentou, ao passo que a parcela acima de 5% é distribuída de acordo com os critérios constantes da Lei n.º 9.478/97 e do Decreto n.º 2.705/98, que a regulamentou.

Critério da localização da lavra

Tanto para os primeiros 5%, quanto para a parcela acima de 5%, a legislação também prevê formas diferentes de distribuição, quando a lavra ocorre em terra (ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres) e quando a lavra ocorre na plataforma continental.

2.5 Plataforma continental e limites interestaduais

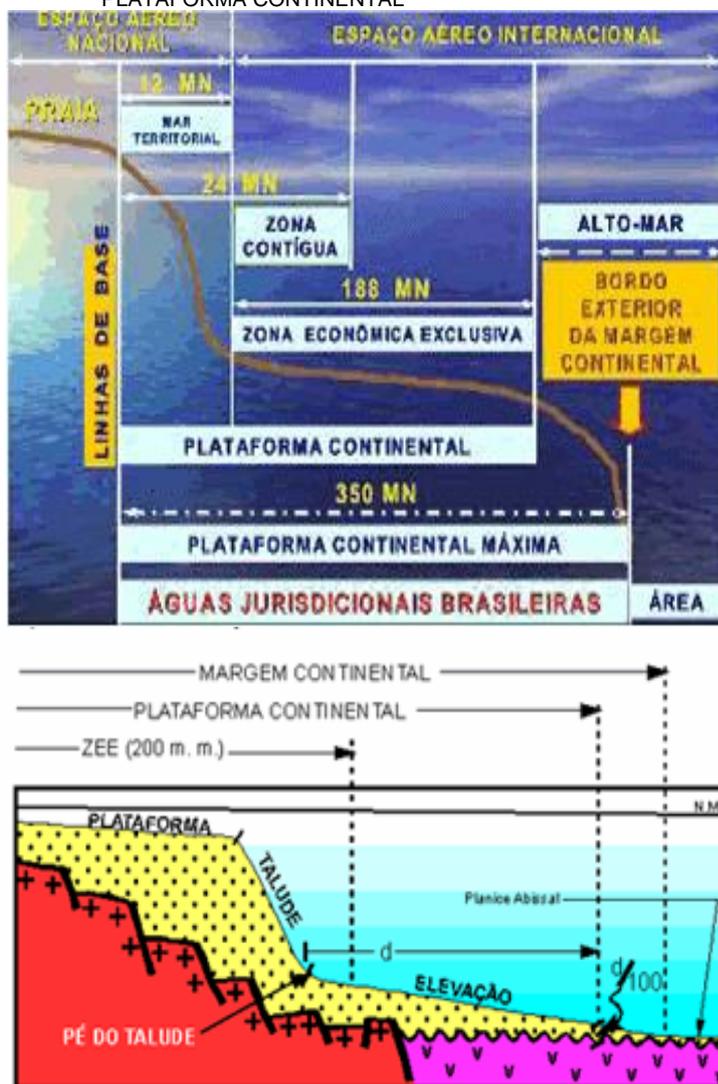
O limite externo da plataforma continental brasileira não é rígido e foi inspirado na Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (*Montego Bay*, Jamaica, 10 de dezembro de 1982), aprovada no Congresso Nacional pelo Decreto Legislativo nº 5, de 9 de novembro de 1987, vigendo a partir de 16 de novembro de 1994, de acordo com o Decreto nº 1.530, de 22 de junho de 1995.

A Lei nº 8.617 de 1993 estabelece que a plataforma continental do Brasil compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem além do seu mar territorial, em toda a extensão do prolongamento natural de seu território

terrestre, até o bordo exterior da margem continental, limitadas no máximo a 350 milhas marítimas, ou até uma distância de duzentas milhas marítimas²⁸ das linhas de base, a partir das quais se mede a largura do mar territorial, nos casos em que o bordo exterior da margem continental não atinja essa distância.

Esta mesma lei define ainda: **Mar territorial** – faixa de doze milhas marítimas de largura, medidas a partir da linha de baixa-mar do litoral continental e insular; **Zona contígua** – faixa que se estende das doze às vinte e quatro milhas marítimas, contadas a partir das linhas de base que servem para medir a largura do mar territorial; **Zona econômica exclusiva** – faixa que se estende das doze às duzentas milhas marítimas, contadas a partir das linhas de base que servem para medir a largura do mar territorial. Estabelece ainda que **o limite exterior da plataforma continental** seja fixado de conformidade com os critérios estabelecidos no art. 76 da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, celebrada em *Montego Bay*, em 10 de dezembro de 1982.

FIGURA 12 – PERFIL COM LIMITES JURÍDICO E GEOLÓGICO DA PLATAFORMA CONTINENTAL



FONTE: -<https://www.mar.mil.br/secirm/leplac.htm> e http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0102261X1999000100007&script=sci_arttext#fig01

²⁸ Milha náutica, ou milha marítima, é uma unidade de medida de comprimento ou distância, equivalente a 1.852 metros.

O Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira - LEPLAC é o programa de governo instituído pelo Decreto nº 98.145, de 15 de setembro de 1989, com o propósito de estabelecer o limite exterior da nossa Plataforma Continental no seu enfoque jurídico, ou seja, determinar a área marítima, além das 200 milhas, na qual o Brasil exercerá direitos de soberania para a exploração e o aproveitamento dos recursos naturais do leito e subsolo marinho.

Em abril de 2007, após concluir a análise da proposta brasileira, a Comissão de Limites da Plataforma Continental da ONU aceitou parcialmente a reivindicação de 960 mil km² de área adicional, além das duzentas milhas náuticas. A comissão não concordou com cerca de 190 mil km² e as negociações continuam com nova proposta do governo brasileiro.

Sem dúvida, a definição do limite exterior da plataforma continental é de fundamental importância não só pelas possibilidades de descoberta de novos campos petrolíferos e de exploração de outros recursos minerais, mas também pela exploração de recursos da biodiversidade marinha, que a ciência atual reconhece como um dos campos promissores do desenvolvimento da biogenética.

As Figuras 13 e 14 mostram, respectivamente, o mapa do Brasil com o contorno geológico da plataforma continental e os limites interestaduais na plataforma continental, até as 200 milhas (370,4 km).

Coube à Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, definir as projeções na plataforma continental brasileira, dos limites interestaduais, tendo, para tanto, adotado o **método das linhas de bases retas**.

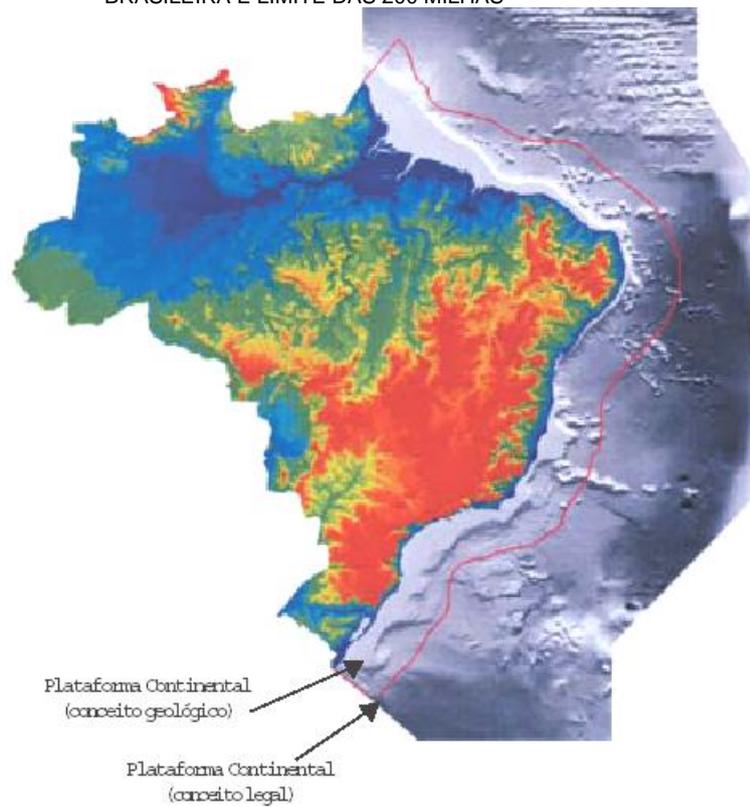
Foram escolhidos vinte e cinco pontos ao longo da linha de costa. Estes pontos foram ligados por linhas retas, passando o conjunto formado pelos segmentos de retas a representar as reentrâncias e saliências da linha da costa brasileira. Dada a especificidade do litoral de alguns estados, foi necessária a inclusão de pontos intermediários para abranger as suas tendências mais marcantes.

A partir dos pontos de divisa interestaduais, localizados sobre esta linha de base, foram traçadas linhas perpendiculares (ortogonais) até o limite da plataforma continental. Estas perpendiculares representam, para fins de *royalties*, os limites interestaduais na plataforma continental.

O limite entre São Paulo/Paraná é definido pelo ponto 21 (latitude 25° 19' 10,00" S – longitude 48° 04' 56,00"W) e segmento de reta com azimute 311° 44' 23,24". O limite Paraná/Santa Catarina é definido pelo ponto 22 (latitude 25° 58' 36,00" S – longitude 48° 35' 25,00"W) e segmento de reta com azimute 298° 17' 51,53".

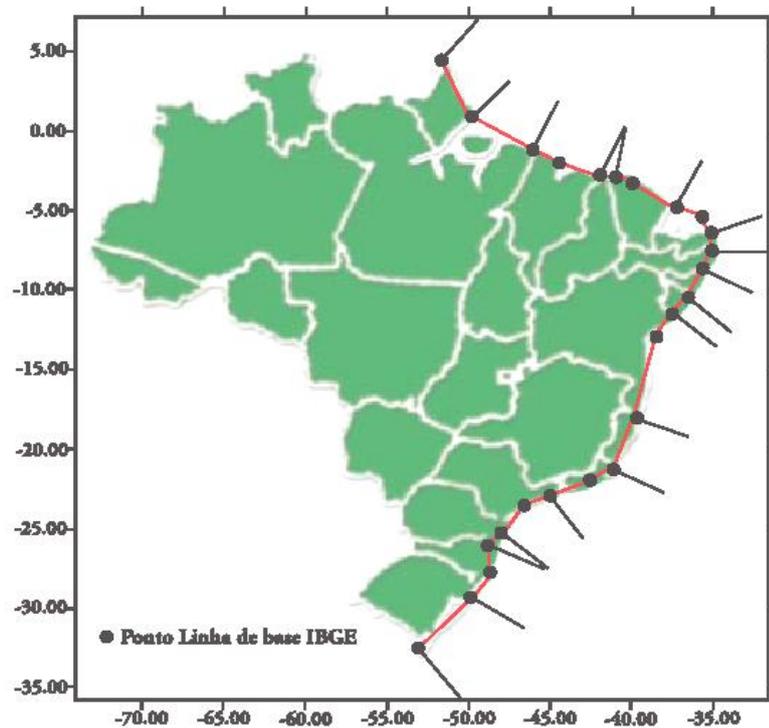
A aplicação destes métodos e critérios para estabelecer os limites interestaduais na plataforma continental já suscitou vários questionamentos jurídicos, como por exemplo, a demanda entre o Paraná e Santa Catarina (ação civil 444-6). Na busca de soluções para esta matéria, propostas de alteração da legislação com novos critérios para a delimitação dos limites dos estados na plataforma continental foram apresentadas. Estas proposições vieram não só pelo interesse econômico, como também pela reconhecida deficiência da legislação utilizada para o estabelecimento destes limites. Dentre as propostas apresentadas, comentaremos no item 2.11 deste relatório, as do deputado federal Gustavo Fruet, do Paraná e da senadora por Santa Catarina, Ideli Salvati.

FIGURA 13 – CONTORNO GEOLÓGICO DA PLATAFORMA CONTINENTAL BRASILEIRA E LIMITE DAS 200 MILHAS



FONTE:- ANP – Guia dos royalties

FIGURA 14 – LIMITES INTERESTADUAIS ATÉ AS 200 MILHAS DA PLATAFORMA CONTINENTAL BRASILEIRA



FONTE:- ANP – Guia dos royalties

2.6 A distribuição dos *royalties* da parcela de 5% e acima de 5%

Os beneficiários dos *royalties* e suas respectivas participações no rateio dependem da localização da lavra (se em terra ou na plataforma continental).

Quando a lavra é realizada em terra, os beneficiários são os estados e municípios produtores e os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural (parcela de 5%) e os afetados por estas instalações (parcela acima de 5%). A parcela acima de 5% beneficia ainda o Ministério da Ciência e Tecnologia.

A lavra realizada na Plataforma Continental também beneficia os estados e municípios confrontantes e os municípios com instalações de embarque ou desembarque de petróleo e gás (parcela de 5%) ou afetados por estas instalações (parcela acima de 5%). Além destes beneficiários também são destinados recursos para o comando da marinha e a um fundo especial que beneficiam estados e municípios. Os recursos da parcela acima de 5% beneficiam ainda o Ministério da Ciência e Tecnologia.

Ainda quando a lavra é realizada na plataforma continental, dentro da parcela de 5%, a legislação determina que os estados transfiram aos municípios 25% dos 30% repassados aos estados confrontantes com poços.

No que diz respeito à lavra na plataforma continental, é importante observar que o conceito de estados e municípios confrontantes difere de acordo com a parcela dos *royalties* em questão. Na distribuição da parcela de 5%, os estados e municípios são confrontantes com **poços** produtores e, no caso da distribuição da parcela acima de 5%, os estados e municípios são confrontantes com **campos** produtores.

A legislação refere-se, explicitamente, aos poços produtores, em que pese existir também poços injetores. Somente a posição dos poços produtores é considerada na determinação dos municípios confrontantes, o mesmo se aplicando com relação aos estados.

Outra observação importante diz respeito às instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Na parcela de 5% são distribuídos *royalties* aos municípios com instalações de embarque e desembarque e na parcela acima de 5% aos municípios afetados pelas operações realizadas nestas instalações.

Todas essas questões exigiram o estabelecimento de critérios legais para a sua implementação, além de acompanhamento, já que podem ser alteradas durante a exploração de um campo, em especial as confrontações com o poço produtor e a localização das instalações de embarque e desembarque.

No caso dos municípios contemplados com os *royalties* da parcela de 5%, existe ainda a necessidade de se observar os critérios legais para o estabelecimento de suas respectivas áreas geoeconômicas (zona de produção principal e secundária e municípios limítrofes a zona de produção principal).

A distribuição dos *royalties* da parcela de 5% e acima de 5% são apresentadas nos quadros 8 e 9.

QUADRO 08 – DISTRIBUIÇÃO DA PARCELA DE 5% (CINCO POR CENTO) DOS ROYALTIES		
Lavra em terra	70% Estados produtores	
	20% Municípios produtores	
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	
Lavra na plataforma continental	30% Estados confrontantes com poços	<p>O artigo 9º da Lei nº 7.990/89 determina que os estados transfiram aos municípios 25% deste valor, observando os mesmos critérios de distribuição de recursos estabelecidos no artigo 158, inciso IV e respectivo parágrafo único da Constituição, e os mesmos prazos fixados para entrega desses recursos, contados a partir do seu recebimento.</p> <p>“ Art. 158. Pertencem aos Municípios: Parágrafo Único – As parcelas de receita pertencentes aos Municípios, mencionadas no inciso IV, serão creditadas conforme os seguintes critérios: I - três quarto, no mínimo, na proporção do valor adicionado nas operações relativas à circulação de mercadorias e nas prestações de serviços, realizadas em seu território; II – até um quarto, de acordo com o que dispuser lei estadual ou, no caso dos Territórios, lei federal.”</p>
	30% Municípios confrontantes com poços e suas respectivas áreas geoeconômicas	<p>60% (sessenta por cento) ao município confrontante, junto com os demais municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se um terço desse valor ao município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural. Caso a indenização decorrente do 1/3 seja inferior àquela obtida com a aplicação do coeficiente individual de participação, o município receberá em função de sua população;</p> <p>10% (dez por cento) aos municípios integrantes da zona de produção secundária, rateados entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos; e</p> <p>30% (trinta por cento) aos municípios limítrofes à zona de produção principal, rateados entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os municípios integrantes da zona de produção secundária.</p>
	20% Comando da Marinha	Recursos para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas destas áreas
	10% Fundo Especial para estados e municípios. Fundo administrado pelo Ministério da Fazenda	<p>Fundo Especial é distribuído aos estados e municípios na seguinte proporção:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> 20% (vinte por cento) para os estados; e <input type="checkbox"/> 80% (oitenta por cento) para os municípios. <p>A distribuição dos recursos do Fundo Especial obedece aos mesmos critérios de rateio utilizados para a distribuição dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados e Municípios.</p>
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	

FONTE:- ANP – Guia dos *royalties* - Lei nº 7.990/89 e Decreto nº 01/91

QUADRO 09 – DISTRIBUIÇÃO DA PARCELA ACIMA DE 5% (CINCO POR CENTO) DOS <i>ROYALTIES</i>		
Lavra em terra	52,5% Estados produtores	
	25% Ministério da Ciência e Tecnologia	Para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.
	15% Municípios Produtores	
	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	Na forma e critério estabelecidos pela ANP (Portaria ANP nº 29, de 22 de fevereiro de 2001, que revogou a Portaria ANP nº 195/99).
Lavra na plataforma continental	25% Ministério da Ciência e Tecnologia	Para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico, aplicados à indústria do petróleo.
	22,5% Estados confrontantes com campos	
	22,5% Municípios confrontantes com campos	
	15% Comando da Marinha	Para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção
	7,5% Fundo Especial (estados e municípios)	
	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	Na forma e critério estabelecidos pela ANP (Portaria ANP nº 29, de 22 de fevereiro de 2001, que revogou a Portaria ANP nº 195/99).
FONTE:- ANP – Guia dos <i>royalties</i> - Lei nº 9.478/97 e Decreto nº 2.705/98		

2.7 A participação especial e sua distribuição

A Participação Especial, prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478 de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto 2.705/1998. A Participação Especial, assim como o bônus de assinatura, foi introduzida na legislação brasileira com a Lei do Petróleo.

Ao contrário dos *royalties*, cuja base de cálculo é a receita bruta, a participação especial incide sobre o lucro da concessão, sendo possível abater, no cálculo de tal lucro, as deduções previstas em Portarias da ANP.

Para apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, o decreto prevê aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas, e de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, são aplicadas alíquotas progressivas (de 10%; 20%; 30% e 40%) sobre a receita bruta da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções dos *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos, todos previstos no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478/1997, a partir de um volume limite de isenção definido, admitindo-se três estruturas de custos: lavra em terra, em águas rasas e em águas profundas, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

O decreto apresenta tabelas prevendo diferentes valores de produção com respectiva parcela a ser deduzida da receita líquida e qual alíquota em porcentagem deve ser aplicada em cada caso. São apresentadas tabelas para o primeiro, segundo, terceiro e após o terceiro ano de produção, e para cada ano, individualizadas pelo local onde se realiza a lavra:

- ❑ quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres;
- ❑ quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros; e,
- ❑ quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Dentre as participações governamentais, a distribuição da participação especial é a que proporcionalmente mais beneficia as pesquisas científicas, destinando 50% destes recursos para esta finalidade. Os 40% destinados ao Ministério de Minas e Energia e os 10% destinados ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal são para pesquisa.

Dos 40% destinados ao Ministério de Minas e Energia, 70% são para o financiamento de estudos geológicos aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, 15% para o financiamento de levantamentos geológicos básicos e 15% para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético. Os 10% destinados ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal são para estudos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo.

Do restante dos recursos da Participação Especial (50%), o estado onde ocorrer a produção ou confrontante com a plataforma continental recebe 40% e os 10% restantes são destinados ao município onde ocorrer a produção ou confrontantes com a plataforma continental.

Os recursos provenientes dos pagamentos dos *royalties* e da participação especial serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e do decreto 2.705. Os cálculos dos valores devidos a cada beneficiário serão fornecidos pela ANP e, nos casos dos estados e municípios, serão creditados em contas específicas de titularidade dos mesmos, junto ao Banco do Brasil S.A.

QUADRO 10 – DISTRIBUIÇÃO DOS RECURSOS DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL		
Lavra em terra ou na plataforma continental	40 % ao Ministério de Minas e Energia	70% para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP e pelo MME; 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético; 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional;
	10 % ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal	Para o desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo
	40 % para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção	
	10 % para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção	
FONTE:- Lei nº 9.478/97 e Decreto nº 2.705/98		

2.8 O pagamento pela ocupação ou retenção de área

O pagamento pela ocupação ou retenção de áreas está previsto no Decreto 2.705, que estabelece que o edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento que deverá ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.

Para a fixação dos valores de ocupação ou retenção de área, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da bacia sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores:

- I - Fase de Exploração: R\$ 10,00 (dez reais) a R\$ 500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;
- II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a Fase de Exploração;
- III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$ 20,00 (vinte reais) a R\$ 1.000,00 (um mil reais) por quilômetro quadrado ou fração;
- IV - Fase de Produção: R\$ 100,00 (cem reais) a R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração.

Os valores unitários acima referidos serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP – DI), da Fundação Getúlio Vargas.

2.9 Estados e municípios confrontantes e áreas geoeconômicas

O texto legal da distribuição dos *royalties* menciona os conceitos da confrontação de estados e municípios litorâneos com poços e campos produtores de petróleo e gás localizados na plataforma continental (limites interestaduais e municipais) e das áreas geoeconômicas.

Consideram-se como confrontantes com poços produtores e campos de petróleo e gás, os estados e municípios contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites, contenham o(s) poço(s) e campo(s) produtor(es), balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental. No caso dos estados, o prolongamento de seus limites é estabelecido pelo prolongamento da perpendicular (ortogonal) às linhas de base reta.

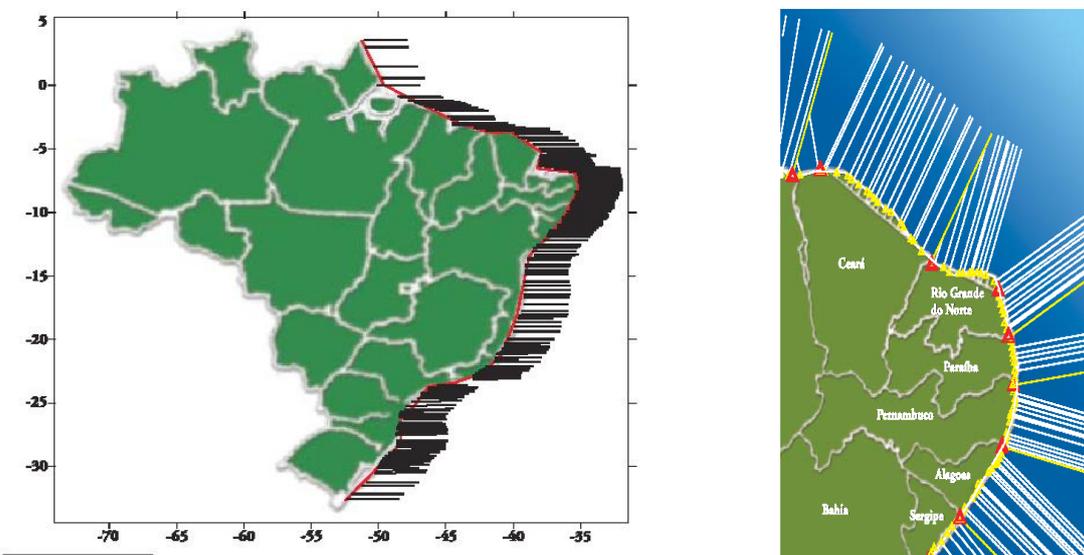
Ao interpretar o Decreto nº 93.189²⁹, de 29 de agosto de 1986, o IBGE entendeu que, além do direito estabelecido pelo prolongamento dos paralelos que passam por seus limites, os municípios litorâneos também têm direitos sobre a plataforma continental pela projeção da perpendicular à linha de costa, respeitados os limites interestaduais na plataforma continental, ou seja, as linhas de projeção dos limites municipais na plataforma continental (paralelas e ortogonais) são interrompidas no ponto em que elas interceptam os limites interestaduais.

Nos estados onde o litoral apresenta certa regularidade, cada limite municipal no mar territorial foi calculado por uma linha perpendicular (ortogonal) às bases retas previamente definidas. Para os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo, cujos litorais apresentam grande incidência de acidentes geográficos, foram definidas novas bases retas para representar a linha de costa.

²⁹ Decreto nº 93.189/86 regulamentou a Lei nº 7.525/86, que alterou o art. 27 da Lei nº 2.004/53.

Como exemplo da aplicação destes critérios no Paraná, há o caso do campo de Caravela que está situado entre dois estados (Paraná e Santa Catarina), com 91,57% da área do campo no Paraná e 8,43% em Santa Catarina.

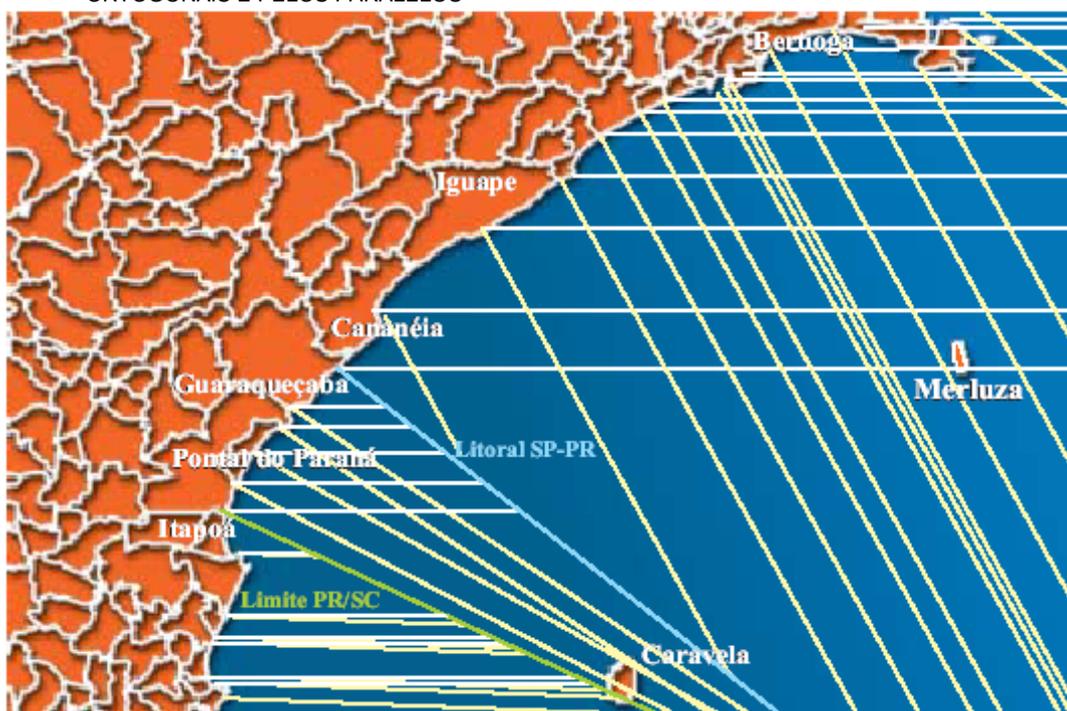
FIGURA 15 – EXEMPLO DA EXTENSÃO DOS LIMITES INTERMUNICIPAIS NA PLATAFORMA CONTINENTAL – PARALELAS E ORTOGONAIS



¹ O Decreto nº 93.189/96 regulamentou a Lei nº 7.525/96, que alterou o art. 27 da Lei nº 2.004/53.

FONTE:- ANP – Guia dos royalties

FIGURA 16 - CONFRONTAÇÕES DOS CAMPOS DE CARAVELA E MERLUZA COM AS EXTENSÕES DOS LIMITES MUNICIPAIS COSTEIROS NA PLATAFORMA CONTINENTAL, PELAS LINHAS ORTOGONAIS E PELOS PARALELOS



FONTE:- ANP – Guia dos royalties

Conforme pode ser observado na Figura 16, em função da projeção dos limites do Estado do Paraná na plataforma continental, os municípios litorâneos do estado não terão participação pela projeção das paralelas, mesmo no caso dos

campos posicionados mais a norte de Caravela (Tubarão, Estrela do Mar e Coral). Já pelo critério das ortogonais, a participação dos municípios pode ser visualizada na mesma figura 16, sendo que as linhas traçadas representam as extensões territoriais, de norte para sul, dos municípios de Guaraqueçaba (0%), Paranaguá (0,1%), Pontal do Paraná (5%), Matinhos (60%) e Guaratuba (26%). Os 8,43% restantes estão em Santa Catarina. A participação porcentual dos municípios está estabelecida no Quadro 06 (página 33).

Para o caso de **municípios confrontantes com poços produtores**, o artigo 20 do Decreto nº 01/91 considera como confrontantes, com um ou mais **poços produtores**, aqueles municípios contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites, contenham o(s) poço(s) produtor(es), balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental.

A legislação refere-se, explicitamente, aos poços produtores, em que pese existir também poços injetores. Somente a posição destes primeiros é considerada na determinação dos municípios confrontantes, o mesmo se aplicando aos estados.

Áreas geoeconômicas dos municípios confrontantes

O segundo conceito de que trata o Decreto nº 01/91, que regulamentou a Lei nº 7.990/89, diz respeito às **áreas geoeconômicas** a que pertencem os municípios confrontantes com poços produtores.

Este conceito foi introduzido pela Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, constando também na Lei nº 7.525/86 e, mais tarde, do Decreto nº 01/91.

De acordo com o Decreto nº 01/91, 30% da parcela de 5% devem ser destinados aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas.

A área geoeconômica é identificada a partir de critérios referentes às atividades de produção de uma dada área petrolífera marítima e os impactos destas atividades sobre as áreas vizinhas. A Fundação IBGE adotou como critério de identificação de área geoeconômica a **mesorregião homogênea**, que vigorou de agosto de 1986 até 31/12/1989 e, a partir daí, a **mesorregião geográfica** dos municípios integrantes da zona de produção principal, resguardando os direitos das unidades territoriais beneficiadas com a aplicação do critério anterior.

Os municípios foram divididos em três zonas: principal, secundária e limítrofe

Zona de produção principal

Por zona de produção principal entende-se o conjunto formado pelos municípios confrontantes com os poços produtores e os municípios onde estiverem localizadas três ou mais instalações dos seguintes tipos:

- a) Instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, **excluídos os dutos. Estas instalações industriais devem atender, exclusivamente, à produção petrolífera marítima.**
- b) Instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.

Zona de produção secundária

Por zona de produção secundária entende-se o conjunto dos municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de

compressão e bombeio, destinados, **exclusivamente**, ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima.

Os trechos dos oleodutos ou gasodutos que não atendam exclusivamente ao escoamento da produção petrolífera marítima foram excluídos, da mesma forma que os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades.

Para a definição da zona de produção principal e secundária não são computadas as instalações referentes ao transporte de petróleo importado e as instalações de condução do petróleo até as refinarias, tanto aquele produzido internamente quanto aquele importado.

Zona limítrofe à zona de produção principal

Por zona limítrofe entende-se o conjunto dos municípios contíguos àqueles que integram a zona de produção principal, bem como municípios que, embora não atendendo ao critério da contiguidade, possam ser social ou economicamente atingidos pela produção ou exploração do petróleo ou do gás natural, segundo critérios adotados pelo IBGE.

Para cada município integrante da zona de produção principal – por ser confrontante com um poço produtor marítimo ou porque nele estão localizadas três ou mais instalações industriais ou de apoio à produção – torna-se necessário identificar os municípios a ele contíguos, bem como os demais municípios que façam parte de sua área geoeconômica, pois estes passarão a fazer parte da **zona limítrofe à zona de produção principal**.

Na elaboração da listagem dos municípios integrantes da zona limítrofe, a Fundação IBGE considera, além da zona de vizinhança imediata da área em que se desenvolve o processo produtivo, os municípios contidos pelos limites das mesorregiões geográficas em que se insere um município pertencente à zona de produção principal.

Critério populacional

Ao classificar os municípios nas três zonas (**principal, secundária e limítrofe**), o Decreto nº 01/91 estabelece, ainda, que a parcela correspondente aos municípios de uma dada zona, seja ela de produção principal, secundária ou limítrofe à de produção principal, **será rateada entre eles na razão direta da população de cada um**.

Assim, os municípios são beneficiados com percentuais aplicados sobre o valor da produção de determinada área de produção petrolífera marítima, de acordo com a sua classificação dentro da área geoeconômica e de sua respectiva população.

No cálculo destas parcelas, atribui-se a cada município um coeficiente individual de participação, determinado com base na respectiva população, conforme anexo do Decreto nº 01/91 reproduzido no Quadro 11.

A parcela devida a cada município é obtida multiplicando-se a parcela atribuída à sua correspondente zona pelo quociente formado entre seu coeficiente individual de participação e a soma dos coeficientes individuais de participação dos municípios que integram a mesma zona, conforme Quadro 12.

A população dos municípios utilizada para a elaboração do Quadro 12 é a de 2007, conforme determinado pelo IBGE, e refere-se à participação após o desenquadramento de Guaratuba da zona de produção principal pela Diretoria de Geociências - DGC do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, em 9 de outubro de 2008.

QUADRO 11 - COEFICIENTES INDIVIDUAIS DE PARTICIPAÇÃO DOS MUNICÍPIOS

Número de Habitantes do Município	Coeficiente de Participação
Até 10.000	1,00
De 10.001 a 12.000	1,05
De 12.001 a 14.000	1,10
De 14.001 a 16.000	1,15
De 16.001 a 18.000	1,20
De 18.001 a 20.000	1,25
De 20.001 a 24.000	1,30
De 24.001 a 28.000	1,35
De 28.001 a 32.000	1,40
De 32.001 a 36.000	1,45
De 36.001 a 40.000	1,50
De 40.001 a 48.000	1,55
De 48.001 a 56.000	1,60
De 56.001 a 64.000	1,65
De 64.001 a 72.000	1,70
De 72.001 a 80.000	1,75
De 80.001 a 96.000	1,80
De 96.001 a 112.000	1,85
De 112.001 a 128.000	1,90
De 128.001 a 144.000	1,95
Acima de 144.000	2,00

FONTE:- Anexo do Decreto nº 1, de 7 de fevereiro de 1991

QUADRO 12 - COEFICIENTE DE PARTICIPAÇÃO INDIVIDUAL DE CADA MUNICÍPIO PARANAENSE COM DIREITOS A ROYALTIES PELA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS				
ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL (60%)				
Município	Estado	População (IBGE – 2007)	Coeficiente Individual de Participação	Rateio Normal
Matinhos	PR	23.357	1,30	60,0000%
TOTAL		23.357	1,30	60,0000%
ZONA LIMÍTROFE (40%)				
Município	Estado	População (IBGE – 2007)	Coeficiente Individual de Participação	Rateio Normal
Adrianópolis	PR	6.709	1,00	0,8073%
Agudos do Sul	PR	8.192	1,00	0,8073%
Almirante Tamandaré	PR	93.055	1,80	1,4531%
Antonina	PR	17.581	1,20	0,9687%
Araucária	PR	109.943	1,85	1,4934%
Balsa Nova	PR	10.639	1,05	0,8476%
Bocaiúva do Sul	PR	9.533	1,00	0,8073%
Campina Grande do Sul	PR	35.396	1,45	1,1705%
Campo do Tenente	PR	6.461	1,00	0,8073%
Campo Largo	PR	105.492	1,85	1,4934%
Campo Magro	PR	22.325	1,30	1,0494%
Cerro Azul	PR	17.693	1,20	0,9687%
Colombo	PR	233.916	2,00	1,6145%
Contenda	PR	14.800	1,15	0,9284%
Curitiba	PR	1.797.408	2,00	1,6145%
Doutor Ulysses	PR	5.956	1,00	0,8073%
Fazenda Rio Grande	PR	75.006	1,75	1,4127%
Guaraqueçaba	PR	7.732	1,00	0,8073%
Guaratuba	PR	30.793	1,40	1,1302%
Itaperuçu	PR	22.021	1,30	1,0494%
Lapa	PR	41.679	1,55	1,2513%
Mandirituba	PR	20.408	1,30	1,0494%
Morretes	PR	16.198	1,20	0,9687%
Paranaguá	PR	133.559	1,95	1,5742%
Pien	PR	11.083	1,05	0,8476%
Pinhais	PR	112.038	1,90	1,5338%
Piraquara	PR	82.006	1,80	1,4531%
Pontal do Paraná	PR	16.625	1,20	0,9687%
Porto Amazonas	PR	4.212	1,00	0,8073%
Quatro Barras	PR	18.125	1,25	1,0091%
Quitandinha	PR	15.897	1,15	0,9284%
Rio Branco do Sul	PR	31.486	1,40	1,1302%
Rio Negro	PR	29.862	1,40	1,1302%
São Jose dos Pinhais	PR	263.622	2,00	1,6145%
Tijucas do Sul	PR	13.091	1,10	0,8880%
Tunas do Paraná	PR	5.921	1,00	0,8073%
		3.446.463	49,55	40,0000%
FONTE:- ANP NOTA:- Válido após o desenquadramento de Guaratuba da zona de produção principal pela Diretoria de Geociências - DGC do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, em 9 de outubro de 2008				

2.10 Atribuições da Fundação IBGE

Os *royalties* foram introduzidos no Brasil pelo art. 27 da Lei nº 2.004/53. Este art. 27 foi posteriormente alterado pela Lei nº 3.257/57, pelo Decreto-Lei nº 523/69,

pelas Leis nº 7.453/85, 7.525/86, pelo Decreto-Lei nº 94.240/87 e pela Lei nº 7.990/89, até que a Lei nº 2.004/53 foi revogada pela Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97). O Decreto nº 93.189/86, mencionado quando se tratou da extensão dos limites municipais na plataforma continental, regulamentou a Lei nº 7.525/86.

Com a entrada em vigor da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, a Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE passou a ter a atribuição legal de elaborar semestralmente, com base nas informações prestadas à época pela PETROBRAS e a partir de 06 de agosto de 1998 pela ANP, a relação dos estados e municípios a serem indenizados com *royalties* pela produção de petróleo e gás natural extraídos da plataforma continental.

Assim, cabe à Fundação IBGE identificar os estados e municípios a serem indenizados pela produção marítima de petróleo e gás, especificando suas respectivas populações. Cabe também ao IBGE indicar os municípios contíguos àqueles que integram a zona de produção principal, bem como aqueles municípios que sofrem as consequências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo ou do gás natural.

A primeira relação, relativa ao 1º semestre de 1986, elaborada em agosto de 1986 pela Fundação IBGE, foi publicada no D.O.U. de 12 de setembro de 1986, como anexo da Resolução nº 38/86, de 04 de setembro de 1986, do presidente da entidade.

A ANP calcula os coeficientes individuais de participação de cada município a partir das relações elaboradas pela Fundação IBGE (população, relação dos municípios pertencentes às zonas: de produção principal, secundária e limítrofe) que, por sua vez, se baseia, para tanto, em informações prestadas pelos concessionários a ANP, como a localização dos poços produtores, a presença, o número, as especificações e o enquadramento das instalações industriais ou de apoio a produção.

2.11 Projetos de lei alterando os limites estaduais na plataforma continental

Em função das dificuldades na aplicação da lei e para corrigir situações anormais como as do Paraná e do Piauí e o conflito entre Paraná e Santa Catarina, o deputado federal Gustavo Fruet (PR) e a senadora Ideli Salvatti (SC) propuseram projetos de Lei alterando os critérios para o prolongamento dos limites estaduais e municipais confrontantes na Plataforma Continental.

Por estes projetos, os limites dos Estados do Paraná e Piauí deixam de ser oblíquos, formando triângulo, para serem paralelos, resolvendo as questões destes estados, principalmente se houver extensão da plataforma para além das 200 milhas náuticas.

Quanto aos limites entre Paraná e Santa Catarina e os demais estados vizinhos, as seguintes observações podem ser feitas:

Do projeto do deputado Gustavo Fruet (PR):

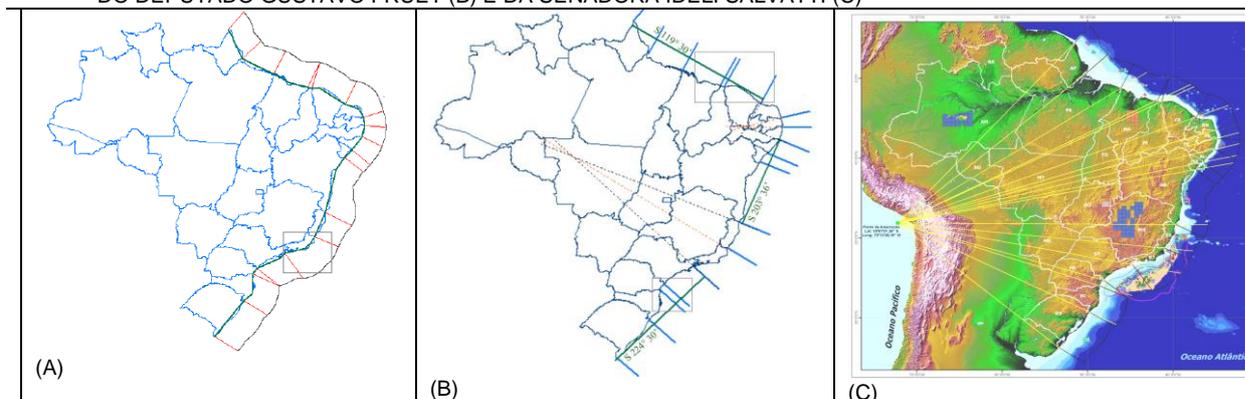
- ✓ O projeto mais que dobra a área do estado do Paraná na plataforma continental. De triangular passa para retangular;
- ✓ A princípio esta proposta engloba no Paraná os campos já conhecidos de Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalinho, porém não engloba o campo de Tubarão e os de Tiro e Sidon;
- ✓ Os limites do Estado do Paraná se deslocam para o sul da Bacia de Santos, ou seja, mais para fora das áreas hoje delimitadas com a presença do pré-sal;

- ✓ O deslocamento dos limites dos Estados do Paraná e de Santa Catarina para o sul, afasta estes estados das áreas hoje delimitadas com presença do pré-sal e, portanto, com maior potencial petrolífero. Esta situação, à luz dos conhecimentos atuais, diminui as perspectivas de aumento de arrecadação.
- ✓ Os novos limites do Estado de São Paulo passariam a envolver maior área tanto ao sul quanto ao norte e, conseqüentemente, as possibilidades futuras de arrecadações das participações governamentais. Os limites do estado que já englobam grande parte das descobertas do pré-sal passariam a incluir também grande parte do bloco de Tupi;
- ✓ O Estado do Rio de Janeiro perderia áreas ao norte para o Estado do Espírito Santo e ao sul para São Paulo e conseqüentemente sua arrecadação seria reduzida.

Do projeto da Senadora Ideli Salvatti (SC):

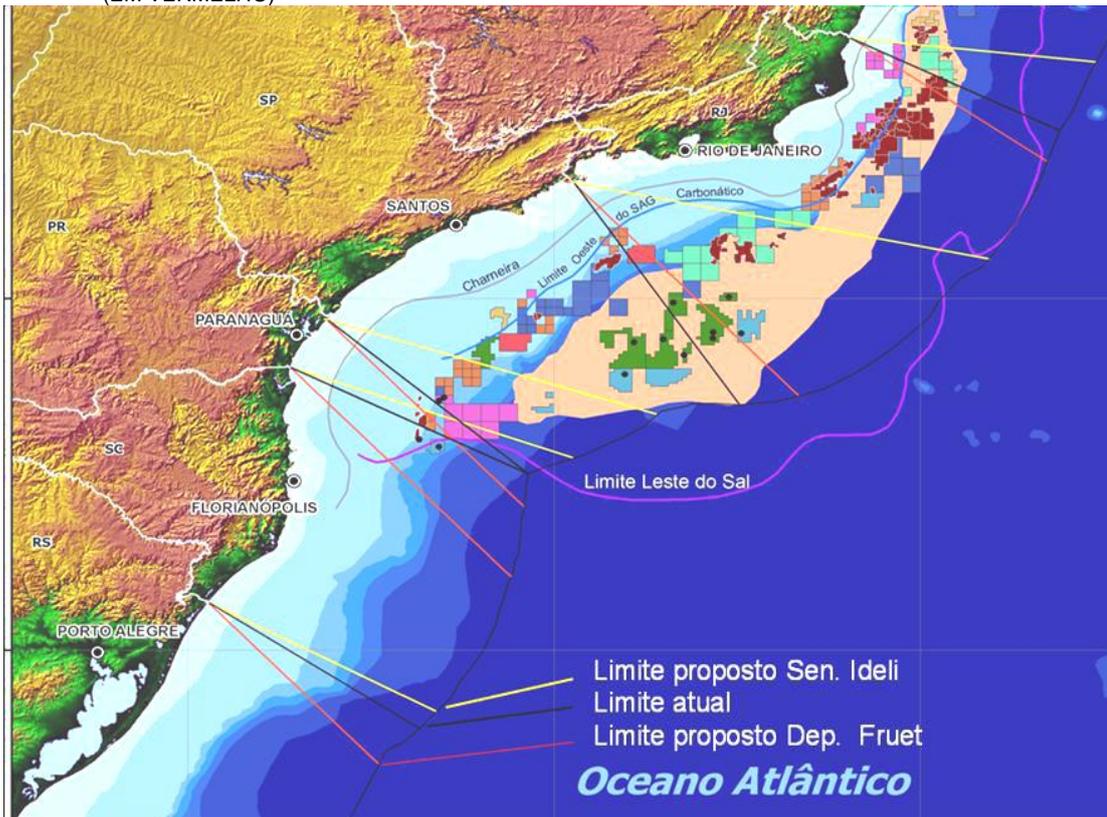
- ✓ Os limites se deslocam para o norte, com aumento de área para os Estados de Santa Catarina, Paraná e São Paulo, áreas estas com potencial petrolífero maior. Em contrapartida os Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo perderão áreas em exploração e com grande potencial de hidrocarbonetos;
- ✓ O Estado do Paraná ficaria com os campos de Tubarão, Estrela do Mar, e a princípio com os campos de Tiro e Sidon, englobando parte da área hoje conhecida do pré-sal;
- ✓ O Estado de Santa Catarina ficaria com os campos de Coral, Caravela e Cavalão Marinho, não atingindo a área hoje conhecida como de ocorrência do pré-sal;
- ✓ Santa Catarina englobaria ainda parte do bloco BM-S-41, e dos blocos BM-S-73 e 74 que estão atualmente em fase de estudos, com previsão de futuras perfurações, em busca de jazidas semelhantes às recentes descobertas de óleo e gás natural no bloco BM-S-40 que contém os prospectos Tiro e Sidon;
- ✓ O Estado de São Paulo ficaria com quase todo o pré-sal da Bacia de Santos, incluindo praticamente todas as descobertas recentes, além de parte do pré-sal da Bacia de Campos;
- ✓ O Estado do Rio de Janeiro teria enormes perdas, porém permaneceria com a bacia de Campos.

FIGURA 17 - MAPA DO BRASIL COM OS LIMITES ESTADUAIS SEGUNDO A LEGISLAÇÃO ATUAL (A) E OS PROJETOS DO DEPUTADO GUSTAVO FRUET (B) E DA SENADORA IDELI SALVATTI (C)



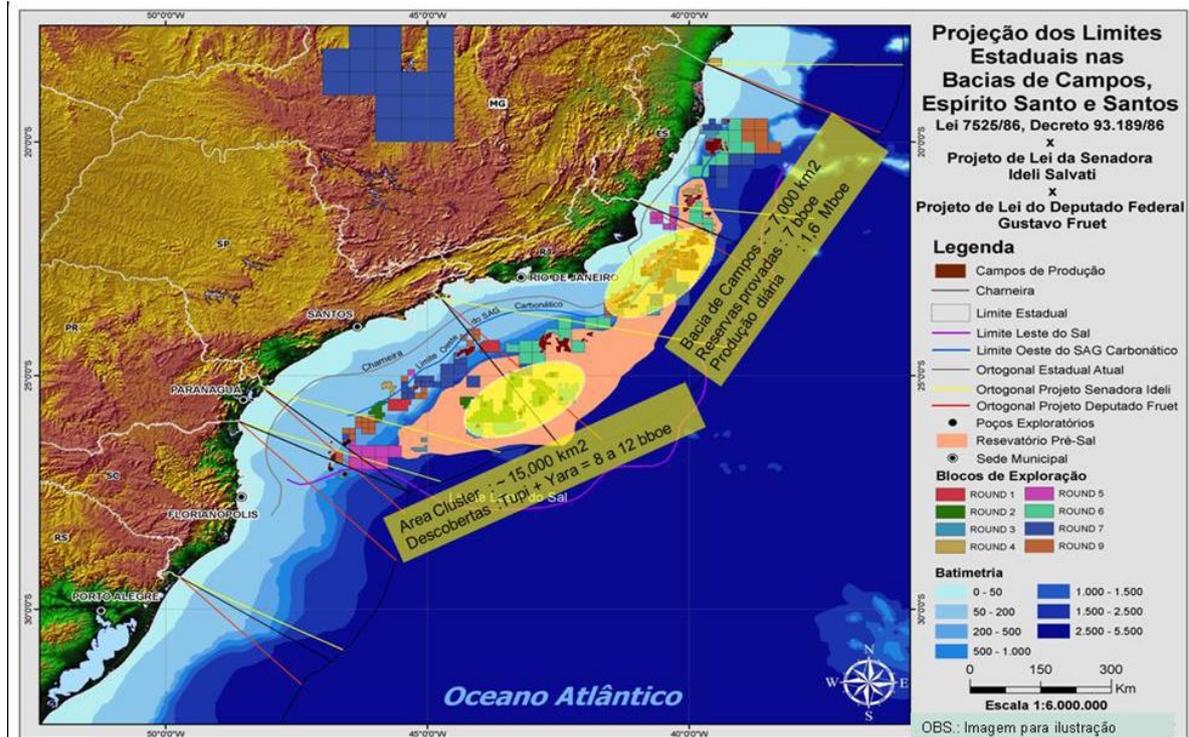
FONTE:- Peruzzolo, C. F. et al . **Pré - Sal: Análise sobre Royalties e Implicações Econômicas para Santa Catarina.** Estudo sobre as Participações Governamentais na atividade de E & P de Petróleo. Florianópolis, outubro de 2008, 65 p. FIESC
http://www2.fiescnet.com.br/web/uploads/release_noticia/fc88386bd3c544aab28af6b274d1d885.pdf

FIGURA 18 - DETALHE DO MAPA COM OS LIMITES TERRITORIAIS ATUAIS (EM PRETO) E SEGUNDO OS PROJETOS DA SENADORA IDELI SALVATTI (EM AMARELO) E DO DEPUTADO GUSTAVO FRUET (EM VERMELHO)



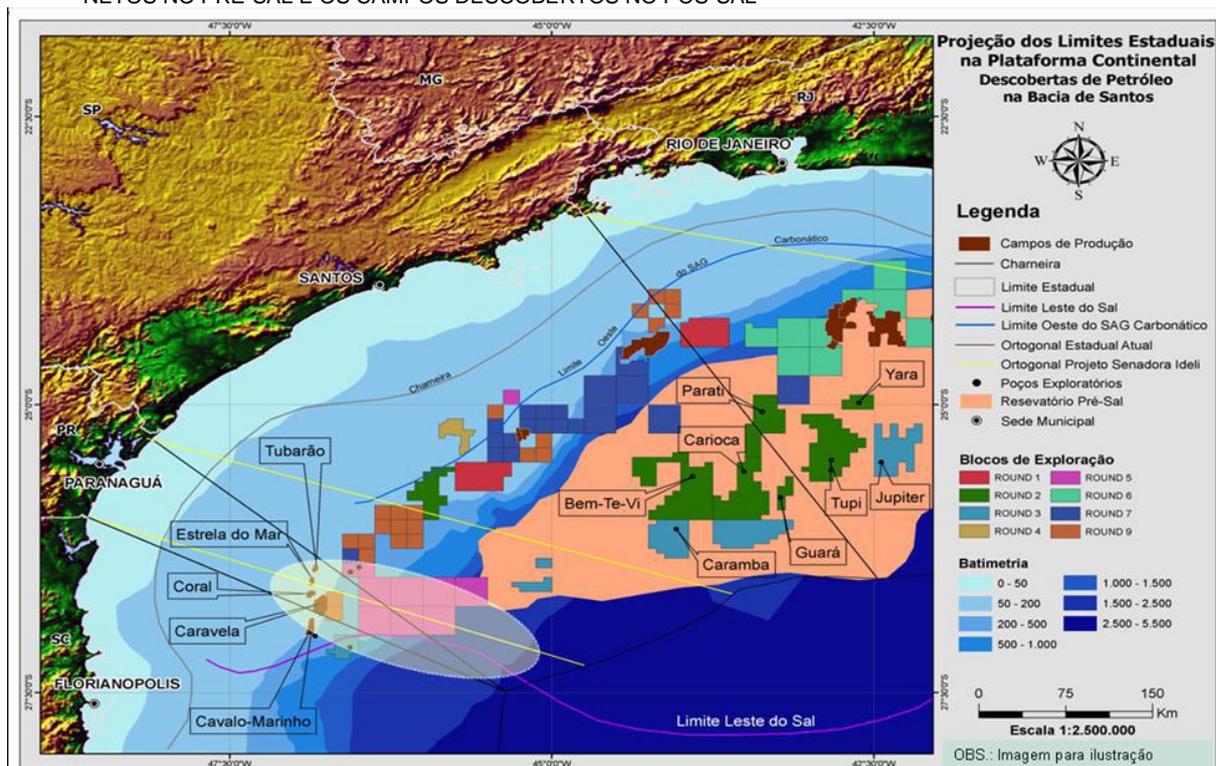
FONTE:- Peruzzolo, C. F. et al . *Pré - Sal: Análise sobre Royalties e Implicações Econômicas para Santa Catarina*. Estudo sobre as Participações Governamentais na atividade de E & P de Petróleo. Florianópolis, outubro de 2008, 65 p. FIESC
http://www2.fiescnet.com.br/web/uploads/release_noticia/fc88386bd3c544aab28af6b274d1d885.pdf

FIGURA 19 - MAPA DAS BACIAS DE SANTOS E CAMPOS MOSTRANDO AS PRINCIPAIS ÁREAS DE PETRÓLEO DA PLATAFORMA CONTINENTAL BRASILEIRA DESCOBERTAS ATÉ O MOMENTO.



FONTE:- Peruzzolo, C. F. et al . *Pré - Sal: Análise sobre Royalties e Implicações Econômicas para Santa Catarina*. Estudo sobre as Participações Governamentais na atividade de E & P de Petróleo. Florianópolis, outubro de 2008, 65 p. FIESC
http://www2.fiescnet.com.br/web/uploads/release_noticia/fc88386bd3c544aab28af6b274d1d885.pdf

FIGURA 20 - MAPA DO SUL DA BACIA DE SANTOS MOSTRANDO AS PRINCIPAIS DESCOBERTAS DE HIDROCARBONETOS NO PRÉ-SAL E OS CAMPOS DESCOBERTOS NO PÓS-SAL



FONTE:- Peruzzolo, C. F. et al . *Pré - Sal: Análise sobre Royalties e Implicações Econômicas para Santa Catarina*. Estudo sobre as Participações Governamentais na atividade de E & P de Petróleo. Florianópolis, outubro de 2008, 65 p. FIESC
http://www2.fiescnet.com.br/web/uploads/release_noticia/fc88386bd3c544aab28af6b274d1d885.pdf

2.12 Instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

São devidos *royalties* aos municípios onde se localizam instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural **produzidos** tanto em terra quanto na plataforma continental (parcela de 5%), bem como aos municípios que sejam afetados pelas operações realizadas em tais instalações (parcela acima de 5%).

Torna-se crucial, portanto, o perfeito entendimento do que é uma instalação marítima e terrestre de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural e isto remete ao parágrafo único do art. 19 do Decreto nº 01, de 1991, que regulamentou a Lei nº 7.990, de 1989.

“... consideram-se como instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de óleo bruto ou gás natural, as monobóias, os quadros de bóias múltiplas, os píeres de atracação, os cais acostáveis e as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de óleo bruto ou gás natural.”

Do exame do texto acima, verifica-se que o legislador restringiu a apenas 5 (cinco) os tipos das instalações de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural:

1. As monobóias;
2. Os quadros de bóias múltiplas;
3. Os píeres de atracação;

4. Os cais acostáveis; e,
5. As estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural.

Os quatro primeiros itens são típicos de instalações marítimas e o último refere-se a uma instalação terrestre.

A instalação terrestre, constante do item 5, está ligada diretamente a um determinado campo produtor de petróleo e gás natural. Em outras palavras, ela faz parte da área de concessão. Por analogia, se supôs que as instalações marítimas constantes dos itens de 1 a 4 também devam fazer parte de uma dada área de produção.

De acordo com a legislação vigente, as instalações para escoamento de petróleo e de gás natural que pertencem a uma determinada área produtora e que foi, portanto objeto de concessão por parte da ANP, são consideradas instalações de transferência e são de utilização exclusiva do concessionário. Estas instalações são parte integrante da área de concessão para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

De outra parte, as instalações para escoamento de petróleo e de gás natural, fora da área de concessão, são consideradas instalações de transporte, e são objeto de autorização por parte da ANP nos termos dos artigos 56 e 57 da lei nº 9.478, de 1997 (lei do petróleo). De acordo com o artigo 58 da mencionada lei, qualquer interessado poderá usar tais instalações mediante o pagamento de uma remuneração adequada ao seu titular.

A maior parte da produção brasileira de petróleo e gás natural ocorre em campos da plataforma continental, muito distantes da costa, e o transporte desta produção até o litoral é feito por uma rede de dutos³⁰ ou de embarcações, que desembarcam em terminais³¹ marítimos. Estes terminais marítimos, todavia, já não fazem mais parte da área de concessão. Eles são autorizados a operar pela ANP nos moldes acima.

Do exposto, as instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, a que se refere a legislação, quando não fizerem parte de uma dada área de concessão terrestre ou marítima, constituem o primeiro ponto de desembarque, em terra, da produção fora da área de concessão marítima, o que inclui algumas instalações que foram objeto de autorização pela ANP nos termos dos artigos 56 e 57 da Lei do Petróleo.

É importante ter presente que o nome em si da instalação não importa muito, nem tampouco importa o fato de ela realizar o embarque ou o desembarque de petróleo e gás natural. O que interessa, para o enquadramento: (1) em se tratando de uma instalação marítima, fluvial ou lacustre, é a presença de pelo menos um dos quatro itens seguintes: monobóia, quadro de bóias múltiplas, píer de atracação ou cais acostável e sua efetiva utilização nas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural produzidos no País, e, (2) em se tratando de uma instalação terrestre, é o fato de ela estar ligada diretamente a um campo produtor e realizar as funções de coleta e de transferência do petróleo e gás natural produzidos.

³⁰ Dutos são conduto fechado destinado ao transporte ou transferência de petróleo, seus derivados ou gás natural. PORTARIA ANP Nº 125, DE 5.8.2002

³¹ Terminal é um conjunto de instalações utilizadas para o recebimento, expedição e armazenagem de produtos da indústria do petróleo. Pode ser classificado como marítimo, fluvial, lacustre ou terrestre.

Outro aspecto a ser levado em consideração para os municípios com instalações ou afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, é que a Portaria ANP nº 29/2001 estabelece que os municípios que fazem jus ao recebimento da parcela de *royalties* acima de 5%, por serem afetados pelas operações realizadas nas instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, devem participar dos 7,5% da parcela de *royalties* acima de 5%, na razão direta dos volumes movimentados nas referidas instalações.

Os volumes movimentados se referem, exclusivamente, ao petróleo e ao gás natural produzidos no País. Assim sendo, comenta-se, a seguir, como os volumes movimentados de petróleo e de gás natural de origem doméstica devem ser computados em função do tipo de operação.

O *Guia dos Royalties* comenta que ao instituir a parcela de 5%, houve nítida intenção do legislador de beneficiar os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Esta parcela, que corresponde a 0,5% (meio por cento) do valor da produção (10% dos *royalties* de 5%), é dividida, em partes iguais, entre os municípios beneficiários.

No que diz respeito à parcela acima de 5%, o legislador se preocupou com os municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, deixando a cargo da ANP definir o critério de rateio entre os beneficiários.

Por razões de coerência, as instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural e os respectivos municípios são os mesmos, tanto na distribuição da parcela de 5% quanto na distribuição da parcela acima de 5%. Os critérios de rateio, todavia, são diferentes.

No que diz respeito ao gás natural, face à inexistência momentânea no País de instalações utilizadas para amarração ou atracação de embarcações que operam com Gás Natural Liquefeito – GNL ou com Gás Natural Comprimido – GNC, apenas as instalações terrestres coletoras de gás natural atendem à provisão legal e se qualificam como instalações de embarque e desembarque de gás natural.

Uma vez conceituado o que são as instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, o *Guia dos Royalties* apresenta os municípios brasileiros que se enquadram nos critérios comentados, com efeitos a partir de 1º de Janeiro de 2002, suas instalações e a origem do petróleo e/ou do gás natural que recebem, informações estas reproduzidas no Quadro 13 (página 67).

É importante ter presente que a origem do petróleo e do gás natural, caracterizada pela produção em terra ou na plataforma continental, é fator preponderante para o rateio das parcelas de 5% e acima de 5%.

No que se refere à parcela de 5%, conforme se depreende do exame do Quadro 13, 15 municípios irão ratear entre si, em partes iguais, a parcela dos *royalties* destinada aos municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, correspondente a 10% dos 5% do valor da produção na plataforma continental brasileira. No caso da produção em terra, este rateio se dará entre 57 municípios.

No que se refere à parcela acima de 5%, aplica-se o conceito de município pertencente à zona de influência da instalação, constante da Portaria ANP nº 29, de 22/02/2001. A referida portaria estabelece que os municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural são aqueles onde se localizam as instalações de embarque e desembarque (**primários**) e, em se tratando de instalações em meio aquático, aqueles situados no entorno da instalação (**secundários**). Assim, entende-se por municípios afetados pelas

operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, aqueles onde se localizam as instalações de embarque e desembarque e aqueles situados no entorno da instalação. O Quadro 14 mostra os municípios afetados pelos terminais marítimos de acordo com o Guia dos *Royalties*.

QUADRO 13 - MUNICÍPIOS COM INSTALAÇÕES DE EMBARQUE E DESEMBARQUE DE PETRÓLEO E/OU GÁS NATURAL E RESPECTIVA ORIGEM					
MUNICÍPIOS	APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS PROPOSTOS			Origem do Petróleo e /ou do Gás Natural	
	Estação Coletora ou Ponto de Coleta	Estação ou Parque de Armazenamento de Petróleo	Terminal Marítimo /Fluvial/Lacustre	Terra	Mar
Coruripe-AL	X			X	
Maceió-AL	X			X	
Marechal Deodoro-AL	X			X	
Roteiro-AL	X			X	
São Miguel dos Campos-AL	X			X	
Coarí-AM	X	X	X	X	
Manaus-AM			X	X	
Alagoinhas-BA	X			X	
Araçás-BA	X			X	
Candeias-BA	X			X	X
Caravelas-BA	X			X	
Cardeal da Silva-BA	X			X	
Catu-BA	X	X		X	
Entre Rios-BA	X			X	
Esplanada-BA	X			X	
Itanagra-BA	X			X	
Madre de Deus-BA			X	X	X
Mata de São João-BA	X			X	
Pojuca-BA	X			X	
São Francisco do Conde-BA	X	X		X	X
São Sebastião do Passé-BA	X	X		X	
Teodoro Sampaio-BA	X			X	
Aracati-CE	X			X	X
Icapuí-CE	X			X	
Conceição da Barra-ES	X				
Linhares-ES	X	X	X	X	X
São Mateus-ES	X	X		X	X
Angra dos Reis-RJ			X		X
Macaé-RJ		X			X
Rio de Janeiro-RJ			X	X	X
Açu-RN	X			X	
Alto do Rodrigues-RN	X	X		X	
Apodi-RN	X			X	
Areia Branca-RN	X			X	
Caraubas-RN	X			X	
Carnaubais-RN	X			X	
Felipe Guerra-RN	X			X	
Gov. Dix Sept Rosado-RN	X			X	
Guamaré-RN	X	X	X	X	X
Macau-RN	X			X	X
Mossoró-RN	X	X		X	
Pendências-RN	X			X	
Porto do Mangue-RN	X			X	
Serra do Mel-RN	X			X	
Upanema-RN	X			X	
Tramandaí-RS			X	X	X
São Francisco do Sul-SC			X	X	X
Aracaju-SE	X	X	X		X
Brejo Grande-SE	X			X	
Carmópolis-SE	X	X		X	
Divina Pastora-SE	X			X	
General Maynard-SE	X			X	
Japaratinga-SE	X			X	
Maruim-SE	X			X	
Pirambu-SE	X			X	
Riachuelo-SE	X			X	
Rosário do Catete-SE	X			X	
São Cristóvão-SE	X			X	
Siriri-SE	X			X	
Sto. Amaro das Brotas-SE	X			X	
São Sebastião-SP	X		X	X	X
TOTAL	53	13	12	57	15

FONTE:- ANP – Guia dos *royalties*

QUADRO 14 - MUNICÍPIOS AFETADOS PELOS TERMINAIS MARÍTIMOS				
CAIS ACOSTÁVEL	PÍER	QUADRO DE BÓIAS	PÍER	PÍER
Maceió-AL	Madre de Deus-BA	Linhares-ES	Angra dos Reis-RJ	Rio de Janeiro-RJ
Marechal Deodoro-AL	Salvador-BA	Aracruz-ES	Mangaratiba-RJ	Magé-RJ
Paripueira-AL	Candeias-BA	São Mateus-ES	Parati-RJ	Niterói-RJ
	São Francisco do Conde-BA			São Gonçalo-RJ
	Santo Amaro-BA			Duque de Caxias-RJ
	Saubara-BA			Guapimirim-RJ
	Salinas da Margarida-BA			Itaboraí-RJ
	Itaparica-BA			
QUADRO DE BÓIAS	MONOBÓIA	MONOBÓIA	QUADRO DE BÓIAS	PÍER
Guamaré-RN	Tramandaí-RS	São Francisco do Sul-SC	Aracaju-SE	São Sebastião-SP
Galinhas-RN	Imbe-RS	Itapoã-SC	Barra dos Coqueiros-SE	Ihabela-SP
Macau-RN	Cidreira-RS	Balneário Barra do Sul-SC	Itaporanga da Ajuda-SE	Caraguatatuba-SP
				Bertioga-SP
LEGENDA				
	Primário - recebe 40%			
	Secundários - rateio em partes iguais dos 60% restantes			
FONTE:- ANP – Guia dos royalties				

De um total de 11.741.839 m³ de petróleo movimentado do mar em março de 2010 no Brasil, o TA São Sebastião em São Paulo movimentou 3.429.319 m³ (29,2%), o TT Guararema também em São Paulo movimentou 1.606.150 m³ (13,7%), no sul o TA São Francisco do Sul – em Santa Catarina movimentou 660.887 m³ (5,6%) e o TA Osório no município de Tramandaí no Rio Grande do Sul movimentou 363.523 m³ (3,1%) de petróleo proveniente do mar.

O Paraná não tem registro de movimentação, porém recebe o petróleo do terminal de São Francisco do Sul, que é conduzido por duto até a Refinaria Presidente Getúlio Vargas, mais conhecida como REPAR, localizada no município de Araucária, região metropolitana de Curitiba

2.13 Dutos e terminais no Paraná e Santa Catarina

Apesar de não influir para a distribuição dos *royalties* por não ser considerado como instalação industrial para esta finalidade e de não ser destinado exclusivamente ao escoamento de uma dada área de produção petrolífera de origem nacional, como exige a lei dos *royalties* para efeito de recebimento, é interessante mencionar as linhas de dutos e terminais presentes no Paraná e em Santa Catarina.

No Paraná e Santa Catarina um duto faz a transferência de petróleo de São Francisco do Sul em Santa Catarina para a Refinaria Presidente Getúlio Vargas - REPAR em Araucária no Paraná, com 117 km de extensão.

A refinaria processa o petróleo e dela partem dois dutos de transporte de derivados para os terminais de Paranaguá (PR), com 93,5 km de extensão e outro para o terminal de Itajaí (SC), com 200 km de extensão.

Existe também um duto de transferência de gás combustível produzido na Unidade Industrial de Xisto (SIX) em São Mateus do Sul (PR) para a indústria cerâmica INCEPA, na mesma cidade, com 3,53 km de extensão.

A relação das autorizações de operação concedidas a terminais terrestres, marítimos, fluviais ou lacustres e a dutos de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel, nos estados do Paraná e Santa Catarina, está presente na Portaria ANP n° 170/1998.

TABELA 07 - AUTORIZAÇÕES DE OPERAÇÃO CONCEDIDAS A DUTOS DE TRANSPORTE NO PARANÁ – origem ou destino

PROPRIETÁRIO	OPERADOR	TIPO	INSTALAÇÃO ORIGEM	MUNICÍPIO	UF	INSTAL.DE DESTINO	MUNICÍPIO	UF	PRODUTO	POL.º	EX.(KM)	OPERA
Petrobras	Transpetro	Transferência	Term. S.Frco. do Sul	S. Fr. do Sul	SC	Repar	Araucária	PR	Petróleo	30	117,00	1976
Petrobras	Transpetro	Transporte	Repar	Araucária	PR	Terminal Paranaguá	Paranaguá	PR	Claros / Glp	12	93,50	1977
Petrobras	Transpetro	Transporte	Repar	Araucária	PR	Terminal Itajaí	Itajaí	SC	Claros	10	200,00	1995
Petrobras	Petrobras	Transferência	Unid. Ind. do Xisto	S. M. do Sul	PR	Incepa	São M. do Sul	PR	Gás Combustível	8	3,53	1998
Sadipe	Sadipe	Transferência	Repar	Araucária	PR	Sadipe	Araucária	PR	Óleo Diesel	10	0,71	1999
Sadipe	Sadipe	Transferência	Repar	Araucária	PR	Sadipe	Araucária	PR	Gasolina	10	0,71	1999
Ocidental	Ocidental	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base da Ocidental	Araucária	PR	Óleo Diesel	12	0,20	1999
Ocidental	Ocidental	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base da Ocidental	Araucária	PR	Gasolina	10	0,20	1999
SM Engar.Gás	Minasgás	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base Minasgás	Araucária	PR	Glp	8	0,26	1999
Fox	Fox	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base Da Fox	Araucária	PR	Óleo Diesel	12	0,20	1999
Fox	Fox	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base Da Fox	Araucária	PR	Gasolina	10	0,20	1999
Catallini	Catallini	Transferência	Berço de atracação	Paranaguá	PR	Terminal Cattalini	Paranaguá	PR	Produtos Classe I	10	1,28	2002
Catallini	Catallini	Transferência	Berço de atracação	Paranaguá	PR	Terminal Cattalini	Paranaguá	PR	Produtos Classe I	8	1,28	2002
Catallini	Catallini	Transferência	Berço de atracação	Paranaguá	PR	Terminal Cattalini	Paranaguá	PR	Produtos Classe I	6	1,28	2002
Unibraspe	Unibraspe	Transferência	Duto Ocidental	Araucária	PR	Base Unibraspe	Araucária	PR	Gasolina	8	0,96	2002
Unibraspe	Unibraspe	Transferência	Duto Ocidental	Araucária	PR	Base Unibraspe	Araucária	PR	Óleo Diesel	10	0,96	2002
Storage	Storage	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base da Storage	Araucária	PR	Gasolina	8	0,09	2002
Storage	Storage	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base da Storage	Araucária	PR	Óleo Diesel	10	0,09	2002
Pontual	Pontual	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base Pontual /Rejaille	Araucária	PR	Óleo Diesel	10	1,80	2002/03
Pontual	Pontual	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base Pontual /Rejaille	Araucária	PR	Gasolina	8	1,80	2002/03
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	UFAR	Araucária	PR	Óleo Diesel	3	0,22	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	UFAR	Araucária	PR	Óleo Combustível	8	0,22	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	UFAR	Araucária	PR	RASF	10	0,21	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	POOL	Araucária	PR	QAV	6	0,55	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	POOL	Araucária	PR	Gasolina Premium	6	0,43	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	POOL	Araucária	PR	BUNKER	8	0,54	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	POOL	Araucária	PR	Óleo Combustível	14	0,36	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	Utingas	Araucária	PR	GLP	8	0,71	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Utingas	Araucária	PR	Supergasbras	Araucária	PR	GLP	6	0,24	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Utingas	Araucária	PR	Liqüigás	Araucária	PR	GLP	6	0,42	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Utingas	Araucária	PR	Ultragás	Araucária	PR	GLP	6	0,60	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	POOL	Araucária	PR	GASOLINA	16	0,36	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Repar	Araucária	PR	POOL	Araucária	PR	Óleo combustível	16	0,39	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Terminal de Álcool	Araucária	PR	Repar	Araucária	PR	AEHC	10	0,92	2003
Petrobras	Petrobras	Transferência	Terminal de Álcool	Araucária	PR	Repar	Araucária	PR	AEAC	10	0,91	2003
Sadipe	Potencial	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base da Sadipe	Araucária	PR	Gasolina	10/8	0,46	2004
Sadipe	Potencial	Transferência	Repar	Araucária	PR	Base da Sadipe	Araucária	PR	Óleo Diesel	12/10	0,46	2004
NGB	NGB	Transferência	Ponto a-Repar	Araucária	PR	Ponto B-NGB	Araucária	PR	GLP	8	1,60	2006
Catallini	Catallini	Transporte	Terminal Catallini	Paranaguá	PR	Pier Cattalini	Paranaguá	PR	Comb. Clas. I a III	12	1,40	2006
Catallini	Catallini	Transporte	Terminal Catallini	Paranaguá	PR	Pier Cattalini	Paranaguá	PR	Comb. Clas. I a III	12	1,40	2006

FONTE: ANP Portaria ANP n° 170/1998 – Atualização de Dezembro de 2009

O terminal aquaviário de Paranaguá opera interligado com a refinaria Presidente Getúlio Vargas - REPAR. O escoamento dos derivados é efetuado por modais rodoviário e ferroviário e pelo oleoduto Araucária – Paranaguá (bidirecional). Ele também fornece bunker³² para navios no Porto de Paranaguá. O terminal é operado pela subsidiária da PETROBRAS, a Transpetro.

³² **Bunker** Também conhecido como marine fuel, é um óleo combustível para navios em geral, podendo ser, em alguns casos, misturado ao óleo diesel em proporções variadas

TABELA 08 - AUTORIZAÇÕES DE OPERAÇÃO CONCEDIDAS A TERMINAIS NO PARANÁ E SANTA CATARINA, EMPRESA - PETROBRAS TRANSPORTE S.A. – TRANSPETRO

Nome do Terminal	Tipo	UF	Município	Ponto de Atracação	Capacidade de Armazenamento			
					Petróleo (m³)	Derivados ¹ (m³)	GLP (m³)	Total (m³)
São Francisco do Sul	TA	SC	São Franc. do Sul	Sim	466.622	0	0	466.622
Paranaguá	TA	PR	Paranaguá	Sim	0	183.176	9.532	192.708
Itajaí	TT	SC	Itajaí	—	0	50.023	6.534	56.557
Florianópolis (Biguaçu)	TT	SC	Florianópolis	—	0	38.361	0	38.361
Joinville (Guaramirim)	TT	SC	Guaramirim	—	0	18.153	0	18.153

FONTES: SCM/ANP

NOTA: ¹ inclui líquidos derivados de petróleo, álcool combustível, biodiesel e mistura diesel e biodiesel, exceto GLP.

TA - Terminal Aquaviário (Marítimo, Fluvial e Lacustre), TT - Terminal Terrestre

Ponto de Atracação - Local para atracação de embarcações

Uma questão relevante é “por que” limitar o pagamento dos *royalties* aos municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, ou afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, para somente quando o petróleo for produzido, excluindo os importados, e de restringir a apenas 5 (cinco) os tipos das instalações de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural: as monobóias, os quadros de bóias múltiplas, os píeres de atracação, os cais acostáveis e as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural?

Em realidade, o escoamento do petróleo, produzido ou importado, requer todos os equipamentos necessários para o seu deslocamento até as refinarias, destino final de qualquer petróleo para ser transformado nos produtos consumidos pela sociedade. Todo o sistema é interligado e todos os equipamentos são necessários para esta finalidade, sendo difícil dissociá-los.

O mesmo raciocínio vale para a pergunta de “por que” limitar as instalações somente às áreas concedidas? O petróleo é um líquido viscoso e qualquer acidente com o mesmo vai afetar áreas que não se restringirão às áreas concedidas. Do mesmo modo que os acidentes ou riscos deles ocorrerem não se limitarão aos equipamentos listados e sim a toda a cadeia de transporte do mesmo até as refinarias. Ademais, no caso do Paraná os maiores acidentes com petróleo ocorreram fora da área de concessão, nas instalações de transporte. A rede de dutos para a efetivação do transporte é muito mais vulnerável a acidentes, pois funcionam sob pressão, com grandes extensões lineares.

A própria legislação flexibiliza a interpretação, considerando como instalação o primeiro ponto de desembarque quando as instalações não fizerem parte de uma dada área de concessão terrestre ou marítima, já que em algum ponto o petróleo produzido ou importado será desembarcado.

A legislação também estabelece que no caso dos *royalties* acima de 5%, farão jus ao recebimento os municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. De acordo com argumentação divulgada em apelação cível³³, “afetados, no caso vem a ser os que sofrem afecção, ou seja, os municípios que por alguma forma sofrem lesão, são atingidos,

³³ TRF4 – Apelação Cível : AC 40286 RS 2001.71.00.040286-0. <http://www.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/1228090/apelacao-civel-ac-40286-rs-20017100040286-0-trf4>

prejudicados pelas operações de lavra, embarque ou desembarque de hidrocarbonetos em seu território. Tais pagamentos se constituem, indubitavelmente, em uma espécie de compensação pelos prejuízos de natureza ambiental, paisagística e urbana que instalações dessa natureza provocam naqueles territórios”. Como dissociar os equipamentos restringindo somente aqueles que descarregam, armazenam e transportam petróleo produzido, sem incluir o importado, e a somente parte do curso, sem considerar o destino final que é até à refinaria. Poderia o petróleo ser descarregado sem que houvesse os demais equipamentos para conduzi-lo até a refinaria?

O mesmo raciocínio serve para a questão de por que limitar os *royalties* somente aos municípios confrontantes com os poços ou ao campo de petróleo? Conforme comprovam os fatos, os desastres ambientais de vazamento de petróleo afetam diretamente os municípios litorâneos em áreas muito maiores do que somente os determinados pela legislação, ou seja, os confrontantes com os poços ou campos.

3 COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA EXPLORAÇÃO MINERAL NO PARANÁ

3.1 Compensação financeira pela exploração do xisto pela Petrobras

Ausência notável na arrecadação da CFEM no Paraná é a do xisto betuminoso explorado pela PETROBRAS, em São Mateus do Sul. O xisto betuminoso, assim denominado na legislação, mais apropriadamente um folhelho pirobetuminoso, é uma rocha sedimentar rica em matéria orgânica (querogênio) que quando submetida à temperatura elevada decompõe-se gerando produtos energéticos e não energéticos. Este insumo mineral é utilizado para a produção de derivados energéticos (óleo combustível, gás liquefeito de petróleo - GLP e gás de xisto), além de produtos não energéticos como enxofre e nafta.

Para se ter uma idéia da ordem de grandeza, a mineração do xisto betuminoso no Paraná representa cerca de 15% do total da produção mineral oficial do estado, segundo dados do Informativo Anual da Produção de Substância Mineral - IAPSM. Em 2005 o xisto betuminoso foi o segundo bem mineral mais produzido no estado, com 2,87 milhões de t, ou 14,5% da produção total, logo atrás das rochas carbonáticas (8,69 milhões de t - 46,3%)³⁴.

TABELA 09 - PRODUÇÃO DE XISTO BETUMINOSO E SUA PARTICIPAÇÃO NA PRODUÇÃO MINERAL PARANAENSE, 1996 A 2005 – em milhões de toneladas

SUBSTÂNCIA	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Xisto betuminoso	2,79	2,551	3,385	2,672	2,689	2,802	3,438	3,001	3,407	2,866
% do total	14,0	12,4	13,8	12,8	13,7	14,4	14,7	14,6	15,6	14,5
TOTAL NO PARANÁ	19,959	20,6	24,526	20,917	19,559	19,465	23,378	20,514	21,79	19,721

FONTES: IAPSM/MINEROPAR

Outro fator que potencializa a importância do xisto betuminoso é que o seu processamento resulta nas substâncias de maior valor agregado da indústria mineral que são os insumos energéticos. Segundo a ANP, em 2008 o volume de xisto processado pela PETROBRAS em São Mateus do Sul foi de 2,015 milhões de toneladas, o que resultou na produção de 155.691 m³ de óleo combustível, 37.725 m³ de nafta, 18.529 m³ de GLP e 2.349 m³ de outras substâncias não energéticas, totalizando 214.294 m³ de derivados de xisto.

TABELA 10 - VOLUME DE XISTO PROCESSADO PELA PETROBRAS EM SÃO MATEUS DO SUL – PR, 1998 A 2008 – em milhões de toneladas

1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
2,700	2,665	2,676	2,788	2,452	2,166	2,414	1,970	2,242	2,343	2,015

FONTES: ANP – ANUÁRIO ESTATÍSTICO 2009

O xisto betuminoso explorado pela PETROBRAS em São Mateus do Sul é um recurso mineral, e o Artigo 20, inciso IX, Parágrafo 1º da Constituição Federal, assegura aos estados e municípios participação no resultado da exploração deste e de outros recursos minerais no respectivo território ou Compensação Financeira por essa exploração.

³⁴ Produção mineral paranaense e compensações financeiras decorrentes 1996 - 2005. Disponível em: <http://www.mineropar.pr.gov.br/arquivos/File/publicacoes/ProdMin2005.PDF>

A lei 7.990 de 28 de dezembro de 1989 e o decreto nº 1 de 7 de fevereiro de 1991, estabelece que a Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos estados, Distrito Federal e municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, ou seja, a legislação é categórica e diz que a PETROBRAS tem que pagar 5% sobre o valor do xisto betuminoso a título de compensação financeira.

O artigo sexto desta mesma lei (7.990/89), assim como o artigo 13 do Decreto 01/91, estabelece que para os demais bens minerais a compensação financeira pela exploração de recursos minerais, para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% (três por cento) sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral (receitas de vendas, excluídos os tributos incidentes sobre a comercialização, as despesas de transporte e as de seguros), obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial.

A Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, estabelece em seu artigo segundo, parágrafo primeiro, o percentual da compensação de acordo com as classes de substâncias minerais, determinando: três por cento para o minério de alumínio, manganês, sal-gema e potássio; um por cento para o ouro, quando extraído por empresas mineradoras e de dois décimos por cento nas demais hipóteses de extração; dois décimos por cento para as pedras preciosas, pedras coradas lapidáveis, carbonados e metais nobres e; dois por cento para o ferro, fertilizante, carvão e demais substâncias minerais. O enquadramento do xisto betuminoso nesta lei resultaria em alíquota de dois por cento.

No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo, gás e biocombustíveis. A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, estabelece que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, aí incluídos os *royalties* pela exploração e que deverão ser pagos mensalmente.

Para as demais substâncias minerais, compete ao Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM baixar normas e exercer fiscalização sobre a arrecadação da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais - CFEM (Lei nº 8.876 de 2 de maio de 1994, art. 3º - inciso IX), assim como arrecadar a CFEM na forma definida na legislação instituidora da autarquia.

O pagamento da CFEM é feito por meio da Guia de Recolhimento da União – GRU, em qualquer agência bancária, até a data de vencimento. Estados, Distrito Federal e Municípios serão creditados com recursos da CFEM, em suas respectivas Contas de Movimento no sexto dia útil que sucede ao recolhimento por parte das empresas de mineração.

Uma dúvida que fica é a de que aparentemente existe um conflito com o que estabelece o Art. 8º da Lei 7.990 de 28 de dezembro de 1989, redação dada pela Lei nº 8.001, de 13.3.1990, que estabelece que o pagamento das compensações financeiras previstas na Lei 7.990, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural será efetuado mensalmente, **diretamente** aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos da Administração Direta da União, até o último dia útil do segundo mês subsequente ao do fato gerador.

Pelos registros da ANP, o município de São Mateus do Sul não aparece como beneficiário de *royalties* pela exploração de petróleo e gás. Uma hipótese é de

que esta compensação poderia estar sendo ou ter sido paga no passado, diretamente ao município, sobre o óleo do xisto produzido, informação esta não disponível. O valor do óleo de xisto betuminoso que era fixado pelo Departamento Nacional de Combustíveis – DNC (Artigo 22 do Decreto 01/91), passou à ANP após a promulgação da Lei 9.478/97, conforme artigo 9º desta lei).

Nos registros do DNPM, que a priori deveria ser o órgão fiscalizador da lavra do xisto betuminoso, também não se verifica recolhimento da CFEM relativa a esta atividade, pelo menos desde 2004, quando o órgão passou a divulgar a CFEM por substância.

Desde 2004, São Mateus do Sul apresenta recolhimento da CFEM relativa à exploração de basalto e argila. Em 2009 a arrecadação foi de R\$ 67.686,38, dos quais: R\$ 41.753,93 relativos a basalto, R\$ 23.188,32 à argila, R\$ 2.110,13 à argila caulínica e R\$ 634,00 à argila vermelha.

TABELA 11 - ARRECADAÇÃO DA CFEM POR SUBSTANCIA EM SÃO MATEUS DO SUL, 2004 A 2009 – em R\$

SUBSTÂNCIA	2004	2005	2006	2007	2008	2009
BASALTO		2.374,58	28.815,47	27.357,69	32.472,51	41.753,93
BASALTO P/ BRITA	14.351,46	16.213,84				
ARGILA	29.216,85	17.734,27	18.160,32	20.719,72	27.435,22	23.188,32
ARGILA VERMELHA			471,35	785,2	461,08	634,00
ARGILA CAULÍNICA						2.110,13
TOTAL	43.568,31	36.322,69	47.447,14	48.862,61	60.368,81	67.686,38

FONTE:- DNPM

Pela análise da legislação, a exploração do xisto betuminoso pela PETROBRAS em São Mateus do Sul está sujeita à compensação financeira correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do xisto betuminoso, conforme explicitado na Lei. Neste caso, o Decreto 01/91 estabeleceu o pagamento nos seguintes percentuais: 3,5% (três e meio por cento) aos estados produtores; 1,0% (um por cento) aos municípios produtores; e 0,5% (cinco décimos por cento) aos municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural.

Se a compensação financeira pela exploração do xisto betuminoso não estivesse explícita no artigo 7º da Lei 7.990/89 e artigo 17º do Decreto 01/91, a compensação financeira seria de 2% (dois por cento) sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral, obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial. Neste caso, a distribuição da compensação financeira seria de 23% (vinte e três por cento) para os estados e o Distrito Federal; 65% (sessenta e cinco por cento) para os municípios; 2% (dois por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT e 10% (dez por cento) para o Ministério de Minas e Energia, a serem integralmente repassados ao Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, que destinará 2% (dois por cento) desta cota-parte à proteção mineral em regiões mineradoras, por intermédio do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA.

A regulamentação do pagamento da compensação financeira instituída pela Lei nº 7.990/89 foi estabelecida na Lei 8.001/90 e no Decreto nº 1/91. Este decreto detalhou a compensação financeira, definiu faturamento líquido, processo de beneficiamento, estabeleceu regra para o caso de substância mineral consumida,

transformada ou utilizada pelo próprio titular dos direitos minerários, como é o caso do xisto em São Mateus do Sul, definiu o que constitui fato gerador da compensação financeira devida pela exploração de recursos minerais, entre outros esclarecimentos.

O Decreto 01/91 estabeleceu ainda em seu artigo 27 que o DNPM e o DNC, no âmbito das respectivas atribuições, poderão expedir instruções complementares a este decreto. O DNC foi extinto pela Lei 9.478/97 e suas atribuições passaram à ANP.

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, aumentou de 5% para 10% a alíquota básica dos *royalties* relativos ao petróleo e o gás, porém não incluiu o xisto betuminoso. A Lei do Petróleo, no seu artigo 48, manteve os critérios de distribuição dos *royalties* para a parcela de 5% adotados na Lei 7.990/89 e introduziu, em seu artigo 49, uma forma diferenciada de distribuição para a parcela acima de 5%.

LEI Nº 7.990, DE 28 DE DEZEMBRO DE 1989

Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF)

Art. 6º A compensação financeira pela exploração de recursos minerais, para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% (três por cento) sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral, obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial. ([Vide Lei nº 8.001, de 1990](#))

Art. 7º O art. 27 e seus §§ 4º e 6º, da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pelas Leis nºs 3.257, de 2 de setembro de 1957, 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e 7.525, de 22 de julho de 1986, passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, obedecidos os seguintes critérios:

- I - 70% (setenta por cento) aos Estados produtores;
- II - 20% (vinte por cento) aos Municípios produtores;
- III - 10% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

...

§ 6º Os Estados, Territórios e Municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração de petróleo, xisto betuminoso ou gás, farão jus à compensação financeira prevista no caput deste artigo."

Art. 8º O pagamento das compensações financeiras previstas nesta Lei, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural será efetuado, mensalmente, diretamente aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos da Administração Direta da União, até o último dia útil do segundo mês subsequente ao do fato gerador, devidamente corrigido pela variação do Bônus do Tesouro Nacional (BTN), ou outro parâmetro de correção monetária que venha a substituí-lo, vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal. (Redação dada pela Lei nº 8.001, de 13.3.1990)

LEI Nº 8.001, DE 13 DE MARÇO DE 1990

Define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências

Art. 2º Para efeito do cálculo de compensação financeira de que trata o art. 6º da Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, entende-se por faturamento líquido o total das receitas de vendas, excluídos os tributos incidentes sobre a comercialização do produto mineral, as despesas de transporte e as de seguros.

§ 1º O percentual da compensação, de acordo com as classes de substâncias minerais, será de:

- I - minério de alumínio, manganês, sal-gema e potássio: 3% (três por cento);
 - II - ferro, fertilizante, carvão e demais substâncias minerais: 2% (dois por cento), ressalvado o disposto no inciso IV deste artigo;
 - III - pedras preciosas, pedras coradas lapidáveis, carbonados e metais nobres: 0,2% (dois décimos por cento);
 - IV - ouro: 1% (um por cento), quando extraído por empresas mineradoras, e 0,2% (dois décimos por cento) nas demais hipóteses de extração. ([Redação dada pela lei nº 12.087, de 2009](#))
- § 2º A distribuição da compensação financeira referida no *caput* deste artigo será feita da seguinte forma: ([Redação dada pela Lei nº 9.993, de 24.7.2000](#))
- I - 23% (vinte e três por cento) para os Estados e o Distrito Federal;
 - II - 65% (sessenta e cinco por cento) para os Municípios;
 - II-A. 2% (dois por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, instituído pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991, destinado ao desenvolvimento científico e tecnológico do setor mineral; ([Incluído pela Lei nº 9.993, de 24.7.2000](#)) ([Regulamento](#))
 - III - 10% (dez por cento) para o Ministério de Minas e Energia, a serem integralmente repassados ao Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, que destinará 2% (dois por cento) desta cota-parte à proteção mineral em regiões mineradoras, por intermédio do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Ibama. ([Redação dada pela Lei nº 9.993, de 24.7.2000](#))

DECRETO Nº 1, DE 7 DE FEVEREIRO DE 1991

Regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências.

...

Art. 13. A compensação financeira devida pelos detentores de direitos minerários a qualquer título, em decorrência da exploração de recursos minerais para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% (três por cento) sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral, obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial.

...

Art. 14. Para efeito do disposto no artigo anterior, considera-se:

I - atividade de exploração de recursos minerais, a retirada de substâncias minerais da jazida, mina, salina ou outro depósito mineral para fins de aproveitamento econômico;

II - faturamento líquido, o total das receitas de vendas excluídos os tributos incidentes sobre a comercialização do produto mineral, as despesas de transporte e as de seguro;

III - processo de beneficiamento, aquele realizado por fragmentação, pulverização, classificação, concentração, separação magnética, flotação, homogeneização, aglomeração ou aglutinação, briquetagem, nodulação, sinterização, pelotização, ativação, coqueificação, calcinação, desaguamento, inclusive secagem, desidratação, filtragem, levigação, bem como qualquer outro processo de beneficiamento, ainda que exija adição ou retirada de outras substâncias, desde que não resulte na descaracterização mineralógica das substâncias minerais processadas ou que não impliquem na sua inclusão no campo de incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI).

§ 1º No caso de substância mineral consumida, transformada ou utilizada pelo próprio titular dos direitos minerários ou remetida a outro estabelecimento do mesmo titular, será considerado faturamento líquido o valor de consumo na ocorrência do fato gerador definido no art. 15 deste decreto.

§ 2º As despesas de transporte compreendem as pagas ou incorridas pelo titular do direito minerário com a substância mineral.

Art. 15. Constitui fato gerador da compensação financeira devida pela exploração de recursos minerais a saída por venda do produto mineral das áreas da jazida, mina, salina ou de outros depósitos minerais de onde provêm, ou o de quaisquer estabelecimentos, sempre após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial.

Parágrafo único. Equipara-se à saída por venda o consumo ou a utilização da substância mineral em processo de industrialização realizado dentro das áreas da jazida, mina, salina ou outros depósitos minerais, suas áreas limítrofes ou ainda em qualquer estabelecimento.

Art. 16. A compensação financeira pela exploração de substâncias minerais será lançada mensalmente pelo devedor.

Parágrafo único. O lançamento será efetuado em documento próprio, que conterá a descrição da operação que lhe deu origem, o produto a que se referir o respectivo cálculo, em parcelas destacadas, e a discriminação dos tributos incidentes, das despesas de transporte e de seguro, de forma a tornar possível suas corretas identificações.

Art. 17. A compensação financeira devida pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e suas subsidiárias aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo

bruto, do xisto betuminoso e do gás natural extraídos de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela PETROBRAS, será paga nos seguintes percentuais:

I - 3,5% (três e meio por cento) aos Estados produtores;

II - 1,0% (um por cento) aos Municípios produtores;

III - 0,5% (cinco décimos por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural.

Parágrafo único. Os Estados, Territórios e Municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração do petróleo, xisto betuminoso ou gás natural, farão jus à compensação financeira prevista neste artigo.

Art. 18. É também devida a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios confrontantes quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás natural forem extraídos da plataforma continental, nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no artigo anterior, sendo

...

Art. 22. O DNC fixará os valores do óleo de poço ou petróleo bruto, do óleo de xisto betuminoso e do gás natural, de produção nacional, observados os seguintes critérios:

I - O valor do petróleo bruto será o da paridade na boca do poço produtor, definido como a diferença entre o custo CIF do petróleo importado, expresso em moeda nacional e utilizado como base para fixação dos preços dos derivados produzidos no País, e o custo médio de transferência entre os poços produtores e os pontos de embarque;

II - O valor do óleo de xisto betuminoso extraído das bacias sedimentares terrestres será igual ao fixado para o petróleo bruto, nos termos do inciso anterior;

...

Art. 23. Os Estados transferirão aos Municípios 25% (vinte e cinco por cento) das parcelas das compensações financeiras que lhes são atribuídas pelos arts. 17 e 18 deste decreto, mediante observância dos mesmos critérios de atribuição de recursos estabelecidos em decorrência do disposto no art. 158, inciso IV e respectivo parágrafo único da Constituição, e dos mesmos prazos fixados para entrega desses recursos, contados a partir do recebimento da compensação.

Art. 24. Os Estados e os Municípios deverão aplicar os recursos previstos neste Capítulo, exclusivamente em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico.

Art. 25. O cálculo da compensação financeira de que trata este Capítulo, a ser paga aos Estados e Municípios confrontantes e aos Municípios pertencentes às respectivas áreas geoeconômicas, bem como o cálculo das cotas do Fundo Especial referido no art. 18, inciso V e § 2º deste decreto, serão efetivados pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) e remetidos ao Tribunal de Contas da União, ao qual competirá também fiscalizar a sua aplicação na forma das instruções por ele expedidas.

Art. 26. O pagamento das compensações financeiras previstas neste decreto, inclusive dos royalties devidos por Itaipu Binacional ao Brasil, será efetuado mensalmente, diretamente aos beneficiários, mediante depósito em contas específicas de titularidade dos mesmos no Banco do Brasil S.A., até o último dia útil do segundo mês subsequente ao do fato gerador.

Parágrafo único. É vedado, aos beneficiários das compensações financeiras de que trata este decreto, a aplicação das mesmas em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal.

Art. 27. O DNAEE, o DNPM e o DNC, no âmbito das respectivas atribuições, poderão expedir instruções complementares a este decreto.

LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

...

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. ([Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005](#))

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: ([Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005](#))

VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da [Lei no 8.078, de 11 de setembro de 1990](#), ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções

administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; ([Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009](#))

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; ([Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005](#))

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

Art. 9º Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.

...

Art. 15. Constituem receitas da ANP:

II - parcela das participações governamentais referidas nos incisos I e III do art. 45 desta Lei, de acordo com as necessidades operacionais da ANP, consignadas no orçamento aprovado;

Art. 16. Os recursos provenientes da participação governamental prevista no inciso IV do art. 45, nos termos do art. 51, destinar-se-ão ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas nesta Lei.

...

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP.

...

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

...

Art. 30. O contrato para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo ou gás natural não se estende a nenhum outro recurso natural, ficando o concessionário obrigado a informar a sua descoberta, prontamente e em caráter exclusivo, à ANP.

...

Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

- I - bônus de assinatura;
- II - *royalties*;
- III - participação especial;
- IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

...

Art. 47. Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos *royalties* estabelecido no *caput* deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

Art. 48. A parcela do valor do *royalty*, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela [Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989](#). ([Vide Lei nº 10.261, de 2001](#))

...

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República. ([Vide Lei nº 10.261, de 2001](#))

...

Art. 78. Implantada a ANP, ficará extinto o DNC.

Parágrafo único. Serão transferidos para a ANP o acervo técnico-patrimonial, as obrigações, os direitos e as receitas do DNC.

...

Art. 83. Revogam-se as disposições em contrário, inclusive a [Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953](#).

3.2 A CFEM no Brasil e a situação do Paraná

A arrecadação da Compensação Financeira pela Exploração Mineral - CFEM brasileira vem apresentando crescimento desde 2004, passando de R\$ 295,27 milhões neste ano para R\$ 857,82 milhões em 2008, uma variação de 191%. Em 2009, em função da crise a arrecadação da CFEM sofreu uma redução de 13,5% em relação a 2008, ficando em R\$ 742,18 milhões.

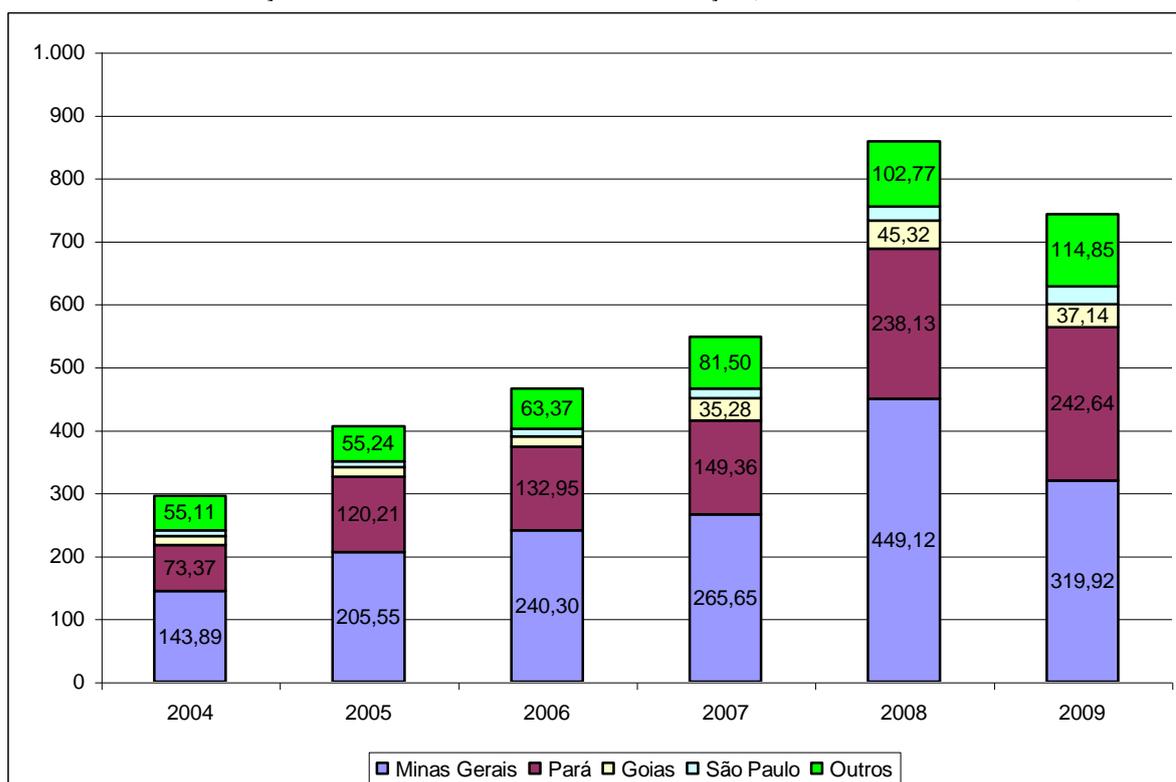
A arrecadação da CFEM é bastante concentrada, com cinco estados respondendo por 86,9% deste valor em 2009, sendo eles: Minas Gerais (43,1%), Pará (32,7%), Goiás (5,0%), São Paulo (3,7%) e Bahia (2,4%).

O Estado de Minas Gerais foi o que mais sofreu redução na arrecadação da CFEM de 2008 para 2009, cerca de 29%, principalmente em função do perfil de produção do estado fortemente concentrado nos minerais metálicos, em especial minério de ferro, com grande participação nas exportações brasileiras, as quais decaíram no período. Na mesma situação está o Estado de Goiás, que sofreu uma redução de 18%.

Dentre os cinco estados mais importantes, o que teve um aumento mais significativo na arrecadação de 2008 para 2009 foi São Paulo, com 23%, principalmente em função de ser importante produtor de rochas e minerais para emprego na construção civil, em especial areia e rochas para brita, com consumo no mercado interno, sem influência do mercado externo, diferentemente do ferro.

Em 2009 o Paraná arrecadou R\$ 5,61 milhões de CFEM, 5,2% a mais que em 2008 (R\$ 5,33 milhões) e manteve sua posição no ranking nacional na 12ª posição, igual a de 2008, porém com pequeno aumento na participação porcentual, passando de 0,62% em 2008 para 0,76% em 2009.

GRÁFICO 03 - ARRECADAÇÃO DA CFEM NAS UNIDADES DA FEDERAÇÃO, 2004 A 2009 – em milhões de R\$



FONTE: DNPM

TABELA 12 - ARRECADAÇÃO DA CFEM NAS UNIDADES DA FEDERAÇÃO DO BRASIL, 2004 A 2009 – em R\$

Estado	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09
Minas Gerais	143.891.957,92	205.547.109,80	240.296.834,19	265.646.817,09	449.119.689,96	319.922.921,89	43,1
Pará	73.368.614,84	120.208.471,60	132.945.639,64	149.361.584,52	238.127.398,34	242.638.474,84	32,7
Goiás	14.314.317,45	15.252.586,68	16.044.280,57	35.278.568,02	45.322.848,12	37.135.903,16	5,0
São Paulo	8.588.026,39	9.293.232,55	12.470.775,50	15.422.173,09	22.474.372,88	27.637.708,14	3,7
Sergipe	6.141.095,53	4.531.538,26	3.632.918,64	6.786.481,41	11.661.365,60	18.270.852,69	2,5
Bahia	8.985.488,08	9.779.463,32	13.240.972,93	13.265.844,22	17.030.183,81	18.120.704,94	2,4
Santa Catarina	7.090.322,65	7.414.895,05	8.726.450,44	8.304.347,79	10.161.520,12	10.437.537,93	1,4
Mato Grosso do Sul	3.641.781,51	5.535.186,54	6.141.941,49	5.129.441,58	12.380.527,51	9.370.335,90	1,3
Rio de Janeiro	3.304.628,48	3.455.938,31	3.895.536,93	4.751.626,21	6.574.359,23	9.072.733,11	1,2
Rio Grande do Sul	3.718.131,90	4.337.093,84	5.169.259,20	6.017.988,43	7.877.506,64	8.417.761,24	1,1
Amapá	4.857.181,83	3.629.952,95	4.708.055,96	5.134.168,69	7.467.678,29	7.834.436,12	1,1
Paraná	1.916.870,90	2.310.187,44	2.905.457,19	4.068.143,58	5.328.292,40	5.607.239,59	0,8
Mato Grosso	2.962.826,22	1.739.206,92	1.913.377,63	4.099.536,98	3.714.699,34	4.783.517,27	0,6
Espírito Santo	5.694.426,14	4.032.453,68	4.087.887,93	4.677.306,83	4.319.384,83	4.294.852,43	0,6
Pernambuco	834.738,53	832.543,66	1.005.566,69	1.613.730,66	2.402.929,20	3.352.034,59	0,5
Paraíba	1.318.791,93	2.092.681,12	1.673.854,53	2.125.039,71	2.153.164,11	3.298.889,53	0,4
Amazonas	1.916.467,38	2.028.653,41	2.694.641,80	3.137.599,39	3.685.618,24	3.142.800,45	0,4
Distrito Federal	564.476,07	740.257,25	796.484,62	1.285.113,30	1.718.857,44	1.928.180,16	0,3
Ceará	555.612,87	481.319,40	703.410,21	1.257.764,92	1.691.403,45	1.754.627,39	0,2
Rondônia	563.157,91	854.397,36	553.480,85	821.189,83	1.255.869,30	1.470.567,45	0,2
Alagoas	124.027,14	205.135,31	282.885,20	6.851.417,78	421.714,37	994.510,61	0,1
Tocantins	239.176,31	219.791,37	230.683,40	207.872,04	291.177,30	756.887,71	0,1
Maranhão	109.085,67	174.093,27	171.648,71	312.343,69	354.160,16	645.261,18	0,1
Piauí	293.153,63	426.594,61	296.779,97	371.786,31	817.625,92	534.336,16	0,1
Rio Grande do Norte	249.768,49	388.268,55	479.570,77	1.228.392,88	802.383,70	526.554,43	0,1
Roraima	5.947,08	5.108,30	30.296,84	29.621,44	62.194,69	68.447,17	0,0
Acre	19.480,54	21.650,08	29.543,58	22.300,26	31.355,59	49.260,98	0,0
Sem UF						115.789,25	
TOTAL	295.269.553,39	405.537.810,63	465.128.235,41	547.208.200,65	857.818.811,45	742.183.126,31	100,0

FONTE: DNPM

3.3 Valor da operação, arrecadação e repasse da CFEM no Paraná

O Valor da CFEM recolhida depende diretamente do Valor da Operação (valor de comercialização), ou seja, do preço e da quantidade da substância mineral comercializada, dos tributos, transporte e seguro correspondentes à transação, e da alíquota da CFEM correspondente à substância comercializada.

Para a maioria das substâncias minerais a alíquota da CFEM é de 2%, com as seguintes exceções: minério de alumínio, manganês, sal-gema e potássio com 3% (três por cento); pedras preciosas, pedras coradas lapidáveis, carbonados e metais nobres: 0,2% (dois décimos por cento); e ouro: 1% (um por cento) quando extraído por empresas mineradoras e isento aos garimpeiros.

De uma maneira geral os minerais metálicos e energéticos possuem alto valor intrínseco e os não metálicos são de baixo valor, assim como os minerais metálicos e energéticos têm forte comércio internacional e os não metálicos forte comercialização interna. Essas diferenças nas três categorias de bens minerais explicam parte das diferenças nas arrecadações da CFEM entre os diferentes

estados da federação, além, obviamente, das quantidades comercializadas. O Paraná é essencialmente um estado produtor de minerais não metálicos.

No caso do Paraná a alíquota da CFEM é de 2% para quase todas as substâncias minerais produzidas e comercializadas, com exceção do ouro (1%) e da prata e do diamante (0,2%). Este percentual é aplicado sobre o faturamento líquido, que corresponde ao valor da operação deduzidos os custos dos Impostos (ICMS, PIS, COFINS), transporte e seguros.

$$\text{Valor da CFEM} = \{\text{Valor da Operação} - [\text{Tributos (ICMS, PIS, COFINS)} + \text{Transporte} + \text{Seguros}]\} \times \text{Alíquota da CFEM da substância comercializada.}$$

Em função das características da comercialização da substância mineral (grau de beneficiamento e forma de comercialização – a granel, ensacado, etc.), dos tributos incidentes, dos custos de transporte e seguro envolvidos, assim como da alíquota da CFEM da substância, as participações percentuais das substâncias na arrecadação da CFEM não são as mesmas na participação da composição do valor da operação informada por ocasião do cálculo da CFEM.

O Valor da Operação por ocasião do recolhimento da CFEM no Paraná aumentou 175% de 2004 (R\$ 139,71 milhões) para 2009 (R\$ 383,75 milhões). No mesmo período a arrecadação da CFEM aumentou 193%, passando de R\$ 1,92 milhão em 2004 para R\$ 5,61 milhões em 2009.

Este resultado é consequência do aumento, ano a ano, entre 21% e 32% tanto no valor de operação quanto na arrecadação da CFEM entre 2004 e 2008, com exceção da passagem de 2006 para 2007, quando a arrecadação da CFEM subiu 40%. Na passagem de 2008 para 2009, em função da crise econômica, houve uma diminuição significativa na taxa de crescimento tanto do valor de operação quanto na arrecadação da CFEM, com crescimento de apenas 5%.

Em 2009, dos R\$ 5,61 milhões de CFEM arrecadados no Paraná, R\$ 3,66 milhões (65%) foram repassados aos municípios paranaenses, R\$ 1,30 milhão (23%) ao estado e R\$ 0,65 milhão (12%) para a União.

TABELA 13 - VALOR DA OPERAÇÃO, ARRECADAÇÃO E REPASSE DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

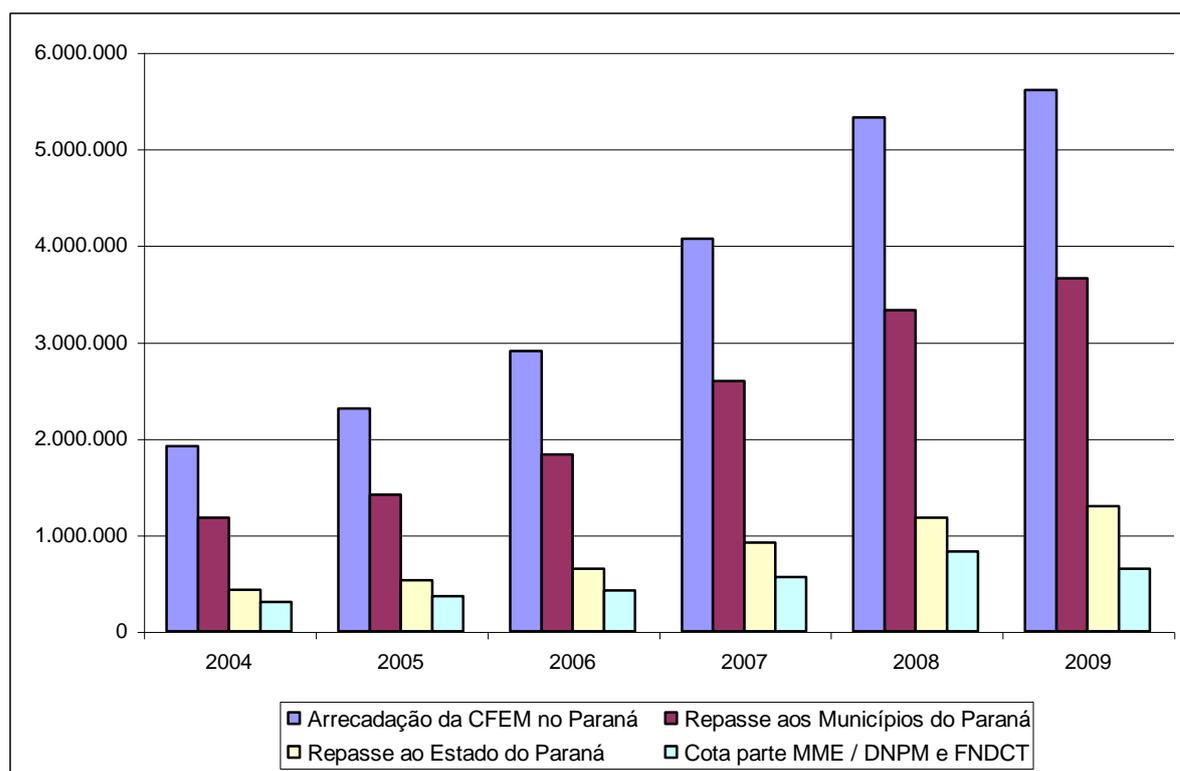
DISCRIMINAÇÃO	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Valor da Operação (1)	139.710.323,42	171.264.061,35	214.516.358,09	276.538.273,94	365.676.734,25	383.746.288,20
Arrecadação da CFEM no Paraná	1.916.870,90	2.310.187,44	2.905.457,19	4.068.143,58	5.328.292,40	5.607.239,59
Repasse aos Municípios do Paraná	1.177.412,20	1.415.014,34	1.832.865,25	2.591.715,94	3.327.309,55	3.661.224,30
Repasse ao Estado do Paraná	433.253,21	531.931,95	649.136,19	917.068,69	1.177.355,69	1.295.510,16
Cota parte MME / DNPM e FNDCT (2)	306.205,49	363.241,15	423.455,75	559.358,95	823.627,16	650.505,13
Em porcentagem do arrecadado						
Repasse aos municípios	61,42	61,25	63,08	63,71	62,45	65,29
Repasse ao Estado	22,60	23,03	22,34	22,54	22,10	23,10
Cota Parte MME / DNPM E FNDCT	15,97	15,72	14,57	13,75	15,46	11,60

FONTE: DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral

NOTA:- (1) Equivalente ao valor da produção mineral comercializada

(2) MME – Ministério das Minas e Energia e FNDCT – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

GRÁFICO 04 - ARRECADAÇÃO E REPASSE DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$



FONTE: DNPM

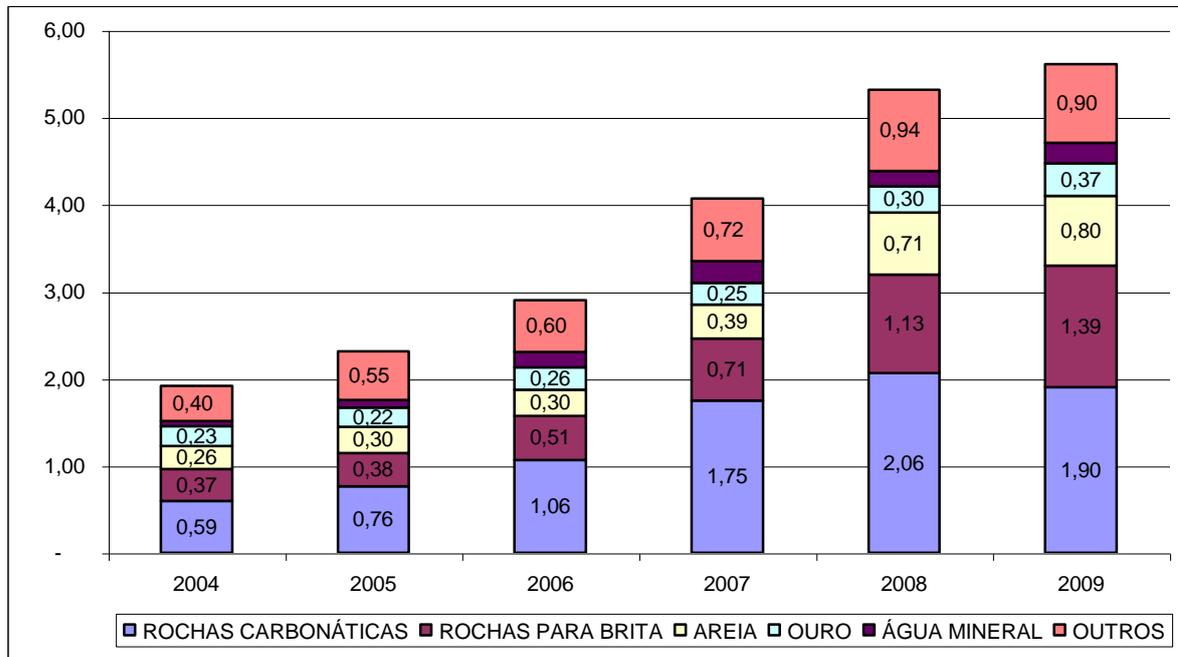
3.4 Arrecadação da CFEM por substância

No Paraná, as substâncias minerais que mais arrecadaram CFEM no período de 2004 a 2009 foram as rochas carbonáticas, destinadas principalmente para a produção de cimento (81%), corretivo agrícola (12%) e cal (7%), que responderam por 36,7% da arrecadação, seguidas de rochas para a produção de brita (20,3%), areia (12,5%), ouro (7,4%) e água mineral (4,4%). Estas cinco substâncias responderam por 81,3% da arrecadação da CFEM estadual de 2004 a 2009.

Destas cinco substâncias minerais mais importantes na arrecadação da CFEM, somente as rochas carbonáticas tiveram taxa negativa de crescimento de 2008 para 2009, equivalente a 7,6%. Para as demais substâncias as taxas foram positivas, de 22,9% para brita, 12,2% para areia, 25,8% para ouro e 31,1% para água.

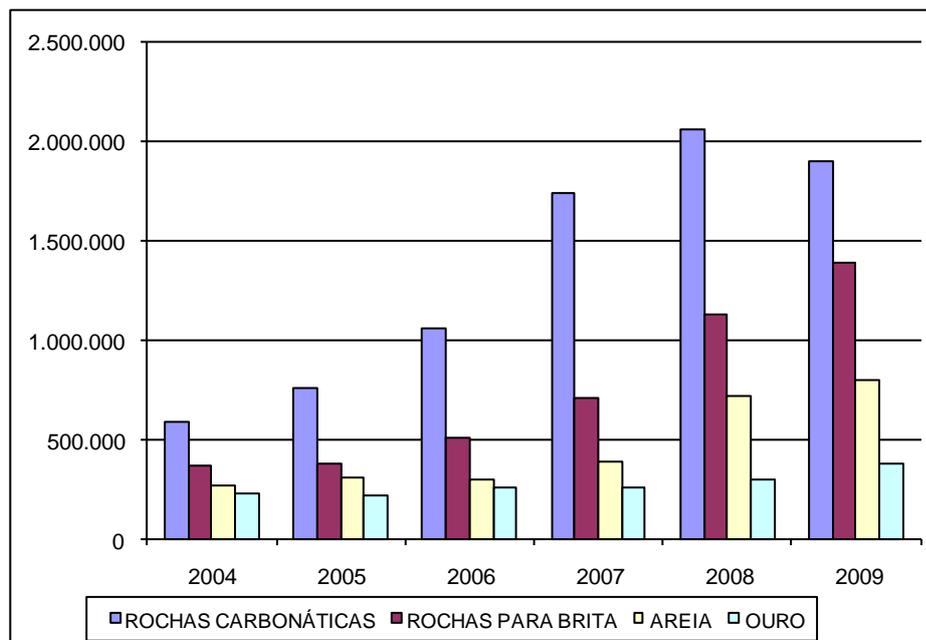
Outras substâncias importantes na arrecadação da CFEM no período 2004/2009 são as argilas, utilizadas principalmente para a produção de tijolos e telhas (57%), cerâmica branca (34%) e produtos refratários (9%), e que responderam por 4,3% da arrecadação, seguidas do saibro (3,6%), talco (3,4%), carvão mineral (2,4%) e rochas para revestimento e ornamental (1,5%).

GRÁFICO 05 – ARRECADAÇÃO DA CFEM NO PARANÁ COM A PARTICIPAÇÃO DAS PRINCIPAIS SUBSTÂNCIAS MINERAIS, 2004 A 2009 – em milhões de R\$



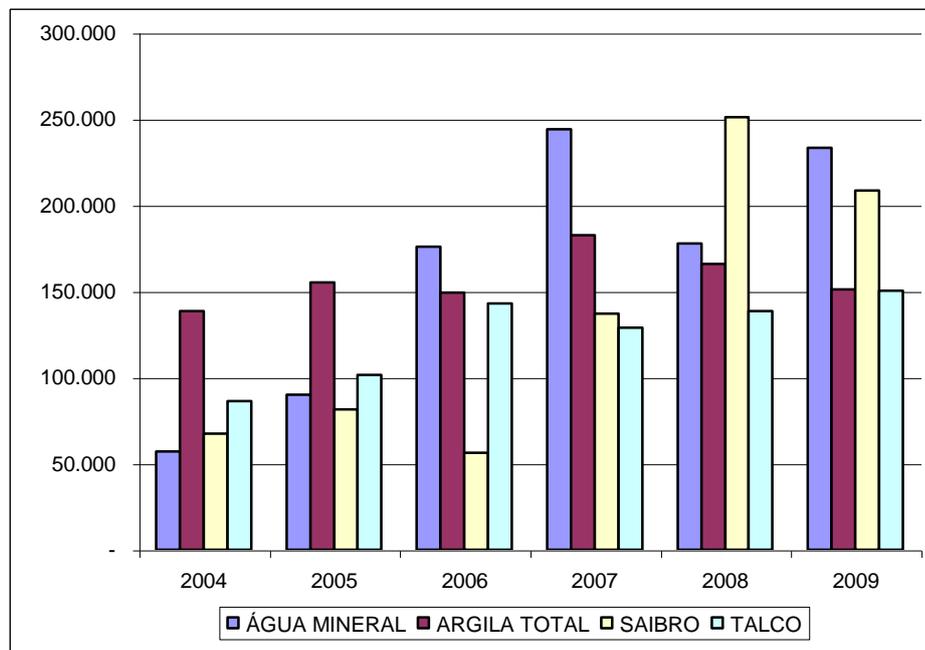
FONTE: DNPM

GRÁFICO 06 - ARRECADAÇÃO DA CFEM RELATIVA A ROCHAS CARBONÁTICAS, ROCHAS PARA BRITA, AREIA E OURO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$



FONTE: DNPM

GRÁFICO 07 - ARRECAÇÃO DA CFEM RELATIVA A AGUA MINERAL, ARGILA, SAIBRO E TALCO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$



FONTE: DNPM

TABELA 14 - ARRECADAÇÃO DA CFEM NO PARANÁ POR SUBSTÂNCIA, 2004 A 2009 – em R\$

SUBSTÂNCIA	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004-09
ROCHAS CARBONÁTICAS	593.463,04	763.757,41	1.061.511,19	1.746.388,25	2.060.735,91	1.904.971,63	36,7
RX CARB. P/ CIMENTO?	326.979,91	555.556,93	890.270,48	1.435.263,51	1.767.604,52	1.632.377,93	29,9
CALCÁRIO	301.391,52	472.051,72	890.270,48	1.435.263,51	1.767.604,52	1.632.377,93	29,4
ROCHA CALCÁRIA	23.902,42	75.150,82					0,4
PEDRA CALCÁRIA	1.685,97	8.354,39					0,0
RX CARB. P/CORRETIVO?	64.170,09	81.859,44	130.917,75	242.846,48	217.145,64	192.660,25	4,2
DOLOMITO	47.902,72	50.584,02	65.540,48	173.715,98	130.352,18	120.212,53	2,7
MÁRMORE	16.267,37	31.275,42	65.377,27	69.130,50	86.793,46	72.437,70	1,5
MÁRMORE DOLOMÍTICO						10,02	0,0
RX CARB. P/CAL?	199.668,21	124.506,57	40.322,96	68.278,26	75.985,75	61.597,14	2,6
CALCÁRIO DOLOMÍTICO	199.668,21	124.506,57	40.322,96	68.278,26	75.985,75	61.597,14	2,6
RX CARB.P/OUTROS FINS	2.644,83	1.834,47	-	-	-	18.336,31	0,1
CALCÁRIO CALCÍTICO	2.644,83	1.834,47				18.336,31	0,1
							-
ROCHAS PARA BRITA	370.385,26	379.677,24	512.028,75	710.546,48	1.133.896,98	1.394.067,82	20,3
BASALTO	47.983,90	79.293,85	181.900,12	251.440,76	471.658,19	716.991,62	7,9
BASALTO P/ BRITA	143.050,23	151.325,09	29.895,47	58.708,31	72.327,70	26.880,42	2,2
GRANITO	16.697,39	18.350,25	87.613,82	128.792,51	148.354,00	155.562,32	2,5
BRITA DE GRANITO	46.347,50	23.323,43					0,3
GRANITO P/ BRITA	16.049,09	27.492,59	2.593,20				0,2
DIABÁSIO	18.843,75	28.552,81	64.923,23	87.347,60	144.427,45	152.697,35	2,2
DIABÁSIO P/ BRITA	27.301,72	17.914,28	22.726,56	22.229,24	39.040,95	29.772,03	0,7
MIGMATITO	16.773,42	3.404,87	59.237,99	86.231,36	113.155,62	120.104,07	1,8
MIGMATITO P/ BRITA	190,24	356,95		8.219,25	37.298,65	46.232,35	0,4
GNAISSE		6.355,10	42.117,47	56.229,72	94.463,14	131.807,47	1,5
GNAISSE P/ BRITA	37.148,02	22.430,78					0,3
GABRO		877,24	6.477,07	7.916,03	11.135,74	9.298,89	0,2
ANDESITO			14.543,82	3.431,70	2.035,54	4.421,30	0,1
RIOLITO						300	0,0
							-
AREIA	264.234,69	304.180,73	296.404,69	392.682,62	714.981,95	802.292,77	12,5
AREIA	251.746,70	287.910,33	267.380,68	376.051,48	708.055,43	794.601,26	12,1
AREIA INDUSTRIAL	104,31	929,99	27.922,66	15.239,78	5.646,23	6.607,31	0,3
AREIA COMUM	4.210,29	9.893,06	235,02	132,84	196,02	163,18	0,1
AREIA QUARTZOSA	5.016,39	2.549,84					0,0
AREIA ALUVIONAR	1.312,61	2.829,33					0,0
AREIA LAVADA	1.844,39	48,18	547,32	540,92	420,38	386,33	0,0
AREIA FINA		20	319,01	717,6	663,89	534,69	0,0
							-
OURO	229.092,85	220.811,24	257.979,48	253.196,86	297.424,46	374.024,44	7,4
							-
ARGILA TOTAL	138.448,27	155.270,74	149.102,80	182.610,98	165.938,21	150.941,33	4,3
ARGILA VERMELHA	75.594,44	80.822,07	89.045,22	97.044,43	101.162,32	99.370,83	2,5
ARGILA	72.647,70	72.518,98	85.134,64	90.370,42	96.228,28	93.646,43	2,3
ARGILA P/CER. VERMELHA	1.863,40	6.402,17	1.335,95	1.135,73	1.772,67	1.549,55	0,1
ARGILA VERMELHA	364,06	586,44	2.481,76	5.538,28	3.161,37	4.174,85	0,1
ARGILA COMUM	719,28	1.314,48	92,87				0,0
ARGILAS BRANCAS	58.875,74	71.999,51	40.353,98	72.567,13	38.562,36	36.412,34	1,4
ARGILA CAULÍNICA	50.185,27	63.696,13	6.696,75	30.933,62	4.696,53	5.198,64	0,7
CAULIM	3.278,53	6.945,95	33.657,23	41.633,51	33.865,83	31.213,70	0,7
ARGILA BRANCA	5.411,94	1.357,43					0,0
ARGILA REFRAATÁRIA	3.978,09	2.449,16	19.703,60	12.999,42	26.213,53	15.158,16	0,4

							continuação
SUBSTÂNCIA	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004-09
ÁGUA MINERAL	57.219,42	90.104,49	175.853,18	243.914,12	177.950,18	233.214,95	4,4
SAIBRO	67.417,36	81.368,03	56.380,69	137.113,20	251.027,94	208.378,08	3,6
SAIBRO	19.434,12	33.808,31	56.380,69	137.113,20	251.027,94	208.378,08	3,2
SAIBREIRA	47.983,24	47.559,72					0,4
TALCO, PIROFILITA e ESTEATITA	86.451,00	101.439,46	142.953,83	128.934,54	138.356,78	150.532,05	3,4
TALCO	86.451,00	99.437,48	113.251,12	95.256,83	101.697,20	117.238,64	2,8
PIROFILITA		1.963,67	29.702,71	33.677,71	36.659,58	33.293,41	0,6
ESTEATITA		38,31					0,0
CARVÃO		87.363,81	79.428,97	69.987,30	146.774,65	151.375,66	2,4
ROCHAS P/REVES. E ORNAM.	29.316,37	15.977,43	19.680,28	57.139,83	98.578,09	107.931,76	1,5
ARENITO	2.461,01	1.686,15	2.049,69	21.941,42	41.350,49	57.969,69	0,6
QUARTZITO	1.051,99	1.214,40	5.388,10	12.738,73	40.120,15	38.826,16	0,4
QUARTZITO FRIÁVEL		294,82					0,0
PEDRA QUARTZITO	2.717,10	2.055,07					0,0
SIENITO	600,17	376,47	12.061,13	22.459,68	17.107,45	11.135,91	0,3
SIENITO ORNAMENTAL	10.900,09	4.546,85					0,1
SIENITO INDUSTRIAL	84,31						0,0
BASALTO P/ REVESTIMENTO	9.783,42	3.670,76	181,36				0,1
GRANITO ORNAMENTAL	898,38	1.368,99					0,0
GRANITO P/ REVESTIMENTO		21,35					0,0
MÁRMORE P/ REVESTIMENTO	623,34	454,46					0,0
DIABÁSIO P/ REVESTIMENTO	196,56	288,11					0,0
FELDSPATO	22.638,45	21.968,38	73.356,94	51.991,42	55.118,95	51.373,43	1,2
FLUORITA	6.468,46	28.716,28	52.871,13	49.774,43	38.156,55	34.804,45	1,0
FILITO, ARGILITO E SILTITO	20.562,20	19.604,56	21.804,65	39.965,83	41.091,44	42.360,74	0,8
FILITO	19.115,88	18.825,47	21.339,02	39.644,04	41.030,15	42.011,67	0,8
LEUCOFILITO	100,8					178,57	0,0
SILTITO	1.345,52	779,09	465,53	251,29			0,0
ARGILITO			0,1	70,5	61,29	170,5	0,0
MICA (SERICITA)	26.936,89	22.225,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,2
SERICITA	24.585,13	21.506,41					0,2
MICA	2.351,76	719,4					0,0
CASCALHO E PEDREGULHO	438,42	11.193,59	4.091,33	2.082,70	222,16	866,22	0,1
CASCALHO		8.061,33	228,06		135,39	40,7	0,0
QUARTZO		450,26	3.260,28	2.082,70	86,77	825,52	0,0
PEDREGULHO	31,5	1.693,84	602,99				0,0
CASCALHO SILICOSO	406,92	988,16					0,0
DIAMANTE	3.798,22	4.791,18	745,04	-	-	-	0,0
ANDALUZITA INDUSTRIAL (3)		1.131,56					0,0
PRATA		415,1	162,55		325,43	104,26	0,0
TOTAL	1.916.870,90	2.309.997,04	2.904.355,50	4.066.328,56	5.320.579,68	5.607.239,59	100,0

FONTE:- DNPM

OBS:- Para todas as substâncias da tabela, a alíquota da CFEM é de 2% sobre o faturamento líquido (valor de venda menos tributos, transporte e seguro), exceto para o ouro (1%), prata e diamante (0,2%).

(1) Água mineral engloba água mineral alcalino terrosa e água mineral sulfurosa.

(2) Talco - silicato básico de magnésio $Mg_3Si_4O_{10}(OH)_2$. pirofilita - equivalente aluminoso do talco. Esteatita - pedra sabão, composto essencialmente de talco. Agalmatolito - variedade de pedra sabão, composta principalmente de pirofilita.

(3) Andaluzita - silicato de alumínio Al_2SiO_5 . Os minerais cianita e silimanita são polimorfos da andaluzita, usado em cerâmica refratária.

Há pequenas diferenças no resultado do somatório da arrecadação total da CFEM por substância da Tabela 14 acima com o da arrecadação total da CFEM do estado, apresentado na Tabela 13. Estas diferenças decorrem das atualizações e correções promovidas pelo Departamento Nacional de Produção Mineral ao longo do período 2004 a 2009. Com exceção da arrecadação da CFEM por substância em que foi realizada a atualização para todo o período 2004 a 2009, nos demais casos (valor de operação e de distribuição da CFEM), a atualização limitou-se a 2009. Para os demais anos utilizou-se o valor já levantado por ocasião da elaboração do relatório “A Compensação Financeira pela Exploração Mineral no Paraná: Arrecadação e Distribuição – 2004 a 2008”.

Além da ausência da arrecadação da CFEM relativa ao xisto betuminoso (folhelho pirobetuminoso) já comentada, outra observação relevante é também a ausência de informação da arrecadação proveniente da produção de brita a partir de rochas carbonáticas, prática bastante usual entre as produtoras desta substância mineral. As cimenteiras, por exemplo, produzem em larga escala finos de brita utilizados como areia artificial em vários segmentos da indústria de artefatos de concreto e cimento, além de uso direto como base para pavimentos.

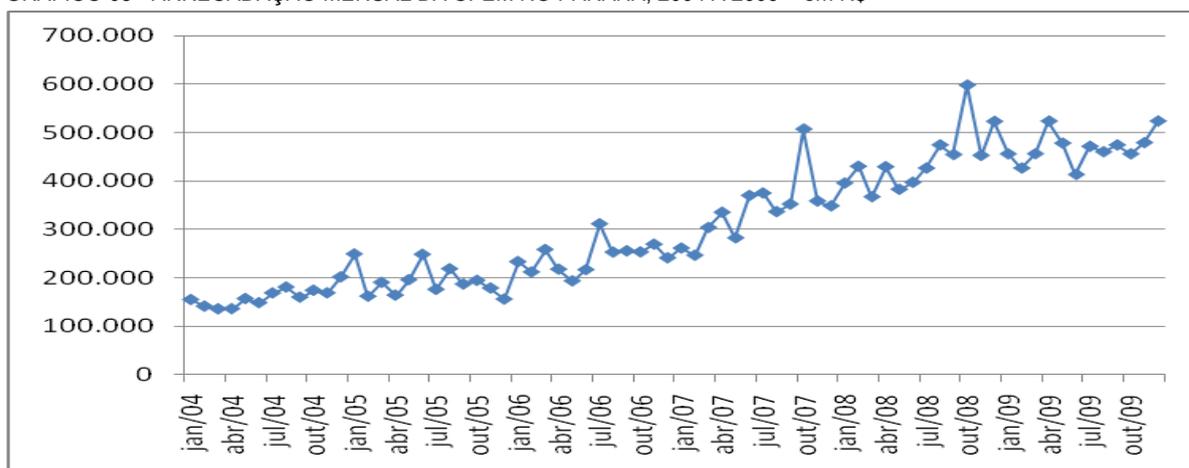
Conforme pode ser observado no Gráfico 08, a arrecadação da CFEM no Paraná apresentou um ritmo de crescimento mais acentuado a partir de março e abril de 2007, quando ultrapassou de maneira consistente a barreira de trezentos mil reais mensais. A partir daí houve uma inflexão ascendente da curva de crescimento que permaneceu até outubro - dezembro de 2008, quando ultrapassou a barreira dos quinhentos mil reais mensais.

Antes a barreira de arrecadação dos R\$ 500.000,00 mensais só tinha sido atingida em outubro de 2007 (R\$ 506.272,51), num pico isolado e fortemente influenciado pela arrecadação das rochas carbonáticas, que responderam por 57% da arrecadação da CFEM deste mês.

A partir de outubro – dezembro de 2008 a arrecadação mensal da CFEM se estabilizou abaixo dos quinhentos mil reais, com exceção dos meses de abril e dezembro de 2009, com a marca de R\$ 523.000,00/mês.

O comportamento da arrecadação da CFEM a partir de outubro – dezembro de 2008 pode estar relacionado aos reflexos da crise financeira sobre a economia brasileira e paranaense, com consequências na arrecadação da CFEM no estado.

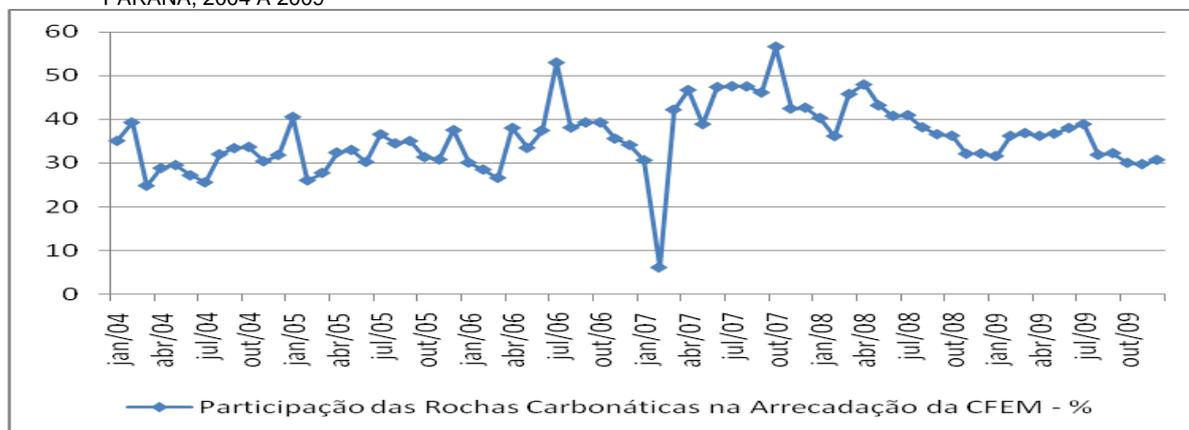
GRÁFICO 08 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$



FONTE:- DNPM

O período de março de 2007 até julho de 2008 coincide com a maior participação das rochas carbonáticas na arrecadação da CFEM e que ficou entre 40 a 50%, com a exceção do pico de outubro com 57%. A partir de agosto de 2008 a participação das rochas carbonáticas na arrecadação da CFEM fica mais próxima dos patamares históricos, oscilando entre 30 e 40%.

GRÁFICO 09 - PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL DAS ROCHAS CARBONÁTICAS NA ARRECADAÇÃO DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009

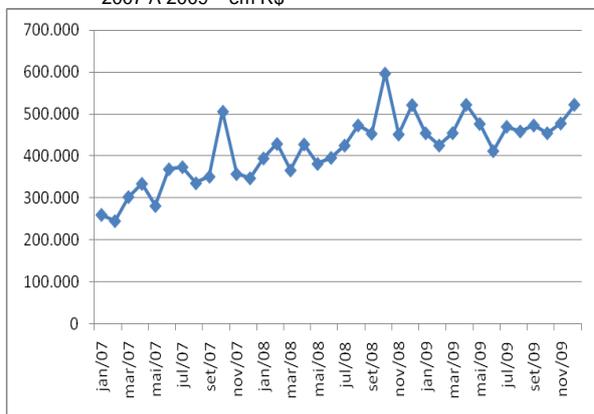


FONTE:- DNPM

Para detalhar melhor a arrecadação da CFEM a partir do início de 2007, quando a arrecadação da CFEM apresentou um ritmo de crescimento mais acentuado, além da influência das diferentes substâncias neste comportamento, foram elaborados gráficos da arrecadação mensal das principais substâncias para o período de 2007 a 2009.

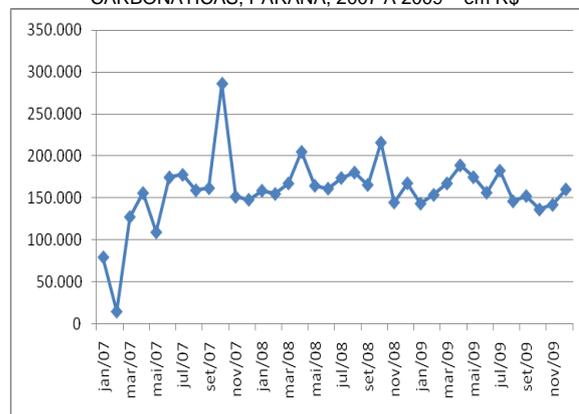
A contribuição das rochas carbonáticas para o crescimento da arrecadação em 2007 fica evidente, mantendo certa estabilidade para o restante do período.

GRÁFICO 10 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM NO PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$



FONTE:- DNPM

GRÁFICO 11 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DAS ROCHAS CARBONÁTICAS, PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$

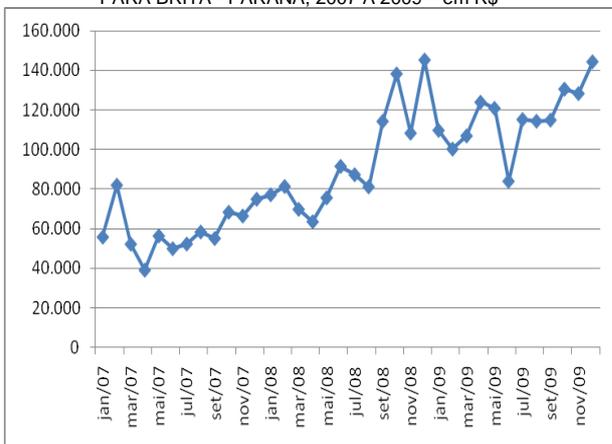


FONTE:- DNPM

A arrecadação da CFEM referente às rochas para a produção de brita mostra, de modo geral, tendência de crescimento para todo o período. A arrecadação relativa à areia, apesar da tendência geral de crescimento, apresenta períodos de estabilidade na arrecadação, como no primeiro semestre de 2007 e de 2009. O ouro apresenta tendência geral de pequeno crescimento, com a arrecadação oscilando entre 10 e 40 mil mensais de janeiro de 2007 a janeiro de 2009, e entre 20 e 45 mil

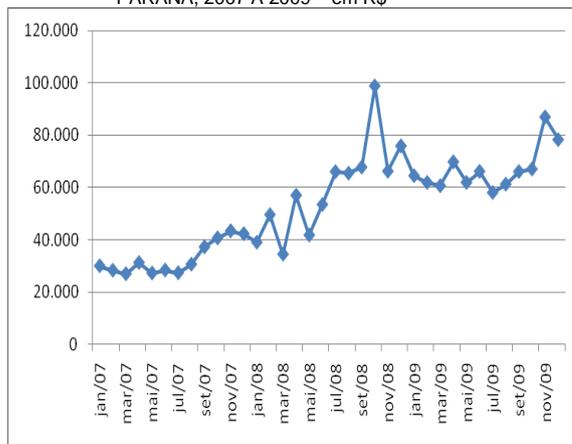
daí até o final de 2009. Água mineral e argila não apresentam tendência nítida no período, com forte oscilação, a exemplo do ouro. Comportamento distinto tem a arrecadação da CFEM relativa ao saibro, que apresenta crescimento em 2007 e 2008 e depois tendência de queda.

GRÁFICO 12 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DAS ROCHAS PARA BRITA - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$



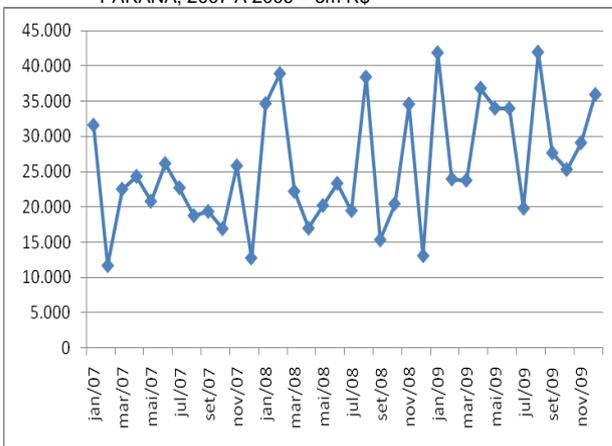
FUNTE:- DNPM

GRÁFICO 13 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DA AREIA - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$



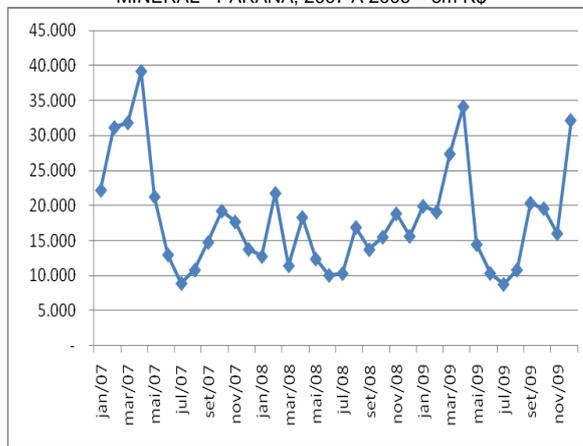
FUNTE:- DNPM

GRÁFICO 14 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DO OURO - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$



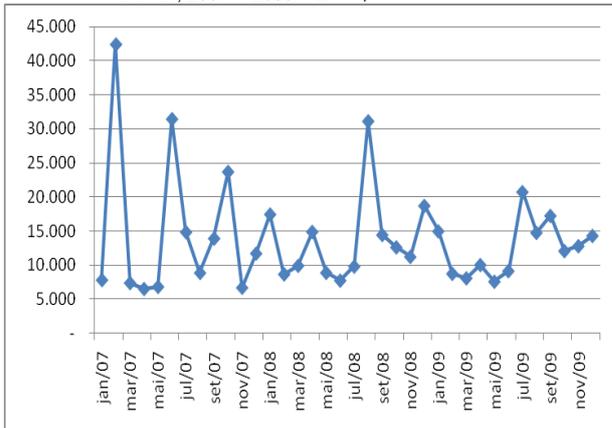
FUNTE:- DNPM

GRÁFICO 15 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DA ÁGUA MINERAL - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$



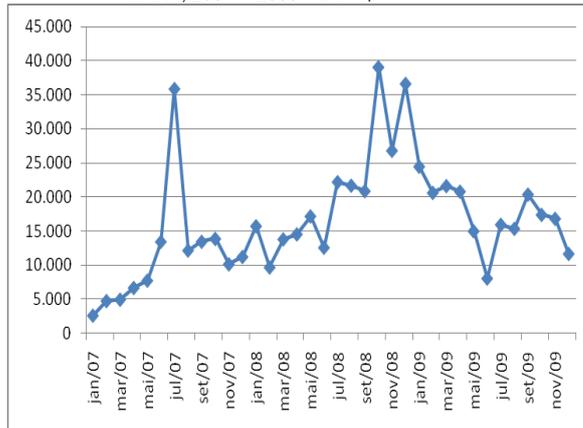
FUNTE:- DNPM

GRÁFICO 16 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DA ÁRGILA - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$



FUNTE:- DNPM

GRÁFICO 17 - ARRECADAÇÃO MENSAL DA CFEM DO SAIBRO - PARANÁ, 2007 A 2009 – em R\$



FUNTE:- DNPM

3.5 Arrecadação e distribuição da CFEM por município

Conforme estabelece a legislação, existe correspondência entre a arrecadação e o recebimento da CFEM entre os municípios, salvo problemas administrativos eventuais. Poucas são as alterações na participação dos cinco principais municípios na arrecadação da CFEM. De 2004 a 2009 eles participaram com 57,5% da arrecadação e, considerando somente 2009, a participação foi de 57,2%.

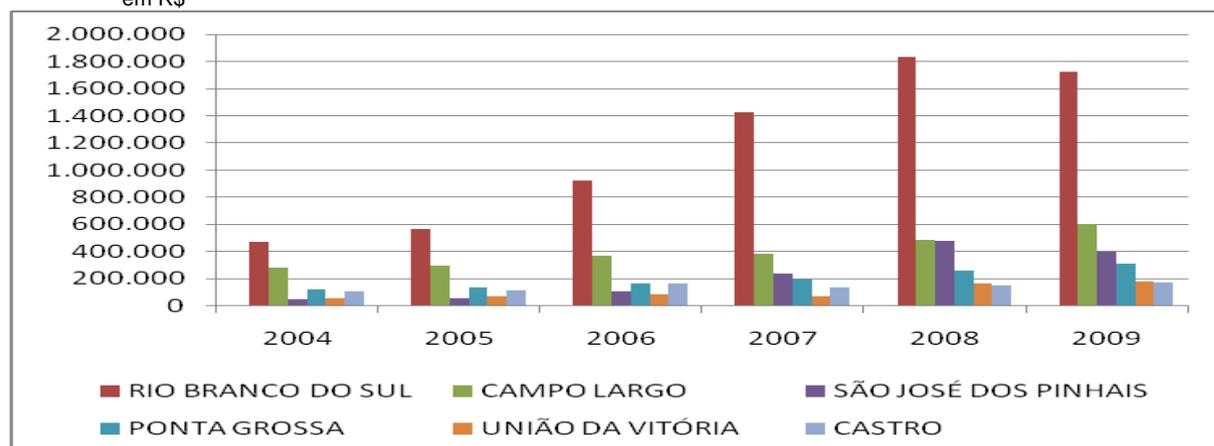
No período 2004 a 2009, Rio Branco do Sul participou com 31,4% da arrecadação da CFEM, seguido de Campo Largo (10,9%), São José dos Pinhais (6,0%), Ponta Grossa (5,4%) e Castro (3,8%).

TABELA 15 – PRINCIPAIS MUNICÍPIOS NA ARRECADAÇÃO DA CFEM DO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	% 09	% 0409
RIO BRANCO DO SUL	473.578,12	567.784,51	922.545,87	1.423.831,32	1.834.006,20	1.722.976,91	30,7	31,4
CAMPO LARGO	284.943,34	293.185,65	370.346,70	384.777,59	482.836,26	599.705,95	10,7	10,9
SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	51.616,78	57.661,03	107.192,89	241.137,35	477.187,31	397.681,20	7,1	6,0
PONTA GROSSA	124.090,03	133.972,62	167.246,21	194.569,71	260.982,40	314.111,52	5,6	5,4
CASTRO	107.500,46	113.849,15	163.470,28	132.959,64	146.670,90	173.980,20	3,1	3,8
UNIÃO DA VITÓRIA	53.808,17	67.133,87	82.362,18	72.829,02	162.605,13	180.732,58	3,2	2,8
FIGUEIRA		87.492,61	79.428,97	69.987,30	146.774,65	152.878,56	2,7	2,4
ALMIRANTE TAMANDARÉ	73.126,49	129.329,82	73.461,60	68.798,96	87.363,35	86.306,80	1,5	2,3
BALSA NOVA	38.657,19	43.985,53	67.281,83	71.263,74	108.756,52	145.086,70	2,6	2,1
PARANAGUÁ	56.648,66	66.604,05	41.936,07	56.359,24	47.464,79	52.831,40	0,9	1,5
IRATI	35.337,17	30.037,03	40.922,27	56.821,22	66.171,31	74.586,30	1,3	1,4
SÃO MATEUS DO SUL	43.568,31	36.322,69	47.447,14	48.862,61	60.368,81	67.686,38	1,2	1,4
BOCAIÚVA DO SUL	34.480,96	39.641,25	56.373,47	67.794,93	54.487,32	66.912,99	1,2	1,4
TIJUCAS DO SUL	51.414,81	65.128,69	51.493,24	75.366,96	38.814,77	34.326,99	0,6	1,4
ARAUCÁRIA	9.233,01	8.088,23	25.085,41	60.066,01	100.306,86	82.106,90	1,5	1,3
CASCADEL	26.419,99	52.085,16	56.918,15	37.499,78	54.121,81	56.411,70	1,0	1,3
CERRO AZUL	22.611,49	50.398,94	68.667,80	62.152,23	40.286,90	44.035,82	0,8	1,3
MARINGÁ	42.939,88	52.733,62	48.846,41	60.472,71	47.555,95	31.229,20	0,6	1,3
IBIPORÃ	16.942,87	8.995,49	14.566,37	14.164,10	75.842,21	106.262,41	1,9	1,1
LONDRINA	11.014,03	12.661,13	16.707,37	30.295,22	60.245,25	83.775,36	1,5	1,0
OUTROS	358.939,14	393.096,37	403.156,96	838.133,94	975.443,70	1.133.613,72	20,3	18,5
TOTAL	1.916.870,90	2.310.187,44	2.905.457,19	4.068.143,58	5.328.292,40	5.607.239,59	100,0	100,0

FONTE: DNPM

GRÁFICO 18 – PARTICIPAÇÃO DOS PRINCIPAIS MUNICÍPIOS NA ARRECADAÇÃO DA CFEM DO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$



FONTE:- DNPM

TABELA 16 – PRINCIPAIS MUNICÍPIOS BENEFICIÁRIOS DA DISTRIBUIÇÃO DA CFEM NO PARANÁ 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
RIO BRANCO DO SUL	310.611,44	358.128,08	586.844,89	887.467,70	1.175.065,53	1.131.420,90	30,9	31,8
CAMPO LARGO	172.311,70	202.979,72	229.990,53	253.863,62	307.838,04	365.227,12	10,0	10,9
SÃO JOSE DOS PINHAIS	28.785,84	37.555,57	69.354,05	149.620,05	286.025,99	277.958,87	7,6	6,1
PONTA GROSSA	82.643,84	88.512,65	102.988,54	126.357,23	161.058,45	205.711,63	5,6	5,5
CASTRO	69.517,31	72.448,64	103.607,61	88.503,39	93.610,50	108.434,48	3,0	3,8
UNIAO DA VITORIA	34.467,23	42.777,02	52.933,65	46.443,85	94.288,14	123.374,83	3,4	2,8
FIGUEIRA		51.493,35	53.728,26	45.059,65	91.953,59	99.378,27	2,7	2,4
BALSA NOVA	23.810,60	27.850,36	42.590,87	45.959,77	68.008,04	89.941,79	2,5	2,1
ALMIRANTE TAMANDARE	10.369,28		44.926,21	43.925,22	54.875,97	55.677,72	1,5	1,5
BOCAIUVA DO SUL	23.696,68	24.764,44	35.931,85	42.855,71	36.253,78	41.914,74	1,1	1,5
PARANAGUA	39.968,95	43.609,06	26.167,62	33.348,35	34.702,39	33.491,43	0,9	1,5
TIJUCAS DO SUL	36.289,04	42.234,81	29.740,33	49.771,07	28.276,18	18.854,34	0,5	1,5
IRATI	19.640,28	20.583,55	24.009,35	38.963,96	43.077,20	44.564,55	1,2	1,4
SÃO MATEUS DO SUL	27.769,40	24.034,05	28.758,24	31.108,64	38.361,99	43.905,26	1,2	1,4
ARAUCARIA	5.839,70	5.642,51	13.518,94	39.394,45	60.695,77	54.494,03	1,5	1,3
CASCADEL	18.312,01	34.240,59	35.314,27	24.712,45	34.784,42	37.403,55	1,0	1,3
CERRO AZUL	14.474,60	30.652,15	43.175,93	42.519,61	26.094,16	27.692,39	0,8	1,3
MARINGA	29.500,87	34.133,17	31.467,45	34.179,81	34.169,15	20.479,16	0,6	1,3
IBIPORA	10.240,69	6.285,63	8.852,52	10.155,90	43.127,10	70.335,92	1,9	1,1
LONDRINA	7.308,60	7.935,74	10.676,64	18.601,42	37.631,00	51.851,12	1,4	1,0
OUTROS	211.854,14	259.153,25	258.287,50	538.904,09	577.412,16	759.112,20	20,70	18,50
TOTAL	1.177.412,20	1.415.014,34	1.832.865,25	2.591.715,94	3.327.309,55	3.661.224,30	100,0	100,0

FONTE: DNPM

4. PRODUÇÃO MINERAL NO PARANÁ

O Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM é o órgão oficial que controla a atividade mineral no país e informa a produção nas diferentes unidades da federação, com exceção da exploração de petróleo e gás que é controlado pela ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Para a informação da produção mineral o DNPM utiliza o Relatório Anual de Lavra - RAL, tendo ainda à disposição os dados do recolhimento mensal da Contribuição Financeira pela Exploração de Recursos Minerais - CFEM, ambos obrigatórios para quem explora recursos minerais.

Em alguns casos especiais o DNPM utiliza quantidades e valores da produção obtidos de outras fontes que não os RAL, onde julga que a cobertura através deste instrumento seja insuficiente, como no caso da extração de substâncias minerais predominantemente de uso na construção civil, como os agregados areia e brita. Neste caso baseia-se na consulta direta a associações e sindicatos de classe de produtores e confronta os dados com a estimativa da produção em função do consumo de cimento.

Os dados divulgados pela MINEROPAR são oriundos do Informativo Anual sobre a Produção de Substância Mineral do Paraná – IAPSM, que é um mecanismo estadual de acompanhamento da produção mineral paranaense, cuja informação é obrigatória para quem minera, conforme preconiza o Decreto nº 7589, de 16/01/1991 e os artigos 234 e 235 do Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - RICMS, aprovado pelo Decreto nº 5.141, de 12/12/2001.

O Informativo Anual sobre a Produção de Substância Mineral do Paraná – IAPSM é realizado via internet, com páginas no site da Secretaria da Fazenda e da Minerais do Paraná S/A – MINEROPAR. O prazo para prestar a informação é o mesmo estabelecido para a Declaração Fisco Contábil – DFC e a informação normalmente é prestada pelos contadores das empresas de mineração.

Os dados mais atualizados da produção mineral do Paraná são de 2005, tanto os divulgados pelo DNPM, através do Anuário Mineral Brasileiro - AMB, quanto os divulgados pela MINEROPAR com base no IAPSM.

Para analisar o comportamento físico da produção mineral paranaense, e em função de não se conseguir acesso às quantidades produzidas e informadas tanto no RAL quanto por ocasião do recolhimento da CFEM, é possível se basear na produção e no consumo aparente do cimento no Paraná.

O consumo aparente de cimento pode ser usado para estimar a quantidade de agregados, areia e brita, consumidos/produzidos no estado, uma vez que o cimento é utilizado principalmente para a produção de concreto e argamassa.

Pelo critério utilizado pelo DNPM na estimativa de produção de agregado, divulgado no Anuário Mineral Brasileiro - AMB, para cada tonelada de cimento consumida estima-se um consumo/produção de 5,74 toneladas de areia e 4,23 toneladas de brita.

Segundo o Sindicato Nacional da Indústria de Cimento - SNIC, o consumo aparente de cimento no Paraná em 2009 foi 3,10 milhões de toneladas.

O critério utilizado pelo DNPM pode ser adequado ao caso do Paraná, onde cerca de 12% do consumo de cimento é para a produção de fibrocimento, sem

utilização de agregado para esta finalidade³⁵. Neste caso, somente 88% ou 2,728 milhões de toneladas de cimento produzidas em 2009 foram para produção de concreto e argamassas, o que demandaria 15,66 milhões de toneladas de areia e 11,54 milhões de toneladas de brita, ou seja, a produção estimada de agregados (areia e brita) seria de 27,20 milhões de toneladas.

Pelos dados da MINEROPAR de 1996 a 2005, para a produção de uma tonelada de cimento utilizou-se em média 1,8 tonelada de minério (calcário, filito e / ou argila).

Segundo o Sindicato Nacional da Indústria de Cimento - SNIC, a produção de cimento no Paraná em 2009 foi de 5,33 milhões de toneladas, o que leva a uma estimativa de produção/consumo de 9,59 milhões de toneladas de rochas para a produção de cimento.

Adotando os critérios acima para a estimativa da produção de agregados e rochas para produção de cimento na produção mineral paranaense de 2004 e 2005, complementadas com as informações da MINEROPAR para as demais substâncias, conclui-se que a produção mineral paranaense nestes anos seria respectivamente de 37,88 e 34,92 milhões de toneladas. Nestes cálculos a produção de agregados representaria entre 52,3 e 55,9% da quantidade de bens minerais produzidos no estado e as rochas para a produção de cimento entre 19,3 e 20,7% da produção, ou seja, a produção de agregados e de rochas para a produção de cimento representaria entre 71,6 e 76,6% da produção mineral do Paraná. Utilizando estes mesmos critérios para estimar a produção mineral de 2009, calcula-se que a mesma deva situar-se entre 51,4 e 48,0 milhões de toneladas.

Em função da grande influência do cimento no desempenho da produção mineral paranaense, uma análise no comportamento da produção e consumo aparente deste insumo mineral deve refletir aproximadamente o comportamento da produção mineral paranaense.

De 2004 a 2006 o consumo aparente e a produção de cimento no Paraná tiveram comportamento similar.

O consumo aparente de cimento no Paraná teve redução de 2004 a 2006, passando de 2,3 milhões de toneladas em 2004 para 2,0 milhões em 2006. De 2006 para 2008 houve crescimento do consumo de 18,2% e 29,5%, atingindo 2,3 milhões de toneladas em 2007 e 3,0 milhões de toneladas em 2008. De 2008 para 2009 o crescimento foi de 3,4%, atingindo o consumo de 3,1 milhões de toneladas de cimento.

A produção de cimento ficou relativamente estável e em torno de 4,0 milhões de toneladas de 2004 a 2006. De 2006 para 2008 houve um crescimento anual entre 16% e 17%, com produção de 4,5 milhões em 2007 e 5,3 milhões de toneladas em 2008. De 2008 para 2009, já sob o efeito da crise econômica que se abateu sobre a economia brasileira, a produção ficou praticamente estável, em 5,3 milhões de toneladas, acusando pequeno crescimento de 0,4%.

De 2004 a 2006, do cimento produzido no Paraná, mais de 50% foi consumido no próprio estado - entre 50 e 58%, e o restante foi exportado. Neste mesmo período a produção paranaense de cimento participou entre 9,4 e 11,3% da produção nacional.

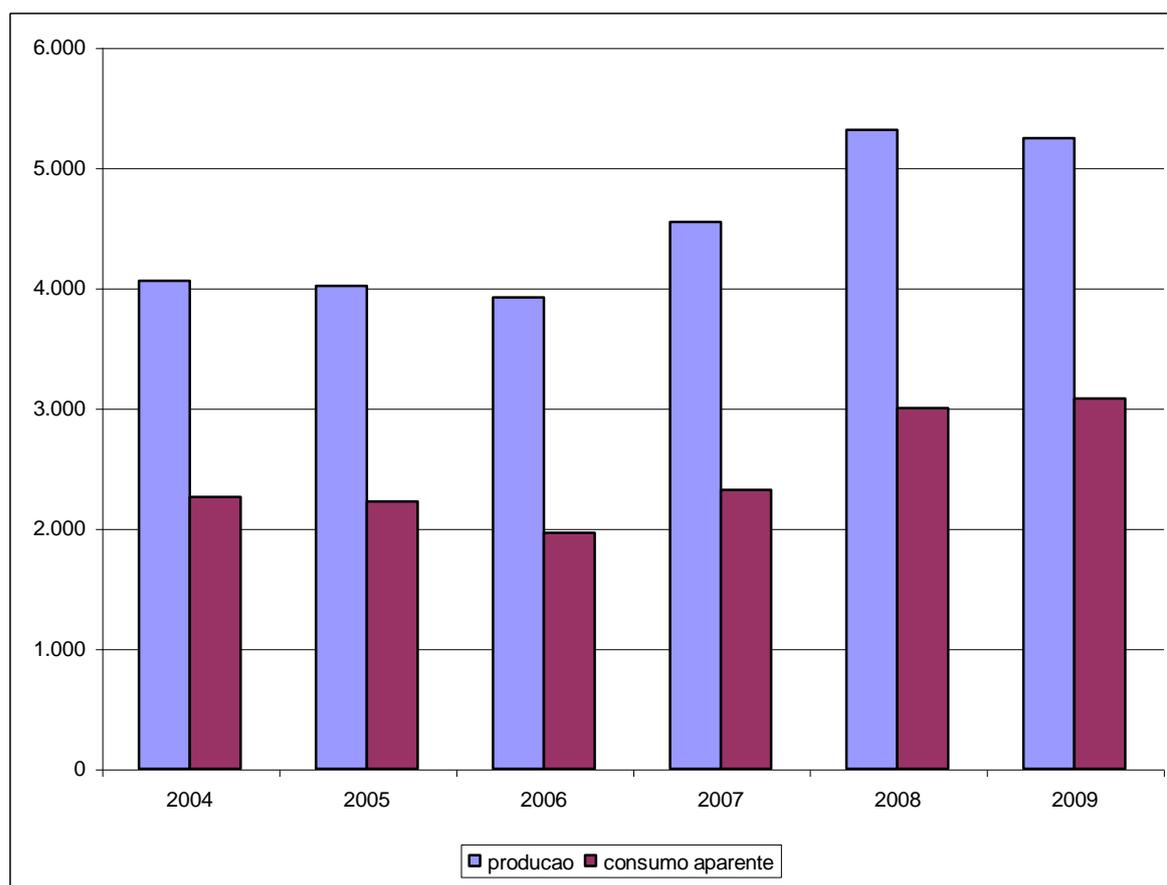
³⁵ SNIC, in "Panorama da indústria de artefatos de concreto, cimento e fibrocimento no Paraná – 2008"
http://www.mineropar.pr.gov.br/arquivos/File/publicacoes/relatorios_concluidos/ARTEFTAOS_relatorio%20Final.pdf

TABELA 17 - PRODUÇÃO DE CIMENTO NO BRASIL E NO PARANÁ, 2004 A 2009

PRODUÇÃO DE CIMENTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009
BRASIL – em toneladas	35.897.288	38.608.857	41.801.741	46.436.238	51.884.121	51.479.758
% do Paraná no Brasil	11,3	10,4	9,4	9,8	10,2	10,4
PARANÁ – em toneladas	4.059.000	4.018.000	3.922.689	4.547.929	5.312.890	5.332.081
Variação % da produção		(1,0)	(2,4)	15,9	16,8	0,4
CONSUMO APARENTE						
Paraná – em toneladas	2.260.000	2.226.000	1.960.854	2.318.114	3.001.521	3.104.680
Variação % do consumo		(1,5)	(11,9)	18,2	29,5	3,4
% do cimento produzido no PR	55,7	55,4	50,0	51,0	56,5	58,2

FONTE:- SNIC

GRÁFICO 19 - PRODUÇÃO E CONSUMO APARENTE DE CIMENTO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em mil toneladas



FONTE: SNIC

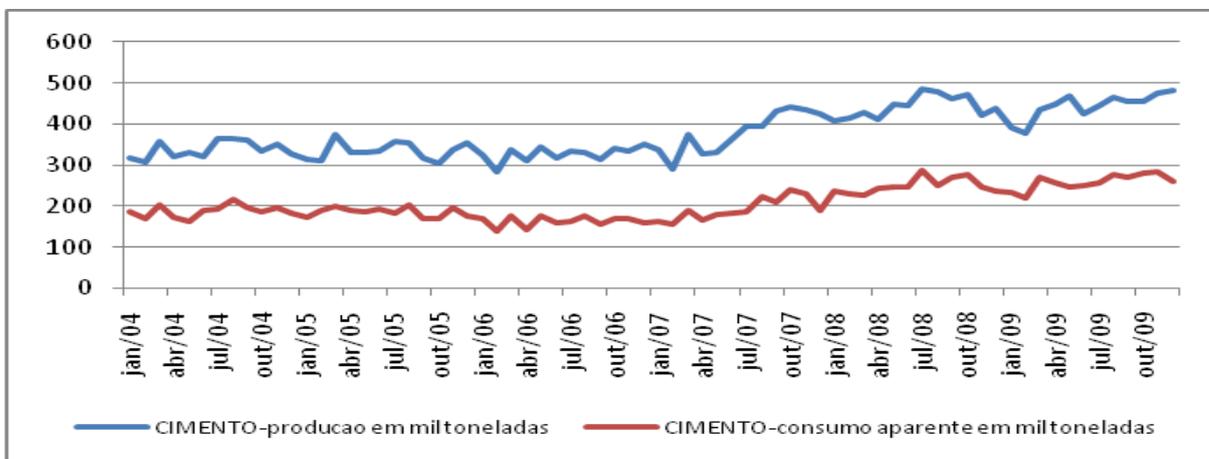
Analisando de maneira detalhada, mês a mês, a produção e o consumo aparente de cimento no Paraná, é possível verificar similaridade no comportamento, com ambos mudando de patamar a partir de agosto e setembro de 2007.

A produção mensal de cimento no estado, que era de 300 a 400 mil toneladas desde janeiro de 2004, passou para um patamar de 400 a 500 mil toneladas a partir de setembro de 2007. Do mesmo modo, o consumo aparente de cimento passou de maneira consistente de 200 mil toneladas mensais a partir de agosto de 2007.

Desde agosto/setembro de 2007, o período de crescimento, tanto da produção quanto do consumo aparente de cimento se prolongou até atingir o pico em julho de 2008. A partir daí inicia-se uma tendência de queda até fevereiro de

2009 quando ambos, produção e consumo, atingiram o menor valor no período. A partir de março de 2009 começa um novo ciclo de alta, prolongando-se até dezembro de 2009 para a produção de cimento e até novembro para o consumo aparente.

GRÁFICO 20 - PRODUÇÃO E CONSUMO APARENTE DE CIMENTO NO PARANÁ, 2004 A 2009 - mês a mês



FONTE: SNIC

TABELA 18 - PRODUÇÃO DE CIMENTO NO PARANÁ, 2004 A 2009 - em mil toneladas

MES	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Janeiro	316	314	323	336	407	392
Fevereiro	307	310	284	291	414	379
Março	357	373	337	373	429	436
Abril	321	330	311	328	413	448
Maio	332	331	343	332	449	468
Junho	320	334	318	366	446	425
Julho	366	358	335	395	484	446
Agosto	366	354	330	393	479	466
Setembro	361	319	316	431	461	457
Outubro	334	304	342	442	471	454
Novembro	351	337	333	434	421	477
Dezembro	328	354	349	426	440	483
TOTAL	4.059	4.018	3.923	4.548	5.313	5.332

FONTE:- SNIC

TABELA 19 - CONSUMO APARENTE DE CIMENTO NO PARANÁ, 2004 A 2009 - em mil toneladas

MES	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Janeiro	186	172	168	164	237	235
Fevereiro	171	189	140	156	230	219
Março	204	200	178	189	227	269
Abril	174	189	144	168	245	256
Maio	163	185	175	179	247	248
Junho	191	193	161	183	246	250
Julho	194	184	164	187	288	258
Agosto	215	202	175	222	249	278
Setembro	197	170	157	210	270	271
Outubro	185	168	169	240	278	279
Novembro	197	197	170	230	248	282
Dezembro	183	177	158	190	236	260
TOTAL	2.260	2.226	1.961	2.318	3.002	3.105

FONTE:- SNIC

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Quanto à disponibilização de dados oficiais da Compensação Financeira pela Exploração Mineral - CFEM por parte do Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, pode-se afirmar que a mesma permite um acompanhamento detalhado do comportamento financeiro mensal da arrecadação e distribuição destes recursos, com detalhamento por município e substâncias exploradas.

Uma limitação para uma análise mais completa da indústria extrativa mineral por este mecanismo decorre da não disponibilização de alguns dados, tais como a quantidade comercializada, o preço praticado, os valores dos tributos e seguros recolhidos e os custos com transportes. Apesar de estes dados serem informados para o cálculo do recolhimento da CFEM, a sua não disponibilização restringe a análise somente aos aspectos financeiros da CFEM e deveria ser revista pelo DNPM, pois em princípio não existe nenhuma restrição técnica ou jurídica para sua divulgação.

De uma maneira geral, os minerais metálicos e energéticos possuem alto valor intrínseco e forte comércio internacional e os não metálicos apresentam baixo valor e forte comercialização interna. Estas diferenças nas três categorias de bens minerais explicam parte das diferenças nas arrecadações da CFEM entre os diferentes estados da federação, além, obviamente das quantidades comercializadas.

Vários são os fatores que contribuíram para o aumento na arrecadação da CFEM em nível nacional e certamente entre eles está o aumento dos preços das *commodities*, em especial do ferro e do alumínio, bens minerais com grande participação na produção mineral brasileira e na sua balança de comércio exterior.

A arrecadação da CFEM no Paraná está concentrada em poucas substâncias minerais, cuja exploração se realiza para abastecer principalmente as indústrias produtoras de insumos e/ou de produtos para uso direto na construção civil. São exemplos desta destinação a parcela das rochas carbonáticas utilizadas para a produção de cimento, cal, rochas para brita, pedrisco ou areia artificial, a produção de saibro, areia e rochas para brita, revestimento e ornamental, argila, talco e feldspato destinados principalmente para abastecimento das indústrias cerâmicas, etc. Parcelas importantes das argilas e filitos também são destinadas para produção de cimento.

Ausência notável na arrecadação da CFEM no Paraná é a do xisto (folhelho pirobetuminoso) explorado pela PETROBRAS em São Mateus do Sul, e a proveniente da produção de brita a partir de rochas carbonáticas, prática bastante usual entre as produtoras desta substância mineral. As cimenteiras, por exemplo, produzem em larga escala finos de brita utilizados como areia artificial em segmentos da indústria de artefatos de concreto e cimento, além de uso direto como base para pavimentos.

Quanto aos *royalties* sobre a exploração de petróleo e gás no mar, o Paraná tem direitos sobre uma área triangular, com base aproximada de 90 km e altura de 370,4 km (limite até a plataforma continental), perfazendo 16.668 km², que engloba os campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral e Caravela, este com 91,57% da área no estado.

A área sobre a qual o Paraná tem direito a *royalties* está distante dos blocos já licitados do pré-sal, que contêm as grandes reservas já anunciadas, e assim o estado não será beneficiário dos *royalties* como estado confrontante das áreas do pré-sal concedidas, caso as mesmas sejam regidas pelas regras atuais. A área a

que o Paraná tem direito a *royalties* não chega sequer a abranger a ocorrência do pré-sal conhecida e projetada em superfície.

Para as demais áreas a serem exploradas no pré-sal e ainda não licitadas (70% do pré-sal), o estado poderá vir a ser beneficiário de acordo com a nova legislação em votação no Congresso Nacional, ou seja, o novo marco regulatório do pré-sal, que a princípio beneficiará todos os estados independentemente de confrontantes ou não com o campo ou poço produtor.

A legislação atual dos *royalties* beneficia fundamentalmente os estados e municípios produtores e/ou posicionados no litoral, e dentre estes os confrontantes com os maiores campos produtores, como é o caso do Rio de Janeiro com a Bacia de Campos, maior produtora de petróleo no Brasil. Dos cerca de R\$ 15,6 bilhões de *royalties* pagos pela exploração de petróleo e gás no Brasil em 2009, o Estado do Rio de Janeiro e seus municípios receberam 45% do total.

De 2004 a 2009, o estado e os municípios paranaenses receberam R\$ 66,8 milhões de *royalties* relativos à exploração de petróleo e gás, média anual de R\$ 11,1 milhões. Da mesma forma que acontece em nível nacional, os *royalties* pagos aos municípios paranaenses são bastante concentrados e os maiores beneficiários foram os municípios de Matinhos (51,2%), Guaratuba (12,4%) e Pontal do Paraná (12,0%), que juntos receberam 75,5% dos *royalties* pagos aos municípios paranaenses no período de 2004 a 2009. Estes municípios são os principais confrontantes com os campos de Coral e Caravela.

Os campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral e Caravela possuem reservatórios no pós-sal, em rochas carbonáticas da Formação Guarujá, que possui duas populações de diferente porosidade, ambas baixas: uma com média de 6,4% (variação de 4% a 12%) e outra com média de 2,3% (variação de 1,3% a 4,4%). Estes campos estão posicionados no extremo sudoeste da Bacia de Santos, a cerca de 200 quilômetros da costa dos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina.

A PETROBRAS é concessionária de todos os campos, com participação de 35% nos de Estrela do Mar e Coral e 100% nos campos de Tubarão, Caravela e Barra Bonita, sendo a empresa operadora de todos eles, mesmo onde é minoritária. Outra importante parceira na exploração destes campos é a empresa norueguesa Norse Energy, que possui 35% em Coral e 65% no campo de Estrela do Mar.

O campo de Caravela começou a produção em 1993, paralisada em julho de 2002, e o campo de Coral começou a produção em 2003, paralisada em 2008. Os demais estão na etapa de desenvolvimento da fase de produção (Tubarão e Estrela do Mar na Bacia de Santos e Barra Bonita na Bacia do Paraná).

Existe a possibilidade futura de retomada da produção no mar, a depender de fatores econômicos e tecnológicos como, por exemplo, a geração de múltiplas fraturas em poços do tipo horizontal, bilateral e multilateral, que gera caminhos preferenciais para o escoamento do óleo para o poço, aumentando assim a vazão.

O engenheiro de petróleo Paulo Dore considera que a tecnologia de construção de poços horizontais, revestidos e multifaturados - HRMF já está quase totalmente dominada operacionalmente e que o próximo desafio seria fazer um poço HRMF no campo de Caravela, na Bacia de Santos, que tem um grande volume de óleo *in place*, com permeabilidade extremamente baixa, tornando-o subcomercial. Segundo o engenheiro, o desafio é conseguir em Caravela um poço de alta vazão.

Como perspectivas para o campo de Caravela, o gerente geral da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UN-BS), José Luiz Marcusso, vinculou a exploração deste campo à implementação do projeto definitivo de Tiro e Sidon, que possuem volumes recuperáveis estimados em 23,85 milhões de

m³ (150 milhões de barris) de óleo equivalente, e que deverá operar a partir de 2012, contemplando a futura integração dos campos de Caravela no Paraná e Cavalão Marinho em Santa Catarina.

A produção de gás em terra no município de Pitanga, distrito de Barra Bonita, fica dependendo do sucesso nas negociações entre a Compagas, intermediária da venda, e a BR Distribuidora, responsável pelo transporte e comercialização, além da pavimentação da estrada de acesso aos poços pelo Governo do Paraná, para possibilitar o transporte do gás.

De acordo com o boletim anual de reservas de 31/12/2008 divulgado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, as reservas provadas de petróleo e gás no Paraná são: 141,91 milhões de m³ de gás em terra (Barra Bonita) e 3,29 milhões de m³ de petróleo (20,67 milhões de barris) e 468,15 milhões de m³ de gás no mar. As reservas provadas localizadas no Paraná são ínfimas se comparadas com as brasileiras e correspondem a 0,16% da reserva provada de petróleo e 2,02% da reserva provada de gás. As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente à Santa Catarina.

A disponibilização de dados oficiais pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP permite um acompanhamento detalhado da produção e *royalties* sobre a exploração e produção de petróleo e gás nacional. A agência apresenta mensalmente a produção por campo de petróleo com os respectivos *royalties* recolhidos e repassados, detalhados por estado e município, além de apresentar periodicamente as reservas de petróleo e gás por estado e os percentuais de confrontação dos campos em produção, além de outras informações estatísticas sobre o setor.

As informações sobre os campos (geologia, planos de desenvolvimento, perspectivas em produção e desenvolvimento, etc.) deixam a desejar, sendo raras as informações sobre estes itens.

Parcelas significativas dos recursos arrecadados decorrentes da exploração do petróleo são destinadas ao financiamento de estudos geológicos e de preservação do meio ambiente e os órgãos e instituições que atuam no Paraná poderiam pleiteá-los para esta finalidade.

Dos recursos arrecadados por conta da participação especial, 40% (quarenta por cento) são destinados ao Ministério de Minas e Energia - MME, sendo que destes 70% (setenta por cento) são para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP e pelo MME e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional.

Ainda dos recursos arrecadados por conta da participação especial, 10% (dez por cento) são destinados ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal – MMA, para o desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo.

Da participação especial pela exploração de petróleo e gás em 2009 o Ministério de Minas e Energia - MME recebeu R\$ 3,38 milhões, dos quais 85% - R\$ 2,87 milhões foram para estudos geológicos, e o Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal – MMA recebeu R\$ 0,85 milhão para estudos de preservação e recuperação ambiental relacionados à indústria do petróleo.

Guerra e Honorato (2004), numa crítica à renda mineral adotada no Brasil³⁶, concluem que o modelo de arrecadação não apresenta eficiência do ponto de vista econômico. Isto se deve a não suscetibilidade do mesmo à rentabilidade econômica dos agentes. Quando o preço do petróleo está elevado no mercado internacional e o produtor consegue altas taxas de lucro os *royalties* não mudam, permanecendo no mesmo patamar de taxas de lucro menores.

Os autores concluem que os *royalties* do petróleo tornam-se mais vantajosos quando se baseiam diretamente nos retornos econômicos, seja do ponto de vista dos investidores, seja do ponto de vista macroeconômico. Citam Navarro (2003) que observou que a partir dos anos setenta muitos países produtores de petróleo reconheceram a inflexibilidade da taxa única de *royalty* como a adotada no Brasil. Em seu lugar foram introduzidos mecanismos crescentes de taxaço de acordo com a rentabilidade dos agentes econômicos envolvidos no processo ou até taxaço zero, dependendo dos custos de exploração e transporte e da importância estratégica da descoberta.

A legislação dos *royalties* é complexa, exige aplicação de conceitos, rigor e precisão técnica, condições estas muitas vezes de difícil aplicação e acompanhamento por parte dos interessados. A legislação apresenta ainda falhas e para a sua aplicação o IBGE necessitou fazer “ajustes” que foram questionados juridicamente.

A escolha dos pontos a partir dos quais foram traçados as ortogonais à linha de costa para a definição do prolongamento dos territórios dos estados na plataforma continental, para efeito de *royalties*, provocou distorções importantes, não garantindo inclusive proporcionalidade entre os estados litorâneos, com os limites do Paraná e Piauí configurando um triângulo em contraposição aos retângulos dos demais estados litorâneos. Para corrigir esta distorção houve pelo menos duas sugestões de alteração da legislação, a do Deputado Federal Gustavo Fruet (PR) e a da Senadora Ideli Salvatti (SC).

Os pontos utilizados para a definição do prolongamento dos territórios dos estados na plataforma continental, em realidade foram selecionados para traçar uma linha paralela à linha de costa, para definir os limites da plataforma continental. As distorções verificadas decorrem dos mesmos terem sido utilizados para outra finalidade.

Outras incoerências da legislação dos *royalties* são, por exemplo, por que eles são somente devidos aos estados e municípios confrontantes com o campo ou o poço produtor? Quais seriam as consequências de um acidente na exploração de petróleo como ocorre atualmente em área situada a cerca de 100 km da costa no caso da Bacia de Campos, cerca de 170 km da costa como no caso dos campos de Coral e Caravela ou ainda cerca de 250 km da costa nas áreas do pré-sal na Bacia de Santos? As consequências maiores seriam para os municípios confrontantes? Ficaria restrita aos mesmos? Qual o comportamento do fluxo de óleo em função das correntes, ventos, etc.?

Outra questão é “por que” os *royalties* são devidos aos municípios somente quando atravessados por oleodutos destinados exclusivamente ao escoamento da produção nacional de uma dada área de produção e excluídos quando atendem ao transporte do petróleo importado. Afinal, todos os petróleos serão conduzidos às refinarias (nacional e importado), todos com os mesmos riscos de acidentes,

³⁶ GUERRA, S. M. G. e HONORATO, F. em artigo apresentado no X Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, out/2004 “A LEI DO PETRÓLEO E A RENDA PETROLÍFERA NO BRASIL”

impactos, etc. No Paraná, um dos mais importantes acidentes com petróleo foi o rompimento do duto que transporta este mineral até a refinaria de Araucária.

Conforme diz José Vicente de Mendonça, professor de Direito do Petróleo da Fundação Getúlio Vargas (FGV), em matéria de Fernando Jasper na Gazeta do Povo de 29/03/2010, “Não há legislação à prova de interpretações jurídicas e liminares. Sempre haverá formas de questionar, e muitas vezes os pleitos são bastante razoáveis e justos. Com mais recursos em jogo, mais interesses terão os municípios e estados, e deve crescer a batalha judicial”,

Conforme a matéria do jornalista Fernando Jasper, mesmo tendo recebido os *royalties* dos campos de Caravela e Coral, o Paraná não é exatamente um privilegiado nessa questão. No pico da produção, em 2005, Coral produzia perto de 8 mil barris de petróleo por dia, que ao longo do ano garantiram ao estado o repasse de R\$ 17,4 milhões. Naquele mesmo ano, cidades catarinenses “não produtoras” receberam juntas R\$ 28,5 milhões, em razão de abrigarem ou serem afetadas por instalações de embarque e desembarque de óleo. Pela mesma razão, municípios gaúchos levaram R\$ 28,7 milhões.

Parece justo que cidades com esse tipo de instalação recebam *royalties*. O risco de acidentes ambientais, justificativa comum para o pagamento da compensação, é maior nesses lugares. No entanto, a definição do que são os tais pontos de embarque e desembarque de óleo é controverso.

O petróleo bruto que chega ao terminal da Transpetro em São Francisco do Sul (SC), por exemplo, segue por oleoduto direto para a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), em Araucária, na Região Metropolitana de Curitiba, onde é transformado em derivados. Mas, enquanto São Francisco do Sul teve direito a R\$ 1,6 milhão em março, por movimentar o equivalente a 139 mil barris de petróleo por dia, Araucária não recebe compensação – ainda que receba esse mesmo óleo e, com ele, produza cerca de 10% dos derivados vendidos no país. Ironicamente, o maior desastre ambiental da história do Paraná ocorreu na Repar, no trecho final do oleoduto que vem de São Francisco do Sul. O vazamento de julho de 2000 espalhou 4 milhões de litros de petróleo por 40 quilômetros no Rio Iguaçu.

Na Grande Porto Alegre, o município de Canoas não se conformou com os critérios da ANP e ganhou na justiça o direito à compensação entre as cidades que recebem *royalties*, como área de embarque e desembarque de gás natural. Este direito foi cassado posteriormente, conforme matéria divulgada pela assessoria de imprensa da ANP em 25/07/2008. A decisão baseou-se no fato de Canoas receber gás processado produzido na Bolívia, que não gera recursos a municípios brasileiros³⁷.

Alguns municípios fluminenses e capixabas são dependentes dos *royalties* da exploração de petróleo, onde o peso dessas receitas no orçamento passa de 50%. No caso do Paraná, os R\$ 2,1 milhões em *royalties* recebidos por Matinhos em 2008 representaram cerca de 5% das receitas municipais naquele ano. Parece pouco, mas esse valor corresponde a mais de 40% da rubrica de investimentos do município em 2010, de R\$ 5,2 milhões. Em Guaratuba, a compensação equivalia a quase 4% das receitas da prefeitura, recursos que permitiriam duplicar os investimentos na recuperação de ruas e prédios públicos, conta o Secretário de Infraestrutura do município³⁸.

³⁷ <http://www.anp.gov.br/?pg=7476&m=canoas&t1=&t2=canoas&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1275499803718>

³⁸ Matéria da Gazeta do Povo de 29/03/2010, por Fernando Jasper.

Os *royalties* pela exploração de petróleo recebido pelos municípios na legislação em vigor podem significar oportunidade de investimentos, porém, alguns estudos a respeito, além de indicar mau proveito destes recursos, levantam dúvidas inclusive sobre os seus benefícios.

A matéria de Fernando Jasper publicada na Gazeta do Povo em 29/03/2009, e reproduzida parcialmente nos parágrafos que seguem, traz um ótimo retrato da aplicação destes recursos.

O professor de Direito do Petróleo José Vicente de Mendonça da FGV, diz que a doutrina jurídica é controvertida em relação à natureza dos *royalties*. “Há um entendimento segundo o qual eles servem para compensar o risco social, em função da atração de milhares de pessoas para áreas produtoras, e a eventual degradação ambiental desses locais. Mas também há o entendimento de que eles devem servir à justiça intergeracional, ou seja, construir um legado que permita às próximas gerações o acesso às riquezas produzidas por recursos esgotáveis.”

Qualquer que seja a interpretação, vários estudos mostram que os *royalties* raramente são usados em investimentos sociais ou ambientais, e muito menos para promover a justiça intergeracional. A fatia que cabe à União, por exemplo, é sistematicamente “congelada” no Orçamento, e acaba sendo usada para o pagamento de juros da dívida. Foi esse o destino de quase 90% dos R\$ 25 bilhões arrecadados pelo governo federal entre 2003 e 2007, conforme estudo publicado no fim de 2008 pelos economistas José Roberto Rodrigues Afonso e Sérgio Wulff Gobetti.

Conforme a matéria, o mesmo trabalho mostra que os municípios confrontantes aos grandes campos têm “propensão de gastar a riqueza do petróleo em despesas correntes”, em especial no pagamento de servidores. Os valores destinados ao ensino fundamental são semelhantes em municípios com e sem *royalties*, ao passo que cidades beneficiadas pela compensação chegam a gastar menos com saúde que as demais. E, em qualquer tipo de município, dizem Afonso e Gobetti, os investimentos em gestão ambiental são quase sempre irrisórios.

Em texto publicado em julho de 2009, Bruno de Oliveira Cruz e Márcio Bruno Ribeiro, técnicos do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA, concluem que “não há transparência na alocação dos recursos e o controle, em especial daqueles destinados aos municípios, é bastante precário”. Além disso, afirmam, “evidências empíricas sugerem que os recursos destinados a municípios não têm contribuído para o desenvolvimento local”.

Na tentativa de reduzir tais distorções, deputados e senadores apresentaram mais de 30 projetos de lei propondo mudanças na legislação dos *royalties* entre 1999 e 2005, de acordo com levantamento do pesquisador Daniel Bregman. Após a descoberta do pré-sal, surgiram nove propostas do gênero no Senado apenas em 2008, segundo Cruz e Ribeiro.

Nesses projetos, dizem os técnicos do IPEA, fica clara a intenção de reduzir as distorções da legislação em vigor, seja propondo mais recursos à educação, saúde, previdência e infraestrutura, seja reduzindo a fatia dos “entes subnacionais” (estados e municípios). Entretanto, afirmam, “ainda são minoria as propostas que tenham alguma preocupação com as gerações futuras, isto é, que visem à preservação ambiental ou à formação de poupança”.

Anunciada após a publicação do artigo de Cruz e Ribeiro, a proposta do Fundo Social – incluída no pacote de projetos de lei do pré-sal – se alinha ao conceito de promoção de justiça intergeracional, e foi das poucas a ter aprovação unânime entre especialistas e parlamentares.

Quanto ao novo marco regulatório sobre a exploração no pré-sal, as questões acima têm que ser considerados além de outras que certamente virão, como por exemplo, como fica o fato de existirem depósitos do pré-sal abaixo dos campos já descobertos na Bacia de Campos. Essas áreas serão priorizadas pela PETROBRAS, já que está concedida à empresa? Os demais campos ficarão em segundo plano, como por exemplo, os presentes no litoral paranaense? Como fica o investimento dos recursos que serão arrecadados para a exploração do pré-sal? E outras inúmeras questões que deverão ser debatidas pelo Congresso Nacional.

Um aspecto relevante no caso do pré-sal é a unitização, ou seja, a unificação obrigatória de operações quando uma jazida de petróleo ou de gás natural se estende por dois ou mais blocos contíguos, cujos direitos de exploração e produção pertencem a concessionários distintos. Neste caso, as empresas envolvidas deverão celebrar acordo para a individualização da produção. Caso isto não ocorra a ANP determinará, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos. E como ficam os casos das áreas já licitadas do pré-sal em que as áreas contíguas ainda não foram licitadas e, portanto, pertencem à União?

Uma publicação da Rio Oil & Gás³⁹ traz que o campo de lara levanta mais questões sobre unitização. A matéria diz que o campo gigante de lara, descoberta da PETROBRAS na Bacia de Santos, seguramente excede os limites do bloco e será de propriedade do governo brasileiro. A licença é operada pela PETROBRAS em parceria com o BG Group (25%) e a Galp Energia (10%). O campo de lara contém entre 3 e 4 bilhões de barris de petróleo equivalente. A descoberta está localizada em área de 320 km² remanescentes do bloco BM-S-11. O campo de Tupi, com reserva estimada entre 5 e 8 bilhões de barris, foi descoberto na área maior do mesmo bloco, localizado a sudoeste. A probabilidade de que as reservas de lara se estendam além do bloco aquecerá a discussão sobre a reforma do sistema regulatório brasileiro na exploração dos recursos do pré-sal.

São quatro os projetos elaborados pelo governo federal para definir o chamado marco regulatório do pré-sal⁴⁰.

O primeiro (PL 5938/09) define que a região do pré-sal será explorada por meio de contrato de partilha, com a divisão do petróleo a ser produzido entre a empresa e a União, ao contrário dos contratos de concessão em vigor atualmente, em que toda a produção de petróleo ou gás natural fica com a empresa concessionária. Pela proposta, os dois modelos irão conviver normalmente, sem alterações nas áreas de exploração já concedidas.

O segundo (PL 5939/09) prevê a criação da empresa Petrosal, que será integrada por corpo técnico qualificado, mas não será uma empresa operadora. A Petrosal representará a União nos consórcios e comitês operacionais que deverão ser criados para gerir os diferentes contratos de partilha.

O terceiro (PL 5940/09) cria o Fundo Social, que terá por objetivo proporcionar uma fonte regular de recursos para as atividades prioritárias de combate à pobreza e o incentivo à educação de qualidade, à cultura, à inovação científica e tecnológica e à sustentabilidade ambiental.

O quarto projeto (PL 5941/09) autoriza o aumento da capacidade de financiamento da PETROBRAS para a realização dos investimentos no pré-sal, com

³⁹ Rio Oil & Gás, 15 Setembro 2008, p.3 http://www.upstreamonline.com/multimedia/archive/00026/RioMon150908_26466a.pdf

⁴⁰ [nominuto.com](http://www.nominuto.com) - <http://www.nominuto.com/noticias/brasil/senado-realiza-primeira-audiencia-sobre-o-pre-sal-nesta-terca-feira/37874/>

o possível aumento da participação da União no capital e no resultado da estatal, caso os acionistas minoritários não exerçam integralmente seus direitos de opção. A operação implica a transferência de uma quantidade fixa de petróleo para a PETROBRAS até o limite de 5 bilhões de barris de óleo.

Ao sugerir a troca para o sistema de partilha, o governo defende a primazia da União sobre as reservas localizadas no pré-sal e o direito de escolher a PETROBRAS para a exploração dos poços. Pela proposta a estatal teria participação mínima de 30% em todas as áreas de exploração, fator determinante para que a União exerça o controle sobre o ritmo de produção. As empresas responsáveis pela exploração do pré-sal, por sua vez, repassariam em matéria-prima, e não mais em dinheiro, a parte que cabe à União. Isso possibilitaria um maior gerenciamento sobre os estoques de petróleo e gás.

Ainda segundo a proposta do governo, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por intermédio da ANP, realizaria leilões nos moldes atuais nas áreas que julgasse conveniente e determinaria vencedora a empresa que oferecesse à União o maior percentual de produção. A PETROBRAS também poderá entrar nesses leilões e aumentar, assim, sua participação de 30% nas novas áreas de exploração.

Segundo o diretor de Exploração e Produção da PETROBRAS, Guilherme de Oliveira Estrella⁴¹, o percentual mínimo de 30%, em qualquer consórcio de E&P (exploração e produção), é um parâmetro que a indústria petrolífera mundial aceita para a empresa que detém as operações de E&P dos campos de óleo e gás natural. É o percentual que a própria ANP considera em suas normas para uma operadora nas atuais concessões exploratórias e/ou de produção em todo o território brasileiro. Se o percentual for menor, a operadora tende a desviar o foco de seus interesses para áreas em que têm participações maiores e, naturalmente, mais rentáveis. Segundo o diretor, o que motivou o governo brasileiro a decidir pelo encaminhamento ao Congresso Nacional dos projetos de lei que modificam a atual lei do petróleo, do regime de concessão para o de partilha de produção, foi a concreta perspectiva de que no pré-sal existe um elevado índice de sucesso em descobertas. Um índice de sucesso que chegou a 90%, enquanto a média mundial gira em torno de 30%.

Na visão do governo, as premissas adotadas pela atual lei do petróleo são inadequadas a esse novo cenário, ao grau de risco e às perspectivas de rentabilidade presentes no pré-sal. Arranjos pontuais como o aumento das participações governamentais previstas na lei do petróleo não atenderiam à complexidade desse novo paradigma. O atual marco legal foi concebido de modo a contemplar as condições vigentes àquela época, quando o País tinha produção relativamente pequena, o barril de petróleo era cotado em torno de dezenove dólares e o risco exploratório era considerado elevado. No caso do pré-sal, são estimados riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades, o que determina a necessidade de marco regulatório coerente, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União.

Uma posição quanto ao novo marco regulatório a ser considerada é a do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, organização privada fundada em 1957, que conta hoje com 194 empresas associadas e 278 profissionais atuantes nos diversos segmentos da indústria e na área de bens e serviços, e tem

⁴¹ Revista do Brasil, Edição 40 - <http://www.redebrasilatual.com.br/revistas/40/para-onde-vai-o-pre-sal>

como foco a promoção do desenvolvimento do setor nacional de petróleo, gás e biocombustíveis, visando uma indústria competitiva.

Em setembro de 2009 o IBP fez uma apresentação à Comissão de Assuntos Econômicos do Senado Federal e, em linhas gerais, defende que o arcabouço regulatório vigente é eficiente na atração de investimentos e na indução da indústria local e garante ao Estado Brasileiro o controle das atividades e aferição de renda significativa. Defende que o atual arcabouço regulatório poderia ser aperfeiçoado de modo a se adaptar à nova fronteira exploratória do pré-sal. A instituição opina que tema tão complexo não pode ser adequadamente discutido em regime de urgência.

Dentre alguns pontos que o IBP defende, pode-se destacar que o instituto considera que o estabelecimento de uma operadora única sugerida no novo marco regulatório não traz vantagens nem para o País, nem para a PETROBRAS, nem para os investidores. Argumenta que a competição induz à eficiência e à transparência e que várias operadoras trariam maior geração de empregos já que as empresas não operadoras empregam menos de 25 pessoas e a operadora de um único campo emprega 500 pessoas. Várias operadoras trariam múltiplas tecnologias e geração de uma indústria de bens e serviços competitiva internacionalmente. A exigência de conteúdo local mínimo atrairia novos fornecedores a se instalarem no Brasil. Argumentam ainda que um projeto que não seja de interesse da PETROBRAS poderá interessar a outras operadoras e que o ritmo de desenvolvimento será limitado pela capacidade de execução de uma única empresa.

Como aprimoramentos ao modelo atual, o IBP sugere que a apropriação de renda poderia ser otimizada através das participações governamentais (*royalties*, participação especial, bônus de assinatura, aluguel de área, imposto de renda e outros impostos de aplicabilidade geral). Quanto à propriedade dos hidrocarbonetos extraídos, sugere que os mesmos poderiam ser garantidos com o pagamento de *royalties* e participação especial em produto e para a produção restante poderia ser implementada cláusula de preferência ao parque nacional de refino.

Quanto ao controle das atividades, argumenta que o arcabouço regulatório atual contém um grande número de mecanismos de controle previstos. O ritmo das licitações é definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), assim como o ritmo da produção é estabelecido nos planos de desenvolvimento aprovados pela ANP. Existe o estabelecimento de conteúdo local e de condições de restrição das exportações nas licitações e nos contratos de concessão.

Quanto à questão de agregação de valor no país, é lembrado que o incentivo à indústria local como critério de seleção das ofertas vencedoras está presente desde a primeira rodada de licitações, com obrigações explícitas no contrato de concessão. Quanto ao refino do petróleo produzido em refinarias nacionais, é de opinião que depende da expansão do parque de refino nacional e das características físico-químicas do petróleo produzido e de que esta questão independe do modelo contratual adotado.

O IBP conclui que o arcabouço regulatório vigente é moderno e alinha os interesses do país e dos concessionários. Os 12 anos de sucesso da Lei do Petróleo permitiram a auto-suficiência do país, a transformação da PETROBRAS em uma das maiores empresas de energia do mundo. O modelo trouxe novas descobertas e aumento das reservas, com 72 empresas atuando, gerando empregos e contribuindo para o desenvolvimento do setor. Conclui que o arcabouço regulatório atual pode evoluir através de ajustes que permitam atingir todos os objetivos, tais como o da propriedade da produção sendo garantida através do recebimento da participação governamental em produto ao invés de moeda nacional, a agregação

de valor no país sendo garantido através de cláusula de preferência para refinadores nacionais. O incentivo à indústria local já está presente desde a primeira rodada em 1999, assim como o controle das atividades está garantido, através de uma grande gama de mecanismos (editais, contratos, portarias, resoluções, etc.). O modelo atual permite um aumento da participação governamental, desde que os retornos dos investimentos sejam compatíveis com os riscos assumidos.

Quanto ao modelo proposto, o IBP ressalta que alguns pontos merecem especial atenção, tais como a questão da operadora única, a tomada de decisões no comitê operacional, o regime fiscal, a contratação direta, a unitização, etc., e que temas tão complexos não podem ser adequadamente discutidos em regime de urgência.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL. **Anuário mineral 2006**. Disponível em: <http://www.dnpm.gov.br/conteudo.asp?IDSecao=68&IDPagina=789>. Acesso em: 27 mar. 2009.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL. **Sumário mineral 2006**. Disponível em: http://www.dnpm.gov.br/mostra_arquivo.asp?IDBancoArquivoArquivo=1006. Acesso em: 10 fev. 2009.

DIAS, M. V. F. **A indústria mineral paranaense e sua participação no número de estabelecimentos, de empregos e no valor adicionado fiscal da indústria do estado e de suas regiões – 1999 e 2003**. Curitiba: MINEROPAR, 2005. Disponível em: http://www.mineropar.pr.gov.br/arquivos/File/publicacoes/industria_mineral.PDF. Acesso em: 13 fev. 2009.

DIAS, M. V. F. **Produção mineral paranaense e compensações financeiras decorrentes 1996 - 2005**. Curitiba: MINEROPAR, 2007. Disponível em: <http://www.mineropar.pr.gov.br/arquivos/File/publicacoes/ProdMin2005.PDF>. Acesso em 27 mar. 2009.

DIAS, M. V. F. **Produção mineral no Paraná: estudo comparativo entre os dados do DNPM versus IAPSM, em 2004**. Curitiba: MINEROPAR, 2007. Disponível em <http://www.mineropar.pr.gov.br/mineropar/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=42>. Acesso em 28 maio 2009.

DIAS, M. V. F. **Panorama da indústria de artefatos de concreto, cimento e fibrocimento no Estado do Paraná**. Curitiba: MINEROPAR, 2008. Disponível em http://www.mineropar.pr.gov.br/arquivos/File/publicacoes/relatorios_concluidos/ART_EFTAOS_relatorio%20Final.pdf. Acesso em: 13 fev. 2009.

DIAS, M. V. F. **A Compensação financeira pela exploração mineral no Paraná: arrecadação e distribuição – 2004 a 2008**. Curitiba: MINEROPAR, 2009. Disponível em <http://www.mineropar.pr.gov.br/mineropar/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=42>. Acesso em: 8 abr. 2010.

Paulo Manuel Mendes de Mendonça, Adali Ricardo Spadini e Edison José Milani. **Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso**. Boletim de Geociências. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 9-58, nov. 2003/maio 2004. Disponível em http://www2.petrobras.com.br/tecnologia2/ing/boletim_geociencias/v12_n1_nov-2003-maio-2004/pdf/cMendoncaetal1_3.pdf. Acessado em 24 de maio de 2010.

Cosme Francisco Peruzzolo, Flávio Dias Chaves e Ana Cristina Peruzzolo. **Pré - Sal: Análise sobre Royalties e Implicações Econômicas para Santa Catarina**. Estudo sobre as Participações Governamentais na atividade de E & P de Petróleo. Florianópolis, outubro de 2008. Disponível em http://www2.fiescnet.com.br/web/uploads/release_noticia/fc88386bd3c544aab28af6b274d1d885.pdf. Acessado em 12 de abril de 2010.

Sites consultados

<http://clippingmp.planejamento.gov.br/>

<http://www.anp.gov.br/>

<http://www.gazetadopovo.com.br/>

<http://www.ibp.org.br/main.asp>

<http://www.petrobras.com.br/pt/>

<http://www.tnpetroleo.com.br/>

<http://www.ibp.org.br/>

ANEXOS

TABELA 20 - VALOR DE OPERAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	% 09	% 0409
ADRIANÓPOLIS						1.071.856,39	0,3	0,1
AGUDOS DO SUL			35.645,00	93.850,00	160.767,46	80.000,00	0,0	0,0
ALMIRANTE TAMANDARÉ	3.767.902,44	6.508.843,92	3.799.853,34	3.640.251,26	5.306.465,39	4.659.505,64	1,2	1,8
ALTO PARANÁ	730.307,49	399.357,86	349.293,32	357.583,34	344.177,34	378.422,91	0,1	0,2
ANTÔNIO OLINTO				84.000,00			0,0	0,0
APUCARANA	972.816,10	1.016.506,56	1.466.086,85	1.383.268,71	2.916.164,99	1.047.850,93	0,3	0,6
ARAPONGAS				2.856.399,49	1.721.415,36	2.003.614,09	0,5	0,4
ARAPOTI	85.735,00	46.075,00	55.612,00	92.496,50	147.064,18	395.508,30	0,1	0,1
ARAUCÁRIA	472.384,07	415.224,73	1.249.358,72	3.379.525,57	6.398.376,06	5.415.955,66	1,4	1,1
BALSA NOVA	2.042.570,51	2.344.788,90	3.481.162,14	3.731.537,47	5.628.004,11	7.667.998,75	2,0	1,6
BANDEIRANTES				15.417,85			0,0	0,0
BITURUNA						64.454,93	0,0	0,0
BOCAIÚVA DO SUL	2.036.594,01	2.318.461,28	3.302.284,53	3.939.018,31	3.025.097,14	3.437.117,17	0,9	1,2
CAMBARÁ	159.343,81	140.383,80	131.945,80	178.479,65	410.564,72	666.517,96	0,2	0,1
CAMPO DO TENENTE					19.563,75		0,0	0,0
CAMPO LARGO	28.824.437,04	35.705.942,34	51.078.647,67	47.542.013,95	61.204.999,28	71.316.585,23	18,6	19,1
CAMPO MAGRO	830.218,00	17.847,50			121.106,00	264.194,48	0,1	0,1
CAMPO MOURÃO	345.637,50	109.558,00	4.000,00	4.600,00	384.302,13	678.607,23	0,2	0,1
CÂNDIDO DE ABREU				1.060,00	24.736,65	176.716,85	0,0	0,0
CANTAGALO			2.010,36	1.664.931,62			0,0	0,1
CARAMBEÍ	20.172,00	49.408,90	9.671,60			499.836,30	0,1	0,0
CASCATEL	1.465.311,79	2.755.521,71	3.134.851,27	2.048.520,25	3.007.350,71	3.190.940,09	0,8	1,0
CASTRO	19.634.761,51	15.889.429,71	13.212.142,62	12.468.148,38	12.921.717,39	16.034.706,12	4,2	5,8
CERRO AZUL	1.233.988,74	2.912.019,87	4.169.137,28	4.722.739,90	3.155.460,25	2.741.571,13	0,7	1,2
CIANORTE		1.000,00	11.715,00	20.878,00	13.393,00	29.744,00	0,0	0,0
COLOMBO	249.322,34	194.406,00	903.740,29	994.120,57	3.426.208,34	4.332.759,74	1,1	0,7
CONTENDA	79.415,23	10.500,23					0,0	0,0
CORBÉLIA				229.007,23	51.857,00	177.716,40	0,0	0,0
CORNÉLIO PROCÓPIO	232.219,51	596.263,48	788.293,93	761.015,67	711.543,11	754.140,67	0,2	0,2
CORONEL VIVIDA					48.100,00		0,0	0,0
CURITIBA	2.066.496,25	2.262.432,29	1.000.828,97	3.809.295,40	753.945,86	386.775,86	0,1	0,7
CURIÚVA		6.440,00	119.700,13	139.692,58	188.549,50	150.527,51	0,0	0,0
DOUTOR ULYSSES				78.186,02	234.695,43	150.628,30	0,0	0,0
ENGENHEIRO BELTRÃO				1.380,00			0,0	0,0
ENTRE RIOS DO OESTE			1.905,00	990			0,0	0,0
FAZENDA RIO GRANDE	501.846,83	446.104,69	273.106,40	527.138,71	609.894,88	242.868,61	0,1	0,2
FIGUEIRA		13.291.834,41	16.491.749,30	16.588.259,95	21.543.268,13	22.378.918,27	5,8	5,8
FOZ DO IGUAÇU	1.587.403,43	1.783.833,49	422.892,26	1.830.677,62	745.037,04	1.515.449,14	0,4	0,5
FRANCISCO BELTRÃO	541.663,79	736.305,14	960.989,70	1.298.913,61	2.338.610,62	2.847.665,38	0,7	0,6
GUÁIRA	324.009,31	102.924,00	16.800,00	531.615,30	1.029.373,30	1.000.850,55	0,3	0,2
GUAIRAÇÁ					37.398,60		0,0	0,0
GUAMIRANGA	108.301,20	67.396,70	100.759,99	122.379,50	181.012,32	100.753,25	0,0	0,0
GUAPIRAMA	10.165,00	14.790,00	52.755,00	152.227,00	184.820,00	60.000,00	0,0	0,0
GUARANIAÇU	141.292,00	257.056,80	272.289,79	149.787,55	283.647,48	300.828,99	0,1	0,1
GUARAPUAVA	1.342.967,94	1.468.456,13	1.231.568,01	1.789.867,12	2.274.491,50	3.772.932,20	1,0	0,8
GUARATUBA	122.437,85		92.014,80	32.559,00	31.160,00	38.308,00	0,0	0,0
IBAITI	12.850,08	12.002,69	30.290,50	3.168,00		7.565,00	0,0	0,0

CONTINUAÇÃO

TABELA 20 - VALOR DE OPERAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
IBIPORÃ	1.485.264,29	1.295.838,39	3.725.606,89	1.576.729,13	6.942.092,89	9.273.789,21	2,4	1,6
ICARAÍMA	10.302,06	8.396,22	11.371,11	10.981,20	17.366,88	21.573,48	0,0	0,0
IMBAÚ					1.790.771,00	1.072.740,46	0,3	0,2
IMBITUVA	51.083,00	74.625,00	85.225,00	73.965,00	66.025,00	57.645,00	0,0	0,0
INAJÁ				99.882,00	18.000,00		0,0	0,0
IPIRANGA	70.489,00	73.784,84	150.163,00	160.681,90	199.827,00	290.873,00	0,1	0,1
IRATI	2.632.750,31	2.033.544,14	2.412.599,86	3.280.398,75	3.914.574,43	4.385.998,95	1,1	1,2
IRETAMA	740.282,59	1.077.755,35	1.394.512,49	1.826.927,66	1.753.355,89	2.156.998,06	0,6	0,6
ITAIPULÂNDIA				29.101,63	45.052,71	14.314,23	0,0	0,0
ITAMBÉ		501.291,78		65.785,84		226.042,81	0,1	0,1
ITAPERUÇU	384.397,18	457.946,03	187.528,07	5.338.941,35	2.553.931,74	193.390,04	0,1	0,6
IVAÍ	5.885,60	16.852,00	39.325,00	14.145,00	17.725,00	17.934,00	0,0	0,0
IVAIPORÃ	178.764,50	405.520,00	107.728,00	126.114,44	191.041,24	179.559,74	0,0	0,1
JABOTI					3.683,43		0,0	0,0
JACAREZINHO	993.096,31	506.236,82	862.201,00	1.175.876,92	1.742.518,40	1.373.506,86	0,4	0,4
JAGUARIAÍVA	88.167,00	99.744,00	174.666,00	191.276,00	212.178,00	252.705,00	0,1	0,1
JUSSARA	34.122,17	4.651,85	55.220,39	42.698,89	70.410,49		0,0	0,0
LAPA	371.777,91	443.575,81	551.042,90	871.275,84	1.861.127,81	4.011.090,26	1,0	0,5
LEÓPOLIS			2.880,00				0,0	0,0
LIDIANÓPOLIS	102.616,00	107.019,54			158.283,86	819.421,04	0,2	0,1
LONDRINA	614.444,83	665.372,87	837.191,62	1.536.008,54	2.994.235,20	6.036.098,22	1,6	0,8
LUIZIANA		2.300,00	22.860,00	15.220,00	145.161,00	223.541,34	0,1	0,0
MANDRITUBA	140.078,32	99.236,56	436.922,34	2.241.383,25	1.783.418,53	447.679,94	0,1	0,3
MARECHAL CÂNDIDO RONDON			115.765,75	304.345,71	469.439,55	794.323,55	0,2	0,1
MARIALVA				977.538,66	2.016.408,75	3.129.400,31	0,8	0,4
MARILENA	47.424,00	38.768,60	163.703,00	81.881,00	108.352,60	953.848,73	0,2	0,1
MARINGÁ	2.146.138,02	2.677.505,14	2.579.788,99	3.205.886,16	2.583.656,05	1.793.348,77	0,5	1,0
MARIÓPOLIS				47.817,66			0,0	0,0
MATELÂNDIA	75.558,00	117.614,00	143.122,00	225.790,93	993.975,47	802.945,14	0,2	0,2
MATINHOS					16.220,00		0,0	0,0
MAUÁ DA SERRA	18.197,40	93.895,28	47.564,09	76.791,70			0,0	0,0
MEDIANEIRA	22.090,10	16.767,50	2.976,00	9.660,00	840	720	0,0	0,0
MISSAL			40.950,00	13.440,00	37.650,00	51.688,14	0,0	0,0
MOREIRA SALES				17.697,22			0,0	0,0
MORRETES	25.764,00		722.507,80	1.144.918,67	935.483,18	845.136,34	0,2	0,2
NOVA AMÉRICA DA COLINA						54.146,31	0,0	0,0
NOVA SANTA ROSA			25.533,00	11.680,00	8.900,00	903	0,0	0,0
NOVA TEBAS						1.540,35	0,0	0,0
ORTIGUEIRA	920.367,80	2.553.513,75	457.262,53	114.100,86	280.111,34	480.444,52	0,1	0,3
PALMEIRA	10.973,25	19.401,00	127.300,23	188.015,44	147.249,24	329.355,63	0,1	0,1
PARAÍSO DO NORTE			9.150,00	193.338,50	24.181,92	138.582,03	0,0	0,0
PARANAGUÁ	3.023.238,88	3.788.777,75	2.335.913,07	3.068.713,41	2.771.307,81	3.008.820,49	0,8	1,2
PARANAPOEMA					326.110,00	322.549,92	0,1	0,0
PATO BRAGADO			19.385,00	7.770,00	6.208,25	10.820,00	0,0	0,0
PATO BRANCO	5.500,00	2.500,00	11.752,00	5.000,00	14.475,00	173.495,91	0,0	0,0
PAULA FREITAS	97.126,00	51.329,00	141.842,06	262.490,75	260.936,96	698.175,63	0,2	0,1

CONTINUAÇÃO

TABELA 20 - VALOR DE OPERAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
PEABIRU						205.917,98	0,1	0,0
PIÊN			172,52			200.587,00	0,1	0,0
PINHAI						138.407,60	0,0	0,0
PIRAÍ DO SUL						32.867,00	0,0	0,0
PIRAQUARA	2.545.474,32	1.916.912,21	1.697.649,94	1.875.197,51	2.329.423,35	2.344.413,34	0,6	0,8
PONTA GROSSA	7.256.663,12	7.519.207,34	10.072.381,48	11.713.893,76	16.252.074,26	18.566.707,72	4,8	4,6
PONTAL DO PARANÁ	21.732,28	144.177,94	187.169,42	74.066,56	236.148,30		0,0	0,0
PORTO AMAZONAS	61.652,50	50.908,22	68.021,00	166.785,39	320.058,80	641.161,71	0,2	0,1
PORTO BARREIRO					778		0,0	0,0
PORTO RICO	64.291,40					149.490,90	0,0	0,0
PORTO VITÓRIA	216.723,50	275.036,50	271.242,00	262.454,00	467.416,00		0,0	0,1
PRIMEIRO DE MAIO		83.300,00					0,0	0,0
PRUDENTÓPOLIS	80.711,00	88.725,73	89.425,17	56.725,05	178.686,67	259.729,50	0,1	0,0
QUATRO BARRAS	629.983,19	881.516,42	880.638,19	1.743.386,89	3.272.282,75	4.975.442,17	1,3	0,8
QUITANDINHA		10.188,00	902.416,90	1.067.821,67	1.322.480,29	1.250.678,03	0,3	0,3
REBOUÇAS	6.913,00	12.500,00	107.265,95	20.000,00	21.000,00	22.950,00	0,0	0,0
RESERVA						125.508,30	0,0	0,0
RIO AZUL						8.620,80	0,0	0,0
RIBEIRÃO CLARO	30.790,00	21.400,00	275.107,52	312.358,20	128.415,00		0,0	0,0
RIO AZUL		627,75	5,25		3.482,50		0,0	0,0
RIO BRANCO DO IVAÍ			58.139,28				0,0	0,0
RIO BRANCO DO SUL	24.928.805,36	29.231.865,80	47.353.149,43	73.493.332,22	97.622.938,40	89.884.932,35	23,4	23,4
RIO NEGRO	63.743,00	60.961,00	50.384,00	2.589.003,67	841.642,98	169.750,57	0,0	0,2
ROLÂNDIA				347.311,16	521.234,73	280.088,39	0,1	0,1
RONDON					21.900,00		0,0	0,0
SALTO DO ITARARÉ	204.561,00	412.193,44	121.165,30	324.709,00	716.908,60	597.872,50	0,2	0,2
SANTA HELENA	24.990,00	57.540,00	17.850,00	33.200,00	2.100,00		0,0	0,0
SANTA MÔNICA						11.786,00	0,0	0,0
SANTA TEREZA DO OESTE	99.660,00	126.698,64	94.053,84	90.921,24	91.274,28	83.919,12	0,0	0,0
SANTANA DO ITARARÉ	17.646,00	8.423,00	17.250,00	18.415,00	255.244,25	331.042,00	0,1	0,0
SANTO ANTÔNIO DA PLATINA	56.150,00	5.474,00	146.136,75	454.835,30	771.067,04	686.349,02	0,2	0,1
SÃO CARLOS DO IVAÍ						38.715,00	0,0	0,0
SÃO JOÃO DO TRIUNFO	8.919,00	15.132,00	1.838,00	41.176,30	57.378,00	130.174,53	0,0	0,0
SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	4.833.724,90	4.787.843,75	8.716.179,57	17.220.587,84	35.787.358,52	30.315.798,71	7,9	6,6
SÃO MATEUS DO SUL	2.709.696,48	2.425.977,57	3.398.677,47	3.339.077,03	4.055.617,22	4.842.292,06	1,3	1,3
SÃO MIGUEL DO IGUAÇU	560	2.400,00	18.879,00	6.430,00		37.997,50	0,0	0,0
SÃO PEDRO DO PARANÁ					1.942.509,91	1.465.909,85	0,4	0,2
SÃO TOMÉ	918.054,24	452.873,82	122.855,52		47.137,93	1.871.098,11	0,5	0,2
SENGÉS	629.741,48	1.326.040,17	1.510.084,66	1.354.380,60	1.760.427,87	1.450.319,24	0,4	0,5
SERRANÓPOLIS DO IGUAÇU	1.568,00	7.652,50	28.959,75	34.819,05	76.170,00	46.560,00	0,0	0,0
SERTANÓPOLIS			796				0,0	0,0
SIQUEIRA CAMPOS	8.400,50	12.570,00					0,0	0,0
TAMARANA	180.664,08	202.738,06	44.480,08	30.368,24	14.200,00	9.616,00	0,0	0,0
TAPEJARA		5.916,00	4.666,00	14.994,00	21.520,00	5.172,00	0,0	0,0
TELÊMACO BORBA	975.540,24	866.467,15	1.231.917,58	792.878,18	190.676,30	220.522,98	0,1	0,3
TERRA RICA				19.619,00			0,0	0,0
TERRA ROXA			1.650,00				0,0	0,0

CONTINUAÇÃO

TABELA 20 - VALOR DE OPERAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
TIBAGI	41.432,56	42.388,33	543.370,85	792.340,82	420.726,25	709.106,73	0,2	0,2
TIJUCAS DO SUL	3.114.445,99	4.012.533,77	3.572.650,78	5.425.534,86	2.953.852,26	2.562.349,79	0,7	1,4
TOLEDO	39.220,00	26.720,00	33.380,00	17.350,00	50.002,45	26.777,92	0,0	0,0
TOMAZINA	77.525,00	74.774,01	123.043,98	159.191,31	158.636,78	169.343,61	0,0	0,0
TUNAS DO PARANÁ	709.840,33	280.337,99	758.096,54	1.427.857,53	980.913,06	891.039,95	0,2	0,3
UNIÃO DA VITÓRIA	4.392.413,92	5.415.353,14	5.675.060,23	5.031.266,60	10.025.369,61	11.038.522,51	2,9	2,7
VITORINO	519.617,74	1.272.757,75			2.070.784,66	2.232.911,27	0,6	0,4
WENCESLAU BRAZ				174.113,39	99.065,80	28.300,00	0,0	0,0
XAMBRÊ					15.570,20		0,0	0,0
TOTAL	139.710.323,42	171.253.011,35	214.450.870,71	276.425.672,46	365.171.098,66	383.746.288,20	100,0	100,0

FONTE: DNPM

TABELA 21 - ARRECADAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
ADRIANÓPOLIS						18.336,31	0,3	0,1
AGUDOS DO SUL			774,02	1.877,00	3.219,60	1.603,65	0,0	0,0
ALMIRANTE TAMANDARÉ	73.126,49	129.329,82	73.461,60	68.798,96	87.363,35	86.306,80	1,5	2,3
ALTO PARANÁ	10.838,40	4.760,49	4.133,61	4.693,08	4.799,21	4.725,80	0,1	0,2
ANTÔNIO OLINTO				1.893,10			0,0	0,0
APUCARANA	5.824,26	5.352,00	7.801,47	8.074,77	16.365,25	13.572,14	0,2	0,3
ARAPONGAS				20.766,49	11.311,62	14.855,96	0,3	0,2
ARAPOTI	1.830,33	939,31	1.162,11	1.896,37	2.946,41	8.565,80	0,2	0,1
ARAUCÁRIA	9.233,01	8.088,23	25.085,41	60.066,01	100.306,86	82.106,90	1,5	1,3
BALSA NOVA	38.657,19	43.985,53	67.281,83	71.263,74	108.756,52	145.086,70	2,6	2,1
BANDEIRANTES				358,46			0,0	0,0
BITURUNA						1.263,03	0,0	0,0
BOCAIÚVA DO SUL	34.480,96	39.641,25	56.373,47	67.794,93	54.487,32	66.912,99	1,2	1,4
CAMBARÁ	2.587,12	2.300,55	2.342,07	3.393,46	7.808,10	12.688,16	0,2	0,1
CAMPO DO TENENTE					423,26		0,0	0,0
CAMPO LARGO	284.943,34	293.185,65	370.346,70	384.777,59	482.836,26	599.705,95	10,7	10,9
CAMPO MAGRO	16.590,98	356,95			2.925,87	8.200,17	0,1	0,1
CAMPO MOURÃO	6.901,60	2.191,16	80	92	7.551,13	13.044,84	0,2	0,1
CÂNDIDO DE ABREU				21,28	499,93	3.546,02	0,1	0,0
CANTAGALO			40,35	33.378,54			0,0	0,2
CARAMBEÍ	406,92	988,16	228,06			7.708,49	0,1	0,0
CASCADEL	26.419,99	52.085,16	56.918,15	37.499,78	54.121,81	56.411,70	1,0	1,3
CASTRO	107.500,46	113.849,15	163.470,28	132.959,64	146.670,90	173.980,20	3,1	3,8
CERRO AZUL	22.611,49	50.398,94	68.667,80	62.152,23	40.286,90	44.035,82	0,8	1,3
CIANORTE		20	240,12	417,56	267,86	594,88	0,0	0,0
COLOMBO	4.980,73	3.911,70	18.165,37	18.295,50	62.291,16	77.906,34	1,4	0,8
CONTENDA	1.736,29	212,29					0,0	0,0
CORBÉLIA				4.927,43	1.003,18	3.615,99	0,1	0,0
CORNÉLIO PROCÓPIO	4.029,79	10.965,21	15.116,34	14.073,62	12.737,98	13.688,80	0,2	0,3
CORONEL VIVIDA					939,51		0,0	0,0
CURITIBA	40.773,42	43.524,01	19.148,68	27.226,81	14.476,93	7.743,69	0,1	0,7
CURIÚVA		128,8	2.422,20	2.825,34	3.867,19	3.011,91	0,1	0,1
DOUTOR ULYSSES				1.569,18	4.730,37	3.020,26	0,1	0,0
ENGENHEIRO BELTRÃO				27,6			0,0	0,0
ENTRE RIOS DO OESTE			40,65	19,8			0,0	0,0
FAZENDA RIO GRANDE	9.960,21	8.799,36	5.425,99	10.554,07	12.207,60	5.140,57	0,1	0,2
FIGUEIRA		87.492,61	79.428,97	69.987,30	146.774,65	152.878,56	2,7	2,4
FOZ DO IGUAÇU	31.234,23	38.186,60	7.154,82	37.174,63	13.352,32	27.856,84	0,5	0,7
FRANCISCO BELTRÃO	9.736,69	13.421,33	16.250,02	23.785,52	42.864,88	52.174,78	0,9	0,7
GUAÍRA	5.999,58	1.765,65	294,34	9.946,33	19.368,85	18.963,51	0,3	0,3
GUAIARAÇÁ					710,5		0,0	0,0
GUAMIRANGA	2.140,71	1.353,27	2.099,49	2.551,06	3.676,64	2.049,37	0,0	0,1
GUAPIRAMA	206,09	281,22	927,25	2.848,04	3.330,34	1.025,31	0,0	0,0
GUARANIAÇU	1.966,76	3.557,50	3.776,15	2.080,07	4.861,67	5.268,02	0,1	0,1
GUARAPUAVA	3.633,77	7.822,57	22.069,04	33.857,19	42.904,55	69.727,57	1,2	0,8
GUARATUBA	2.676,50		2.290,77	786,51	681,05	832,49	0,0	0,0
IBAITI	256,35	240,03	742,78	70,77		151,93	0,0	0,0
IBIPORÃ	16.942,87	8.995,49	14.566,37	14.164,10	75.842,21	106.262,41	1,9	1,1
ICARAÍMA	201,51	167,87	227,52	219,63	347,34	431,57	0,0	0,0

TABELA 21 - ARRECADAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
IMBAÚ					34.332,68	16.129,15	0,3	0,2
IMBITUVA	1.019,00	1.496,69	1.744,23	1.519,70	1.321,85	1.153,03	0,0	0,0
INAJÁ				2.633,59	450,97		0,0	0,0
IPIRANGA	1.203,50	1.311,04	2.652,40	2.950,32	3.773,76	5.416,86	0,1	0,1
IRATI	35.337,17	30.037,03	40.922,27	56.821,22	66.171,31	74.586,30	1,3	1,4
IRETAMA	14.801,13	21.555,05	27.951,64	36.669,68	35.151,28	43.260,73	0,8	0,8
ITAIPULÂNDIA				647,61	916,99	303,14	0,0	0,0
ITAMBÉ		9.540,83		1.315,72		6.390,20	0,1	0,1
ITAPERUÇU	6.487,19	8.390,82	2.951,47	116.282,54	45.309,85	3.892,16	0,1	0,8
IVAÍ	115,5	374,45	727,03	260,11	354,5	358,9	0,0	0,0
IVAIPORÃ	3.561,91	8.010,03	1.809,70	2.118,85	3.215,94	3.021,42	0,1	0,1
JABOTI					67,51		0,0	0,0
JACAREZINHO	9.871,24	7.416,77	11.147,92	16.382,56	28.873,82	27.377,77	0,5	0,5
JAGUARIAÍVA	1.698,18	1.913,21	3.360,66	3.644,34	4.089,64	4.834,68	0,1	0,1
JUSSARA	677,93	93,03	1.329,33	988,99	1.492,98		0,0	0,0
LAPA	7.547,37	10.414,49	11.884,23	15.127,15	27.632,99	62.625,03	1,1	0,6
LEÓPOLIS			71,59				0,0	0,0
LIDIANÓPOLIS	2.089,80	2.140,38			3.118,07	16.062,33	0,3	0,1
LONDRINA	11.014,03	12.661,13	16.707,37	30.295,22	60.245,25	83.775,36	1,5	1,0
LUIZIANA		46	457,41	304,4	2.459,17	3.713,18	0,1	0,0
MANDRITUBA	2.865,61	2.451,48	9.477,53	47.483,03	34.568,83	8.884,95	0,2	0,5
MARECHAL CÂNDIDO RONDON			2.314,49	6.117,26	9.370,01	15.514,80	0,3	0,2
MARIALVA				18.378,65	36.940,20	48.597,22	0,9	0,5
MARILENA	621,46	884,54	3.789,16	1.931,92	2.288,67	19.873,70	0,4	0,1
MARINGÁ	42.939,88	52.733,62	48.846,41	60.472,71	47.555,95	31.229,20	0,6	1,3
MARIÓPOLIS				914,7			0,0	0,0
MATELÂNDIA	1.220,17	1.990,27	2.363,49	2.952,32	10.621,66	8.543,76	0,2	0,1
MATINHOS					329,59		0,0	0,0
MAUÁ DA SERRA	363,74	1.877,85	1.025,32	1.600,35			0,0	0,0
MEDIANEIRA	435,07	335,33	59,78	193,97	16,92	13,42	0,0	0,0
MISSAL			820,29	269,57	734,29	1.033,85	0,0	0,0
MOREIRA SALES				396,21			0,0	0,0
MORRETES	524,66		7.559,83	8.981,11	5.403,44	6.059,14	0,1	0,1
NOVA AMÉRICA DA COLINA						983,41	0,0	0,0
NOVA SANTA ROSA			511,25	233,6	178	18,06	0,0	0,0
NOVA TEBAS						29,79	0,0	0,0
ORTIGUEIRA	2.029,00	12.774,26	3.494,93	2.282,34	5.610,13	9.475,55	0,2	0,2
PALMEIRA	217,23	392,79	1.955,78	3.284,39	2.942,23	5.921,94	0,1	0,1
PARAÍSO DO NORTE			193,25	4.256,73	616,16	3.842,66	0,1	0,0
PARANAGUÁ	56.648,66	66.604,05	41.936,07	56.359,24	47.464,79	52.831,40	0,9	1,5
PARANAPOEMA					7.019,13	6.456,85	0,1	0,1
PATO BRAGADO			387,84	155,4	125,23	218,91	0,0	0,0
PATO BRANCO	105,54	50	241,05	100	289,52	3.819,38	0,1	0,0
PAULA FREITAS	1.946,52	1.028,83	2.842,92	5.052,24	4.208,00	9.527,31	0,2	0,1
PEABIRU						4.284,94	0,1	0,0
PIÊN			3,25			4.161,00	0,1	0,0
PINHAIS						2.149,61	0,0	0,0
PIRAÍ DO SUL						434,37	0,0	0,0
PIRAQUARA	46.458,66	29.265,08	26.544,00	35.162,50	43.660,52	43.746,50	0,8	1,0
PONTA GROSSA	124.090,03	133.972,62	167.246,21	194.569,71	260.982,40	314.111,52	5,6	5,4

TABELA 21 - ARRECADAÇÃO DA CFEM POR MUNICÍPIO NO PARANÁ, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
PONTAL DO PARANÁ	386,69	2.641,98	3.600,53	1.432,69	4.771,30		0,0	0,1
PORTO AMAZONAS	1.246,95	983,21	1.352,22	3.508,80	6.480,10	12.410,86	0,2	0,1
PORTO BARREIRO					18,41		0,0	0,0
PORTO RICO	1.346,20					2.855,36	0,1	0,0
PORTO VITÓRIA	4.278,71	5.506,57	5.470,62	5.259,40	9.111,01		0,0	0,1
PRIMEIRO DE MAIO		1.314,45					0,0	0,0
PRUDENTÓPOLIS	1.611,98	1.788,20	1.965,28	1.147,63	3.840,62	5.385,01	0,1	0,1
QUATRO BARRAS	11.824,59	17.061,17	17.704,77	32.003,25	61.731,04	79.732,90	1,4	1,0
QUITANDINHA		201,22	15.988,60	15.001,69	17.691,52	16.916,54	0,3	0,3
REBOUÇAS	142,97	250	2.075,35	414,4	421,76	471,15	0,0	0,0
RESERVA						2.513,11	0,0	0,0
RIBEIRÃO CLARO	497,37	421,16	4.862,11	5.882,21	2.276,09		0,0	0,1
RIO AZUL		11,04	0,1		61,29	170,5	0,0	0,0
RIO BRANCO DO IVAÍ			796,56				0,0	0,0
RIO BRANCO DO SUL	473.578,12	567.784,51	922.545,87	1.423.831,32	1.834.006,20	1.722.976,91	30,7	31,4
RIO NEGRO	1.055,31	1.022,05	856,06	51.956,66	16.832,76	3.399,24	0,1	0,3
ROLÂNDIA				7.319,47	9.639,71	4.601,92	0,1	0,1
RONDON					464,71		0,0	0,0
SALTO DO ITARARÉ	2.284,58	6.116,51	1.487,15	4.896,08	12.447,46	11.990,65	0,2	0,2
SANTA HELENA	575,33	1.341,46	357,18	768	42,29		0,0	0,0
SANTA MÔNICA						188,27	0,0	0,0
SANTA TEREZA DO OESTE	1.988,70	2.535,46	1.905,83	1.818,42	1.826,02	1.684,54	0,0	0,1
SANTANA DO ITARARÉ	340,07	163,4	349,85	368,3	5.695,18	5.970,58	0,1	0,1
SANTO ANTÔNIO DA PLATINA	1.007,34	89,69	555,91	9.063,34	14.785,13	12.736,32	0,2	0,2
SÃO CARLOS DO IVAÍ						774,3	0,0	0,0
SÃO JOÃO DO TRIUNFO	178,38	302,64	36,98	742,55	995,59	2.337,91	0,0	0,0
SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	51.616,78	57.661,03	107.192,89	241.137,35	477.187,31	397.681,20	7,1	6,0
SÃO MATEUS DO SUL	43.568,31	36.322,69	47.447,14	48.862,61	60.368,81	67.686,38	1,2	1,4
SÃO MIGUEL DO IGUAÇU	11,2	48,37	378,4	133,01		760,73	0,0	0,0
SÃO PEDRO DO PARANÁ					39.081,58	26.267,40	0,5	0,3
SÃO TOMÉ	17.082,73	8.349,52	2.884,78		942,76	38.976,79	0,7	0,3
SENGÉS	10.758,24	22.584,68	25.718,61	24.073,81	31.116,60	25.821,82	0,5	0,6
SERRANÓPOLIS DO IGUAÇU	31,36	153,04	580,35	697,85	1.204,48	602,84	0,0	0,0
SERTANÓPOLIS			15,92				0,0	0,0
SIQUEIRA CAMPOS	196,56	288,11					0,0	0,0
TAMARANA	2.921,04	3.088,33	896,04	596,22	251,72	176	0,0	0,0
TAPEJARA		118,32	93,39	300,04	431,03	103,49	0,0	0,0
TELÊMACO BORBA	4.188,61	14.035,72	22.990,69	11.753,78	3.687,81	4.421,30	0,1	0,3
TERRA RICA				393,99			0,0	0,0
TERRA ROXA			33				0,0	0,0
TIBAGI	804,99	838,52	9.245,24	11.374,36	5.340,76	12.672,14	0,2	0,2
TIJUCAS DO SUL	51.414,81	65.128,69	51.493,24	75.366,96	38.814,77	34.326,99	0,6	1,4
TOLEDO	779,94	552,65	667,79	352,7	951,21	543,38	0,0	0,0
TOMAZINA	1.410,57	1.476,36	2.466,62	3.187,71	3.184,09	3.387,58	0,1	0,1
TUNAS DO PARANÁ	13.936,33	5.873,90	15.196,04	29.457,41	19.719,58	17.716,08	0,3	0,5
UNIÃO DA VITÓRIA	53.808,17	67.133,87	82.362,18	72.829,02	162.605,13	180.732,58	3,2	2,8
VITORINO	7.679,75	18.939,39			38.182,11	38.013,88	0,7	0,5
WENCESLAU BRAZ				3.937,11	1.953,38	567,23	0,0	0,0
XAMBRÊ					309,77		0,0	0,0
Total:	1.916.870,90	2.310.187,44	2.905.457,19	4.068.143,58	5.328.292,40	5.607.239,59	100,0	100,0

FONTE:- DNPM

TABELA 22 - DISTRIBUIÇÃO DA CFEM AOS MUNICÍPIOS PARANAENSES, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
ABATIA							-	0,0
ADRIANÓPOLIS						10.922,39	0,3	0,1
AGUDOS DO SUL			379,29	1.135,88	2.164,24	1.094,37	0,0	0,0
ALEXANDRA							-	0,0
ALMIRANTE TAMANDARE	10.369,28		44.926,21	43.925,22	54.875,97	55.677,72	1,5	1,5
ALTO PARANA	7.061,34	3.346,53	2.670,91	3.052,16	3.114,30	3.089,15	0,1	0,2
ALTONIA							-	0,0
ANTÔNIO OLINTO				1.230,52			-	0,0
APUCARANA	4.063,68	3.036,17	5.513,60	4.932,78	9.927,27	9.023,51	0,2	0,3
ARAPONGAS				13.203,05	6.560,77	9.504,08	0,3	0,2
ARAPOTI	1.237,67	610,55	331,99	1.563,40	1.923,42	907,25	0,0	0,0
ARAUCARIA	5.839,70	5.642,51	13.518,94	39.394,45	60.695,77	54.494,03	1,5	1,3
BALSA NOVA	23.810,60	27.850,36	42.590,87	45.959,77	68.008,04	89.941,79	2,5	2,1
BANDEIRANTES				233			-	0,0
BITURUNA	120,99					695,43	0,0	0,0
BOA ESPERANCA							-	0,0
BOCAIUVA DO SUL	23.696,68	24.764,44	35.931,85	42.855,71	36.253,78	41.914,74	1,1	1,5
CAMBARA	1.766,96	1.347,55	1.485,47	2.390,45	4.811,69	8.145,48	0,2	0,1
CAMPO DO TENENTE					275,12		-	0,0
CAMPO LARGO	172.311,70	202.979,72	229.990,53	253.863,62	307.838,04	365.227,12	10,0	10,9
CAMPO MAGRO	12.004,39	232			1.901,82	5.323,60	0,1	0,1
CAMPO MOURAO	4.096,86	1.813,42	52	59,8	4.170,87	8.592,23	0,2	0,1
CÂNDIDO DE ABREU				13,83	311,99	1.936,39	0,1	0,0
CANDOI							-	0,0
CANTAGALO			1,29	21.720,98			-	0,2
CAPITAO LEONIDAS MARQUES							-	0,0
CARAMBEÍ	240,32	656,29	158,43			5.010,52	0,1	0,0
CASCAVEL	18.312,01	34.240,59	35.314,27	24.712,45	34.784,42	37.403,55	1,0	1,3
CASTRO	69.517,31	72.448,64	103.607,61	88.503,39	93.610,50	108.434,48	3,0	3,8
CENTENÁRIO DO SUL							-	0,0
CERRO AZUL	14.474,60	30.652,15	43.175,93	42.519,61	26.094,16	27.692,39	0,8	1,3
CEU AZUL							-	0,0
CHOPINZINHO							-	0,0
CIANORTE		13	156,09	271,41	151,36	381,34	0,0	0,0
COLOMBO	3.240,80	2.673,55	10.845,02	12.405,61	36.793,90	51.017,97	1,4	0,8
CONTENDA	1.298,64	69,59	68,39				-	0,0
CORBELIA				3.202,83	652,07	2.350,39	0,1	0,0
CORNELIO PROCOPIO	2.700,54	7.127,40	9.204,78	9.082,68	8.332,27	14.261,93	0,4	0,4
CORONEL VIVIDA					610,68		-	0,0
CURITIBA	25.658,88	29.062,62	13.208,44	18.344,01	9.547,64	4.819,56	0,1	0,7
CURIÚVA		41,86	1.513,11	1.939,68	2.393,81	1.688,86	0,0	0,1
DOUTOR ULYSSES				1.019,97	3.074,74	1.540,84	0,0	0,0
ENGENHEIRO BELTRÃO				17,94			-	0,0
ENTRE RIOS DO OESTE			26,42	12,87			-	0,0
FAZENDA RIO GRANDE	6.650,78	6.117,62	3.123,97	6.744,10	8.453,93	2.976,79	0,1	0,2
FIGUEIRA		51.493,35	53.728,26	45.059,65	91.953,59	99.378,27	2,7	2,4
FLORESTA							-	0,0
FOZ DO IGUAÇU	6.873,81	36.028,77	6.617,86	24.303,56	8.107,91	16.866,00	0,5	0,7
FRANCISCO BELTRAO	6.310,12	8.537,02	9.878,85	16.540,20	26.137,82	32.784,23	0,9	0,7
GUÁIRA	3.899,73	1.147,67	191,32	5.792,73	12.558,01	11.915,71	0,3	0,3
GUAIRAÇÁ					461,83		-	0,0
GUAMIRANGA	1.342,05	893,13	1.375,39	1.602,27	2.348,60	1.390,88	0,0	0,1
GUAPIRAMA	133,96	182,8	575,34	1.863,04	2.051,59	753,64	0,0	0,0

TABELA 22 - DISTRIBUIÇÃO DA CFEM AOS MUNICÍPIOS PARANAENSES, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	%_09	%_0409
GUARANIACU	1.421,06	2.107,18	2.313,13	1.558,37	3.037,81	3.459,32	0,1	0,1
GUARAPUAVA	2.790,58	3.054,61	14.457,00	21.760,21	26.880,85	42.891,86	1,2	0,8
GUARATUBA	1.739,72		1.522,25	511,23	442,68	541,12	0,0	0,0
IBAITI	186,53	156,02	482,8	46		98,75	0,0	0,0
IBIPORA	10.240,69	6.285,63	8.852,52	10.155,90	43.127,10	70.335,92	1,9	1,1
ICARAÍMA	122,97	106,6	146,86	154,31	201,91	283,24	0,0	0,0
IMBAÚ					19.526,31	13.273,88	0,4	0,2
IMBITUVA	643,07	840,68	1.249,07	1.024,08	783,87	749,01	0,0	0,0
INAJÁ				1.711,83	293,13		-	0,0
IPIRANGA	777,3	862,45	1.612,80	1.950,72	2.375,22	3.409,41	0,1	0,1
IRATI	19.640,28	20.583,55	24.009,35	38.963,96	43.077,20	44.564,55	1,2	1,4
IRETAMA	9.284,79	13.734,36	18.254,69	23.236,43	22.517,10	27.820,21	0,8	0,8
ITAIPULÂNDIA				420,95	596,04	197,04	0,0	0,0
ITAMBÉ		6.201,54		855,22		671,85	0,0	0,1
ITAPERUCU	4.125,62	5.518,99	1.991,77	71.595,28	33.004,46	2.875,24	0,1	0,9
IVAÍ	75,08	243,39	472,56	169,07	205,73	220,14	0,0	0,0
IVAIPORA	2.143,71	4.496,26	1.907,28	1.376,27	2.002,21	2.011,35	0,1	0,1
JABOTI					43,88		-	0,0
JACAREZINHO	6.754,16	4.805,07	6.588,22	10.942,48	17.461,96	18.675,12	0,5	0,5
JAGUARIAIVA	1.185,18	1.121,30	2.176,21	2.341,12	2.828,72	2.973,13	0,1	0,1
JATAIZINHO							-	0,0
JUSSARA	440,65	60,47	864,06	642,84	432,66	537,78	0,0	0,0
LAPA	4.905,78	4.763,43	9.236,31	8.913,82	16.971,37	39.357,75	1,1	0,6
LARANJEIRAS DO SUL							-	0,0
LEÓPOLIS			46,53				-	0,0
LIDIANOPOLIS	1.336,60	1.497,69			1.906,59	9.292,32	0,3	0,1
LONDRINA	7.308,60	7.935,74	10.676,64	18.601,42	37.631,00	51.851,12	1,4	1,0
LUIZIANA			327,22	197,86	1.398,07	2.401,41	0,1	0,0
MALLET						1.941,02	0,1	0,0
MANDIRITUBA	1.869,69	1.593,48	6.059,42	30.754,62	22.680,07	5.711,49	0,2	0,5
MARECHAL CÂNDIDO RONDON			1.308,23	4.172,43	5.575,47	9.603,39	0,3	0,1
MARIALVA				9.959,42	23.248,76	32.148,16	0,9	0,5
MARILENA	495,85	574,95	2.462,95	1.255,75	1.067,64	13.337,90	0,4	0,1
MARINGÁ	29.500,87	34.133,17	31.467,45	34.179,81	34.169,15	20.479,16	0,6	1,3
MARIÓPOLIS				594,56			-	0,0
MARMELEIRO							-	0,0
MATELANDIA	689,97	1.165,21	1.656,41	1.955,28	6.504,25	5.439,19	0,1	0,1
MATINHOS					214,23		-	0,0
MAUA DA SERRA	259,48	1.220,62	666,46	1.040,23			-	0,0
MEDIANEIRA	301,98	203,46	65,46	126,08	11	8,72	0,0	0,0
MISSAL			533,19	175,22	422,42	654	0,0	0,0
MOREIRA SALES				257,54			-	0,0
MORRETES	368,3		4.440,85	6.014,80	3.597,20	3.758,53	0,1	0,1
NOVA AMÉRICA DA COLINA						639,22	0,0	0,0
NOVA SANTA ROSA			332,33	151,84	115,7	11,74	0,0	0,0
ORTIGUEIRA	1.318,85	8.176,38	2.374,96	1.450,77	3.132,29	6.047,08	0,2	0,2
PALMEIRA	122,4	258,11	1.263,09	2.113,75	1.865,24	3.759,03	0,1	0,1
PALOTINA							-	0,0
PARAÍSO DO NORTE			125,61	2.766,87	400,5	2.366,12	0,1	0,0
PARANAGUA	39.968,95	43.609,06	26.167,62	33.348,35	34.702,39	33.491,43	0,9	1,5
PARANAPOEMA					763,85	7.995,54	0,2	0,1
PATO BRAGADO			227,67	125,45	58,29	128,99	0,0	0,0
PATO BRANCO	73,65	32,5	156,68	65	188,19	2.456,60	0,1	0,0

TABELA 22 - DISTRIBUIÇÃO DA CFEM AOS MUNICÍPIOS PARANAENSES, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	% 09	% 0409
PAULA FREITAS	1.428,67	656,84	1.730,56	3.153,25	2.668,64	5.824,34	0,2	0,1
PEABIRU						2.499,03	0,1	0,0
PIEN			0,99	1,12		2.704,65	0,1	0,0
PINHAIS						1.200,73	0,0	0,0
PIRAÍ DO SUL						213,4	0,0	0,0
PIRAQUARA	30.141,90	21.480,56	15.867,94	21.706,06	28.752,54	28.477,72	0,8	1,0
PITANGA						-	-	0,0
PONTA GROSSA	82.643,84	88.512,65	102.988,54	126.357,23	161.058,45	205.711,63	5,6	5,5
PONTAL DO PARANA	249,27	1.706,37	2.373,78	931,25	2.587,21	514,13	0,0	0,1
PORECATU						-	-	0,0
PORTO AMAZONAS	753,4	518,49	1.056,68	2.280,72	3.741,97	7.811,06	0,2	0,1
PORTO BARREIRO					11,97	-	-	0,0
PORTO RICO	875,03					1.855,98	0,1	0,0
PORTO VITORIA	2.722,39	3.513,76	3.667,87	3.184,21	6.374,89	-	-	0,1
PRIMEIRO DE MAIO		854,4				-	-	0,0
PRUDENTOPOLIS	1.047,79	1.154,76	1.285,01	745,96	2.434,00	3.191,90	0,1	0,1
QUATRO BARRAS	7.696,39	10.821,15	11.591,44	19.156,53	33.797,80	59.291,60	1,6	1,0
QUITANDINHA		130,79	10.392,59	9.228,71	10.482,08	11.592,17	0,3	0,3
REBOUCAS	99,28	162,5	162,7	1.455,64	251,33	306,22	0,0	0,0
RESERVA						1.435,10	0,0	0,0
RIBEIRAO CLARO	318,49	276,21	2.860,88	4.121,28	1.492,62	-	-	0,1
RIBEIRAO DO PINHAL						-	-	0,0
RIO AZUL		7,18		0,07	10	140,66	0,0	0,0
RIO BRANCO						-	-	0,0
RIO BRANCO DO IVAÍ			517,76			-	-	0,0
RIO BRANCO DO SUL	310.611,44	358.128,08	586.844,89	887.467,70	1.175.065,53	1.131.420,90	30,9	31,8
RIO NEGRO	685,96	599,23	590,41	33.802,98	10.465,50	3.005,41	0,1	0,4
ROLANDIA				4.021,00	6.206,75	3.786,97	0,1	0,1
RONDON						302,06	0,0	0,0
SALTO DO ITARARE	1.302,76	3.933,37	1.329,64	2.637,15	7.618,23	8.378,47	0,2	0,2
SALTO DO LONTRA						-	-	0,0
SANTA HELENA	373,96	871,95	232,17	499,2	27,49	-	-	0,0
SANTA MÔNICA						122,38	0,0	0,0
SANTA TEREZA DO OESTE	1.404,15	1.518,78	1.272,28	1.175,89	1.190,13	1.116,15	0,0	0,1
SANTANA DO ITARARE	221,06	106,21	227,42	239,4	3.378,49	3.894,72	0,1	0,1
SANTO ANTONIO DA PLATINA	608,65	104,43	361,34	5.579,87	9.373,44	7.930,40	0,2	0,2
SANTO ANTONIO DO SUDOESTE						-	-	0,0
SÃO CARLOS DO IVAÍ						410,74	0,0	0,0
SÃO JOÃO DO TRIUNFO	104	208,66	24,04	238,02	761,49	1.553,66	0,0	0,0
SÃO JOSE DOS PINHAIS	28.785,84	37.555,57	69.354,05	149.620,05	286.025,99	277.958,87	7,6	6,1
SÃO MATEUS DO SUL	27.769,40	24.034,05	28.758,24	31.108,64	38.361,99	43.905,26	1,2	1,4
SÃO MIGUEL DO IGUACU	7,28		277,4	86,46		385,4	0,0	0,0
SÃO PEDRO DO PARANA					22.546,64	19.930,20	0,5	0,3
SÃO TOME	11.532,40	6.131,38	1.875,11		612,79	23.430,10	0,6	0,3
SENGES	6.970,04	14.179,05	16.606,51	15.651,56	19.820,81	16.642,36	0,5	0,6
SERRANOPOLIS DO IGUACU	20,38	84,37	392,34	453,6	745,47	429,29	0,0	0,0
SERTANÓPOLIS			10,35			-	-	0,0
SIQUEIRA CAMPOS	127,76	187,27				-	-	0,0
TAMARANA	1.920,85	1.842,52	797	347,5	187,65	112,11	0,0	0,0
TAPEJARA		76,91	49,9	205,85	280,17	67,27	0,0	0,0
TELEMACO BORBA	2.777,08	8.625,84	12.246,07	10.809,52	2.198,04	1.685,75	0,0	0,3
TERRA RICA				256,09		-	-	0,0

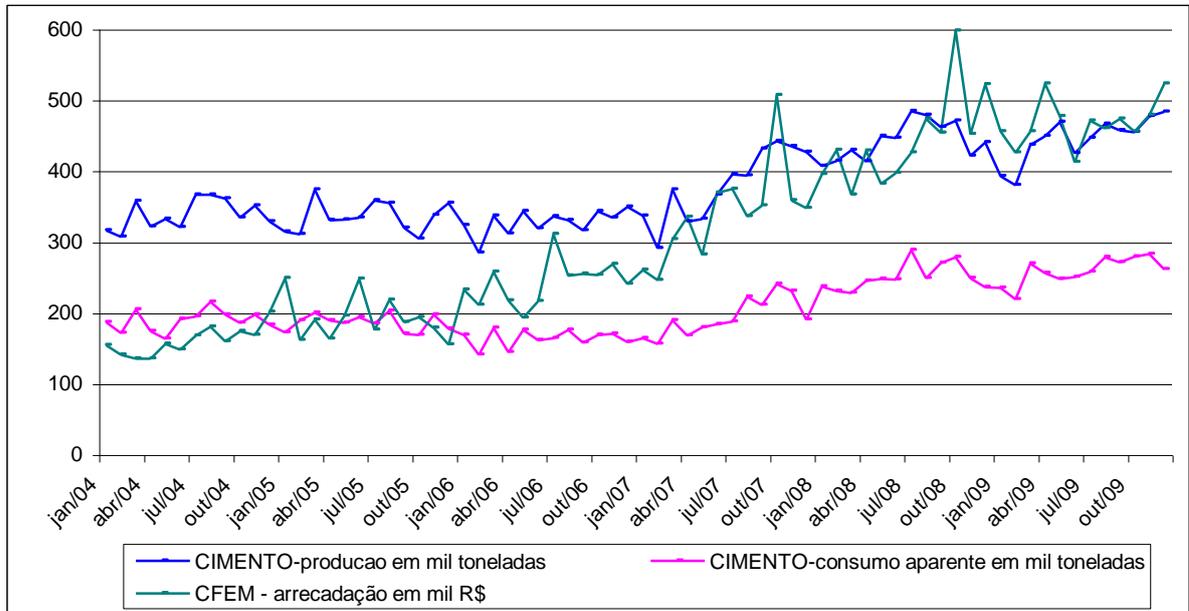
CONTINUAÇÃO

TABELA 22 - DISTRIBUIÇÃO DA CFEM AOS MUNICÍPIOS PARANAENSES, 2004 A 2009 – em R\$

MUNICÍPIO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	% 09	% 0409
TERRA ROXA			21,45				-	0,0
TIBAGI	523,25	545,05	5.821,61	7.013,35	3.486,80	3.767,24	0,1	0,2
TIJUCAS DO SUL	36.289,04	42.234,81	29.740,33	49.771,07	28.276,18	18.854,34	0,5	1,5
TOLEDO	428,55	392,86	482,5	255,35	470,57	500,91	0,0	0,0
TOMAZINA	928,03	946,16	1.534,57	1.949,58	2.208,37	2.100,77	0,1	0,1
TUNAS DO PARANÁ			8.714,79	20.091,39	12.163,93	11.631,52	0,3	0,4
UNIAO DA VITORIA	34.467,23	42.777,02	52.933,65	46.443,85	94.288,14	123.374,83	3,4	2,8
VILA ALTA							-	0,0
VITORINO	4.450,88	11.783,91	1.212,37			45.803,98	1,3	0,5
WENCESLAU BRAZ				2.559,12	1.269,70	326,58	0,0	0,0
XAMBRÊ					201,35		-	0,0
TOTAL	1.177.412,20	1.415.014,34	1.832.865,25	2.591.715,94	3.327.309,55	3.661.224,30	100,0	100,0

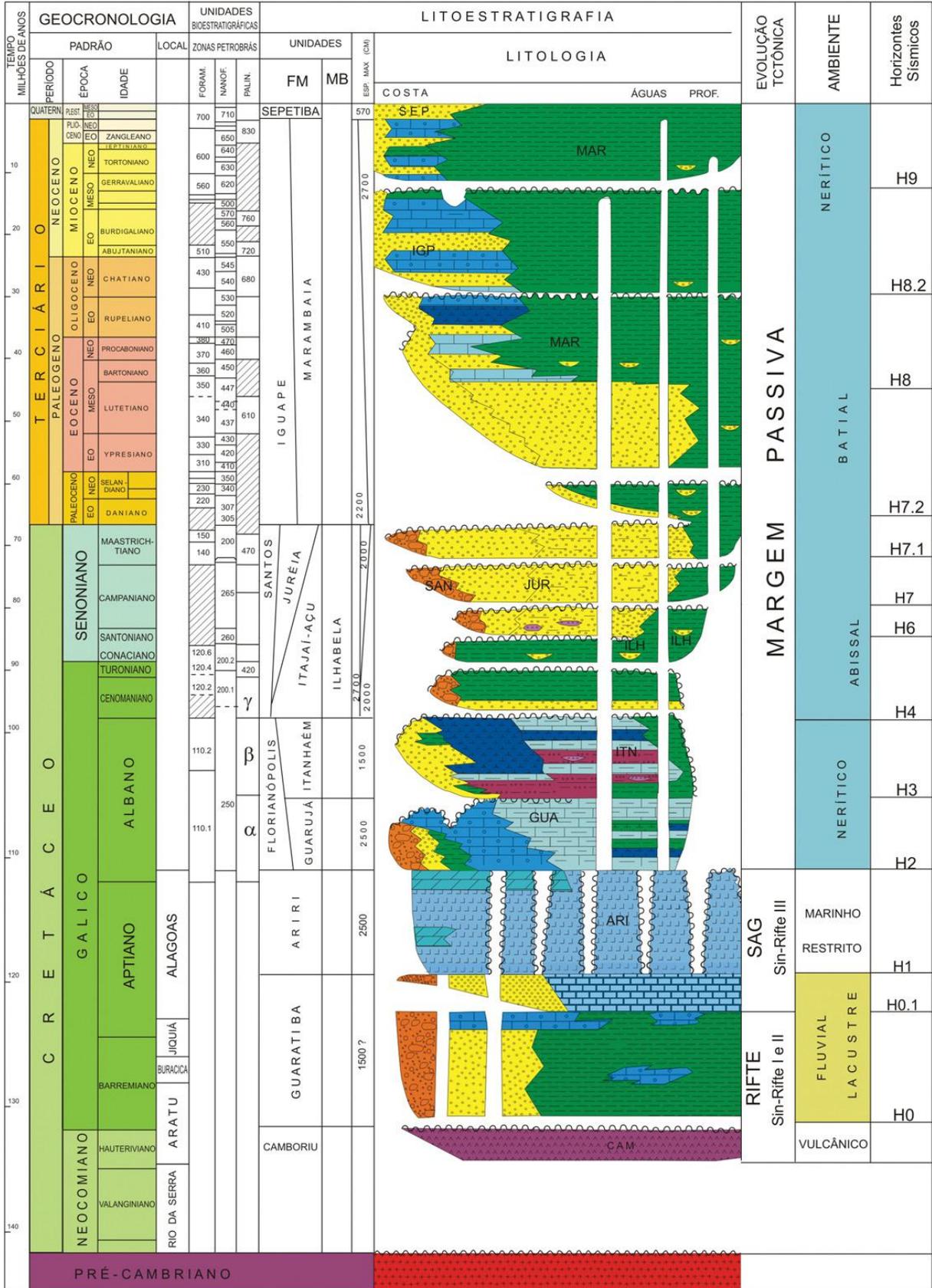
FONTE:- DNPM

GRÁFICO 21 - PRODUÇÃO E CONSUMO APARENTE DE CIMENTO E ARRECADAÇÃO DA CFEM NO PARANÁ, 2004 A 2009



FONTE: SNIC

FIGURA 21 - CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE SANTOS



FONTE:- Chang et al (2008). Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos.