

# Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural

---

2001



**anp**  
Agência  
Nacional do  
Petróleo

# Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural



**anp**  
Agência  
Nacional do  
Petróleo

Superintendência de Controle das  
Participações Governamentais SFG

Rio de Janeiro

2001

# Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural

## Coordenação Geral:

Décio Hamilton Barbosa  
Superintendente de Controle das Participações Governamentais

## Coordenação Executiva:

José Gutman  
Superintendência de Controle das Participações Governamentais

## Equipe Técnica:

Ana Maria Barbosa Silva  
André Ferro dos Santos  
Carlos Alberto de Jesus Gallier  
Getúlio da Silveira Leite  
Jorge Otávio Bandeira de Mello  
Mário Márcio de Souza Nunes  
Newton Brito Simão

Catálogo na Fonte: Centro de Documentação e Informação da ANP

Guia dos royalties do petróleo e do gás natural / Agência Nacional do Petróleo;

coord. geral Décio Hamilton Barbosa. —

Rio de Janeiro: ANP, 2001.

156p.: il.

ISEN: 85-88286-03 - 3

1. Petróleo. 2. Gás Natural. 3. Royalty. 1. Barbosa, Décio Hamilton, coord.  
II. Agência Nacional do Petróleo (Brasil)

CDD 338.2728

Diretor Geral

Dr. David Zylbersztajn

Diretores

Dr. Eloi Fernández Y Fernández

Dr. Giovanni Toniatti

Dr. Julio Colombi Netto

Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira

Superintendência de Controle  
das Participações Governamentais

Coordenação Geral

Décio Hamilton Barbosa – Superintendente

Coordenação Executiva

José Gutman

Equipe Técnica

Ana Maria Barbosa Silva

André Ferro dos Santos

Carlos Alberto de Jesus Gallier

Getúlio da Silveira Leite

Jorge Otávio Bandeira de Mello

Mário Márcio de Souza Nunes

Newton Brito Simão

Superintendência de Relações Institucionais

Maria Elisa Simões de Ouro Preto – Superintendente

Alfredo Renault – Superintendente Adjunto

# Agência Nacional do Petróleo

## **Escritório Central**

Rua Senador Dantas, 105 - 13º andar  
Centro - Rio de Janeiro - RJ - 20031-201

Tel.: (21) 3804-0000

Fax: (21) 3804-0102 / 03 / 04

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

e-mail: [webmaster@anp.gov.br](mailto:webmaster@anp.gov.br)

## **Sede:**

SGAN, Quadra 603, Módulo I, sala 304

Brasília - DF - 70830-902

Tel.: (61) 312-5440 / 5315

Fax: (61) 226-0699

## **Unidades Administrativas Regionais**

### **São Paulo**

Av. Paulista, 1804 - 20º andar

São Paulo - SP - 01310-200

Tel.: (11) 253-5090

252-1592

Fax: (11) 289-4517

### **Salvador**

Av. Tancredo Neves, 776

Edifício Anexo do Desembarco

Salvador - BA - 41823-900

Tel.: (71) 340-5861

Fax: (71) 341-1550

Apresentação . . . . .	7
Introdução . . . . .	9
Capítulo 1	
Histórico . . . . .	11
Capítulo 2	
Cálculo dos royalties . . . . .	15
Capítulo 3	
Alíquotas dos royalties . . . . .	19
Capítulo 4	
Preços de referência . . . . .	23
Capítulo 5	
Volumes de produção . . . . .	33
Capítulo 6	
Pagamento dos royalties . . . . .	37
Capítulo 7	
Distribuição dos royalties . . . . .	43
Capítulo 8	
Parcela = 5% lavra em terra . . . . .	51
Capítulo 9	
Parcela = 5% lavra no mar . . . . .	59
Capítulo 10	
Parcela > 5% lavra em terra . . . . .	85
Capítulo 11	
Parcela > 5% lavra no mar . . . . .	89
Capítulo 12	
Instalações de embarque e desembarque . . . . .	103
Capítulo 13	
Matriz legal . . . . .	121
Capítulo 14	
Glossário de termos técnicos . . . . .	149



Este Guia tem como objetivo explicar o processo de cálculo e distribuição dos royalties, que são pagos pelas empresas produtoras de petróleo e gás natural e transferidos pela ANP aos governos estaduais e municipais e órgãos da União.

Desde 6 de agosto de 1998, os royalties passaram a ser calculados por uma nova metodologia, determinada pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei do Petróleo. Houve mudanças nas alíquotas, na forma de valoração da produção e nos critérios de distribuição. Este Guia destaca estas modificações. É um documento técnico. Não tem como objetivo discutir as políticas que determinaram as novas formas de cálculo e distribuição.

Na elaboração do Guia foram consideradas as dúvidas mais frequentes sobre o assunto das empresas concessionárias, dos estados e municípios e da sociedade brasileira em geral. Com este trabalho, a ANP cumpre seu dever de informar e prestar contas à sociedade brasileira sobre as atividades do setor de petróleo e gás natural do País.

David Zylberzstajn  
Diretor Geral

Eloi Fernández y Fernández  
Diretor Técnico



De 3 de outubro de 1953, com a entrada em vigor da Lei nº 2.004, até 9 de novembro de 1995, quando foi promulgada a Emenda Constitucional nº 9, o monopólio da União na exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil era exercido, exclusivamente, pela Petróbras.

A Emenda Constitucional nº 9 alterou o artigo 177 da Constituição de 1988, mantendo o monopólio da União, mas passando a permitir que empresas privadas pudessem também executar as atividades de exploração e produção.

O novo modelo de exploração e produção foi estabelecido pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, que também criou a Agência Nacional do Petróleo, a ANP.

De acordo com este novo modelo, o Estado, que é detentor dos recursos minerais, transfere as atividades de exploração e produção a empresas, por meio de contratos de concessão, que são celebrados com a ANP, que é a entidade reguladora governamental. O Estado se remunera por compensações financeiras pagas pelos concessionários.

Assim, além dos tributos e das contribuições sociais pagos por todas as empresas que operam sob as leis brasileiras, os concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural pagam também uma compensação financeira aos estados e municípios brasileiros, ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia. Esta compensação financeira são os *royalties*, estabelecidos pela Lei do Petróleo.

Este Manual foi dividido em quatorze capítulos.

O Capítulo 1 apresenta um breve histórico sobre o pagamento dos *royalties*, mostrando a evolução da legislação desde a Lei nº 2.004/53 até a atual forma de distribuição.

O Capítulo 2 mostra como os *royalties* são calculados, com base nos conceitos de alíquota, preço e volume, que, por sua vez, serão desenvolvidos nos três capítulos seguintes.

O Capítulo 3 trata das alíquotas dos *royalties*, o Capítulo 4 dos preços de referência do petróleo e do gás natural utilizados nos cálculos, e o Capítulo 5 apresenta os critérios estabelecidos para determinação dos volumes de produção sujeitos a *royalties*.

O Capítulo 6 mostra o fluxo financeiro, desde o recolhimento mensal dos *royalties* ao Tesouro Nacional até o seu crédito aos beneficiários.

O Capítulo 7 apresenta uma visão geral da metodologia utilizada para a distribuição dos *royalties*, que foi subdividida nos quatro capítulos seguintes, para facilitar o entendimento.

O Capítulo 8 trata da distribuição da parcela dos *royalties* até 5% da produção (= parcela de 5%), quando a lavra ocorrer em terra.

No Capítulo 9, é abordada a distribuição da parcela de 5%, quando a lavra ocorrer na plataforma continental.

O Capítulo 10 aborda a distribuição da parcela dos *royalties* excedente a 5% da produção (= parcela acima de 5%), quando a lavra ocorrer em terra.

O Capítulo 11 trata da metodologia utilizada na distribuição da parcela acima de 5%, quando a lavra ocorrer na plataforma continental.

O Capítulo 12 trata dos municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural e daqueles afetados pelas operações verificadas nestas instalações.

O Capítulo 13 apresenta a matriz legal que serve de base ao cálculo, pagamento e distribuição dos *royalties*. E o Capítulo 14 contém um glossário dos termos técnicos utilizados neste Manual.

Nenhum capítulo foi dedicado à aplicação por parte dos estados e municípios dos *royalties* recebidos. Este é um assunto de competência do Tribunal de Contas da União, conforme a Constituição Federal, art. 71, incisos II e IV; Lei nº 8443/92, art. 1º, inciso XVII e Regimento Interno do TCU, art. 216. Consultas sobre a aplicação dos *royalties* recebidos devem ser encaminhadas ao Tribunal de Contas da União.



Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953
- Leis que alteraram o art. 27 da Lei nº 2.004/53
- Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei do Petróleo
- Critérios legais vigentes para distribuição dos *royalties*
- Beneficiários da distribuição dos *royalties*
- Tratamento diferenciado entre a distribuição da parcela de 5% e da parcela acima de 5%
- Tratamento diferenciado entre a distribuição dos *royalties* decorrentes da lavra em terra e da lavra na plataforma continental
- Os papéis da ANP, da Secretaria do Tesouro Nacional e do Banco do Brasil

**Nota**

A Lei do Petróleo manteve os critérios de distribuição dos *royalties* para a parcela de 5% (artigo 48) e introduziu uma forma diferenciada de distribuição para a parcela acima de 5% (artigo 49).

## 1.1 *Royalties*

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.

## 1.2 Evolução da legislação brasileira dos *royalties*

O pagamento de *royalties* sobre o petróleo foi estabelecido pela Lei n.º 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 n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985, determinou que este tipo de atividade também estava 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 àqueles 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 da 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 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*, adjudicando 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, aumentou 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 através do Banco do Brasil.

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





Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Conceito de campo de petróleo e gás natural
- Individualização do cálculo dos *royalties* por campo
- Valoração da produção
- Exemplo típico de um cálculo de *royalty*

**Nota**

Cada campo de petróleo e gás natural possui uma alíquota de *royalty*, aplicável tanto ao petróleo quanto ao gás natural.

## 2.1 Campo de petróleo e gás natural como unidade de negócio

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, conhecido como RGO.

"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*.

## 2.2 Metodologia de cálculo dos royalties

Conforme vimos, 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:

$$\begin{aligned} \blacksquare \text{Royalty} &= \text{Alíquota} \times \text{Valor da produção} \\ \blacksquare \text{Valor da produção} &= V_{\text{petróleo}} \times PR_{\text{petróleo}} + V_{\text{gás natural}} \times PR_{\text{gás natural}} \end{aligned}$$

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%;

$V_{\text{petróleo}}$  é o volume da produção de petróleo do campo no mês, em m<sup>3</sup>;

$V_{\text{gás natural}}$  é o volume da produção de gás natural do campo no mês, em m<sup>3</sup>;

$PR_{\text{petróleo}}$  é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/m<sup>3</sup>;

$PR_{\text{gás natural}}$  é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/m<sup>3</sup>.

## 2.3 Exemplo de cálculo

No mês de fevereiro de 1999, o Campo de **Cassarongongo**, na Bacia do Recôncavo, na Bahia, cuja alíquota de *royalties* é de 8,3%, produziu 3.491 m<sup>3</sup> de petróleo e 56.209,7 m<sup>3</sup> de gás natural. Os preços de referência do petróleo e do gás natural deste campo naquele mês foram R\$ 114,2947 / m<sup>3</sup> e R\$ 0,0797831 / m<sup>3</sup>, respectivamente.

O valor da produção (VP) do Campo de Cassarongongo em fevereiro de 1999 foi de:

$$VP = 3.491 \times 114,2947 + 56.209,7 \times 0,0797831 = R\$ 403.487,38$$

Os *royalties* devidos pelo concessionário do campo em fevereiro de 1999 foram:

$$Royalties = 8,3\% \times 403.487,38 = R\$ 33.489,45$$

Estes cálculos, separados para o petróleo e para o gás natural, podem ser melhor visualizados com o auxílio da tabela a seguir.

**Tabela 1 – Cálculo dos royalties do Campo de Cassarongongo em fevereiro de 1999**

Campo de Cassarongongo	A	B	C = A × B	D	E = C × D
	Produção (m <sup>3</sup> )	Preço (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor da Produção (R\$)	Alíquota (%)	Royalty (R\$)
Petróleo	3.491,0	114,2947	399.002,80	8,3%	33.117,23
Gás Natural	56.209,7	0,0797831	4.484,58	8,3%	372,22
				<b>TOTAL</b>	<b>33.489,45</b>

Para facilitar o entendimento, o tema "cálculo dos *royalties*" foi desmembrado nos três capítulos a seguir:

- Capítulo 3: Alíquotas dos *royalties*
- Capítulo 4: Preços de referência
- Capítulo 5: Volumes de produção





Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Alíquota de 5% pré-agosto de 1998
- Alíquota básica de 10%
- Alíquota mínima de 5%
- Condições para redução da alíquota dos *royalties*
- Perfil atual das alíquotas por contrato de concessão

**Nota**

Segundo o artigo 47 da Lei do Petróleo, os *royalties* correspondem a 10% (dez por cento) do valor da produção de petróleo e de gás natural, podendo, em casos excepcionais, ser reduzidos até um mínimo de 5% (cinco por cento).

### 3.1 Alíquotas

Até a assinatura dos primeiros 397 contratos de concessão entre a ANP e a Petrobras, em 6 de agosto de 1998, nos termos do artigo 32 da Lei do Petróleo, os *royalties* correspondiam a 5% (cinco por cento) do valor da produção de petróleo e gás natural.

As alíquotas dos *royalties* estabelecidas nos contratos de concessão firmados a partir da promulgação da Lei do Petróleo obedeceram ao disposto no artigo 47 e respectivos parágrafos da mencionada 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 infra-estrutura 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, conforme mostrado no gráfico da Figura 1.

Os contratos com alíquotas entre 8,1% e 9% somam cerca de 9% do total de contratos. Aproximadamente 1% dos contratos têm alíquotas entre 5% e 8% (ver Figura 1). A Tabela 2 apresenta as alíquotas médias dos *royalties* das diversas bacias brasileiras, tomando como referência o mês de junho de 2000.

Nas três primeiras licitações de blocos realizadas pela ANP, em 1999, 2000 e 2001, as alíquotas foram fixadas em 10% nos respectivos editais e constaram, posteriormente, dos contratos de concessão decorrentes destas licitações, assinados entre a ANP e as empresas vencedoras.

Conforme vimos no Capítulo 1, ao tratar da distribuição dos *royalties* aos beneficiários, a Lei do Petróleo estabelece critérios diferentes para a parcela de 5% e para a parcela acima de 5%. Este desmembramento da alíquota em duas parcelas somente é utilizado para fins de distribuição da arrecadação aos beneficiários.

Figura 1 - Distribuição das alíquotas dos royalties

Contratos com as concessionárias

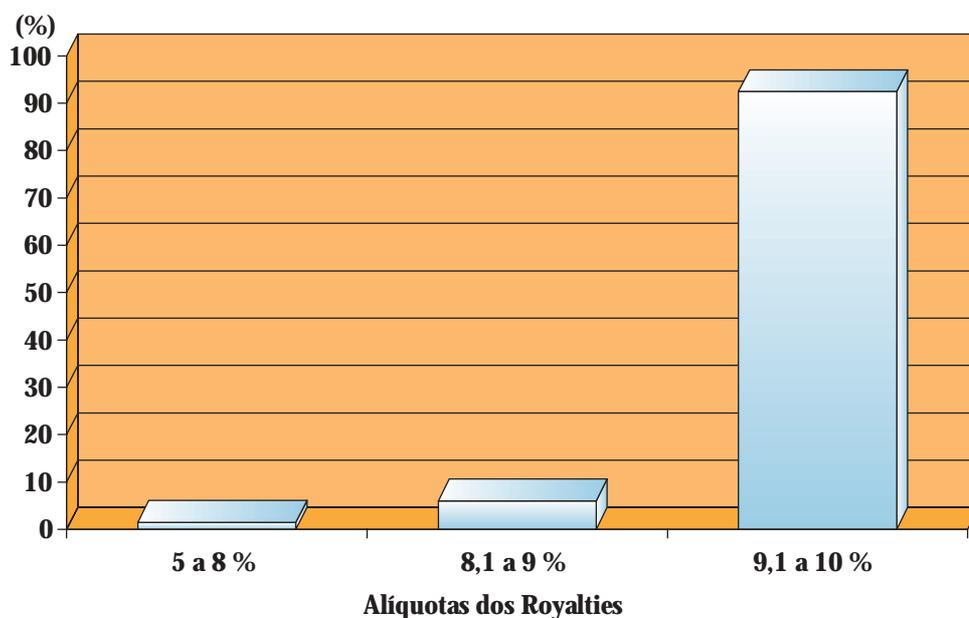


Tabela 2 - Alíquotas médias dos royalties nas bacias brasileiras

Bacia	Alíquota Média dos Royalties
CAMPOS	9,9%
CEARÁ	10,0%
ESPÍRITO SANTO	9,3%
MUCURI	10,0%
PARANÁ	6,8%
POTIGUAR	9,4%
RECÔNCAVO	9,3%
SANTOS	8,3%
SERGIPE - ALAGOAS	9,5%
SOLIMÕES	10,0%
TUCANO	7,8%
<b>Média Ponderada Brasil</b>	<b>9,8%</b>

Nota: A média foi ponderada pela produção das respectivas bacias. Referência: junho/2000.





Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Preço de referência utilizado para calcular os *royalties*
- Companhias de petróleo integradas e independentes
- Razões de se utilizar o conceito de preço de transferência
- Preço Mínimo do petróleo
- Cesta-padrão a ser proposta pelo concessionário
- Cálculo do Preço Mínimo conforme a Portaria ANP nº 206/2000
- Preço de referência do gás natural
- Ajuste do preço do gás natural pelo poder calorífico de referência
- Correção do preço do gás natural pela exclusão do PIS/COFINS

**Nota**

De acordo com o artigo 47 da Lei do Petróleo e com o artigo 11 do Decreto das Participações Governamentais, o cálculo dos *royalties* é realizado campo a campo.

Os preços do petróleo e do gás natural utilizados para cálculo dos *royalties* são denominados **preços de referência** e estão definidos no Capítulo IV, artigos 7º e 8º, do Decreto das Participações Governamentais.

De acordo com a Lei do Petróleo e com o Decreto das Participações Governamentais, o cálculo dos *royalties* é realizado campo a campo. O conceito de campo de petróleo constou do Capítulo 2, item 2.1.

#### 4.1 Preço de referência do petróleo

As companhias petrolíferas operam em quatro diferentes segmentos:

1. Exploração e produção (E&P)
2. Transporte
3. Refino de petróleo e processamento de gás
4. Marketing e distribuição

Diz-se que uma companhia de petróleo é **integrada** quando ela está envolvida em atividades de exploração e produção e em, pelo menos, um dos demais segmentos listados acima. Uma companhia de petróleo é chamada de **independente** quando ela está envolvida somente nas atividades de exploração e produção.

A companhia de petróleo independente venderá o petróleo que produzir para terceiros. Já a companhia integrada, em princípio, vai transferir o petróleo que produzir para ser processado pelas suas próprias refinarias.

Por esta razão, o conceito de preço de referência leva em conta a existência ou não da operação de venda do petróleo.

Além disso, o preço de venda tem que atender às condições de mercado, quer dizer, não se pode valorar o petróleo utilizando os preços praticados nas operações entre empresas vinculadas (matriz e filial, sociedade controladora e controlada ou coligada etc.), pois os preços podem ser manipulados pelas partes envolvidas.

Entende-se por preço de mercado aquele praticado entre empresas independentes, quando os interesses do comprador e do vendedor são opostos: um querendo vender mais caro e outro querendo comprar mais barato.

Assim, o preço de referência do petróleo no mês é o maior dos seguintes valores:

- Média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário ou
- Preço Mínimo determinado pela ANP.

O petróleo transferido para as unidades de processamento (refinarias) do produtor é valorado pelo Preço Mínimo.

Em outras palavras: o preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo será igual à média ponderada dos seus preços de venda, em condições de mercado, praticados pelo concessionário, ou a seu Preço Mínimo, estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

O preço de venda considerado é livre dos impostos e das contribuições sociais incidentes sobre a venda. Entende-se como tais o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), a contribuição para o Programa de Integração Social do trabalhador (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

O preço de venda é aquele correspondente ao petróleo embarcado na saída da área de concessão (FOB). Este preço exclui os custos de *transporte* do petróleo incorridos fora da área de concessão, ainda que o serviço de transporte seja prestado por uma empresa vinculada, desde que a transação esteja documentada e em condições de mercado. Todavia o preço de venda não exclui os custos de *transferência* dentro da concessão, ou seja, os custos de transporte em oleodutos de propriedade do produtor.

Os preços em moeda estrangeira são convertidos para a moeda nacional pela taxa média de câmbio vigente no mês em que ocorrer a venda.

#### 4.1.1 Preço Mínimo do petróleo

O Preço Mínimo do petróleo é fixado pela ANP, com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão, proposta pelo concessionário, composta de até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional, cujas características físico-químicas sejam similares às do petróleo produzido, nos termos do art. 7º, do Capítulo IV, do Decreto das Participações Governamentais.

##### 4.1.1.1 Cesta-padrão

Esta cesta-padrão pode ser alterada ao longo do tempo por iniciativa do concessionário ou da ANP.

Caso o concessionário não apresente a cesta-padrão nos moldes acima ou, ainda, caso as características físico-químicas da cesta-padrão apresentada não sejam similares às do petróleo em questão, a ANP fixará o Preço Mínimo do petróleo, segundo seus próprios critérios.

##### 4.1.1.2 Critérios da ANP para fixação do Preço Mínimo do petróleo

Pela Portaria ANP n.º 206, de 29/08/2000 (que revogou a de n.º 155, de 21/10/1998), a ANP estabeleceu os critérios para a fixação do Preço Mínimo do petróleo, a ser adotado para cálculo dos *royalties*, na eventualidade do concessionário não apresentar a cesta-padrão de petróleos.

Esta portaria estabelece uma metodologia de cálculo do Preço Mínimo para cada tipo de petróleo nacional, utilizando como referência a média mensal das cotações diárias do preço do petróleo tipo *Brent Dated*, comercializado no mercado Europeu, e de cinco derivados de petróleo também cotados internacionalmente (Tabela 3).

Assim, o Preço Mínimo do petróleo nacional, em dólares americanos, é o preço do petróleo *Brent Dated* somado (ou subtraído) de um diferencial de qualidade. O preço em dólar é convertido para a moeda nacional (real) pela média mensal das cotações diárias da taxa de câmbio para compra da moeda norte-americana.

O diferencial de qualidade, a ser adicionado ao preço do petróleo *Brent Dated*, para se obter o Preço Mínimo, é a diferença entre:

- O valor das frações (rendimentos) leve, média e pesada, decorrentes da destilação do petróleo nacional, calculado com base nos preços no mercado internacional de cada derivado constante da Tabela 3 e
- O valor das frações (rendimentos) leve, média e pesada, decorrentes da destilação do petróleo *Brent Dated*, calculado com base nos preços no mercado internacional de cada derivado constante da Tabela 3.

**Tabela 3 – Derivados de petróleo utilizados no cálculo do Preço Mínimo**

% Enxofre	Fração Leve	Fração Média	Fração Pesada
≤ 0,35%	Regular Unleaded	Gasoil EN590	Fuel Oil 1%
> 0,35%	Regular Unleaded	Gasoil 0,2%	Fuel Oil 3,5%

A cada mês, a ANP publica, por meio de Portaria específica, o Preço Mínimo do petróleo nacional, produzido no mês anterior, em cada campo, calculado segundo a mencionada metodologia, que consta da Portaria ANP n.º 206/2000.

### Exemplo de cálculo do Preço Mínimo do petróleo

No exemplo que segue, calculamos o Preço Mínimo do petróleo Baiano Mistura, produzido no Campo de Cassarongongo, localizado no Estado da Bahia, para o mês de janeiro de 2001.

A fórmula de cálculo do Preço Mínimo, em R\$/m<sup>3</sup>, do petróleo para cada campo é dada por

$$\text{Preço Mínimo} = TC \times 6,2898 \times (\text{BD MÉDIO} - D)$$

Onde:

**TC** é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, obtidas junto ao Banco Central do Brasil, para o mês;

**BD MÉDIO** é o valor médio mensal dos preços diários do petróleo *Brent*, cotados na Platt's Crude Oil Marketwire, em dólares americanos por barril, para o mês; e

**D** é o diferencial entre o preço do petróleo nacional e o do petróleo *Brent*, em dólares americanos por barril.

Portanto, para se obter o preço mínimo do petróleo Baiano Mistura no mês de janeiro de 2001, necessitamos calcular o diferencial *D*, pois o *TC* e o *BD MÉDIO* obtemos de forma mais simples, com o Banco Central do Brasil e com a Platt's, respectivamente.

No mês de janeiro de 2001 o preço médio do petróleo *Brent* (*BD MÉDIO*) foi de US\$25,67 / barril e a taxa média de câmbio para compra (*TC*) foi de R\$ 1,9537 / US\$.

- Cálculo do Diferencial *D* para o petróleo Baiano Mistura

O diferencial entre o preço do petróleo nacional, produzido em cada campo, e o do petróleo *Brent* será determinado pela seguinte fórmula:

$$D = \text{VBP}_{\text{nac}} - \text{VBP}_{\text{Brent}}$$

Onde:

**VBP<sub>nac</sub>** é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional, em dólares americanos por barril;

**VBP<sub>Brent</sub>** é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo *Brent*, em dólares americanos por barril;

O valor bruto do petróleo nacional (**VBP<sub>nac</sub>**) é dado pela fórmula:

$$\text{VBP}_{\text{nac}} = F_1 \times P_1 + F_m \times P_m + F_p \times P_p$$

Onde:

$F_1$	= fração de destilados leves	$P_1$	= preço da fração de destilados leves
$F_m$	= fração de destilados médios	$P_m$	= preço da fração de destilados médios
$F_p$	= fração de destilados pesados	$P_p$	= preço da fração de destilados pesados

O petróleo produzido no Campo de Cassarongongo faz parte de uma corrente de petróleos denominada *Baiano Mistura*. Esta corrente agrega petróleos produzidos em 71 campos da Bacia do Recôncavo, destinados à refinaria Landolfo Alves - RLAM, no Município de São Francisco do Conde (BA), onde são misturados (como se fossem um único tipo de petróleo, ou seja, uma corrente) e sofrem o processo de refino.

A curva de destilação da corrente *Baiano Mistura* apresenta os seguintes rendimentos:

$$F_1 = 20,58\% \text{ (leves)}, F_m = 48,82\% \text{ (médios)} \text{ e } F_p = 30,60\% \text{ (pesados)}.$$

O teor de enxofre da corrente *Baiano Mistura* é 0,06%. Assim, de acordo com a Tabela 3 (1ª linha), deverão ser utilizados os preços (média diária de janeiro de 2001) do Regular Unleaded (US\$30,85 / barril) para a fração leve, do Gasoil EN590 (US\$32,77 / barril) para a fração média e do Fuel Oil 1% (US\$22,17 / barril) para a fração pesada.

Utilizando a fórmula acima, obtemos o valor bruto da corrente *Baiano Mistura*:

$$VBP_{Baiano\ Mistura} = 20,58\% \times 30,85 + 48,82\% \times 32,77 + 30,60\% \times 22,17 = \text{US\$ } 29,13 \text{ / barril}$$

A curva de destilação do petróleo *Brent Dated* apresentou os seguintes rendimentos:

$$F_1 = 39,20\% \text{ (leves)}, F_m = 44,90\% \text{ (médios)} \text{ e } F_p = 15,90\% \text{ (pesados)}.$$

O teor de enxofre do petróleo *Brent Dated* é 0,35%. Assim, de acordo com a Tabela 3 (1ª linha), deverão ser utilizados os preços (média diária de janeiro de 2001) do Regular Unleaded (US\$30,85 / barril) para a fração leve, do Gasoil EN590 (US\$32,77 / barril) para a fração média e do Fuel Oil 1% (US\$22,17 / barril) para a fração pesada.

Utilizando a mesma fórmula, obtemos o valor bruto do petróleo *Brent Dated*:

$$VBP_{Brent} = 39,20\% \times 30,85 + 44,90\% \times 32,77 + 15,90\% \times 22,17 = \text{US\$ } 30,33 \text{ / barril}$$

O diferencial de preços (D) é:

$$D = VBP_{Baiano\ Mistura} - VBP_{Brent} = 29,13 - 30,33 = -1,20.$$

#### • Cálculo do Preço Mínimo para o petróleo Baiano Mistura

Considerando que 1 m<sup>3</sup> de petróleo corresponde a 6,2898 barris e que no mês de janeiro de 2001 o preço médio do petróleo *Brent Dated* foi de US\$25,67 / barril e a taxa média de câmbio para compra foi de R\$ 1,9537 / US\$, o Preço Mínimo do petróleo nacional produzido no Campo de Cassarongongo no referido mês, em Reais por metro cúbico, é obtido da seguinte forma:

$$P_{mín}^{Baiano\ Mistura} = (25,67 - 1,20) \times 1,9537 \times 6,2898 = \text{R\$ } 300,70 \text{ / m}^3.$$

A Tabela 4 apresenta uma consolidação dos cálculos acima.

Tabela 4 – Preço Mínimo do petróleo Baiano Mistura

Frações (%)	A	B	C		
	F <sub>l</sub> (leves)	F <sub>m</sub> (médios)	F <sub>p</sub> (pesados)		
Baiano Mistura	20,58%	48,82%	30,60%		
Brent Dated	39,20%	44,90%	15,90%		

Preços (US\$/barril)	D	E	F		
	P <sub>l</sub> (leves) Regular Unleaded	P <sub>m</sub> (médios) Gasol EN590	P <sub>p</sub> (pesados) Fuel Oil 1%		
	30,85	32,77	22,17		

Valor Bruto do Petróleo - VBP (US\$/barril)	G = A × D	H = B × E	I = C × F	J = G + H + I
Baiano Mistura	6,35	16,00	6,78	<b>29,13</b>
Brent Dated	12,09	14,71	3,53	<b>30,33</b>

= 29,13 - 30,33  
Diferencial D = -1,20

↓

Preço Mínimo do Baiano Mistura = Preço do Brent + Diferencial = 25,67 - 1,20

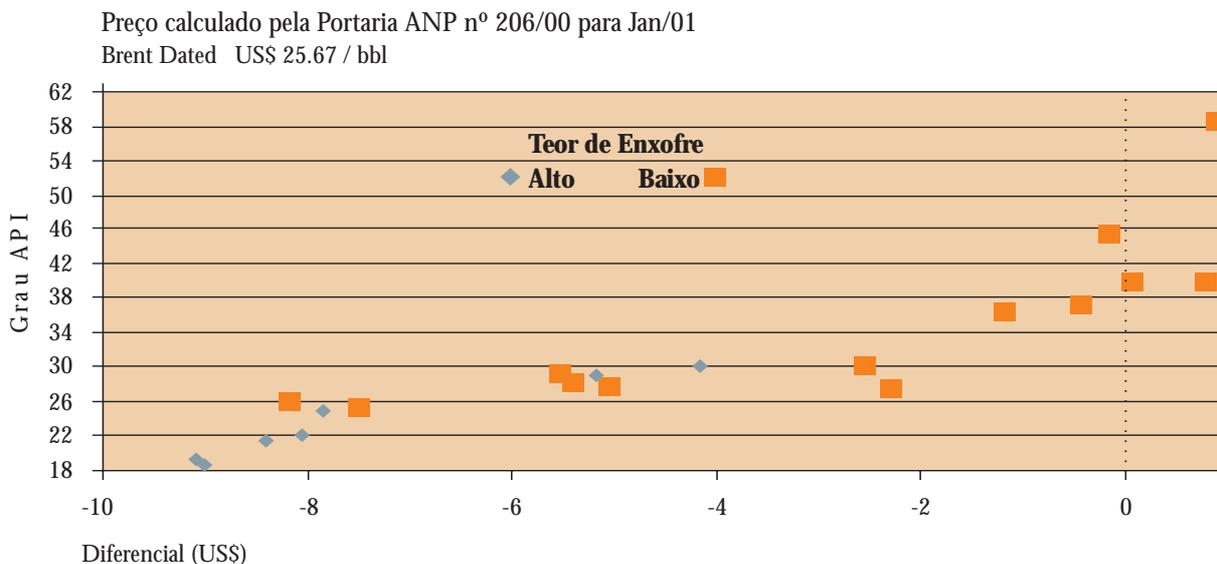
↓

Preço Mínimo do Baiano Mistura = 24,47 US\$/bbl

↓ × 6,2898 × 1,9537 (TC)

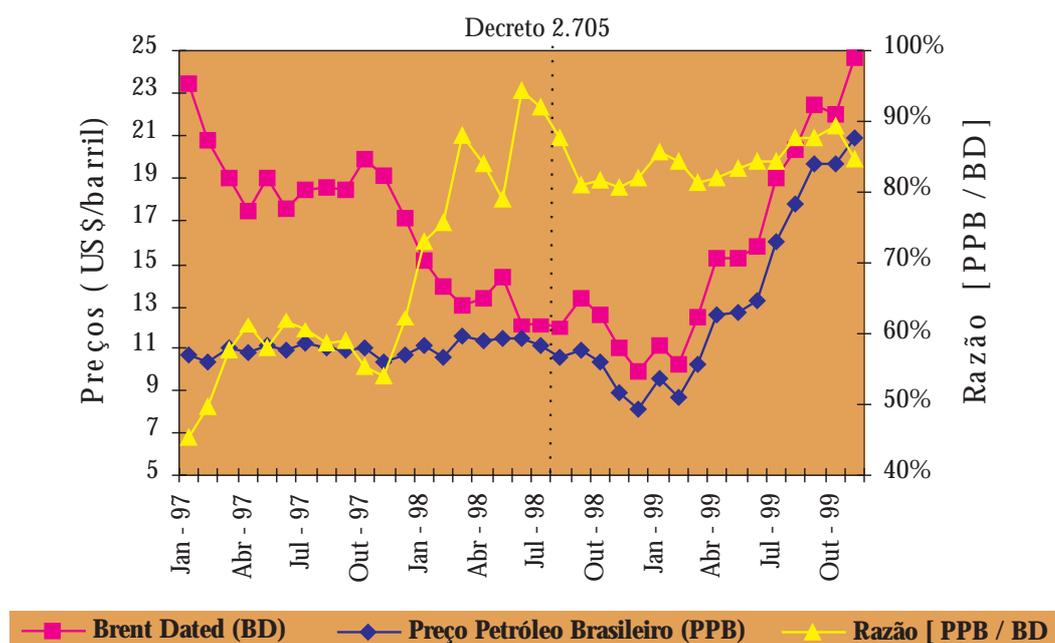
Preço Mínimo do Baiano Mistura = **300,70 R\$/m<sup>3</sup>**

Figura 2 – Diferencial de preços do petróleo brasileiro em relação ao Brent



A Figura 2 mostra o valor do diferencial de preços, em US\$ / barril, dos diferentes petróleos brasileiros, em relação ao petróleo *Brent Dated*, no mês de janeiro de 2001. O primeiro ponto, na parte inferior esquerda do gráfico representa o petróleo Marlim (19°API), e o último ponto, na parte superior direita do gráfico, é o petróleo Marluza (59°API).

Figura 3 – Evolução dos preços do petróleo brasileiro e do *Brent Dated*



Conforme vimos, a ANP indexou o preço do petróleo brasileiro ao mercado internacional, o que não vinha acontecendo antes da vigência da Lei do Petróleo e do Decreto das Participações Governamentais, como pode ser observado na Figura 3.

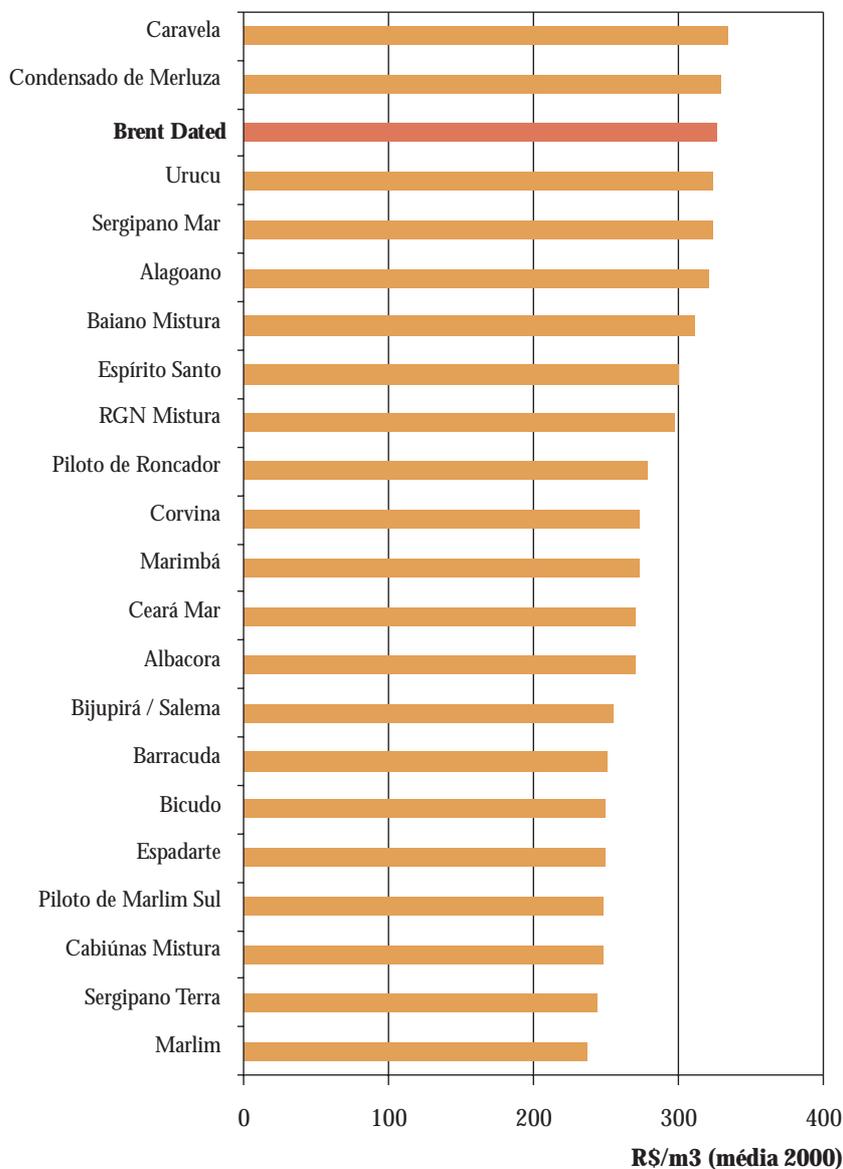
Pelo exame da Figura 3, observa-se, claramente, que, após a vigência do Decreto das Participações Governamentais, os preços do petróleo brasileiro para cálculo dos *royalties* ficaram alinhados com os preços do petróleo internacional.

Isto fica claro ao relacionar o **PPB**, que representa a média mensal dos preços dos diferentes petróleos brasileiros ponderada pelas respectivas produções (linha azul da Figura 3), com o **BD**, que representa a média mensal dos preços do petróleo *Brent Dated* (linha rosa da Figura 3).

Numa comparação com o *Brent Dated*, no ano de 1997, a razão [PPB / BD], que representa o quociente entre os preços do petróleo brasileiro e do *Brent Dated*, oscilou entre 45% e 60%, enquanto que, em 1999, já com a aplicação da metodologia ora vigente, estabelecida pela ANP, esta razão se situou entre 80% e 90%.

A Figura 4 mostra o valor médio no ano de 2000 do Preço Mínimo para cada um dos diferentes tipos de petróleo brasileiros, comparados com o petróleo *Brent Dated*. Os valores estão em R\$/m<sup>3</sup>.

**Figura 4 – Preços Mínimos dos petróleos brasileiros e preço do Brent Dated no ano 2000**



## 4.2 Preço de Referência do Gás Natural

Ao contrário do petróleo, não existe Preço Mínimo para o gás natural. O preço de referência do gás natural leva em conta a existência ou não da operação de venda. Da mesma forma que para o petróleo, o preço de venda do gás natural tem que atender às condições de mercado.

### 4.2.1 Se houver venda a preço de mercado

O preço de referência do gás natural é a média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário no mês.

O preço de venda refere-se ao gás natural na saída da concessão. Este preço exclui os custos de *transporte* do gás natural, incorridos fora da área de concessão. Todavia, o preço de venda não exclui os custos de *transferência* dentro da concessão, ou seja, os custos de transporte em gasodutos de propriedade do produtor.

O preço de venda considerado é livre dos impostos e das contribuições sociais incidentes sobre a venda. Entende-se como tais o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), a Contribuição para o Programa de Integração Social do trabalhador (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

#### 4.2.2 Se não houver venda ou a venda não refletir as condições de mercado

O preço de referência do gás natural foi estabelecido pela Portaria ANP nº 45, de 15 de março de 2000, como sendo o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte ( $P_{GT}$ ), fixado pela Portaria Interministerial (Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda) nº 3, de 17 de fevereiro de 2000.

A Portaria Interministerial nº 3/2000 estabelece o preço máximo ( $P_m$ ) de venda do gás natural do produtor (concessionário) para a companhia estadual de distribuição de gás, a ser praticado no ponto de transferência de custódia (*city gate*), e decompõe este preço em duas parcelas: o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte ( $P_{GT}$ ) e a tarifa de transporte de referência ( $T_{Ref}$ ) entre os pontos de recepção e de entrega do gás.

$$P_m = P_{GT} + T_{Ref}$$

Em outras palavras, o preço do gás no *city gate* ( $P_m$ ) é a soma do preço da *commodity* ( $P_{GT}$ ) com a tarifa de transporte ( $T_{Ref}$ ).

Na fórmula de cálculo, a Portaria Interministerial nº 3/2000 indexou o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte ( $P_{GT}$ ) ao preço internacional do óleo combustível, com os ajustes cambiais devidos, e deixou a cargo da ANP a regulamentação das tarifas de transporte (Portaria ANP nº 108, de 28/06/2000).

O preço da *commodity* ( $P_{GT}$ ) é reajustado trimestralmente e a tarifa de transporte ( $T_{Ref}$ ), anualmente, tendo os valores relativos ao trimestre Junho - Agosto de 1999 como base, a saber:

$$P_{GT} = \text{R\$ } 110,80 / 1000\text{m}^3 \quad T_{Ref} = \text{R\$ } 19,40 / 1000\text{m}^3$$

A Tabela 5 apresenta as parcelas componentes do preço máximo de venda do gás natural no *city gate*, destacando a coluna utilizada na valoração do gás natural para fins de *royalties*.

**Tabela 5 – Preço máximo do gás natural**

R\$ / mil m <sup>3</sup>	$P_{GT}$	$T_{Ref}$ (média)	$P_m$ (médio)	Varição $P_m$
Abril a Junho/00	131,03	19,40	150,43	-
Julho a Setembro/00	144,32	20,00	164,32	9,23%
Outubro a Dezembro/00	157,84	20,00	177,84	8,23%

É importante observar que, no cálculo do preço de referência do gás natural, a legislação permite a dedução da tarifa de transporte desde a saída da concessão até o ponto de sua venda ao distribuidor, denominado *city gate*. Mas, como a entrada do gasoduto de transporte é exatamente o ponto onde o gás natural deixa a área de concessão, não há que falar em dedução de tarifa de transporte.

O preço de referência do gás natural refere-se às condições de pressão absoluta de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e temperatura de 20° C (vinte graus centígrados), e ao poder calorífico superior de 39,3559 MJ/m<sup>3</sup> (trinta e nove megajoules e três mil quinhentos e cinquenta e nove décimos de milésimos de megajoules por metro cúbico).

Quando o poder calorífico superior do gás natural for diferente de 39,3559 MJ/m<sup>3</sup>, o preço de referência ( $PR_{\text{gás}}$ ) será igual ao preço de venda ( $PV_{\text{gás}}$ ) (ou o preço a que se refere a Portaria ANP nº 45/2000), nas condições de pressão e temperatura acima, multiplicado pelo poder calorífico superior do gás ( $PCS_{\text{gás}}$ ) em MJ/m<sup>3</sup> e dividido por 39,3559 MJ/m<sup>3</sup>.

$$PR_{\text{gás}} = PV_{\text{gás}} \times PCS_{\text{gás}} / 39,3559$$

De acordo com o artigo 4º da Portaria Interministerial nº 3/2000, o preço máximo de venda (e conseqüentemente o  $P_{\text{gr}}$ ), inclui as contribuições sociais PIS e COFINS e não inclui o ICMS. Ocorre que as contribuições sociais PIS e COFINS incidem à alíquota combinada de 3,65% sobre o preço de venda com ICMS. Há, portanto, necessidade de se ajustar o preço de venda (ou o preço a que se refere a Portaria ANP nº 45/2000) para se eliminar dele as contribuições sociais PIS e COFINS.

Abaixo mostramos como é feito este ajuste, considerando as alíquotas do ICMS vigentes nos diferentes estados e utilizando o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte ( $P_{\text{gr}}$ ) de R\$ 0,15784/m<sup>3</sup>, válido para o trimestre Outubro – Dezembro de 2000.

### 1. Estados do Ceará, Espírito Santo e Sergipe: ICMS = 17%

Preço ( $P_{\text{gr}}$ ) com ICMS = 0,15784 / (1 - 17%) = 0,19017

PIS + COFINS = 3,65% × 0,19017 = 0,00694

Preço ( $P_{\text{gr}}$ ) ajustado = 0,15784 - 0,00694 = 0,15090

### 2. Estado do Amazonas: ICMS = 25%

Preço ( $P_{\text{gr}}$ ) com ICMS = 0,15784 / (1 - 25%) = 0,21045

PIS + COFINS = 3,65% × 0,21045 = 0,00768

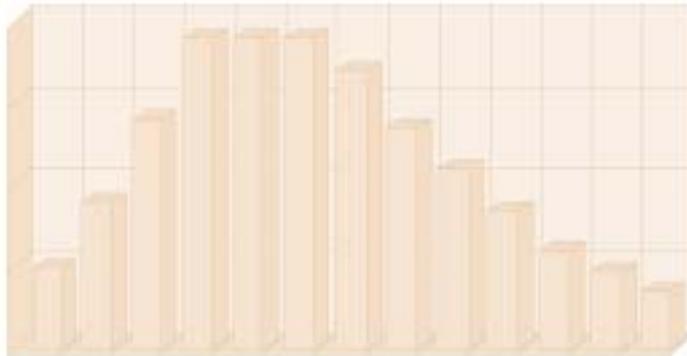
Preço ( $P_{\text{gr}}$ ) ajustado = 0,15784 - 0,00768 = 0,15016

### 3. Demais estados da União: ICMS = 12%

Preço ( $P_{\text{gr}}$ ) com ICMS = 0,15784 / (1 - 12%) = 0,17936

PIS + COFINS = 3,65% × 0,17936 = 0,00655

Preço ( $P_{\text{gr}}$ ) ajustado = 0,15784 - 0,00655 = 0,15129



Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Volumes não sujeitos a *royalties*
- Volumes utilizados nas operações
- Gás natural reinjetado
- Gás natural queimado em *flares* ou ventilado na atmosfera
- Gás natural utilizado para a elevação artificial do petróleo (*gas lift*)
- Os diversos volumes componentes do gás natural

**Nota**

Os *royalties* não incidem sobre os volumes de gás natural queimados ou ventilados na atmosfera por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional.

Os *royalties* são calculados mensalmente, campo a campo, mediante a aplicação de uma alíquota, que pode variar entre 5% e 10%, sobre o valor total da produção.

$$\text{Royalty} = \text{Alíquota} \times (\text{Volume de Petróleo Produzido} \times \text{Preço de Referência do Petróleo} + \text{Volume de Gás Natural Produzido} \times \text{Preço de Referência do Gás Natural})$$

O *royalty* incide sobre o volume total produzido de petróleo e gás natural:

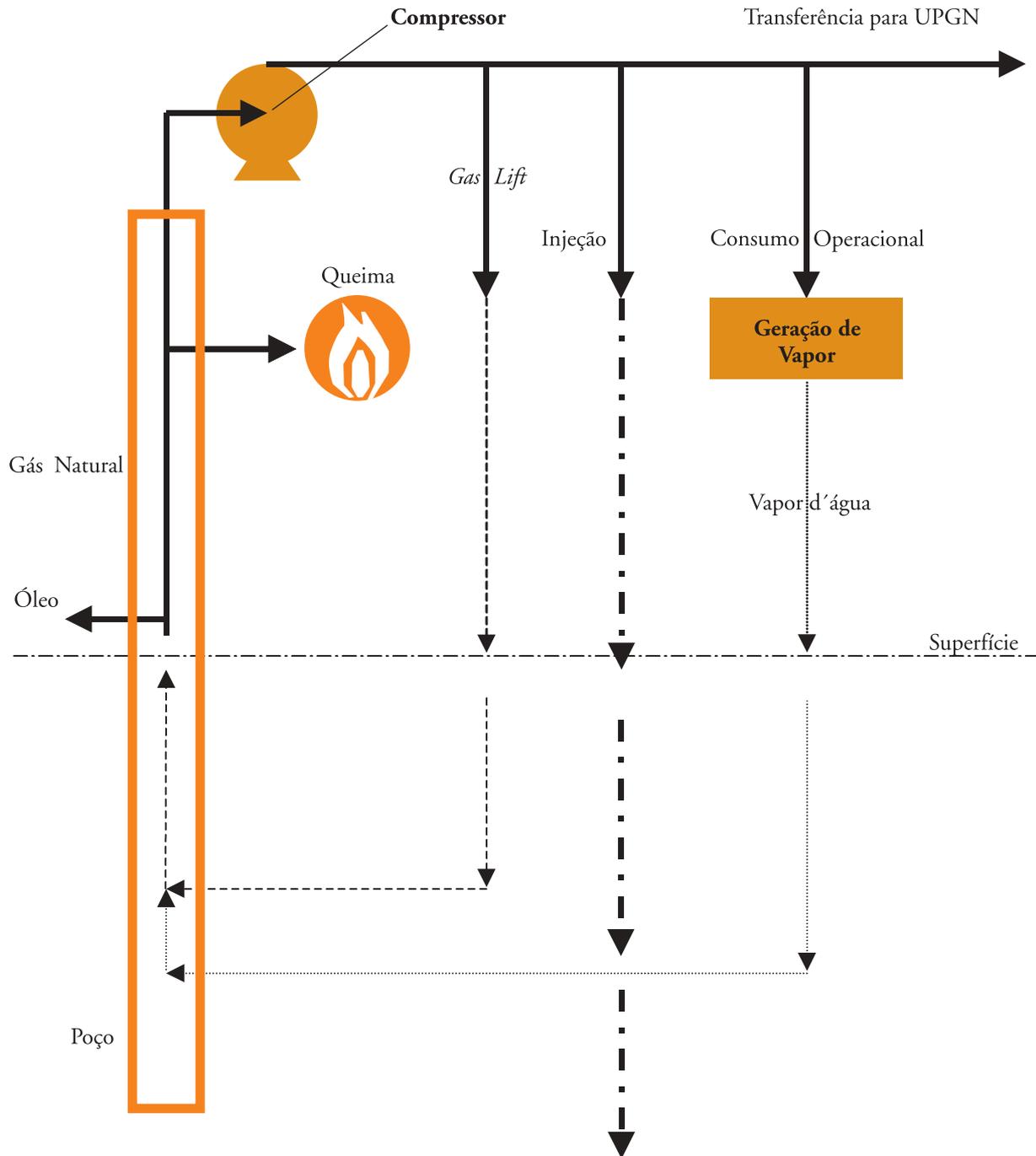
- Medido no(s) ponto(s) de medição fiscal
- Consumido nas operações do campo
- Gás natural queimado em *flares* ou ventilado na atmosfera não isento de *royalties*

Os seguintes volumes de gás natural estão excluídos da incidência de *royalty*:

- O gás circulado para elevação artificial do petróleo (*gas lift*)
- O gás reinjetado no mesmo campo
  - Gás reinjetado em outro campo está sujeito a *royalty*, mas o operador do campo receptor pode deduzir tal volume da sua base de cálculo
- O gás queimado ou ventilado no meio ambiente
  - Por razões de segurança
  - Por razões de comprovada necessidade operacional

A Figura 5 mostra o fluxo dos diferentes volumes de gás natural produzido. Enquanto, praticamente, todo o petróleo produzido está sujeito à incidência dos *royalties*, algumas frações do gás natural não estão.

Figura 5 – Fluxograma dos volumes de gás natural







Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Periodicidade de pagamento dos *royalties*
- Formulário (DARF) utilizado para efetuar o pagamento
- Preenchimento do formulário (DARF)
- Códigos de receita utilizados pelo formulário (DARF)
- Prazo para o pagamento

**Nota**

O pagamento dos *royalties* utiliza o mesmo formulário DARF para pagamento dos impostos e contribuições sociais de competência da União.

## 6.1 Periodicidade e forma de pagamento

O valor dos *royalties*, calculado conforme o capítulo anterior, é recolhido pelo concessionário à Secretaria do Tesouro Nacional (SIN), em moeda nacional, através de Documento de Arrecadação da Receita Federal (DARF), até o último dia útil do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção, utilizando os bancos da rede pública.

**Figura 6 – Modelo do DARF**

 <p><b>MINISTÉRIO DA FAZENDA</b> <b>SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL</b></p> <p><b>DARF</b></p>	<b>02</b> PERÍODO DE APURAÇÃO →	
	<b>03</b> NÚMERO DO CPF OU CGC →	
	<b>04</b> CÓDIGO DA RECEITA →	
	<b>05</b> NÚMERO DE REFERÊNCIA →	
<b>01</b> NOME / TELEFONE	<b>06</b> DATA DE VENCIMENTO →	
<p><b>Veja no verso</b> <b>instruções para preenchimento</b></p>	<b>07</b> VALOR DO PRINCIPAL →	
	<b>08</b> VALOR DA MULTA →	
<p><b>ATENÇÃO</b></p> <p>É vedado o recolhimento de tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal cujo valor total seja inferior a R\$ 10,00. Ocorrendo tal situação, adicione esse valor ao tributo/contribuição de mesmo código de períodos subsequentes, até que o total seja igual ou superior a R\$ 10,00.</p>	<b>09</b> VALOR DOS JUROS E / OU ENCARGOS DL - 1.025/69 →	
	<b>10</b> VALOR TOTAL →	
	<b>11</b> AUTENTICAÇÃO BANCÁRIA (Somente nas 1ª e 2ª vias)	

Conforme pode ser visualizado na Figura 6, os campos constantes do DARF devem ser preenchidos conforme segue:

- campo 01: nome e telefone do concessionário;
- campo 02: mês de competência (mês em que ocorreu a produção);
- campo 03: número do CNPJ (Cadastro Nacional das Pessoas Jurídicas) do concessionário;
- campo 04: código da receita, conforme Tabela 6;
- campo 05: deixar em branco;
- campo 06: último dia útil do mês seguinte ao da produção;
- campo 07: valor da parcela do *royalty*;
- campo 08: valor da multa moratória, se houver;
- campo 09: valor do juros de mora, se for o caso; e
- campo 10: total (soma) dos campo 07 a 09.

Aprovado pela IN/SRF nº 51/196

Tabela 6 – Código dos DARF's conforme a destinação dos recursos

Códigos	Parcela de 5%		Parcela acima de 5%		
	Destinação dos Recursos				
<b>DARF 7254</b> Royalties relativos à lavra em terra	70%	aos estados produtores			
	20%	aos municípios produtores			
	10%	aos municípios onde se localizarem instalações de embarque e desembarque de petróleo e/ou gás natural.			
<b>DARF 7267</b> Royalties relativos à lavra na plataforma continental	30%	aos estados confrontantes com poço produtor			
	30%	aos municípios confrontantes com o poço e suas respectivas áreas geoeconômicas			
	10%	aos municípios onde se localizarem instalações de embarque e desembarque de petróleo e/ou gás natural			
	10%	Para o Fundo Especial a ser distribuído entre todos os estados e municípios			
<b>DARF 8256</b> Royalties relativos à lavra na plataforma continental	20%	ao Comando da Marinha			
<b>DARF 7282</b> Royalties relativos à lavra em terra			52,5%		aos estados produtores
			15%		aos municípios produtores
			7,5%	aos municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e/ou gás natural	
<b>DARF 7295</b> Royalties relativos à lavra em terra			25%	ao Ministério da Ciência e Tecnologia	
<b>DARF 7310</b> Royalties relativos à lavra na plataforma continental			22,5%	ao estado confrontante com o campo produtor	
			22,5%	aos municípios confrontantes com campo produtor	
			7,5%	aos municípios afetados por operações de embarque e desembarque	
			7,5%	para Fundo Especial a ser distribuído entre todos os estados e municípios	
<b>DARF 7322</b> Royalties relativos à lavra na plataforma continental			15%	ao Comando da Marinha	
			25%	ao Ministério da Ciência e Tecnologia	

O concessionário deverá preencher tantos DARF's quantas forem as situações descritas na primeira coluna da Tabela 6, que também contém os códigos de receita (campo 04 do DARF) respectivos.

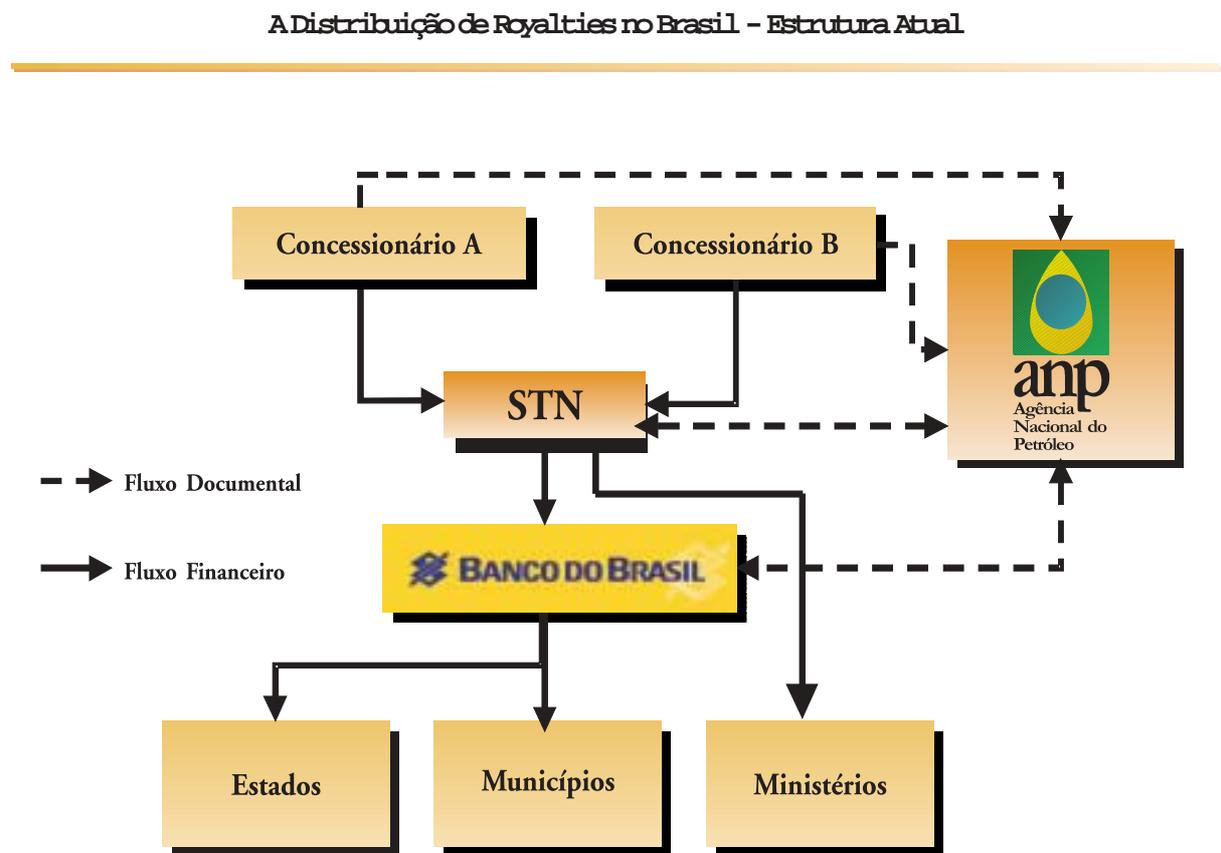
O modelo de demonstrativo de apuração dos *royalties* (Figura 8), em formato de planilha eletrônica, distribuído pela ANP aos concessionários, já fornece, automaticamente, os diversos valores e respectivos códigos de receita a serem consignados nos DARF's.

Assim, se o concessionário possuir somente lavra em terra, ele terá que preencher três DARF's (7254, 7282 e 7295); se possuir somente lavra na plataforma continental deverá preencher quatro DARF's

(7267, 8256, 7310 e 7322) e se possuir lavra tanto em terra como na plataforma continental deverá preencher todos os sete DARFs.

A segregação dos *royalties* recolhidos à Secretaria do Tesouro Nacional em diversos DARFs tem por objetivo facilitar o crédito de tais recursos aos estados, municípios, Comando da Marinha e Ministério da Ciência e Tecnologia a que se destinam.

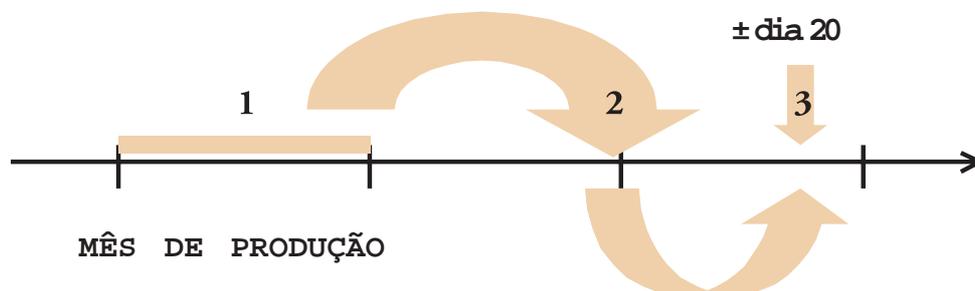
Figura 7.a – Fluxo do pagamento dos *royalties*



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.

A Figura 7.a mostra o fluxo de pagamento dos *royalties* e a sua posterior distribuição aos beneficiários, que será objeto dos próximos cinco capítulos. A Figura 7.b mostra o cronograma associado.

Figura 7.b - Cronograma



[1] Produção

[2] Recolhimento à SIN até o último dia útil do mês seguinte ao da produção

[3] Distribuição aos beneficiários em torno do dia 20 do 2º mês seguinte ao da produção

O concessionário do Campo de Cassarongongo, cujo demonstrativo de apuração dos *royalties* consta da Figura 8, deverá preencher três DARFs, que somados perfazem R\$33.489,45.

O primeiro DARF, com o código 7254, no valor de R\$20.174,37 (=R\$19.950,14 + R\$224,23), referentes à parcela de 5%, para a lavra em terra, destinados aos estados e municípios.

O segundo DARF, com o código 7282, no valor de R\$9.986,31, correspondente a 75% de R\$13.315,08 (=R\$13.167,09 + R\$147,99), referentes à parcela acima de 5%, para a lavra em terra, destinados aos estados e municípios.

O terceiro DARF, com o código 7295, no valor de R\$3.328,77, correspondente a 25% de R\$13.315,08 (=R\$13.167,09 + R\$147,99), referentes à parcela acima de 5%, para a lavra em terra, destinados ao Ministério de Ciência e Tecnologia.

Figura 8 – Demonstrativo de apuração das royalties

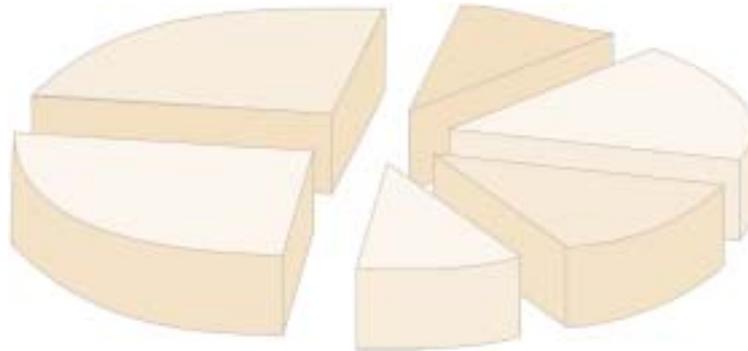
CONCESSIONÁRIA: PETROBRAS  
MÊS DE REFERÊNCIA: FEVEREIRO DE 1999

N.º	N.º Contrato de Concessão	Código do Campo	Nome do Campo	Bacia	Localização (Mar ou Terra)	Royalties (%) (A)	Produção (m³)		Preço de Referência (R\$/m³)	
							Petróleo (B)	Gás (C)	Petróleo (D)	Gás (E)
1	48000.003640/97-86	CS	CASSARONGONGO	RECÔNCAVO	Terra	8,3	3.491,0000	56.209,7000	114,2947	0,0797831
2							3.491,0000	56.209,7000		

PCS GÁS PADRÃO (MJ/m³)	PCS GÁS
39,3559	KCAL P/ MJOULE
	0,0041868

Valor da Indenização (R\$)				Valor Total da Indenização (R\$)				Poder Calorífico Superior do Gás Natural (MJ/m³) ----- (M)
Parcela de 5%		Parcela acima de 5%		Petróleo	Gás Natural	TOTAL		
Petróleo (F) = 5%*(B)*(D)	Gás Natural (G) = 5%*(C)*(E) *(M)/39,3559	Petróleo (H) = [(A)-5%] *(B)*(D)	Gás Natural (I) = [(A)-5%] *(C)*(E) *(M)/39,3559	J = (F) + (H)	K = (G) + (I)	(L) = (J) + (K)		
19.950,14	224,23	13.167,09	147,99	33.117,23	372,22	33.489,45	39,3559	
<b>19.950,14</b>	<b>224,23</b>	<b>13.167,09</b>	<b>147,99</b>	<b>33.117,23</b>	<b>372,22</b>	<b>33.489,45</b>		

Nota: O concessionário preenche apenas os campos em amarelo; os campos em verde são calculados automaticamente.



Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Visão geral de como os *royalties* chegam aos beneficiários
- Quem são os beneficiários dos *royalties*
- As duas principais leis que regem a distribuição dos *royalties*
- Diferentes formas de distribuição: parcela de 5% e acima de 5%
- Diferentes formas de distribuição: lavra em terra e na plataforma continental
- Conceito de plataforma continental
- Estados e municípios confrontantes com poços e com campos
- Instalações de embarque e desembarque: municípios com instalações e afetados pelas operações
- Introdução aos próximos capítulos

**Nota**

O conceito legal de plataforma continental é diferente do conceito geológico. De acordo com o conceito legal, a plataforma continental pode se estender além das duzentas milhas da linha de costa.

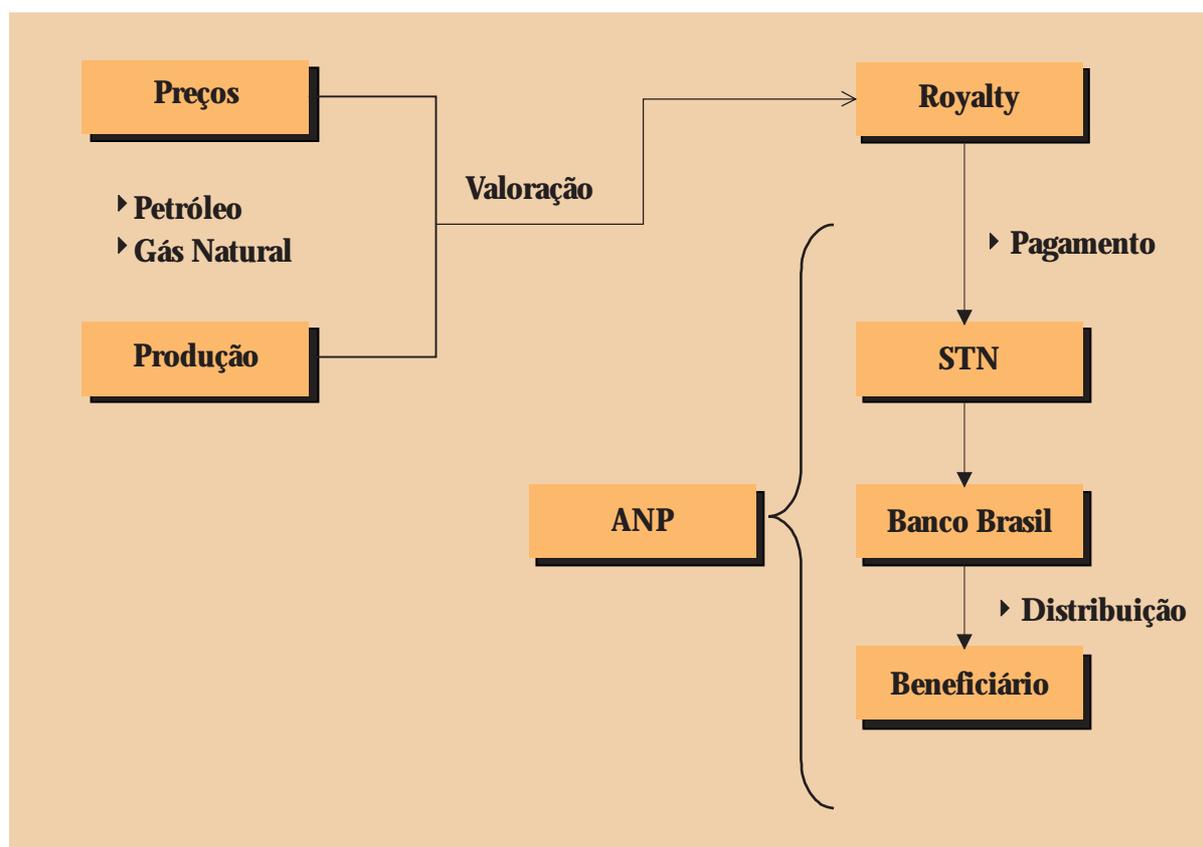
## 7.1 Distribuição dos *royalties* – visão geral

O modelo de demonstrativo de apuração dos *royalties*, em formato de planilha eletrônica, distribuído pela ANP aos concessionários, já fornece, automaticamente, os diversos valores e respectivos códigos de receita a serem consignados nos DARFs.

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. O repasse dos recursos provenientes dos *royalties* ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia, também beneficiários dos *royalties*, é feito diretamente pela Secretaria do Tesouro Nacional, sem transitar pelo 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.

**Figura 9 – Modelo simplificado da distribuição dos *royalties***



A Figura 9 apresenta um diagrama simplificado com a indicação dos principais procedimentos relacionados com cálculo, apuração e distribuição aos beneficiários dos *royalties* pela produção de petróleo e gás natural.

## 7.2 Formas de distribuição

### a) 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.

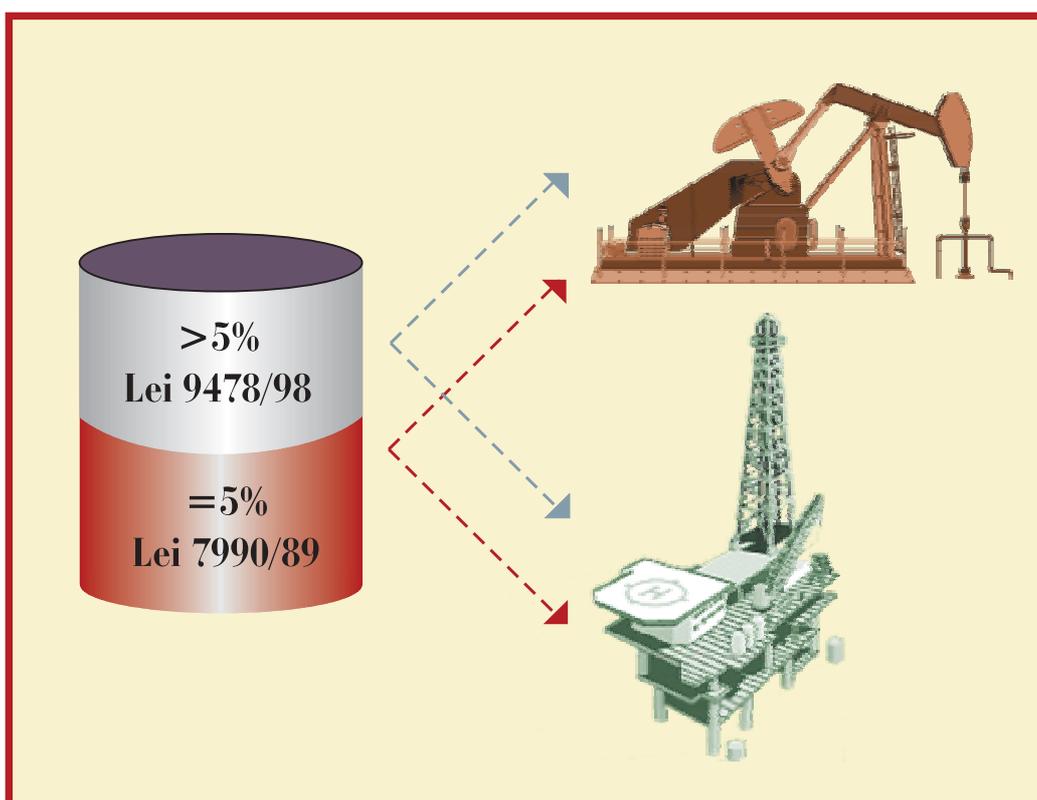
**Tabela 7 – Distribuição dos *royalties***

Parcela de 5%	Lei n.º 7.990/89 + Decreto 1/91
Parcela acima de 5%	Lei n.º 9.478/97 + Decreto 2.705/98

### b) 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 (Figura 10).

**Figura 10 – Distribuição das parcelas dos *royalties***



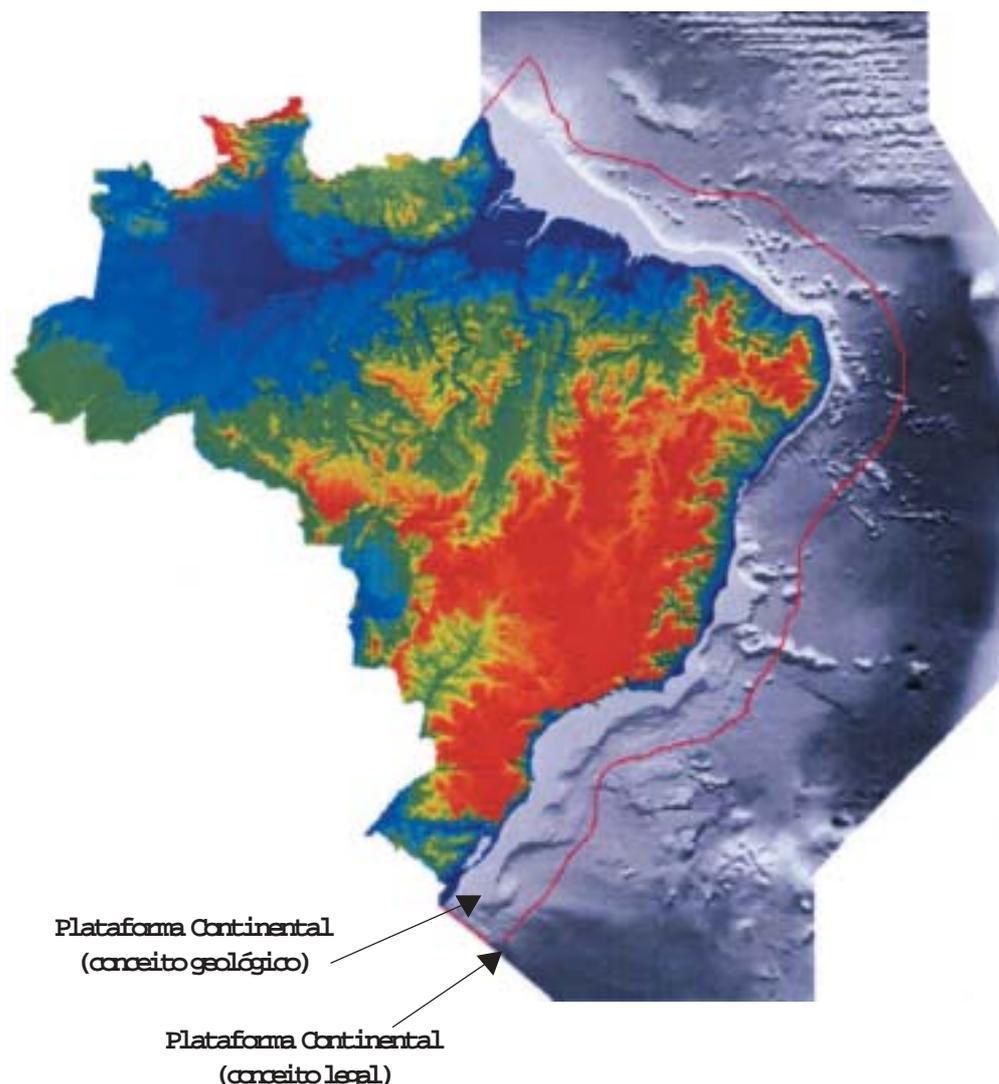
## Plataforma continental (Mar)

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 plataforma continental brasileira 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 ou até uma distância de duzentas milhas marítimas 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 esta distância (art. 11 da Lei nº 8.617, de 1993).

A Figura 11 mostra, em relevo, o mapa do Brasil. Pode-se observar o contorno da plataforma continental no seu conceito geológico, que é diferente do conceito legal.

**Figura 11 - Brasil - Mapa relevo**



A Figura 12 refere-se à distribuição da parcela de 5% e a Figura 13 refere-se à distribuição da parcela acima de 5%.

Conforme se observa em ambas figuras, os beneficiários dos *royalties* e suas respectivas participações no rateio dependem da localização da lavra (se em terra ou na plataforma continental).

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, dado que os critérios foram estabelecidos por diferentes leis e decretos. A tabela a seguir resume a questão.

**Tabela 8 – Diferentes conceitos de estados e municípios confrontantes**

	Parcela de 5%	Parcela acima de 5%
Confrotação	POÇO	CAMPO
Critérios estabelecidos na	Lei 7.990/89 + Decreto 1/91	Lei 9.748/97+ Decreto 2.705/98

No caso da Figura 12 (distribuição da parcela de 5%), os estados e municípios são confrontantes com **poços** produtores e, no caso da Figura 13 (distribuição da parcela acima de 5%), os estados e municípios são confrontantes com **campos** produtores.

Outra observação importante diz respeito às instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Na Figura 12 são distribuídos *royalties* aos municípios com instalações de embarque e desembarque e na Figura 13 aos municípios afetados pelas operações realizadas nestas instalações.

A Figura 14 apresenta a distribuição dos *royalties* aos diferentes beneficiários, considerando uma alíquota de 10%.

**Figura 12 – Distribuição da parcela de 5%**

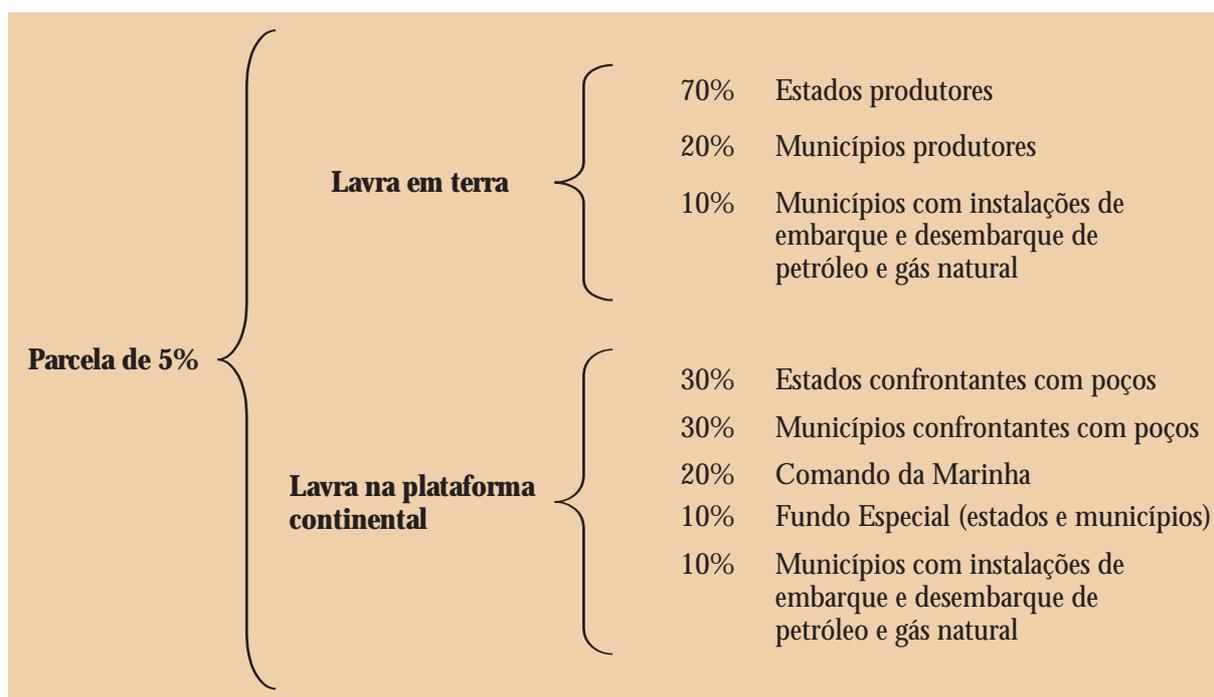


Figura 13 - Distribuição da parcela acima de 5%

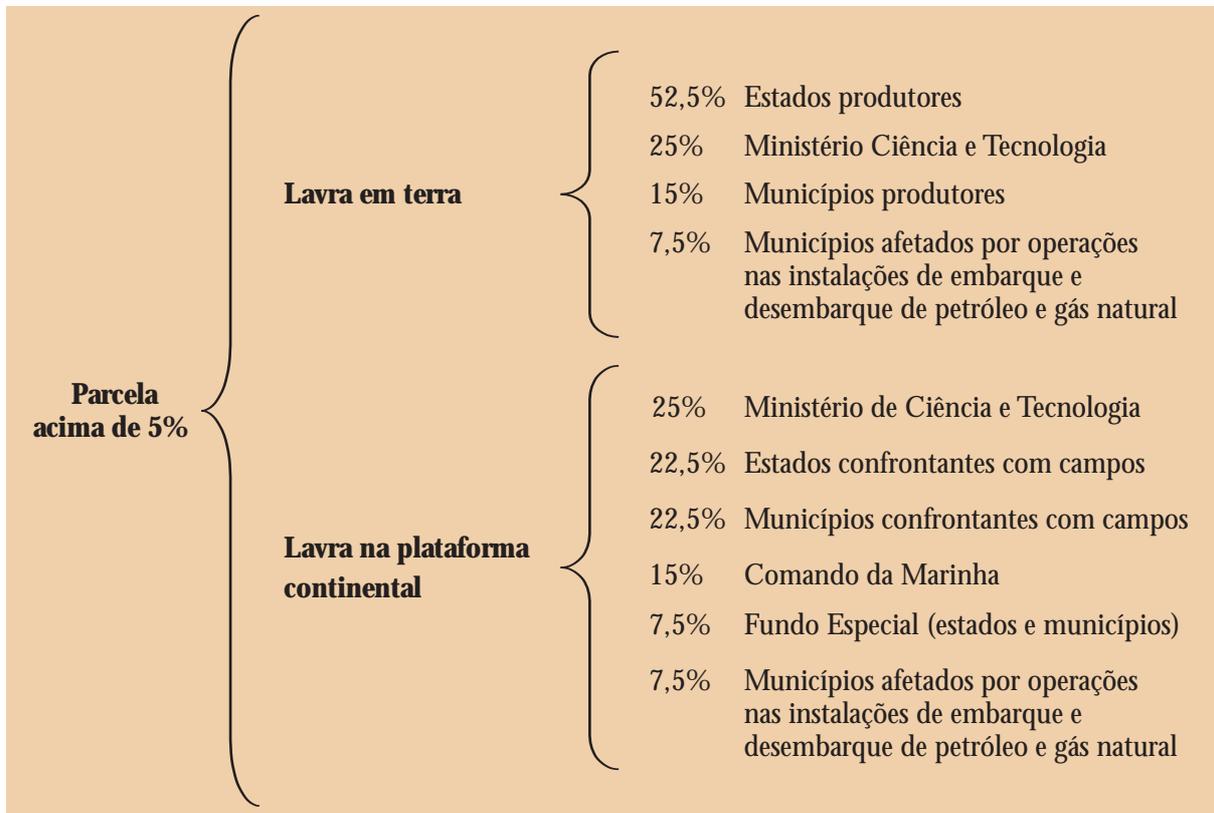
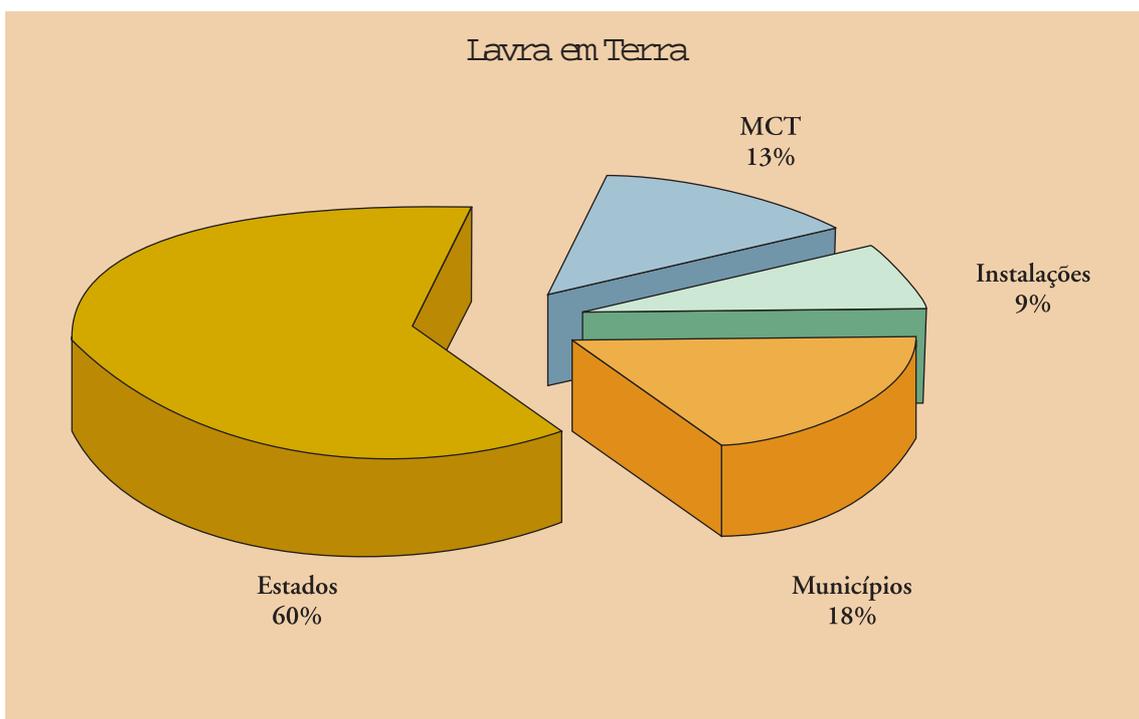
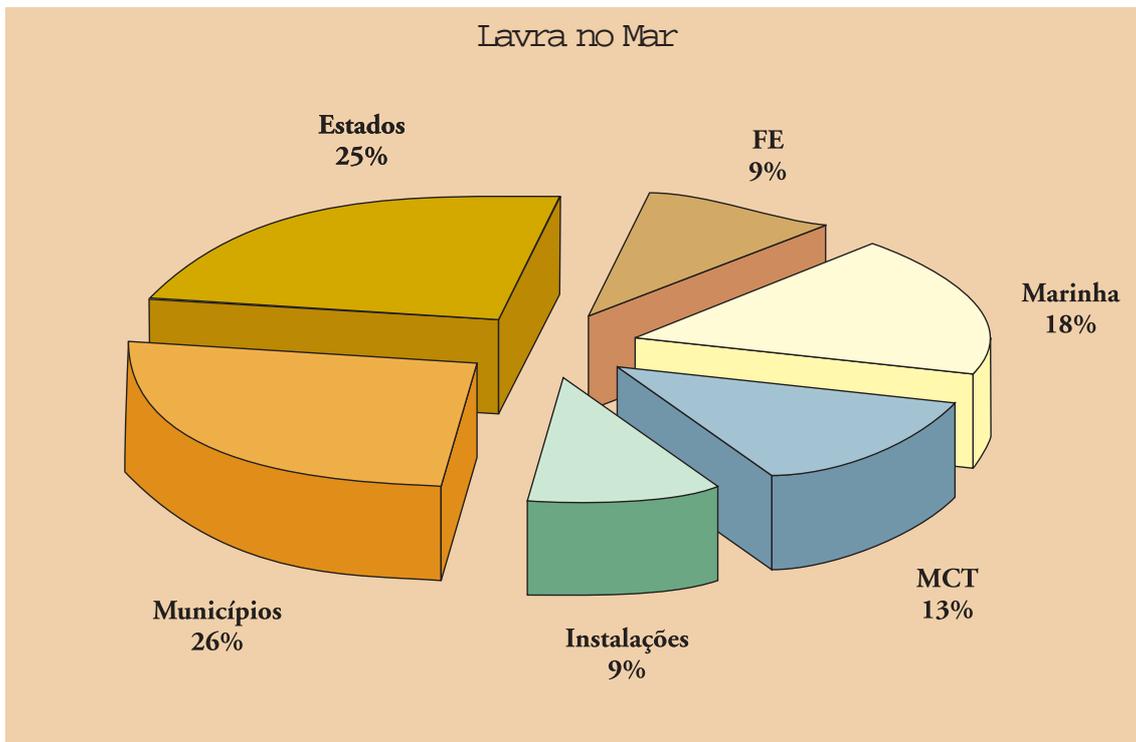


Figura 14 - Exemplo de distribuição dos royalties considerando uma alíquota de 10%





Portanto, tomando como exemplo um campo que tenha a sua alíquota estabelecida em 10%, na distribuição dos *royalties* oriundos desse campo, o estado produtor receberia em torno de 60%, no caso do campo estar localizado em terra, ou em torno de 25%, no caso do campo estar localizado em mar.

Para facilitar o entendimento, o tema "distribuição dos *royalties*" foi desmembrado nos cinco capítulos apresentados a seguir:

- Capítulo 8: Parcela de 5% lavra em terra;
- Capítulo 9: Parcela de 5% lavra no mar;
- Capítulo 10: Parcela acima de 5% lavra em terra;
- Capítulo 11: Parcela acima de 5% no mar; e
- Capítulo 12: Instalações de embarque e desembarque.

O Capítulo 12, "Instalações de embarque e desembarque", em que pese ser parte integrante de cada um dos itens anteriores, será tratado à parte.





Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989
- Decreto nº 01, de 11 de janeiro de 1991
- Os principais beneficiários: estados e municípios produtores
- Exemplo de cálculo da parcela correspondente ao estado
- Exemplo de cálculo das parcelas correspondente aos municípios

**Nota**

Encontram-se em anexo os textos da Lei nº 7.990/89 e do Decreto nº 1/91 que a regulamentou.

## 8.1 Distribuição da parcela de 5% - Lavra em terra

O art. 48 da Lei do Petróleo estabelece que a parcela do valor do *royalty* que representar 5% do valor da produção (= parcela de 5%) será distribuída à União, aos estados e aos municípios, segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990/89.

O Decreto n.º 1/91, que regulamentou a Lei nº 7.990/89, estabelece que, quando a lavra ocorrer em terra, os 5% aplicados sobre o valor da produção de petróleo e de gás natural serão distribuídos da seguinte forma:

- 70% (setenta por cento) aos estados produtores;
- 20% (vinte por cento) aos municípios produtores; e
- 10% (dez por cento) aos municípios onde estiverem localizadas instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de petróleo ou de gás natural.

### Estados produtores

Os estados produtores são aqueles em cujo território é realizada a lavra de petróleo ou de gás natural.

### Municípios produtores

Os municípios produtores são aqueles em cujo território é realizada a lavra de petróleo ou de gás natural.

### Municípios onde se localizam instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural

Conforme consta no final do Capítulo 7, este assunto será tratado à parte no Capítulo 12.

## 8.2 Exemplo 1

Num determinado mês, o Campo de Camópolis, na Bacia Sergipe-Alagoas, cuja alíquota de *royalties* é 10%, produziu 75.647,42 m<sup>3</sup> de petróleo e 2.904.762 m<sup>3</sup> de gás natural.

O Campo de Camópolis compreende poços produtores em seis municípios do Estado de Sergipe (Tabela 9.a). As produções de petróleo e gás natural por município constam da Tabela 9.b, que consolida os cálculos do valor da produção e da parcela de 5%.

O preço de referência do petróleo Camópolis no mês em questão foi de R\$68,8787/m<sup>3</sup> e o preço de referência do gás natural do campo de Camópolis, corrigido para o poder calorífico superior padrão, foi de R\$ 0,07776/m<sup>3</sup>.

### Parcela de 5%

O valor da produção de petróleo e gás natural do Campo de Camópolis, dentro do Estado de Sergipe, é R\$ 5.436.370,24 (**coluna G** da Tabela 9.b).

A parcela de 5% será, então, de R\$271.818,51 ( $= 5\% \times R\$ 5.436.370,24$ ) (**coluna H** da Tabela 9.b).

### **Parcela do estado produtor**

O Estado de Sergipe tem direito a 70% de R\$ 271.818,51, ou seja, R\$190.272,96, referentes ao petróleo e ao gás natural produzidos no Campo de Camópolis.

O artigo 9º da Lei nº 7.990/89 determina aos estados transferir aos municípios 25% (vinte e cinco por cento) deste valor (R\$190.272,96), observando os mesmos critérios de distribuição de recursos estabelecidos em decorrência do disposto no artigo 158, inciso IV e respectivo parágrafo único da Constituição, e dos mesmos prazos fixados para entrega desses recursos, contados a partir do seu recebimento.

### Constituição da República Federativa do Brasil – 1988

**Art. 158. Pertencem aos Municípios:**

(...)

*IV - vinte e cinco por cento do produto da arrecadação do imposto do Estado sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação.*

**Parágrafo Único** – *As parcelas de receita pertencentes aos Municípios, mencionadas no inciso IV, serão creditadas conforme os seguintes critérios:*

*I - três quartos, 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 como que dispuser lei estadual ou, no caso dos Territórios, lei federal."*

### **Parcelas dos municípios produtores**

O conjunto dos seis municípios constantes da Tabela 9.a tem direito a 20% de R\$271.818,51, ou seja, R\$54.363,70, referentes ao petróleo e ao gás natural produzidos no Campo de Camópolis.

A parcela individual de cada município é obtida multiplicando-se o valor da produção do Campo de Camópolis ocorrida naquele município (**coluna G** da Tabela 9.b) por 5% e em seguida por 20%. Assim, por exemplo, a parcela correspondente ao Município de Japaratuba é de R\$30.937,89 ( $= R\$3.093.789 \times 5\% \times 20\%$ ) (**coluna I** da Tabela 9.b).

Tabela 9.a - Campo de Carmópolis e municípios produtores

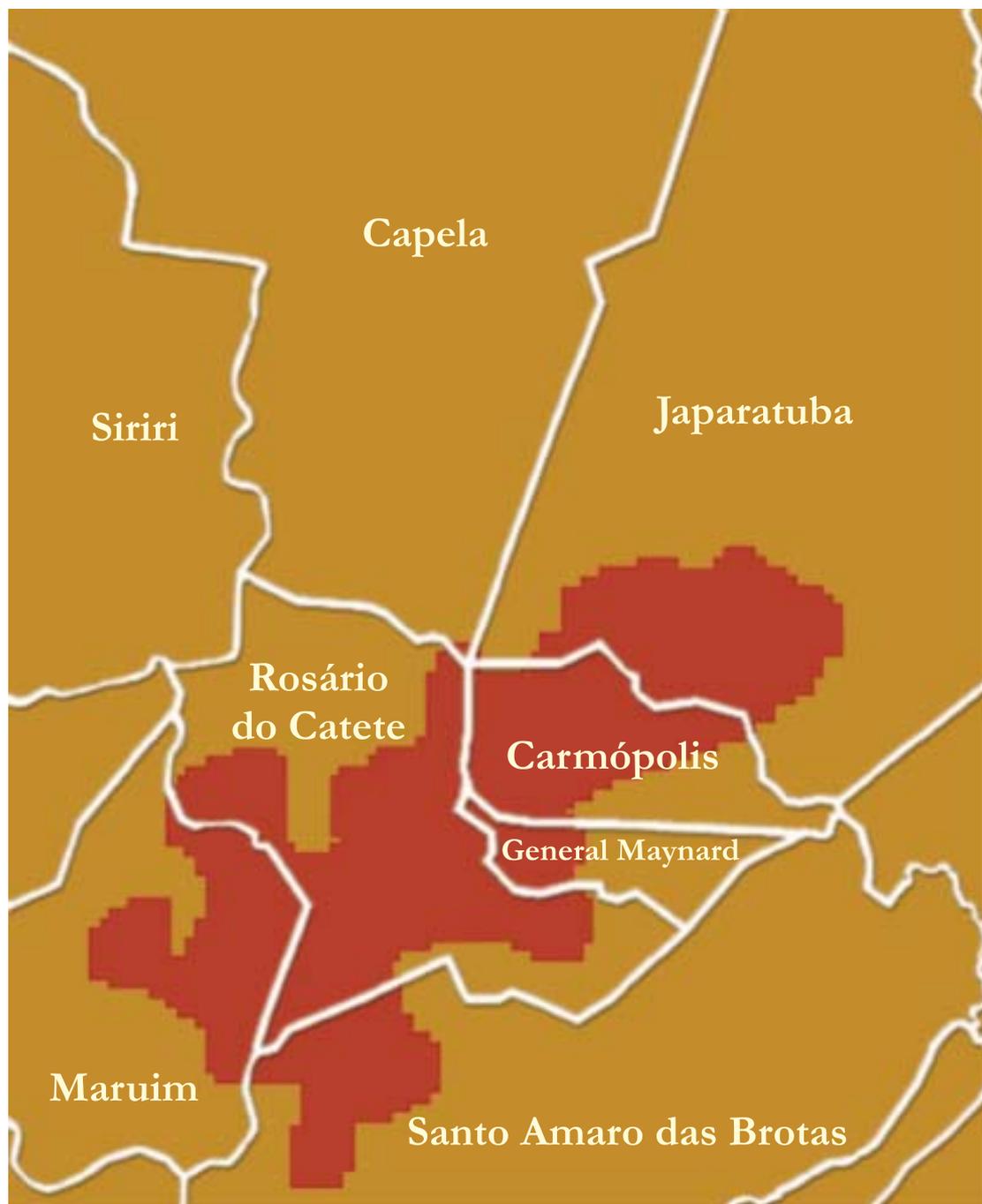


Tabela 9.b – Campo de Carmópolis: Valor da produção e Parcela de 5%

Municípios	A		B		C = A × B		D	E	F = D × E	G = C + F		H = 5% × G		I = 20% × H
	Produção (m <sup>3</sup> )	Preço (R\$/m <sup>3</sup> )	Preço (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor da Produção (R\$)	Produção (m <sup>3</sup> )	Preço (R\$/m <sup>3</sup> )	Gás Natural	Preço (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor da Produção (R\$)	Valor Total da Produção (R\$)		Parcela de 5% (R\$)		AO MUNICÍPIO
Carmópolis-SE	25.916,04	68,8787	68,8787	1.785.063,14	834.651,31	0,07776	Gás Natural	0,07776	64.902,49	1.849.965,63	92.498,28	18.499,66		
General Maynard-SE	386,48	68,8787	68,8787	26.620,24	24.078,23	0,07776		1.872,32	28.492,56	28.492,56	1.424,63	284,93		
Japarutuba-SE	43.473,43	68,8787	68,8787	2.994.393,34	1.278.242,20	0,07776		99.396,11	3.093.789,46	3.093.789,46	154.689,47	30.937,89		
Maruim-SE	1.475,37	68,8787	68,8787	101.621,57	299.885,97	0,07776		23.319,13	124.940,70	124.940,70	6.247,04	1.249,41		
Rosario do Catete-SE	3.886,58	68,8787	68,8787	267.702,58	358.735,86	0,07776		27.895,30	295.597,88	295.597,88	14.779,89	2.955,98		
Santo Amaro das Brotas-SE	509,52	68,8787	68,8787	35.095,08	109.168,39	0,07776		8.488,93	43.584,01	43.584,01	2.179,20	435,84		
<b>TOTAL</b>	<b>75.647,42</b>			<b>5.210.495,95</b>	<b>2.904.762,0</b>			<b>225.874,29</b>	<b>5.436.370,24</b>	<b>5.436.370,24</b>	<b>271.818,51</b>	<b>54.363,70</b>		

<b>Valor da Produção (R\$)</b>	<b>5.436.370,24</b>
	× 5%
<b>Parcela de 5% (em R\$)</b>	<b>271.818,51</b>

70%	Estado produtor	190.272,96
20%	Municípios produtores	54.363,70
10%	Municípios com instalações	27.181,85
	<b>TOTAL</b>	<b>271.818,51</b>

### 8.3 Exemplo 2

A Tabela 10 apresenta as produções e preços do petróleo e a Tabela 11 as produções e preços do gás natural dos campos da Bacia de Solimões, no Estado do Amazonas, no mês de maio de 2000.

**Tabela 10 – Produções e preços do petróleo, por campo, na Bacia de Solimões**

CAMPO	BACIA	Petróleo		
		Royalties (%)	Produção (m³)	Preço (R\$/m³)
LESTE DO URUCU	SOLIMÕES	10,0	116.371	315,91
RIO URUCU	SOLIMÕES	10,0	95.375	315,91
SUDOESTE URUCU	SOLIMÕES	7,0	2.581	315,91
<b>TOTAL da BACIA</b>	<b>SOLIMÕES</b>	<b>9,96</b>	<b>214.327</b>	<b>315,91</b>

**Tabela 11 – Produções e preços do gás natural, por campo, na Bacia de Solimões**

CAMPO	BACIA	Gás Natural		
		Royalties (%)	Produção (1000 m³)	Preço (R\$/ m³)
LESTE DO URUCU	SOLIMÕES	10,0	0	-
RIO URUCU	SOLIMÕES	10,0	31.416	0,13924
SUDOESTE URUCU	SOLIMÕES	7,0	837	0,12466
<b>TOTAL da BACIA</b>	<b>SOLIMÕES</b>	<b>9,92</b>	<b>32.253</b>	<b>0,13886</b>

Nota: os preços do gás natural já estão corrigidos para o poder calorífico de 39,3559 MJ/m³ nas condições padrão de medição (0,101325 MPa e 20°C).

#### Parcela de 5%

A Tabela 12.a consolida os cálculos dos *royalties* correspondentes à parcela de 5% e a correspondente distribuição das parcelas devidas ao estado produtor, aos municípios produtores e aos municípios com instalações de embarque ou desembarque de petróleo e gás natural.

**Tabela 12.a – Cálculo da parcela de 5%**

CAMPO	Petróleo			Gás Natural		
	Produção (m³)	Preço (R\$/m³)	Valor da Produção (R\$)	Produção (1000 m³)	Preço (R\$/m³)	Valor da Produção (R\$)
LESTE DO URUCU	116.371	315,91	36.762.762,61	0	-	0,00
RIO URUCU	95.375	315,91	30.129.916,25	31.416	0,13924	4.374.363,84
SUDOESTE URUCU	2.581	315,91	815.363,71	837	0,12466	104.340,42
<b>TOTAL</b>			<b>67.708.042,57</b>			<b>4.478.704,26</b>

<b>Valor da Produção (R\$)</b>	<b>72.186.746,83</b>		
	× 5%		
<b>Parcela de 5% (em R\$)</b>	<b>3.609.337,34</b>		
		<b>70%</b> Estado produtor	2.526.536,14
		<b>20%</b> Municípios produtores	721.867,47
		<b>10%</b> Municípios com instalações	360.933,73

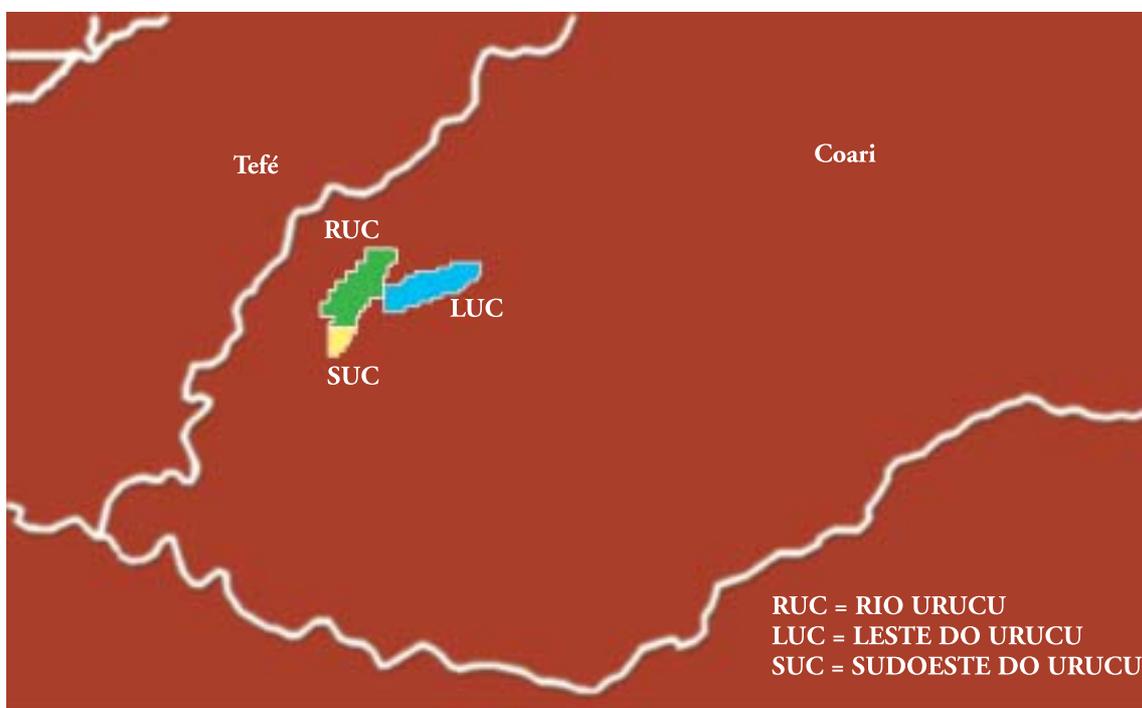
### Parcela do estado produtor

O estado produtor, no caso o Estado do Amazonas, recebe 70% da parcela de 5%, ou seja: R\$ 2.526.536,14 ( $= 70\% \times R\$3.609.337,34$ ).

### Parcela dos municípios produtores

Todos os poços dos campos da Bacia de Solimões estão localizados no Município de Coarí, do Estado do Amazonas (Tabela 12.b). Portanto, o Município de Coarí receberá 20% da parcela de 5%, ou seja: R\$ 721.867,47 ( $= 20\% \times R\$3.609.337,34$ ).

**Tabela 12.b – Município de Coarí-AM e campos produtores**







Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- O prolongamento dos limites estaduais e municipais no mar
- O método das linhas ortogonais e dos paralelos
- Estados e municípios confrontantes com poços produtores
- Área geoeconômica
- Três zonas: principal, secundária e limítrofe
- Os beneficiários da parcela de 5% dos *royalties*
- O papel do IBGE

**Nota**

O art. 48 da Lei do Petróleo estabelece que, quando a lavra ocorrer na plataforma continental, a parcela de 5% do valor da produção será distribuída segundo os critérios estipulados na Lei nº 7.990, de 28/12/1989.

## 9.1 Distribuição da parcela de 5% - Lavra na plataforma continental

O art. 48 da Lei do Petróleo estabelece que a parcela do valor do *royalty* que representar 5% do valor da produção (= parcela de 5%) será distribuída à União, aos estados e aos municípios, segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990/89.

O Decreto n.º 01/91, que regulamentou a Lei nº 7.990/89, estabelece que, quando a lavra ocorrer na plataforma continental, os 5% sobre o valor da produção do petróleo e do gás natural serão distribuídos da seguinte forma:

- 30% (trinta por cento) aos estados confrontantes;
- 10% (dez por cento) aos municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural;
- 30% (trinta por cento) aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas;
- 20% (vinte por cento) ao Ministério, hoje Comando, da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas dessas áreas; e
- 10% (dez por cento) para constituir o Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os estados e municípios.

### 9.1.1 Conceitos: "estados e municípios confrontantes" e "áreas geoeconômicas"

O texto legal acima menciona três importantes conceitos da competência da Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), dos quais trataremos a seguir:

- a) a **confrontação** de estados litorâneos com poços produtores localizados na plataforma continental (limites interestaduais);
- b) a **confrontação** de municípios litorâneos com poços produtores localizados na plataforma continental (limites intermunicipais); e
- c) as **áreas geoeconômicas**.

#### a) Limites interestaduais na plataforma continental

Cabe à Fundação IBGE definir as projeções na plataforma continental brasileira dos limites interestaduais, tendo, para tanto, adotado o **método das Linhas de base 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 Tabela 13 mostra as coordenadas geográficas (latitude e longitude) e a orientação (azimute) destes vinte e cinco pontos ordenados no sentido norte - sul.

Apartir dos pontos de divisa interestaduais, localizados sobre esta linha de base, foram traçadas linhas perpendiculares (ortogonais) até o limite da plataforma continental, definido no Capítulo 7 (Figura 15).

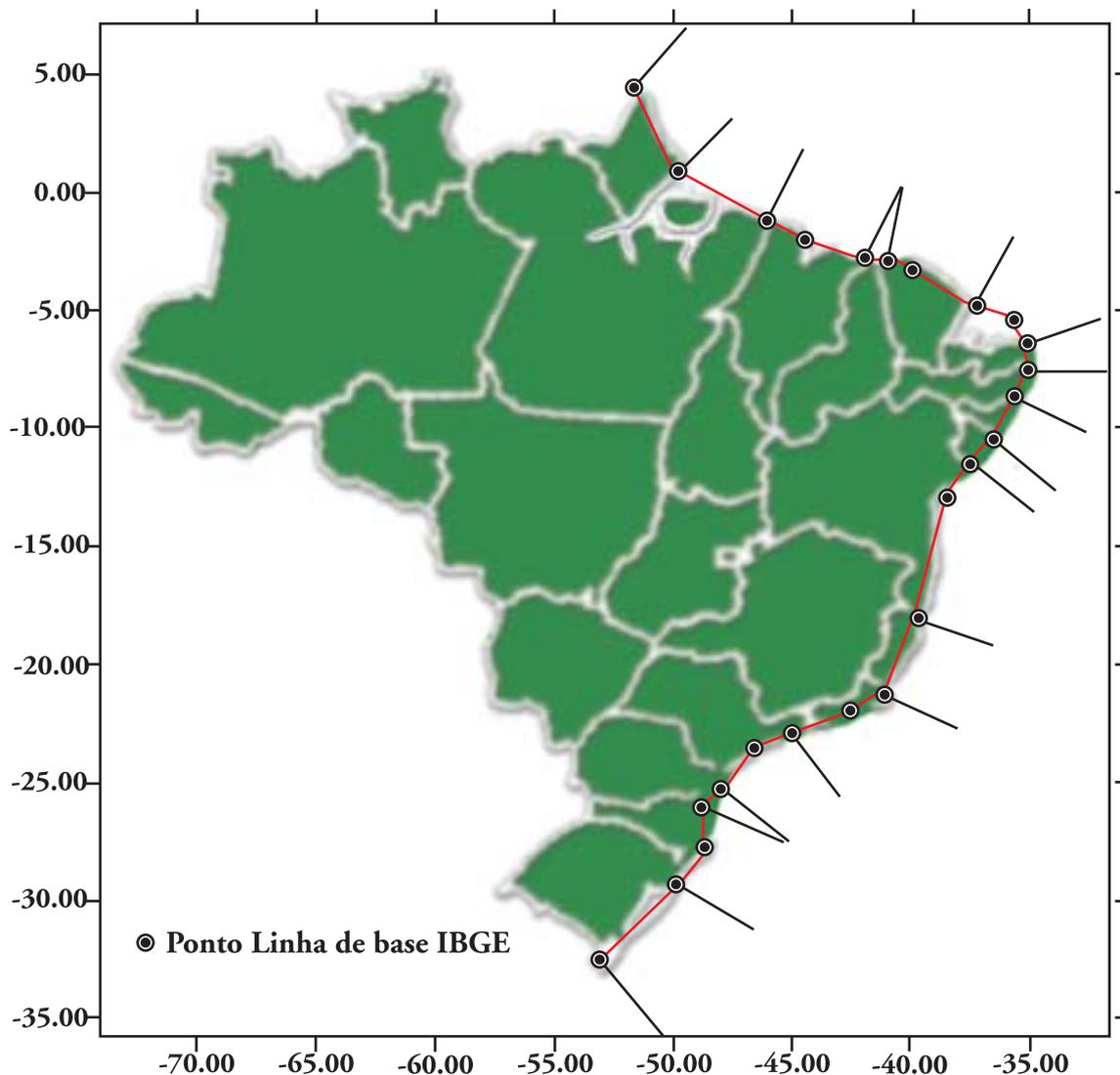
Estas perpendiculares representam, para fins de *royalties*, os limites interestaduais na plataforma continental.

**Tabela 13 – Ponto da linha de base formada por segmentos de retas**

	Ponto	Latitude	Longitude	Azimute
1	Limite Guiana/Amapá	04° 30' 30.00" N	51° 38' 12.00" W	221° 30' 00.00"
2	Limite Amapá/Pará	00° 45' 54.00" N	49° 54' 24.00" W	225° 23' 22.62"
3	Limite Pará/Maranhão	01° 06' 00.00" S	46° 03' 12.00" W	207° 23' 35.94"
4	Ponto "A", Litoral do Maranhão	02° 15' 00.00" S	44° 00' 00.00" W	
5	Limite Maranhão/Piauí	02° 44' 04.00" S	41° 48' 39.00" W	205° 04' 06.73"
6	Limite Piauí/Ceará	02° 55' 08.00" S	41° 19' 21.00" W	196° 06' 25.57"
7	Ponto "B", Litoral do Ceará	02° 47' 04.00" S	40° 30' 00.00" W	
8	Limite Ceará/Rio Grande Norte	04° 49' 53.00" S	37° 15' 10.00" W	206° 32' 59.19"
9	Limite Rio Gde Norte /Paraíba	06° 29' 08.00" S	34° 58' 09.00" W	252° 04' 54.86"
10	Ponto "C", Litoral Rio Gde Norte	05° 30' 25.00" S	35° 30' 00.00" W	
11	Limite Paraíba/Pernambuco	07° 33' 01.00" S	34° 49' 56.00" W	272° 53' 59.63"
12	Limite Pernambuco/Alagoas	08° 54' 52.00" S	35° 09' 08.00" W	295° 26' 24.52"
13	Limite Alagoas/Sergipe	10° 30' 36.00" S	36° 24' 00.00" W	311° 14' 59.82"
14	Limite Sergipe/Bahia	11° 26' 32.00" S	37° 19' 58.00" W	309° 08' 48.59"
15	Ponto "D", Litoral da Bahia	12° 57' 16.00" S	38° 21' 20.00" W	
16	Limite Bahia/Espírito Santo	18° 20' 45.80" S	39° 40' 49.60" W	287° 47' 48.55"
17	Limite Esp.Santo/Rio de Janeiro	21° 18' 04.00" S	40° 57' 24.00" W	296° 32' 49.78"
18	Ponto "E", Litoral Rio de Janeiro	22° 44' 49.00" S	41° 52' 54.00" W	
19	Limite Rio de Janeiro/São Paulo	23° 22' 13.50" S	44° 43' 21.70" W	327° 29' 07.07"
20	Ponto "F", Litoral de São Paulo	24° 01' 45.00" S	45° 16' 44.00" W	
21	Limite São Paulo/Paraná	25° 19' 10.00" S	48° 04' 56.00" W	311° 44' 23.24"
22	Limite Paraná/Santa Catarina	25° 58' 36.00" S	48° 35' 25.00" W	298° 17' 51.53"
23	Ponto "G", Litoral Sta Catarina	28° 25' 20.00" S	48° 44' 23.00" W	
24	Limite Sta Catarina/Rio Gde Sul	29° 19' 34.00" S	49° 42' 40.00" W	305° 16' 24.63"
25	Limite Brasil/Uruguai	33° 44' 29.40" S	53° 22' 21.10" W	308° 00' 00.00"

A Figura 15 mostra a linha de base interligando os vinte e cinco pontos constantes da Tabela 13. Ela procura reproduzir o perfil da costa brasileira e serve de base para o traçado das linhas perpendiculares, que representam os limites interestaduais na plataforma continental.

Figura 15 – Limites interestaduais na plataforma continental – ortogonais



### Estados confrontantes com poços produtores

O artigo 20 do Decreto nº 01/91 considera como confrontantes com um ou mais **poços produtores** os estados contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites (linhas ortogonais à linha base), contenham o(s) poço(s) produtor(e)s, balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental.

### b) Limites intermunicipais na plataforma continental

Respeitando os limites interestaduais na plataforma continental já descritos, a Fundação IBGE utilizou uma metodologia um pouco diferente para traçar os limites intermunicipais dos municípios costeiros.

Figura 16 – Limites intermunicipais na plataforma continental – ortogonais



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.

A Figura 16 mostra, para os estados da região nordeste, a extensão, na plataforma continental, dos limites intermunicipais definidos pela Fundação IBGE.

É importante observar que as linhas de projeção dos limites municipais na plataforma continental são interrompidas no ponto em que elas interceptam os limites interestaduais. Isto ocorre com dois municípios do Estado do Ceará e com quatro municípios do Estado do Rio Grande do Norte (Figura 16).

Ao interpretar o Decreto nº 93.189<sup>1</sup>, 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 definidos pela projeção da perpendicular à linha de costa (Figura 17).

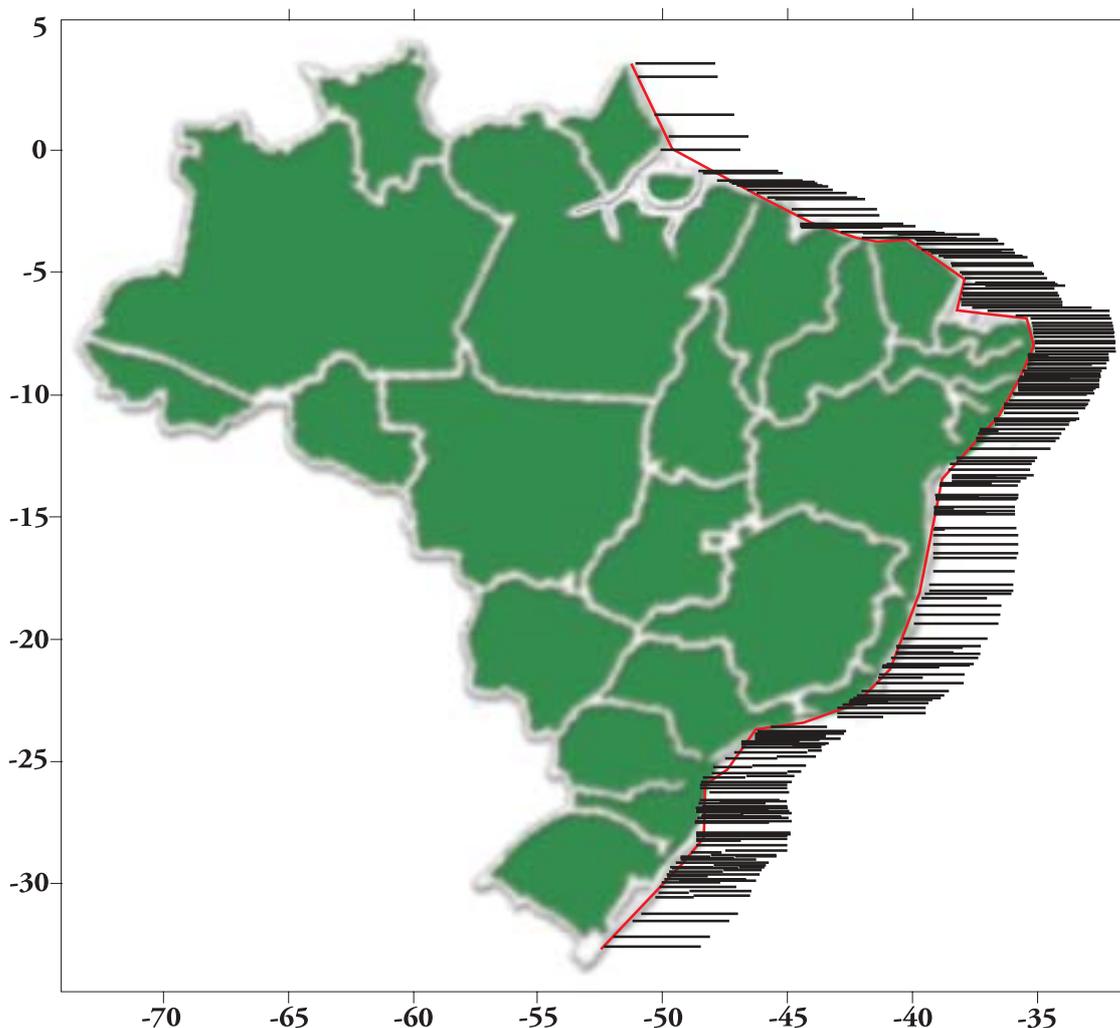
### Municípios confrontantes com poços produtores

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.

### Poços produtores e poços injetores

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 com relação aos estados.

**Figura 17 – Limites intermunicipais na plataforma continental - paralelos**



<sup>1</sup> O Decreto nº 93.189/86 regulamentou a Lei nº 7.525/86, que alterou o art. 27 da Lei nº 2.004/53.

A título de exemplo, a Tabela 14, preparada pela Fundação IBGE, mostra uma relação parcial dos poços produtores de petróleo ou de gás natural localizados no litoral do Estado do Rio Grande do Norte, que estiveram em atividade no 1º semestre de 1998. A primeira coluna refere-se ao código do poço produtor; as três colunas seguintes indicam as coordenadas do poço em unidades UTM<sup>2</sup> (latitude, longitude e meridiano central); a quinta coluna mostra o município confrontante com o poço pelo método das projetantes ortogonais; e a última coluna mostra o município confrontante com o mesmo poço pelo método dos paralelos.

Assim, o poço produtor 3-RNS -0115D -RNS é confrontante com o Município de Macau, pelo método das ortogonais, e com o Município de Areia Branca, pelo método dos paralelos.

**Tabela 14 – Municípios confrontantes com poços produtores**

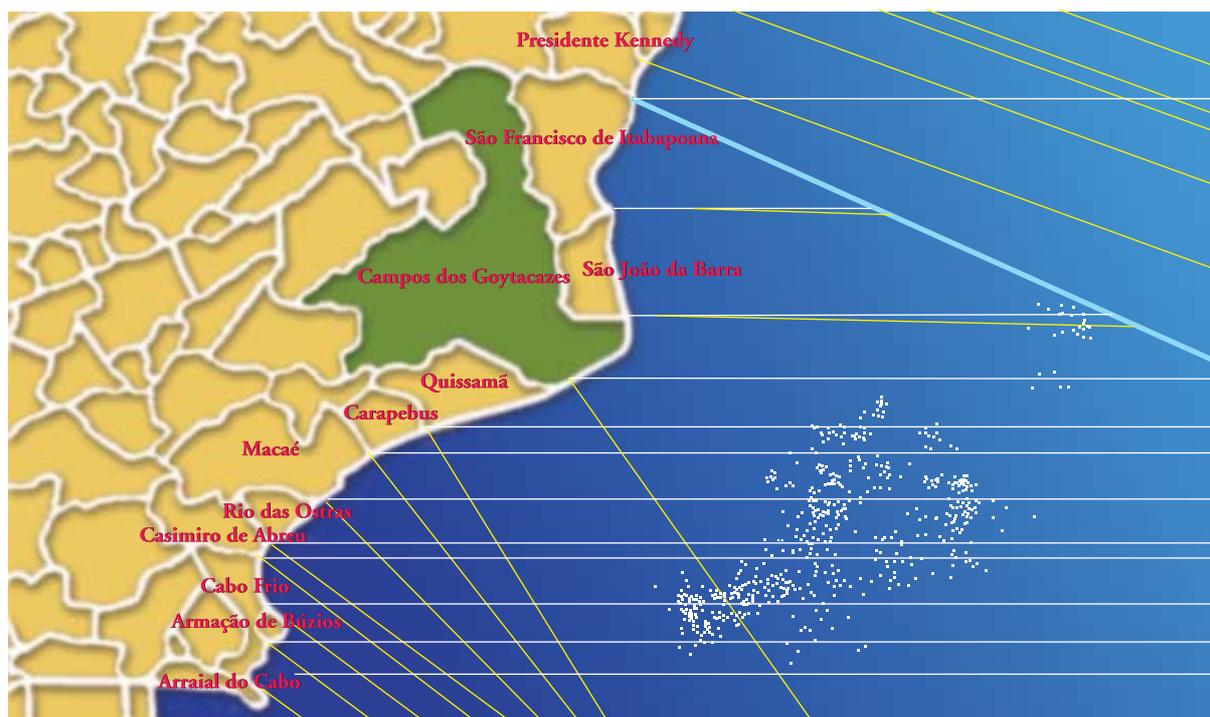
Nome do Poço	ESTADO PRODUTOR:			Rio Grande do Norte	
	Norte	Este	MC	Pelas Ortogonais	Pelos Paralelos
3-RNS -0115D -RNS	9454675	787675	-39	Macau	Areia Branca
4-RNS -0080 -RNS	9454675	787674.7	-39	Macau	Areia Branca
4-RNS -0105 -RNS	9439126	769957.4	-39	Macau	Guamaré
7-AG -0003 -RNS	9457110	803832	-39	Guamaré	Grossos
7-AG -0009D -RNS	9457110	803832	-39	Guamaré	Grossos
7-AG -0012D -RNS	9457110	803832	-39	Guamaré	Grossos
7-AG -0014D -RNS	9457110	803832	-39	Guamaré	Grossos
7-AG -0016D -RNS	9460517	802827.9	-39	Guamaré	Tibau
7-AG -0018D -RNS	9460517	802827.9	-39	Guamaré	Tibau
7-RNS -0108D -RNS	9443243	769198.1	-39	Macau	Porto do Mangue
7-RNS -0109D -RNS	9443244	769175	-39	Macau	Porto do Mangue
7-UB -0006 -RNS	9456030	795101	-39	Guamaré	Grossos
7-UB -0007D -RNS	9456030	795101	-39	Guamaré	Grossos
7-UB -0008D -RNS	9456030	795101	-39	Guamaré	Grossos
7-UB -0009D -RNS	9456030	795101	-39	Guamaré	Grossos
7-UB -0011D -RNS	9456030	795101	-39	Guamaré	Grossos
7-UB -0013D -RNS	9455262	791153.5	-39	Macau	Grossos
7-UB -0014 -RNS	9455272	791119.4	-39	Macau	Grossos
7-UB -0016 -RNS	9454534	795014.8	-39	Guamaré	Areia Branca
7-UB -0017D -RNS	9455262	791153.5	-39	Macau	Grossos
7-UB -0018D -RNS	9455262	791153.5	-39	Macau	Grossos
7-UB -0021D -RNS	9455262	791153.5	-39	Macau	Grossos
7-UB -0023D -RNS	9454535	795013.2	-39	Guamaré	Areia Branca
7-UB -0024D -RNS	9454533	795012.5	-39	Guamaré	Areia Branca
7-UB -0026D -RNS	9455262	791153.5	-39	Macau	Grossos
7-UB -0028D -RNS	9454539	795001.7	-39	Guamaré	Areia Branca
7-UB -0030D -RNS	9455262	791153.5	-39	Macau	Grossos
7-UB -0031D -RNS	9454537	795006.7	-39	Guamaré	Areia Branca
7-UB -0034D -RNS	9454537	795008.3	-39	Guamaré	Areia Branca
7-UB -0035D -RNS	9455262	791153.5	-39	Macau	Grossos
7-UB -0037D -RNS	9454536	795009.8	-39	Guamaré	Areia Branca
7-UB -0038D -RNS	9455262	791153.5	-39	Macau	Grossos

Fonte: IBGE

<sup>2</sup> UTM = Universal Transverse Mercator

A Figura 18 mostra o litoral do Estado do Rio de Janeiro, delimitado pela projeção dos limites municipais (ortogonais e paralelos), e a posição dos poços produtores de petróleo e gás natural que compõem a Bacia de Campos.

Figura 18 – Litoral do Estado do Rio de Janeiro – ortogonais e paralelos



### c) 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, tendo constado também da 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 a 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, que serão conceituados a seguir, resguardando os direitos das unidades territoriais beneficiadas com a aplicação do critério anterior.

A Figura 19 mostra o Estado de Sergipe dividido em municípios e este mesmo estado dividido em três mesorregiões geográficas: Sertão Sergipano, Agreste Sergipano e Leste Sergipano.

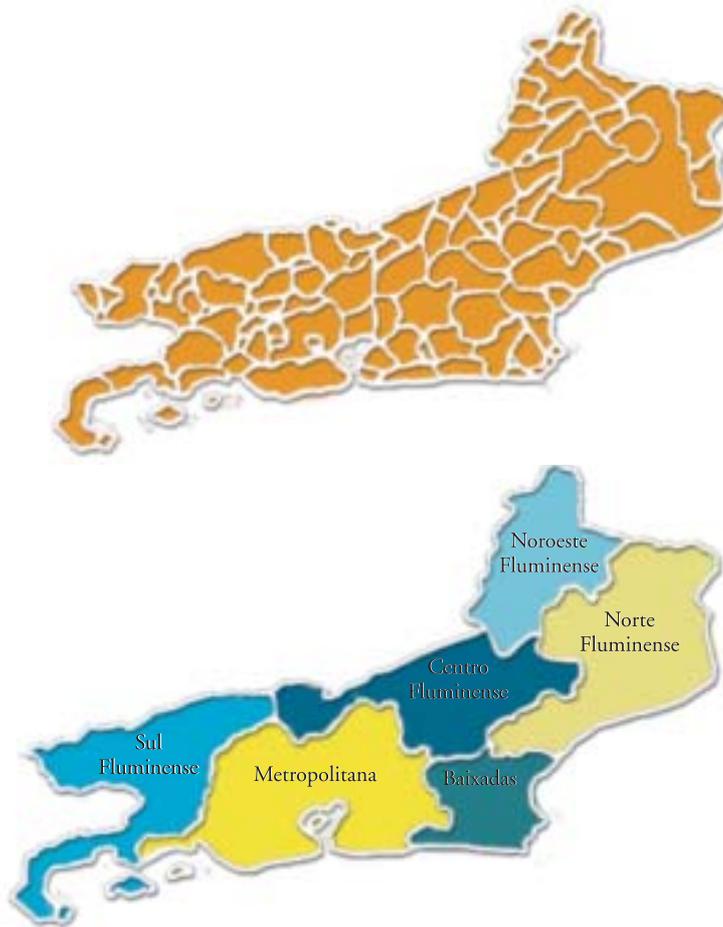
Figura 19 – Estado de Sergipe – Municípios e mesorregiões geográficas



Da mesma forma, a Figura 20 mostra o Estado do Rio de Janeiro dividido em municípios e em seis mesorregiões geográficas, a saber:

- Baixadas
- Centro Fluminense
- Metropolitana do Rio
- Noroeste Fluminense
- Norte Fluminense
- Sul Fluminense

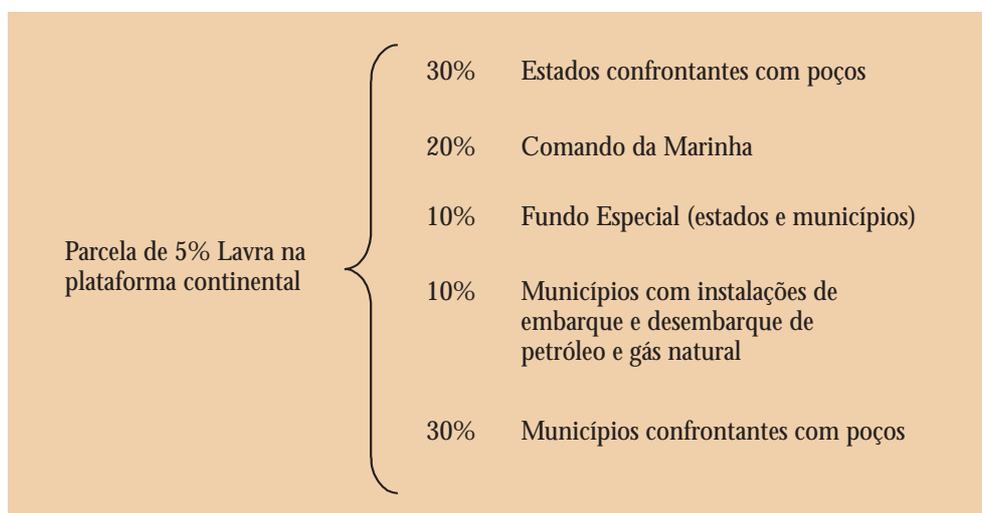
Figura 20 – Estado do Rio de Janeiro – Municípios e mesorregiões geográficas



### 9.1.2 Distribuição e beneficiários

Conforme visto no Capítulo 7, quando a lavra ocorre na plataforma continental, a parcela de 5% é distribuída conforme mostra a Figura 21.

Figura 21 – Lavra na plataforma continental – Distribuição da parcela de 5%



Será comentada a seguir, na ordem indicada na Figura 21, a distribuição a cada um dos cinco diferentes tipos de beneficiários.

a) **Estados confrontantes com poços**

Aos estados confrontantes destinam-se 30% (trinta por cento) da parcela de 5%.

b) **Comando da Marinha**

20% (vinte por cento) da parcela de 5% são destinados ao Comando da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas destas áreas.

c) **Fundo Especial**

10% (dez por cento) da parcela de 5% são destinados à constituição do Fundo Especial, administrado pelo Ministério da Fazenda, que é distribuído aos estados e municípios na seguinte proporção:

- 20% (vinte por cento) para os estados; e
- 80% (oitenta por cento) para os municípios.

A distribuição dos recursos do Fundo Especial obedece os mesmos critérios de rateio utilizados para a distribuição dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados e Municípios.

d) **Municípios com instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural**

Conforme consta no final do Capítulo 7, este assunto será tratado à parte no Capítulo 12.

e) **Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas**

30% (trinta por cento) da parcela de 5% são destinados aos **municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas**, distribuídos da seguinte forma:

- 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;<sup>3</sup>
- 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
- 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.

<sup>3</sup> 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.

Três zonas: principal, secundária e limítrofe

Os municípios foram divididos em três zonas:

• **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.

A Tabela 15 mostra a relação dos municípios com instalações industriais (item a) e a Tabela 16 mostra os municípios com instalações de apoio (item b) no ano 2000.

**Tabela 15 – Municípios com instalações industriais – ano 2000**

UF	Município	Instalações para petróleo ou gás natural exclusivamente marítimo							
		Processamento		Tratamento		Armazenamento		Escoamento	
		Petróleo	GN	Petróleo	GN	Petróleo	GN	Petróleo	GN
BA	S. Francisco do Conde	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
RJ	<b>Macaé</b>	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	SIM
RN	<b>Guamaré</b>	SIM	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
SE	<b>Aracaju</b>	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
SE	Pirambu	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO
SP	<b>Cubatão</b>	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	SIM

Tabela 16 – Municípios com instalações de apoio – ano 2000

UF	Municípios	Porto		Aero- porto		Heliporto		Oficina Manu- tenção		Almoxa- rifado		Armazéns		Escritórios		
		M	T/M	M	T/M	M	T/M	M	T/M	M	T/M	M	T/M	M	T/M	
BA	Salvador															X
BA	<b>São Sebastião do Passé</b>								X		X					X
CE	<b>Paracuru</b>	X				X						X		X		
ES	<b>São Mateus</b>				X		X		X				X		X	
ES	Vitória				X		X									
RJ	Campos					X										
RJ	<b>Macaé</b>	X		X		X		X		X		X		X		
RJ	Rio de Janeiro														X	
RN	<b>Guamaré</b>		X			X			X				X		X	
RN	Natal														X	
RS	Imbé	X														
SC	<b>Itajaí</b>	X										X		X		
SC	Navegantes					X										
SE	<b>Aracaju</b>				X		X		X		X					X
SE	Santo Amaro das Brotas		X													
SP	<b>Cubatão</b>					X				X					X	

Nota: M = Mar; T/M = Terra e Mar (origem do petróleo e do gás natural)

Do exame da Tabela 15 combinada com a Tabela 16 verifica-se que:

- I. Apenas os Municípios de São Sebastião do Passé (BA), Paracuru (CE), São Mateus (ES), Macaé (RJ), Guamaré (RN), Itajaí (SC), Aracaju (SE) e Cubatão (SP) possuem três ou mais instalações industriais ou de apoio e, portanto, integram a zona de produção principal. Por esta razão eles tiveram os seus nomes grafados em negrito.
- II. Os demais municípios possuem, no máximo, duas instalações industriais ou de apoio, pelo que não atendem ao requisito legal.
- III. Apenas os Municípios de Macaé (RJ) e Cubatão (SP) concentram as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural. Portanto, têm direito a, no mínimo, um terço da parcela destinada aos municípios que integram a zona de produção principal de seus respectivos estados.

#### • 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.

No 1º semestre de 2000, os municípios que integravam a zona secundária de seus respectivos estados constam da Tabela 17.

Tabela 17 – Municípios integrantes da zona secundária

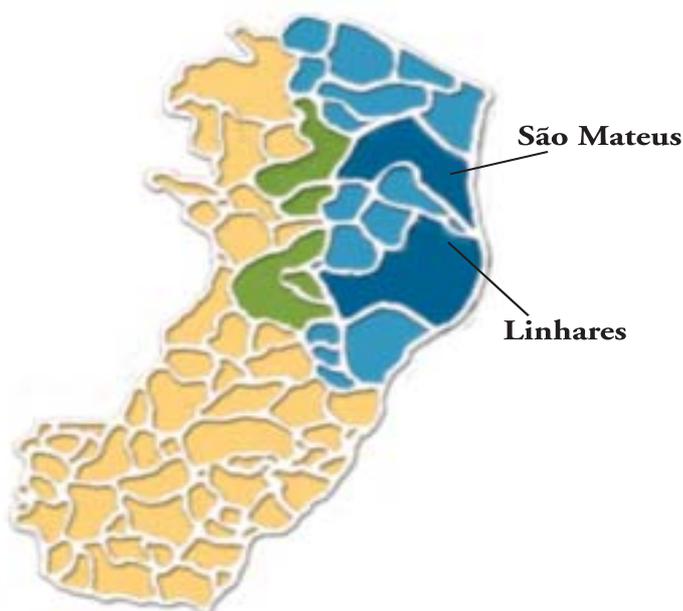
ESTADO	MUNICÍPIOS
Ceará	Fortaleza
Rio de Janeiro	Cachoeiras de Macacu
	Duque de Caxias
	Guapimirim
	Magé
	Silva jardim
São Paulo	Praia Grande
	São Vicente

• 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 contigüidade, 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**.

Figura 22 – Estado do Espírito Santo – Mesorregiões geográficas



A Figura 22 mostra os municípios de São Mateus e Linhares, que pertencem à zona de produção principal do Estado do Espírito Santo, o primeiro pelo critério das três ou mais instalações e o segundo por ser confrontante com poços produtores. Ambos pertencem à mesma mesorregião geográfica (Litoral Norte Espírito-santense), que compreende também os municípios na cor azul claro.

O fato destes dois municípios pertencerem à zona de produção principal faz com que os municípios que possuem limites geográficos com São Mateus e Linhares façam parte da zona limítrofe à zona de produção principal. Além destes, também integram a zona limítrofe os demais municípios integrantes da mesorregião geográfica (Litoral Norte Espírito-santense) a que pertencem São Mateus e Linhares, ainda que não tenham fronteira com os dois municípios citados.

Os municípios na cor verde não pertencem à mesorregião geográfica Litoral Norte Espírito-santense, mas fazem fronteira com São Mateus ou com Linhares e por isso integram a zona limítrofe.

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<sup>4</sup>.

#### Valor da produção associada à UF

As parcelas dos *royalties* devidos aos municípios integrantes da zona de produção principal e àqueles integrantes das áreas geoeconômicas a que pertencem os primeiros são calculadas segundo o valor da produção associada à unidade da federação de que fazem parte.

#### Figura 23 – As três zonas: principal, secundária e limítrofe



#### Critério populacional

Ao classificar os municípios nas três zonas mostradas na Figura 23, 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 a Tabela 18, constante do Decreto nº 01/91.

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.

<sup>4</sup> Até 1986 estiveram em vigor os limites das mesorregiões homogêneas e a partir de 1990 passaram a vigorar os limites das mesorregiões geográficas, resguardados os direitos dos municípios contemplados com o critério anterior.

**Tabela 18 - 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

### 9.1.3 Atribuições da Fundação IBGE

Conforme visto no Capítulo 1, 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 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, com o auxílio da Tabela 18, os coeficientes individuais de participação de cada município, a partir das relações elaboradas pela Fundação IBGE que, por sua vez, se baseia, para tanto, em informações prestadas pelos concessionários.

## 9.2 Exemplo

Neste exemplo será calculada a distribuição aos beneficiários dos *royalties* da parcela de 5%, decorrentes da produção da Bacia de Campos (Figura 18), localizada no litoral do Estado do Rio de Janeiro, no mês de abril de 2000.

Conforme foi visto no Capítulo 6, os *royalties*, referentes à produção do mês de abril, são recolhidos ao Tesouro Nacional até o último dia útil de maio e creditados aos estados e municípios beneficiários no mês de junho.

A Tabela 19 relaciona os campos de petróleo e gás natural da Bacia de Campos que produziram no mês de abril de 2000, suas respectivas produções em m<sup>3</sup> e preços de referência em R\$/ m<sup>3</sup>, o valor da produção campo a campo e a parcela de 5%, também individualizada campo a campo.

O valor da produção de petróleo e gás natural na Bacia de Campos no mês de abril de 2000 foi de R\$ 860.212.079,72.

Os 5% deste valor, correspondentes a R\$ 43.010.603,99, deverão ser distribuídos ao Estado do Rio de Janeiro, aos municípios do Estado do Rio de Janeiro, aos municípios do Brasil onde se localizarem instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, ao Comando da Marinha e ao Fundo Especial, de acordo com as regras já mencionadas.

**Tabela 19 – Demonstrativo da apuração da parcela de 5%  
Bacia de Campos – Abril de 2000**

CAMPOS DA BACIA DE CAMPOS	A	B	C	D	E	F
	Produção Petróleo (m <sup>3</sup> )	Preço Petróleo (R\$/m <sup>3</sup> )	Produção Gás Natural (m <sup>3</sup> )	Preço Gás Natural (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor da Produção (R\$) (=A×B+ C×D)	Parcela de 5%, em (R\$) (=5% × E)
ALBACORA	644.348,10	200,89	83.893.803	0,140139	141.197.182,46	7.059.859,12
ALBAC. LESTE	14.870,90	177,36	1.665.197	0,136171	2.864.253,01	143.212,65
ANEQUIM	10.897,60	185,89	995.222	0,12229	2.147.415,76	107.370,79
BADEJO	7.163,90	185,89	1.437.181	0,137524	1.529.315,32	76.465,77
BAGRE	5.673,70	185,89	1.762.544	0,143261	1.307.165,06	65.358,25
BARRACUDA	110.111,80	201,72	7.760.855	0,112533	23.085.047,37	1.154.252,37
BICUDO	60.516,30	190,98	4.993.331	0,135339	12.233.344,84	611.667,24
BLJUPIRÁ	5.088,00	202,03	345.310	0,150872	1.080.007,46	54.000,37
BONITO	39.873,60	185,89	18.446.745	0,127494	9.763.783,14	488.189,16
CARAPEBA	160.716,00	181,39	3.737.465	0,153357	29.726.067,72	1.486.303,39
CARATINGA	40.711,20	182,78	2.627.145	0,10928	7.728.154,07	386.407,70
CHERNE	83.927,40	185,89	3.213.744	0,141154	16.054.552,72	802.727,64
CONGRO	19.417,40	185,89	1.637.083	0,12229	3.809.619,53	190.480,98
CORVINA	56.220,60	204,40	3.918.074	0,162099	12.126.702,71	606.335,14
ENCHOVA	36.157,00	185,89	5.023.090	0,127494	7.361.488,58	368.074,43
ENCH. OESTE	42.663,10	185,89	3.957.159	0,126193	8.429.834,33	421.491,72
GAROUPA	22.640,60	185,89	5.948.887	0,139124	5.036.202,64	251.810,13
GAROUPINHA	12.789,40	185,89	615.113	0,138552	2.462.594,14	123.129,71
LINGUADO	38.135,30	185,89	5.348.713	0,143327	7.855.427,00	392.771,35
MALHADO	24.652,40	185,89	5.501.679	0,12229	5.255.333,36	262.766,67
MARIMBÁ	206.739,00	202,49	4.197.327	0,15471	42.512.133,53	2.125.606,68
MARLIM	1.943.865,4	181,95	139.688.734	0,131709	372.093.321,18	18.604.666,06
MARLIM LESTE	11.367,60	208,33	616.266	0,127533	2.446.807,36	122.340,37
MARLIM SUL	63.231,00	191,59	761.000	0,136171	12.218.091,41	610.904,57
MORÉIA	16.318,00	185,89	447.000	0,139514	3.095.649,10	154.782,45
NAMORADO	150.033,00	185,89	3.353.457	0,145135	28.375.722,06	1.418.786,10
NE NAMORADO	3.179,90	185,89	1.737.608	0,12229	803.590,46	40.179,52
PAMPO	85.383,00	185,89	5.168.000	0,139163	16.590.692,13	829.534,61
PARATI	0,00	185,89	0,00	0,12229	0,00	0,00
PARGO	29.761,00	181,39	1.053.271	0,161709	5.568.787,09	278.439,35
PIRAÚNA	29.574,00	190,98	1.814.060	0,14896	5.918.338,34	295.916,92
RONCADOR	84.222,00	208,33	1.239.000	0,12229	17.697.494,87	884.874,74
SALEMA	1.500,00	202,03	163.690	0,128066	324.002,58	16.200,13
TRILHA	451,80	185,89	117.105	0,137524	100.088,09	5.004,40
VERMELHO	88.158,00	181,39	2.260.265	0,122979	16.269.289,45	813.464,47
VIOLA	15.278,00	185,89	585.000	0,142715	2.923.453,06	146.172,65
VOADOR	166.396,00	177,36	20.762.000	0,130486	32.221.127,82	1.611.056,39
				<b>TOTAL</b>	<b>860.212.079,72</b>	<b>43.010.603,99</b>

a) **Estado do Rio de Janeiro**

Ao Estado do Rio de Janeiro são destinados 30% de R\$43.010.603,99 = R\$12.903.181,20.

O artigo 9º da Lei nº 7.990/89 determina que os estados transfiram aos municípios 25% (vinte e cinco por cento) deste valor (R\$12.903.181,20), 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.

## Constituição da República Federativa do Brasil – 1988

" **Art. 158.** *Pertencem aos Municípios:*

(...)

IV – *vinde e cinco por cento do produto da arrecadação do imposto do Estado sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação.*

**Parágrafo Único** – *As parcelas de receita pertencentes aos Municípios, mencionadas no inciso IV, serão creditadas conforme os seguintes critérios:*

I – *três quartos, 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 como que dispuser lei estadual ou, no caso dos Territórios, lei federal."*

### b) **Comando da Marinha**

Ao Comando da Marinha são destinados 20% de R\$43.010.603,99 = R\$8.602.120,80, conforme visto, com o objetivo de custear a fiscalização e a proteção das atividades econômicas das áreas de produção de petróleo e gás natural localizadas na plataforma continental.

### c) **Fundo Especial**

Comporão o Fundo Especial, administrado pelo Ministério da Fazenda, 10% de R\$43.010.603,99 = R\$4.301.060,40, que serão distribuídos da seguinte forma:

- $20\% \times R\$4.301.060,40 = R\$860.212,08$  para os estados; e
- $80\% \times R\$4.301.060,40 = R\$3.440.848,32$  para os municípios.

A distribuição dos recursos do Fundo Especial obedece os mesmos critérios de rateio utilizados para a distribuição dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados e Municípios (FPE/FEM).

### d) **Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural**

Conforme consta no final do Capítulo 7, este assunto será tratado à parte no Capítulo 12.

### e) **Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas**

Aos municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas pertencentes ao Estado do Rio de Janeiro são destinados 30% de R\$43.010.603,99 (= R\$12.903.181,20).

#### e.1) **Distribuição aos municípios da zona de produção principal**

Aos municípios que integram a zona de produção principal são destinados 60% de R\$12.903.181,20 (= R\$7.741.908,72).

O rateio, entre todos os municípios integrantes da zona de produção principal, é realizado na razão direta da população de cada município (Tabela 18). Porém, a legislação assegura, no mínimo, um terço (1/3) do valor acima (R\$7.741.908,72) ao município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural. A Tabela 20 mostra todos os municípios do Estado do Rio de Janeiro que integram a zona de produção principal.

**Tabela 20 – Estado do Rio de Janeiro – Municípios da zona de produção principal**

	Município	UF	População	Coefficiente individual de participação	Rateio normal	
1	Armação de Búzios	RJ	14.358	1,15	8,779%	5,267%
2	Cabo Frio	RJ	101.401	1,85	14,122%	8,473%
3	Campos dos Goytacazes	RJ	389.547	2,00	15,267%	9,160%
4	Carapebus	RJ	8.124	1,00	7,634%	4,580%
5	Casimiro de Abreu	RJ	20.212	1,30	9,924%	5,954%
6 (*)	Macaé	RJ	113.042	1,90	<b>14,504%</b>	8,702%
7	Quissamã	RJ	12.583	1,10	8,397%	5,038%
8	Rio das Ostras	RJ	28.106	1,40	10,687%	6,412%
9	São João da Barra	RJ	28.129	1,40	10,687%	6,412%
					<b>100,000%</b>	<b>60,000%</b>

(\*) Direito a no mínimo 1/3 (um terço) por concentrar instalações industriais

Como o município de Macaé concentra as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, ele deve participar do rateio com, no mínimo, **33,333%** (um terço). Segundo a Tabela 20, que considerou apenas o critério populacional, o Município de Macaé está com apenas 14,504%.

A Tabela 20 precisa ser refeita, de forma a garantir ao município de Macaé o mínimo de **33,333%** (um terço), que lhe é assegurado, e a parcela complementar (66,666%) será distribuída aos demais 8 (oito) municípios. A Tabela 21 contém este ajuste.

**Tabela 21 – Estado do Rio de Janeiro – Municípios da zona de produção principal**

	Município	UF	População	Coefficiente individual de participação	Rateio com 1/3 para Macaé	
1	Armação de Búzios	RJ	14.358	1,15	6,845%	4,107%
2	Cabo Frio	RJ	101.401	1,85	11,012%	6,607%
3	Campos dos Goytacazes	RJ	389.547	2,00	11,905%	7,143%
4	Carapebus	RJ	8.124	1,00	5,952%	3,571%
5	Casimiro de Abreu	RJ	20.212	1,30	7,738%	4,643%
6 (*)	Macaé	RJ	113.042	1,90	<b>33,333%</b>	20,000%
7	Quissamã	RJ	12.583	1,10	6,548%	3,929%
8	Rio das Ostras	RJ	28.106	1,40	8,333%	5,000%
9	São João da Barra	RJ	28.129	1,40	8,333%	5,000%
					<b>100,000%</b>	<b>60,000%</b>

(\*) Direito a no mínimo 1/3 (um terço) por concentrar instalações industriais.

Nota: Os coeficientes das duas últimas colunas foram arredondados. No cálculo efetivo dos royalties, eles são empregados sem arredondamento. Por exemplo, o coeficiente de Casimiro de Abreu é 4,642857%

Cada um dos nove municípios integrantes da zona de produção principal receberá o percentual constante da última coluna, aplicado sobre o valor de R\$12.903.181,20. Por exemplo, ao município de Casimiro de Abreu, corresponderá o valor de R\$599.076,27 = 4,643% × R\$12.903.181,20). Chega-se a este mesmo resultado aplicando-se o percentual de 7,738% (penúltima coluna) sobre o valor de R\$7.741.908,72 (= 60% × R\$12.903.181,20).

#### e.2) Distribuição aos municípios da zona secundária

10% de R\$12.903.181,20 = R\$1.290.318,12 são distribuídos aos municípios que integram a zona de produção secundária.

Fazem parte da zona secundária os municípios cortados por dutos que servem exclusivamente ao escoamento da produção petrolífera marítima.

De acordo com a Fundação IBGE, faziam parte da zona secundária, no Estado do Rio de Janeiro, no 1º semestre de 2000, os seguintes municípios: Cachoeiras de Macacu, Duque de Caxias, Guapimirim, Magé e Silva Jardim.

**Tabela 22 – Estado do Rio de Janeiro – Zona secundária**

<b>Município: Cachoeiras de Macacu</b>	
<b>DISTRITO</b>	<b>POPULAÇÃO</b>
Japuiba	19.602
Subaio	5.754
<b>Total da população dos distritos cortados por dutos</b>	<b>25.356</b>
<b>Município: Duque de Caxias</b>	
<b>DISTRITO</b>	<b>POPULAÇÃO</b>
Campos Elyseos	216.217
<b>Total da população dos distritos cortados por dutos</b>	<b>216.217</b>
<b>Município: Guapimirim</b>	
<b>DISTRITO</b>	<b>POPULAÇÃO</b>
Guapimirim	32.614
<b>Total da população dos distritos cortados por dutos</b>	<b>32.614</b>
<b>Município: Magé</b>	
<b>DISTRITO</b>	<b>POPULAÇÃO</b>
Guia de Pacobaíba	16.616
Magé	49.297
Suruí	15.764
<b>Total da população dos distritos cortados por dutos</b>	<b>81.677</b>
<b>Município: Silva Jardim</b>	
<b>DISTRITO</b>	<b>POPULAÇÃO</b>
Correntezas	813
Gaviões	779
Aldeia Velha	1.085
Silva Jardim	16.350
<b>Total da população dos distritos cortados por dutos</b>	<b>19.027</b>

Fonte: Fundação IBGE – 1º semestre de 2.000

A distribuição dos R\$1.290.318,12 entre os 5 (cinco) municípios integrantes da zona secundária obedece também ao critério populacional (Tabela 18).

A Tabela 23 foi elaborada com base nos dados constantes da Tabela 22.

**Tabela 23 – Estado do Rio de Janeiro – Municípios da zona secundária**

	Município	UF	População	Coefficiente individual de participação	Rateio	
1	Cachoeiras de Macacu	RJ	25.356	1,35	17,197%	1,720%
2	Duque de Caxias	RJ	216.217	2,00	25,478%	2,548%
3	Guapimirim	RJ	32.614	1,45	18,471%	1,847%
4	Magé	RJ	81.677	1,80	22,930%	2,293%
5	Silva Jardim	RJ	19.027	1,25	15,924%	1,592%
					<b>100,000%</b>	<b>10,000%</b>

Nota: Os coeficientes das duas últimas colunas foram arredondados. No cálculo efetivo dos royalties, eles são empregados sem arredondamento. Por exemplo, o coeficiente de Guapimirim é 1,847137%.

Ao Município de Guapimirim, por exemplo, correspondem R\$238.339,02 (= 1,847% × R\$12.903.181,20). Chega-se a este mesmo resultado aplicando-se o percentual de 18,471% (penúltima coluna da Tabela 18) sobre o valor de R\$1.290.318,12 (= 10% × R\$12.903.181,20).

### e.3) Distribuição aos municípios da zona limítrofe

30% de R\$12.903.181,20 = R\$3.870.954,36 são distribuídos aos municípios que integram a zona limítrofe à zona de produção principal.

De acordo com a Fundação IBGE, trinta e sete municípios integravam a zona limítrofe à zona de produção principal do Estado do Rio de Janeiro no 1º semestre de 2000. Estes municípios e suas respectivas populações constam da Tabela 24.

A Tabela 25, elaborada a partir da Tabela 18, combinada com a Tabela 24, apresenta os percentuais, a serem aplicados sobre o valor de R\$3.870.954,36, correspondentes ao direito de cada município integrante da zona limítrofe à zona de produção principal do Estado do Rio de Janeiro.

Conforme se percebe pelo exame da Tabela 25, cada um dos municípios de Cambuci, Carmo, Natividade e Porciúncula, por ter sua população no intervalo de 14.001 a 16.000 habitantes (Tabela 18), tem direito a um mesmo percentual de 0,717%, a ser aplicado sobre R\$12.903.181,20. Cada um destes quatro municípios receberá o correspondente a 0,717% × R\$12.903.181,20 = R\$92.645,11.

**Tabela 24 – Estado do Rio de Janeiro – Zona limítrofe à de produção principal**

MUNICÍPIO	POPULAÇÃO	MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Aperibé	7.201	Natividade	15.125
Araruama	66.148	Nova Friburgo	169.246
Arraial do Cabo	21.548	Petrópolis	269.669
Bom Jardim	21.805	Porciúncula	15.407
Bom Jesus Itabapoana	32.231	Rio Bonito	46.495
Cambuci	14.889	Santa Maria Madalena	10.840
Cantagalo	18.858	Santo Antônio de Pádua	34.123
Cardoso Moreira	11.940	São Fidélis	36.534
Carmo	15.175	S. Francisco Itabapoana	35.810
Conceição de Macabu	18.206	São José de Ubá	5.914
Cordeiro	17.373	S. José Vale do Rio Preto	16.115
Duas Barras	9.933	São Pedro da Aldeia	55.432
Iguaba Grande	9.715	São Sebastião do Alto	8.111
Italva	13.199	Saquarema	44.017
Itaocara	23.273	Sumidouro	13.373
Itaperuna	82.650	Teresópolis	125.122
Laje do Muriaé	7.580	Trajano de Moraes	10.594
Macuco	5.726	Varre-Sai	7.554
Miracema	24.450		

Fonte: Fundação IBGE – 1º semestre de 2.000

Este mesmo resultado seria obtido pela aplicação do percentual de 2,39% (penúltima coluna da Tabela 25) sobre R\$3.870.954,36 (= 30% × R\$12.903.181,20).

Os resultados de todos estes cálculos foram consolidados na Figura 24 de forma a permitir uma visão geral do tema tratado neste Capítulo.

Tabela 25 – Estado do Rio de Janeiro – Municípios da zona limítrofe

	Município	UF	População	Coefficiente individual de participação	Rateio	
1	Aperibé	RJ	7.201	1,00	2,08%	0,624%
2	Araruama	RJ	66.148	1,70	3,54%	1,062%
3	Arraial do Cabo	RJ	21.548	1,30	2,71%	0,813%
4	Bom Jardim	RJ	21.805	1,30	2,71%	0,813%
5	Bom Jesus Itabapoana	RJ	32.231	1,45	3,02%	0,906%
6	Cambuci	RJ	14.889	1,15	2,39%	0,717%
7	Cantagalo	RJ	18.858	1,25	2,60%	0,780%
8	Cardoso Moreira	RJ	11.940	1,05	2,19%	0,657%
9	Carmo	RJ	15.175	1,15	2,39%	0,717%
10	Conceição de Macabu	RJ	18.206	1,25	2,60%	0,780%
11	Cordeiro	RJ	17.373	1,20	2,50%	0,750%
12	Duas Barras	RJ	9.933	1,00	2,08%	0,624%
13	Iguaba Grande	RJ	9.715	1,00	2,08%	0,624%
14	Italva	RJ	13.199	1,10	2,29%	0,687%
15	Itaocara	RJ	23.273	1,30	2,71%	0,813%
16	Itaperuna	RJ	82.650	1,80	3,75%	1,125%
17	Laje do Muriaé	RJ	7.580	1,00	2,08%	0,624%
18	Macuco	RJ	5.726	1,00	2,08%	0,624%
19	Miracema	RJ	24.450	1,35	2,81%	0,843%
20	Natividade	RJ	15.125	1,15	2,39%	0,717%
21	Nova Friburgo	RJ	169.246	2,00	4,16%	1,248%
22	Petrópolis	RJ	269.669	2,00	4,16%	1,248%
23	Porciúncula	RJ	15.407	1,15	2,39%	0,717%
24	Rio Bonito	RJ	46.495	1,55	3,23%	0,969%
25	Santa Maria Madalena	RJ	10.840	1,45	2,19%	0,656%
26	Santo Antônio de Pádua	RJ	34.123	1,20	3,02%	0,905%
27	São Fidélis	RJ	36.534	1,05	3,12%	0,937%
28	S. Francisco Itabapoana	RJ	35.810	1,45	3,02%	0,906%
29	São José de Ubá	RJ	5.914	1,50	2,08%	0,624%
30	S. José Vale do Rio Preto	RJ	16.115	1,00	2,50%	0,749%
31	São Pedro da Aldeia	RJ	55.432	1,60	3,33%	0,999%
32	São Sebastião do Alto	RJ	8.111	1,00	2,08%	0,624%
33	Saquarema	RJ	44.017	1,55	3,23%	0,969%
34	Sumidouro	RJ	13.373	1,10	2,29%	0,687%
35	Teresópolis	RJ	125.122	1,90	3,95%	1,185%
36	Trajano de Moraes	RJ	10.594	1,05	2,19%	0,657%
37	Varre-Sai	RJ	7.554	1,00	2,08%	0,624%
					<b>100,000%</b>	<b>30,000%</b>

Nota: Os coeficientes das duas últimas colunas foram arredondados. No cálculo efetivo dos royalties, eles são empregados sem arredondamento. Por exemplo, o coeficiente de Cambuci é 0,718002%.

Figura 24 – Resumo dos cálculos

F (da Tabela 19)	G	H	I	J	K	L	M
Parcela de 5%, (em R\$) (=5% x E)	Estado	Comando da Marinha	Municípios com Instalações	Fundo Especial	Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas	% do Rateio (Tabelas 21, 23 e 25)	Royalties do Município, em R\$
<b>100%</b>	30%	20%	10%	10%	<b>30%</b>		
<b>43.010.603,99</b>	12.903.181,20	8.602.120,80	4.301.060,40	4.301.060,40	<b>12.903.181,20</b>		

BENEFICIÁRIOS		Royalties
Estado		12.903.181,20
Comando da Marinha		8.602.120,80
Municípios com Instalações		4.301.060,40
Fundo Especial		4.301.060,40
Zona de Produção Principal		7.741.908,72
<b>Zona de Produção Secundária</b>		<b>1.290.318,12</b>
Zona Limitrofe		3.870.954,36
<b>TOTAL</b>		<b>43.010.603,99</b>

Zona de Produção Principal		
Armação dos Buzios-RJ	4,11%	529.952,08
Cabo Frio-RJ	6,61%	852.531,61
Campos dos Goytacazes-RJ	7,14%	921.655,80
Carapebus-RJ	3,57%	460.827,90
Castimiro de Abreu-RJ	4,64%	599.076,27
Macacé-RJ	20,00%	2.580.636,24
Quissama-RJ	3,93%	506.910,69
Rio das Ostras-RJ	5,00%	645.159,06
São João da Barra-RJ	5,00%	645.159,06
<b>TOTAL</b>	<b>60,00%</b>	<b>7.741.908,72</b>

Zona de Produção Secundária		
Cachoeiras de Macacu-RJ	1,72%	221.901,84
Duque de Caxias-RJ	2,55%	328.743,47
Guapimirim-RJ	1,85%	238.339,02
Magé-RJ	2,29%	295.869,12
Silva Jardim-RJ	1,59%	205.464,67
<b>TOTAL</b>	<b>10,00%</b>	<b>1.290.318,12</b>

Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas		% do Rateio (Tabelas 21, 23 e 25)	Royalties do Município, em R\$
<b>Municípios Limitrofes à Zona de Produção Principal</b>			
Aperibé-RJ	0,62%	80.560,96	
Araruama-RJ	1,06%	136.953,64	
Arraial do Cabo-RJ	0,81%	104.729,25	
Bom Jardim-RJ	0,81%	104.729,25	
Bom Jesus do Itabapoana-RJ	0,91%	116.813,40	
Cambuci-RJ	0,72%	92.645,11	
Cantagalo-RJ	0,78%	100.701,21	
Cardoso Moreira-RJ	0,66%	84.589,01	
Carmo-RJ	0,72%	92.645,11	
Conceição de Macabu-RJ	0,78%	100.701,21	
Cordeiro-RJ	0,75%	96.673,16	
Duas Barras-RJ	0,62%	80.560,96	
Iguaba Grande-RJ	0,62%	80.560,96	
Itaboraí-RJ	0,69%	88.617,06	
Itaocara-RJ	0,81%	104.729,25	
Itaperuna-RJ	1,12%	145.009,74	
Laje do Muriaé-RJ	0,62%	80.560,96	
Macuco-RJ	0,62%	80.560,96	
Miracema-RJ	0,84%	108.757,30	
<b>TOTAL</b>	<b>30,00%</b>	<b>3.870.954,36</b>	

Municípios Limitrofes à Zona de Produção Principal		
Natividade-RJ	0,72%	92.645,11
Nova Friburgo-RJ	1,25%	161.121,93
Petropolis-RJ	1,25%	161.121,93
Porciuncula-RJ	0,72%	92.645,11
Rio Bonito-RJ	0,97%	124.869,50
Santa Maria Madalena-RJ	0,66%	84.589,01
Santo Antonio de Pádua-RJ	0,91%	116.813,40
São Fidelis-RJ	0,94%	120.841,45
São Francisco de Itabapoana-RJ	0,91%	116.813,40
São José de Uba-RJ	0,62%	80.560,96
São José do Vale do Rio Preto-RJ	0,75%	96.673,16
São Pedro da Aldeia-RJ	1,00%	128.897,54
São Sebastião do Alto-RJ	0,62%	80.560,96
Saquarema-RJ	0,97%	124.869,50
Sumidouro-RJ	0,69%	88.617,06
Teropolis-RJ	1,19%	153.065,83
Trajano de Moraes-RJ	0,66%	84.589,01
Varre-Sai-RJ	0,62%	80.560,96
<b>TOTAL</b>	<b>30,00%</b>	<b>3.870.954,36</b>





Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Inciso I do art. 49 da Lei do Petróleo
- Principais beneficiários: estados e municípios produtores e o Ministério da Ciência e Tecnologia
- Exemplo de cálculo da parcela correspondente ao estado
- Exemplo de cálculo das parcelas correspondentes aos municípios
- Exemplo de cálculo da parcela correspondente ao Ministério da Ciência e Tecnologia

**Nota**

O inciso I do artigo 49 da Lei do Petróleo estabelece os critérios de distribuição da parcela acima de 5% do valor da produção, quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres.

## 10.1 Distribuição da parcela acima de 5% - Lavra em terra

Quando a produção de petróleo e gás natural ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres, o inciso I do art. 49 da Lei do Petróleo estabelece a seguinte distribuição para a parcela do valor do *royalty* que exceder a 5% do valor da produção (= parcela acima de 5%):

- 52,5% (cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento) aos estados onde ocorrer a produção;
- 15% (quinze por cento) aos municípios onde ocorrer a produção;
- 7,5% (sete inteiros e cinco décimos por cento) aos municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP; e
- 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério de Ciência e Tecnologia, para financiar programas de apoio à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

### Estados produtores

Os estados produtores são aqueles em cujo território é realizada a lavra de petróleo ou de gás natural.

### Municípios produtores

Os municípios produtores são aqueles em cujo território é realizada a lavra de petróleo ou de gás natural.

Municípios afetados pelas operações realizadas nas instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural

Conforme consta no final do Capítulo 7, este assunto será tratado à parte no Capítulo 12.

## 10.2 Exemplo

O Campo de Carmópolis compreende poços produtores em seis municípios do Estado de Sergipe. A produção de petróleo e gás natural por município consta da Tabela 9.b.

O preço de referência do petróleo Carmópolis no mês representado na Tabela 9.b foi de R\$68,8787/m<sup>3</sup> e o preço de referência do gás natural Carmópolis foi de R\$ 0,07776/m<sup>3</sup>.

### Parcela acima de 5%

O valor da produção de petróleo e gás natural do Campo de Carmópolis, dentro do Estado de Sergipe, é a soma da última coluna da Tabela 26, i.e., R\$ 5.436.370,24.

A alíquota do *royalty* do Campo de Carmópolis é 10%. Conseqüentemente, a alíquota excedente a 5% é 5% (= 10% - 5%).

A parcela acima de 5% será, então, de R\$271.818,51 (= 5% × R\$ 5.436.370,24).

### Parcela do estado produtor

De acordo com a letra a do inciso I do art. 49 da Lei do Petróleo, o Estado de Sergipe tem direito a 52,5% de R\$ 271.818,51, ou seja, R\$ 142.704,72, referentes ao petróleo e ao gás natural produzidos no Campo de Carmópolis.

Tabela 26 – Valor da produção do Campo de Carmópolis

Município	Produção (m <sup>3</sup> )		Preço de referência (R\$/m <sup>3</sup> )		Valor da produção (R\$)
	Petróleo	Gás Natural	Petróleo	Gás Natural	
Carmópolis	25.916,04	834.651,31	68,8787	0,07776	1.849.966
General Maynard	386,48	24.078,23	68,8787	0,07776	28.493
Japaratuba	43.473,43	1.278.242,2	68,8787	0,07776	3.093.789
Maruim	1.475,37	299.885,97	68,8787	0,07776	124.941
Rosário do Catete	3.886,58	358.735,86	68,8787	0,07776	295.598
Santo Amaro das Brotas	509,52	109.168,39	68,8787	0,07776	43.584
				<b>TOTAL</b>	<b>5.436.370</b>

#### Parcelas dos municípios produtores

De acordo com a letra b do inciso I do art. 49 da Lei do Petróleo, o conjunto dos seis municípios constantes da Tabela 26 tem direito a 15% de R\$ 271.818,51, ou seja, R\$40.772,78, referentes ao petróleo e ao gás natural produzidos no Campo de Carmópolis.

A parcela individual de cada município é obtida multiplicando-se o valor da produção do Campo de Carmópolis, ocorrida naquele município (última coluna da Tabela 26), por 5% e, em seguida, por 15%.

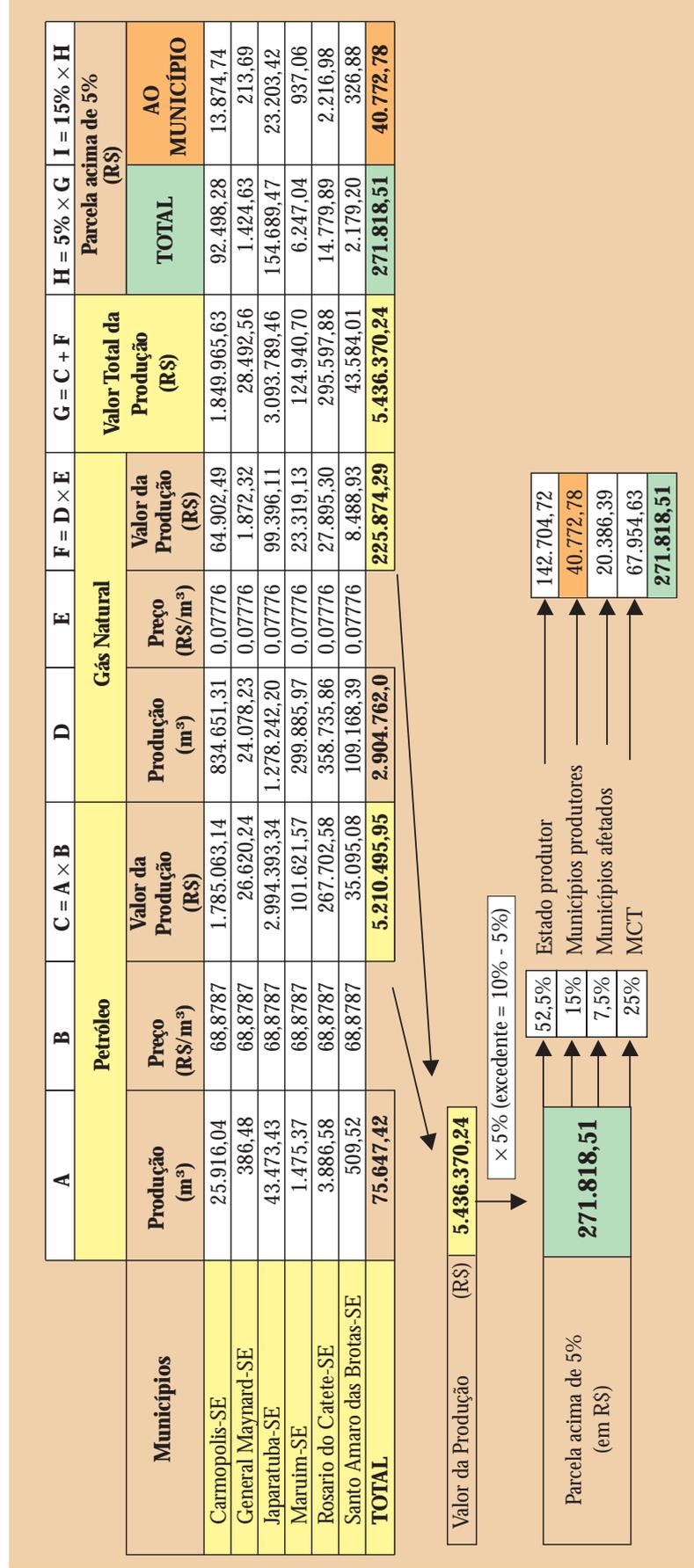
Assim, por exemplo, a parcela correspondente ao Município de Japaratuba é de R\$23.203,42 (= R\$3.093.789 × 5% × 15%).

#### Parcela do Ministério de Ciência e Tecnologia

De acordo com a letra d do inciso I do art. 49 da Lei do Petróleo, o Ministério de Ciência e Tecnologia tem direito a 25% de R\$ 271.818,51, ou seja, R\$ 67.954,63, referentes ao petróleo e ao gás natural produzidos no Campo de Carmópolis.

A Figura 25 sintetiza os diversos cálculos constantes deste exemplo.

Figura 25 – Distribuição da parcela acima de 5% do Campo de Carmópolis





Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Beneficiários da parcela acima de 5%
- Estados e municípios confrontantes com campos petrolíferos
- Limites estaduais e municipais na plataforma continental
- Dois ou mais estados confrontantes com um mesmo campo
- Dois ou mais municípios confrontantes com um mesmo campo
- Áreas dos campos compreendidas entre as ortogonais como critério de rateio dos royalties aos estados
- Áreas dos campos compreendidas entre as ortogonais e os paralelos como critério de rateio dos royalties aos municípios

**Nota**

O inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo estabelece os critérios de distribuição da parcela acima de 5%, quando a lavra ocorrer na plataforma continental.

## 11.1 Distribuição da parcela acima de 5% – Lavra na plataforma continental

O inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo estabelece que a parcela do valor do royalty que exceder a 5% do valor da produção (= parcela acima de 5%) terá a seguinte distribuição, quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

- 22,5% (vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento) aos estados confrontantes;
- 22,5% (vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento) aos municípios confrontantes;
- 7,5% (sete inteiros e cinco décimos por cento) aos municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;
- 7,5% (sete inteiros e cinco décimos por cento) para constituição do Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os estados e municípios;
- 15% (quinze por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção; e
- 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério de Ciência e Tecnologia, para financiar programas de apoio à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico, aplicados à indústria do petróleo.

## 11.2 Estados confrontantes

O inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo foi regulamentado pelos artigos 15, 16 e 17 do Decreto das Participações Governamentais (Decreto nº 2.705, de 1998).

A **confrontação** de estados litorâneos, neste caso, é com **campos** de petróleo e de gás natural localizados na plataforma continental e não mais com poços produtores.

### a) Estados confrontantes com campos petrolíferos

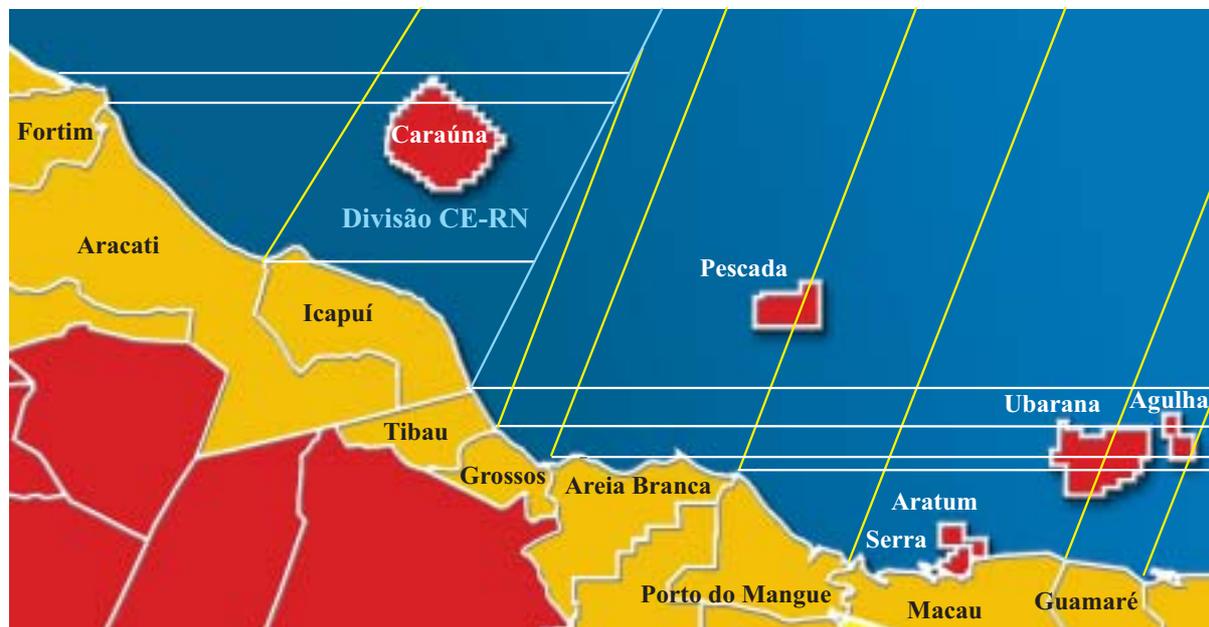
De acordo com o § 2º do art. 15 do Decreto das Participações Governamentais, são considerados como confrontantes com um dado **campo de petróleo e gás natural** localizado na plataforma continental aqueles estados contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites (linhas ortogonais à linha base), contenham o campo em questão, balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental.

As linhas de projeção dos limites estaduais e municipais são as mesmas tratadas no Capítulo 9 e são matéria de competência da Fundação IBGE.

### b) Estado confrontante

O percentual de 22,5% incidirá sobre a parcela acima de 5% da produção de **cada campo** situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do estado até a linha de limite da plataforma continental.

Figura 26 - Litoral dos Estados do Ceará e do Rio Grande do Norte



A Figura 26 mostra o litoral dos Estados do Ceará e do Rio Grande do Norte. Conforme se percebe, o campo de Caraúna está no Estado do Ceará e os campos de Agulha, Aratum, Serra, Pescada e Ubarana no Estado do Rio Grande do Norte.

c) Dois ou mais estados confrontantes com um mesmo campo

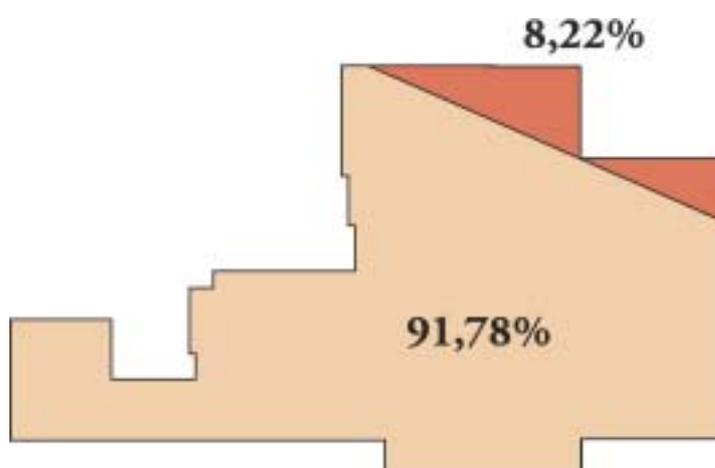
No caso de dois ou mais estados serem confrontantes com um mesmo campo, a cada estado será associada parte da parcela acima de 5% da produção do campo. A parcela será calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do estado, sendo o referido percentual aplicado somente sobre tal parte.

Figura 27 – Bacia de Campos



A Figura 27 mostra que uma pequena parte do Campo de Roncador (Bacia de Campos) está localizado no Estado do Espírito Santo e a maior parte no Estado do Rio de Janeiro.

Figura 28 – Campo de Roncador - Divisa de estados



A Figura 28 mostra que 91,78% da área do Campo de Roncador estão localizados no Estado do Rio de Janeiro e 8,22% no Estado do Espírito Santo. Considerando que a alíquota dos *royalties* do campo de Roncador é 10%, a alíquota excedente a 5% é também 5% (=10% - 5%). O Estado do Rio de Janeiro tem direito a  $22,5\% \times 5\% \times 91,78\%$  do valor da produção do Campo de Roncador e o Estado do Espírito Santo tem direito a  $22,5\% \times 5\% \times 8,22\%$  do valor da produção do Campo de Roncador.

### 11.3 Municípios confrontantes

O inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo foi regulamentado pelos artigos 15, 16 e 17 do Decreto das Participações Governamentais (Decreto nº 2.705, de 1998).

A **confrontação** de municípios litorâneos neste caso é com **campos** de petróleo e de gás natural localizados na plataforma continental e não mais com poços produtores.

#### a) Municípios confrontantes com campos petrolíferos

De acordo com o § 2º do art. 15 do Decreto das Participações Governamentais, são considerados como confrontantes com um dado **campo de petróleo e gás natural** localizado na plataforma continental aqueles municípios contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites, contenham o campo em questão, balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental.

#### b) Município confrontante

O percentual de 22,5% incidirá sobre a parcela acima de 5% da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do município até a linha de limite da plataforma continental.

A Tabela 27 contém o percentual das áreas dos municípios confrontantes com o Campo de Caravela.

A Figura 29 mostra a localização deste campo, juntamente com a localização do Campo de Merluza, confrontante com o Estado de São Paulo.

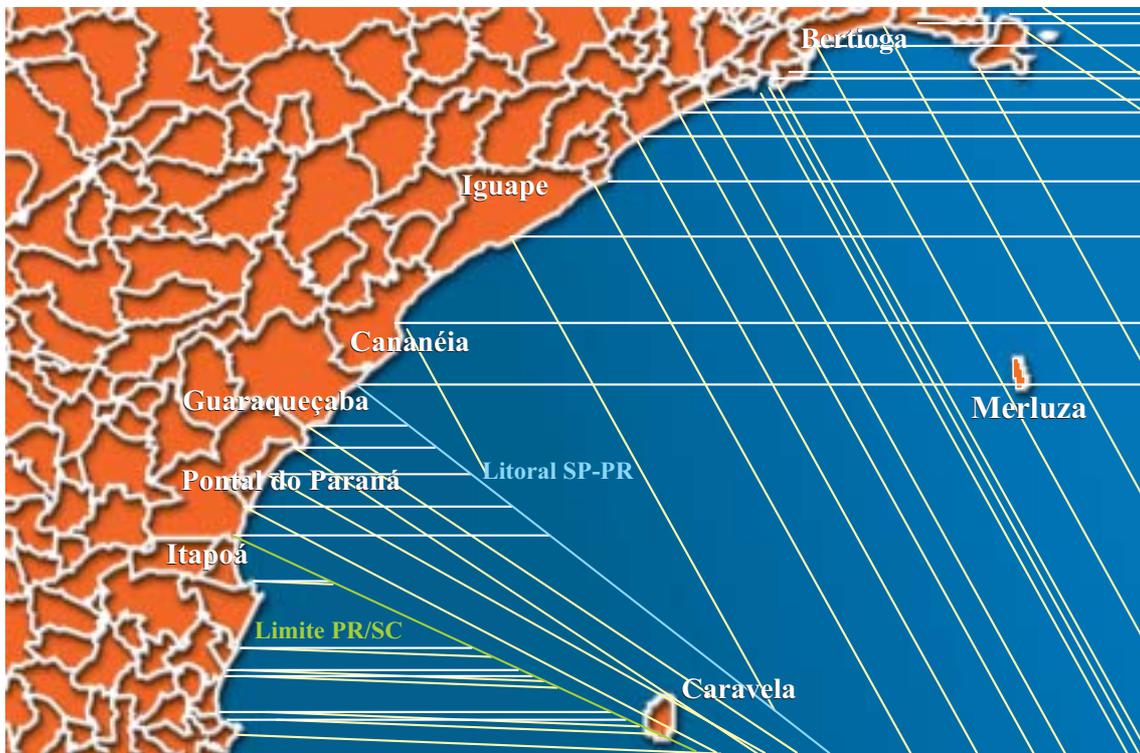
Conforme se observa, o Campo de Caravela está situado entre dois estados: Paraná e Santa Catarina.

**Tabela 27 – Áreas de campos na plataforma continental – Municípios confrontantes**

CAMPO	MUNICÍPIO	UF	ÁREA (%)		
			Ortogonal	Paralelo	Valor Final
Caravela(**)	Guaratuba	PR	25,99307	0,00000	25,99311
	Paranaguá	PR	0,12924	0,00000	0,12920
	Matinhos	PR	60,37795	0,00000	60,37794
	Pontal do Paraná	PR	5,06734	0,00000	5,06735
	Barra Velha	SC	0,13855	0,00000	0,06927
	Navegantes	SC	0,00000	2,92454	1,46227
	Penha	SC	3,02735	5,50786	4,26760
	Piçarras	SC	5,26651	0,00000	2,63326

(\*\*) 91,57% da área do Campo de Caravela encontram-se no Estado do Paraná e 8,43% no Estado de Santa Catarina.

**Figura 29 – Litoral sul – Campos de Merluza e Caravela**



A Figura 30 mostra as extensões dos limites municipais na plataforma continental, pelas linhas ortogonais e pelos paralelos, dos municípios costeiros dos Estados de Alagoas e Sergipe. A Figura 31 apresenta estas mesmas informações para o Estado do Espírito Santo.

**Figura 30 - Litoral dos Estados de Alagoas e Sergipe - Ortogonais e paralelos**



Figura 31 - Litoral do Estado do Espírito Santo - Ortogonais e paralelos



c) O caso de Roncador

O percentual de 22,5% será aplicado somente sobre a parte da parcela acima de 5% do campo associada à Unidade da Federação (estado) de que o município faz parte.

Na Tabela 28, observamos quais são os destinatários da parcela acima de 5%, no caso do Campo de Roncador. Os 22,5% correspondentes ao Município de Presidente Kennedy, único município do Estado do Espírito Santo confrontante com o Campo de Roncador, incidirão sobre 8,22% da produção do Campo de Roncador, por se tratar da produção daquele campo associada ao Estado do Espírito Santo.

Tabela 28 - Campo de Roncador - Parcela acima de 5%

Destino da parcela acima de 5% do campo de RONCADOR				
<b>BENEFICIÁRIOS</b>	<b>%</b>	<b>Estado</b>	<b>Área (%)</b>	<b>%</b>
Estados produtores confrontantes	22,5	Rio de Janeiro	91,78	20,7
Municípios produtores confrontantes	22,5	Espírito Santo	8,22	1,8
Municípios afetados	7,5		100,00	22,5
Comando da Marinha	15,0	<b>Município</b>	<b>Área (%)</b>	<b>%</b>
Fundo Especial	7,5	São João da Barra-RJ	29,76	6,7
Ministério de Ciência e Tecnologia	25,0	Campos dos Goytacazes-RJ	62,02	14,0
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	Presidente Kennedy-ES	8,22	1,8
			100,00	22,5

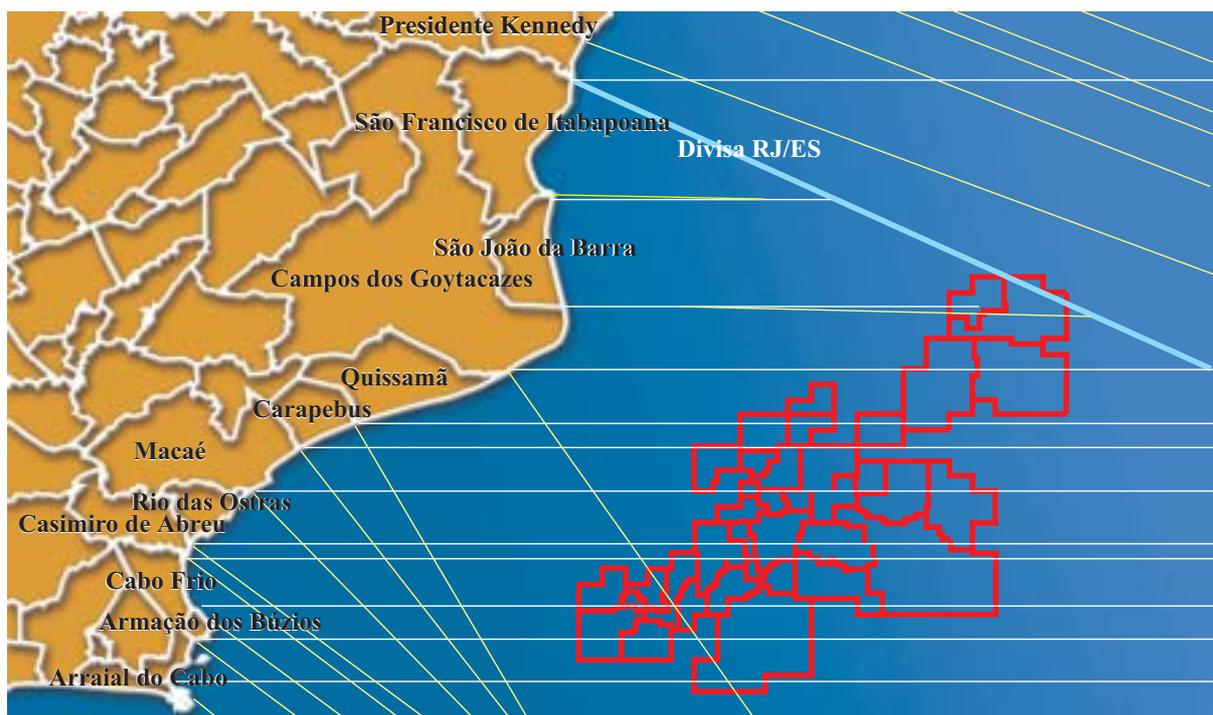
d) Dois ou mais municípios confrontantes com um mesmo campo

No caso de dois ou mais municípios pertencentes a uma mesma Unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual de 22,5% será aplicado apenas uma vez sobre a parte da parcela acima de 5% do campo associada à Unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os dois ou mais municípios confrontantes com o campo.

A forma de rateio consiste na multiplicação deste resultado pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do município em questão e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os municípios confrontantes ao campo e pertencentes à mesma Unidade da Federação.

A Figura 32 mostra os campos que compõem a Baía de Campos, com as linhas ortogonais à linha de base da costa e com os paralelos que representam a extensão dos limites territoriais dos municípios costeiros. A linha inclinada no canto superior direito é a projetante ortogonal que parte do limite territorial dos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo.

**Figura 32 – Baía de Campos – Ortogonais e paralelos**

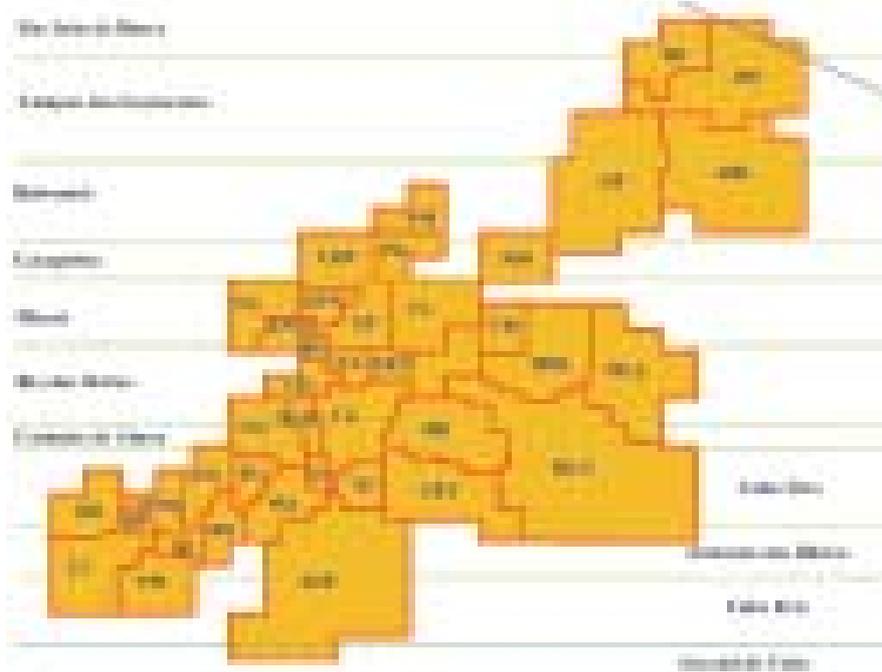


A Figura 33 apresenta uma visão aumentada da Figura 32, onde foram mantidos todos os paralelos e apenas a ortogonal da divisa de estados.

Conforme se percebe pelo exame de ambas as figuras, o Campo de Albacora Leste (ABL), o segundo no alto à direita, é confrontante com o Município de Campos dos Goytacazes pelas ortogonais e com os Municípios de Campos dos Goytacazes e Quissamã pelos paralelos.

Da mesma forma, da esquerda para a direita, o Município de Casimiro de Abreu é confrontante com os Campos de Enchova (EN), Corvina (CO), Malhado (MLH), Congro (CG), Barracuda (BR), Caratinga (CRT), Marlim Sul (MRS) e Marlim Leste (MLL).

**Figura 33 – Bacia de Campos – Confrontação pelos paralelos**



Quando um mesmo campo é confrontante com mais de um município, para rateio da parcela do *royalty* torna-se necessário calcular, para cada município:

- a área do campo compreendida entre as projetantes ortogonais que partem dos limites do município;
- a área do campo compreendida entre os paralelos que partem dos limites do município; e
- a média aritmética das duas áreas acima.

O rateio da parcela para cada município confrontante com o campo em questão é feito de forma proporcional às áreas médias (ortogonais e paralelos), calculadas conforme acima.

Por exemplo, o Campo de Marlim (MRL) é confrontante com o Município de Campos dos Goytacazes pelas projetantes ortogonais e com os Municípios de Macaé e Rio das Ostras pelos paralelos (Figura 33). A Tabela 29 mostra os percentuais das áreas do Campo de Marlim compreendidos entre as projetantes ortogonais e os paralelos que partem dos vértices destes municípios, além da forma como é feita a distribuição da parcela acima de 5%.

**Tabela 29 - Campo de Marlim - Áreas dos municípios confrontantes**

Destino da parcela acima de 5% do campo de MARLIM		Área (%)				
BENEFICIÁRIOS	%	Município	Ortogonal	Paralela	Valor Final	%
Estado produtor confrontante (RJ)	22,5	Macaé-RJ	-	40,80	20,40	4,59
Municípios produtores confrontantes	22,5	Rio das Ostras-RJ	-	59,20	29,60	6,66
Municípios afetados	7,5	Campos dos Goytacazes-RJ	100,00	-	50,00	11,25
Comando da Marinha	15,0	<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>22,5</b>
Fundo Especial	7,5					
Ministério de Ciência e Tecnologia	25,0					
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>					

Com base neste critério, foi construída a Tabela 30, para todos os campos da Bacia de Campos que se encontravam em operação no mês de abril de 2000.

Tabela 30 – Percentuais de áreas dos campos por município – Abril 2000

CAMPO	São João da Barra	Campos dos Goytacazes	Quissamã	Carapebus	Macaé	Rio das Ostras	Casimiro de Abreu	Cabo Frio	Armação de Búzios
ALBACORA		65,0%	31,9%	3,2%					
ALB. LESTE		69,4%	30,6%						
ANEQUIM		50,0%			47,8%	2,2%			
BADEJO			50,0%					43,5%	6,5%
BAGRE		50,0%			29,6%	20,4%			
BARRACUDA		50,0%				23,2%	18,2%	8,7%	
BICUDO		1,1%	48,9%					0,3%	49,7%
BIJUPIRÁ		50,0%						50,0%	
BONITO		45,2%	4,8%					25,9%	24,1%
CARAPEBA		50,0%	11,3%	34,6%	4,1%				
CARATINGA		50,0%					1,0%	45,7%	3,3%
CHERNE		50,0%				50,0%			
CONGRO		50,0%				33,2%	11,5%	5,3%	
CORVINA		50,0%				24,2%	19,8%	6,0%	
ENCHOVA		47,7%	2,3%				5,1%	44,9%	
ENCH. OESTE		13,0%	37,0%					46,6%	3,4%
GAROUPA		50,0%		1,7%	48,3%				
GAROUPINHA		50,0%			50,0%				
LINGUADO			50,0%					17,5%	32,5%
MALHADO		50,0%				35,5%	12,8%	1,7%	
MARIMBÁ		50,0%						43,8%	6,2%
MARLIM		50,0%			20,4%	29,6%			
MARLIM LESTE		50,0%			12,1%	36,2%	1,7%		
MARLIM SUL		50,0%				11,1%	6,3%	28,1%	4,4%
MORÉIA		50,0%	12,9%	37,1%					
NAMORADO		50,0%			3,7%	46,3%			
NE NAMORADO		50,0%			3,1%	46,9%			
PAMPO			50,0%					29,0%	21,0%
PARATI		50,0%		3,0%	46,3%	0,6%			
PARGO		50,0%	17,3%	32,7%					
PIRAÚNA		50,0%						50,0%	
RONCADOR(*)	29,76%	62,02%							
SALEMA		50,0%						50,0%	
TRILHA			50,0%					41,5%	8,5%
VERMELHO		50,0%	50,0%						
VIOLA		50,0%		2,7%	46,5%	0,8%			
VOADOR		50,0%			45,3%	4,7%			

(\*) 91,78% da área do Campo de Roncador estão localizados no Estado do Rio de Janeiro e 8,22% no Estado do Espírito Santo.

## 11.4 Outros beneficiários

### a) Parcela do Comando da Marinha

De acordo com a letra c do inciso II do art. 49 da Lei do Petróleo, o Comando da Marinha tem direito a 15% da parcela acima de 5%, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas petrolíferas na plataforma continental.

b) Parcela dos municípios afetados pelas operações nas instalações de embarque ou desembarque

Conforme consta no final do Capítulo 7, este assunto será tratado à parte no Capítulo 12.

c) Parcela do Fundo Especial

Um percentual de 7,5% da parcela acima de 5% da produção marítima de petróleo e gás natural destina-se à constituição do Fundo Especial, administrado pelo Ministério da Fazenda, que é distribuído de acordo com os critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados e Municípios, obedecida a seguinte proporção:

- 20% (vinte por cento) para os estados;
- 80% (oitenta por cento) para os municípios.

d) Parcela do Ministério de Ciência e Tecnologia

De acordo com a letra *f* do inciso II do art. 49 da Lei do Petróleo, o Ministério de Ciência e Tecnologia tem direito a 25% da parcela acima de 5%. Os recursos destinados ao Ministério de Ciência e Tecnologia são utilizados para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

### 11.5 Exemplo 1

Como calcular a distribuição ao Município de Casimiro de Abreu da parcela acima de 5%, decorrente da produção da Bacia de Campos no mês de abril de 2000.

A Tabela 31 consolida as produções, em m<sup>3</sup>, e os preços de referência do petróleo e do gás natural, em R\$/m<sup>3</sup>, de todos os campos da Bacia de Campos no mês de abril de 2000.

A **coluna G** contém as alíquotas dos *royalties* dos campos confrontantes com o Município de Casimiro de Abreu, a saber: Barracuda, Caratinga, Congo, Corvina, Enchova, Malhado, Marlim Leste e Marlim Sul.

A **coluna H** contém a parcela acima de 5% para cada um dos oito campos acima.

A **coluna I** mostra o percentual da área de cada um destes oito campos, compreendida entre as projeções na plataforma continental dos limites do Município de Casimiro de Abreu, conforme a Tabela 31.

A **coluna J** é o resultado da multiplicação da parcela acima de 5% (**coluna H**) pelo percentual da área (**coluna I**) e pelos 22,5% correspondentes à parcela municipal no rateio. O total desta última coluna (R\$ 100.843,98) representa a parcela acima de 5% destinada ao Município de Casimiro de Abreu.

No exemplo do Capítulo 9, em que foi utilizado o mesmo mês de abril de 2000, a parcela de 5%, destinada ao Município de Casimiro de Abreu, na condição de integrante da zona de produção principal, foi de R\$599.076,27.

Assim, no mês de abril de 2000, o Município de Casimiro de Abreu teve direito a um total de R\$ 699.920,25 = R\$ 599.076,27 + R\$ 100.843,98, sendo o primeiro valor correspondente à parcela de 5% e o segundo à parcela acima de 5%.

Conforme se percebe, os critérios de cálculo para cada uma das parcelas são totalmente diferentes.

Tabela 31 – Bacia de Campos – Abril de 2000

CAMPOS DA BACIA DE CAMPOS	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	Produção Petróleo (m³)	Preço Petróleo (R\$/m³)	Produção Gás Natural (m³)	Preço Gás Natural (R\$/m³)	Receita (R\$) (= A×B + C×D)	Parcela de 5%, (em R\$) (=5%×E)	Royalty do campo	Parcela acima de 5%, (em R\$) (= (G - 5%) × E)	Área Confrontante (%)	Royalties do Município, (em R\$) (= H × I × 22,5%)
ALBACORA	644.348,10	200,89	83.893.803	0,1401391	141.197.182,46	7.059.859,12				
ALBACORA LESTE	14.870,90	177,36	1.665.197	0,1361711	2.864.253,01	143.212,65				
ANEQUIM	10.897,60	185,89	995.222	0,1222899	2.147.415,76	107.370,79				
BADEJO	1.163,90	185,89	1.437,181	0,1375243	1.529.315,32	76.465,77				
BAGRE	5.673,70	185,89	1.762.544	0,1432613	1.307.165,06	65.358,25				
BARRACUDA	110.111,80	201,72	7.760.855	0,1125327	23.085.047,37	1.154.252,37	10,0%	1.154.252,37	18,2	47.189,35
BICUDO	60.516,30	190,98	4.993.331	0,1353386	12.233.344,84	611.667,24				
BIJUPIRÁ	5.088,00	202,03	345.310	0,1508719	1.080.007,46	54.000,37				
BONITO	39.873,60	185,89	18.446.745	0,1274937	9.763.783,14	488.189,16				
CARAPEBA	160.716,00	181,39	3.737.465	0,1533568	29.726.067,72	1.486.303,39				
CARATINGA	40.711,20	182,78	2.627.145	0,1092803	7.728.154,07	386.407,70	9,3%	332.310,63	1,0	755,78
CHERNE	83.927,40	185,89	3.213.744	0,1411539	16.054.552,72	802.727,64				
CONGRO	19.417,40	185,89	1.637.083	0,1222899	3.809.619,53	190.480,98	10,0%	190.480,98	11,5	4.935,82
CORVINA	56.220,60	204,40	3.918.074	0,1620992	12.126.702,71	606.335,14	10,0%	606.335,14	19,8	26.998,89
ENCHOVA	42.663,10	185,89	3.957.159	0,1274937	7.361.488,58	368.074,43	10,0%	368.074,43	5,1	4.213,46
ENCHOVA OESTE	36.157,00	185,89	5.023.090	0,126193	8.429.834,33	421.491,72				
GAROUPA	22.640,60	185,89	5.948.887	0,1391242	5.036.202,64	251.810,13				
GARUPINHA	12.789,40	185,89	615.113	0,1385519	2.462.594,14	123.129,71				
LINGUADO	38.135,30	185,89	5.348.713	0,1433265	7.855.427,00	392.771,35				
MALHADO	24.652,40	185,89	5.501.679	0,1222899	5.255.333,36	262.766,67	10,0%	262.766,67	12,8	7.567,92
MARIMBA	206.739,00	202,49	4.197.327	0,1547097	42.512.133,53	2.125.606,68				
MARLIM	1.943.865,40	181,95	139.688.734	0,131709	372.093.321,18	18.604.666,06				
MARLIM LESTE	11.367,60	208,33	616.266	0,1275328	2.446.807,36	122.340,37	10,0%	122.340,37	1,7	480,59
MARLIM SUL	63.231,00	191,59	761.000	0,1361711	12.218.091,41	610.904,57	10,0%	610.904,57	6,3	8.702,18
MOREIA	16.318,00	185,89	447.000	0,1385145	3.095.649,10	154.782,45				
NAMORADO	150.033,00	185,89	3.353.457	0,1451346	28.375.722,06	1.418.786,10				
NE NAMORADO	3.179,90	185,89	1.737.608	0,1222899	803.590,46	40.179,52				
PAMPO	85.383,00	185,89	5.168.000	0,1391634	16.590.692,13	829.534,61				
PARATI	0,00	185,89	0	0,1222899	0,00	0,00				
PARGO	29.761,00	181,39	1.053.271	0,1617089	5.588.787,09	278.439,35				
PIRAÚNA	29.574,00	190,98	1.814.060	0,1489597	5.918.338,34	295.916,92				
RONCADOR	84.222,00	208,33	1.239.000	0,1222899	17.697.494,87	884.874,74				
SALEMA	1.500,00	202,03	163.690	0,1280663	324.002,58	16.200,13				
TRILHA	451,80	185,89	117.105	0,1375243	100.088,09	5.004,40				
VERMELHO	88.158,00	181,39	2.260.265	0,1229794	16.269.289,45	813.464,47				
VIOLA	15.278,00	185,89	585.000	0,142715	2.923.453,06	146.172,65				
VOADOR	166.396,00	177,36	20.762.000	0,130486	32.221.127,82	1.611.056,39				
<b>TOTAL</b>					<b>860.212.079,72</b>	<b>43.010.603,99</b>		<b>3.647.465,14</b>		<b>100.843,98</b>

Na dívida, rever Cap. 9	Mun. confrontantes e áreas geoeconômicas	30%
	Casimiro de Abreu-RJ	4,64%

599.076,27

RESUMO

Valor Devido = 599.076,27 + 100.843,98 = 699.920,25

## 11.6 Exemplo 2

Neste exemplo, será calculada a distribuição, aos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, ao Comando da Marinha, ao Fundo Especial e ao Ministério da Ciência e Tecnologia, da parcela acima de 5%, decorrente da produção da Bacia de Campos no mês de abril de 2000.

**Tabela 32 – Bacia de Campos – Abril de 2000**

CAMPOS DA BACIA DE CAMPOS	A	B	C	D	E	F	G	H
	Produção Petróleo (m³)	Preço Petróleo (R\$/m³)	Produção Gás Natural (m³)	Preço Gás Natural (R\$/m³)	Receita (R\$) (= A×B + C×D)	Parcela de 5%, (em R\$) (=5% × E)	Royalty do Campo	Parcela acima de 5%, (em R\$) (= (G - 5%) × E)
ALBACORA	644.348,10	200,89	83.893.803	0,1401391	141.197.182,46	7.059.859,12	10,0%	7.059.859,12
ALBACORA LESTE	14.870,90	177,36	1.665.197	0,1361711	2.864.253,01	143.212,65	10,0%	143.212,65
ANEQUIM	10.897,60	185,89	995.222	0,1222899	2.147.415,76	107.370,79	10,0%	107.370,79
BADEJO	7.163,90	185,89	1.437.181	0,1375243	1.529.315,32	76.465,77	10,0%	76.465,77
BAGRE	5.673,70	185,89	1.762.544	0,1432613	1.307.165,06	65.358,25	10,0%	65.358,25
BARRACUDA	110.111,80	201,72	7.760.855	0,1125327	23.085.047,37	1.154.252,37	10,0%	1.154.252,37
BICUDO	60.516,30	190,98	4.993.331	0,1353386	12.233.344,84	611.667,24	10,0%	611.667,24
BIJUPIRÁ	5.088,00	202,03	345.310	0,1508719	1.080.007,46	54.000,37	10,0%	54.000,37
BONITO	39.873,60	185,89	18.446.745	0,1274937	9.763.783,14	488.189,16	10,0%	488.189,16
CARAPEBA	160.716,00	181,39	3.737.465	0,1533568	29.726.067,72	1.486.303,39	10,0%	1.486.303,39
CARATINGA	40.711,20	182,78	2.627.145	0,1092803	7.728.154,07	386.407,70	9,3%	332.310,63
CHERNE	83.927,40	185,89	3.213.744	0,1411539	16.054.552,72	802.727,64	8,7%	594.018,45
CONGRO	19.417,40	185,89	1.637.083	0,1222899	3.809.619,53	190.480,98	10,0%	190.480,98
CORVINA	56.220,60	204,40	3.918.074	0,1620992	12.126.702,71	606.335,14	10,0%	606.335,14
ENCHOVA	36.157,00	185,89	5.023.090	0,1274937	7.361.488,58	368.074,43	10,0%	368.074,43
ENCHOVA OESTE	42.663,10	185,89	3.957.159	0,126193	8.429.834,33	421.491,72	10,0%	421.491,72
GAROUPA	22.640,60	185,89	5.948.887	0,1391242	5.036.202,64	251.810,13	10,0%	251.810,13
GARUPINHA	12.789,40	185,89	615.113	0,1385519	2.462.594,14	123.129,71	10,0%	123.129,71
LINGUADO	38.135,30	185,89	5.348.713	0,1433265	7.855.427,00	392.771,35	10,0%	392.771,35
MALHADO	24.652,40	185,89	5.501.679	0,1222899	5.255.333,36	262.766,67	10,0%	262.766,67
MARIMBÁ	206.739,00	202,49	4.197.327	0,1547097	42.512.133,53	2.125.606,68	10,0%	2.125.606,68
MARLIM	1.943.865,40	181,95	139.688.734	0,131709	372.093.321,18	18.604.666,06	10,0%	18.604.666,06
MARLIM LESTE	11.367,60	208,33	616.266	0,1275328	2.446.807,36	122.340,37	10,0%	122.340,37
MARLIM SUL	63.231,00	191,59	761.000	0,1361711	12.218.091,41	610.904,57	10,0%	610.904,57
MORÉIA	16.318,00	185,89	447.000	0,1395145	3.095.649,10	154.782,45	8,5%	108.347,72
NAMORADO	150.033,00	185,89	3.353.457	0,1451346	28.375.722,06	1.418.786,10	10,0%	1.418.786,10
NE NAMORADO	3.179,90	185,89	1.737.608	0,1222899	803.590,46	40.179,52	10,0%	40.179,52
PAMPO	85.383,00	185,89	5.168.000	0,1391634	16.590.692,13	829.534,61	10,0%	829.534,61
PARATI	0,00	185,89	0	0,1222899	0,00	0,00	10,0%	0,00
PARGO	29.761,00	181,39	1.053.271	0,1617089	5.568.787,09	278.439,35	10,0%	278.439,35
PIRAÚNA	29.574,00	190,98	1.814.060	0,1489597	5.918.338,34	295.916,92	10,0%	295.916,92
RONCADOR	84.222,00	208,33	1.239.000	0,1222899	17.697.494,87	884.874,74	10,0%	884.874,74
SALEMA	1.500,00	202,03	163.690	0,1280663	324.002,58	16.200,13	9,7%	15.228,12
TRILHA	451,80	185,89	117.105	0,1375243	100.088,09	5.004,40	10,0%	5.004,40
VERMELHO	88.158,00	181,39	2.260.265	0,1229794	16.269.289,45	813.464,47	10,0%	813.464,47
VIOLA	15.278,00	185,89	585.000	0,142715	2.923.453,06	146.172,65	10,0%	146.172,65
VOADOR	166.396,00	177,36	20.762.000	0,130486	32.221.127,82	1.611.056,39	8,2%	1.031.076,09
<b>TOTAL</b>					<b>860.212.079,72</b>	<b>43.010.603,99</b>		<b>42.120.410,68</b>

**Tabela 33 – Campo de Roncador – Parcela acima de 5%**

CAMPO	ESTADO	Parcela acima de 5%	CAMPOS DA BACIA DE CAMPO	ESTADO	Parcela acima de 5%
RONCADOR	Rio de Janeiro	812.138,04		Rio de Janeiro	42.047.673,98
	Espírito Santo	72.736,70		Espírito Santo	72.736,70
	<b>TOTAL</b>	<b>884.874,74</b>		<b>TOTAL</b>	<b>42.120.410,68</b>

A Tabela 32 é a mesma Tabela 31, onde foram acrescentadas as alíquotas dos royalties para todos os campos. A **coluna H** contém o cálculo da parcela acima de 5%. A Tabela 33 faz ajustes para alocar a parcela acima de 5% do campo de Roncador entre os Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Parcela do Estado do Rio de Janeiro (confrontante)

O percentual de 22,5%, correspondente ao estado confrontante, incide sobre a parcela acima de 5% de cada campo situado entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais na plataforma continental.

O total da **coluna H** (R\$ 42.120.410,68) precisa, contudo, ser ajustado, uma vez que 8,22% da produção do Campo de Roncador, no que diz respeito à parcela acima de 5%, pertencem ao Estado do Espírito Santo.

O acerto consiste em subtrair R\$ 72.736,70 (= 8,22% × R\$ 884.874,74) do valor total da **coluna H** (R\$ 42.120.410,68), o que resulta em R\$ 42.047.673,98. Vale lembrar que os R\$ 884.874,74 são o valor da parcela acima de 5% do Campo de Roncador.

R\$ 42.047.673,98 representam a parcela acima de 5% da produção da Bacia de Campos a ser distribuída de acordo com a letra a do inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo. Ao Estado do Rio de Janeiro, correspondem 22,5% × R\$ 42.047.673,98 = R\$9.460.726,65. E ao Espírito Santo, correspondem 22,5% × R\$ 72.736,70 = R\$ 16.365,76.

Nos cálculos que se seguem, é utilizado o total da **coluna H**, uma vez que não há necessidade de fazer a correção para o Campo de Roncador. Assim, o valor da parcela acima de 5% da produção da Bacia de Campos, a ser distribuída de acordo com as letras c, d, e e f do inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo, é R\$ 42.120.410,68.

#### Parcela do Comando da Marinha

O Comando da Marinha tem direito a 15% da parcela acima de 5% da produção marítima de petróleo e gás natural.

$$15\% \times R\$ 42.120.410,68 = R\$ 6.318.061,60.$$

Parcela dos municípios afetados pelas operações nas instalações de embarque e desembarque. Conforme consta no Capítulo 7, este assunto será tratado no Capítulo 12.

#### Parcela do Fundo Especial

Um percentual de 7,5% da parcela acima de 5% da produção marítima de petróleo e gás natural destina-se à constituição do Fundo Especial, que é distribuído para os estados (vinte por cento) e para os municípios (oitenta por cento).

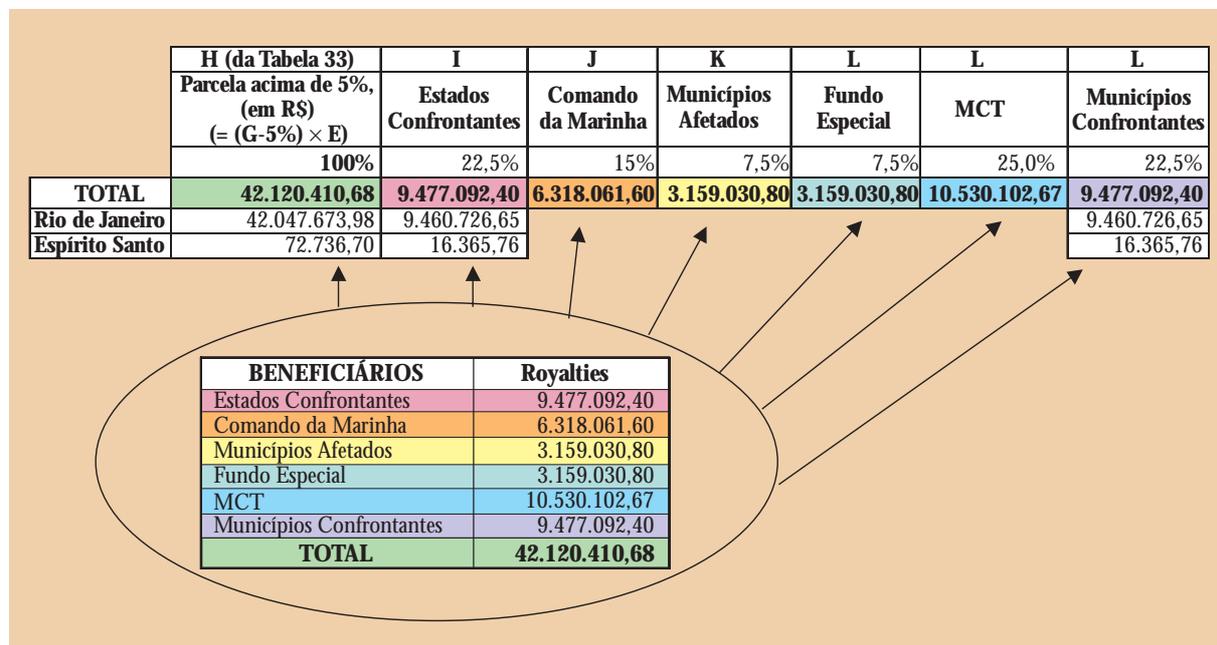
$$7,5\% \times R\$ 42.120.410,68 = R\$ 3.159.030,80.$$

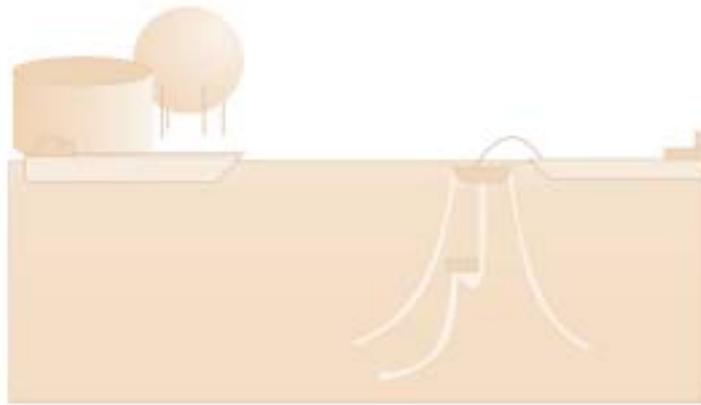
#### Parcela do Ministério de Ciência e Tecnologia

O Ministério de Ciência e Tecnologia tem direito a 25% da parcela acima de 5%.

$$25\% \times R\$ 42.120.410,68 = R\$ 10.530.102,67.$$

**Figura 34 – Cálculos do exemplo nº 2**





Este capítulo apresenta informações sobre os seguintes tópicos:

- Os cinco tipos de instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
- Municípios com instalações de embarque e desembarque e municípios afetados pelas operações nestas instalações
- Critério de rateio em partes iguais (parcela = 5%)
- Critério de rateio proporcional à movimentação (parcela > 5%)
- Tratamento em separado para a produção terrestre e para a produção na plataforma continental

#### Nota

O conceito legal das instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural consta do parágrafo único do artigo 19 do Decreto nº 01, de 1991.

## 12.1 Instalações de Embarque e Desembarque de Petróleo e Gás Natural

Conforme se verifica pelo exame dos itens 1.2.1 e 1.2.2 do Capítulo 1, da Figura 12 e da Figura 13 do Capítulo 7, são devidos *royalties* aos municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou 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 ou 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 ou 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 de nº 5, está ligada diretamente a um determinado campo produtor de petróleo e gás natural. Em outras palavras, ela faz parte da área de concessão. É de se supor 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. 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.

Amajor 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 dutos ou de embarcações que desembarcam em terminais 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.

## 12.2 Definições

Para os fins e efeitos de regulamentação, foram estabelecidas as seguintes definições:

### 12.2.1 Monobóias

São flutuadores de formatos diversos, localizados no mar, rios ou lagoas, agüentados nos seus lugares fundeados ou amarrados, utilizados para a atracação de navios, para fins de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

### 12.2.2 Quadro de Bóias Múltiplas

É um conjunto de flutuadores de formatos diversos, localizados no mar, rios ou lagoas, agüentados nos seus lugares fundeados ou amarrados, utilizados para a atracação de navios, para fins de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

### 12.2.3 Cais Acostável

É a parte de um porto, geralmente uma muralha, que arrima um terra-pleno, na qual as embarcações podem acostar para efetuar o embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

### 12.2.4 Píer de Atracação

É uma estrutura marítima enraizada em terra, especialmente destinada a servir de cais acostável para navios destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

### 12.2.5 Estação terrestre coletora de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural

Trata-se de um conjunto de instalações, que recebem hidrocarbonetos diretamente de um ou mais campos produtores, compreendendo, entre outros, tanques para armazenamento de petróleo ou recipientes pressurizados ou criogênicos para armazenamento de gás natural liquefeito ou comprimido, bombas para a transferência de petróleo ou compressores para a transferência de gás natural.

## 12.3 Dos Conceitos

Conforme se percebe, as *monobóias* e os *quadros de bóias múltiplas* são termos praticamente sinônimos, sendo o segundo um coletivo do primeiro, e têm a mesma finalidade: a amarração de embarcações. A finalidade dos *cais acostáveis* e dos *píeres de atracação* – a atracação de embarcações – difere um pouco da dos dois primeiros itens, no que diz respeito à restrição dos graus de liberdade da embarcação. O que os quatro têm em comum é o fato de, por meio deles, ser possível o embarque ou o desembarque de petróleo ou gás natural por uma embarcação (Figura 35).

Neste particular, poder-se-ia considerar também os *quadros de âncoras* e os *molhes* (estrutura marítima enraizada em terra, que pode servir de quebra-mar, guia-corrente ou cais acostável), em que pese não estarem mencionados no dispositivo legal, pois eles também são utilizados para amarração e atracação de embarcações, com a mesma finalidade dos quatro itens mencionados.

A inclusão dos *quadros de âncoras* e dos *molhes* está condicionada à sua utilização efetiva no embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Assim, os quadros de âncoras, simplesmente destinados à amarração de embarcações, e os molhes, usados apenas para proteção, também não devem ser considerados. Estes últimos só seriam considerados se utilizados como cais acostável e se prestando ao embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

De outra parte, as *estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de óleo bruto ou gás natural* têm uma característica própria, qual seja a de coletar a produção de petróleo e do gás natural e transferi-la para fora da região produtora. A expressão "*coletoras de campos produtores*" não deixa dúvidas quanto à necessidade de a instalação estar recebendo (coletando) petróleo e gás natural diretamente de um campo produtor (Figura 36). Estas são as funções essenciais ao enquadramento da instalação na definição legal. A instalação poderá, contudo, se prestar também a outras finalidades, a exemplo de promover a separação primária do petróleo e do gás natural e o armazenamento de tais produtos.

No item seguinte, serão analisados cada um dos diversos tipos de instalações mais comuns, utilizadas pela indústria, por onde flui o petróleo e o gás natural, e comentado seu enquadramento na definição legal.

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 seguintes itens: *monobóia*, *quadro de bóias múltiplas*, *pier 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.

**Figura 35 – Monobóia, quadro de bóias múltiplas, pier de atracação e cais acostável**

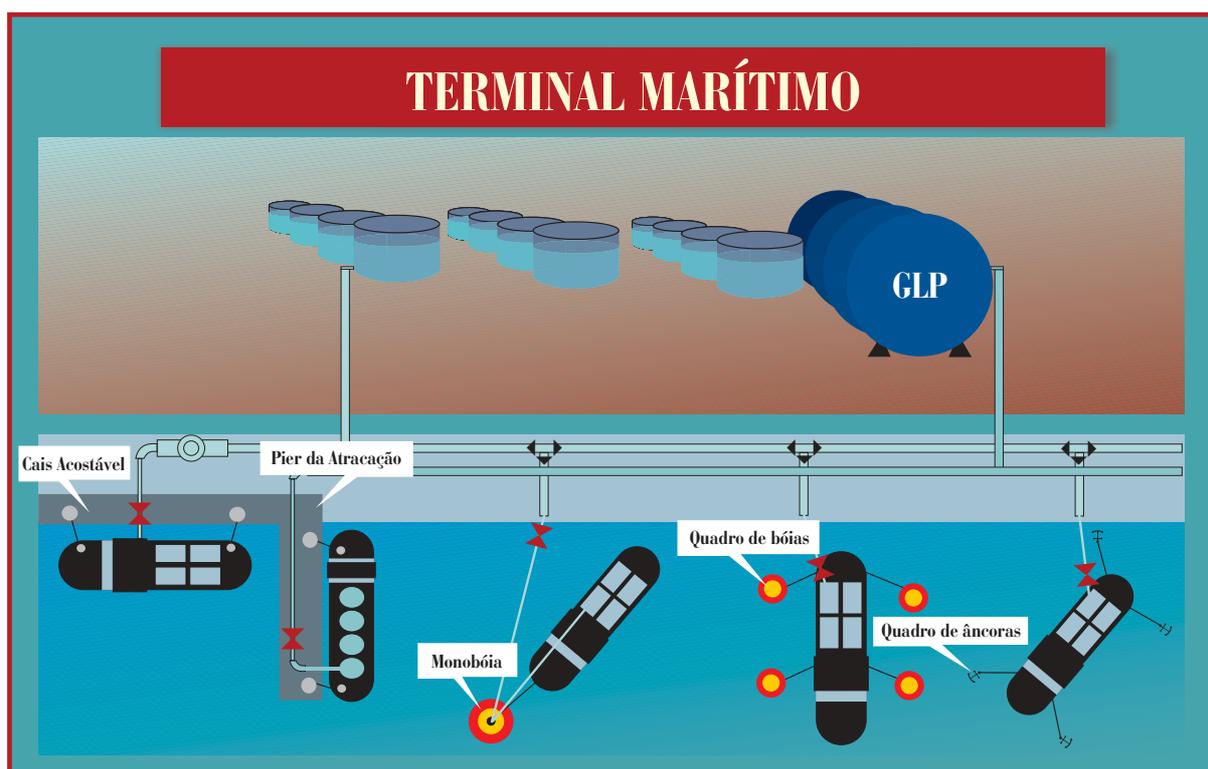
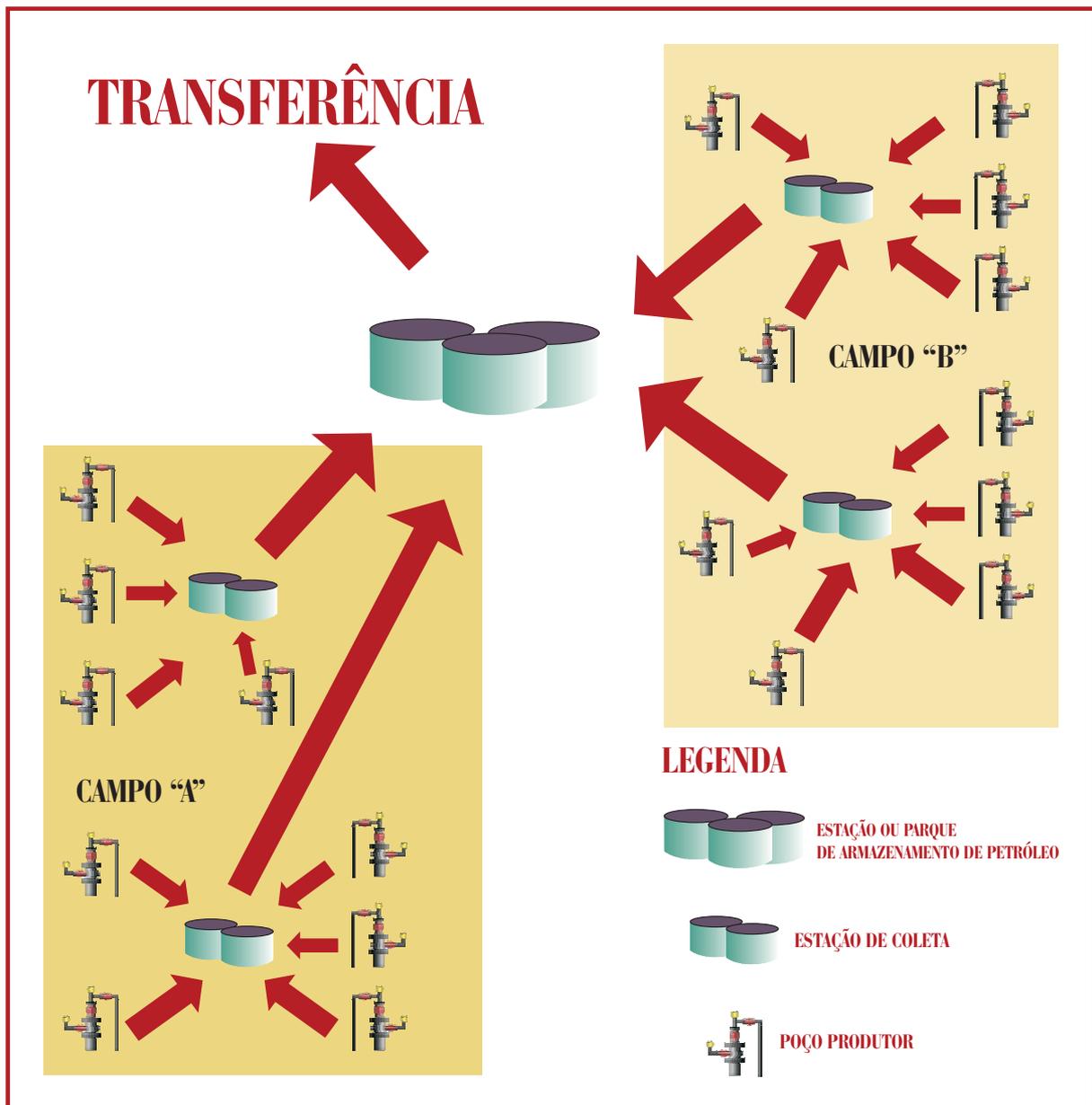


Figura 36 – Estação terrestre coletora de campos e de transferência de petróleo



#### 12.4 Enquadramento na definição legal

O enquadramento dos tipos de instalações a seguir relacionados na definição legal de *instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural* (12.1) considera as definições e conceitos constantes dos itens 12.2 e 12.3.

São Instalações de embarque / desembarque de petróleo e gás natural :

12.4.1 **Manchóia / quadro de bóias** significa um flutuador ou um conjunto de flutuadores, agüentado no seu lugar fundeado ou amarrado, localizado numa dada área de produção petrolífera marítima, utilizado para a atracação de navios para fins de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural comprimido ou liquefeito.

Uma *monobóia* ou um *quadro de bóias* será considerado como pertencente a um dado município quando estiver diretamente conectada(o) àquele município por um oleoduto ou gasoduto, utilizado para o embarque ou o desembarque de petróleo e gás natural.

12.4.2 **Terminal marítimo, fluvial ou lacustre** significa o conjunto de instalações marítimas, fluviais ou lacustres, destinadas ao embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural, contendo *monobóia(s)*, *quadro de bóias*, *píer de atracação* ou *cais acostável*, podendo ainda fazer parte do Terminal tanques em terra, para armazenamento de petróleo, ou vasos e tubulões pressurizados, para armazenamento de gás natural comprimido ou liquefeito.

De acordo com a definição legal, o que habilita o enquadramento de um Terminal como *instalação de embarque ou desembarque de petróleo ou de gás natural* é a presença nele de um ou mais dos seguintes itens: *monobóia*, *quadro de bóias*, *quadro de âncoras*, *píer de atracação* ou *cais acostável* (Figura 35).

Um Terminal é composto, em geral, por um *píer* ou *monobóia* no mar e por uma tancagem em terra. Porém, se num dado Terminal, a tancagem se localizar em um município e o *píer* ou a *monobóia* em outro, a instalação de embarque e desembarque será considerada localizada apenas naquele que contiver o *píer* ou a *monobóia*.

12.4.3 **Estação ou parque de armazenamento de petróleo** significa o conjunto de instalações terrestres, contendo tanques de armazenamento de petróleo, *com a finalidade de receber, armazenar e transferir petróleo*.

Consoante o parágrafo único do artigo 19 do Decreto nº 01, de 1991, o fato de estar recebendo petróleo *diretamente* de um ou mais campos produtores, para, posteriormente, transferi-lo para adiante, qualifica a Estação ou Parque de Armazenamento de Petróleo como *instalação de embarque ou desembarque de petróleo*.

12.4.4 **Estação ou parque de armazenamento de gás natural** significa o conjunto de instalações terrestres, contendo recipientes apropriados para recebimento, armazenamento e transferência de gás natural.

Da mesma forma que no item anterior, para ser considerada como *instalação de embarque ou desembarque de gás natural*, a estação deverá coletar o gás natural *diretamente* de um ou mais campos produtores, para posteriormente transferi-lo adiante.

12.4.5 **Estação coletora** significa o conjunto de instalações, que tem como objetivo efetuar o processamento primário do petróleo e do gás natural, compreendendo as funções de receber as linhas de surgência dos poços produtores de petróleo e gás natural, realizar testes, separar, purificar, medir, tratar, armazenar, bombear e comprimir os fluidos produzidos, bem como descartar os efluentes.

No caso da produção marítima de petróleo e gás natural, as funções acima, geralmente, ocorrem nas plataformas de produção. Todavia, o legislador (parágrafo único do art. 19 do Decreto nº 01/1991) houve por bem considerar apenas as estações *terrestres*, o que exclui do conceito as plataformas de produção.

Ainda que localizada em terra, uma estação coletora pode atender a uma dada área de produção marítima.

12.4.6 **Ponto de coleta** significa uma estação coletora de poços de pequeno porte, à qual se aplicam as mesmas considerações feitas no item anterior.

A **estação coletora** e o **ponto de coleta** operam com petróleo, com gás natural ou com ambos.

#### 12.5 **Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural**

10% (dez por cento) da parcela de 5% da produção brasileira são distribuídos em partes iguais aos municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

De outra parte, 7,5% (sete e meio por cento) da parcela acima de 5% da produção brasileira são distribuídos aos municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, *na forma e critério estabelecidos pela ANP.*

Resumindo, de acordo com o art. 49 da Lei do Petróleo, ...

*"A parcela do valor do royalty que exceder a 5% (cinco por cento) da produção terá a seguinte distribuição:*

##### Lavra em Terra

*I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:*

.....

*7,5% (sete inteiros e cinco décimos por cento) aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;*

.....

##### Lavra na Plataforma Continental

*II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:*

.....

*7,5% (sete inteiros e cinco décimos por cento) aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;*

*....."*

A forma e o critério de distribuição acima foram estabelecidos pela ANP pela Portaria ANP nº 29, de 22 de fevereiro de 2001, que revogou a Portaria ANP nº 195/99.

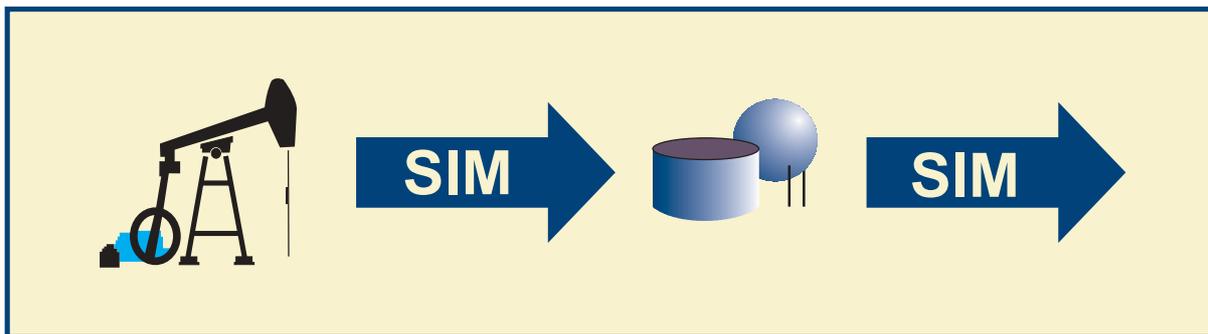
#### 12.5.1 **Critérios de rateio**

A Portaria ANP nº 29/2001 estabelece que os municípios que fazem jus ao recebimento da parcela 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 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, carenta-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.

12.5.1.1 **Estação terrestre coletando e transferindo petróleo e gás natural por qualquer meio.**  
A denominação da *estação terrestre coletora de campo produtor e de transferência de óleo bruto ou gás natural* por si só já implica considerar os volumes movimentados nas duas operações, sendo uma de coleta (carga) e a outra de transferência (descarga) (Figura 37).

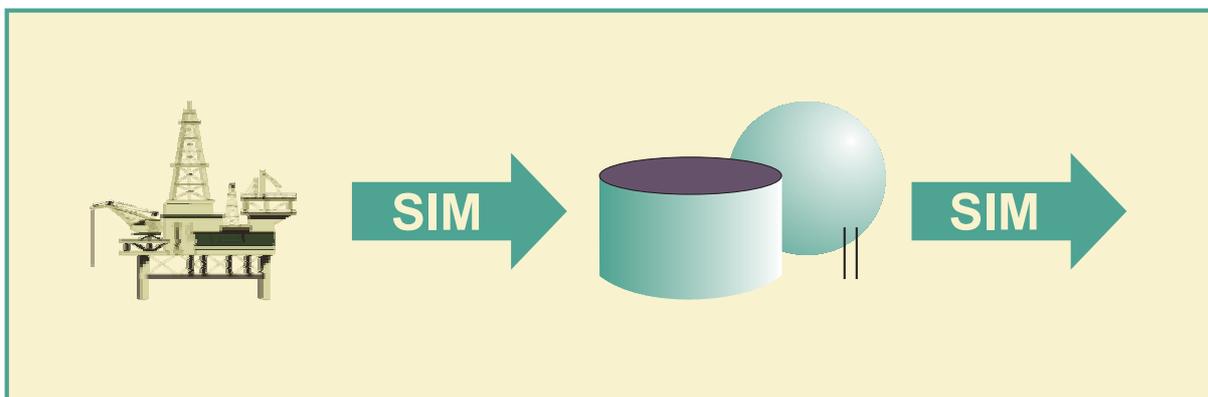
**Figura 37 – Estação terrestre coletora de campo terrestre**



12.5.1.2 **Estação terrestre recebendo petróleo e gás natural diretamente de plataforma marítima por meio de dutos.**

A situação é análoga à da Figura 37, com a diferença de o campo de produção ser marítimo neste segundo caso. Os volumes movimentados nas duas operações devem ser considerados, sendo o primeiro na coleta (carga) e o segundo na transferência (descarga).

**Figura 38 – Estação terrestre coletora de campo marítimo**



12.5.1.3 **Descarga de petróleo, em terminal marítimo, de embarcação para a tancagem em terra, para posterior transferência a qualquer destino**

O destino do petróleo na saída da tancagem do terminal pode ser, por exemplo, uma refinaria, outro terminal terrestre ou outra embarcação. Se a tancagem do terminal, na segunda operação, transferir o petróleo por oleoduto, caminhão-tanque, vagão-tanque, ou qualquer outro meio terrestre, deve ser considerado apenas o volume movimentado relativo à primeira operação. No entanto, se a tancagem do terminal, na segunda operação, transferir o petróleo, por terminal marítimo, fluvial ou lacustre para uma embarcação, devem ser considerados os volumes movimentados relativos às duas operações. O que caracteriza a instalação como sendo de embarque e desembarque de petróleo é o fato de a operação ser realizada por meio de *monobóia*, *quadro de bóias* múltiplas, píer de atracação ou cais acostável. A Figura 39 e a Figura 40 ilustram estas situações.

Figura 39 – Terminal marítimo recebendo de embarcação e transferindo por outro meio

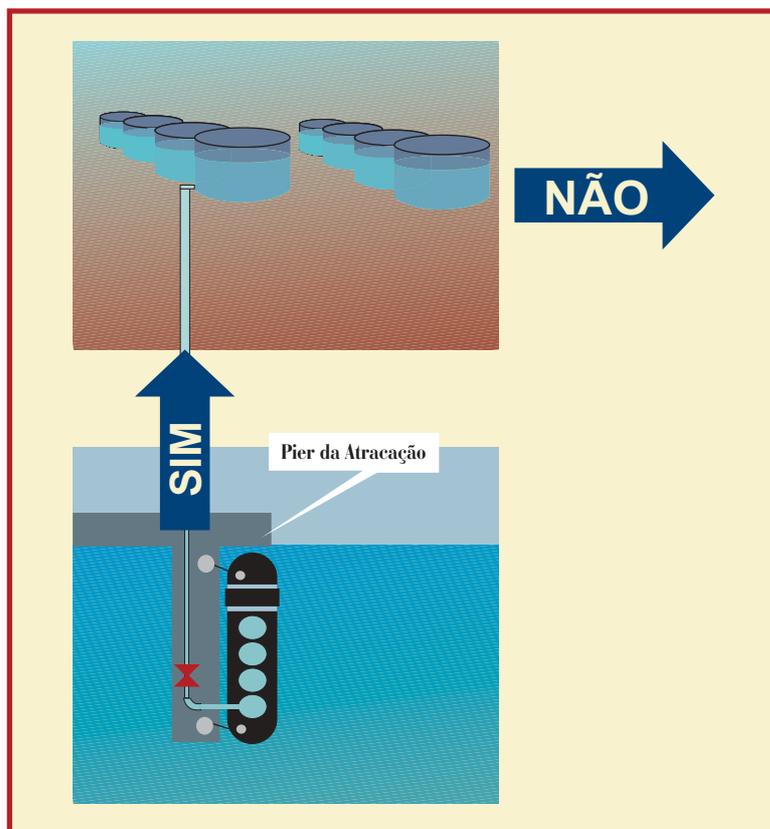
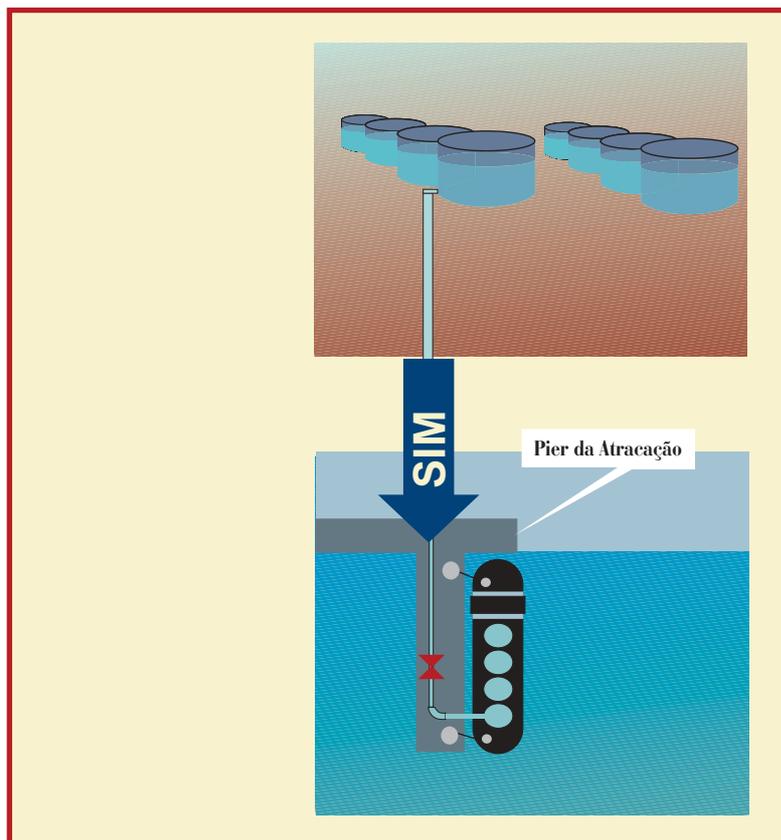
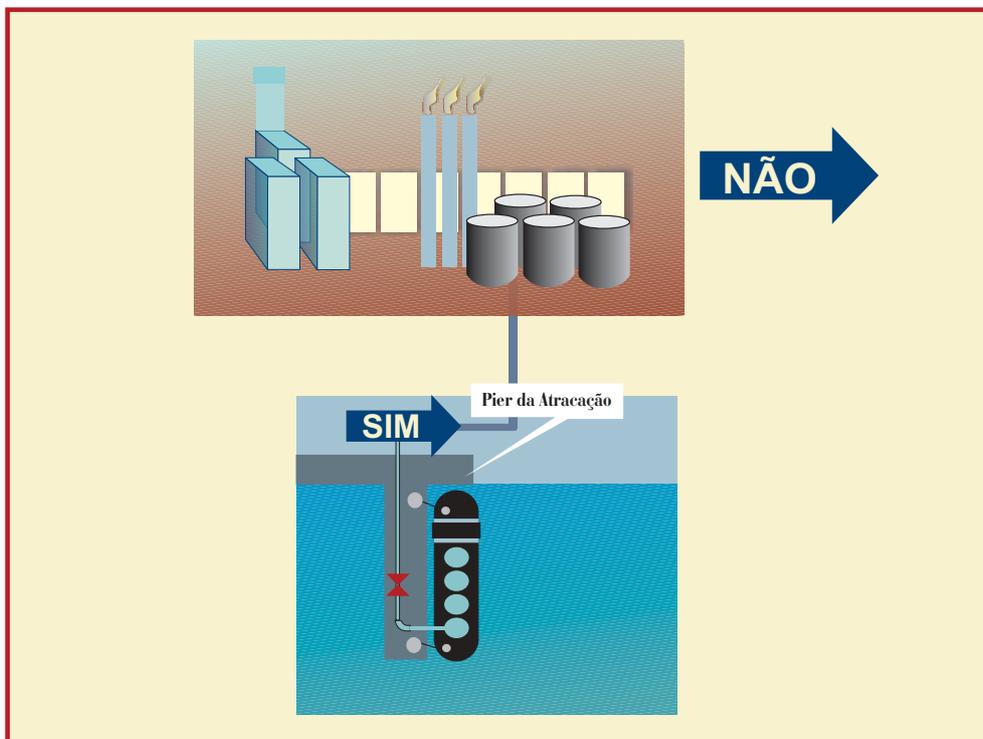


Figura 40 – Terminal marítimo transferindo para embarcação



12.5.1.4 Descarga de petróleo, em terminal, de embarcação para uma refinaria.

Figura 41 – Embarcação descarregando diretamente para refinaria

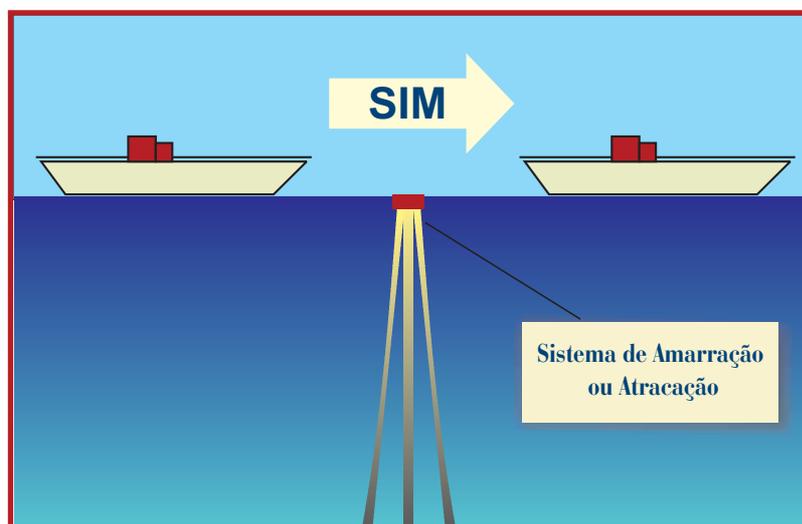


Considerar apenas o volume movimentado na operação de descarga para o terminal lacustre, fluvial ou marítimo.

12.5.1.5 Transbordo de petróleo entre embarcações sem passar por tancagem.

Se a operação de transbordo utilizar um dos seguintes itens: monobóia, quadro de bóias múltiplas, píer de atracação ou cais acostável, o volume transferido de uma embarcação para a outra deve ser considerado uma única vez. Caso a operação não utilize nenhum dos itens acima listados, não há que falar em operação de embarque ou desembarque para os fins de distribuição dos royalties.

Figura 42 – Transbordo por monobóia, quadro de bóias múltiplas, píer de atracação ou cais acostável



## 12.6 Comentários

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, 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 Líquido – 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.

A Figura 43 mostra os fluxos do petróleo e do gás natural desde a sua retirada do poço até a entrega na refinaria ou no *city gate*, conforme o caso. São apresentados, em seguida, exemplos brasileiros para os diversos tipos de instalações.

Uma vez conceituado o que são as instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, a Figura 44 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.

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%, conforme será demonstrado nos exemplos que seguem.

No que se refere à parcela de 5%, conforme se depreende do exame da Figura 44, 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 29/2001. 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**).

Figura 43 – Fluxo do petróleo e do gás natural versus Instalações

INSTALAÇÕES DE PETRÓLEO									
Tipo de Instalação	Poço	Satélites ou manifolds	Estação Coletora ou ponto de coleta	Estação ou parque de armazenamento de petróleo	Estação de tratamento de petróleo	Estação de tratamento de efluentes	Estação de bombeamento de petróleo	Monobóia Quadro de Bóias Cais acostável Pier de Atracação	Refinarias
<b>Objetivo da Instalação</b>	Comunicar o reservatório com a superfície	Racionalizar o sistema de coleta da produção	Processamento primário do petróleo e gás	Receber, armazenar e transferir petróleo	Separar o petróleo da água	Purificar efluentes para descarte	Elevar a pressão de fluxo para permitir o escoamento	Atracação de navios para movimentação do petróleo	Refinar o petróleo
<b>Atividades principais</b>	Completação Canhoneio Estimulação Produção Injeção	Testes de produção Medição Limpeza de linhas	Testes de produção Separação Medição Purificação Tratamento Armazenamento Bombeamento Descarte	Armazenamento Decantação Bombeamento	Tratamento químico Tratamento térmico Decantação Armazenamento Bombeamento Descarte	Tratamento químico Tratamento térmico Decantação Armazenamento Bombeamento Descarte	Bombeamento Rebombeamento	Desembarque de petróleo Embarque de petróleo	Separação Tratamento Resfriamento Absorção Adsorção Regeneração Craqueamento Descarte
<b>Exemplos de instalações atuais</b>	Todos os poços existentes	Todos os satélites de produção existentes entre os poços e as estações coletoras ou plataformas	Todas as estações coletoras dos campos ou plataformas (EXEMPLOS 1)	(EXEMPLOS 2)	ETE de Guimarães ETO de Dom João	ETE de Guimarães ETE de Cabitinas	Estação Intermediária de Bombeio de Guaratuba-PR	(EXEMPLOS 3)	(EXEMPLOS 4)

INSTALAÇÕES DE GÁS NATURAL									
Tipo de Instalação	Poço	Satélites ou manifolds	Estação Coletora ou ponto de coleta	Estação ou parque de armazenamento de gás natural	Unidade de tratamento de gás natural	Unidade de processamento de gás natural ou condensado	Estação de compressão de gás natural	Monobóia Quadro de Bóias Cais acostável Pier de Atracação	City-gate
<b>Objetivo da Instalação</b>	Comunicar o reservatório com a superfície	Racionalizar o sistema de coleta da produção	Processamento primário do petróleo e gás	Receber, armazenar e transferir gás natural comprimido ou liquefeito	Separar o gás natural da água, CO <sub>2</sub> , enxofre, nitrogênio	Separar o gás natural de componentes do gás natural	Elevar a pressão de fluxo para permitir o escoamento	Atracação de navios para movimentação de gás natural	Entrega do gás às Cias Estaduais
<b>Atividades principais</b>	Completação Canhoneio Estimulação Produção Injeção	Testes de produção Medição Limpeza de linhas	Testes de produção Separação Medição Purificação Tratamento Armazenamento Compressão Descarte	Armazenamento Compressão Odorização	Separar o gás natural Resfriamento Absorção Adsorção Regeneração Odorização	Separar o gás natural Resfriamento Absorção Adsorção Regeneração Odorização	Purificação Compressores Odorização	Desembarque e embarque de gás natural comprimido ou de gás natural liquefeito	Medição Controle de pressão
<b>Exemplos de instalações atuais</b>	Todos os poços existentes	Todos os satélites e manifolds de produção existentes entre os poços e as estações coletoras ou plataformas	Todas as estações coletoras dos campos ou plataformas (idem EXEMPLOS 1)	Não existe atualmente no Brasil (ex.: GNL)	(EXEMPLOS 5)	As UPGN's (EXEMPLOS 6)	Estações de Compressão intermediárias para gás lift (e.x.: Prambu) ou acopladas às UPGN's (EXEMPLOS 6)	Não existe atualmente no Brasil	(EXEMPLOS 7)

Instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás

#### EXEMPLOS 1

Alagoas (Maceió, Coruripe, Marechal Deodoro e São Miguel dos Campos), Amazonas (Coarí), Bahia (São Francisco do Conde, Alagoinhas, Araçás, Candeias, Caravelas, Cardeal da Silva, Catu, Entre Rios, Esplanada, Itanagra, Mata de São João, Pojuca, São Sebastião do Passé e Teodoro Sampaio), Ceará (Aracati e Icauí), Espírito Santo (Conceição da Barra, Linhares e São Mateus), Rio de Janeiro (Macaé), Rio Grande do Norte (Açu, Alto do Rodrigues, Apodi, Areia Branca, Caraúbas, Carnaubais, Felipe Guerra, Gov. Dix-Sept Rosado, Guararé, Macau, Mossoró, Pendências, Porto do Mangue, Serra do Mel e Upanema), Sergipe (Aracaju, Brejo Grande, Camópolis, Divina Pastora, General Maynard, Japarutuba, Laranjeiras, Maruim, Pirambu, Riachuelo, Rosário do Catete, São Cristóvão, Siriri e Sto. Anaro das Brotas).

#### EXEMPLOS 2

Maceió – AL (Parque de armazenamento de cáis acostável), Coarí – AM (Parque de armazenamento), Catu – BA (Parque Recife), São Francisco do Conde – BA (Parque São Paulo), São Sebastião do Passé – BA (Parque São Sebastião), Linhares – ES (Estação de Lagoa Parda), São Mateus – ES (Estação de São Mateus), Macaé – RJ (Estação de Cabiúnas), Alto do Rodrigues – RN (NUARG), Guararé – RN (NUGUAM), Mossoró – RN (NUPROM), Aracaju – SE (NUCAT) e Camópolis – SE (Estação de Bonsucesso).

#### EXEMPLOS 3

Maceió – AL (Cáis acostável), Coarí – AM (Pier fluvial), Manaus – AM (Pier fluvial), Madre de Deus – BA (Pier), Fortaleza – CE (Pier), Linhares – ES (Quadro de bóias), Angra dos Reis – RJ (Pier), Rio de Janeiro – RJ (Pier), Guararé – RN (Quadro de bóias), Rio Grande – RS (Pier lacustre), Tranandá – RS (Mondobóias), São Francisco do Sul – SC (Mondobóia), São Sebastião – SP (Pier) e Aracaju – SE (Quadro de bóias).

#### EXEMPLOS 4

Manaus – AM (REMAN), São Francisco do Conde – BA (RLAM), Fortaleza – CE (LUBNOR), Betim – MG (REGAP), Araucária – PR (REPAR), São Mateus – PR (SIX), Duque de Caxias – RJ (REDUC), Canoas – RS (REFAP), Capuava – SP (RECAP), Paulínia – SP (REPLAN), Cubatão – SP (RPBC), Rio de Janeiro – RJ (Refinaria de Manguinhos), Rio Grande – RS (Refinaria Ipiranga) e São José dos Campos – SP (REVAP)

#### EXEMPLOS 5

São Miguel dos Campos – AL (Estação de Furado – Desidratação), Guararé – RN (Unidade de Dessulfurização do NUGUAM) e Camópolis – SE (Unidade de Dessulfurização).

#### EXEMPLOS 6

Coarí – AM (UPGN do Pólo Arara), São Francisco do Conde – BA (UPGN do Núcleo Candeias), Pojuca – BA (UPGN do Núcleo Santiago), Fortaleza – CE (LUBNOR), Linhares – ES (UPGN de Lagoa Parda), Duque de Caxias – RJ (REDUC), Macaé – RJ (Estação de Cabiúnas), Guararé – RN (NUGUAM), Aracaju – SE (UPGN de Atalaia – NUCAT), Camópolis – SE (UPGN de Camópolis) e Cubatão – SP (RPBC).

#### EXEMPLOS 7

Alagoas (Maceió, Marechal Deodoro e Santa Luzia do Norte), Bahia (Camaçari e Simões Filho), Ceará (Aracati), Espírito Santo (Aracruz, Serra e Vitória), Minas Gerais (Betim e Juiz de Fora), Paraíba (Santa Rita), Pernambuco (Cabo, Goiana, Igarassu, Jaboatão, Paulista e Recife), Rio de Janeiro (Macaé, Duque de Caxias, Barra Mansa, Japerí, Piraí e Volta Redonda), Rio Grande do Norte (Guararé, Ielmo Marinho e Macaíba), São Paulo (Cubatão, Mauá, São José dos Campos, Lorena, Pindamonhangaba e Suzano) e Sergipe (Aracaju, Laranjeiras e Nossa Senhora do Socorro).

Figura 44 - 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 Armazen. de Petróleo	Terminal Marítimo/Fluvial/Lacustre	Terra	Mar
Coruripe-AL	X			X	
Maceió-AL	X	X	X	X	
Marechal Deodoro-AL	X			X	
Roteiro-AL	X			X	
São Miguel dos Campos-AL	X			X	
Coari-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	
Caraúbas-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	
Japaratuba-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
<b>TOTAL</b>	<b>53</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>57</b>	<b>15</b>

Figura 45 – Municípios afetados pelos terminais marítimos

Cais Acostável	Pier	Quadro de Bóias	Pier	Pier
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	Pier
Guamaré-RN	Tramandaí-RS	São Francisco do Sul-SC	Aracaju-SE	São Sebastião-SP
Galinhas-RN	Imbe-RS	Itapoã-SC	Barra dos Coqueiros-SE	Ilhabela-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

Figura 46 – Municípios afetados pelos terminais fluviais de Coari - AM e Manaus - AM

**Municípios atravessados ou às margens do Rio Amazonas, situados a jusante dos píeres fluviais de Coari-AM e Manaus-AM**

N	Município	CÓDIGO	N	Município	CÓDIGO
1	Codajás-AM	(1)	20	Terra Santa-PA	(2)
2	Anama-AM	(1)	21	Óbidos-PA	(2)
3	Anori-AM	(1)	22	Curuá-PA	(2)
4	Beruri-AM	(1)	23	Alenquer-PA	(2)
5	Manaquiri-AM	(1)	24	Santarém-PA	(2)
6	Manacapuru-AM	(1)	25	Monte Alegre-PA	(2)
7	Careiro-AM	(1)	26	Prainha-PA	(2)
8	Irاندuba-AM	(1)	27	Almeirim-PA	(2)
9	Manaus-AM	(1)	28	Porto de Moz-PA	(2)
10	Careiro da Varsea-AM	(2)	29	Gurupa-PA	(2)
11	Autazes-AM	(2)	30	Melgaço-PA	(2)
12	Itacoatiara-AM	(2)	31	Laranjal do Jari-AP	(2)
13	Silves-AM	(2)	32	Mazagão-AP	(2)
14	Itapiranga-AM	(2)	33	Santana-AP	(2)
15	Urucurituba-AM	(2)	34	Macapá-AP	(2)
16	Urucara-AM	(2)	35	Afuá-PA	(2)
17	Parintins-AM	(2)	36	Chaves-PA	(2)
18	Faro-PA	(2)	37	Breves-PA	(2)
19	Juruti-PA	(2)	38	Anajás-PA	(2)

**CÓDIGO**

(1) A jusante (secundários) apenas do píer fluvial COARI-AM  
(2) A jusante (secundários) dos píeres fluviais de COARI-AM e MANAUS-AM

## 12.7 Exemplo 1 – distribuição da parcela de 5%

Os critérios descritos neste Capítulo aplicam-se a partir de janeiro de 2002. Eles foram adotados como premissas neste exemplo.

Admita-se, como hipótese, que, para cada R\$100,00 (base percentual) arrecadados da parcela de 5% do valor da produção de petróleo<sup>5</sup>, R\$80,00 seriam decorrentes da produção na plataforma continental e R\$20,00 da lavra em terra.

Os cálculos estão sintetizados na Tabela 34.

**Tabela 34 - Resumo dos cálculos do exemplo 1**

	<b>A (Hipótese)</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>
	Parcela de 5% só Petróleo - base 100 (80 mar + 20 terra)	Estado	Comando da Marinha	Municípios com Instalações	Fundo Especial	Municípios produtores ou confrontantes
<b>MAR</b>	<b>100%</b>	30%	20%	<b>10%</b>	10%	30%
	<b>80</b>	24	16	<b>8</b>	8	24
				rateado igualmente pelos 15 Municípios		
				<b>Total por Município</b>	<b>0,5333</b>	
<b>TERRA</b>	<b>100%</b>	70%	-	<b>10%</b>	-	20%
	<b>20</b>	14	-	<b>2</b>	-	4
				rateado igualmente pelos 57 Municípios		
				<b>Total por Município</b>	<b>0,0351</b>	

Cada município que possui instalação de embarque ou desembarque de petróleo produzido na plataforma continental receberia 0,5333% da parcela de 5% do valor da produção brasileira, enquanto cada município que possui instalação de embarque ou desembarque de petróleo produzido em terra receberia 0,0351% da parcela de 5% do valor da produção brasileira.

## 2.8 Exemplo 2 – distribuição da parcela acima de 5%

Da mesma forma que no exemplo anterior, os critérios descritos neste Capítulo, aplicáveis a partir de janeiro de 2002, foram adotados como premissas também neste exemplo.

<sup>5</sup> Para simplificar o exemplo consideramos apenas o petróleo produzido. Todavia, a mesma metodologia pode ser aplicada ao gás natural, excluindo-se os municípios que possuem apenas terminais (Figura 44), pois estes só movimentam petróleo.

A distribuição da parcela dos *royalties* aos municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, correspondente a 7,5% dos 5% do valor da produção na plataforma continental brasileira, é proporcional à movimentação de petróleo e de gás natural nas respectivas instalações.

Além disso, para as instalações localizadas no mar, em rios ou em lagos (i.e. os terminais da Figura 44), existe o conceito de município pertencente à zona de influência da instalação. 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, nos termos da Portaria ANP nº 29, de 22/02/2001. A Figura 45 e a Figura 46 mostram os municípios afetados pelos terminais marítimos e fluviais, respectivamente.

Assumiu-se, novamente, a hipótese de que, para cada R\$100,00 (base percentual) da parcela acima de 5% do valor da produção de petróleo, R\$80,00 seriam provenientes da produção na plataforma continental e R\$20,00 da lavra em terra.

Considere-se, no primeiro caso, a Estação de Produção Atalaia, terrestre, localizada no Núcleo de Atalaia, em Aracaju (SE), que recebe o petróleo dos campos marítimos do litoral do Estado de Sergipe. Suponha-se que, num dado mês, esta instalação (EPA/NUCAT) tenha movimentado 2% da produção total de petróleo de origem marítima e 0% da produção total de petróleo de origem terrestre.

Os cálculos correspondentes a esta situação estão sintetizados na Tabela 35, onde se observa que o município de Aracaju (SE), onde se localiza a instalação, receberia 0,12% da parcela acima de 5% do valor da produção brasileira.

**Tabela 35 - Resumo dos cálculos do exemplo nº 2 - Aracaju - SE**

	<b>A (Hipótese)</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>F</b>
	Parcela acima de 5% só Petróleo - base 100 (80 mar + 20 terra)	Estado	Comando da Marinha	Municípios com Instalações	Fundo Especial	Municípios produtores ou confrontantes	MCT
<b>MAR</b>	<b>100%</b>	22,5%	15%	<b>7,5%</b>	8%	22,5%	25%
	<b>80</b>	18	12	<b>6</b>	6	18	20
				<div style="text-align: center;"> </div>			
<b>TERRA</b>	<b>100%</b>	52,5%	-	<b>7,5%</b>	-	15%	25%
	<b>20</b>	10,5	-	<b>1,5</b>	-	3	5

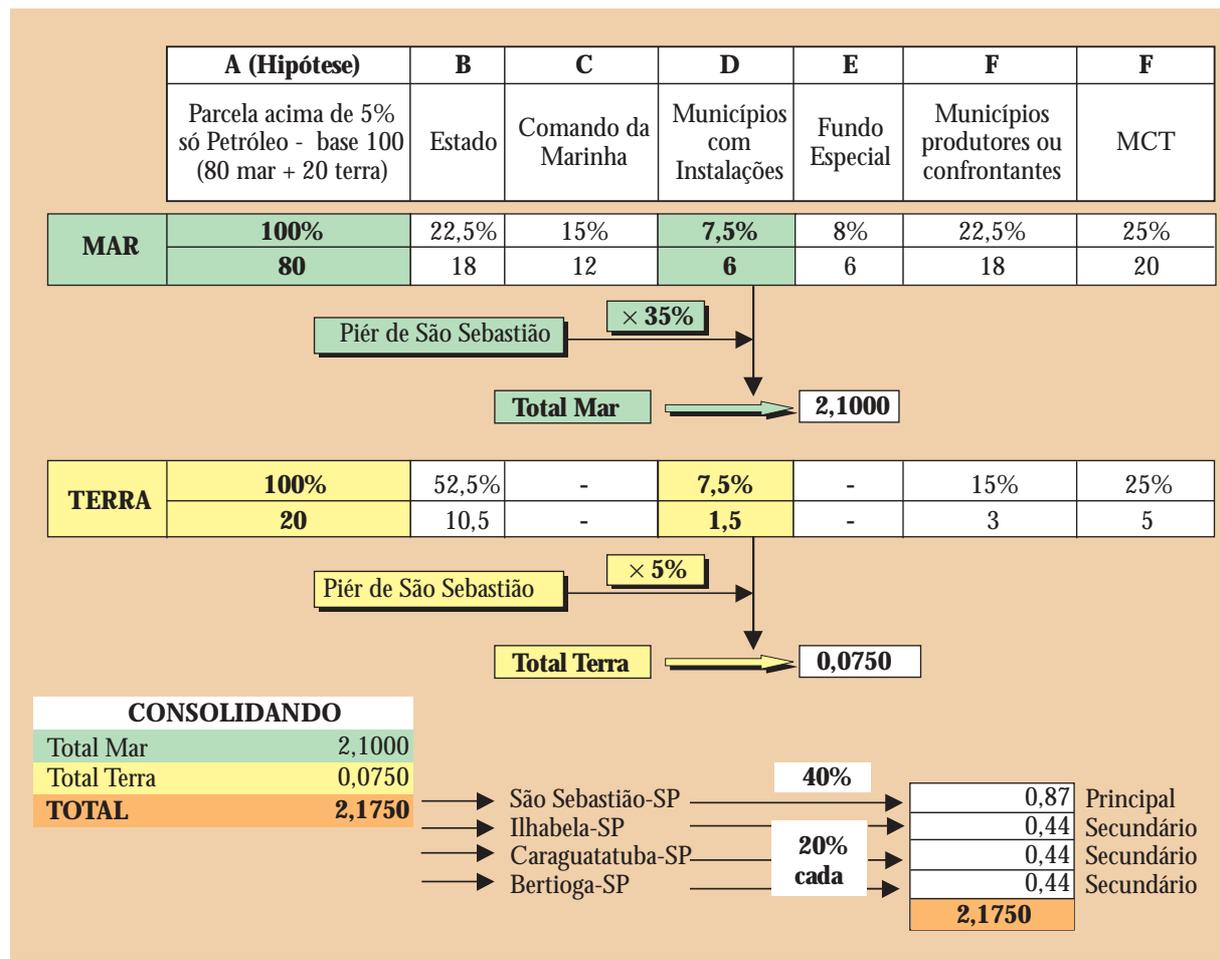
Considere-se, agora, num segundo caso, o píer localizado em São Sebastião (SP), que recebe petróleo, principalmente, da Bacia de Campos, mas, também, de outros campos, inclusive terrestres. O píer e o parque de tançagem ao qual está ligado compõem o Terminal Marítimo Almirante Barroso.

Assumi-se também, aqui, a hipótese de que, para cada R\$100,00 (base percentual) da parcela acima de 5% do valor da produção de petróleo, R\$80,00 seriam provenientes da produção na plataforma continental e R\$20,00 da lavra em terra.

Admita-se que, num dado mês, este píer tenha movimentado 35% da produção total de petróleo produzido na plataforma continental e 5% da produção total de petróleo de origem terrestre. Os cálculos correspondentes a esta situação foram sintetizados na Tabela 36.

Nota-se que o município de São Sebastião e os demais afetados pelo píer localizado em São Sebastião recebem 2,175% da parcela acima de 5% do valor da produção brasileira de petróleo.

**Tabela 36- Resumo dos cálculos do exemplo nº 2 - S. Sebastião - SP**





Este capítulo apresenta em ordem cronológica as referências jurídicas relativas aos *royalties* e excertos dos seguintes documentos:

- Lei nº 9.478, de 06/08/1997
- Decreto nº 2.705, de 03/08/1998
- Lei nº 7.990, de 28/12/1989
- Decreto nº 1, de 11/01/1991
- Lei nº 7.525, de 22/07/1986
- Decreto nº 93.189, de 29/08/1986
- Portaria ANP nº 29, de 22/02/2001

**Nota**

A Lei nº 9.478/97 ficou conhecida como a Lei do Petróleo e o Decreto nº 2.705/98 como o Decreto das Participações Governamentais.

A seguir apresenta-se a legislação relacionada à apuração dos *royalties*.

**Decreto-lei nº 3.236, de 07/05/1941**

Institui o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, de rochas betuminosas e piro-betuminosas, e dá outras providências.

**Lei nº 2.004, de 03/10/1953**

Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo, define atribuições do Conselho Nacional de Petróleo, institui a Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro S/A e dá outras providências.

**Lei nº 3.257, de 02/09/1957**

Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 03/10/1953.

**Decreto-legislativo nº 45, de 09/04/1968**

Autoriza o Presidente da República a dar adesão do Governo Brasileiro a quatro convenções sobre o Direito do Mar, concluídas em Genebra em 29/04/1958.

**Decreto-lei nº 523, de 08/04/1969**

Acrescenta parágrafo ao artigo 27 da lei nº 2.004, de 03/10/1953, com a redação que lhe foi dada pela Lei nº 3.257, de 02/09/1957, e dá outras providências.

**Decreto-lei nº 553, de 25/04/1969**

Altera os limites do Mar Territorial do Brasil e dá outras providências.

**Decreto-lei nº 1098, de 25/03/1970**

Altera os limites do Mar Territorial do Brasil e dá outras providências.

**Lei nº 7.453, de 27/12/1985**

Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 03/10/1953, com a redação que lhe foi dada pela Lei nº 3.257, de 02/09/1957.

**Lei nº 7.525, de 22/07/1986**

Estabelece normas complementares para a execução do disposto no artigo 27 da Lei nº 2.004, de 03/10/1953, com a redação que lhe foi dada pela Lei nº 7.453, de 27/12/1985, e dá outras providências.

**Decreto-lei nº 93.189, de 29/08/1986**

Regulamenta a Lei nº 7.525, de 22/07/1986.

**Decreto-lei nº 94.240, de 21/04/1987**

Dispõe sobre o rateio das indenizações devidas aos municípios em virtude da extração de óleo ou gás na plataforma continental e dá outras providências.

**Decreto-legislativo nº 5, de 09/11/1987**

Aprova o texto da Convenção das nações Unidas sobre o Direito do Mar, concluída em Montego Bay, Jamaica, em 10/12/1982.

**Decreto-lei nº 95.787, de 07/03/1988**

Aprova o Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira e dá outras providências.

**Decreto-lei nº 98.145, de 15/09/1989**

Aprova o Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira e dá outras providências.

**Lei nº 7.990, de 28/12/1989**

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, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva.

**Lei nº 8.001, de 13/03/1990**

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

**Decreto nº 1, de 11/01/1991**

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

**Lei nº 8.617, de 04/01/1993**

Dispõe sobre o mar territorial, a zona contígua, a zona econômica exclusiva e a plataforma continental brasileiros, e dá outras providências.

**Lei nº 9.478, de 06/08/1997**

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.

**Decreto nº 2.705, de 03/08/1998**

Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.

**Portaria Interministerial MME / MF nº 3, de 17/02/2000**

Define a metodologia para estabelecimento do preço máximo de venda do gás natural do produtor ao distribuidor.

**Portaria Técnica da ANP nº 45, de 15/03/2000**

Estabelece os preços de referência do gás natural produzido nos campos objeto de concessão pela ANP, a serem adotados a partir de 1º de abril de 2000, para fins de cálculo das participações governamentais. Revoga a Portaria ANP nº 11, de 25/01/2000.

**Portaria Técnica da ANP nº 206, de 29/08/2000**

Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. Revoga a Portaria ANP nº 155, de 21/10/98.

**Portaria Técnica da ANP nº 29, de 22 /02/2001**

Estabelece os critérios a serem adotados a partir de 1º de janeiro de 2002, para fins de distribuição do percentual de 7,5% (sete e meio por cento) sobre a parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% (cinco por cento) da produção de petróleo ou gás natural de cada campo, a ser efetuada aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural. Revoga a Portaria ANP nº .195, de 23/12/1999.

## LEI Nº 9.478, de 6 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.*

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

### CAPÍTULO V

#### Da Exploração e da produção

#### SEÇÃO I

##### Das Participações

**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.

§ 1º. As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

§ 2º. As receitas provenientes das participações governamentais definidas no caput, alocadas para órgãos da administração pública federal, de acordo com o disposto nesta Lei, serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para suas respectivas programações.

§ 3º. O superávit financeiro dos órgãos da administração pública federal referidos no parágrafo anterior, apurado em balanço de cada exercício financeiro, será transferido ao Tesouro Nacional.

**Art. 46.** O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

**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.

§ 2º. Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por Decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 3º A queima de gás em flareas, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos.

**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.

**Art. 49.** A parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição:

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

- a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos estados onde ocorrer a produção;
- b) quinze por cento aos municípios onde ocorrer a produção;
- c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;
- d) vinte e cinco por cento ao Ministério de Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

- a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos estados produtores confrontantes;
- b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos municípios produtores confrontantes;
- c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;
- d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;
- e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;
- f) vinte e cinco por cento ao Ministério de Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

§ 1º Do total de recursos destinados ao Ministério de Ciência e Tecnologia, serão aplicados no mínimo quarenta por cento em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste.

§ 2º O Ministério de Ciência e Tecnologia administrará os programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico previstos no caput deste artigo, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso X do art. 8º, e mediante convênios com as universidades e os centros de pesquisa do país, segundo normas a serem definidas em Decreto do Presidente da República.

Brasília, 6 de agosto de 1997; 176º da Independência e 109º da República.

**FERNANDO HENRIQUE CARDOSO**

## Decreto Nº 2.705, de 3 Agosto de 1998

*Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.*

O **PRESIDENTE DA REPÚBLICA**, no uso das atribuições que lhe conferem os incisos IV e VI do art. 84, da Constituição, e tendo em vista o disposto na Seção VI, Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997,

### DECRETA:

#### CAPÍTULO I

##### Disposições Preliminares

**Art. 1º** 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 6 de agosto de 1997, estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

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

**Art. 2º** A apuração, o pagamento e as sanções pelo inadimplemento ou mora relativos às participações governamentais, devidas pelos concessionários das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural obedecerão ao disposto neste Decreto.

Parágrafo único. Os concessionários, em caso de inadimplemento ou mora no pagamento das participações governamentais, estarão sujeitos às penalidades previstas na legislação específica. (nova redação dada pelo Decreto nº 3.491, de 29/05/2000 – DOU de 30/05/2000)

#### CAPÍTULO II

##### Das Definições Técnicas

**Art. 3º** Sem prejuízo do disposto na Seção II do Capítulo III da Lei nº 9.478, de 1997, ficam estabelecidas as seguintes definições técnicas, para efeito da aplicação deste Decreto:

- I - Condição Padrão de Medição: condição em que a pressão absoluta é de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é de 20° C (vinte graus centígrados);
- II - Data de Início da Produção: a data em que ocorrer a primeira medição, em cada campo, de volumes de petróleo ou gás natural em um dos respectivos pontos de medição da produção, e a partir da qual o concessionário assumirá a propriedade do volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes;

- III – Participações Governamentais: pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto;
- IV – Pontos de Medição da Produção: pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão, onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido nesse campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição, e onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes;
- V – Preço de Referência: preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP, de acordo com o disposto nos arts. 8º e 9º deste Decreto;
- VI – Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.
- VII – Receita Bruta da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, o valor comercial total do volume de produção fiscalizada, apurado com base nos preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos;
- VIII – Receita Líquida da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de *royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam determinados segundo regras emanadas da ANP;
- IX – Volume de Petróleo Equivalente: o volume de petróleo, expresso em metros cúbicos, que, na condição padrão de medição, contém a mesma quantidade de energia que um dado volume de petróleo e gás natural, quantidade de energia esta calculada com base nos poderes caloríficos superiores do petróleo e do gás natural, sendo que, para campos onde ocorra somente a produção de gás natural, deverá ser adotado o valor de quarenta mil megajoule por metro cúbico para o poder calorífico superior do petróleo, na determinação do respectivo volume de petróleo equivalente;
- X – Volume de Produção Fiscalizada: soma das quantidades de petróleo ou de gás natural, relativas a cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, que tenham sido efetivamente medidas nos respectivos pontos de medição da produção, sujeitas às correções técnicas de que trata o art. 5º deste Decreto;
- XI – Volume Total da Produção: soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, extraídas em cada mês de cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em *flares* em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em *flares*, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.

## CAPÍTULO III

### Da Medição dos Volumes de Produção

**Art. 4º** A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP, no que se refere:

I - à periodicidade da medição;

II - aos procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos;

III - à frequência das aferições, testes e calibrações dos equipamentos utilizados;

IV - às providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de petróleo e gás natural efetivamente recebida pelo concessionário, não obstante quaisquer documentos já emitidos sobre o assunto, inclusive os boletins de medição e os boletins mensais de produção de que tratam os arts. 5º e 6º deste Decreto.

**Art. 5º** A partir da data de início da produção de cada campo, o concessionário manterá sempre, de forma completa e acurada, boletins de medição do petróleo e gás natural produzidos nesse campo, contendo as vazões praticadas e a produção acumulada.

**Art. 6º** Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento.

Parágrafo único. Os boletins referidos neste artigo serão elaborados com base nos boletins de medição e estarão sujeitos às correções de que trata o inciso IV do art. 4º deste Decreto.

## CAPÍTULO IV

### Dos Preços de Referência

**Art. 7º** O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

§ 1º Os preços de venda de que trata este artigo serão livres dos tributos incidentes sobre a venda e, no caso de petróleo embarcado, livres a bordo.

§ 2º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de petróleo de cada campo, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda do petróleo produzido no campo no mês anterior e o valor da média ponderada referida neste artigo.

§ 3º O concessionário apresentará, sempre que exigida pela ANP, a documentação de suporte para a comprovação das quantidades vendidas e dos preços de venda do petróleo.

§ 4º Os preços de venda do petróleo, quando expressos em moeda estrangeira, serão converti-

dos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda.

§ 5º O preço mínimo do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, nos termos deste artigo.

§ 6º Com uma antecedência mínima de vinte dias da data de início da produção de cada campo e com base nos resultados de análises físico-químicas do petróleo a ser produzido, realizadas segundo normas aceitas internacionalmente e por sua conta e risco, o concessionário indicará até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido, bem como fornecerá à ANP as informações técnicas que sirvam para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive através do preenchimento de formulário específico fornecido pela Agência.

§ 7º Dentro de dez dias, contados da data do recebimento das informações referidas no parágrafo anterior, a ANP aprovará os tipos de petróleo indicados pelo concessionário para compor a cesta-padrão ou proporá a sua substituição por outros que julgue mais representativos do valor de mercado do petróleo a ser produzido.

§ 8º Sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer nova análise das características físico-químicas do petróleo produzido, a ser realizada por conta e risco do concessionário, bem como o fornecimento das informações técnicas de que trata o § 6º deste artigo.

§ 9º A ANP emitirá, a cada mês, uma consolidação do preço mínimo do petróleo extraído de cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a cesta-padrão respectiva, ocorridas no mês anterior, e eventuais revisões na composição da cesta-padrão, resultantes da inadequação dos tipos de petróleo originalmente selecionados.

§ 10 Os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra de moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para mês anterior à emissão da consolidação do preço mínimo.

§ 11 Caso o concessionário não apresente as informações referidas nos §§ 2º e 6º deste artigo, a ANP fixará o preço de referência do petróleo, segundo seus próprios critérios.

**Art. 8º** O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área da concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até os pontos de entrega aos compradores.

§ 1º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a primeira data de início da produção de gás natural na área de concessão, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda, as tarifas de transporte do gás natural produzido e o valor calculado do preço de referência do gás natural.

- § 2º As tarifas de transporte do gás natural, referidas neste artigo, assim como os cálculos utilizados para a sua fixação, serão informados à ANP pelos concessionários produtores de gás natural e incluídos expressamente em cada contrato de venda.
- § 3º Os preços de venda do gás natural ou as tarifas de transporte, de que trata este artigo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos à moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda.
- § 4º Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou as tarifas de transporte informados não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios.

## CAPÍTULO VI

### Dos Royalties

- Art. 11** Os *royalties* previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedadas quaisquer deduções.
- Art. 12** O valor dos *royalties*, devidos a cada mês em relação a cada campo, será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e gás natural do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV deste Decreto.
- § 1º A ANP poderá, no edital de licitação para um determinado bloco, prever a redução do percentual de dez por cento definido neste artigo até um mínimo de cinco por cento do volume total da produção, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes a esse bloco.
- § 2º Constará, obrigatoriamente, do contrato de concessão o percentual do volume total da produção a ser adotado, nos termos deste artigo, para o cálculo dos *royalties* devidos com relação aos campos por ele cobertos.
- Art. 13** No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento dos *royalties*.
- Art. 14** A parcela do valor dos *royalties* previstos no contrato de concessão, correspondentes ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma estabelecida na Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.
- Art. 15** A parcela do valor dos *royalties* previstos no contrato de concessão, que exceder ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma do disposto no art. 49 da Lei 9.478, de 1997.

§ 1º A parcela do valor dos *royalties*, referida neste artigo, será distribuída aos Estados e aos Municípios produtores confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção, segundo os percentuais fixados, respectivamente, nas alíneas a e b do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 2º Para efeito deste Decreto, consideram-se confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais, até a linha de limite da plataforma continental, onde estiver situado o campo produtor de petróleo ou gás natural.

§ 3º Para fins de definição das linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados e Municípios, até a linha de limite da plataforma continental, serão adotados os critérios fixados nos arts. 1º a 5º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986.

**Art. 16** O percentual do valor da parcela dos *royalties* fixado na alínea a do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Estado produtor confrontante, incidirá sobre a parcela dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado até a linha de limite da plataforma continental.

Parágrafo único. No caso de dois ou mais Estados serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte da parcela do valor dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção do campo, a qual será calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido neste artigo aplicado somente sobre tal parte.

**Art. 17** O percentual do valor da parcela dos *royalties* fixado na alínea b do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Município produtor confrontante, incidirá sobre a parcela do valor dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental.

§ 1º O percentual a que se refere este artigo será aplicado somente sobre a parte da parcela dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação de que o Município faz parte.

§ 2º No caso de dois ou mais Municípios pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido neste artigo será aplicado apenas uma vez sobre a parte da parcela do valor dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte.

§ 3º O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação.

**Art. 18** O valor dos *royalties* será apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, e pago, em moeda nacional, até o último dia útil do mês subsequente, cabendo ao conces-

sionário encaminhar à ANP um demonstrativo da sua apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data da sua efetivação.

- Art. 19** A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requisitar do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração.
- Art. 20** Os recursos provenientes dos *royalties* serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional – SIN, do Ministério da Fazenda, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

## CAPÍTULO IX

### Do Pagamento das Participações Governamentais

- Art. 29** O pagamento das participações governamentais será efetuado pelos concessionários nos prazos estipulados neste Decreto, em moeda corrente ou mediante transferência bancária e as receitas correspondentes serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.
- Art. 30** A extinção do contrato de concessão não desobrigará o concessionário do pagamento das participações governamentais devidas até então, e não suspenderá a aplicação das multas de mora e juros de mora aplicáveis.

## CAPÍTULO X

### Das Atividades em Curso

- Art. 31** Os contratos de concessão a serem celebrados entre a ANP e a Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, nos termos do art. 34 da Lei nº 9.478, de 1997 ensejarão o pagamento das participações governamentais aplicáveis segundo os critérios e prazos definidos neste Decreto.
- Art. 32** Para os contratos relativos aos blocos onde a PETROBRAS ainda não tiver realizado descoberta comercial até a data de sua assinatura, considerar-se-ão os critérios de aplicação do pagamento pela ocupação ou retenção de área definidos no inciso I do §3º do art. 28.
- Art. 33** Para os casos de campos em produção, os *royalties* serão calculados sobre o valor do volume total da produção de petróleo e de gás natural, a partir da assinatura do contrato de concessão.
- Art. 34** Para os casos de campos em produção, a participação especial será calculada sobre a receita líquida da produção de petróleo e de gás natural, observado o disposto no art. 22, a partir da assinatura dos contratos de concessão de seus respectivos blocos.
- § 1º Para efeito do cálculo da participação especial relativa a cada campo, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, será contado a partir da data de assinatura do contrato de concessão do respectivo bloco.
- § 2º Quando a data de assinatura do contrato de concessão de um bloco que contenha campos em produção não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida, neste trimestre, por cada campo, será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de assinatura do contrato de concessão e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

## CAPÍTULO XI

### Das Disposições Finais

- Art. 35.** Os recursos provenientes dos pagamentos dos *royalties* e da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, 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.
- Art. 36.** Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia e a ANP baixarão as normas complementares que forem necessárias à efetiva implementação das disposições deste Decreto.
- Art. 37.** Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 3 de agosto de 1998; 177º da Independência e 110º da República.

**FERNANDO HENRIQUE CARDOSO**

## LEI Nº 7.990, de 28 Dezembro 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, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva.*

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA** faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

**Art. 7º.** O artigo 27 e seus §§ 4º e 6º da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pelas Leis números. 3. 257, de 2 de julho 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 lava do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro - 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.

§ 4º. É também devida a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem extraídos da plataforma continental nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no *caput* deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Distrito Federal e 0,5% (meio por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque; 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas e 0,5% (meio por cento) para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre os Estados, Territórios e Municípios.

§ 6º. Os Estados, Territórios e Municípios centrais, cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração do 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 mês subsequente ao do fato gerador, vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal.

Parágrafo único. O não cumprimento do prazo estabelecido no "caput" deste artigo implicará correção do débito pela variação diária do Bônus do Tesouro Nacional - BIN, ou outro parâmetro de correção monetária que venha a substituí-lo, juros de mora de 1% (um por cento) ao mês e multa de 10% (dez por cento) aplicável sobre o montante final apurado.

**Art. 9º.** Os Estados transferirão aos Municípios 25% (vinte e cinco por cento) da parcela da compensação financeira que lhes é atribuída pelos artigos 2º, § 1º, 6º, § 3º e 7º desta Lei, mediante observância dos mesmos critérios de distribuição de recursos estabelecidos em decorrência do disposto no artigo 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. 10.** O Poder Executivo regulamentará esta Lei no prazo máximo de 90 dias (noventa dias) da data de sua publicação.

**Art. 11.** Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

**Art. 12.** Revogam-se os §§ 1º. e 2º., do artigo 27, da Lei nº. 2.004, de 3 de outubro de 1953, na redação que lhes foi dada pela Lei nº. 7.453, de 27 de dezembro de 1985 e as demais disposições em contrário.

Brasília, 28 de dezembro de 1989; 168º da Independência e 101º da República.

**JOSÉ SARNEY**

## Decreto Nº 1, de 11 Janeiro de 1991

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

O **PRESIDENTE DA REPÚBLICA**, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto nas Leis nºs 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e 8.001, de 13 de março de 1990, bem assim nas Leis nºs 2.004, de 3 de outubro de 1953, 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e 7.525, de 22 de julho de 1986, e suas alterações,

### DECRETA:

#### CAPÍTULO I

##### Disposição Preliminar

**Art. 1º** O cálculo e a distribuição mensal da compensação financeira decorrente do aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica e dos recursos minerais, por quaisquer dos regimes previstos em lei, bem assim dos royalties devidos pela Itaipu Binacional ao Governo Brasileiro, estabelecidos pelo Tratado de Itaipu, seus anexos e documentos interpretativos subsequentes, de que tratam as Leis nºs 7.990, de 1989, e 8.001, de 1990, reger-se-ão pelo disposto neste decreto.

#### CAPÍTULO IV

##### Da Compensação pela Exploração do Petróleo, do Xisto Betuminoso e do Gás Natural

**Art. 17.** A compensação financeira devida pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás) 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 Petrobrás, 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:

- I - 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Distrito Federal;
- II - 0,5% (meio por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural operadas pela Petrobrás;
- III - 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas;
- IV - 1,0% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas;
- V - 0,5% (meio por cento) para constituir um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados e Municípios.

§ 1º O percentual de 1,5% (um e meio por cento) previsto no inciso III do *caput* deste artigo, atribuído aos Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas, será partilhado da seguinte forma:

- I - 60% (sessenta por cento) ao Município confrontante juntamente com os demais Municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se ao Município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, 1/3 (um terço) da cota deste inciso;
- II - 10% (dez por cento) aos Municípios integrantes de produção secundária, rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos;
- III - 30% (trinta por cento) aos Municípios limítrofes à zona de produção principal, rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os Municípios integrantes da zona de produção secundária.

§ 2º O percentual de 0,5% (meio por cento) previsto no inciso V do *caput* deste artigo, atribuído ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Economia, Fazenda e Planejamento (Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, art. 6º), será distribuído de acordo com os critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados e Municípios, obedecida a seguinte proporção:

- I - 20% (vinte por cento) para os Estados;
- II - 80% (oitenta por cento) para os Municípios.

§ 3º No caso de 2 (dois) Municípios confrontantes serem contíguos e situados em um mesmo Estado, será definida para o conjunto por eles formado uma única área geoeconômica, ficando os percentuais fixados nos incisos I, II e III do § 1º deste artigo referidos ao total das compensações financeiras que couberem aos Municípios confrontantes em conjunto, inclusive a parcela mínima mencionada no inciso I do mesmo parágrafo, que corresponderá a montante equivalente ao terço dividido pelo número de Municípios confrontantes.

**Art. 19.** A compensação financeira aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural será devida na forma do disposto no art. 27, inciso III e § 4º da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, na redação dada pelo art. 7º da Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

Parágrafo único. Para os efeitos deste artigo, consideram-se como instalações marítimas ou terrestres de embarque ou 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.

**Art. 20.** No cálculo da compensação financeira incidente sobre o valor do óleo de poço ou de xisto betuminoso e do gás natural extraído da plataforma continental, consideram-se como confrontantes com poços produtores os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais até a linha de limite da plataforma continental, onde estiverem situados os poços.

§ 1º A área geoeconômica de um Município confrontante será definida a partir de critérios referentes às atividades de produção de uma dada área de produção petrolífera marítima e aos impactos destas atividades sobre as áreas vizinhas.

§ 2º Os Municípios que integram tal área geoeconômica serão divididos em 3 (três) zonas, distinguindo-se 1 (uma) zona de produção principal, 1 (uma) zona de produção secundária e 1 (uma) zona limítrofe à zona de produção principal, considerando-se como:

I - zona de produção principal de uma dada área de produção petrolífera marítima o Município confrontante e os Municípios onde estiverem localizadas 3 (três) ou mais instalações dos seguintes tipos:

- a) instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos;
- b) instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.

II - zona de produção secundária os Municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima, ficando excluída, para fins de definição da área geoeconômica, os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades;

III - zona limítrofe à de produção principal os Municípios contíguos aos Municípios que a integram, bem como os Municípios que sofram as conseqüências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo ou do gás natural.

§ 3º Ficam excluídos da área geoeconômica de um Município confrontante, Municípios onde estejam localizadas instalações dos tipos especificados na letra a do parágrafo anterior, mais que não sirvam, em termos de produção petrolífera, exclusivamente a uma dada área de produção petrolífera marítima.

**Art. 21.** A compensação devida aos Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas será calculada segundo o valor da produção associada à Unidade da Federação de que fazem parte.

§ 1º A compensação devida a Municípios que pertençam à mesma Unidade da Federação será rateada entre os que integram a zona de produção principal, a zona de produção secundária e a zona limítrofe, de acordo, respectivamente, com os percentuais fixados nos incisos I a III do § 1º do art. 18 deste decreto, respeitadas o disposto no art. 9º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986.

§ 2º No cálculo das compensações atribuir-se-á a cada Município um coeficiente individual de participação, determinado com base na respectiva população ou na dos seus distritos, conforme tabela constante do anexo deste decreto.

§ 3º A compensação devida a cada Município será 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.

§ 4º Não se procederá ao destaque a que se refere o art. 18, § 1º, inciso I, *in fine*, deste decreto:

- a) caso inexistir, entre os que integram a zona de produção principal, Município que concentre instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo ou gás natural, provenientes exclusivamente da plataforma continental;
- b) na hipótese de a indenização decorrente do destaque ser inferior à que o Município obterá em virtude da atribuição do coeficiente individual de participação, nos termos dos §§ 2º e 3º deste artigo.

§ 5º O Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) fará publicar os coeficientes individuais de participação dos Municípios, a partir das relações elaboradas pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), nos termos do art. 7º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986, e daquelas elaboradas pela Petrobrás, referentes aos Municípios onde se localizarem instalações de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural, operados pela mesma.

**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;

III - O valor do gás natural, referido à pressão absoluta de 1.033 Kg/cm<sup>2</sup> e temperatura de 20° C, será igual à média ponderada dos preços de venda fixados pelo DNC para os diferentes usos do produto, dela deduzidos o custo médio de transferência entre os poços produtores e os respectivos pontos de entrega.

§ 1.º No caso de variação do custo CIF do petróleo importado no mesmo mês do ano calendário, far-se-á ponderação pelo número de dias em que vigorou cada custo CIF.

§ 2.º A compensação incidente sobre o gás natural será calculada sobre os volumes extraídos e utilizados, excluídos os inaproveitados, que escapam no processo de produção de petróleo, e os reinjetados nas jazidas.

§ 3º Os custos de produção previstos neste artigo serão fixados pelo DNC, de conformidade com os valores apurados pela Petrobrás, no primeiro ou no segundo mês anterior ao da produção.

§ 4.º Na apuração dos valores a que se refere o parágrafo anterior a Petrobrás indicará, separadamente, os custos correspondentes à produção das bacias sedimentares terrestres e da plataforma continental.

**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.

## **CAPITULO V**

### **Disposições Gerais**

**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 DNEM e o DNC, no âmbito das respectivas atribuições, poderão expedir instruções complementares a este decreto.

**Art. 28.** Este decreto entra em vigor na data de sua publicação.

**Art. 29.** Fica revogado o Decreto nº 94.240, de 21 de abril de 1987, e demais disposições em contrário.

Brasília, 11 de janeiro de 1991; 170º da Independência e 103º da República.

**FERNANDO COLLOR**

## Lei Nº 7.525, de 22 Julho de 1986

*Estabelece normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação da Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985.*

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**, faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

- Art. 1º* - A indenização a ser paga pela Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRÁS e suas subsidiárias, nos termos do art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação dada pela Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, estender-se-á à plataforma continental e obedecerá ao disposto nesta Lei.
- Art. 2º* - Para os efeitos da indenização calculada sobre o valor do óleo de poço ou de xisto betuminoso e do gás natural extraído da plataforma continental, consideram-se confrontantes com poços produtores os Estados, Territórios e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais até a linha de limite da plataforma continental, onde estiverem situados os poços.
- Art. 3º* - A área geoeconômica de um Município confrontante será definida a partir de critérios referentes às atividades de produção de uma dada área de produção petrolífera marítima e a impactos destas atividades sobre áreas vizinhas.
- Art. 4º* - Os municípios que integram tal área geoeconômica serão divididos em 3 (três) zonas, distinguindo-se 1 (uma) zona de produção principal, 1 (uma) zona de produção secundária e 1 (uma) zona limítrofe à zona de produção principal).
- § 1º - Considera-se como zona de produção principal de uma dada área de produção petrolífera marítima, o Município confrontante e os Municípios onde estiverem localizadas 3 (três) ou mais instalações dos seguintes tipos:
- I - Instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos;
  - II - instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento do petróleo e gás natural, tais como portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.
- § 2º - Consideram-se como zona de produção secundária os Municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima, ficando excluída, para fins de definição da área geoeconômica, os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades.
- § 3º - Consideram-se como zona limítrofe à de produção principal os Municípios contíguos aos Municípios que a integram, bem como os Municípios que sofram as consequências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo ou do gás natural.
- § 4º - Ficam excluídos da área geoeconômica de um Município confrontante, Municípios onde estejam localizados instalações dos tipos especificados no parágrafo primeiro deste artigo,

mas que não sirvam, em termos de produção petrolífera, exclusivamente a uma dada área de produção petrolífera marítima.

§ 5º - No caso de 2 (dois) ou mais Municípios confrontantes serem contíguos e situados em um mesmo Estado, será definida para o conjunto por eles formado uma única área geoeconômica.

Art. 5º - O percentual de 1,5% (um e meio por cento), atribuído aos Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas, será partilhado da seguinte forma:

- I - 60% (sessenta por cento) ao Município confrontante juntamente com os demais municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se ao Município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, 1/3 (um terço) da cota deste item;
- II - 10% (dez por cento) aos Municípios integrantes de produção secundária, rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos;
- III - 30% (trinta por cento) aos Municípios limítrofes à zona de produção principal, rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os Municípios integrantes da zona de produção secundária.

Parágrafo Único - No caso previsto no § 5º do art. 4º os percentuais citados nos incisos I, II e III deste artigo passam a referir-se ao total das indenizações que couberem aos Municípios confrontantes em conjunto, a parcela mínima mencionada no mesmo inciso I, devendo corresponder a montante equivalente ao terço dividido pelo número de Municípios confrontantes.

Art. 6º - A distribuição do Fundo Especial de 1% (um por cento) previsto no § 4º do art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, dar-se-á de acordo com os critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados, dos Territórios e dos Municípios, obedecida a seguinte proporção:

- I - 20% (vinte por cento) para os Estados e Territórios;
- II - 80% (oitenta por cento) para os Municípios.

Parágrafo Único - O Fundo Especial será administrado pela Secretaria de Planejamento da Presidência da República - SEPLAN.

Art. 7º - O § 3º do art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterado pela Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, passa a vigorar com a seguinte redação:

“§ 3º - Ressalvados os recursos destinados ao Ministério da Marinha, os demais recursos previstos neste artigo serão aplicados pelos Estados, Territórios e Municípios, exclusivamente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico.”

Art. 8º - O cálculo das indenizações a serem pagas aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes e aos Municípios pertencentes às respectivas áreas geoeconômicas, bem como o cálculo das cotas do Fundo Especial referidos no art. 5º desta Lei serão efetuados pelo Conselho Nacional do Petróleo - CNP - e remetidos ao Tribunal de Contas da União, ao qual competirá também fiscalizar a sua aplicação na forma das instruções por ele expedidas.

Parágrafo Único - A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS -, feitos os cálculos a cargo do Conselho Nacional do Petróleo - CNP, promoverá, dentro de 10 (dez) dias, a transferência dos recursos devidos diretamente aos Estados, Territórios e Municípios.

Art. 9º - Caberá à Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE:

- I - tratar as linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, segundo a linha geodésica ortogonal à costa ou segundo o paralelo até o ponto de sua interseção com os limites da plataforma continental;
- II - definir a abrangência das áreas geoeconômicas, bem como os Municípios incluídos nas zonas de produção principal, secundária e os referidos no § 3º do art. 4º desta Lei, e incluir o Município que concentra as instalações industriais para o processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural;
- III - publicar a relação dos Estados, Territórios e Municípios a serem indenizados 30 (trinta) dias após a publicação desta Lei;
- IV - promover, semestralmente, a revisão dos Municípios produtores de óleo, com base em informações fornecidas pela PEIROBRÁS sobre a exploração de novos poços e instalações, bem como reativação ou desativação de áreas de produção.

Parágrafo Único - Serão os seguintes os critérios para a definição dos limites referidos neste artigo:

- I - linha geodésica ortogonal à costa para indicação dos Estados onde se localizam os Municípios confrontantes;
- II - seqüência da projeção além da linha geodésica ortogonal à costa, segundo o paralelo para a definição dos Municípios confrontantes no território de cada Estado.

Art. 10 - A Petróleo Brasileiro S.A. - PEIROBRÁS -, fornecerá as informações necessárias à definição dos Municípios que integram as zonas de produção principal e secundária, que será feita pelo IBGE dentro de 30 (trinta) dias a contar da vigência desta Lei.

Art. 11 - A indenização aos Estados, Territórios, Municípios e ao Ministério da Marinha, e o percentual destinado ao Fundo Especial, determinado pela Lei nº 7.453, e devida a partir do dia 1º de janeiro de 1986.

Art. 12 - O Poder Executivo regulamentará esta Lei no prazo de 30 (trinta) dias.

Art. 13 - Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 14 - Revogam-se as disposições em contrário.

Brasília, em 22 de julho de 1986; 165º da Independência e 98º da República.

**JOSÉ SARNEY**

## Decreto Nº 93.189, de 29 Agosto de 1986

*Regulamenta a Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, que dispõe sobre a indenização a ser paga pela PETROBRÁS e suas subsidiárias aos Estados e Municípios.*

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**, no uso das atribuições que lhe confere o artigo 81, itens I e III, da Constituição,

### **DECRETA:**

- Art. 1º** – A Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, para traçar as Linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e Municípios confrontantes segundo a linha geodésica ortogonal à costa, tomará por base a linha da baixa-mar do litoral continental e insular brasileiro adotado como referência nas cartas náuticas.
- Art. 2º** – Para o fim de traçar as linhas de projeção dos limites territoriais segundo o paralelo até o ponto de sua interseção com os limites da plataforma continental, entender-se-á por plataforma continental o leito do mar e o subsolo das regiões submarinas adjacentes à costa, até o ponto em que a profundidade das águas sobrejacentes permita o aproveitamento dos recursos naturais dessas regiões.
- Art. 3º** – Nos lugares em que o litoral apresente reentrâncias profundas ou saliências, ou onde exista uma série de ilhas ao longo da costa e em sua proximidade imediata, será adotado o método das linhas de bases retas, ligando pontos apropriados para o traçado da linha em relação à qual serão tomadas as projeções dos limites territoriais.
- Art. 4º** – Os limites dos Estados e dos Territórios serão projetados segundo a linha geodésica ortogonal à costa, enquadrando estas projeções às dos limites municipais.
- Art. 5º** – Os limites dos Municípios confrontantes serão projetados segundo o paralelo, além da linha geodésica ortogonal à costa, mantendo-se as respectivas projeções no enquadramento das projeções dos Estados e dos Territórios.
- Art. 6º** – Em cada Unidade da Federação, os Municípios de que trata o artigo 4º, § 3º, “in fine”, da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, são aqueles que integram agregados de unidades regionais que contêm, pelo menos, um Município confrontante.
- Art. 7º** – O IBGE publicará relação dos Estados, Territórios e Municípios a serem indenizados, em virtude do que dispõe a Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, especificando suas respectivas populações.
- § 1º – Na publicação prevista neste artigo, o IBGE indicará os Municípios integrantes da zona de produção principal, da zona de produção secundária e os que satisfazem as condições estabelecidas no artigo 4º, § 3º da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986.
- § 2º – O Município que não estiver incluído na relação, a que se refere o “caput” deste artigo, poderá requerer a indenização, desde que comprove, perante o IBGE, que atende aos requisitos exigidos, em lei, para sua concessão.

**Art. 8º** - Utilizar-se-ão os dados mais atuais, relativos à população, dentre os seguintes:

I - a apurada pelos censos demográficos nos anos de milésimo 0 (zero); ou

II - a população estimada nos anos de milésimos 5 (cinco) com base na proporcionalidade da população residente dos setores delimitados para o censo demográfico imediatamente anterior.

**Art. 9º** - Na hipótese de não se configurar uma zona de produção secundária, será distribuído aos Municípios que integram a zona limítrofe da zona de produção principal, proporcionalmente à população, o montante correspondente aos 10% (dez por cento) de que trata o item II, do artigo 5º, da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986.

**Art. 10** - Este decreto entra em vigor na data de sua publicação.

**Art. 11** - Revogam-se as disposições em contrário.

**JOSÉ SARNEY**

## Portaria Nº 29, de 22 Janeiro de 2001

O DIRETOR da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Portaria ANP nº 118, de 14 de julho de 1999, e tendo em vista a Resolução de Diretoria nº 101, de 20 de Fevereiro de 2001, e consoante o disposto na alínea *c*, *in fine*, do inciso I do art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e na alínea *d*, *in fine*, do inciso II, do mesmo artigo, torna público o seguinte ato:

**Art. 1º** Ficam estabelecidos, através desta Portaria, os critérios a serem adotados a partir de 1º de Janeiro de 2002, para fins de distribuição do percentual de 7,5% (sete e meio por cento) sobre a parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% (cinco por cento) da produção de petróleo ou gás natural de cada campo, a ser efetuada aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

**Art. 2º** O percentual de 7,5% (sete e meio por cento) previsto no artigo anterior será distribuído a cada Município onde se localizar a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, juntamente com os Municípios pertencentes à zona de influência da instalação, na razão direta dos volumes de petróleo e gás natural, expressos em volume de petróleo equivalente, movimentados na respectiva instalação.

§ 1º A distribuição a cada Município onde se localizar a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, juntamente com os Municípios pertencentes à zona de influência da instalação, será efetuada da seguinte forma:

I - 40% (quarenta por cento) ao Município onde se localizar a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

II - 60% (sessenta por cento) aos Municípios pertencentes à zona de influência da instalação.

§ 2º Para os efeitos deste artigo, consideram-se instalações de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural, as monobóias, os quadros de bóias múltiplas, os quadros de âncoras, os píeres de atracação e os cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

§ 3º As instalações referidas no parágrafo anterior deverão fazer parte de uma área de concessão contratada com a ANP ou deverão estar autorizadas pela ANP nos termos dos arts. 56 e 57 da Lei n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997.

§ 4º Para efeitos deste artigo pertencem à zona de influência de uma instalação de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural:

I - os Municípios litorâneos que apresentarem limites geográficos pela linha de costa com os Municípios onde se localizarem monobóias, quadros de bóias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação e cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural ou cuja linha de costa situe-se num raio circundante de 10 km (dez quilômetros) das referidas instalações, excluídos os Municípios onde se localizarem tais instalações;

II - os Municípios localizados às margens de lagos ou de baías onde se localizarem monobóias, quadros de bóias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação e cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, excluídos os Municípios onde se localizarem as referidas instalações;

III - os Municípios atravessados por rios ou localizados às margens de rios onde se localizarem docas, quadros de bóias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação e cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural e situados a jusante das referidas instalações, excluídos os Municípios onde se localizarem tais instalações.

§ 5º Na hipótese de não se configurar nenhum Município pertencente à zona de influência de uma instalação de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural, será distribuído ao Município onde se localizar tal instalação o montante correspondente aos 60% (sessenta por cento) de que trata o inciso II do § 1º deste artigo.

**Art. 3º** As empresas operadoras das instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural referidas no § 2º do art. 2º deverão encaminhar à ANP, até o dia 15 (quinze) de cada mês, um boletim contendo as seguintes informações.

I - tipo de instalação, segundo a classificação referida no § 2º do art. 2º;

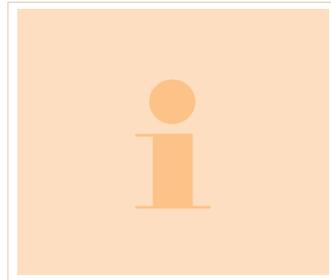
II - Município onde se localiza a instalação;

III - coordenadas geográficas delimitadoras do perímetro da instalação;

IV - volumes de petróleo e de gás natural produzidos no País embarcados na instalação e dela desembarcados, discriminando as datas de movimentação e a origem e o destino dos volumes.

**Art. 4º** Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação, produzindo efeitos a partir de 1º de Janeiro de 2002, data em que ficará revogada a Portaria nº 195, de 23 de dezembro de 1999.

**DAVID ZYLBERSZTAJN**



Este capítulo apresenta informações sobre o significado dos principais termos técnicos utilizados ao longo deste manual.

**Nota**

**Tecnicamente a palavra petróleo compreende os hidrocarbonetos líquidos e gasosos. A legislação brasileira contudo faz uma distinção; ela usa petróleo para referir-se aos hidrocarbonetos líquidos e gás natural para referir-se aos gasosos.**

**ASTM:** sigla da *American Society for Testing and Materials*.

**Análise de Pontos de Ebulição Verdadeiros - PEV:** técnica laboratorial especificada nas normas ASTM D2892 e ASTM D5236, que fornece as frações evaporadas de um dado tipo de petróleo em função da temperatura.

**Bacia Sedimentar:** depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não.

**Bloco:** parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.

**Brent Dated:** cotação publicada diariamente pela PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo *Brent* embarcadas de 7 (sete) a 17 (dezesete) dias após a data da cotação, no terminal de *Sullam Voe*, na Grã-Bretanha.

**Butano:** hidrocarboneto saturado com quatro átomos de carbono e dez átomos de hidrogênio ( $C_4H_{10}$ ), encontrado no estado gasoso incolor, com odor de gás natural. Compõe o GLP, sendo empregado como combustível doméstico, como iluminante; como fonte de calor industrial em caldeiras, fornalhas e secadores; para corte de metais e aerossóis.

**Campo de Petróleo ou de Gás Natural:** área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

**City gate ou Estação de Entrega e Recebimento de Gás Natural ou Estação de Transferência de Custódia de Gás Natural:** conjunto de instalações contendo *manifolds* e sistema de medição, destinado a entregar o gás natural oriundo de uma concessão, de uma unidade de processamento de gás natural, de um sistema de transporte ou de um sistema de transferência, para a concessionária estadual distribuidora de gás canalizado.

**Concessionário ou Concessionária:** empresa a que foi outorgada a concessão de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil.

**Combustíveis:** produtos utilizados com a finalidade de produzir energia diretamente a partir de sua queima (combustíveis) ou pela sua transformação em outros produtos combustíveis.

**Condensado:** frações líquidas do gás natural obtidas no processo de separação normal de campo, mantidas na fase líquida na condição de pressão e temperatura de separação.

**Condição Padrão de Medição:** condição em que a pressão absoluta é de 0,101325 mpa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é de 20° C (vinte graus centígrados).

**Consumo Interno ou Consumo Próprio:** parcela de produtos de derivados de petróleo, gás e gás úmido, consumidos pela própria unidade produtora, ou indústria do petróleo.

**Corrente de petróleo nacional** – denominação conferida a um determinado tipo de petróleo, com características físico-químicas próprias, formado pela mistura de petróleos oriundos da produção de diferentes campos. Pode ocorrer um caso particular da corrente ser composta por petróleo proveniente de um único campo. As correntes de petróleo nacional estão relacionadas no Anexo II da Portaria nº 206, de 29 de agosto de 2000.

**Data de Início da Produção:** a data em que ocorrer a primeira medição, em cada campo, de volumes de petróleo ou gás natural em um dos respectivos pontos de medição da produção, e a partir da qual o concessionário assumirá a propriedade do volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes.

**Derivados Básicos:** principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo.

**Derivados de Petróleo:** produtos decorrentes da transformação do petróleo.

**Descoberta Comercial:** descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornam possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção.

**Desenvolvimento:** conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás.

**Distribuição:** atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidoras de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis.

**Distribuição de Gás Canalizado:** serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

**Estação Coletora:** conjunto de instalações que tem como objetivo efetuar o processamento primário do petróleo e do gás natural, compreendendo as funções de receber as linhas de superfície dos poços produtores de hidrocarbonetos, realizar testes, separar, purificar, medir, tratar, armazenar, bombear e comprimir os fluidos produzidos, bem como descartar os efluentes. Ainda que localizada em terra, uma estação coletora pode atender a uma dada área de produção marítima, e podem operar com petróleo, com gás natural ou com ambos.

**Estação ou Parque de Armazenamento de Petróleo:** conjunto de instalações terrestres, contendo tanques de armazenamento de petróleo com a finalidade de receber, armazenar e transferir petróleo.

**Estação ou Parque de Armazenamento de Gás Natural:** conjunto de instalações terrestres, contendo recipientes apropriados para recebimento, armazenamento e transferência de gás natural.

**Estocagem de Gás Natural:** armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

**Exploração:** conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural.

**Fuel Oil 1%:** classificação de óleos combustíveis com teor máximo de enxofre de 1% (um por cento), viscosidade cinemática de  $380 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$  (trezentos e oitenta milionésimos de metro quadrado por segundo) a  $50^\circ \text{C}$  (cinquenta graus Celsius) e densidade entre 965 (novecentos e sessenta e cinco) e  $990 \text{ kg/m}^3$  (novecentos e noventa quilogramas por metro cúbico).

**Fuel Oil 3.5%:** classificação de óleos combustíveis com teor máximo de enxofre de 3,5% (três vírgula cinco por cento), concentração máxima de vanádio de 300 ppm (trezentas partes por milhão), viscosidade cinemática de  $380 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$  (trezentos e oitenta milionésimos de metro quadrado por segundo) a  $420 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$  (quatrocentos e vinte milionésimos de metro quadrado por segundo) a  $50^\circ \text{C}$  (cinquenta graus Celsius) e densidade de 965 (novecentos e sessenta e cinco) a  $990 \text{ kg/m}^3$  (novecentos e noventa quilogramas por metro cúbico).

**Gás Liquefeito de Petróleo (GLP):** hidrocarboneto líquido obtido do gás natural através do processamento de gás natural nas UFGNs, ou em processo convencional nas refinarias de petróleo. Conhecido como gás de cozinha, composto de propano e butano. Sua maior aplicação é na cocção dos alimentos. Também é utilizado em empilhadeiras, soldagem, esterilização industrial, teste de fogões, maçaricos e outras aplicações industriais.

**Gás Natural ou Gás:** todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso ou dissolvido no óleo nas condições originais do reservatório, e que se mantenha no estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. Ao se processar o gás natural úmido nas UFGNs se obtém: (i) o gás seco, que contém principalmente metano ( $\text{C}_1$ ) e etano ( $\text{C}_2$ ); (ii) o líquido de gás natural (LGN), que contém propano ( $\text{C}_3$ ) e butano ( $\text{C}_4$ ), que formam o gás liquefeito de petróleo (GLP); e (iii) a gasolina natural ( $\text{C}_5^+$ ).

**Gás Natural Associado:** gás natural produzido de jazida onde ele é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás.

**Gás Natural Liquefeito (GNL):** fluido no estado líquido em condições criogênicas, composto predominantemente de metano e que pode conter quantidades mínimas de etano, propano, nitrogênio ou outros componentes normalmente encontrados no gás natural.

**Gás Natural Não-Associado:** gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.

**Gasolina Natural ( $\text{C}_5^+$ ):** Mistura de hidrocarbonetos que se encontra na fase líquida, em determinadas condições de pressão e temperatura, composta de pentano ( $\text{C}_5$ ) e outros hidrocarbonetos pesados. Obtida em separadores especiais ou unidades de processamento de gás natural (UFGN). Pode ser misturada à gasolina para especificação, reprocessada ou adicionada à corrente do petróleo.

**Gasoil EN590:** classificação de gasóleos de uso automotivo na França e Alemanha, que atendem a especificação EN590 estabelecida pela União Européia.

**Gasoil 0.2%:** classificação de gasóleos utilizados em aquecimento na França e Alemanha, com teor máximo de enxofre de 0,2% (dois décimos por cento) e densidade de  $845 \text{ kg/m}^3$  (oitocentos e quarenta e cinco quilogramas por metro cúbico).

**Grau API ou °API:** escala hidrométrica idealizada pelo *American Petroleum Institute* – API, juntamente com a *National Bureau of Standards* e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos.

**Hidrocarboneto:** composto constituído apenas por carbono e hidrogênio. O petróleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

**Indústria do Petróleo:** conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados.

**Instalações de Embarque / Desembarque de Petróleo e Gás Natural:** são consideradas, para efeito da distribuição dos royalties, as seguintes instalações: montóia, quadro de bóias, quadro de âncoras, píer de atracação, cais acostável, estação ou parque de armazenamento, estação coletora e ponto de coleta.

**Jazida:** reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção.

**Lavra ou Produção:** conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.

**Líquidos de Gás Natural (IGN):** parte do gás natural que se encontra na fase líquida em determinada condição de pressão e temperatura, obtida nos processos de separação de campo, em unidades de processamento de gás natural ou em operações de transferência em gasodutos.

**Montóia / Quadro de Bóias:** flutuador ou um conjunto de flutuadores, agüentado no seu lugar fundeado ou amarrado, localizado numa dada área de produção petrolífera marítima, utilizado para a atracação de navios para fins de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural comprimido ou liquefeito.

**NWE/basis ARA:** mercado localizado no Noroeste da Europa, tendo como base a região de Antuérpia, Roterdã e Amsterdã, considerado como referência na *PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN* para o levantamento de preços de derivados do petróleo.

**Óleo Combustível:** óleos residuais de alta viscosidade, dotidos do refino do petróleo ou através da mistura de derivados pesados com óleos residuais de refinaria. São utilizados como combustíveis industriais para geração de calor, ou indiretamente na produção de trabalho a partir de uma fonte térmica.

**Óleo Cru ou Bruto:** vide petróleo.

**Parcela de 5%** - parcela dos royalties correspondente a 5% do valor da produção

**Parcela acima de 5%** - parcela dos royalties excedente a 5% do valor da produção.

Por exemplo: a alíquota dos royalties de um determinado campo é 9% e em um dado mês o valor total da sua produção de petróleo e gás natural foi de R\$ 100,00, então:

(i) Parcela de 5% =  $5\% \times R\$ 100,00 = R\$ 5,00$

(ii) Parcela acima de 5% =  $(9\% - 5\%) \times R\$ 100,00 = R\$ 4,00$

**Participações Governamentais:** pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997.

**Petróleo:** todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado.

**Petróleo Brent:** mistura de tipos de petróleo produzidos no Mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos *Brent* e *Ninian*, com grau API de 39,4 e teor de enxofre de 0,34%.

**PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE:** publicação diária de cotações de tipos de petróleo, adotada como padrão no mercado internacional, para a formação de preços de cargas de petróleo.

**PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN:** publicação diária de cotações de produtos derivados de petróleo, adotada como padrão no mercado internacional, para a formação de preços de cargas de derivados.

**Poder Calorífico Superior do Gás Natural:** quantidade de calor, em kcal, que desprende um 1kg de gás natural nas condições normais de temperatura e pressão (0,101325 MPa e 20°C), quando da sua combustão completa considerando o H<sub>2</sub>O associado ao combustível.

**Ponto de Coleta:** estação coletora de poços de pequeno porte; operam com petróleo, com gás natural ou com ambos.

**Ponto de Corte:** a temperatura de ebulição entre 2 (dois) cortes de um dado petróleo.

**Pontos de Medição da Produção:** pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão, onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido nesse campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição, e onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes.

**Preço de Referência:** preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP, de acordo com o disposto nos arts. 7º e 8º do Decreto 2.705/98.

**Produção:** conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.

**Propano:** hidrocarboneto saturado com três átomos de carbono e oito de hidrogênio (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>). É gasoso, incolor e possui cheiro característico. Compõe o GLP. Empregado como combustível doméstico e como iluminante. Também utilizado como fonte de calor industrial em caldeiras, fornalhas e secadores.

**Prospecto:** feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural.

**Receita Bruta da Produção ou Valor da Produção:** relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, o valor comercial total do volume de produção fiscalizada, apurado com base nos preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos.

**Receita Líquida da Produção:** relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de *royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam determinados segundo regras emanadas da ANP.

**Refino ou Refinação:** conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo.

**Regular Unleaded:** classificação de gasolinas, com densidade de 745 kg/m<sup>3</sup> (setecentos e quarenta e cinco quilogramas por metro cúbico), *Research Octane Number* – RON de 91 e *Motor Octane Number* – MON de 82,5.

**Reservas:** recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data.

**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 pela legislação 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.

**Reservatório ou Depósito:** configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não.

**Revenda:** atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis.

**Royalties:** compensações financeiras a serem recolhidas pelos concessionários na etapa de produção de petróleo e de gás natural, nos termos do art. 47 da Lei nº 9.478, de 1997.

**Terminal Marítimo, Fluvial ou Lacustre:** conjunto de instalações marítimas, fluviais ou lacustres destinadas ao embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural, contendo *monobóia(s)*, *quadro de bóias*, *pier de atracação* ou *cais acostável*, podendo ainda fazer parte do Terminal tanques em terra para armazenamento de petróleo ou vasos e tubulões pressurizados para armazenamento de gás natural comprimido ou liquefeito.

**Transferência:** movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades.

**Transporte:** movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral.

**Tratamento ou Processamento de Gás Natural:** conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização.

**UTM ou *Universal Transverse Mercator*:** sistema de linhas projetadas em uma superfície plana e que representam paralelos de latitude e meridianos de longitude.

**Volume de Petróleo Equivalente:** o volume de petróleo, expresso em metros cúbicos, que, na condição padrão de medição, contém a mesma quantidade de energia que um dado volume de petróleo e gás natural, quantidade de energia esta calculada com base nos poderes caloríficos superiores do petróleo e do gás natural, sendo que, para campos onde ocorra somente a produção de gás natural, deverá ser adotado o valor de quarenta mil megajoule por metro cúbico para o poder calorífico superior do petróleo, na determinação do respectivo volume de petróleo equivalente.

**Volume de Produção Fiscalizada:** soma das quantidades de petróleo ou de gás natural, relativas a cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, que tenham sido efetivamente medidas nos respectivos pontos de medição da produção.

**Volume Total da Produção:** soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, extraídas em cada mês de cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em *flares* em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em *flares*, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.



**anp**  
Agência  
Nacional do  
Petróleo

[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)