

3

Experiência brasileira na regulação da medição

Este capítulo, partindo da elucidação do conceito de regulação¹, apresenta as acepções do modelo regulatório brasileiro, em que pese a medição de petróleo e gás natural que tem como pano de fundo a arrecadação fiscal, principalmente, servindo para subsidiar o cálculo da apropriação de royalties.

A experiência brasileira é analisada a partir do papel e das atribuições do órgão regulador nas questões que envolvem a medição de petróleo e gás no Brasil. Analisa-se também a estrutura que foi montada para o pagamento das participações governamentais, principalmente, no que se refere ao aspecto quantitativo da arrecadação.

3.1 Regulação

A regulação² é o exercício de controle do Poder Público sobre o domínio econômico. Consiste em estabelecer e implementar normas para dada atividade ou tutela de um determinado interesse visando garantir o equilíbrio no sistema regulado e a consagração de objetivos públicos consentâneos com os princípios constitucionais.

O termo “regulação” está associado, em geral, ao objetivo de consagrar a intervenção do Estado na condução das políticas públicas. Muitas das referências que são feitas ao papel regulador do Estado servem para demarcar as propostas de “modernização” da administração pública das práticas tradicionais de controle burocrático pelas normas e regulamentos que foram e são ainda apanágio da intervenção estatal.

¹Segundo a nota técnica da ANP, nº 033/2002, regulação consiste em exercer algum grau de controle, normalmente por parte do Estado, sobre uma determinada atividade de interesse público. Normalmente está relacionada à existência de setores nos quais o monopólio seja a solução mais eficiente para a prestação do serviço.

²Na Constituição Federal o papel regulador do Estado veio expresso no art. 174. A luz do art. 170 e do art. 174, §1º, a regulação deve se voltar ao atendimento de interesses públicos.

O conceito de regulação pode ser entendido em sentido amplo, que engloba todos os riscos e resultados de certa atividade, bem como as regulamentações dela decorrentes e as políticas de gerenciamento empreendidas pelo Estado, que configuram sua intervenção direcionada ao interesse público. É diferente, pois, do conceito de regulamentação, que tem um significado mais restrito, para se referir apenas ao processo de elaboração de diferentes tipos de legislação, específicas ou gerais.

O que distingue os termos é que regulamentação é um caso particular de regulação, uma vez que as regras estão, neste caso, codificadas sob a forma de regulamentos, em que as autoridades regulatórias se baseiam para controlar e fiscalizar determinada atividade. Já a regulação é a qualidade de regular³ que consiste na restrição intencional da atividade econômica de um agente, por uma entidade externa não envolvida diretamente na atividade do que é regulado.

Apesar de amplamente divulgada, esta distinção⁴, o conceito de regulação varia de um sistema jurídico para outro⁵. Por exemplo, nem tudo da teoria de regulação americana pode ser transposto e se aplica indistintamente ao Brasil.

No cenário da indústria petrolífera nacional, a questão da regulação está mais presente como uma forma de garantir o interesse público, proporcionando

³ In Novo Dicionário Aurélio da Língua Portuguesa, Editora Nova Fronteira, p. 1476.

⁴Fica claro, portanto, que as palavras possuem significados distintos e que o termo “regulação” refere-se ao ato de se restringir uma ação de determinado agente, enquanto que o termo “regulamentação” refere-se a uma das maneiras de se efetuar esta restrição. A conotação do termo “regulação”, neste trabalho, trata da intenção do governo de restringir as atividades de determinado agente, o que seria mais correto, regulamentação.

⁵BARAT Josef. Regulação das Concessões e Parcerias. Artigo - O Estado de S. Paulo 9.6.2007. A rigor, não há definição plenamente aceita do termo regulação. Este pode designar tanto os mecanismos institucionais e legais que visam a estimular a competição e coibir abusos e assimetrias como abranger formas complexas de “disciplinar” a economia como um todo. O sentido do termo pode variar em função do país e de conotações políticas. Todavia, no caso dos serviços públicos, sejam eles prestados por empresas privadas ou estatais, entende-se por regulação a sujeição do prestador do serviço a um conjunto de normas, regras e contingências preestabelecidas em contratos, que visam à segurança, à qualidade e à disponibilidade dos serviços, bem como a defesa contra o abuso do poder econômico e a formação de cartéis ou monopólios. O substrato comum da regulação moderna é o do exercício da função por entes autônomos, separando decisões técnicas de influências políticas. Na Europa, o conceito de regulação é rigoroso e amplo, abrangendo uma complexa rede de instituições e legislações, desde a administração empresarial dos prestadores até o controle social pelo Estado. Nos Estados Unidos, a regulação tem um sentido mais específico e pragmático: controle e fiscalização são focalizados no interesse público e exercidos por agências reguladoras independentes e setoriais, com poderes sobre serviços de utilidade pública ou mesmo atividades econômicas. As agências arbitram conflitos entre produtores e consumidores.

receitas fiscais (participações governamentais) que remunerem os serviços, mas o monopólio continua sendo da União, que pode, mediante concessão ou autorização, permitir o exercício das atividades à qualquer empresa constituída sobre as leis brasileiras⁶.

3.2

A importância da regulação

A importância da regulação pode ser interpretada como um processo que visa dinamizar as relações dos agentes econômicos, mas também é capaz de identificar quando uma intervenção pela autoridade legítima⁷ (normalmente estatais) torna-se necessário para orientarem e coordenarem a ação dos agentes econômicos para o benefício da sociedade.

Ao prover regras claras e estáveis, ela atenua a incerteza dos investidores e incentiva a entrada do capital privado, estimula a competitividade e a eficiência da indústria, além de assegurar o acesso de novos agentes econômicos que incentivem inovações tecnológicas e promovem a redução de custos na economia [3].

Nas atividades que envolvem monopólios naturais, permite que a sociedade se beneficie da eficiência produtiva (economias de escala e minimização de custos) sem incorrer nos custos do poder de monopólio e fixação de tarifas em níveis superiores ao custo médio.

Na prática, uma agência reguladora usa um conjunto de instrumentos para buscar objetivos parcialmente conflitantes. São objetivos da regulação: o bem-estar do consumidor, a eficiência alocativa e produtiva da indústria, a universalização e a qualidade dos serviços, a interconexão, a segurança e a proteção ambiental. Os instrumentos são as tarifas, as quantidades, as restrições à entrada e à saída e os padrões de desempenho. A importância que os reguladores atribuem a cada objetivo depende da estrutura da indústria e

⁶Lei nº 9.478/97, art 4º e 5º.

⁷A efetividade da ação reguladora se baseia no tripé aquiescência-legitimidade-confiança. Toda regulação, para ser efetiva, depende da vontade dos atores envolvidos em aquiescer e cooperar, de forma a cumprir normas, regulamentos e metas. Depende da legitimidade de quem exerce a regulação e da confiança nas regras e procedimentos estabelecidos. O sistema (e ambiente) ideal de regulação é aquele baseado em informação, autoridade, direção e liderança e não em burocracias rígidas e pesadas. Num ambiente democrático, a legitimidade é a essência da regulação, pois a autoridade resulta da plena representação dos atores envolvidos e da discussão aberta de temas e propostas. Por fim, a confiança depende fundamentalmente da preservação das regras do jogo, sem mudanças bruscas e sobressaltos intimidadores, que minam a autoridade do poder regulador. A desconfiança por parte de investidores privados trava as intenções de investir.

é variável com o tempo. Por exemplo, a redução de custos e o aumento na demanda podem transformar um monopólio natural em um mercado competitivo.

Por fim, a regulação no setor de petróleo e gás natural é responsável por dez por cento do Produto Interno Bruto⁸ (PIB) do Brasil. Esta é uma das razões que devem ser consideradas para compreender a importância da regulação.

3.3

Regulação no segmento upstream e downstream

A indústria do petróleo é dividida em duas partes macro. O *upstream* é a exploração, desenvolvimento e produção. Já o *downstream* é o transporte, refino e distribuição. O segmento *upstream* concentra o maior volume de negócios no mercado de petróleo, já que essa atividade por ser altamente intensiva em capital e tecnologia, necessita de elevados investimentos, tanto em pesquisas para descoberta de novas jazidas, quanto para a plena operação da indústria [3].

Diferentemente do segmento *downstream*, é na área *upstream* em que se encontram as maiores dificuldades de controle metrológico, por ser uma atividade que sofre influência direta dos fatores naturais, voltada às fases primárias de prospecção da jazida. No *upstream* torna-se mais difícil a estabilização do processo de tratamento⁹ dos fluidos petróleo e gás natural tal qual é encontrada no segmento *downstream*.

Diante da complexidade da indústria de petróleo e do gás natural, para viabilizar a superação dos riscos exploratórios no segmento *upstream*, é comum a formação de parcerias entre investidores (consórcios). Neste segmento, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção, com a flexibilização do setor, são reguladas por força de contratos de concessão firmados entre a ANP e os concessionários. Em seguida, torna-se necessário analisar o papel da ANP no cenário *upstream* onde as dificuldades técnicas e legais são maiores.

3.4

Papel da ANP no cenário de concessões de produção

A ANP foi implantada em 1998 pelo Decreto n° 2.455, como órgão fundamental do novo regime institucional para o setor de petróleo e gás natural

⁸ O PIB representa conjunto de todos os bens e serviços produzidos na economia do país.

⁹Observação: aqui o termo “tratamento” se refere ao manuseio dos fluidos por meio de equipamentos industriais com o seu efetivo controle operacional.

do Brasil. Após dez anos de experiência na regulamentação da medição, ainda, existem questões candentes por parte da ANP, são as seguintes:

- Exigências metroológicas nem sempre compatíveis à realidade de ambiente da produção;
- Menor ênfase em relação aos procedimentos metroológicos e prioridade em relações as instalações físicas;
- Pouca cobertura sobre os sistemas de transferência e transporte;
- Dificuldades no estabelecimento de prazos de calibração;
- Parque industrial brasileiro ainda incipiente no que se refere a laboratórios de calibração e serviços associados;
- Necessidade de contínua adaptação à mudança tecnológica;
- Estabelecimento do padrão metroológico brasileiro de volumes de líquido;
- Avanço na medição de petróleo e gás no Brasil no que se refere às práticas e procedimentos consolidados pela indústria.

3.5

Atribuições da ANP nas questões de medição da produção

Cada concessão corresponde a um contrato onde são estabelecidos os deveres e obrigações do concessionário no que se refere aos sistemas de medição da produção.

Após a conclusão da etapa de exploração e da eventual “declaração de comercialidade”¹⁰, no caso de considerar comercial uma descoberta, a empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP um documento denominado “Plano de Desenvolvimento” (PD), além de um cronograma de trabalho e previsão de investimentos, antes de iniciar a produção [10].

O Plano de Desenvolvimento de um campo de produção de petróleo e gás natural, de que trata o Inciso IV do Art. 44 da Lei n.º 9.478/97, é apresentado à ANP pelo concessionário em conformidade com os preceitos estabelecidos pelo contrato de concessão. Na ANP a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) efetua a análise dos Planos de Desenvolvimento, verificando os aspectos relacionados à engenharia de reservatórios, reservas, previsão de produção, instalações de produção, medição, segurança operacional, meio

¹⁰ Essas declarações de comercialidade informam o volume de petróleo *in situ*, que é o total de óleo e gás dos campos que ainda dependem de maior avaliação técnica para se definir os volumes.

ambiente, análise econômica, entre outros.

Os concessionários emitem, para cada campo de produção (ou concessão), o citado documento PD (Plano de Desenvolvimento) onde há obrigatoriamente um Capítulo relacionado aos sistemas de medição dos fluidos a serem produzidos naquele campo, sendo que tal documento é sujeito à aprovação pela ANP.

Durante o processo de análise, a equipe técnica da SDP encaminha aos concessionários solicitações de complementações ou correções julgadas necessárias. Após a aprovação técnica, o Plano de Desenvolvimento é encaminhado à aprovação formal da Diretoria da ANP.

Os campos (concessões) deverão ter os seus Planos de Desenvolvimento encaminhados pelos concessionários, com informações atualizadas, inclusive no que tange aos sistemas de medição de petróleo e gás natural, de acordo com à Portaria n° 90, de 31 de maio de 2000, em conformidade com o cronograma de apresentação estabelecido pela Agência.

3.5.1

Controle da produção de petróleo e gás natural

O controle da produção de petróleo e gás natural é efetuado pela SDP mediante a análise dos Programas Anuais de Produção (PAP) e dos Boletins Mensais de Produção (BMP), encaminhados pelos concessionários.

A produção de petróleo aumentou significativamente no período de 2000 a 2007. Em 2000 foram produzidos 465,974 milhões de barris. Já em 2007, a produção foi de 660,453 milhões de barris, representando um aumento de 41%. A produção de gás natural apresentou também aumento considerável. Em 2000, foram produzidos 13,282 bilhões de metros cúbicos e em 2007 a produção subiu para 18,151 bilhões de metros cúbicos, com aumento de 37%.

Cada vez mais a ANP está dando ênfase aos procedimentos de gerenciamento da medição que envolvem além da visão sistêmica, os procedimentos de controle da produção e o acesso mais efetivo a dados da produção.

As Figuras 3.1 e 3.2 mostram a evolução da produção de petróleo (bep) e gás natural (m³) no Brasil no período entre 2000 a 2007.

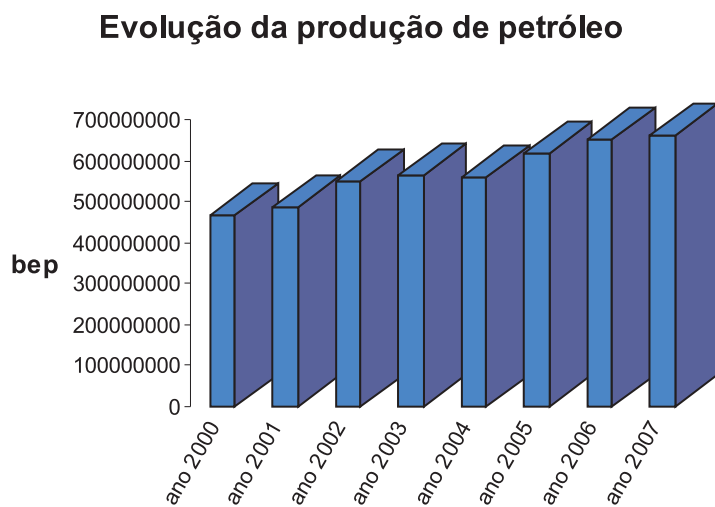


Figura 3.1: Evolução da produção de petróleo (bep) entre 2000 a 2007

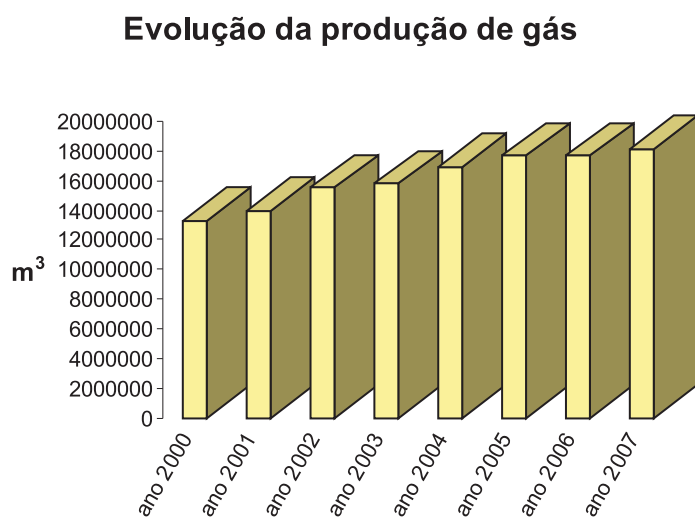


Figura 3.2: Evolução da produção de gás (m³) entre 2000 a 2007

3.5.2

Controle de atividades e investimentos

O acompanhamento das atividades e dos investimentos a serem realizados nos campos produtores de petróleo e gás natural é efetuado por meio dos Programas Anuais de Trabalho e Orçamento (PAT), apresentados pelos concessionários à ANP/SDP. Os investimentos levam em conta a produção do campo e suas perspectivas de retorno com referência à medição de petróleo e gás natural que serve para subsidiar a tomada de decisões. Inclui-se, também a cláusula de investimento inserida nos contratos de concessão, no que concerne as participações especiais.

3.5.3

A fiscalização da medição de petróleo e gás natural

A fim de garantir a correta medição dos volumes produzidos e movimentados, e conseqüentemente a aplicação das alíquotas fiscais sobre medidas confiáveis, a ANP/SDP mantém um programa de inspeção dos sistemas de medição de petróleo e gás natural em todos os campos de medição do país. Sistemáticamente, são efetuadas inspeções nos campos de produção de petróleo e gás natural, com o objetivo de verificar se os sistemas de medição estão em conformidade com a Portaria Conjunta ANP/INMETRO n° 001 que regula o tema.

A Agência estimulou, em conjunto com outros organismos da administração, a integração e a mudança na estrutura de fiscalização das atividades, alguns exemplos, são os convênios ANP com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Secretaria de Direito Econômico (SDE); o convênio da ANP com o INMETRO visando à regulamentação da medição de petróleo e gás natural.

Neste contexto, busca-se intensificar a relação da ANP com INMETRO para que os técnicos desta instituição participem também nas inspeções de medição de forma periódica e sistemática.

A ANP tem em sua estrutura organizacional o Núcleo de Fiscalização da Medição de Petróleo e Gás Natural (NFP). O NFP através de suas atribuições busca, por meio de inspeções, garantir que os volumes de petróleo e gás natural, produzidos ou movimentados sejam medidos com a adequada confiabilidade metrológica.

Essas inspeções são realizadas por meio de contratos firmados entre a ANP com:

- Área do sul e sudeste: Instituto Tecnológico da PUC-Rio (ITUC);
- Área do nordeste exceto os estados do Rio Grande do Norte e Ceará: Universidade Salvador (UNIFACS) em conjunto com o Centro Federal de Educação Tecnológica de Sergipe (CEFET-SE);
- Área do norte mais os estados do Rio Grande do Norte e Ceará: Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) em conjunto com o Centro Federal de Educação Tecnológica do Rio Grande do Norte (CEFET-RN).

Em 2007, foram realizadas inspeções em sistemas de medição das diversas regiões do Brasil, que permitiram acompanhar o processo de adequação dos procedimentos em vigor.

3.5.4

Integridade dos sistemas operacionais

Nas inspeções da ANP com vista a verificação de requisitos mínimos dos sistemas de medição de petróleo e gás natural, é comum realizar também inspeções de integridade de equipamentos de processo visando à garantia da segurança operacional das instalações de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural, a ser aplicado durante todo ciclo de vida dessas instalações.

- Regulamentação - Com o objetivo de regulamentar a segurança operacional das instalações de produção de petróleo e de gás natural operando em águas jurisdicionais brasileiras, foi instituído o Regime de Segurança Operacional para as instalações de produção, estabelecendo as atribuições da ANP nas ações de fiscalização e as responsabilidades dos concessionários para garantia da segurança operacional das instalações.
- Auditorias e inspeções - para garantia da integridade estrutural da planta de processo visando efetuar o controle da segurança operacional das instalações de produção de petróleo e gás natural, terrestres e marítimas, a ANP/SDP desenvolveu um procedimento para acompanhar o estado da integridade estrutural dessas instalações, mediante execução de inspeções e auditorias periódicas.

Essas atividades são atualmente executadas por intermédio de contrato em vigor com o Instituto Tecnológico da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (ITUC). As verificações são realizadas rotineiramente, obedecendo à programação estabelecida entre a ANP/SDP e a PUC/ITUC.

3.5.5

Controle na medição da queima de gás natural

A ANP, por intermédio da sua Superintendência de Desenvolvimento e Produção vem se empenhando na adoção de medidas visando melhor aproveitamento do gás natural produzido no país. Nesse sentido, em 1º de agosto de 2002 foi assinado um Termo de Compromisso entre a Petrobras e a Agência, objetivando a redução dos níveis de queima de gás natural, com metas definidas de redução gradativa até 2005.

Em 2005, a Petrobras apresentou à ANP os resultados obtidos do Programa de Ajuste para a Redução da Queima de Gás Natural (POAG) e as metas para redução gradativa da queima de gás natural, conforme estabelecido no termo de compromisso assinado. Vale lembrar, que a medição de gás de queima é utilizada no fechamento de balanço de produção das unidades produtoras e serve para monitorar os impactos ao meio ambiente com a poluição causada pela queima de gás natural.

3.5.6

Gestão das concessões

Na Agência Nacional do Petróleo, a ação relacionada à gestão das concessões para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural envolve as competências de três superintendências: a de Controle das Participações Governamentais, a de Exploração e a de Desenvolvimento e Produção. São as seguintes as ações mais relevantes por elas desenvolvidas, no campo da gestão de concessões.

- Participações governamentais;
- Gerenciamento de contratos de concessão na fase de exploração;
- Desenvolvimento da produção.

Como referência à experiência na regulação da medição, este tema será abordado, especificamente, no próximo item sobre as participações governamentais, que está relacionada com os volumes medidos para fins de arrecadação.

3.6

Controle e distribuição das participações governamentais

Durante o exercício de 2007, a Agência Nacional do Petróleo continuou o aprimoramento dos mecanismos de controle e distribuição das participações governamentais previstas na legislação específica por meio de ações efetivas de visitas a instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração e produção de petróleo e gás natural. Foram realizadas diversas inspeções para verificar se as unidades de produção estão em conformidade às exigências técnicas e legais e enquadradas de acordo com a regulamentação da medição de petróleo e gás natural, visando aplicar a correta distribuição dos royalties.

As participações governamentais incidirão sobre o volume total de petróleo e gás natural produzidos em cada concessão [14]:

- Volume medido no(s) ponto(s) de medição definido(s) no Plano de Desenvolvimento (PD) do campo;
- Volume consumido nas operações do campo (ex.: queima em turbinas de geração de eletricidade, etc);
- Volume de queima em tochas (flare) autorizado pela ANP, mas com incidência de royalties (Portaria ANP 249/00).

A Lei do Petróleo¹¹ estabeleceu as participações governamentais a serem pagas pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. No entanto, especificamente, os royalties são o tipo de exação fiscal mais importante do ponto de vista da arrecadação e da distribuição de recursos para entidades Governamentais. Tendo em vista, que o cálculo dos royalties depende diretamente dos volumes medidos, uma abordagem mais detalhada torna-se necessária pela importância que tem este tipo de exação sobre a medição fiscal de petróleo e gás natural.

Destas quatro participações governamentais, somente os royalties já existiam antes da Lei do Petróleo, mas em percentual inferior.

¹¹ Art. 45 da Lei n° 9.478/97.

3.6.1

Royalties do petróleo e gás natural

Os royalties são uma compensação financeira ao proprietário pelo esgotamento dos recursos não renováveis devida ao Estado pelas empresas concessionárias produtoras de petróleo e gás natural no território brasileiro e são distribuídos aos Estados, Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda, que repassa aos Estados e Municípios de acordo com os critérios definidos em legislação específica [14].

Este tipo de exação fiscal (royalties) é recolhido mensalmente pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados para a Secretaria do Tesouro Nacional - STN, até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção. A STN repassa os royalties aos beneficiários com base nos cálculos efetuados pela ANP de acordo com o estabelecido pelas Leis nº 9.478/97 e nº 7.990/89, regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 2.705/98 e nº 01/91. A Figura 3.3 a seguir mostra a estrutura atual de distribuição dos royalties.

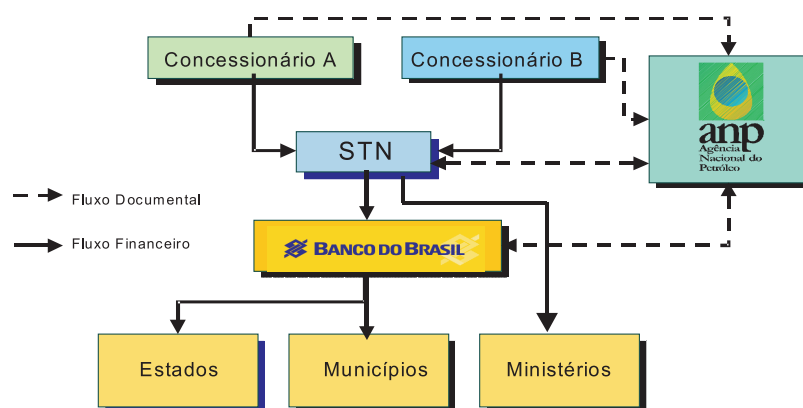


Figura 3.3: Estrutura atual da distribuição dos royalties

A figura 3.4 mostra a evolução da distribuição de royalties sobre a produção de petróleo e de gás natural. A figura 3.5 mostra a evolução das participações especiais, segundo fontes da ANP, a partir de 2000, ano em que foi editado o Regulamento Técnico de Medição (RTM).

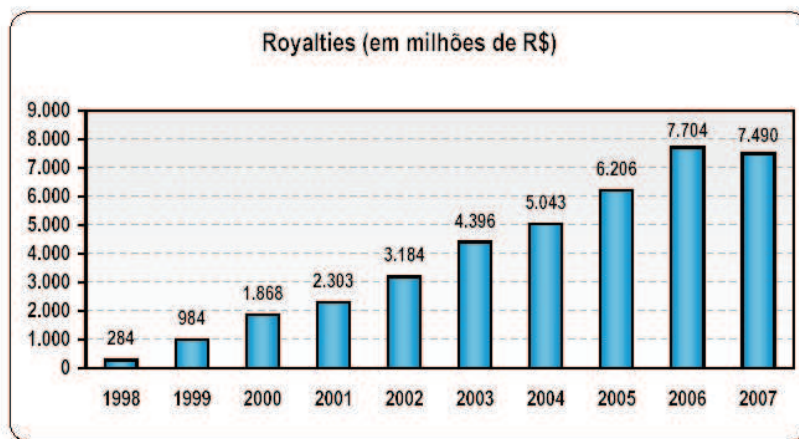


Figura 3.4: Evolução da arrecadação dos royalties (1998-2007)[17]

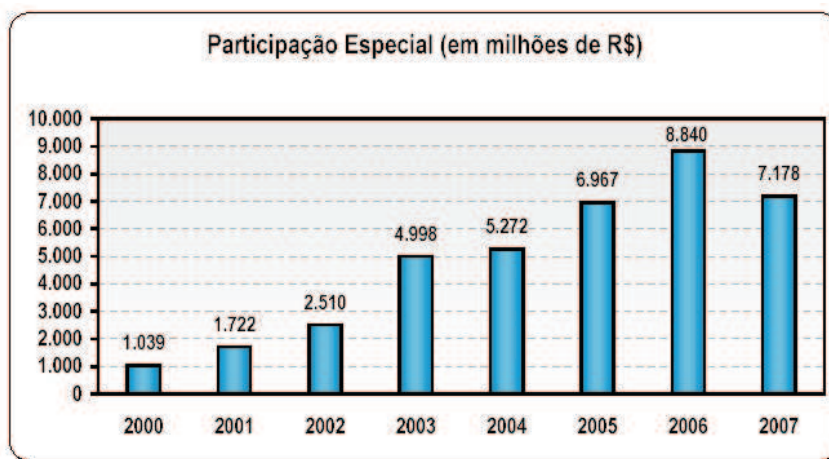


Figura 3.5: Participação especial: evolução da arrecadação (2000-2007)[17]

No site da ANP é possível consultar os valores das participações governamentais pagos ano a ano a Estados, Municípios e outros beneficiários. A Tabela 3.1 abaixo mostra a evolução dos valores totais (não acumulados) destas participações governamentais nos últimos anos.

Tabela 3.1: Participações governamentais pagas aos beneficiários.

Ano	Participações governamentais
2003	R\$ 9.6 bilhões
2004	R\$ 11.1 bilhões
2005	R\$ 13.3 bilhões
2006	R\$ 17.8 bilhões
2007	R\$ 14 bilhões

Fonte: www.anp.gov.br

3.6.2

Metodologia de cálculo

O Decreto n° 2.705 de 03 de agosto de 1998 define critérios para cálculo das participações governamentais, que se trata a Lei n° 9.478/97.

O cálculo dos royalties é realizado para cada campo de petróleo e gás natural, separadamente, sendo tratado como unidade de negócio, com preços próprios e com alíquotas diferenciadas entre 5% e 10%, conforme os riscos geológicos, as expectativas de produção, dificuldades operacionais, produção em áreas remotas, inexistência de infra-estrutura para escoar a produção, distância até o mercado e outros fatores pertinentes.

Os royalties incidem sobre a produção mensal do campo produtor. O valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores: (i) alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%; (ii) a produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo; e (iii) o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês, como determinam os artigos 7° e 8° do Decreto 2.705/98, que regulamentou a Lei n° 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo.

Desta forma, o valor da produção de petróleo e gás natural de cada campo é resultado da multiplicação dos volumes de petróleo e gás natural produzidos no mês, pelos preços de referência relativos àquele mês, desta forma:

$$\text{Royalties} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da Produção}$$

$$\text{Valor da produção} = V_{\text{petróleo}} \times P_{\text{petróleo}} + V_{\text{gn}} \times P_{\text{gn}}$$

Nessas expressões,

Royalties: valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$

Alíquota: percentual previsto no contrato de concessão do campo

V petróleo: volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m³

P petróleo: é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³

P gn: denota preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³.

O preço de referência utilizado para cálculo do valor da produção é estabelecido mensalmente seguindo as normas dispostas nos artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/98.

Vale ressaltar, que a qualidade do petróleo influencia o seu preço e essa qualidade depende das características de sua composição química. O petróleo do tipo mais 30 leve (grau API acima de 30º)¹² tem um prêmio maior para ser refinado (valor agregado), pois produz os derivados claros (gasolina, GLP, querosene e diesel) e maior quantidade em etapas preliminares de refino, sendo assim, muito mais valorizado no mercado internacional.

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, será 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 o que for maior [14].

Em suma, o valor mensal da produção, é obtido multiplicando-se a quantidade produzida no mês, pelo preço de referência do mês. O preço de referência, por sua vez, é dado pela média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou pelo preço máximo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. A legislação prevê formas diferentes de distribuição pela localização da área terra ou mar. As parcelas de 5% e acima de 5% serão distribuídos conforme a localização da lavra de petróleo e gás.

As Tabelas 3.2 e 3.3 mostram que além dos Estados e Municípios, outros órgãos Governamentais também são beneficiários com recursos dos royalties, tais como: O Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicado a indústria do petróleo, do gás natural dos biocombustíveis; O Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção.

As tabelas a seguir apresentam as alíquotas e os beneficiários da distribuição dos royalties, conforme estabelecido na legislação pertinente:

¹² Escala hidrométrica idealizada pelo American Petroleum Institute, juntamente com a National Bureau of Standards, utilizado para medir a densidade relativa de líquidos.

Tabela 3.2: Parcela de 5% (Lei n° 7.990/89 e Decreto n° 01/91)

Lavra em terra	70% Estados produtores
	20% Municípios produtores
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Lavra na plataforma continental	30% Estados confrontantes com poços
	30% Estados confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas
	20% comando da Marinha
	20% fundo Especial (estados e municípios)
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Tabela 3.3: Parcela > de 5% - Lei n° 9.478/97 e Decreto n° 2.705/98

Lavra em terra	52,5% Estados produtores
	25% Ministério da Ciência e Tecnologia
	15% Municípios produtores
	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Lavra na plataforma continental	25% Ministério da Ciência e Tecnologia
	22,5% Estados confrontantes com campos
	22,5% Municípios confrontantes com campos
	15% comando da Marinha
	7,5% fundo Especial (estados e municípios)
	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

De acordo com a Lei do Petróleo (Lei n° 9.478/97), artigo 50, demonstrado na Tabela 3.4 no caso de grandes volumes de produção haverá o pagamento de participação especial, que além de dos Estados e Municípios, os recursos também são divididos para Ministérios de Minas e Energia para financiamento de estudos, pesquisas e projetos e parte são repassados para Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo.

Tabela 3.4: Pagamento das participações especiais

Lavra em terra ou mar	40% Ministério de Minas e Energia
	10% Ministério do Meio Ambiente
	40% Estado que ocorrer a produção em Terra ou confrontante com a plataforma continental
	10% Município que ocorrer produção em Terra ou confrontante com a plataforma continental