

Referências Bibliográficas

- [1] BUCHEB, J. A.. **Direito do Petróleo: a regulação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil**, volumen 1. Lumen Juris, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1 edition, 2007.
- [2] PIRES, P. V.. **Temas de direito do petróleo e do gás natural II**, volumen 1. Lumen Juris, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1 edition, 2005.
- [3] SUSLIK, S. B.. **Regulação do petróleo e gás natural**, volumen 1. Komedi, Campinas, SP, Brasil, 1 edition, 2001.
- [4] BRASIL. **Decreto-lei nº 200, de 25 de fevereiro de 1967. Dispõe sobre a organização da administração federal, estabelece diretrizes para a reforma administrativa e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 27 de fevereiro de 1967. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil/Decreto-Lei/Del0200.htm>>. Acesso em: 13.01.2008.**
- [5] BRASIL. **Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 13 de abril de 1990. Disponível em: <<http://www010.dataprev.gov.br/sislex/paginas/42/1990/8031.htm>>. Acesso em: 12.01.2008.**
- [6] BRASIL. **Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997. Altera procedimentos relativos ao Programa Nacional de Desestatização, revoga a lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 10 de setembro de 1997. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/L9491.htm>>. Acesso em: 12.01.2008.**
- [7] BRASIL. **Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado, 1988.**

- [8] BRASIL. Lei n° 8.078 de 11 de setembro de 1990. Dispõe sobre a Proteção do Consumidor e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 12 de outubro de 1990. Disponível em: <<http://www81.dataprev.gov.br/SISLEX/paginas/13/1990/8078.htm>>. Acesso em: 15.01.2008.
- [9] BRASIL. Lei n° 8.884, de 11 de junho de 1994. Transforma o conselho administrativo de defesa econômica (cade) em autarquia. Dispõe sobre a Prevenção e a Repressão às Infrações contra a Ordem Econômica e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 13 de junho de 1994. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/LEIS/L8884.htm>>. Acesso em: 17.01.2008.
- [10] BRASIL. Lei n° 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 07 de agosto de 1997. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/L9478.htm>>. Acesso em: 17.01.2008.
- [11] ARAGÃO, A. S.. As concessões e autorizações petrolíferas e o poder normativo da ANP. Revista de direito da associação dos procuradores do novo estado de Rio de Janeiro, volumen 1. Lumen Juris, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1 edition, 2002.
- [12] ANP/INMETRO, P. C.. n° 1, de 19.06.2000. Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições e os requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.
- [13] ARAGÃO, A. S.. O contrato de concessão de exploração de petróleo e gás natural, volumen 1. Renovar/FGV, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1 edition, 2005.
- [14] DECRETO. n° 2.705, de 3.08.1998. Define critérios para cálculo de participações governamentais de que trata a Lei 9.478 de 6

de agosto de 1997, aplicáveis atividades de exploração, desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.

- [15] PAULO, E. D. S.. Incertezas regulatórias rondam a 9a rodada de licitações da ANP. *Economia & Negócios*, pag B5,2007.
- [16] ANP. Nota técnica nº 009/2006-SCM: Considerações da SCM-ANP acerca do Projeto de Lei nº 6.673 2006. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/gas/Nota_09_2006.pdf>. Acesso em: 17.12.2007.
- [17] DE PETROLEO E GÁS, A. N.. Consolidação das participações governamentais, http://www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/consolidado_2007.pdf, 2007.
- [18] FERREIRA, F. D.. Anticipating impacts of financial assurance requirements for offshore decommissioning: a decision mode for the oil industry. Tese de Doutorado, Universidade de Campinas, Brasil, 2003.
- [19] C-NOPB, C.-N.. Canada-newfoundland offshore petroleum board and canada-nova scotia offshore petroleum board, measurement guidelines under the newfoundland and labrador and nova scotia offshore areas, 2003.
- [20] DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (Guidance Notes for Petroleum Production Regulations), volumen 1. UK, 7 edition, 2003.
- [21] THE NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Regulations Relations to Measurement of Petroleum for Fiscal Purpose and for Calculations of CO2-Tax. The Measurement Regulations, volumen 1. Norway, 1 edition, 2001.
- [22] DE SÁ RIBEIRO, M. R.. Direito do Petróleo: as joint ventures na indústria do petróleo, volumen 1. Renovar, Rio de Janeiro, 2 edition, 2003.
- [23] ROSA, A. J.; DE SOUZA CARVALHO, R. ; XAVIER, J. A. D.. Engenharia de Reservatórios de Petróleo, volumen 1. Interciência, Rio de Janeiro, 2 edition, 2001.

- [24] API PUBLICATION 2566. **State of the Art Multiphase Flow Metering, Measurement Coordination**, volumen 1. 1 edition, 2004.
- [25] API RECOMENDED PRACTICE 86. **API Recomend Practice for Measurement of Multiphase Flow, Upstream Segment**, volumen 1. 1 edition, 2005.
- [26] FOSSE, S.. **The Use of Multiphase Meters for Fiscal Purpose - a NPD Perspective**, volumen 1. Norwegian Petroleum Directorate - NPD, Staqvanger, Norway, 2nd edition, 2006.
- [27] GRIFFIN, D.. **Multiphase Measurement - DTI Perspective**, volumen 1. DTI Energy Resources & Development Unit, Aberdeen, UK, 2006.

A

PORTARIA CONJUNTA Nº 001 ANP/INMETRO

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
E INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE
INDUSTRIAL - INMETRO PORTARIA CONJUNTA Nº 1, DE 19 DE JUNHO DE 2000

Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.

O DIRETOR-GERAL da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, em conjunto com o PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL - INMETRO, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Lei nº 5.966, de 11 de dezembro de 1973, tornam público o seguinte ato:

Art. 1º Fica aprovado o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Portaria, o qual estabelece as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir resultados acurados e completos.

Art. 2º Ficam sujeitos ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado por esta Portaria, o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em perfeitas condições de funcionamento dos seguintes sistemas de medição:

I - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais do petróleo ou do gás natural produzido nos campos, a que se refere o inciso IV do art. 3º, art. 4º e art. 5º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998;

II - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle operacional dos volumes consumidos, injetados, transferidos e transportados;

III - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle operacional dos volumes importados e exportados; e

IV - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, injetados e descartados.

Art. 3º Fica concedido o prazo máximo de 24 (vinte e quatro) meses, a contar da data de publicação desta Portaria, para que os sistemas de medição, já instalados e em utilização, sejam integralmente adequados ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado por este ato.

Art. 4º O não cumprimento das disposições contidas na presente Portaria sujeita o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN (Diretor-Geral da ANP) ARMANDO MARIANTE CARVALHO (Presidente do INMETRO)

Publicado no DOU de 20/06/2000

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

- (a) Objetivo Este Regulamento estabelece as condições mínimas que devem ser atendidas pelos sistemas de medição aplicáveis a:

1.1.1 Produção de petróleo e gás natural;

- 1.1.2 Transporte e estocagem de petróleo e gás natural;
- 1.1.3 Importação e exportação de petróleo e gás natural.

(b) Campo de Aplicação

1.2.1 Este Regulamento se aplica a todos os sistemas de medição em linha ou em tanques, equipados com dispositivos destinados a medir, computar e mostrar o volume de petróleo e gás natural produzidos, processados, armazenados ou transportados, e utilizados para :

1.2.1.1 Medição fiscal da produção de petróleo e gás natural nas instalações de produção, em terra e no mar;

1.2.1.2 Medição da produção de petróleo e gás natural em testes de longa duração dos campos de petróleo e gás natural;

1.2.1.3 Medição para apropriação da produção de petróleo e gás natural dos poços e campos;

1.2.1.4 Medição da produção de petróleo e gás natural em testes de poços, cujos resultados sejam utilizados para apropriação da produção aos campos e poços;

1.2.1.5 Medição operacional para controle de produção de petróleo e gás natural de um campo;

1.2.1.6 Medição operacional na entrada e saída das unidades de processamento de gás natural;

1.2.1.7 Medição operacional para controle da movimentação no transporte e estocagem de petróleo e gás natural;

1.2.1.8 Medição operacional nas importações e exportações de petróleo e gás natural.

1.2.2 Este Regulamento não se aplica:

1.2.2.1 Aos sistemas de medição que, formando parte de instalações de produção, armazenamento e transporte, tenham finalidades diversas daquelas descritas no subitem 1.2.1;

1.2.2.2 Aos sistemas de medição do refino de petróleo e medições de derivados líquidos de petróleo e gás natural;

1.2.2.3 Aos sistemas de distribuição de gás canalizado;

1.2.2.4 Aos sistemas de gás natural veicular.

(c) Normas e Regulamentos As normas e regulamentos a serem atendidos estão mencionados nos itens pertinentes deste Regulamento.

1.3.1 Os requisitos de portarias, regulamentos técnicos federais, normas ABNT, recomendações da OIML, normas ISO e normas pertinentes de outras instituições devem ser atendidos, nesta ordem de prioridade.

1.3.2 Para fins da determinação prevista neste Regulamento, os instrumentos e os métodos de medição são aqueles regulamentados pelas Portarias mencionadas no corpo deste Regulamento, não obstante a incorporação de outros instrumentos e métodos que venham a ter seu ato normativo posteriormente efetivado.

2. SIGLAS UTILIZADAS

ANP Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

INMETRO Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

OIML Organização Internacional de Metrologia Legal

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

ISO International Organization for Standardization

API American Petroleum Institute

AGA American Gas Association

ASTM American Society for Testing and Materials

CNP Conselho Nacional do Petróleo

INPM Instituto Nacional de Pesos e Medidas

3. DEFINIÇÕES Para efeito deste Regulamento são consideradas as seguintes definições, além daquelas constantes da Lei n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997, e do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural:
- 3.1 Medição fiscal Medição do volume de produção fiscalizada efetuada num ponto de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto n.º 2.705, de 03/08/1998.
 - 3.2 Medição fiscal compartilhada Medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição.
 - 3.3 Medição operacional Medição para controle da produção que inclui medições de petróleo e gás natural para consumo como combustível ou para qualquer outra utilização dentro do campo; do gás utilizado para elevação artificial, injeção, estocagem, ventilado ou queimado em tocha; da água produzida, injetada, captada ou descartada; do petróleo transferido; do gás natural para processamento; do petróleo e gás natural transportado, estocado, movimentado com transferência de custódia, importado ou exportado.
 - 3.4 Medição para apropriação Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.
 - 3.5 Relatório de medição Documento informando os valores medidos, os fatores de correção e o volume apurado num período de medição.
 - 3.6 Medidor fiscal Medidor utilizado para a medição fiscal do volume de produção de um ou mais campos.
 - 3.7 Tabela volumétrica Tabela indicando o volume contido em um tanque para cada nível de enchimento.
 - 3.8 Fator de calibração do medidor Quociente entre o volume bruto medido, utilizando um sistema de calibração, e o volume registrado por um medidor de fluidos durante um teste de calibração do medidor.
 - 3.9 Volume registrado (Prod Bruta) Variação no registro do totalizador de um medidor de fluidos, entre o início e o fim de uma medição.
 - 3.10 Volume efetivo (Prod Bruta corrig) Produto do volume registrado pelo fator de calibração do medidor.
 - 3.11 Volume efetivo em condições de referência Volume efetivo corrigido para as condições de referência de pressão e temperatura.
 - 3.12 Volume líquido (Prod líq = PLO) Volume de petróleo em condições de referência, uma vez descontado o volume de água e sedimentos.
 - 3.13 Vazão de teste de poço Volume total de produção de um poço, durante um teste, dividido pelo tempo, em horas, de duração do mesmo.
 - 3.14 Potencial de produção do poço Volume de produção de um poço durante 24 horas, à vazão de teste.
 - 3.15 Potencial de produção corrigido do poço Volume de produção de um poço à vazão de teste, durante o tempo de produção efetivo do poço.
 - 3.16 Potencial de produção corrigido do campo Somatório dos potenciais de produção corrigidos dos poços do campo.
 - 3.17 Razão gás - petróleo (RGO) Volume de gás produzido por volume de petróleo produzido, ambos medidos nas condições de referência.
 - 3.18 Vazão usual de operação Vazão de operação média, avaliada no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste de poço até a data de avaliação. No cálculo da vazão média não devem ser considerados os períodos em que não houve fluxo.
 - 3.19 Condições usuais de operação Condições de temperatura, pressão e propriedades (densidade e viscosidade) médias do fluido medido, avaliadas no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste do poço até a data de avaliação.
 - 3.20 Falha Acontecimento no qual o desempenho do sistema de medição não atende aos requisitos deste Regulamento ou das normas aplicáveis.
 - 3.21 Falha presumida Situação na qual existem indícios de falha do tipo:
 - a) regulagens e ajustes não autorizados;
 - b) variação dos volumes medidos que não corresponda a variações nas condições de operação das instalações de petróleo e gás natural.

- 3.22 Medidor padrão Medidor utilizado como padrão de comparação na calibração de outros medidores.
- 3.23 Medidor de fluidos Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume do fluido que passa pelo transdutor de medição, sob as condições de medição.
- 3.24 Provador em linha Recipiente aberto ou fechado, de volume conhecido, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores de petróleo.
- 3.25 Teste de longa duração Testes de poços, realizados durante a fase de Exploração, com a finalidade exclusiva de obtenção de dados e informações para conhecimento dos reservatórios, com tempo de fluxo total superior a 72 horas.
- 3.26 Para os termos técnicos, relativos às medições em geral, são aplicáveis as definições da Portaria INMETRO n.º 29/95 - Vocabulário de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia e da Portaria INMETRO n.º 102/88 - Vocabulário de Metrologia Legal.

4. UNIDADES DE MEDIDA

4.1 A unidade de volume na medição de petróleo é o metro cúbico (m³), nas condições de referência de 20 °C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

4.2 A unidade de volume na medição de gás natural é o metro cúbico (m³), nas condições de referência de 20 °C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

5. CRITÉRIOS GERAIS PARA MEDIÇÃO

5.1 Os equipamentos e sistemas de medição devem ser projetados, instalados, operados, testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para medir, de forma acurada e completa, as produções de petróleo e gás natural para fins fiscais e os volumes para controle operacional da produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural.

5.2 Os pontos de medição para fins fiscais devem ser aprovados pela ANP, e os sistemas de medição para fins fiscais devem ser aprovados pelo INMETRO, com sua utilização autorizada pela ANP antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração.

5.3 Os pontos de medição fiscal da produção de petróleo devem localizar-se imediatamente após as instalações de separação, tratamento e tancagem da produção, e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento, estocagem em estações de armazenamento, transporte ou terminais marítimos.

5.4 O ponto de medição fiscal da produção de gás natural deve localizar-se imediatamente após as instalações de separação e condicionamento e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento ou transporte .

5.5 As seguintes informações devem ser apresentadas para aprovação da ANP: a) Diagrama esquemático das instalações, indicando as principais correntes de petróleo, gás e água, a localização dos pontos de medição fiscal, os pontos de medição para controle operacional da produção, do gás para processamento, do transporte, estocagem , importação e exportação de petróleo e gás natural; b) Fluxograma de engenharia dos sistemas de medição, mostrando todas as tubulações, medidores e acessórios instalados; c) Especificações e folhas de dados dos instrumentos de medição, amostradores e acessórios; d) Memorial descritivo dos sistemas de medição, incluindo uma descrição dos equipamentos, instrumentos e sistemas de calibração a serem empregados; e) Memorial descritivo da operação dos sistemas de medição, contendo uma descrição dos procedimentos de medição, amostragem, análise e determinação de propriedades e cálculo dos volumes de produção.

5.6 Os sistemas de medição fiscal da produção devem ser inspecionados pela ANP, para verificar a sua correta instalação e funcionamento, antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração. Inspeções de outros sistemas podem ser executadas a critério da ANP.

5.7 O petróleo medido nos pontos de medição, excetuando-se as medições para apropriação, deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos.

5.7.1 A medição de petróleo em outras condições pode ser aprovada pela ANP, devendo ser previamente apresentados e justificados os critérios, parâmetros e fatores de correção para determinar o volume líquido de petróleo.

5.7.2 O sistema de medição deve incorporar detetores e/ou procedimentos operacionais para prevenir a transferência através do ponto de medição de petróleo que não obedeça às especificações do subitem 5.7 ou às especificações alternativas aprovadas pela ANP conforme subitem 5.7.1.

5.8 Os instrumentos de medição, as medidas materializadas e os sistemas de medição utilizados devem ser submetidos ao controle metrológico do INMETRO, quando houver, ou comprovar rastreabilidade aos padrões do INMETRO.

5.9 Todas as calibrações e inspeções requeridas neste Regulamento são executadas por conta e risco do concessionário ou do autorizatário de outras instalações de petróleo e gás natural e devem ser realizadas por pessoas ou entidades qualificadas.

6. MEDIÇÃO DE PETRÓLEO

6.1 Medição de Petróleo em Tanques.

6.1.1 Nas medições fiscais em tanques, o ponto de medição da produção está localizado, por convenção, imediatamente à jusante dos tanques de medição.

6.1.2 Os tanques utilizados para medição fiscal de petróleo devem atender aos seguintes requisitos: 6.1.2.1 Serem arqueados conforme subitem 6.2 deste Regulamento; 6.1.2.2 Serem providos de bocas de medição e de amostragem do conteúdo; 6.1.2.3 Serem providos de mesa de medição no fundo e de marca de referência próxima à boca de medição; 6.1.2.4 As linhas de enchimento devem ser projetadas para minimizar queda livre de líquido e respingos.

6.1.3 As medições de nível de líquido devem ser feitas com trena manual ou com sistemas automáticos de medição de nível.

6.1.4 As medições de nível de líquido nos tanques devem obedecer aos requisitos dos seguintes documentos e regulamentos: 6.1.4.1 Medições manuais com trena: Portaria INPM n.º 33/67 – Norma para Medição da Altura de Produtos de Petróleo Armazenados em Tanques. Portaria INMETRO n.º 145/99 - Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, estabelecendo as condições a que devem atender as medidas materializadas de comprimento, de uso geral. ISO/DIS 4512 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Equipment for Measurement of Liquid Levels in Storage Tanks - Manual Methods. 6.1.4.2 Medições com sistema automático: OIML R71 - Fixed Storage Tanks. General Requirements. OIML R85 - Automatic Level Gauges for Measuring the Level of Liquid in Fixed Storage Tanks. ISO 4266 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks - Automatic Methods. ISO/DIS 4266-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods – Part 1: Measurement of Level in Atmospheric Tanks.

6.1.5 Para determinação do volume medido devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores: a) Tabela volumétrica do tanque; b) Dilatação térmica entre a temperatura de medição e a condição de referência de 20 °C. A medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica devem atender aos requisitos das normas: Portaria do INPM n.º 9/67 – Norma de Termômetros para Petróleo e Seus Derivados Quando em Estado Líquido, Bem Como para os Respectivos Suportes. Portaria do INPM n.º 15/67 – Norma para Determinação de Temperatura do Petróleo e Seus Derivados Líquidos. CNP - Resolução n.º 06/70 - Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados ISO 4266 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks – Automatic Methods ISO/DIS 4266-4 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 4: Measurement of Temperature in Atmospheric Tanks ISO/DIS 4268 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Temperature Measurements – Manual Methods c) Conteúdo de água e sedimentos, determinado conforme subitem 6.5 deste Regulamento.

6.1.6 Todas as linhas conectando os tanques de medição às suas entradas e saídas, bem como a outros tanques e a drenos, devem ser providas de válvulas que possam ser seladas na posição fechada e instaladas o mais próximo possível do tanque. As válvulas devem ser testadas periodicamente para verificar a sua estanqueidade.

6.1.7 Os tanques devem ser operados em ciclos de enchimento e medição: 6.1.7.1 Durante o ciclo de enchimento, as válvulas de saída de petróleo do tanque para o ponto de medição devem estar fechadas e, no caso de medições fiscais, devem estar seladas. 6.1.7.2 Após o término do ciclo de enchimento, deve-se deixar o conteúdo do tanque repousar para liberação de vapores retidos no líquido ou gerados durante o enchimento e para eventual decantação de água. 6.1.7.3 Antes do início do ciclo de medição, devem ser fechadas todas as válvulas que conectam o tanque às entradas para enchimento, a outros tanques ou às saídas para pontos diferentes do ponto de medição. No caso de medições fiscais, as válvulas devem ser seladas na posição fechada. 6.1.7.4 Deve ser feita a amostragem conforme o subitem 6.5 e determinada a temperatura média conforme as normas aplicáveis. 6.1.7.5 O nível inicial deve ser medido conforme normas aplicáveis, sendo então aberta(s) a(s) válvula(s) de saída de petróleo para o ponto de medição. 6.1.7.6 Após o término da transferência do petróleo, são fechadas as válvulas de saída para o ponto de medição e medido o nível residual no tanque. Nas medições fiscais as válvulas devem ser seladas.

6.1.8 O cálculo dos volumes líquidos deve seguir as recomendações do seguinte documento: API - MPMS Chapter 12.1, Calculation of Static Petroleum Quantities, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels Chapter 12.1.1, Errata to Chapter 12.1—Calculation—Static Measurement, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels, First Edition Errata published

6.1.9 Devem ser elaborados relatórios de medição, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento, contendo todos os valores medidos e todos os cálculos para a determinação do volume de petróleo produzido, recebido ou transferido, através do ponto de medição.

6.2 Procedimentos para Arqueação de Tanques de Medição e Calibração de Sistemas de Medição de Nível

6.2.1 Os tanques devem ser arqueados, atendendo às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento, para a elaboração da tabela volumétrica. A tabela volumétrica deve ser apresentada à ANP antes da aprovação do tanque para fins de medição. Os tanques devem ser calibrados conforme as seguintes normas: ISO/DIS 4269-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Tank Calibration by Liquid Measurement – Part 1: Incremental Method Using Volumetric Meters ISO 7507-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 1: Strapping Method ISO 7507-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 2: Optical-Reference-Line Method ISO 7507-3 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 3: Optical-Triangulation Method ISO 7507-4 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 4: Internal Electro-Optical Distance-Ranging Method ISO/DIS 7507-5 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 5: External Electro-Optical Distance-Ranging Methods ISO/TR 7507-6 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 6: Recommendations for Monitoring, Checking and Verification of Tank Calibration and Capacity Table OIML R 71- Fixed Storage Tanks. General Requirements

6.2.2 Os tanques utilizados para medição de petróleo devem ser inspecionados por conta e risco do concessionário ou do autorizatário da instalação de petróleo ou gás natural, externa e internamente, uma vez a cada três anos, para determinar a existência de danos, incrustações e depósitos de material que possam afetar a calibração.

6.2.3 Os tanques utilizados para medição fiscal devem ser arqueados pelo menos a cada 10 anos ou imediatamente após a ocorrência de modificações capazes de afetar a calibração, devendo ficar fora de operação a partir desta ocorrência, até que seja efetuada a nova calibração.

6.2.4 As trenas utilizadas para medição devem ser verificadas, anualmente, pelo INMETRO.

6.2.5 Os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas verificadas pelo INMETRO, em três níveis a saber: próximos do nível máximo, médio e mínimo. A diferença entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automático devem ser menores que 6 mm.

6.3 Medição de Petróleo em Linha

6.3.1 Os sistemas de medição em linha devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos: a) Medidores de fluidos do tipo deslocamento positivo ou do tipo turbina, ou medidores mássicos tipo coriolis, com indicação de volume. Outros tipos de medidores podem ser utilizados, desde que sua utilização seja previamente autorizada pela ANP. Os medidores devem ser providos com totalizador sem dispositivo de retorno a zero ou, no caso de dispositivos eletrônicos, cujo retorno a zero não seja possível sem operar ajustes protegidos por meio de selos ou de outras proteções contra acesso não autorizado; b) Um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no subitem 6.4 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores de fluidos e aprovado pela ANP; c) Um sistema de amostragem proporcional à vazão, controlado por um sinal de saída do medidor de fluidos e atendendo aos requisitos do subitem 6.5 deste Regulamento; d) Um instrumento ou sistema de medição de temperatura ou de compensação automática de temperatura; e) Um instrumento ou sistema de medição de pressão ou de compensação automática da pressão.

6.3.2 Os sistemas de medição em linha devem ser projetados para: a) Serem compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados; b) Impedir refluxo através dos medidores; c) Proteger os medidores contra transientes de pressão; d) Proteger os medidores contra pressões de choque, maiores que as pressões de projeto dos mesmos; e) Não permitir a passagem de gases ou vapores pelos medidores; f) Não possuir contorno dos medidores.

6.3.3 Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 0.3 conforme OIML R117. Na operação dos sistemas de medição em linha deve ser assegurado que: a) Os medidores sejam operados dentro dos limites especificados pelo fabricante; b) As vazões e outras condições de operação estejam entre as máximas e as mínimas para assegurar que os erros máximos admissíveis não sejam excedidos; c) Os medidores fiscais sejam submetidos a calibração toda vez que houver mudanças nas condições de operação capazes de causar erros maiores que os máximos permissíveis.

6.3.4 A instalação e operação de sistemas de medição de petróleo em linha devem atender as orientações dos documentos abaixo relacionados e outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP: Portaria INMETRO n.º 113/97 (medidores mássicos) OIML R117 ISO 2714 Liquid hydrocarbons – Volumetric Measurement by Displacement Meter Systems Other Than Dispensing Pumps ISO 2715 Liquid Hydrocarbons – Volumetric Measurement by Turbine Meter Systems API - MPMS Chapter 5, Metering Chapter 5.1, General Consideration for Measurement by Meters. Chapter 5.4, Accessory Equipment for Liquid Meters. Chapter 5.5, Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed - Data Transmission Systems.

6.3.5 As medições devem ser corrigidas pelos seguintes fatores: a) Dilatação térmica entre a temperatura de referência e a temperatura de medição conforme as seguintes normas: CNP - Resolução n.º 06-70 - Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados API - MPMS Chapter 7.2, Temperature-Dynamic Temperature Determination. b) Compressibilidade do líquido entre a pressão de referência e a pressão de medição conforme a seguinte norma: API - MPMS Chapter 11.2.1M, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638-1074 Kilograms per Cubic Meter Range. c) Conteúdo de sedimentos e água no petróleo, determinado conforme o subitem 6.5 deste Regulamento.

6.3.6 O cálculo dos volumes dos líquidos medidos deve estar de acordo com a seguinte norma: ISO 4267-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calculation of Oil Quantities – Part 2: Dynamic Measurement

6.3.7 Devem ser elaborados relatórios de medição contendo todos os valores medidos, todos os parâmetros e fatores utilizados e todos os cálculos efetuados para determinação do volume líquido corrigido de petróleo, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento.

6.4 Calibração de Medidores em Linha

6.4.1 Os medidores fiscais da produção de petróleo em linha devem ser calibrados com um intervalo de no máximo 60 dias entre calibrações sucessivas. Intervalos maiores podem ser aprovados pela ANP com base no registro histórico das calibrações. Outros medidores devem ser submetidos a verificação e calibração conforme subitens 8.2.1 e 9.3 deste Regulamento.

6.4.2 Para instalações e operação de sistemas de calibração de medidores de petróleo em linha podem ser utilizados provadores, tanques de prova, medidores padrão ou outros sistemas previamente autorizados pela ANP, desde que atendam aos documentos abaixo relacionados ou outros reconhecidos internacionalmente, e aprovados pela ANP: ISO 7278-1 Liquid Hydrocarbons – Dynamic Measurement – Proving Systems for Volumetric Meters – Part 1: General Principles ISO 7278-2 Liquid Hydrocarbons – Dynamic Measurement – Proving Systems for Volumetric Meters – Part 2: Pipe Provers ISO 7278-3 Liquid Hydrocarbons – Dynamic Measurement – Proving Systems for Volumetric Meters – Part 3: Pulse Interpolation Techniques ISO/DIS 7278-4 Liquid Hydrocarbons – Dynamic Measurement – Proving Systems for Volumetric Meters – Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers API - MPMS Chapter 4, Proving Systems Chapter 4.1, Introduction, Second Edition. Chapter 4.3, Small Volume Provers Chapter 4.4, Tank Provers Chapter 4.5, Master-Meter Provers. Chapter 4.7, Field-Standard Test Measures.

6.4.3 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados na calibração dos calibradores de deslocamento mecânico, dos tanques de calibração, dos medidores padrões, e de outro sistema de calibração utilizado, devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.

6.4.4 Os medidores-padrão, utilizados para a calibração dos medidores de petróleo em operação, devem ser calibrados com tanques de calibração ou provadores em linha de deslocamento mecânico, para se obter um fator de calibração do medidor-padrão, antes de utilizá-lo para calibrar os medidores em operação.

6.4.5 O medidor-padrão deve ser calibrado com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação e com uma vazão igual à vazão usual do medidor em operação, com uma tolerância de $\pm 10\%$, para que o fator de calibração não apresente variação superior a 0,05% entre as condições de calibração do medidor padrão e as condições de calibração do medidor em operação. No caso em que um medidor padrão seja utilizado para calibração de diversos medidores em operação, com diferentes condições e diferentes vazões usuais de operação, devem ser feitas tantas calibrações do medidor padrão quantas forem necessárias para atender aos requisitos deste item para todos os medidores em operação.

6.4.6 O medidor padrão deve ser calibrado mensalmente, com intervalo de tempo entre calibrações sucessivas menores do que 60 dias. Calibrações menos frequentes podem ser autorizadas pela ANP, em função do tempo de operação do medidor padrão e dos resultados históricos das calibrações.

6.4.7 A calibração do medidor padrão deve ser realizada efetuando-se e registrando-se testes, de forma que as maiores diferenças obtidas nos testes, para os fatores do medidor, sejam menores do que 0,02%, a saber: a) resultados de dois testes consecutivos, se for utilizado um tanque de calibração; b) resultados de cinco, de seis testes sucessivos, se for utilizado um provador de deslocamento mecânico.

6.4.8 Na calibração de um medidor em operação com um medidor padrão, este pode ser instalado a montante ou a jusante do medidor em operação, porém, sempre a montante de qualquer válvula reguladora de contrapressão ou válvula de retenção, associadas com o medidor em operação e à jusante de filtros e eliminadores de gás.

6.4.9 Os provadores em linha, de deslocamento mecânico, e os tanques de calibração devem ser calibrados, pelo menos uma vez a cada 5 anos, utilizando-se os procedimen-

tos estabelecidos nas normas pertinentes e padrões rastreáveis ao INMETRO. Cópias dos relatórios de calibração, elaborados conforme o subitem 10.2 deste Regulamento, devem ser arquivadas para apresentação à ANP, quando for solicitado.

6.4.10 A calibração dos medidores fiscais em operação deve ser feita utilizando-se o fluido medido, nas condições usuais de medição, com desvios inferiores a 2% na massa específica e viscosidade, 5 °C na temperatura e 10% na pressão e com a vazão usual de operação, com desvio inferior a 10%.

6.4.11 Para o cálculo do fator de calibração, do medidor em operação, devem ser consideradas as seguintes correções do volume medido, quando pertinente: a) Variação do volume do calibrador pela ação da pressão do fluido sobre as paredes do mesmo; b) Dilatação térmica do líquido de teste; c) Variação do volume do calibrador de deslocamento mecânico ou do tanque de calibração com a temperatura; d) Variação do volume do líquido de teste com a pressão.

6.4.12 A calibração de um medidor em operação com um tanque de calibração consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar dois testes sucessivos com uma diferença menor que 0,05% do volume do tanque de calibração. O fator de calibração deve ser calculado com base na média aritmética dos dois testes.

6.4.13 A calibração de um medidor em operação com um medidor padrão consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar três testes sucessivos, nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração, calculados, seja menor que 0,05% . O fator de calibração deve ser calculado com base na média aritmética dos três testes.

6.4.14 A calibração de um medidor em operação com um provador em linha consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar cinco de seis testes sucessivos nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração, calculados, seja menor que 0,05%. O fator de calibração é calculado com base na média aritmética dos cinco testes.

6.4.15 Deve ser considerada uma falha presumida do medidor fiscal quando a variação do fator de calibração, em relação ao da calibração imediatamente anterior, for maior que 0,25% ou quando não for possível obter resultados para determinação do fator de calibração, conforme os subitens 6.4.12, 6.4.13 e 6.4.14 deste Regulamento.

6.5 Amostragem e Análise de Propriedades do Petróleo

6.5.1 Nas medições de petróleo, devem ser coletadas amostras, para análises qualitativas e quantitativas, para determinação do teor de água e sedimentos, da massa específica, para cada medição ou período de medição, a serem usadas na correção dos volumes medidos e outros usos. Analisadores em linha podem ser utilizados para medir em forma contínua ou mais freqüente as propriedades do petróleo. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, com base nas análises de laboratório das amostras recolhidas.

6.5.2 Nas medições fiscais da produção de petróleo devem ser coletadas amostras, pelo menos uma vez por mês, para determinação do teor de enxofre, metais pesados, pontos de corte, para atendimento da Portaria n.º 155 da ANP, de 21/10/1998.

6.5.3 A coleta de amostras deve atender às orientações dos seguintes documentos: Portaria do INPM n.º 12/67 – Norma de Amostragem de Petróleo e Seus Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos. ABNT 05800NB00418 75 Amostragem de Petróleo e Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos 0500NB00174 72 Norma Para Amostragem de Petróleo e Produtos Derivados API - MPMS Chapter 8, Sampling Chapter 8.2, Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D4177) Chapter 8.3, Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ASTM D5854)

6.5.4 Os sistemas de amostragem em linha devem cumprir os seguintes requisitos: a) O ponto de amostragem deve estar localizado imediatamente a montante ou a jusante do medidor; b) O ponto de amostragem escolhido deve permitir que a amostra seja perfeitamente representativa do produto. Caso se comprove ser necessário, deve ser incluído um sistema de mistura para garantir a representatividade das amostras; c)

O recipiente de coleta de amostras deve ser estanque e provido de um sistema de homogeneização das amostras.

6.5.5 As amostras obtidas pelos procedimentos de amostragem devem ser misturadas e homogeneizadas antes de se proceder às medições de propriedades e análises

6.5.6 Devem ser feitas as seguintes determinações e análises:

6.5.6.1 Determinação da massa específica do petróleo deve seguir as orientações dos seguintes documentos: ABNT 14065 98 Destilados de Petróleo e Óleos Viscosos - Determinação da Massa Específica e da Massa Específica Relativa Pelo Densímetro Digital. 07148 MB00104 92 Petróleo e Derivados - Determinação da Massa Específica - Método do Densímetro. API - MPMS Chapter 9, Density Determination

Chapter 9.1, Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products (ANSI/ASTM D 1298) (IP 160)

Chapter 9.3, Thermohydrometer Test Method for Density and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products. 6.5.6.2 Determinação do fração volumétrica de água e sedimento, conforme um dos métodos dos seguintes documentos: ABNT MB00038 72 Determinação da Água e Sedimentos em Petróleos Brutos e Óleos Combustíveis - (Métodos de Centrifugação) MB00294 66 Método de Ensaio Para a Determinação de Sedimentos em Petróleos e Óleos Combustíveis - Método por Extração 14236 98 Produtos de Petróleo e Materiais Betuminosos - Determinação do Teor de Água por Destilação API MPMS Chapter 10, Sediment and Water Chapter 10.7, Standard Test Method for Water in Crude Oil by Karl Fischer Titration (Potentiometric)(ANSI/ASTM D4377) (IP 356) 6.5.6.3 Determinação do Ponto de Ebulição Verdadeiro conforme um dos métodos dos seguintes documentos: ASTM D2892-98b Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15 -Theoretical Plate Column) ASTM D5236-95 Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method) 6.5.6.4 Determinação do teor de enxofre conforme um dos métodos dos seguintes documentos: ASTM D129-95 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method) ASTM D1266-98 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method) 6.5.6.5 Determinação de metais pesados conforme um dos métodos dos seguintes documentos: ASTM D5708-95a Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, and Iron in Crude Oils and Residual Fuels by Inductively Coupled Plasma (ICP) Atomic Emission Spectrometry ASTM D5863-95 Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, Iron, and Sodium in Crude Oils and Residual Fuels by Flame Atomic Absorption Spectrometry

7. MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

7.1 Medição de Gás Natural em Linha

7.1.1 As medições de gás natural nos pontos de medição da produção devem utilizar placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultra-sônico. Outros tipos de medidores podem ser utilizados se previamente autorizados pela ANP.

7.1.2 As medições de gás recebido num campo para elevação artificial ou injeção devem ser consideradas como medições fiscais.

7.1.3 Os sistemas de medição de gás devem ser instalados conforme documentos de referência e especificações dos fabricantes dos instrumentos de medição.

7.1.4 Não podem ser instalados contornos nos sistemas de medição de gás. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos.

7.1.5 Os sistemas de medição de gás devem ser operados com as vazões, entre a máxima e mínima, especificadas pelo fabricante.

7.1.6 Os instrumentos de medição de vazão, pressão diferencial e pressão e temperatura de fluxo devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com aquela necessária para se obter a incerteza especificada neste Regulamento. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.

7.1.7 Nas medições de gás natural com placas de orifício devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos: NBR ISO 5167-1 Medição de Vazão de Fluidos por Meio de Instrumentos de Pressão – Parte 1: Placas de Orifício, Bocais e Tubos de Venturi Instalados em Seção Transversal Circular de Conduitos Forçados. ISO/TR 5168 Measurement of Fluid Flow – Evaluation of Uncertainties ISO/TR 9464 Guidelines for The Use of ISO 5167-1:1991 API - MPMS Chapter 14.2, Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases (A.G.A. Report n.º 8) Chapter 14.3, Part 1, Concentric, Square-Edged Orifice Meters (A.G.A. Report n.º 3) (GPA 8185-90) Chapter 14.3, Part 2, Specification and Installation Requirements, Reaffirmed May 1996 (ANSI/API 2530) Chapter 14.3, Part 3, Natural Gas Applications.

7.1.8 Nas medições de gás com turbinas devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento: AGA Measurement of Gas by Turbine Meters, A.G.A. Report n.º. 7 .

7.1.9 Nas medições de gás com medidores ultra-sônicos devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento: AGA Report n.º 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters

7.1.10 Os sistemas de medição fiscal de gás devem ser projetados, calibrados e operados de forma que a incerteza de medição seja inferior a 1,5%. Os demais sistemas de medição devem ter uma incerteza de medição inferior a 3%.

7.1.11 Os sistemas de medição fiscal de gás natural devem incluir dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática e de temperatura. A compensação deve incluir as variações do coeficiente de compressibilidade do gás decorrentes das variações de pressão e temperatura.

7.1.12 As variações na composição do gás, registradas durante as análises periódicas, conforme o subitem 7.3 deste Regulamento, devem ser compensadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subsequentes.

7.1.13 Os sistemas de medição fiscal de produção de gás natural, cuja vazão máxima seja inferior a 5.000 m³ por dia, podem prescindir dos dispositivos de correção automática de pressão e temperatura, devendo ser registradas a pressão e a temperatura utilizadas no cálculo da vazão junto com a temperatura média do gás no período, determinada por no mínimo três leituras diárias. A incerteza de medição nestes sistemas deve ser inferior a 3%.

7.2 Calibração e Inspeção de Medidores de Gás Natural

7.2.1 Os medidores de gás devem ser calibrados segundo os critérios da norma NBR ISO 10012-1, com intervalo inicial entre calibrações sucessivas não superior a 60 dias para medidores fiscais e não superior a 90 dias para outros medidores.

7.2.2 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados para a calibração dos instrumentos de medição e sistemas de medição devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.

7.2.3 Os medidores de gás do tipo turbina e medidores do tipo ultra-sônico devem ser calibrados com uma vazão igual à vazão usual de operação, com uma exatidão de medição de $\pm 10\%$. Devem ser calibrados os instrumentos de pressão e temperatura utilizados para compensação de pressão e temperatura, devendo a exatidão das medições estar dentro dos limites para se obter uma incerteza, no resultado da medição, menor que a especificada neste Regulamento.

7.2.4 Nas medições com placas de orifício, devem ser calibrados os instrumentos de pressão diferencial, pressão e temperatura de fluxo, devendo a exatidão das medições de pressão diferencial, pressão e temperatura estar dentro dos limites para se obter uma incerteza, no resultado da medição, inferior à especificada neste Regulamento. Se as exatidões de medição estiverem fora dos limites, os instrumentos devem ser regulados ou ajustados.

7.2.5 As placas de orifício utilizadas na medição fiscal de gás natural devem ser inspecionadas anualmente para verificar se estão dentro das tolerâncias dimensionais, conforme normas aplicáveis. Os trechos de medição, das medições fiscais, devem ser inspecionados, interna e externamente, a cada três anos, para determinação das

dimensões dos tubos e da rugosidade interna dos mesmos, que devem estar dentro dos limites estabelecidos pelas normas aplicáveis.

7.3 Amostragem e Análise de Gás Natural

7.3.1 Nos pontos de medição fiscal da produção de gás natural, devem ser tomadas amostras para análise, pelo menos uma vez por mês. Podem ser utilizados analisadores em linha para medição das propriedades e composições com maior frequência. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, pela análise de laboratório das amostras coletadas. A amostragem de gás natural deve atender aos requisitos dos seguintes documentos: API - MPMS Chapter 14.1, Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.

7.3.2 As amostras de gás devem ser analisadas qualitativa e quantitativamente para se obter a composição do gás, a massa específica, o poder calorífico, os teores de gases inertes e contaminantes, para o atendimento da Portaria ANP n.º 41, de 15/04/1998, para correções nas medições dos volumes e para outros usos. Devem ser utilizados os métodos descritos nos seguintes documentos: ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5 ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C8 - Gas Chromatography Method

8. APROPRIAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

8.1 Medições Compartilhadas

8.1.1 Os sistemas de medição compartilhada das produções de dois ou mais campos devem ser autorizados pela ANP, antes do início da produção. A documentação para autorização deve incluir uma descrição detalhada dos métodos de apropriação da produção a cada campo e dos sistemas de medição para apropriação utilizados.

8.1.2 Nos sistemas de medição compartilhada, a produção de cada campo deve ser determinada por apropriação, com base na produção medida em medidores de apropriação ou estimada com base nos testes dos poços de cada campo e no tempo de produção de cada poço no mês.

8.2 Medições para Apropriação

8.2.1 As medições para apropriação da produção de petróleo devem cumprir os requisitos para as medições fiscais, com as seguintes exceções: 8.2.1.1 O petróleo pode ser não estabilizado e conter mais de 1% em volume de água e sedimentos. 8.2.1.2 Nas medições em tanques, os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas verificadas pelo INMETRO, em três níveis, a saber: próximos do nível máximo, médio e mínimo. As discrepâncias entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automática devem ser menores que 12 mm. 8.2.1.3 Nas medições em tanque de volumes de produção de petróleo menores que 50 m³/dia, com tanques de capacidade menor que 100 m³, a arqueação do tanque pode ser efetuada por procedimento simplificado, baseado nas dimensões principais do mesmo. Nestas medições é permitida a utilização de medição de nível por régua externa ao tanque, com precisão de 20 mm, incluídos os erros de leitura devidos à posição do observador. 8.2.1.4 Os medidores em linha devem ser projetados, operados e calibrados para se obter uma classe de exatidão 1.0, conforme OIML R 117. Os medidores devem ser calibrados com intervalos não superiores a 90 dias. A ANP pode autorizar intervalos maiores entre calibrações sucessivas, com base no registro histórico das calibrações. 8.2.1.5 Na calibração dos medidores em linha, conforme subitens 6.4.12, 6.4.13 e 6.4.14, a diferença entre os valores do fator do medidor, nos diferentes testes, não deve ser superior a 0,4%.

8.2.2 Nas medições para apropriação da produção de petróleo não estabilizado, deve ser considerado o fator de encolhimento devido à liberação de vapores após a medição, quando da estabilização do petróleo. No caso em que esses vapores forem recuperados

na unidade de tratamento, deve ser computada a produção de gás, estimada com base no volume de óleo e a RGO do petróleo nas condições de medição para apropriação.

8.2.3 Os fatores de encolhimento, a RGO e os fatores de correção para a produção de gás, quando utilizados na determinação de volumes de produção, devem ser determinados mensalmente com intervalos não superiores a 42 dias, conforme métodos das normas aplicáveis.

8.2.4 Quando houver água livre no petróleo, medido nas condições de tanque, o seu volume deve ser determinado por decantação e nas medições em linha, através de analisador de fração total de água ou da obtenção de amostras representativas.

8.2.5 As medições para apropriação da produção de gás devem atender aos requisitos das medições fiscais de gás, com as seguintes diferenças: 8.2.5.1 A incerteza de medição deve ser menor que 2%. 8.2.5.2 As análises de gás devem ser trimestrais. 8.2.5.3 Para sistemas de medição com vazão máxima inferior a 5.000 m³ por dia, aplicam-se os critérios do subitem 7.1.13 deste Regulamento.

8.2.6 Nas medições para apropriação da produção de gás natural, devem ser considerados os fatores de correção devidos à separação de componentes e à condensação após a medição, quando do condicionamento do gás. Os fatores de correção devem ser calculados com base na medição direta dos volumes separados ou das composições das correntes e balanço de material das unidades de condicionamento. Os volumes de condensado devem ser apropriados como produção de petróleo.

8.2.7 As medições para apropriação devem atender aos requisitos do seguinte documento: API -MPMS Chapter 20, Allocation Measurement of Oil and Natural Gas Chapter 20.1, Allocation Measurement

8.3 Testes de Poços

8.3.1 Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados para apropriação da produção a um campo, cada poço em produção deve ser testado mensalmente, com um intervalo entre testes sucessivos não superior a 42 dias, ou sempre que houver mudanças nas condições de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

8.3.2 Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados somente para apropriação da produção aos poços, cada poço em produção deve ser testado com um intervalo entre testes sucessivos não superior a 90 dias, ou sempre que houver mudanças nas condições de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

8.3.3 Os testes devem ser realizados utilizando-se separadores de testes ou tanques de teste. Outros métodos de teste devem ser previamente aprovados pela ANP.

8.3.4 As condições de teste devem ser iguais às condições usuais de operação. Quando isto não for possível, as vazões obtidas devem ser corrigidas para as condições usuais de operação.

8.3.5 Os testes devem ter uma duração de pelo menos quatro horas, precedidas de um tempo de produção nas condições de teste, não inferior a uma hora, para a estabilização das condições operacionais.

8.3.6 Nos testes devem ser medidos os volumes de petróleo, gás natural e água produzidos. A medição de gás pode ser estimada quando a ANP houver autorizado a ventilação ou a queima do gás natural produzido no campo, ou ainda tratar-se de um poço de gas lift intermitente. A medição da água pode ser estimada quando não houver produção de água livre ou quando assim for autorizado pela ANP. A produção de água deve ser determinada, neste caso, através da medição do conteúdo, medição de água e sedimentos no fluido produzido.

8.3.7 Os sistemas de medição utilizados para os testes de poços devem atender aos requisitos dos sistemas de medição para apropriação.

8.3.8 Devem ser elaborados relatórios de teste de poços, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento

8.4 Apropriação da Produção aos Poços e Campos

8.4.1 A produção medida nos pontos de medição deve ser apropriada aos poços do campo, com base nos testes dos poços. 8.4.1.1 A produção apropriada a cada poço será igual ao volume total de produção do campo, multiplicado pelo potencial de produção corrigido do poço e dividido pelo potencial de produção corrigido do campo. 8.4.1.2 Este critério será utilizado para apropriação da produção de petróleo e de gás natural.

8.4.2 A apropriação da produção medida num ponto de medição compartilhado por dois ou mais campos, quando feita com base nos testes de poços, deve considerar o seguinte: 8.4.2.1 Calcular o potencial de produção corrigido de todos os campos cuja produção é medida no ponto de medição, que é igual à soma dos potenciais corrigidos da produção dos poços de todos os campos envolvidos. 8.4.2.2 Apropriar a produção a cada poço, que é igual ao potencial de produção corrigido do poço multiplicado pela produção total de todos os campos que compartilham o ponto de medição e dividido pela soma dos potenciais de produção corrigidos de todos os campos. 8.4.2.3 A produção apropriada a cada campo é igual à soma das produções apropriadas aos poços desse campo.

8.4.3 A produção deve ser apropriada mensalmente, com base no último teste de produção de cada poço. Deve ser verificado se os tempos de produção de todos os poços referem-se ao mesmo período de um mês gregoriano.

8.4.4 Quando são feitas medições para apropriação da produção, medida num ponto de medição compartilhado, a produção apropriada a cada campo é igual ao volume total de produção, multiplicado pelo volume medido na(s) respectiva(s) medição(ões) para apropriação e dividido pela soma dos volumes medidos em todas as medições para apropriação dos campos que compartilham o ponto de medição. A apropriação da produção aos poços deve ser feita para cada campo conforme subitem 8.4.1 deste Regulamento, utilizando o valor de produção apropriado para o campo como volume total da produção do campo.

9. MEDIÇÕES PARA CONTROLE OPERACIONAL DA PRODUÇÃO, MOVIMENTAÇÃO E TRANSPORTE, IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

9.1 As principais variáveis de processo dos sistemas de produção, movimentação e transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural para processamento devem ser medidas e registradas de forma a permitir o acompanhamento operacional.

9.2 Os instrumentos e sistemas de medição utilizados nas medições para controle operacional devem ser adequados para as medições e compatíveis com as condições operacionais. As medições nos pontos de transferência de custódia de petróleo e gás natural devem atender, como mínimo, aos requisitos para medições fiscais, conforme este Regulamento.

9.3 Os instrumentos dos sistemas de medição para controle operacional devem ser, periodicamente, submetidos a verificação ou calibração, conforme um programa a ser apresentado à ANP.

9.4 Devem ser medidos os seguintes volumes:

9.4.1 Volumes de petróleo e gás natural utilizados como combustíveis ou qualquer outra utilização dentro do campo. A medição desses volumes por estimativa deve ser previamente aprovada pela ANP. Essas medições devem obedecer aos requisitos de medições para apropriação.

9.4.2 Volumes totais de gás utilizado para elevação artificial e destinado a injeção nos poços.

9.4.2.1 A apropriação de volumes de gás para elevação artificial ou injetados nos poços, utilizando instrumentos dedicados ou através de testes, deve ser feita de acordo com o procedimento usado para apropriação da produção, conforme subitem 8.4 deste Regulamento.

9.4.3 Volumes de gás ventilado ou queimado em tochas. A estimativa destes volumes por balanço ou outros procedimentos deve ser previamente autorizada pela ANP.

9.4.4 Volumes totais de água produzida, injetada nos poços e descartada. 9.4.4.1 A apropriação de volumes de água produzida e injetada em cada poço, através

de instrumentos dedicados ou de testes periódicos, deve ser feita de acordo com o procedimento utilizado para apropriação da produção, conforme subitem 8.4 deste Regulamento.

9.4.5 Volumes de petróleo armazenado em estocagens intermediárias dos sistemas de produção.

9.4.6 Volumes de petróleo armazenado em terminais dos sistemas de transporte.

9.4.7 Volumes de petróleo e gás natural transportados.

9.4.8 Volumes de gás natural para processamento.

9.4.9 Volumes de gás natural armazenado em sistemas de armazenamento.

10. PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS

10.1 Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição

10.1.1 A falha real ou presumida de um sistema de medição pode ser detectada:

10.1.1.1 Durante a operação, se o sistema apresentar problemas operacionais ou fornecer resultados errôneos ou forem comprovadas regulagens ou ajustes não autorizados;

10.1.1.2 Durante a calibração, se o sistema apresentar erros ou variações na calibração acima dos limites ou se os instrumentos não puderem ser calibrados.

10.1.2 Quando for detectada uma falha num medidor, o mesmo deve ser retirado de operação para regulagem ou ajuste e calibração e substituído por outro calibrado. A produção, entre o momento da falha e a saída de operação será estimada com base na produção média horária antes da falha. Quando a falha for detectada durante a calibração periódica, a produção afetada é considerada a produção desde a calibração precedente ou durante os 21 dias imediatamente anteriores à calibração.

10.1.3 A ANP deve ser notificada, por escrito, dentro de 48 horas, da ocorrência de uma falha no sistema de medição fiscal da produção, assim como de quaisquer outros incidentes operacionais que vierem a causar erro na medição ou quando houver interrupção total ou parcial da medição. A notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados.

10.2 Relatórios de Medição, Teste, Calibração e Inspeção

10.2.1 Todas as medições, análises e cálculos efetuados para a determinação da produção fiscal de um campo devem ser registrados em relatórios de produção. Os relatórios de produção devem cobrir um carregamento ou um dia de produção, o que for menor. Quando for efetuada uma medição em tanque de produção de petróleo, correspondente a mais de um dia, o volume medido deve ser apropriado aos dias de produção, proporcionalmente ao tempo de produção em cada dia.

10.2.2 O modelo dos relatórios da medição fiscal e da medição para o controle operacional da produção deve ser apresentado para aprovação da ANP. No caso de relatórios elaborados por meios eletrônicos, estes devem conter todas as fórmulas de cálculo utilizadas.

10.2.3 Todas as medições, análises e cálculos efetuados para determinação das medições para controle operacional das demais atividades devem ser registrados em relatórios com este fim.

10.2.4 Os relatórios de medição fiscal e para apropriação devem incluir, pelo menos: a) Nome do concessionário ou autorizatário; b) Identificação do campo ou da instalação; c) Data e hora de elaboração do relatório; d) Período de produção ou da movimentação do fluido; e) Identificação dos pontos de medição; f) Valores registrados (totais, níveis, temperaturas, pressões); g) Volumes brutos (passou pelo medidor), brutos corrigidos (passou pelo medidor x FC) e líquidos de produção (bruto corrigido x cpl x FE x BSW) ou movimentação; h) Resultados das análises de laboratório; i) Fatores de correção com os parâmetros e métodos empregados para sua determinação; j) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

10.2.5 Devem ser elaborados relatórios dos testes de produção dos poços, imediatamente após a finalização dos testes. Os relatórios de testes de poços devem incluir, pelo menos: a) Nome do concessionário; b) Identificação do campo; c) Data e hora de elaboração do relatório; d) Identificação do poço; e) Identificação dos equipamentos

e sistemas de medição utilizados no teste; f) Data e hora de alinhamento do poço para teste; g) Data e hora de início do teste; h) Data e hora de finalização do teste; i) Valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) no início, a cada hora e no fim do teste; j) Volumes brutos, brutos em condições padrão e volumes líquidos da produção de petróleo, gás e água; k) Resultados das análises de propriedades do petróleo, gás e água; l) Fatores de correção utilizados, parâmetros e métodos de cálculo dos mesmos; m) Volumes de produção diária de petróleo, gás e água; n) Vazões de teste de petróleo, gás e água; o) Razão gás/petróleo; p) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

10.2.6 Devem ser emitidos relatórios de calibração de todos os instrumentos e sistemas de medição. Os relatórios devem ser elaborados imediatamente após a calibração e devem incluir informações para verificar a rastreabilidade ao INMETRO, dos instrumentos e sistemas de calibração.

10.2.7 Devem ser emitidos relatórios de inspeção de tanques e sistemas de medição.

10.2.8 Os relatórios de medição, teste e calibração devem ser arquivados por 5 anos, estando à disposição para exame, pela ANP ou seus representantes.

10.3 Inspeções

10.3.1 A ANP tem acesso livre, a qualquer tempo, às instalações de petróleo e gás natural para inspeção dos sistemas de medição, verificação das operações e dos relatórios de medição.

10.3.2 As inspeções podem incluir, mas não se limitam a : a) Verificação se os sistemas de medição estão instalados conforme normas e regulamentos aplicáveis e conforme as recomendações dos fabricantes; b) Inspeção do estado dos sistemas e instrumentos de medição; c) Verificação dos selos e as respectivas planilhas de controle; d) Acompanhamento de inspeções de tanques e sistemas de medição; e) Acompanhamento de calibração de sistemas e instrumentos; f) Acompanhamento de operações de medição; g) Acompanhamento de testes de produção; h) Verificação dos cálculos dos volumes; i) Acompanhamento das operações de amostragem e análise de laboratório; j) Verificação dos relatórios de medição, teste e calibração.

10.3.3 Todos os instrumentos, equipamentos e pessoal necessários para as inspeções devem ser providos pelo concessionário, sem ônus para a ANP.

10.3.4 Quando a ANP solicitar a realização de inspeções que impliquem em operações não rotineiras, o concessionário deve providenciar a realização das mesmas dentro de 2 dias úteis da solicitação da ANP. Quando a inspeção incluir o acompanhamento de operações programadas, tais como calibração de sistemas de medição ou teste de poços, a ANP indicará a sua intenção de inspecionar tais operações. O concessionário confirmará a data e hora de realização das operações com, pelo menos, 7 dias de antecedência.

11. SELAGEM DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO FISCAL

11.1 Os sistemas de medição fiscal da produção de petróleo e gás natural devem ser protegidos contra acesso não autorizado, de forma a evitar dano, falha ou perda de calibração dos instrumentos e componentes do sistema.

11.2 Devem ser instalados selos para evitar acesso não autorizado às operações que possam afetar o desempenho dos instrumentos e dos sistemas de medição. Para operações realizadas através de programação, devem ser incluídas palavras chave ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas e programas de configuração, ajuste e calibração.

11.3 Devem ser selados os sistemas de amostragem automática para impedir a descaracterização das amostras.

11.4 As válvulas dos tanques devem ser providas de selos, conforme subitem 6.1.6 deste Regulamento

11.5 Deve ser elaborado um plano de selagem para cada sistema de medição, relacionando todos os selos instalados em instrumentos, válvulas e outros dispositivos, a função de cada selo e as operações para as quais é necessária a sua remoção.

11.6 Os selos devem ser numerados. Deve ser elaborado um registro de todos os selos utilizados, indicando a localização, a data e hora de instalação e remoção de cada um deles. O registro deve ser mantido permanentemente atualizado e disponível na instalação de produção para inspeção pela ANP ou por seus representantes autorizados. O registro deve conter, pelo menos: a) Nome do concessionário; b) Identificação da concessão e do campo; c) Relação de todos os pontos de instalação de selos, com o número do selo instalado em cada um deles e a data e a hora de instalação; d) Histórico das operações de remoção e instalação de selos, com data e hora, identificação.

B**LEI DO PETRÓLEO (Nº 9.478, DE 6.8.1997)**

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, Gás Natural e Biocombustíveis e dá outras providências.

O Decreto nº 2.705, de 3.8.1998 - DOU 4.8.1998 - Efeitos a partir de 4.8.1998 - define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata esta Lei, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

O Decreto nº 2.455, de 14.1.1998 - DOU 15.1.1998 - Efeitos a partir de 15.1.1998 - implantou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), autarquia sob regime especial, aprovou sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Capítulo I Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional

Art. 1º. As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.
- XII - incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional.

(Nota)

Capítulo II Do Conselho Nacional de Política Energética

Art. 2º. Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (Nota)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico.(NR) (Nota) § 1º. Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético. § 2º. O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

Capítulo III Da Titularidade e do Monopólio do Petróleo e do Gás Natural

SEÇÃO I Do Exercício do Monopólio

Art. 3º. Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º. Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º. As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Seção II Das Definições Técnicas

Art. 6º. Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado;

II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

IV - Derivados Básicos: principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo;

VI - Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII - Transporte: movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades;

IX - Bacia Sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não;

X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;

XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção;

XII - 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;

XIII - 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;

XIV - 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; XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;

XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;

XVII - Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;

XVIII - Descoberta Comercial: descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção;

XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados; XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXI - 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;

XXII - 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;

XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

XXIV - Biocombustível: combustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna ou, conforme regulamento, para outro tipo de geração de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil;

(Nota)

XXV - Biodiesel: biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil.”(NR)

(Nota)

CAPÍTULO IV DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Nota)

SEÇÃO I Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

(Nota) Parágrafo único. A ANP terá sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais. Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

(Nota)

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

(Nota)

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas; IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução; V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

(Nota)

A Portaria ANP nº 234 de 12.8.2003 - DOU 13.8.2003 - efeitos a partir de 13.8.2003 aprovou o Regulamento que define o procedimento de imposição de penalidades aplicável aos infratores das disposições e termos constantes dos contratos de concessão, dos editais de licitação e na legislação aplicável.

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

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

(Nota)

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento; XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

(Nota)

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

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de com-

bustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biodiesel, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; (Nota)

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação; (Nota)

XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis. (Nota)

A Medida Provisória nº 227, de 6.12.2004 - DOU 7.12.2004 Dispõe sobre o Registro Especial, na Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda, de produtor ou importador de biodiesel e sobre a incidência da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS sobre as receitas decorrentes da venda desse produto. O art. 2º desta Medida Provisória estabelece que poderá ser cancelado, este Registro Especial a qualquer tempo, pela Secretaria da Receita Federal se, após a sua concessão, ocorrer o cancelamento da concessão ou autorização instituída pelo inciso acima descrito..

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

Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Cade e à Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, para que estes adotem as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente.

(Nota) Parágrafo único. Independentemente da comunicação prevista no caput deste artigo, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Cade notificará a ANP do teor da decisão que aplicar sanção por infração da ordem econômica cometida por empresas ou pessoas físicas no exercício de atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, no prazo máximo de vinte e quatro horas após a publicação do respectivo acórdão, para que esta adote as providências legais de sua alçada.

(Nota)

SEÇÃO II Da Estrutura Organizacional da Autarquia

Art. 11º. A ANP será dirigida, em regime de colegiado, por uma Diretoria composta de um Diretor-Geral e quatro Diretores.

§ 1º. Integrará a estrutura organizacional da ANP um Procurador-Geral.

§ 2º. Os membros da Diretoria serão nomeados pelo Presidente da República, após aprovação dos respectivos nomes pelo Senado Federal, nos termos da alínea f do inciso III do art. 52 da Constituição Federal.

§ 3º. Os membros da Diretoria cumprirão mandatos de quatro anos, não coincidentes, permitida a recondução, observado o disposto no art. 75 desta Lei. Art. 12.

(VETADO) I -

(VETADO) II -

(VETADO) III -

(VETADO) Parágrafo único.

(VETADO) Art. 13. Revogado.

(Nota) I - Revogado.

(Nota) II - Revogado.

(Nota) III - Revogado.

(Nota) Parágrafo único - Revogado.

(Nota) Art. 14. Terminado o mandato, ou uma vez exonerado do cargo, o ex-Diretor da ANP ficará impedido, por um período de doze meses, contados da data de sua exoneração, de prestar, direta ou indiretamente, qualquer tipo de serviço a empresa integrante da indústria do petróleo ou de distribuição. § 1º. Durante o impedimento, o ex-Diretor que não tiver sido exonerado nos termos do art. 12 poderá continuar prestando serviço à ANP, ou a qualquer órgão da Administração Direta da União, mediante remuneração equivalente à do cargo de direção que exerceu. § 2º. Incorre na prática de advocacia administrativa, sujeitando-se às penas da lei, o ex-Diretor que violar o impedimento previsto neste artigo.

SEÇÃO III Das Receitas e do Acervo da Autarquia

Art. 15. Constituem receitas da ANP:

I - as dotações consignadas no Orçamento Geral da União, créditos especiais, transferências e repasses que lhe forem conferidos;

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

III - os recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos celebrados com entidades, organismos ou empresas, excetuados os referidos no inciso anterior;

IV - as doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados;

V - o produto dos emolumentos, taxas e multas previstos na legislação específica, os valores apurados na venda ou locação dos bens móveis e imóveis de sua propriedade, bem como os decorrentes da venda de dados e informações técnicas, inclusive para fins de licitação, ressalvados os referidos no § 2º do art. 22 desta Lei.

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

SEÇÃO IV Do Processo Decisório

Art. 17. O processo decisório da ANP obedecerá aos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade e publicidade. Art. 18. As sessões deliberativas da Diretoria da ANP que se destinem a resolver pendências entre agentes econômicos e entre estes e consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de delas obter transcrições. Art. 19. As iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão precedidas de audiência pública convocada e dirigida pela ANP. Art. 20. O regimento interno da ANP disporá sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento.

CAPÍTULO V Da Exploração e da Produção

SEÇÃO I Das Normas Gerais

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

Art. 22. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração.

§ 1º. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.

§ 2º. A ANP estabelecerá critérios para remuneração à PETROBRÁS pelos dados e

informações referidos no parágrafo anterior e que venham a ser utilizados pelas partes interessadas, com fiel observância ao disposto no art. 117 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com as alterações procedidas pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997.

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei. Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.

Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º. Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º. A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

Art. 25. Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

§ 1º. Em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção.

§ 2º. A ANP emitirá seu parecer sobre os planos e projetos referidos no parágrafo anterior no prazo máximo de cento e oitenta dias.

§ 3º. Decorrido o prazo estipulado no parágrafo anterior sem que haja manifestação da ANP, os planos e projetos considerar-se-ão automaticamente aprovados.

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção. Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Art. 28. As concessões extinguir-se-ão:

I - pelo vencimento do prazo contratual;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato; V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.

§ 1º. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP, na forma prevista no inciso VI do art. 43.

§ 2º. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

Art. 29. É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25. Parágrafo único. A transferência do contrato só poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização da ANP.

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

SEÇÃO II Das Normas Específicas para as Atividades em Curso

Art. 31. A PETROBRÁS submeterá à ANP, no prazo de três meses da publicação desta Lei, seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, com informações e dados que propiciem: I - o conhecimento das atividades de produção em cada campo, cuja demarcação poderá incluir uma área de segurança técnica; II - o conhecimento das atividades de exploração e desenvolvimento, registrando, neste caso, os custos incorridos, os investimentos realizados e o cronograma dos investimentos a realizar, em cada bloco onde tenha definido prospectos.

Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção. Parágrafo único. Cabe à ANP, após a avaliação da capacitação financeira da PETROBRÁS e dos dados e informações de que trata o art. 31, aprovar os blocos em que os trabalhos referidos neste artigo terão continuidade.

Art. 34. Cumprido o disposto no art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRÁS, dispensada a licitação prevista no art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI. Parágrafo único. Os contratos de concessão referidos neste artigo serão regidos, no que couber, pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior e obedecerão ao disposto na Seção V deste Capítulo.

Art. 35. Os blocos não contemplados pelos contratos de concessão mencionados no artigo anterior e aqueles em que tenha havido insucesso nos trabalhos de exploração, ou não tenham sido ajustados com a ANP, dentro dos prazos estipulados, serão objeto de licitação pela ANP para a outorga de novos contratos de concessão, regidos pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior.

SEÇÃO III Do Edital de Licitação

Art. 36. A licitação para outorga dos contratos de concessão referidos no art. 23 obedecerá ao disposto nesta Lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital.

Art. 37. O edital da licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I - o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos;

II - os requisitos exigidos dos concorrentes, nos termos do art. 25, e os critérios de pré-qualificação, quando este procedimento for adotado;

III - as participações governamentais mínimas, na forma do disposto no art. 45, e a participação dos superficiários prevista no art. 52;

IV - a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica dos interessados, bem como para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta;

V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato; VI - o prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição. Parágrafo único. O prazo de duração da fase de exploração, referido no inciso I deste artigo, será estimado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada bloco.

Art. 38. Quando permitida a participação de empresas em consórcio, o edital conterà as seguintes exigências:

I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas;

II - indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas;

III - apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio;
 IV - proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na licitação de um mesmo bloco;

V - outorga de concessão ao consórcio vencedor da licitação condicionada ao registro do instrumento constitutivo do consórcio, na forma do disposto no parágrafo único do art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 39. O edital conterà a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer isoladamente ou em consórcio deverá apresentar, juntamente com sua proposta e em envelope separado:

I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal, nos termos da regulamentação a ser editada pela ANP;

II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de encontrar-se organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;

III - designação de um representante legal junto à ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada;

IV - compromisso de, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil. Parágrafo único. A assinatura do contrato de concessão ficará condicionada ao efetivo cumprimento do compromisso assumido de acordo com o inciso IV deste artigo.

SEÇÃO IV Do Julgamento da Licitação

Art. 40. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Art. 41. No julgamento da licitação, além de outros critérios que o edital expressamente estipular, serão levados em conta:

I - o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;

II - as participações governamentais referidas no art. 45.

Art. 42. Em caso de empate, a licitação será decidida em favor da PETROBRÁS, quando esta concorrer não consorciada com outras empresas.

SEÇÃO V Do Contrato de Concessão

Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

I - a definição do bloco objeto da concessão;

II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;

A Portaria ANP nº 123, de 18.7.2000 - DOU 19.7.2000 - Efeitos a partir de 19.7.2000, aprovou o Regulamento Técnico do Programa Anual de Trabalho e Orçamento para os campos de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e fiscalização das atividades de produção, de acordo com o estabelecido neste inciso..

IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI;

V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;

VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;

VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato;

VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;

IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29; X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;

XI - os casos de rescisão e extinção do contrato;

XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais. Parágrafo único. As condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração, referidas no inciso II deste artigo, serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área, conforme disposto no parágrafo único do art. 51.

Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;

III - realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;

IV - submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;

A Portaria ANP nº 90, de 31.5.2000 - DOU 1º.6.2000, aprovou o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento, que define o conteúdo e estabelece procedimentos quanto à forma de apresentação do Plano de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural, de acordo com o estabelecido neste inciso.

V - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;

VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

SEÇÃO VI 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 as 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 flares, 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 1989.

A Lei nº 10.261, de 12.7.2001 - DOU 13.7.2001 - Efeitos a partir de 13.7.2001 - dispõe que, no exercício de 2001, ficam desvinculados de despesas, entidades e fundos, mantidas as vinculações aos respectivos Ministérios, o seguinte percentual de recurso, pertencente a União, incluindo-se adicionais e acréscimos legais: até 25% de cada uma das parcelas distribuídas na forma deste artigo

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) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

(Nota) 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) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

(Nota)

A Lei nº 10.261, de 12.7.2001 - DOU 13.7.2001 - Efeitos a partir de 13.7.2001, dispõe que, no exercício de 2001, ficam desvinculados de despesas, entidades e fundos, mantidas as vinculações aos respectivos Ministérios, o seguinte percentual de recurso, pertencente a União, incluindo-se adicionais e acréscimos legais: até 25% de cada uma das parcelas distribuídas na forma deste artigo.

§ 1º. Do total de recursos destinados ao Ministério da 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 da 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.

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção,

ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

A Lei nº 10.261, de 12.7.2001 - DOU 13.7.2001 - Efeitos a partir de 13.7.2001, dispõe que, no exercício de 2001, ficam desvinculados de despesas, entidades e fundos, mantidas as vinculações aos respectivos Ministérios, o seguinte percentual de recurso, pertencente a União, incluindo-se adicionais e acréscimos legais: até 70% da soma das parcelas distribuídas na forma deste artigo

§ 1º. A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

§ 2º. Os recursos da participação especial serão distribuídos na seguinte proporção:

I - 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional;

(Nota)

II - dez por cento ao 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;

III - quarenta por cento para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;

IV - dez por cento para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção. § 3º. Os estudos a que se refere o inciso II do parágrafo anterior serão desenvolvidos pelo Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso IX do art. 8º.

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República. Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração.

Art. 52. Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP. Parágrafo único. A participação a que se refere este artigo será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco.

CAPÍTULO VI Do Refino de Petróleo e do Processamento de Gás Natural

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

§ 1º. A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º. Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

Art. 55. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a ANP expedirá

as autorizações relativas às refinarias e unidades de processamento de gás natural existentes, ratificando sua titularidade e seus direitos. Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo obedecerão ao disposto no art. 53 quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

CAPÍTULO VII Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Art. 56. Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação. Parágrafo único. A ANP baixará normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade, observado o atendimento aos requisitos de proteção ambiental e segurança de tráfego.

Art. 57. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a PETROBRÁS e as demais empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário receberão da ANP as respectivas autorizações, ratificando sua titularidade e seus direitos. Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo observarão as normas de que trata o parágrafo único do artigo anterior, quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§ 1º. A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§ 2º. A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

A Portaria ANP nº 254, de 11.9.2001 - DOU 12.9.2001 - Efeitos a partir de 12.9.2001, regulamentou a resolução de conflito de que trata este artigo.

Art. 59. Os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização, observadas as disposições aplicáveis deste Capítulo.

CAPÍTULO VIII Da Importação e Exportação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Art. 60. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para exercer a atividade de importação e exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado. Parágrafo único. O exercício da atividade referida no caput deste artigo observará as diretrizes do CNPE, em particular as relacionadas com o cumprimento das disposições do art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e obedecerá às demais normas legais e regulamentares pertinentes.

CAPÍTULO IX Da Petrobrás

Art. 61. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei.

§ 1º. As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRÁS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.

§ 2º. A PETROBRÁS, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, associada ou não a terceiros, poderá exercer, fora do território nacional, qualquer uma das atividades integrantes de seu objeto social.

Art. 62. A União manterá o controle acionário da PETROBRÁS com a propriedade e posse de, no mínimo, cinqüenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante. Parágrafo único. O capital social da PETROBRÁS é dividido em ações ordinárias, com direito de voto, e ações preferenciais, estas sempre sem direito de voto, todas escriturais, na forma do art. 34 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 63. A PETROBRÁS e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com empresas nacionais ou estrangeiras, na condição ou não de empresa líder, objetivando expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo.

Art. 64. Para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social que integrem a indústria do petróleo, fica a PETROBRÁS autorizada a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritária ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritária ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 66. A PETROBRÁS poderá transferir para seus ativos os títulos e valores recebidos por qualquer subsidiária, em decorrência do Programa Nacional de Desestatização, mediante apropriada redução de sua participação no capital social da subsidiária.

Art. 67. Os contratos celebrados pela PETROBRÁS, para aquisição de bens e serviços, serão precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em decreto do Presidente da República.

Art. 68. Com o objetivo de compor suas propostas para participar das licitações que precedem as concessões de que trata esta Lei, a PETROBRÁS poderá assinar pré-contratos, mediante a expedição de cartas-convites, assegurando preços e compromissos de fornecimento de bens e serviços. Parágrafo único. Os pré-contratos conterão cláusula resolutiva de pleno direito, a ser exercida, sem penalidade ou indenização, no caso de outro licitante ser declarado vencedor, e serão submetidos, a posteriori, à apreciação dos órgãos de controle externo e fiscalização.

CAPÍTULO X Das Disposições Finais e Transitórias

SEÇÃO I Do Período de Transição

Art. 69. Durante o período de transição, que se estenderá, no máximo, até o dia 31 de dezembro de 2001, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

(Nota)

A Lei nº 10.453, de 13.5.2002 - DOU 14.5.2002 - Efeitos a partir de 14.5.2002, dispõe que, para os efeitos do art. 74 desta Lei, o período de transição definido neste artigo, fica prorrogado em 6 meses, admitida nova prorrogação, por igual período, mediante ato do Poder Executivo.

Art. 70. Durante o período de transição de que trata o artigo anterior, a ANP estabelecerá critérios para as importações de petróleo, de seus derivados básicos e de gás natural, os quais serão compatíveis com os critérios de desregulamentação de preços, previstos no mesmo dispositivo.

Art. 71. Os derivados de petróleo e de gás natural que constituam insumos para a indústria petroquímica terão o tratamento previsto nos arts. 69 e 70, objetivando a competitividade do setor.

Art. 72. Durante o prazo de cinco anos, contados a partir da data de publicação desta Lei, a União assegurará, por intermédio da ANP, às refinarias em funcionamento no país, excluídas do monopólio da União, nos termos do art. 45 do Ato das Disposições Cons-

titucionais Transitórias, condições operacionais e econômicas, com base nos critérios em vigor, aplicados à atividade de refino. Parágrafo único. No prazo previsto neste artigo, observar-se-á o seguinte:

I - (VETADO)

II - as refinarias se obrigam a submeter à ANP plano de investimentos na modernização tecnológica e na expansão da produtividade de seus respectivos parques de refino, com vistas ao aumento da produção e à conseqüente redução dos subsídios a elas concedidos;

III - a ANP avaliará, periodicamente, o grau de competitividade das refinarias, a realização dos respectivos planos de investimentos e a conseqüente redução dos subsídios relativos a cada uma delas.

A Portaria ANP nº 21, de 6.2.2001 - DOU 8.2.2001 - Efeitos a partir de 8.2.2001
- regulamentou o disposto neste artigo.

Art. 75. Na composição da primeira Diretoria da ANP, visando implementar a transição para o sistema de mandatos não coincidentes, o Diretor-Geral e dois Diretores serão nomeados pelo Presidente da República, por indicação do Ministro de Estado de Minas e Energia, respectivamente com mandatos de três, dois e um ano, e dois Diretores serão nomeados conforme o disposto nos §§ 2º e 3º do art. 11.

Art. 76. A ANP poderá contratar especialistas para a execução de trabalhos nas áreas técnica, econômica e jurídica, por projetos ou prazos limitados, com dispensa de licitação nos casos previstos na legislação aplicável. Parágrafo único. Revogado.

(Nota)

Art. 77. O Poder Executivo promoverá a instalação do CNPE e implantará a ANP, mediante a aprovação de sua estrutura regimental, em até cento e vinte dias, contados a partir da data de publicação desta Lei.

§ 1º. A estrutura regimental da ANP incluirá os cargos em comissão e funções gratificadas existentes no DNC.

§ 2º. (VETADO) § 3º. Enquanto não implantada a ANP, as competências a ela atribuídas por esta Lei serão exercidas pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Art. 78. Implantada a ANP, ficará extinto o DNC. Parágrafo único. Serão transferidos para a ANP o acervo técnico-patrimonial, as obrigações, os direitos e as receitas do DNC.

Art. 79. Fica o Poder Executivo autorizado a remanejar, transferir ou utilizar os saldos orçamentários do Ministério de Minas e Energia, para atender às despesas de estruturação e manutenção da ANP, utilizando como recursos as dotações orçamentárias destinadas às atividades finalísticas e administrativas, observados os mesmos subprojetos, subatividades e grupos de despesa previstos na Lei Orçamentária em vigor.

Art. 80. As disposições desta Lei não afetam direitos anteriores de terceiros, adquiridos mediante contratos celebrados com a PETROBRÁS, em conformidade com as leis em vigor, e não invalidam os atos praticados pela PETROBRÁS e suas subsidiárias, de acordo com seus estatutos, os quais serão ajustados, no que couber, a esta Lei.

Art. 81. Não se incluem nas regras desta Lei os equipamentos e instalações destinados a execução de serviços locais de distribuição de gás canalizado, a que se refere o § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

Art. 82. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

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

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

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

Iris Rezende

Raimundo Brito

Luiz Carlos Bresser Pereira

C

LEI Nº 7.990, DE 28.12.1989

DOU 29.12.1989 - REPUBLICADA DOU 18.1.1990

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

O Decreto nº 3.739, de 31.1.2001 - DOU 1º.2.2001 - Efeitos a partir de 1º.2.2001 -regulamenta o pagamento da compensação financeira de que trata esta Lei..

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º. O aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica e dos recursos minerais, por quaisquer dos regimes previstos em Lei, ensejará compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, a ser calculada, distribuída e aplicada na forma estabelecida nesta Lei.

Art. 2º. Revogado.

(Nota)

§ 1º. (Vetado).

I - (Vetado).

II - (Vetado).

§ 2º. (Vetado).

Art. 3º. O valor da compensação financeira corresponderá a um fator percentual do valor da energia constante da fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios.

§ 1º. A energia de hidrelétrica, de uso privativo de produtor, quando aproveitada para uso externo de serviço público, também será gravada com a aplicação de um fator de 6% (seis por cento) do valor da energia elétrica correspondente ao faturamento calculado nas mesmas condições e preços do concessionário do serviço público local.

§ 2º. Compete ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, fixar, mensalmente, com base nas tarifas de suprimento vigentes, uma tarifa atualizada de referência, para efeito de aplicação das compensações financeiras, de maneira uniforme equalizada, sobre toda a hidreletricidade produzida no País.

Art. 4º. É isenta do pagamento de compensação financeira a energia elétrica:

I - produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10.000kW (dez mil quilowatts);

II - gerada e consumida para uso privativo de produtor (autoprodutor), no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; quando suas instalações industriais estiverem em outro Estado da Federação, a compensação será devida ao Estado em que se localizarem as instalações de geração hidrelétrica;

III - gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no Município afetado. Art. 5º. Quando o aproveitamento do potencial hidráulico atingir mais de um Estado ou Município, a distribuição dos percentuais referidos nesta Lei será feita proporcionalmente, levando-se em consideração as áreas inundadas e outros parâmetros de interesse público regional ou local. Parágrafo único. O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, elaborará, anualmente, os estudos necessários à

operacionalização dos critérios estabelecidos no caput deste artigo. Art. 6º. A compensação financeira pela exploração de recursos minerais, para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% (três por cento) sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral, obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial.

§ 1º. (Vetado).

§ 2º. (Vetado).

I - (Vetado).

II - (Vetado).

III - (Vetado).

§ 3º. (Vetado).

I - (Vetado).

II - (Vetado).

III - (Vetado).

Art. 7º. O art. 27 e seus §§ 4º e 6º, da Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953, alterada pelas Leis nº 3.257, de 02 de setembro de 1957, nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e nº 7.529, de 22 de julho de 1986, passam a vigorar com a seguinte redação: "Art 27.

A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, 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 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 de 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, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração de petróleo, xisto betuminoso ou gás, farão jus à compensação financeira prevista no caput deste artigo".

Art. 8º O pagamento das compensações financeiras previstas nesta Lei, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural será efetuado, mensalmente, diretamente aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos da Administração Direta da União, até o último dia útil do segundo mês subsequente ao do fato gerador, devidamente corrigido pela variação do Bônus do Tesouro Nacional (BTN), ou outro parâmetro de correção monetária que venha a substituí-lo, vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal. (Nota) Parágrafo único. A compensação financeira não recolhida no prazo fixado no caput deste artigo será cobrada com os seguintes acréscimos:

(AC) (Nota) I - juros de mora, contados do mês seguinte ao do vencimento, à razão de um por cento ao mês ou fração de mês;

(AC) (Nota) II - multa de dez por cento, aplicável sobre o montante final apurado.

(AC) (Nota) § 1º Não se aplica a vedação constante do caput no pagamento de dívidas para com a União e suas entidades.

(Nota) § 2º Os recursos originários das compensações financeiras a que se refere este artigo poderão ser utilizados também para capitalização de fundos de previdência.

(Nota) Art. 9º. Os Estado transferirão aos Municípios 25% (vinte e cinco por cento) da parcela da compensação financeira que lhes é atribuída pelos arts. 2º, § 1º, 6º, § 3º e 7º

desta Lei, mediante observância dos mesmos critérios de distribuição de recursos, estabelecidos em decorrência do disposto no art. 158, inciso IV e respectivo parágrafo único da Constituição, e dos mesmos prazos fixados para a entrega desses recursos, contados a partir do recebimento da compensação.

Art. 10. O Poder Executivo regulamentará esta Lei no prazo máximo de 90 (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 art. 27 da Lei nº 2.004, de 03 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; da 168ª Independência e 101ª da República.

JOSÉ SARNEY Vicente Cavalcante Fialho

D

DECRETO Nº 2.705, DE 3.8.1998 - DOU 4.8.1998

Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades 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 06 de agosto de 1997,

DECRETA:

Capítulo I

Das 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 06 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".(NR) (Nota)

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 calibragem 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 convertidos 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 o 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 V Do bônus de assinatura

Art. 9º. O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação. Parágrafo único. O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única. Art. 10. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP, observado o disposto no inciso II do art. 15 da Lei nº 9.478, de 1997.

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, vedada 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 nº 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 concessionário 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 apuração. Art. 20. Os recursos provenientes dos royalties serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, 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 VII Da participação especial

Art. 21. A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos neste Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. Art. 22. Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada. § 1º. No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas: I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	450xRLP/VPF	10
Acima de 900 até 1.350	675xRLP/VPF	20
Acima de 1.350 até 1.800	900x RLP/VPF	30
Acima de 1.800 até 2.250	360/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.250	1.181,25xRLP/VPF	40

onde: RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais; VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente. II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas

na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 900	-	isento
Acima de 900 até 1.350	900xRLP/VPF	10
Acima de 1.350 até 1.800	1.125xRLP/VPF	20
Acima de 1.800 até 2.250	1.350xRLP/VPF	30
Acima de 2.250 até 2.700	517,5/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.700	1.631,25xRLP/VPF	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	1.350xRLP/VPF	10
Acima de 1.800 até 2.250	1.575xRLP/VPF	20
Acima de 2.250 até 2.700	1.800xRLP/VPF	30
Acima de 2.700 até 3.150	675/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 3.150	2.081,25xRLP/VPF	40

§ 2º. No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas: I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 350	-	isento
Acima de 350 até 800	350xRLP/VPF	10
Acima de 800 até 1.250	575xRLP/VPF	20
Acima de 1.250 até 1.700	800xRLP/VPF	30
Acima de 1.700 até 2.150	325/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.150	1.081,25xRLP/VPF	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	750xRLP/VPF	10
Acima de 1.200 até 1.650	975xRLP/VPF	20
Acima de 1.650 até 2.100	1.200xRLP/VPF	30
Acima de 2.100 até 2.550	465/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.550	1.481,25xRLP/VPF	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental

em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	1.050xRRLP/VPF	10
Acima de 1.500 até 1.950	1.275xRRLP/VPF	20
Acima de 1.950 até 2.400	1.500xRRLP/VPF	30
Acima de 2.400 até 2.850	570/0,35xRRLP/VPF	35
Acima de até 2.850	1.781,25xRRLP/VPF	40

§ 3º. No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas: I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 250	-	isento
Acima de 250 até 700	250xRIP/VPF	10
Acima de 700 até 1.150	475xRRLP/VPF	20
Acima de 1.150 até 1.600	700xRRLP/VPF	30
Acima de 1.600 até 2.050	290/0,35xRRLP/VPF	35
Acima de 2.050	981,25xRRLP/VPF	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 500	-	isento
Acima de 500 até 950	500xRRLP/VPF	10
Acima de 950 até 1.400	775xRRLP/VPF	20
Acima de 1.400 até 1.850	950xRRLP/VPF	30
Acima de 1.850 até 2.300	377,5/0,35xRRLP/VPF	35
Acima de 2.300	1.231,25xRRLP/VPF	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	750xRRLP/VPF	10
Acima de 1.200 até 1.650	975xRRLP/VPF	20
Acima de 1.650 até 2.100	1.200xRRLP/VPF	30
Acima de 2.100 até 2.550	465/0,35xRRLP/VPF	35
Acima de 2.550	1.481,25xRRLP/VPF	40

§ 4º. Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas: I - Quando a

lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 150	-	isento
Acima de 150 até 600	150xRLP/VPF	10
Acima de 600 até 1.050	375xRLP/VPF	20
Acima de 1.050 até 1.500	600xRLP/VPF	30
Acima de 1.500 até 1.950	255/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 1.950	881,25xRLP/VPF	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 300	-	isento
Acima de 300 até 750	300xRLP/VPF	10
Acima de 750 até 1.200	525xRLP/VPF	20
Acima de 1.200 até 1.650	750xRLP/VPF	30
Acima de 1.650 até 2.100	307,5/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.100	1.031,25xRLP/VPF	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	450xRLP/VPF	10
Acima de 900 até 1.350	675xRLP/VPF	20
Acima de 1.350 até 1.800	900xRLP/VPF	30
Acima de 1.800 até 2.250	360/0,35xRLP/VPF	35
Acima 2.250	1.181,25xRLP/VPF	40

§ 5º. A ANP classificará as áreas de concessão objeto de licitação segundo os critérios de profundidade batimétrica definidos neste artigo. § 6º. A receita líquida da produção trimestral de um dado campo, quando negativa, poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida do mesmo campo nos trimestres subsequentes. Art. 23. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e o volume de produção fiscalizada integrais dos referidos campos. Parágrafo único. 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 da participação especial. Art. 24. Os recursos provenientes da participação especial serão distribuídos segundo os percentuais estabelecidos no art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997. § 1º. O percentual da participação especial a ser distribuído a um Estado confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, fixado no inciso III, in fine, do § 2º do referido artigo, será aplicado sobre o montante total pago a título de participação especial pelos campos situados entre as linhas de projeção dos limites territoriais de Estado até a linha de limite da plataforma continental. § 2º. No caso de dois ou mais Estados produtores serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte do valor da participação especial, parte esta calculada proporcionalmente à área do campo contida

entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido no parágrafo anterior aplicado somente sobre tal parte. § 3º. O percentual da participação especial a ser distribuído a um Município confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, nos termos do inciso IV, in fine, do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, incidirá sobre o valor pago a título de participação especial por cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental. § 4º. O percentual a que se refere o parágrafo anterior será aplicado somente sobre a parte do valor da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação da qual o Município faz parte. § 5º. No caso de dois ou mais Municípios produtores pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido no § 3º será aplicado apenas uma vez sobre a parte da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte. § 6º. 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. 25. O valor da participação especial será apurado trimestralmente por cada concessionário, e pago até o último dia útil do mês subsequente a cada trimestre do ano civil, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data de pagamento. Parágrafo único. Quando a data de início da produção de um dado campo não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida neste trimestre será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de início de produção do campo e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção do campo, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

Nota: A Portaria ANP nº 58, de 5.4.2001 - DOU 9.4.2001 - Efeitos a partir de 9.4.2001, aprovou o Regulamento Técnico a ser utilizado na elaboração do Demonstrativo de Apuração da Participação Especial a que se refere este artigo. Art. 26. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração. Art. 27. Os recursos provenientes dos pagamentos 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.

Capítulo VIII Do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas

Art. 28. O edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente. § 1º. O cálculo do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência do contrato de concessão no ano civil. § 2º. Os valores unitários, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, serão fixados no edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento. § 3º. Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores: I - Fase de Exploração: R10,00(*dezreais*) a R500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração; II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração; III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R20,00(*vintereais*) a R1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração; IV - Fase de Produção: R100,00(*cemreais*) a R5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração. § 4º. Os valores unitários referidos no parágrafo anterior serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas. § 5º. Em 1º de janeiro de 1999, excepcionalmente, o reajuste de que trata o parágrafo anterior será calculado com base no IGP - DI acumulado entre a data de publicação deste Decreto e aquela data. § 6º.

Os valores unitários estabelecidos no contrato de concessão serão reajustados com periodicidade anual, a partir da data da assinatura do contrato, pelo IGP - DI acumulado nos doze meses antecedentes à data de cada reajuste. § 7º. No caso de extinção do IGP - DI, os reajustes de que tratam os §§ 4º a 6º terão como base o índice que vier a substituí-lo. § 8º. Nos casos de alteração do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas por quilômetro quadrado, em decorrência da passagem da concessão da fase de exploração para a sua prorrogação ou para o período de desenvolvimento da fase de produção, ou ainda da prorrogação da fase de exploração para o período de desenvolvimento, ou deste para a fase de produção, o cálculo do valor do pagamento anual pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência de cada um dos valores aplicáveis. § 9º. Excepcionalmente, para os contratos assinados durante o presente ano, poderão a ANP e os concessionários, de comum acordo, antecipar um percentual do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser fixado nos respectivos contratos, para o 15º dia após a data da assinatura, podendo a ANP, para tal fim, conceder redução do valor a ser pago. § 10. A redução referida no parágrafo anterior será calculada pela aplicação de uma taxa de desconto mensal equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, para títulos federais, do mês anterior ao da assinatura do contrato. § 11. No caso de extinção ou transferência da concessão, o concessionário efetuará o pagamento pela ocupação ou retenção de área no ato de assinatura do respectivo evento. § 12. Os recursos provenientes do pagamento pela ocupação ou retenção de área serão utilizados na forma prevista no art. 16 da Lei nº 9.478, de 1997.

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 o 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 e as instruções necessárias à efetiva

implementação das disposições deste Decreto. Art. 37. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação. Brasília, 03 de agosto de 1998; 177º da Independência e 110º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO
Pedro Malan Raimundo Brito

E
QUESTÕES NÃO REGULAMENTADAS: REIVINDICAÇÕES

Tabela E.1: Planilha de reivindicações sobre questões não regulamentadas pelo RTM.

ESTADO	CAMPO	OPERADOR	STATUS	EXCEÇÃO	ANO	AUTORIZAÇÃO
RJ	Todos	Petrobras	N/A	Apesar de não estar prevista no Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural a utilização de medidores ultra-sônicos para medição de óleo, levando em conta a Portaria INMETRO/DIMEL n° 101, de 07 de julho de 2000, a ANP poderá considerar a utilização desses medidores, estritamente dentro do regulamento de medição e da Portaria acima citada.	2000	Ofício SDP 155/2000
RN/CE	Todos	Petrobras	N/A	Informamos que está autorizado, em caráter excepcional, o uso de medidores nas linhas de queimadores de gás com incerteza entre 2,5 e 5%, conforme estabelecido na sua carta acima.	2001	Ofício SDP/199/2001
RN/CE	Campos da UN-RNCE	Petrobras		Aprova a obtenção temporária de volumes de queima de gás por balanço em concessões da UN-SEAL, até que sejam instalados os equipamentos de sonda térmica para a medição destes volumes.	2003	Ofício SDP 033/2004
SE	Riachuelo	Petrobras	Aprovado	Em virtude do baixo volume de gás queimado nesta Estação, estamos aprovando o referido esquema no que se refere à obtenção deste volume através da diferença entre o volume de gás produzido e o consumido nos tratadores.	2003	Ofício SDP 032/2003
BA	Camaçari	Petrobras	S/produção	Sistema de Medição Fiscal proposto fora da concessão de Camaçari, utilizando as estações de medição existentes em ARATU (EMEDI) e na FAFEN (EMED4).	2004	Ofício NFP 002/2004
ES	Jubarte (FPSO Seillean)	Petrobras	UP operando em outro campo	Medição proposta com BSW acima de 1% em caráter excepcional, conforme preconiza o item 5.7.1 do RTM, levando em consideração que o FPSO Seillean opera em regime de produção antecipada, sua produção de óleo nesta concessão é de elevada viscosidade, bem como seria necessária uma adaptação da planta de processo da Unidade para permitir o processamento completo do óleo com as características dos fluidos produzidos.	2004	Ofício NFP 008/2004
RJ	Marlim	Petrobras	Aprovado	Aprova a utilização da Razão de Solubilidade do gás para estimativa do volume de gás no segundo estágio de separação, até que as obras de adequação ao Regulamento Técnico de Medição sejam concluídas.	2004	Ofício SDP 051/2004
BA	Estação São Ro-que	Petrobras		Em virtude do baixo volume de gás queimado nesta referida Estação, estamos aprovando o procedimento para obtenção do volume de gás queimado através do cálculo do balanço de gás, uma vez que todos os demais valores de entrada e saída são medidos eletronicamente com a incerteza estabelecida no Regulamento Técnico de Medição.	2005	Ofício NFP 023/2005
RJ	Marlim (P40)	Sul Petrobras	Aprovado	Utilização da "Razão de Solubilidade do Gás" para estimativa do volume de gás do separador atmosférico	2005	Ofício NFP 003/2005

Continua na Página Seguinte...

Tabela E.1 – Continuação

ESTADO	CAMPO	OPERADOR	STATUS	EXCEÇÃO	ANO	AUTORIZAÇÃO
RJ	Diversos	Petrobras	N/A	Autoriza que o intervalo entre calibrações do medidor de óleo Altosonic V, operando como Medidor Padrão "Master Meter" seja dilatado para um período de 24 meses.	2005	Ofício NFP 017/2005
RN	Plataformas Marítimas do RN e CE	Petrobras	Aprovados	Utilização dos procedimentos apresentados na determinação dos volumes de gás natural ventilado e queimados nas Plataformas Marítimas do Rio Grande do Norte e Ceará	2005	Ofício NFP 002/2005
ES	Cangóá	Petrobras	Aprovado	Autoriza o sistema de medição do campo de Cangóá por diferença entre a medição fiscal na UTGC e a medição de apropriação de Peroá em PPER-1.	2006	Ofício NFP 074/2006
RJ	Pargo, Carapeba e Vermelho (PGP. 1)	Petrobras	Aprovado	Autoriza exclusivamente para o período de 08 de abril de 2006 a 11 de julho de 2006, o procedimento proposto a fim de realizar a medição fiscal do óleo produzido, utilizando os medidores de apropriação compartilhada da plataforma PPG-I.	2006	Ofício NFP 032/2006
RJ	BS-4	Shell	N/A	Autoriza em caráter excepcional a realização de teste de longa duração sem garantia de que a porcentagem de água e sedimentos seja igualou inferior a 1 %, já que não há sistemas de tratamento do óleo.	2006	Ofício NFP 034/2006
RJ	Argonauta, Ostra e Abalone	Shell	Desenvolvimento	Autoriza, excepcionalmente, a inclusão dos medidores multifásicos no projeto de medição para os campos de Argonauta, Ostra e Abalone.	2006	Ofício NFP 050/2006
RJ	Marimba (P-08)	Petrobras	Aprovado	Autoriza, até o retorno do moto-compressor, a forma proposta para determinação do volume de gás, através de cálculo da RS.	2006	Ofício NFP 070/2006
RN	Ubarana	Petrobras		Aprva em caráter provisório o uso do sistema de medição de gás-lift de teste através de FR (registrador de pressão em carta) pelo período solicitado, que finaliza em outubro de 2006.	2006	Ofício NFP 029/2006
RN	Ubarana e Aguilha	Petrobras	Aprovado	Autoriza a utilização dos dados da análise cromatográfica para apropriação do volume de gás injetado em poços com método de elevação por gás lift nas concessões de Ubarana e Aguilha.	2006	Ofício NFP 043/2006
RN	Ponta do Mel	Petrobras	Aprovado	Aprovação exclusiva do procedimento proposto de coleta de amostra para determinação de BSW para a medição fiscal compartilhada de óleo, empregando o sistema de coleta de amostra manual por meio de um amostrador isocinético em linha, na estação coletora de Ponta do Mel.	2006	Ofício NFP 052/2006
RN	João de Barro	Aurizônia	Aprovado	Relativo à apropriação do óleo fiscal das concessões terrestres após o recebimento do óleo da concessão de João de Barro, da concessionária Aurizônia, que será obtido pela diferença entre a medição fiscal da Estação de Tratamento de Óleo de Guimarães e o volume de óleo recebido da Aurizônia.	2006	Ofício NFP 071/2006

Continua na Página Seguinte. . .

Tabela E.1 – Continuação

ESTADO	CAMPO	OPERADOR	STATUS	EXCEÇÃO	ANO	AUTORIZAÇÃO
BA	Piranema	Petrobras	Aprovado com paciência	Autoriza o sistema de medição de gás do flare do FPSO Piranema, com tecnologia de medição ultrassônica, a operar na faixa de incerteza de 2,5% até 5,0%, desde que respeitadas as recomendações do fabricante quanto à correta instalação e operação do medidor.	2007	Ofício NFP 030/2007
BA	Manati	Petrobras	Aprovado	Autoriza excepcionalmente, que o prazo para calibração dos medidores mássicos do tipo Coriolis das EMED 05 e 06, responsáveis pela medição fiscal do gás utilizado nas microturbinas e na unidade hidráulica e pelo gás de purga da Plataforma atendam ao intervalo máximo de 90 dias para calibração, conforme solicitado na Carta UN-BA 0878/2006, em função das baixas vazões envolvidas e sua pouca significância para a incerteza da medição total do gás produzido no campo.	2007	Ofício NFP 037/2007
BA	Rio do BU	Petrobras	Aprovado	Autoriza que a RGO dos poços seja obtida pela medição total do volume de gás produzido no campo e respectivo rateio proporcional ao volume de óleo produzido em cada poço	2007	Ofício NFP 051/2007
BA	Faz. Imbé	Petrobras	Aprovado	Autoriza que a RGO dos poços seja obtida pela medição total do volume de gás produzido no campo e respectivo rateio proporcional ao volume de óleo produzido em cada poço	2007	Ofício NFP 055/2007
BA	Riacho da Barra	Petrobras	Aprovado	Autoriza que a RGO dos poços seja obtida pela medição total do volume de gás produzido no campo e respectivo rateio proporcional ao volume de óleo produzido em cada poço	2007	Ofício NFP 013/2007
ES	Golfinho (FPSO Seillean)	Petrobras	Desenvolvimento	Autoriza excepcionalmente a manutenção da produção do FPSO Seillean e respectiva medição fiscal com BSW até 4%, pelo período do Teste de Longa Duração do poço 7 - GLF - IHA-ESS, até sua substituição pela nova unidade.	2007	Ofício NFP 013/2007
ES	JUbarite (P-34)	Petrobras	Aprovado	Autoriza, excepcionalmente, até a conclusão da montagem e comissionamento do tratador de óleo, prevista para setembro de 2007, a medição fiscal dos volumes de óleo produzido nos medidores dos separadores de teste e produção, desde que nestes pontos seja feita amostragem do óleo para determinação do BSW, a fim de se calcular os volumes líquidos de óleo. Autoriza também a contabilização dos volumes de gás natural usando a RGO do campo, até a conclusão da montagem e comissionamento dos sistemas de medição.	2007	Ofício NFP 023/2007
RJ	Marlim (P-37)	Petrobras	Aprovado	Autoriza a determinação do volume de gás queimado através do balanço de gás da unidade, até que sejam reinstalados os transdutores de temperatura e pressão.	2007	Ofício NFP 019/2007
RJ	Marimbá (P-08)	Petrobras	Aprovado	Autoriza que a inspeção de trechos retos de alguns pontos de medição de gás seja feita até agosto de 2008, devido a tal ação demandar parada total da plataforma, excedendo assim o prazo estipulado pelo RTM, que é de 3 anos.	2007	Ofício NFP 034/2007

Continua na Página Seguinte. . .

Tabela E.1 – Continuação

ESTADO	CAMPO	OPERADOR	STATUS	EXCEÇÃO	ANO	AUTORIZAÇÃO
RJ	Marlim (P-18)	Petrobras	Aprovado	Autorização para estimar o volume de gás queimado através do balanço de gás da unidade até que os problemas apontados sejam resolvidos e o sistema de medição volte a operar normalmente.	2007	Ofício NFP 025/2007
SE	Juriti	Petrobrôncavo	Aprovado	Autoriza uso do sistema móvel de medição para apropriação.	2007	Ofício NFP 047/2007
SE	Estação de Bon-sucesso	Petrobras	Aprovado	Autoriza uso do sistema móvel de medição para apropriação Tendo em vista a estabilidade apresentada pelo medidor nestes anos de análise e as condições definidas na portaria de aprovação de modelo Immetro 098/2006 de 14 de junho de 2006, autoriza o aumento do intervalo entre calibrações para 1 ano.	2007	Ofício NFP 060/2007