

5

Regulamentação técnica da medição de petróleo e gás natural no Brasil

O processo de regulamentação da medição de petróleo e gás natural no Brasil é recente e surge com propósito eminentemente fiscal visando subsidiar os cálculos efetuados pela ANP com base nos volumes produzidos para a fins de arrecadação das participações governamentais, especialmente, royalties do petróleo e gás natural, de acordo com o estabelecido pela Lei nº 9.478/97 e o Decreto nº 2.705/98.

Com o advento da Portaria ANP/INMETRO nº 001 de 2000, que aprovou o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM) foram estabelecidas as condições e requisitos mínimos para o sistema de medição visando garantir os resultados acurados e completos na medição da produção [12].

A Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 001 representou um marco na história da medição de petróleo e do gás natural no Brasil ao introduzir uma uniformização para os sistemas de medição de petróleo e gás natural.

Todos os concessionários, inclusive a Petrobras, tiveram que adequar seus sistemas de medição, conforme os critérios do RTM:

- Medição Fiscal é a medição do volume de produção fiscalizada efetuada num ponto de medição a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto nº 2.705 de 03.08.1998. É a medição que efetivamente serve para pagamento das participações governamentais. Neste caso, é necessário que a medição seja feita num ponto em que o petróleo esteja “enquadrado”, ou seja, pode haver tolerância da presença de água, desde que esta não ultrapasse 1% do volume escoado de petróleo. O erro máximo admissível demandado neste processo é pequeno, 0,3% na corrente de líquido, e quando estiver medindo o gás natural nesta condição de medição fiscal, 1,5% é a incerteza máxima tolerada.

- Medição para Apropriação da Produção é a medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo em um conjunto de campos com medição compartilhada (medição fiscal única envolvendo várias concessões) ou a cada poço em um mesmo campo. Neste caso, não se tem um processamento completo, o qual separa a fase líquida da fase de gás. O petróleo ainda não está “enquadrado”, ou seja, contem água acima de 1% em volume. O processo não é totalmente adequado para retirar toda a fração de água que está no petróleo. Na medição de apropriação há certo aumento dos erros máximos admissíveis e das incertezas em relação à medição fiscal.
- Medição para Controle Operacional é a 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 transportado, estocado, movimentado com transferência de custódia, importado ou exportado. De modo geral, a medição de controle operacional não influencia no pagamento das participações governamentais, a menos de casos específicos, dependendo do arranjo da instalação de produção (como é o caso do gás queimado em tochas, entre outros).

Além destas existem outras definições não menos importantes como a medição compartilhada e a medição para a transferência de custódia:

- Medição Compartilhada compreende a medição dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição.
- Medição para Transferência de Custódia caracteriza a transferência de propriedade do petróleo do vendedor para o comprador em condições contratuais e deve seguir os mesmos requisitos técnicos que os da medição fiscal.

Os pontos de medição fiscal são os pontos onde a propriedade dos fluidos passa da União (proprietária do subsolo) para o concessionário. Ex.: exportação de petróleo pela Shell diretamente do campo de Bijupirá/Salema na Bacia de Campos.

A fase inicial de adequação física das instalações ao RTM (no período do ano 2000 ao ano 2006) demandou investimentos vultosos e o desenvolvimento

de novos projetos baseado nas exigências técnicas e legais.

O papel relevante do RTM produziu um avanço significativo para medição de petróleo e gás natural no Brasil, pois fomentou o crescimento da indústria com mais investimento, melhorou a capacitação tecnológica, a qualidade da medição e propiciou a inserção da metrologia no setor.

A figura 5.1 abaixo mostra a evolução do número de sistemas de medição adequados no período de 2003 a 2007:

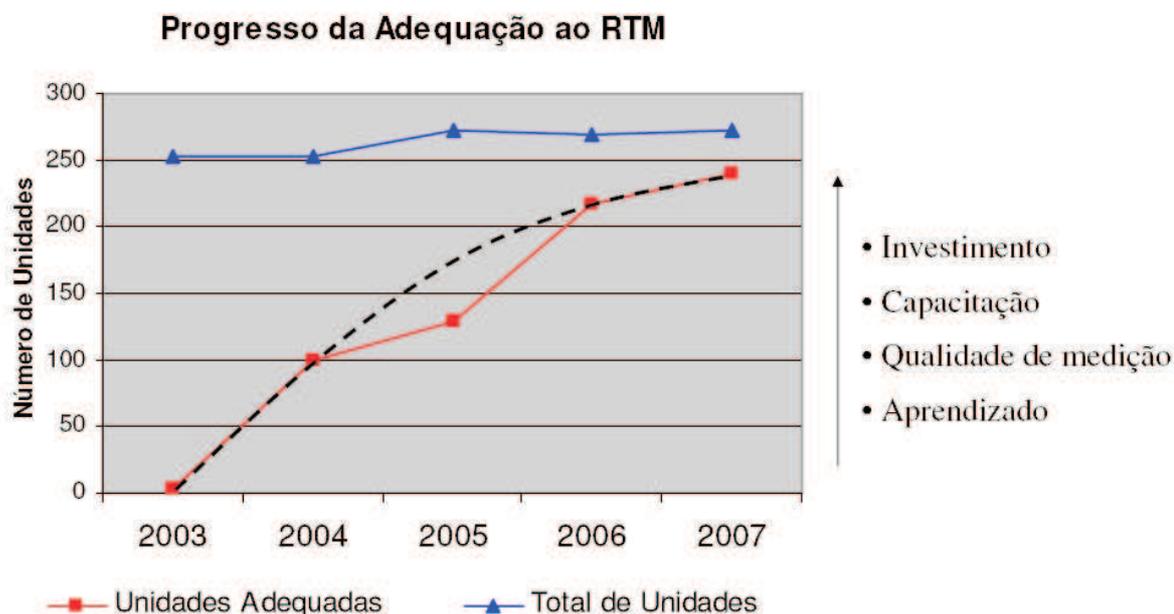


Figura 5.1: Evolução de sistemas de medição adequados

Em conformidade aos requisitos mínimos metrológicos para a medição dos volumes produzidos e movimentados, tendo por base a regulamentação técnica nacional, passa-se a expor alguns itens como apresentados a seguir:

5.1 Escopo

A regulamentação técnica apresenta os requisitos necessários para executar adequadamente às medições de volume da produção de petróleo e de gás natural, definindo características e normas a serem seguidas.

Estão inclusa recomendações para os procedimentos de medição por instrumentos, medição estática, medição em linha, amostragem, prova, cali-

bração, cálculos, emissão de relatórios.

A elaboração do Regulamento Técnico de Medição dá-se pela documentação de referências. Em outras palavras, é baseada em uma série de normas e resoluções a serem seguidas pelos concessionários onde é notada uma predominância de normas e recomendações internacionais das seguintes instituições [12]:

- OIML - International Organization of Legal Metrology
- API - American Petroleum Institute
- ISO - International Organization for Standardization
- AGA - American Gas Association

A OIML é uma instituição internacional que desenvolve recomendações técnicas com diretrizes metrológicas legais para seus membros. Dentre as diversas publicações da OIML, temos dois grupos: recomendações e documentos internacionais. As recomendações são específicas para cada tipo de instrumento, enquanto os documentos internacionais são genéricos.

O INMETRO é signatário da OIML e, deste modo, exerce atuação compulsória ao seguir as orientações desta instituição no que se refere à metrologia legal no âmbito nacional.

A ISO é um fórum mundial de normalização, de cunho não governamental, composta pelos Organismos Nacionais de Normatização (ONN), dos países membros, que tem por objetivo obter um consenso na elaboração de normas internacionais por meio da conciliação dos interesses de fornecedores, consumidores, governos, comunidades científicas e demais representantes da sociedade civil organizada.

O Brasil é signatário da ISO e, segue suas diretrizes no que se refere à comercialização de produtos para os países igualmente signatários (observar que a ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - também tem acordos com a ISO e muitas de suas normas NBR são quase ou totalmente traduções das normas desta última).

No tocante às instituições nacionais, são as seguintes:

- ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
- INPM - Instituto Nacional de Pesos e Medidas (extinto)

- CNP - Conselho Nacional do Petróleo (extinto)

A ABNT cada vez mais passa a ter a mesma prioridade na observação das normas técnicas, em relação às mencionadas recomendações da OIML, no tratamento da regulamentação da medição de petróleo e gás natural.

5.2

Abrangência

O RTM se aplica aos sistemas de medição dos volumes de petróleo líquido, do gás natural e da água produzidos dentro das concessões.

Ficam sujeitos ao Regulamento o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em perfeitas condições de funcionamento dos seguintes sistemas de medição [12]:

- Medições volumétricas fiscais;
- Medições em testes de poços para apropriação;
- Medições volumétricas para controle operacional dos volumes consumidos, injetados, transferidos e transportados;
- Medições volumétricas para controle operacional dos volumes importados e exportados;
- Medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, injetados e descartados.

O Regulamento não se aplica à medição do refino e de derivados líquidos de petróleo e gás natural, nem a sistemas de gás canalizado e veicular.

Dentre as diversas finalidades que justificam a medição (de um modo geral vazão volumétrica, m^3/h) de petróleo e gás com a adequada confiabilidade metrológica, destacam-se:

- Insumo para apropriação de campos e de estimativa de faturamento;
- Referência para processamento da arrecadação fiscal;
- Padrão para definição das melhores práticas da indústria do petróleo;
- Base de contabilização dos volumes de gás queimado;
- Base de contabilização como insumo para geração de energia;
- Fonte de referência para elevação artificial de petróleo (gas lift) ou manutenção da pressão do reservatório (injeção de gás na jazida);

- Fonte de referência para injeção d'água e promover a elevação de petróleo;
- Referência para consolidação de balanço contábil da produção.

Elabora-se, a seguir, cada uma das finalidades acima mencionadas.

Insumo para apropriação de campos e de estimativa de faturamento

— as atividades de medição, principalmente aquelas referentes à medição fiscal e medição para apropriação devem ser tratadas como atividades essenciais de qualquer empresa, em função das suas relações diretas com a qualidade e confiabilidade do faturamento da empresa, e também, por serem de fundamental importância no relacionamento e tratamento de eventuais reclamações de clientes.

Referência para processamento da arrecadação fiscal

— a medição dos volumes produzidos e movimentados visa o pagamento de participações governamentais, sendo que ao final de cada mês, o concessionário emite boletim para a ANP informando a produção de petróleo e gás natural para que sejam distribuídos os royalties para os Municípios, Estados, União, Marinha, etc, entre outros tributos.

Padrão para definição das melhores práticas da indústria do petróleo

— as ações e procedimentos que propiciam a maximização do desempenho funcional e metrológico dos sistemas que garantem a qualidade e confiabilidade das medições servem de referência para definição das melhores práticas da indústria do petróleo.

Base de contabilização dos volumes de gás de queima

— a medição de gás de queima é tratada na Portaria Conjunta ANP/INMETRO n.º 001 como medição para controle operacional da produção e não como medição fiscal ou de apropriação, embora em alguns casos seus resultados possam ser incluídos no cômputo de volumes produzidos para efeito do pagamento das participações governamentais que incluem os royalties. Também a Portaria n.º 249, de 1.º de novembro de 2000, da ANP, que aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares (queimador) e as perdas de gás natural. Esta portaria trata de questões relacionadas com a queima e a perda de gás natural e estabelece os limites máximos autorizados para queima e perda de gás não sujeita ao pagamento de royalties e os parâmetros para o controle das

queimas¹ e perdas de gás natural.

Base de contabilização como insumo para geração de energia — é freqüente que se utilize o próprio gás produzido em uma concessão para a geração de energia elétrica através de turbinas a gás, sendo que os volumes consumidos devem ser medidos para que se tenha um controle efetivo da produção.

Fonte de referência para elevação artificial de petróleo (*gas lift*) ou manutenção da pressão do reservatório (injeção de gás na jazida) — no processo de produção há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção dos poços de produção. Essas resistências são devidas, ou associadas, às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O consumo de energia primária reflete-se principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e conseqüente redução da produtividade dos poços. As técnicas de elevação artificial e de estimulação de poços estão mais ligadas ao comportamento dos poços produtores do que ao comportamento do reservatório com um todo. Os métodos de estimulação, como a injeção de *gas lift*, são usualmente incluídos entre os métodos de recuperação secundária e devem ser monitorados com freqüência.

Fonte de referência para injeção d'água e promover a elevação de petróleo — os esquemas empregados em projetos de injeção também podem utilizar água para provocar a elevação artificial dos fluidos do reservatório. A injeção de água é feita através de poços completados na parte baixa da estrutura do reservatório, geralmente uma zona de água, e os poços de produção são completados na parte alta da formação. É necessário o monitoramento dos volumes injetados para obter um resultado satisfatório. Tanto no caso de uma estrutura como em outra pode-se fazer injeção simultânea dos fluidos, isto é gás no topo, ou seja, na parte mais alta da estrutura, e água na base.

Referência para consolidação de balanço contábil da produção — os cálculos dos volumes produzidos e movimentados servem como referência

¹ A legislação de países desenvolvidos, como o Reino Unido é muito mais rigorosa a questão ambiental traçando diretrizes para o licenciado não queimar qualquer gás partindo da área licenciada, exceto com o consentimento por escrito do Ministro e de acordo com condições pré-estabelecidas. Isto significa, que toda queima está tecnicamente proibida, a menos que seja orientada com consentimento acordado entre o DTI/BERR e o licenciado envolvido. Assim o gás só pode ser legalmente queimado sobre determinadas condições de operação e de prazo acordadas previamente com o propósito geral do próprio governo em controlar a redução de emissão de CO₂ e gás metano para a atmosfera.

para o fechamento de balanço de produção de uma unidade ou sistemas compartilhados de várias unidades envolvidas.

No que concerne mais especificamente aos reservatórios de petróleo e gás natural [23], as seguintes finalidades justificam a medição com confiabilidade metrológica assegurada:

- Permitir entendimento e modelagem do comportamento do reservatório para gerenciamento efetivo dos poços, assim maximizando a produção e reduzindo as incertezas, com base nas melhores práticas internacionalmente acordadas;
- Subsidiar estudos de viabilidade para desenvolvimento da produção de reservatórios que requerem avaliações de curta ou longa duração;
- Prever, segundo a lógica econômica, a vida útil do reservatório com o propósito de definir as reservas e possíveis ações para a extensão da economicidade.

5.3

Recursos necessários

Este item aborda os tipos de equipamentos e sistemas mais utilizados, de acordo com os requisitos prescritos no RTM.

5.3.1

Medição de petróleo

A medição de petróleo no estado líquido pode ser feita dos seguintes modos [12]:

- Em tanques ou estática (apuração direta dos volumes);
- Em linha ou dinâmica (apuração direta das vazões e periódica totalização dos volumes).

A medição em tanques consiste em se apurar o volume de líquido produzido de modo estático, nas condições atmosféricas, por meio da medição de nível, além da temperatura do líquido e do teor de água contido no mesmo, além das considerações baseadas nas dimensões de cada tanque e de suas características mecânicas.

As medições de nível de líquido são feitas com trena manual ou sistemas automáticos de medição de nível, sendo estes últimos normalmente do tipo

radar. Cada tanque deve ser arqueado para elaboração de sua respectiva tabela volumétrica que funciona como um certificado de calibração que tem validade legal por 10 anos ou até a ocorrência de modificações capazes de afetar suas características internas.

A medição de petróleo em linha se dá através de medidores de vazão e volume que, segundo o RTM, devem ser selecionados dentre os seguintes tipos: 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 autorizada pela ANP, por exemplo, medidor tipo ultra-sônico multi-feixes. Os sistemas de medição em linha devem ainda prover de um sistema de calibração (provação) fixo ou móvel, tipo deslocador mecânico (provador) ou medidor-padrão (master) ou ainda do tipo tanque de calibração (*tank prover*).

Os sistemas de medição de petróleo líquido devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão conforme norma OIML R117, sendo que a classe 0.3 para os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia e a classe 1.0 para os sistemas de medição para apropriação da produção, conforme Tabela 5.1 a seguir:

Tabela 5.1: Erros máximos na medição de grandezas associadas.

Classes de Exatidão do Sistema de Medição	Medição Fiscal 0.3	Medição para Apropriação 1.0
A (*) ²	± 0.3 %	± 1.0 %
B (*)	± 0.2 %	± 0.6 %
Temperatura	± 0.3 °C	± 0.5 °C
Massa Específica	± 1 kg/m ³	± 2 kg/m ³
Pressão	Inferior a 1 MPa: ± 50 kPa Entre 1 e 4 MPa: ± 5 % Superior a 4 MPa: ± 200 kPa	

Fonte: RTM

As medições devem ser corrigidas pelos seguintes fatores:

- Dilatação térmica entre a temperatura de referência e a temperatura de medição;
- Compressibilidade do líquido entre a pressão de referência e a pressão de medição;

- Conteúdo de sedimentos e água no petróleo³.

Os medidores fiscais da produção de petróleo em linha devem ser calibrados em intervalos pré-definidos, sendo que a ANP pode aprovar intervalos baseados no registro histórico das calibrações.

Os medidores-padrão (*master meters*), 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. O medidor padrão deve ser calibrado 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 [12].

Os provadores em linha, de deslocamento mecânico, e os tanques de calibração devem ser calibrados, pelo menos a cada 5 anos utilizando-se os procedimentos estabelecidos nas normas pertinentes e padrões rastreáveis ao INMETRO.

5.3.2 Medição de gás

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. Não podem ser instalados contornos nos sistemas de medição de gás. As normas ABNT/ISO ou API/AGA devem ser obedecidas (atualmente as abordagens da ISO e da AGA são bastante parecidas, embora com pequenas diferenças) [12].

Os sistemas de medição fiscal de gás devem ser projetados, calibrados e operados de forma que a incerteza de medição seja inferior a $\pm 1,5\%$. Os demais sistemas de medição devem ter a incerteza⁴ de medição inferior a $\pm 3\%$.

³O cálculo dos volumes líquidos deve estar de acordo com a norma ISO 4267-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calculation of Oil Quantities - Part 2: Dynamic Measurement.

⁴No caso de medição para apropriação de gás, a incerteza de medição deve ser inferior a 2% .

Os medidores de gás devem ser calibrados segundo os critérios da norma NBR ISO 10012-1 (tal norma define que os procedimentos são estabelecidos segundo a experiência dos usuários), com intervalo inicial entre calibrações sucessivas não superior a 60 dias para medidores fiscais e não superior a 90 dias para outros medidores. No caso dos sistemas baseados em placa de orifício, deve-se calibrar os transmissores, realizando-se ainda inspeções dimensionais e de rugosidade nas placas de orifício (periodicidade anual) e os trechos retos de medição (periodicidade tri-anual). Já os medidores ultra-sônico e turbina, as calibrações devem ser feitas com vazão [12].

É preciso salientar, ainda, que o volume do gás varia de acordo com a pressão, a temperatura, e o fator de compressibilidade, havendo a necessidade de efetuar a correção do volume para as condições de referência para as quais são estabelecidas pela regulamentação técnica.

Sendo assim, o volume medido é então multiplicado por fatores de correção de temperatura, pressão e compressibilidade, resultando no volume expresso nas condições de referência.

Além destes três fatores, existe um outro fator, o de poder calorífico (na verdade o poder calorífico superior - PCS), que é utilizado para corrigir a quantidade de energia do gás para a condição de referência para as quais as tarifas do gás natural produzido são estabelecidas.

Deste modo, multiplicando-se o volume corrigido pelo fator de correção de poder calorífico chega-se ao volume final (em função da energia nele contida que por sua vez será função da composição do gás natural envolvido). Este é o volume que será usado para o cálculo do valor a ser pago.

Utilizando-se medidores volumétricos, por exemplo, turbinas e ultra-sônicos a vazão nas condições base é calculada conforme equação 5-1 abaixo:

$$Q_{base} = Q_{fluxo} \frac{P_{fluxo}}{P_{base}} \frac{T_{base}}{T_{fluxo}} \frac{Z_{base}}{Z_{fluxo}} \quad (5-1)$$

Onde:

Q_{base} = vazão expressa nas condições de referência

Q_{fluxo} = vazão expressa nas condições reais de pressão e temperatura

P_{fluxo} = pressão real em unidades absolutas

P_{base} = pressão de referência em unidades absolutas

T_{fluxo} = temperatura real em unidades absolutas

Tbase = temperatura de referência em unidades absolutas

Zfluxo = compressibilidade real (estimada de acordo com a AGA8 de acordo com a composição cromatográfica, a pressão real e a temperatura real)

Zbase = compressibilidade de referência (estimada de acordo com a AGA8 de acordo com a composição cromatográfica, a pressão de referência e a temperatura de referência)

Os sistemas de medição de gás natural [12] devem atender aos níveis de incertezas conforme Tabela 5.2 a seguir. Os demais sistemas, por exemplo, controle operacional deve ter incertezas máximas de $\pm 3\%$.

Tabela 5.2: Incertezas máximas admissíveis na medição de gás.

	Medição Fiscal	Medição para Apropriação	Observações
Sistema	Incerteza: $\pm 1.5\%$	Incerteza: $\pm 2.0\%$	Correção automática de P e T em sistemas com vazão $> 5.000 \text{ m}^3$; Demais somente registro 3 vezes por dia e incerteza de $\pm 3.0\%$
Pressão Diferencial	$\pm 0.2\%$	$\pm 0.6\%$	

Fonte: RTM

O RTM estabeleceu os tipos de equipamentos e sistemas a serem utilizados na medição do petróleo líquido e do gás natural produzidos nas concessões. A seguir é apresentada uma Tabela 5.3 resumindo os recursos necessários para obtenção dos volumes medidos [12]:

Obs.:

(*) ultra-sônico

(**) deslocamento positivo

5.4

Procedimentos operacionais

O Regulamento estabelece ainda que procedimentos operacionais adequados são necessários para a completa operacionalização dos sistemas de medição acima apresentados.

Tabela 5.3: Recursos para a medição dos volumes.

	Tipos de sistemas	
Medição de petróleo líquido	Tanques Volumétricos cilíndricos ou marítimos	Em linha - medidores de vazão
		Deslocamento positivo, turbina, mássico Coriolis
	Pequenos tanques (< 100 m ³)	Aprovações a posteriori (*)
Medição de gás natural		Placa de orifício, turbina, ultra-sônico
		Aprovações a posteriori (**)
Medição de água		Não definido
Medição das propriedades	Análises de laboratório ou analisadores em linha	Análises de laboratório ou analisadores em linha

Fonte: RTM

O RTM detalha as seguintes tarefas operacionais para se chegar aos objetivos:

- Procedimento em caso de falha dos sistemas de medição - 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 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;
- Relatórios de medição, teste, calibração e inspeção - os relatórios de medição, teste e calibração devem ser arquivados por 5 anos, estando à disposição para exame, pela ANP ou seus representantes;
- Inspeções - 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.

Além disso, as normas citadas no RTM preconizam a necessidade de procedimentos operacionais específicos para os seguintes casos:

- Amostragem dos fluidos produzidos;
- Análises de laboratório (cromatografia, teor de água no óleo, etc.);
- Metodologia dos cálculos dos volumes produzidos;
- Arqueação de tanques (obtenção da Tabela Volumétrica);
- Controle estatístico dos fatores de calibração;
- Selagem dos sistemas de medição;
- Auditoria interna nos sistemas de medição;

- Estimativa das incertezas de medição;
- Gestão metrológica.

Adicione-se às necessidades constantes de treinamento e capacitação das equipes de operação e manutenção, acompanhamento das características dos fluidos medidos, análise crítica dos dados obtidos e sua validação, fomentação dos históricos de medições, projeto adequado das instalações, etc.

5.5

Resultados esperados

O RTM estabelece que, com relação aos níveis de erros e incertezas de medição, os seguintes valores (Tabela 5.4) devam ser atendidos:

Tabela 5.4: Níveis de erros e incertezas de medição segundo o RTM.

	Medição de petróleo líquido	Medição de gás natural
Erros máximos admissíveis (OIML R117 e Portaria 64/2003 INMETRO)	FISCAL: $\pm 0,3\%$ APROPRIAÇÃO: $\pm 1,0\%$	
Incerteza de medição		FISCAL: $\pm 1,5\%$ APROPRIAÇÃO: $\pm 2,0\%$ DEMAIS: $\pm 3,0\%$

Fonte: RTM

Uma vez computados os volumes produzidos de petróleo e de gás natural segundo os critérios acima, devem ser preparados os relatórios adequados e seus valores lançados em planilhas de controle ou outros recursos de acompanhamento operacional.

Os relatórios para a atividade de medição fiscal e de apropriação devem ser padronizados e devem conter as seguintes informações:

- Nome do concessionário ou autorizatário;
- Identificação do campo ou da instalação;
- Data e hora de elaboração do relatório;
- Período de produção ou da movimentação do fluido;
- Identificação dos pontos de medição;
- Valores registrados (totais, níveis, temperaturas, pressões);
- Volumes brutos, brutos corrigidos e líquidos de produção ou movimentação;
- Resultados das análises de laboratório;

- Fatores de correção com os parâmetros e métodos empregados para sua determinação;
- Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

O RTM prescreve que 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.

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

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

5.5.1

Condições de referência (ou condições base)

Todos os volumes para a medição de petróleo e gás (óleo original, produção acumulada, reservas, etc) são expressos em condições de referência, ou seja, como se eles estivessem sujeitos às condições de pressão e temperatura definidas como referência. Por exemplo, ao se dizer que uma acumulação de gás natural tem um volume original de 500 milhões m³, deseja-se dizer que esse volume é o espaço que o gás ocuparia caso fosse trazido para as condições de referência de pressão e temperatura.

As condições de referência são às vezes denominadas condições base. No Brasil a Agência Nacional de Petróleo (ANP) estabelece como condições de referência de temperatura e pressão os valores de pressão de 1 atm (101,325 kPa) e temperatura de 20 °C [12]. Nos EUA, por exemplo, as condições-standard são de 14,7 psia (1 atm) e 60 °F (15,6 °C) (notar que, segundo a ISO, a temperatura de referência é 15 °C; há ainda sistemas que têm como referência a temperatura de 0 °C e seus valores são expressos em Nm³ ou Normal metro cúbico) [23].

5.6

Gestão metrológica

Para que seja possível a realização das atividades que competem ao gerenciamento da medição é necessário desenvolver competências técnicas, críticas, analíticas e comportamentais, buscando o aperfeiçoamento de forma contínua

e direcionada a todas as atividades multidisciplinares que envolvam a medição.

Neste item, serão analisados alguns elementos que caracterizam a gestão metrológica, tendo como referência: a capacitação, aplicação correta dos procedimentos, inspeções e auditorias internas, supervisão do processo, validação dos dados, análise crítica dos resultados, proposição de melhorias, etc.

5.6.1

Recursos humanos e treinamentos

Com o propósito de tornar possível a realização de atividades que envolvam a medição, um significativo esforço em âmbito nacional foi empreendido com a colaboração de empresas, universidades e laboratórios nacionais no sentido de fomentar a capacitação tecnológica, visando ao aperfeiçoamento profissional para atender às demandas metrológicas em todo país.

As instituições que são consideradas centro de referência de ensino e pesquisa metrológica que participam deste processo, destacam-se:

- PUC-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro;
- IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo;
- IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo;
- UFES - Universidade Federal do Espírito Santo;
- IQM - Instituto de Qualidade e Metrologia (Rio de Janeiro);
- UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina;
- UFBA - Universidade Federal da Bahia;
- UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte;
- CETEC - Centro Tecnológico de Minas Gerais;
- CT-GÁS - Centro de Tecnologia do Gás;
- CT-PETRO - Fundo Setorial do Petróleo e Gás Natural.

5.6.2

Inspeções e auditorias internas

De acordo com o RTM todos os pontos de medições e suas instalações são passíveis de inspeções periódicas pela ANP, devendo o concessionário assumir todos os riscos inerentes às exigências regulatórias e permitir o livre acesso a suas instalações para avaliações dos sistemas de medição.

As auditorias têm como objetivo principal a verificação, em caráter sistêmico, da conformidade dos procedimentos e operações, aplicados aos sistemas de medição de acordo com critérios estabelecidos pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 001 e normas pertinentes, contribuindo assim para o melhor desempenho funcional e metrológico dos sistemas de medição de petróleo e gás natural.

Para atender às exigências governamentais e visando à melhoria contínua dos processos de medição, faz-se necessário a implantação de processos de gerenciamento metrológico que envolvam a realização de auditorias internas em todos os sistemas de medição. As atividades de auditorias devem englobar:

- Inspeções e, ou auditorias internas;
- Inspeções técnicas a laboratórios e empresas especializadas;
- Atualização e acompanhamento de pendências;
- Implementação da gestão metrológica;
- Atendimento a inspeções de entidades regulatórias e governamentais.

5.6.3

Supervisão de processo e validação de resultados

Diversas atividades de supervisão são utilizadas pela ANP para avaliação periódica a operação adequada dos sistemas de medição, como por exemplo:

- Auditorias técnicas e verificações;
- Auditorias dos sistemas de gestão de qualidade;
- Verificação da aderência às regras e regulamentos;
- Reuniões técnicas entre ANP e concessionários;
- Aprovação de estudos técnicos dos concessionários.

5.6.4

Análise crítica dos resultados

O desempenho metrológico e funcional dos sistemas de medição depende de um conjunto de ações que visam assegurar que as medidas materializadas de vazão estejam enquadradas em um nível de confiança e exatidão aceitos legalmente, além da funcionalidade de equipamentos para tornar possível esta realização.

É necessário desenvolver “expertises” metrológicas para a adequada análise de resultados que envolvam desde controles estatísticos até a implementação de medidas de gerenciamento de processo, por exemplo, cálculo e atualização das incertezas, para monitoramento contínuo dos sistemas de medição, tendo por referência as alterações de comportamento das variáveis analíticas do processo de produção.

5.7

O Papel do INMETRO

O Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO - é uma autarquia federal, vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, que atua como Secretaria Executiva do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (CONMETRO), colegiado interministerial, que é o órgão normativo do Sistema Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (SINMETRO).

No âmbito de sua ampla missão institucional, o INMETRO objetiva fortalecer as empresas nacionais, aumentando sua produtividade por meio da adoção de mecanismos destinados à melhoria da qualidade de produtos e serviços. Sua missão é trabalhar decisivamente para o desenvolvimento sócio-econômico e para a melhoria da qualidade de vida da sociedade brasileira, e para a proteção do cidadão, especialmente nos aspectos ligados à saúde, segurança e meio-ambiente.

Dentre as competências e atribuições do INMETRO destacamos:

- Gerenciar os sistemas nacionais de credenciamento de Laboratórios de Calibração e de Ensaios e de organismos de certificação e de inspeção;
- Fomentar a utilização de técnicas de gestão da qualidade na indústria nacional;

- Coordenar a Rede Brasileira de Laboratórios de Calibração (RBC), a Rede Brasileira de Laboratórios de Ensaio (RBLE) e a Rede Nacional de Metrologia Legal (RNML);
- Fiscalizar e verificar os instrumentos de medição empregados na indústria, no comércio e em outras atividades relacionadas à proteção do cidadão e do meio ambiente;
- Coordenar a participação brasileira em organismos internacionais relacionados com os seus objetivos;
- Desenvolver atividades de pesquisa básica e aplicada em áreas críticas da metrologia;
- Realizar os trabalhos inerentes à metrologia legal;
- Difundir informações tecnológicas, notadamente sobre metrologia, normas, regulamentos técnicos e qualidade;
- Supervisionar a emissão de regulamentos técnicos no âmbito governamental;
- Prover o país de padrões metrológicos primários, estruturar e gerenciar o sistema de referências metrológicas brasileiras e assegurar rastreabilidade aos padrões metrológicos das redes brasileiras de laboratórios credenciados.

O objetivo é manter e aperfeiçoar um sistema de avaliação da conformidade reconhecido internacionalmente e adequado às necessidades da sociedade brasileira, que proporcione impacto positivo na economia nacional, promova a competição justa e proteja o consumidor. Para tanto o INMETRO busca realizar o controle metrológico.

No Brasil, cabe ao INMETRO através da Diretoria de Metrologia Legal (DIMEL) a realização do controle metrológico em todo país no que concerne as atividades comerciais envolvendo tributos.

5.7.1

O controle metrológico

Em consonância com o conceito internacional adotado para Metrologia Legal, estabeleceu-se para o controle metrológico o objetivo específico de prover para os detentores e fabricantes de instrumentos de medição, de medidas materializadas e acondicionadores de produtos pré-medidos, regulamentos técnicos, certificados de aprovação e verificação de seus produtos, objetivando

a proteção do consumidor e à justa concorrência.

O controle metrológico pode ser entendido como o conjunto de atividades de Metrologia Legal, visando a garantia metrológica que designa a ação efetuada pelo Estado sobre os instrumentos de medição e medidas materializadas, notadamente utilizados nas atividades comerciais e industriais, visando a justa transação entre as partes envolvidas, sendo realizado através das seguintes ações:

- Regulamento Técnico Metrológico;
- Aprovação de modelo;
- Verificações metrológicas.

A seguir passa-se a expor mais detalhadamente cada ação do controle metrológico:

Regulamento Técnico Metrológico — os regulamentos estabelecem as unidades autorizadas de medida, as exigências técnicas e metrológicas, as exigências de marcação, as exigências de utilização e o controle metrológico, a que devem satisfazer os fabricantes, importadores e detentores dos instrumentos de medição.

Aprovação de Modelo⁵ — é um processo de avaliação que consiste na análise da documentação descritiva, inspeção visual e ensaios em exemplares do modelo, baseado na regulamentação metrológica pertinente.

Verificações Metrológicas — conjunto de operações compreendendo o exame, marcação de selagem e a emissão de um certificado que comprove as condições metrológicas e o adequado funcionamento do instrumento de medição ou sistema de medição ou medida materializada que satisfaça às exigências regulamentares, correspondentes ao conjunto de operações destinadas a averiguar o desempenho do modelo aprovado. Em função do status podem ser classificadas como:

- Inicial primeira verificação, seguido da aprovação de modelo e antes da instalação e/ou primeira utilização;
- Periódica verificação efetuada em intervalos de tempo pré-determinados, segundo procedimentos estabelecidos por regulamentos;

⁵ De acordo com o Vocabulário Internacional de Metrologia Legal (VIML), a aprovação de modelo “é a decisão reconhecendo que o modelo de um instrumento de medição ou medida materializada satisfaz às exigências regulamentares”.

- Eventual efetuadas a qualquer momento, a pedido do usuário, ou por decisão das autoridades competentes.

Os instrumentos de medição e as medidas materializadas que tenham sido objeto de atos normativos, quando forem oferecidos à venda; quando forem empregados em atividades econômicas; quando forem utilizados em atividades econômicas; quando forem utilizados na concretização ou na definição do objeto de atos em negócios jurídicos de natureza comercial, civil, trabalhista, fiscal, parafiscal, administrativa e processual; e quando forem empregados em quaisquer outras medições que interessem à incolumidade das pessoas, deverão, obrigatoriamente:

- Corresponder ao modelo aprovado pelo INMETRO;
- Ser aprovado em verificação inicial, nas condições fixadas pelo Instituto;
- Ser verificados periodicamente.

A Figura 5.2 apresenta o fluxo de controle metrológico típico do modelo implantado pelo INMETRO:

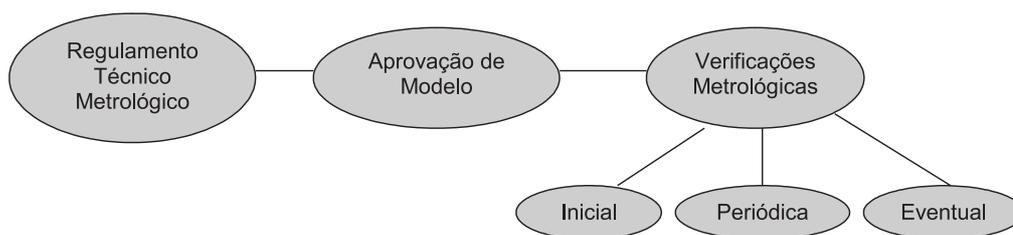


Figura 5.2: Controle metrológico segundo o INMETRO

Nas Portarias INMETRO de Aprovação de Modelo são estabelecidas as condições de processo nas quais os medidores devem operar, como por ex.: classe de exatidão de acordo com a tabela da OIML R117 ou da Portaria n° 064/2003 do INMETRO, tabelas de diâmetros/vazões mínimas/vazões máximas, temperaturas mínimas e máximas, faixa de viscosidades e/ou número de Reynolds, etc. Além disto, tais Portarias estabelecem o controle metrológico que consiste em avaliações periódicas pelo INMETRO, visando verificar:

- Exame visual para verificar se o instrumento de medição está de acordo com as características apresentadas no certificado de verificação;
- Exame metrológico quanto ao atendimento aos erros máximos admissíveis estabelecidos para o sistema de medição, conforme sua classificação na tabela 2 da Recomendação Internacional OIML R117; e / ou da Portaria INMETRO n° 064/2003;

- Inspeção quanto ao atendimento aos itens 3 e 4, e subitens 6.1.10 e 6.2 da Recomendação Internacional OIML R117; e/ou subitens 6.11, 6.23, 9.1 e 9.2 da Portaria INMETRO n° 064/2003;
- Outros que se fizerem necessários, a serem estabelecidos com os seguimentos envolvidos no processo de medição e controle metrológico;
- Inspeção quanto ao atendimento às exigências na Portaria conjunta ANP/INMETRO n° 001 de 19.06.2000, em função da sua utilização.

A elaboração desta regulamentação é baseada em geral nas recomendações da Organização Internacional de Metrologia Legal (OIML), à qual o Brasil está filiado como país membro, e na colaboração dos fabricantes dos instrumentos de medição envolvidos, que são representados por suas entidades de classe, e entidades representativas dos consumidores, pela participação nas Comissões Técnicas de Regulamentação Metrológica.

Para a medição dinâmica de líquidos movimentados pela indústria do petróleo, o INMETRO se baseou na OIML-117. Entende-se por medição dinâmica (ou medição em linha) aquela oriunda de líquidos livres submetidos à pressão e temperatura, que passam em condutos.

Para a medição estática de líquidos, que é a realizada em tanques terrestres e marítimos, o INMETRO possui regulamentação específica emitida na década de 1960 com a finalidade de atender ao transporte marítimo de importação de petróleo e derivados, bem como a estocagem destes produtos em tanques de terminais terrestres, época esta que o Brasil era grande importador.

5.7.2

Portaria n° 64 de 2003

Apesar da publicação do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural através da Portaria Conjunta ANP/INMETRO n° 001, de 2000, e de serem estabelecidas, exigência e fiscalização da ANP, a atribuição legal de regulamentar as medições de produtos em todo o país é do INMETRO.

A Portaria INMETRO n° 64 de 2003, possibilitou a continuidade do uso dos sistemas de medição já instalados, desde que os erros máximos apresentados por esses sistemas de medição, quando em serviço, estivessem situados dentro dos limites estabelecidos no subitem 5.3 do Regulamento Técnico Metrológico, ora designado RTM-64 (que são os mesmos limites definidos para a medição de petróleo líquido na Portaria Conjunta ANP-INMETRO n°

001). Para instalações novas, o modelo do medidor de vazão a ser utilizado deve ter sua aprovação técnica de modelo específica emitida pelo INMETRO e submetido às suas verificações inicial e periódica.

Assim, o controle metrológico da OIML-117 e da RTM-64 se baseia na aprovação de um modelo de medidor de vazão e nas verificações metrológicas periódicas dos sistemas de medição, seus acessórios e do dispositivo computador de vazão a ser utilizado. Vale esclarecer que apenas um medidor/sistema, representativo do modelo, é submetido à aprovação de modelo, mas todos os sistemas de medição para operarem de acordo com o RTM-64 têm que ser submetidos à verificação inicial e periódica.

Os principais pontos abordados pelo RTM-64:

- Introdução de uma nova terminologia que abrange a noção de sistemas de medição em contraposição à abordagem linear dos medidores utilizada por outras portarias;
- Concepção de sistemas de medição definindo seus constituintes e seus contornos;
- Requisitos metrológicos para os sistemas de medição e os seus constituintes, definindo valores limites para erros mínimos e incerteza;
- Requisitos técnicos e construtivos para os sistemas de medição e seus elementos constituintes;
- Parâmetros para aprovação de modelo, verificação inicial e controle metrológico de sistemas de medição.

Desta forma, a exatidão das medições assume especial importância para indústria de petróleo e gás natural face aos vários efeitos negativos que resultados de menor confiabilidade podem provocar à sociedade.

Além das razões apontadas, outra circunstância que está promovendo a construção de laboratórios de vazão cada vez mais complexos e confiáveis é a disseminação do conceito de Metrologia Legal objeto do R-117 da OIML e a correspondente Portaria INMETRO n.º 64.

5.8

Rede Brasileira de Calibração

Com o objetivo de disponibilizar ao país uma infra-estrutura de serviços básicos para a competitividade, em atendimento à demanda, foi estimulada, em 1980, a criação da Rede Brasileira de Calibração (RBC). Constituída por laboratórios acreditados (credenciados) pelo INMETRO, a RBC congrega competências técnicas e capacitações vinculadas às indústrias, universidades e institutos tecnológicos, habilitados à realização de serviços de calibração. A acreditação subentende a comprovação da competência técnica, credibilidade e capacidade operacional do laboratório.

A concessão da acreditação atribuída pelo INMETRO, por intermédio da Divisão de Acreditação de Laboratórios de Calibração, vinculada à Coordenação de Acreditação - CGCRE efetua-se em conformidade com procedimentos internacionais de “acreditação” constantes do ISO/IEC Guide 25 (1990), disponíveis em publicação própria do INMETRO.

A RBC deve ser entendida pela sua atuação na infra-estrutura com a coordenação do sistema metrológico brasileiro, operando em sintonia com os Laboratórios Metrológicos do INMETRO, segundo procedimentos consistentes e harmonizados com seus similares internacionais. Utilizando padrões rastreáveis as referências metrológicas mundiais de mais alta exatidão, a RBC estabelece o vínculo com as unidades do Sistema Internacional (SI) constituindo a base técnica imprescindível ao livre comércio entre áreas econômicas preconizado nos mercados globalizados.

Em perfeita articulação com os laboratórios metrológicos que integram a RBC, compete a sua coordenação, buscar os meios para assegurar o provimento desses serviços no atendimento às necessidades dos diferentes setores, de forma compatível com seus interesses e especificidades, segundo os diferentes níveis de desenvolvimento econômico.

De forma mais ampla, a RBC atua também no provimento dos serviços metrológicos que estabelecem as salvaguardas da defesa do consumidor, da construção da cidadania, da saúde, da proteção e preservação do meio ambiente.

A Tabela 5.5 apresenta os laboratórios de vazão acreditados pelo INMETRO.

Tabela 5.5: Laboratórios nacionais acreditados da RBC

Instituição	Fluido	Vazão Máxima (m ³ /h)	Melhor Capacidade de Medição
CONAUT	Água	2000	0.15%
		3600	0.5%
IPT	Óleo Mineral até 1000 cP	90	0.1%
	Água	250	0.2%
	Ar	3200	0.17%
METROVAL	Óleo Mineral	600	0.12%
	Água	6000 l/min	0.13%
EMERSON	Água	1400	0.2%
APPLITECH	Água	72.000 l/h	2.0%
SENAI (RN)	Ar	4.000	0.31%
CEG	Gás	16	1.0%

Obs.: A melhor capacidade de medição declarada na acreditação do Laboratório pelo INMETRO deve ser entendida como a menor quantidade discreta que o laboratório credenciado tem capacidade de medir de uma dada grandeza, dentro da faixa indicada na acreditação. Em linhas gerais, ela informa a parcela da incerteza combinada que tem origem no próprio sistema de calibração.

5.9

Benefícios da regulamentação do setor petrolífero

A regulamentação do setor petrolífero trouxe vários benefícios ao país, e com isto foram previstos vários instrumentos legais, que serão aqui abordados.

5.9.1

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Dentre os benefícios que resultaram da regulamentação do setor de petróleo e gás natural, destaca-se o programa de incentivos para P&D. Com o objetivo de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias no setor de petróleo e gás natural, conforme disposto no inciso X do artigo 8º da Lei do Petróleo, a ANP incluiu nos Contratos de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e/ou Gás Natural cláusula sobre “Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento”.

A referida cláusula consta dos contratos assinados a partir de 1998, e prescreve as seguintes regras básicas:

- Os investimentos em pesquisa e desenvolvimento são obrigatórios para os concessionários e correspondem ao percentual de, no mínimo, 1% (um

por cento) da receita bruta proveniente dos campos para os quais haja incidência de Participação Especial;

- Até 50 % (cinquenta por cento) do valor dos investimentos poderá ser aplicado em despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento, executadas em instalações próprias dos concessionários e o restante deve ser aplicado em Instituições de P&D credenciadas pela ANP para este fim.

A operacionalização da cláusula de investimentos em P&D requer duas sistemáticas complementares e bem estruturadas:

- O credenciamento das instituições;
- A fiscalização do cumprimento da cláusula.

No que se refere ao credenciamento, este consiste no reconhecimento formal de que a instituição atua em áreas de relevante interesse para o setor de petróleo e gás natural e segmentos correlatos como meio ambiente, energia e formação de recursos humanos, com reconhecida idoneidade e competência tecnológica, possuindo infra-estrutura e condições operacionais para a execução dos serviços credenciados. Para isso, são necessários procedimentos e sistemática próprios aos objetivos do credenciamento, visando a maior transparência, credibilidade e agilidade nas ações da ANP.

Quanto à fiscalização das atividades qualificadas como pesquisa e desenvolvimento, esta requer, para sua implementação, instrumentos normativos, a fim de evitar que os recursos sejam aplicados em outras atividades. A fiscalização a ser exercida deverá, dessa forma, verificar o montante dos recursos investidos (análise quantitativa), bem como verificar a pertinência das despesas realizadas (análise qualitativa), visando atingir os objetivos preconizados, ou seja, o desenvolvimento tecnológico de novos produtos e processos.

A ANP distribui, para pesquisa e desenvolvimento, 1% da receita bruta dos campos de alta produção, sobre os quais as empresas de petróleo pagam Participações especiais. De 1998 a 2007, a ANP arrecadou cerca de R\$ 300 milhões para este fim, sendo que a metade deste valor deve ser investida pelas empresas de petróleo, por exemplo, a Petrobras em seu centro de pesquisa, o CENPES. A outra parte deve ser usada para programas de capacitação profissional e podem ser disputados por qualquer instituição de pesquisa, pública ou privada nacional.

5.9.2

Fortalecimento da infra-estrutura laboratorial

Dentre os benefícios que resultam dos incentivos às atividades de P&D induzidos pela Lei do Petróleo, destaca-se o fortalecimento da infra-estrutura laboratorial no país.

Os projetos na área de metrologia de fluidos utilizando recursos das Participações especiais, que estão em andamento são os seguintes:

- Fase II da implantação do Sítio de Testes de Vazão de Gás Natural - CT-GÁS (aumento nas capacidades de pressão e vazões);
- Laboratório de testes e ensaios de sistemas de medição de óleo e derivados líquidos de petróleo - Fundação de Apoio ao Instituto de Pesquisas Tecnológicas - FIPT (novo laboratório operando com fluido óleo mineral);
- Rastreabilidade na medição de velocidade de escoamentos de fluidos - INMETRO, Fundação Universidade do Rio Grande do Sul - FAURGS (novo laboratório operando com fluido ar no INMETRO);
- Rastreabilidade de Medidas Materializadas de Volume e de Provadores - INMETRO, Fundação Universidade do Rio Grande do Sul - FAURGS.

Estudos realizados sobre a situação atual da infra-estrutura de serviços tecnológicos para apoio à indústria de petróleo e gás natural, demonstraram que existe forte demanda por parte da Petrobras e outras operadoras atuando no Brasil (Shell, SBM, Modec, Frontier, etc).

Os trabalhos técnicos⁶ desenvolvidos levaram às seguintes conclusões.

- Existe uma demanda da Petrobras para análises químicas laboratoriais rotineiras que podem ser terceirizadas;
- A legislação atual exige uma série de calibrações dos instrumentos de medição da produção e distribuição de petróleo, derivados e gás natural para as quais não há infra-estrutura adequada de atendimento;
- As sugestões constantes do Termo de Referência do projeto CT-PETRO Tendências Tecnológicas para a criação de um programa nacional de metrologia e normalização no setor de óleo e gás devem ser apoiadas;
- O funcionamento de laboratórios de análises e metrologia nas Instituições Científicas e Tecnológicas (ICT) poderá ser sustentado pelas encomendas da indústria e ainda servir de base para pesquisas para as quais não existe atualmente infra-estrutura;

⁶ Nota Técnica - ONIP 01/2005.

- A Lei de Inovação Tecnológica abre condições para um maior relacionamento universidade/empresa, viabilizando a oferta e a remuneração de serviços tecnológicos por parte do ICT.

Cabe lembrar alguns investimentos puramente privados atualmente em andamento na área de laboratórios de medição de vazão de fluidos:

- METROVAL (Nova Odessa, RJ) - laboratório de vazão de líquidos utilizando fluido óleo mineral;
- CONAUT - além da torre de calibração (fluido água) inaugurada em março de 2005 (Embú, SP), está em preparação um laboratório de vazão de líquidos utilizando os fluidos óleo mineral e água (Macaé, RJ).

Tendo apresentado os principais benefícios que resultaram da regulamentação do setor de petróleo e gás, a seguir serão abordados os aspectos técnicos e jurídicos da regulamentação traçando uma análise crítica das questões estudadas até o presente.