

1 Introdução

1.1 A medição de petróleo e gás no Brasil: Breve história

A partir de 6 de agosto de 1997 iniciava-se uma nova era na indústria de petróleo no Brasil com a aprovação da Lei nº 9.478 (Lei do Petróleo). O monopólio da Petrobras terminava e era criada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) [1, 2]. Dentre os setores de infra-estrutura no Brasil, a indústria de petróleo é aquela que se organizou e se desenvolveu ao redor de uma única empresa. A ANP veio iniciar um novo processo para a efetiva flexibilização do monopólio anteriormente exercido pela Petrobras. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é uma autarquia integrante da Administração Pública Federal [3] vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, regulamentada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e em conformidade com os interesses do País. Nesse sentido, a ANP foi criada para estabelecer as regras que propiciem a criação de um mercado mais competitivo e que, conseqüentemente, tragam vantagens para o país e, principalmente, para os consumidores. Para o País, tais vantagens poderiam ser traduzidas por maior arrecadação fiscal e diminuição das importações de petróleo. Concernente aos consumidores poderia contribuir para a melhoria da qualidade dos derivados de petróleo e para uma política de preços que refletisse o comportamento do mercado internacional. Portanto, o estabelecimento de um ambiente regulatório apropriado foi um ponto crucial nesse novo cenário no qual novos entrantes contribuem para fomentar um setor que antes era dominado pelo governo e exercido por uma única empresa.

1.2

A participação do petróleo na matriz energética brasileira

A evolução da demanda e da oferta de energia é uma tarefa que vem desafiando o setor de planejamento das empresas energéticas e dos órgãos governamentais nas últimas décadas, no Brasil e no mundo. Esta atividade ganha nova relevância com as transformações por que vem passando o setor energético brasileiro. Em um ambiente cada vez mais competitivo em que cada agente procura realizar de forma isolada e setorial suas próprias projeções, torna-se fundamental para o funcionamento destes próprios agentes e dos órgãos reguladores que a gestão dos processos de medição dos insumos bem como dos produtos possam mitigar as incertezas destes processos. Dados fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) mostram que o petróleo vem sofrendo um aumento de preços expressivo, o que nos remete a considerar que qualquer erro no processo de medição de seus volumes pode transformar lucros em prejuízos e vice-versa.

A figura 1.1 ¹ apresenta a curva de evolução do preço do petróleo nos últimos 10 anos.

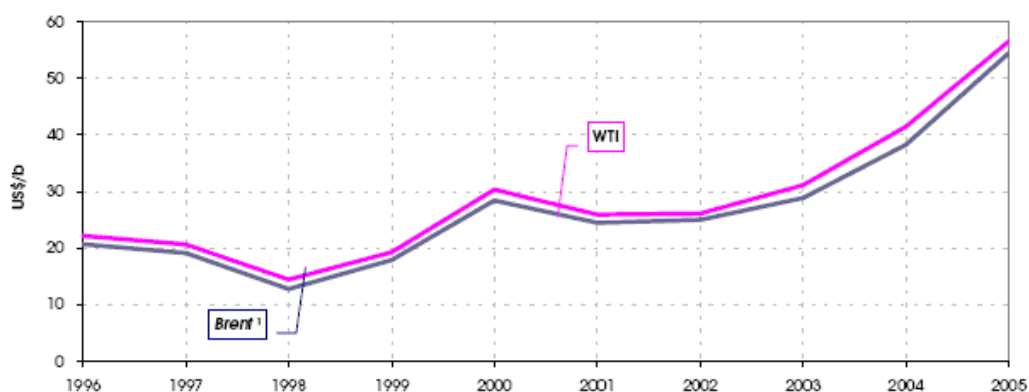


Figura 1.1: Evolução do preço médio do petróleo ao longo de uma década

As figuras 1.2 e 1.3² ilustram a posição do petróleo na matriz energética mundial e brasileira, responsável por quase 40% de toda a energia produzida no País.

¹Fonte: Platt's Crude Oil Marketwire (Tabela 1.4). Nota: Dólar em valor corrente. Os preços médios do petróleo Brent foram calculados a partir dos preços Brent Dated.

²<http://mme.gov.br>

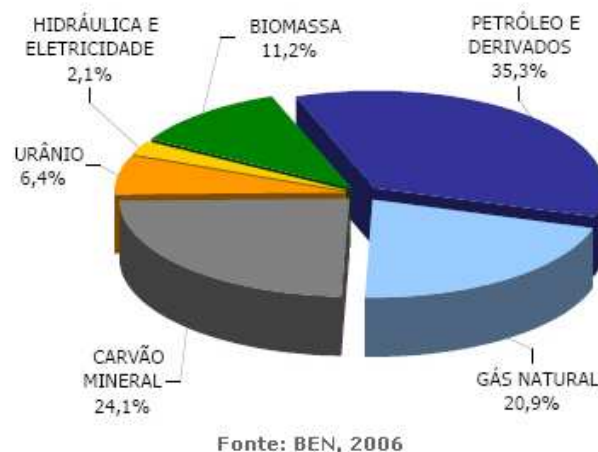


Figura 1.2: Matriz energética mundial

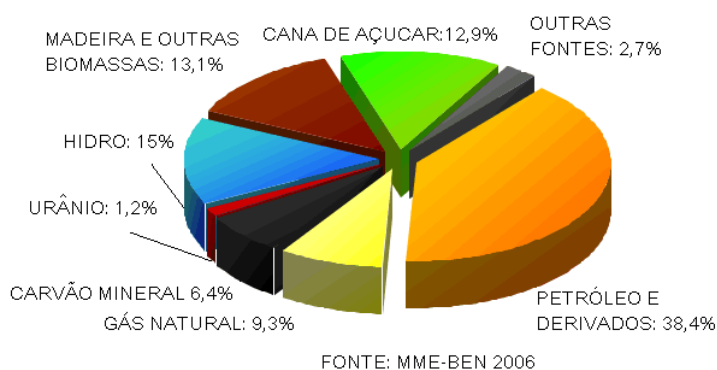


Figura 1.3: Matriz energética brasileira

No final de 2001, o Brasil possuía um volume de reservas totais de petróleo da ordem de 13 bilhões de barris, o que equivale dizer que nos últimos dez anos o país registrou um crescimento médio anual da ordem de 5,3% nas suas reservas. Dentro desse percentual de participação na matriz energética, o diesel é o derivado que tem a maior participação no consumo, cerca de 43%. A opção pelo transporte rodoviário como principal meio de transporte em um país de dimensões continentais como o Brasil explica o alto consumo de diesel. Além disso, toda a frota de maquinários agrícolas e trens de carga empregam esse combustível. A gasolina participa com 15% e o óleo combustível com aproximadamente 10%.

1.3

Dependência externa

O petróleo brasileiro é tipicamente um óleo pesado que, quando fracionado na refinaria, produz uma quantidade muito grande de nafta, gasolina, óleo combustível e, em quantidade menor, o óleo diesel. Já o petróleo importado é um óleo leve, cujas características são essenciais para a produção de diesel. A importação é feita de acordo com as normas de mercado. Para reduzir a dependência externa, quer seja pela importação de petróleo ou de derivados, a Petrobras está adaptando o parque de refino para processar o petróleo nacional e produzir mais derivados médios como o óleo diesel e o querosene e, dessa forma, compatibilizar o perfil de consumo ao tipo de petróleo nacional. Para exemplificar, podem ser citados os investimentos da ordem de US\$ 370 milhões feitos na Refinaria de Paulínia, na construção da segunda Unidade de Coqueamento Retardado e Hidrotratamento de Instáveis que, a partir de 2004, aumentou a produção de óleo diesel e reduziu o óleo combustível. A Petrobras também investe recursos na adaptação de outras refinarias, de modo a obter derivados de melhor qualidade [4].

Outro fator importante que tornou o país auto-suficiente na produção de petróleo foi a descoberta de campos de petróleo na costa do Espírito Santo, inclusive o campo de Jubarte. O complexo petrolífero da bacia de Campos, no litoral do Espírito Santo, soma 900 milhões de barris, de acordo com dados oficiais da Petrobras.

1.4

O papel da metrologia na medição de petróleo e gás

Inegavelmente a quebra do monopólio do petróleo forçou significativa melhoria do controle metrológico dos sistemas de medição voltados ao setor. Em decorrência, a metrologia — a ciência, tecnologia (e arte) das medições — ganhou visibilidade e relevância econômica no setor de petróleo e gás natural (P&G).

Instrumentos, equipamentos e sistemas de medição para o monitoramento e/ou controle da produção, controle da qualidade, identificação e/ou mensuração de componentes ou grandezas físicas estão intimamente ligados ao desenvolvimento da indústria petrolífera. A ampliação de seus níveis de detecção, a melhoria dos métodos de amostragem ou de análise capazes de promover maior repetibilidade e confiabilidade, a segurança dos sistemas de coleta e de transmissão de dados e a confiabilidade operacional, são fatores decisivos para a competitividade do setor de petróleo e gás. Os avanços tecnológicos da informática e das telecomunicações têm permitido crescentes níveis de au-

tomação da instrumentação analítica e de processos, porém muitos desafios persistem. Aliar tecnologias de última geração aos processos produtivos, com interfaces amigáveis, grau de confiabilidade, para atender às expectativas do cliente final sem que haja um incremento considerável em seus custos é um dos grandes desafios nesta Era do Conhecimento. Há muito tempo a metrologia deixou de ser uma ferramenta apenas para garantir a qualidade de produtos ou serviços entre fornecedores e clientes. Atualmente, ela é a principal arma na busca dos elevados índices de produtividade de qualquer corporação, que tem como objetivo a competitividade, num mercado. Segundo o Vocabulário Internacional de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia (VIM) [5], a metrologia é a ciência da medição; supre todos os processos, sejam eles administrativos ou técnicos, do conhecimento necessário para tomada de decisões. A importância de uma medição de boa qualidade, quer dizer, com incertezas que satisfaçam às expectativas dos clientes, pode ser observada quando objetivos e metas a serem alcançados são criteriosamente definidos. A metrologia — entendida como ciência, tecnologia (e arte das medições) — provê a base técnica para assegurar confiabilidade nas medições e nos sistemas de medição. O VIM estabelece algumas definições que são tomadas como base para o presente trabalho. Seguem algumas:

Medição - Conjunto de operações que tem por objetivo determinar um valor de uma grandeza.

Mensurando - Objeto da medição. Grandeza específica submetida à medição.

Método de medição - Seqüência lógica de operações, descritas genericamente, usadas na execução das medições.

Princípio de medição - Base científica de uma medição.

Procedimento de medição - Conjunto de operações, descritas especificamente, usadas na execução de medições particulares, de acordo com um dado método.

Sistema de unidades (de medida) - Conjunto das unidades de base e unidades derivadas, definido de acordo com regras específicas, para um dado sistema de grandezas.

Sistema Internacional de Unidades, SI - Sistema coerente de unidades adotado e recomendado pela Conferência Geral de Pesos e Medidas (CGPM).

Fonte: Vocabulário Internacional de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia (VIM):

A cultura das boas práticas laboratoriais, amparadas por adequadas infra-estruturas de padronização e medição, constitui-se em fator estratégico para se garantir trocas comerciais justas e o reconhecimento mútuo de resultados de medições realizadas por diferentes laboratórios, em diferentes países. Sob essa óptica, um sistema universal de medidas que conquista o reconhecimento internacional constitui-se em poderoso instrumento de competitividade e em ferramenta imprescindível de suporte ao desenvolvimento econômico do

qualquer país. A habilidade de medir corretamente constitui pré-condição para a avaliação da conformidade de produtos e processos, portanto para o controle de qualidade e para a melhoria contínua de produtos e processos em geral.

1.5

Legislação aplicável ao setor de petróleo e gás

Normas, regulamentos técnicos (RT) e práticas da avaliação da conformidade (ensaios, inspeção, certificação) validadas à luz do rigor metrológico formam, juntos, os pilares da Qualidade e constituem-se em funções da tecnologia industrial básica de suporte ao comércio internacional. Com base nesses serviços essenciais (que também pressupõem uma infra-estrutura de metrologia e de acreditação), transações comerciais desenvolvem-se de forma confiável e em conformidade com preceitos técnicos e legais. Dentre as formas alternativas de se conceituar normas e regulamentos técnicos, no contexto do presente trabalho, são utilizadas aquelas definidas no acordo sobre barreiras técnicas ao comércio (TBT Agreement) da Organização Mundial do Comércio (OMC)[6], quais sejam:

Norma - Documento aprovado por uma instituição reconhecida, que fornece, para uso comum e repetido, regras, diretrizes ou características para produtos ou processos e métodos de produção conexos, cujo cumprimento não é obrigatório. Poderá também tratar parcial ou exclusivamente de terminologia, símbolos, requisitos de embalagem, marcação ou rotulagem aplicáveis a um produto, processo ou método de produção.

Regulamento Técnico (RT) - Documento que enuncia as características de um produto ou os processos e métodos de produção a ele relacionado, incluídas as disposições administrativas aplicáveis, cujo cumprimento é obrigatório. Poderá também tratar parcial ou exclusivamente de terminologia, símbolos e requisitos de embalagem, marcação ou rotulagem aplicáveis a um produto, processo ou método de produção.

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (Portaria nº 1 ANP/INMETRO)- Anexo A, editado em conjunto pelo INMETRO e ANP, estabeleceu as condições mínimas que devem ser atendidas pelos sistemas de medição aplicáveis à produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural. Tendo em vista a relevância do conceito associado à medição e a multiplicidade de situações em que esse conceito é aplicado, o RTM ANP/INMETRO nº 1 incorporou uma nomenclatura específica que é caracterizada abaixo. Importante destacar que as definições propostas complementam aquelas introduzidas no texto da Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997, e nos termos do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural.

Tendo em vista que o presente trabalho analisa o impacto da quebra do

monopólio do petróleo no controle metrológico de sistemas de medição julgou-se oportuno anexar ao trabalho, na forma de anexos, os principais documentos legais que passaram a regular o setor de petróleo e gás e que atribuem relevância à metrologia. Tais documentos, entendidos como legislação básica para o setor de petróleo e gás natural são:

- Portaria Conjunta nº 1 ANP/INMETRO
- Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97)
- Draft da Portaria Inmetro nº 061 de 27.03.2003
- Decreto nº 1 de 11.01.1991
- Decreto nº 2.455/98
- Lei nº 7.990 de 28.12.1989
- Decreto nº 2.705 de 03.08.1998

1.6

Conceitos e definições

Pesquisa sobre terminologia foi realizada nos documentos legais (Leis, Portarias, normas e regulamentos técnicos de medição) como estratégia para qualificação das demandas por metrologia, estudadas no presente trabalho. Com esse propósito, os conceitos e definições abaixo relacionadas foram identificados na documentação aplicável ao setor de petróleo e gás.

Classe de exatidão: Classe de instrumentos de medição que satisfazem a certas exigências metrológicas destinadas a conservar os erros dentro de limites especificados.

Calibração: Conjunto de operações que estabelece, sob condições especificadas, a relação entre os valores indicados por um instrumento de medição (ou sistema de medição, ou valores representados por uma medida materializada, ou um material de referência) e os valores correspondentes das grandezas estabelecidos por padrões.

Condições usuais de operação: condições de temperatura, pressão e propriedades (densidade e viscosidade) médias do fluido, avaliadas no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste do poço até a data de avaliação.

Desvio: Diferença entre o valor medido e seu valor de referência.

Erro (de medição): Diferença entre o resultado de uma medição e o valor verdadeiro do mensurando.

Exatidão de medição: Grau de concordância entre o resultado de uma

medição e o valor verdadeiro do mensurando.

Fator de correção: Fator numérico pelo qual o resultado não corrigido de uma medição é multiplicado para compensar um erro sistemático.

Grandeza de influência: Grandeza que não é o mensurando, mas que afeta o resultado da medição deste.

Incerteza de medição: Parâmetro, associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser fundamentadamente atribuídos a um mensurando.

Instrumento de medição: Dispositivo utilizado para uma medição, pode ser usado em conjunto com dispositivo(s) complementar(es).

Medida materializada: Dispositivo destinado a reproduzir ou fornecer, de maneira permanente durante seu uso, um ou mais valores conhecidos de uma dada grandeza.

Repetitividade (de resultados de medições): Grau de concordância entre os resultados de medições sucessivas de um mesmo mensurando, efetuadas sob as mesmas condições de medição.

Transdutor de medição: Dispositivo que fornece uma grandeza de saída que tem uma correlação determinada com a grandeza de entrada.

Sistema de medição: Conjunto completo de instrumentos de medição e outros equipamentos acoplados para executar uma medição específica.

Sensor: Elemento de um instrumento de medição ou de uma cadeia de medição que é diretamente afetado pelo mensurando.

Regulagem (de um instrumento de medição): Ajuste num instrumento, empregando somente os recursos disponíveis para o usuário.

Sensibilidade: Razão entre a variação da resposta de um instrumento e a correspondente variação do estímulo.

Exatidão de um instrumento de medição: Aptidão de um instrumento de medição para dar respostas próximas ao valor verdadeiro.

Erro (de indicação) de um instrumento de medição: Diferença entre a indicação de um instrumento de medição e o valor verdadeiro da grandeza de entrada correspondente.

Erros máximos admissíveis (de um instrumento de medição): Valores extremos de um erro admissível por especificações, regulamentos, etc., para um dado instrumento de medição.

Padrão: Medida materializada, instrumento de medição, material de referência ou sistema de medição destinado a definir, realizar, conservar ou reproduzir uma unidade ou um ou mais valores de uma grandeza para servir como referência.

Padrão internacional: Padrão reconhecido por um acordo internacional

para servir, internacionalmente, como base para estabelecer valores de outros padrões da grandeza a que se refere.

Padrão nacional: Padrão reconhecido por uma decisão nacional para servir, em um país, como base para atribuir valores a outros padrões da grandeza a que se refere.

Padrão primário: Padrão que é designado ou amplamente reconhecido como tendo as mais altas qualidades metrológicas e cujo valor é aceito sem referência a outros padrões de mesma grandeza.

Padrão secundário: Padrão cujo valor é estabelecido por comparação a um padrão primário da mesma grandeza.

Padrão de referência: Padrão, geralmente tendo a mais alta qualidade metrológica disponível em um dado local ou em uma dada organização, a partir do qual as medições lá executadas são derivadas.

Padrão de trabalho: Padrão utilizado rotineiramente para calibrar ou controlar medidas materializadas, instrumentos de medição ou materiais de referência.

Rastreabilidade: Propriedade do resultado de uma medição ou do valor de um padrão estar relacionado a referências estabelecidas, geralmente a padrões nacionais ou internacionais, através de uma cadeia contínua de comparações, todas tendo incertezas estabelecidas.

Falha: Acontecimento no qual o desempenho do sistema de medição não atende aos requisitos exigidos.

Falha presumida: Variação dos volumes medidos que não corresponda a variações nas condições de operação das instalações.

Além destas definições de caráter genérico, seguem algumas estabelecidas especificamente pela Portaria Conjunta ANP-INMETRO nº 01.

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.

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 nº 2.705, de 03/08/1998.

Medição fiscal compartilhada: medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição.

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.

Medição para apropriação: medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo, ou em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.

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.

Medidor fiscal: medidor utilizado para a medição fiscal do volume de produção de um ou mais campos.

Medidor padrão: medidor utilizado como padrão de comparação na calibração de outros medidores.

Potencial de produção do poço: Volume de produção de um poço durante 24 horas, à vazão de teste.

Potencial de produção do poço corrigido: Volume de produção de um poço à vazão de teste, durante o tempo de produção efetivo do poço.

Potencial de produção do campo corrigido: Somatório dos potenciais de produção corrigidos dos poços do campo.

Provador em linha: recipiente aberto ou fechado, de volume conhecido, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores de petróleo.

Razão gás - óleo (RGO): volume de gás produzido por volume de petróleo produzido, ambos medidos nas condições de referência.

Relatório de medição: documento informando os valores medidos, os fatores de correção e o volume apurado num período de medição.

Sinal de medição: Grandeza que representa o mensurando ao qual está funcionalmente relacionada.

Tabela volumétrica: tabela indicando o volume contido em um tanque para cada nível de enchimento.

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.

Vazão de teste de poço: Razão entre o volume total de produção de um poço, durante um teste, e o tempo de duração do mesmo.

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.

Volume efetivo: produto do volume registrado pelo fator de calibração do

medidor.

Volume efetivo em condições de referência: volume efetivo corrigido para as condições de referência de pressão e temperatura.

Volume líquido: Volume de petróleo em condições de referência, uma vez descontado o volume de água e sedimentos.

Volume registrado: variação no registro do totalizador de um medidor de fluidos, entre o início e o fim de uma medição.

1.7

Sistema de unidades

Tendo em vista a forte influência de países industrializados de cultura inglesa no avanço do conhecimento e das tecnologias de medição introduzidas no setor de petróleo e gás natural é razoável entender o motivo pelo qual ainda hoje é freqüente o uso de unidades de medida que não integram o Sistema Internacional de Unidades (SI). Barreiras culturais e elevados investimentos para se processar as conversões de unidades ainda haverão de manter essa indesejável situação por um longo período. Certamente uma frustração para os metrologistas que preconizam a universalização de um sistema de medidas coerente e universal.

A unidade (SI) de volume na medição de petróleo e de gás natural é o metro cúbico (m^3), para ambos os casos considerada numa condição de referência caracterizada pela temperatura de 20 °C e pressão atmosférica normal (0,101325 MPa).

1.8

Tecnologias de Medição

Devidamente documentada em outras pesquisas de mestrado do Grupo de Tecnologia Industrial Básica do Programa de Pós-Graduação em Metrologia [7–16], a título de contextualização, descrevem-se, a seguir, as principais tecnologias de medição de vazão de petróleo e gás natural. Em particular são caracterizados seis sistemas de padronização primária em operação nos principais laboratórios nacionais de metrologia de países mais industrializados produtores de petróleo e gás natural. Os respectivos princípios de funcionamento, suas características construtivas, as respectivas capacidades de operação (faixa de vazão e de pressão) e os parâmetros que contribuem para a determinação da incerteza de medição associada a cada método encontram-se descritos em detalhe em outro trabalho [16] que se desenvolveu em paralelo à presente pesquisa de mestrado. Os padrões primários de medição de vazão discutidos têm o seu

funcionamento baseado em princípios físicos e termodinâmicos, a seguir identificados:

- Sistema gravimétrico (reservatório para medição mássica);
- Bell prover (campânula móvel e volume variável);
- Piston prover (volume variável e pressão constante);
- PVTt (pressão, temperatura e tempo variáveis e volume constante);
- Dispositivo dinâmico de deslocamento (DDD);
- Sistema óptico baseado no Laser Doppler velocimetria.

A tabela 1.1³ resume características técnicas e de operação dos principais laboratórios nacionais de metrologia com capacitação laboratorial para promover a padronização primária e a medição/calibração de medidores de vazão de gás natural. No caso do Brasil, sob a orientação do INMETRO, um programa se estrutura para implementar uma hierarquia descentralizada e compartilhada para prover o país das referências metrológicas e instalações laboratoriais adequadas ao atendimento das demandas nacionais desse importante segmento de petróleo e gás natural.

Tabela 1.1: Infra-estruturas laboratoriais de renome para medição de vazão de gás

País	Laboratório	Gás	Pressão Operacional (bar)	Vazão Operacional (m^3/h)	Incerteza Estimada (%)
Alemanha	PIGSAR	GN	6 - 51	144 - 300.000	0,18
Brasil	IPT	Ar	Ambiente	10 - 3.400	0,17%
	CTGÁS	GN	50 - 60	50.000	sistema em fase de estruturação
Canadá	Transcanada	GN	70 bar	50 000	0,22%
Dinamarca	Danish Reference Laboratory Gaseous Flow	Ar	0 - 800 kPa	0,025 - 4.000	
EUA	CEESI	GN	70 bar	34. 000	0,2%
	SwRI - Southwest Research Institute	GN	70 bar 1035 - 8275 kPa	50 000 200.000	0,22%
França	PISCINE/LADG	GN	6 - 55	9 - 10.000	0,3%
	CESAME/LNE	GN	1 - 50	9 - 80.000	
	PLATE	GN	0,1 - 40	9 - 40.000	
	COKE	GN	0,1 - 40	9 - 40.000	
Holanda	NMi/Dordrecht	GN	atm - 9	1 - 400	0,07 - 0,1
	NMi/Groningen	Ar e GN	45 - 36.000	9 - 80.000	
	NMi /Bergum	GN	9 - 51	100 - 132.000	0,18 - 0,21
	NMi - Westerbork	GN	60	48.000 - 2.400.000	
Noruega	K-Lab	GN	10 a 156 bar	290 000	0,3%
UK	NEL	Ar	2 a 50 bar	15 000	0,3%

Para o caso de gás natural, para um nível de confiança de 95%, a incerteza associada à medição de vazão (sistemas primários) varia na faixa de $\pm 0,01\%$ a $\pm 0,25\%$. Já para os sistemas secundários, calibrados a partir dos sistemas primários, a incerteza de medição varia na faixa de $\pm 0,20\%$ a

³ Fonte: Dissertação de Mestrado de Cominges, J.C.C. (2008). Padronização primária e harmonização de valores de referência: a experiência internacional como subsídios à formulação de um sistema brasileiro para a medição de vazão de gás natural em alta pressão. Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio.

$\pm 0,75\%$ destacando-se pela sua preferência no mercado os medidores de fluxo do tipo turbina e tipo Venturi (bocal sônico). Dada a relevância econômica que resulta dos esforços de redução da incerteza associada à medição de petróleo e gás, métodos e algoritmos computacionais têm sido desenvolvidos em outros trabalhos do PósMQI/PUC-Rio para levar em consideração variações em tempo real das propriedades do fluido (óleo ou gás) objeto da medição [6].

1.9

Objetivos do Trabalho

No contexto do objetivo central do trabalho de avaliar o impacto da quebra do monopólio do petróleo no controle metrológico, dois são os objetivos específicos da presente pesquisa de mestrado em metrologia: (i) caracterização das demandas qualificadas por serviços de metrologia associados à medição de petróleo e gás natural e (ii) desenvolvimento de metodologia prática para definição da tecnologia de medição que mais bem se aplica a cada necessidade do setor. Os equipamentos e sistemas de medição devem ser projetados, instalados, operados, ensaiados, calibrados e mantidos em condições adequadas de funcionamento de forma a assegurar uma medição adequada das produções de petróleo e gás natural. A confiabilidade das medições e a expressão das incertezas que lhe são associadas possuem relevância não apenas para atender aos propósitos fiscais (atividade de metrologia legal) relacionados à transferência de custódia, mas, também, para definir volumes para controle operacional da produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural.

Esses objetivos do trabalho foram delineados levando-se em consideração que os pontos de medição para fins fiscais devem ser aprovados pela ANP enquanto os sistemas de medição 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. Os pontos de medição fiscal da produção de petróleo e de gás natural devem localizar-se imediatamente a jusante das instalações de separação, tratamento da produção, e a montante de quaisquer instalações de transferência, processamento, estocagem em estações de armazenamento, transporte ou terminais marítimos.

Ainda no que concerne os sistemas de medição fiscal da produção, esses devem ser inspecionados pela ANP com o propósito de verificar a sua correta instalação e o seu 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. O petróleo medido nos pontos de medição, excetuando-se as medições para apropriação, deve ser estabilizado e não conter em sua com-

posição mais de 1% de água e sedimentos. 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. O sistema de medição deve incorporar detectores e/ou procedimentos operacionais para prevenir a transferência através do ponto de medição de petróleo que não obedeça às especificações. Os instrumentos de medição, as medidas materializadas e os sistemas de medição utilizados devem ser submetidos ao controle metrológico do INMETRO, quando justificável e quando tecnicamente possível, ou comprovar rastreabilidade ao sistema internacional de unidades por meio de padrões.

Todas as calibrações e inspeções requeridas no referido Regulamento devem ser executadas por conta e risco do concessionário ou do autorizado de outras instalações de petróleo e gás natural e devem ser realizadas por pessoas ou entidades qualificadas e tecnicamente competentes.

Refletindo a experiência do autor em seu trabalho técnico na Petrobras, as demandas por serviços de metrologia associados à medição de petróleo priorizam aquelas identificadas na Unidade de Negócios da Bacia de Campos (UNBC), unidade operacional da Petrobras. É por esse motivo que alguns conceitos (ainda que relevantes) relacionados à armazenagem e transporte de petróleo e gás não serão abordados, assim direcionando o trabalho aos interesses específicos da UNBC. O autor está ciente, entretanto, que medições refletem um amplo conceito que transcende as atividades sob a atuação da UNBC e que merecem ser estudadas em profundidade no âmbito de outros trabalhos subsequentes.

1.10 Metodologia

A opção pela metodologia de desenvolvimento do presente trabalho levou em consideração a nova cultura de medição de hidrocarbonetos implantada no Brasil pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), responsável por fazer prevalecer a Portaria Conjunta nº 1 ANP-INMETRO, que regulamenta a atividade de medição de petróleo e gás natural.

A observação técnica do ambiente laboral onde se desenvolvem as atividades, permitiu mapear as dificuldades encontradas para se instalar um sistema de medição que atendesse aos critérios técnico-legais, principalmente em ambientes onde já existiam sistemas de medição que não se mostravam em conformidade aos novos preceitos do Regulamento Técnico. Tiveram assim que ser adequados e em muitos casos substituídos, dando ao autor a motivação de aproximar de forma criteriosa o conhecimento científico às condições reais

em uma plataforma de produção de petróleo. Considerou, ainda, a crescente elevação dos preços do barril de petróleo e o compartilhamento dos campos de exploração de petróleo, os quais passaram a ter o controle exato da produção, motivando, também, a criação de uma forma mais imediata para se definir as especificações técnicas dos medidores para os diversos sistemas de medição.

A metodologia proposta levou em conta a crescente demanda por petróleo no mundo, situação em que o seu preço tem aumentado de forma acelerada, uma vez que os países que mais consomem estão com suas reservas ameaçadas em escala decrescente enquanto presenciavam expressivo aumento do consumo interno. Assim, motivado pela relevância econômica de se desenvolver um sistema de medição com baixos níveis de incerteza e maior exatidão, principalmente na análise de estudos de viabilidade técnica e econômica de equipamentos que farão parte de unidades de produção e exploração de petróleo e gás natural, a abordagem do presente tema ganhou prioridade. Em particular para o autor, já que na Unidade de Negócios da Bacia de Campos da Petrobras (local onde trabalhou) e na Unidade de Negócios da Bacia de Santos (local onde atualmente trabalha) todos os projetos são analisados técnica e economicamente e o sistema de medição é considerado item de importância estratégica no processo decisório. Nesse contexto, o trabalho desenvolveu-se em conformidade aos seguintes preceitos metodológicos: (i) análise e diagnóstico do ambiente de exploração e produção no Brasil; (ii) identificação, análise e conhecimento da lei que regulamenta a medição de petróleo e gás natural no Brasil; (iii) identificação das tecnologias de medição e tipos de medidores existentes e sua aplicabilidade baseado na legislação vigente, normas e melhores práticas internacionais. Do ponto de vista metodológico, foi ainda estudado o acervo de informações dos principais fabricantes de medidores de vazão e identificadas as variáveis mais críticas dos sistemas de medição capazes de influenciar na escolha do tipo de tecnologia a ser aplicada.

1.11

Estrutura do Trabalho

No seu conjunto, o trabalho encontra-se estruturado em 8 capítulos e 6 Anexos (documentos oficiais acessórios agregados para contextualizar e facilitar o entendimento do tema), a seguir apresentados.

O **Capítulo 2** caracteriza a participação governamental na produção de petróleo e gás natural, enfatizando não apenas o papel do governo, mas detalhes das diversas participações governamentais — pagamentos de bônus, royalties, participação especial, bem como a ocupação e retenção de áreas de produção. Discute e identifica, também, a legislação brasileira aplicável ao

setor de petróleo e gás natural, anexando documentos oficiais que refletem a legislação para o setor.

O **Capítulo 3** aborda sobre o Projeto de Adequação ANP, que tem por finalidade adequar as plataformas da UN-BC às normas da Portaria conjunta nº 1 ANP/INMETRO e mais especificamente as do campo de Marlim, local onde o autor desenvolveu suas pesquisas e observações. Identifica os principais equipamentos e variáveis dos sistemas de medição mais usuais bem como as classes de exatidão estabelecidas pela OIML R 117.

O **Capítulo 4** apresenta uma análise do setor de petróleo após a quebra do monopólio, ocorrida apenas do ponto de vista jurídico, pois de fato a Petrobras continua a ser a grande detentora dos maiores campos e, por conseguinte, a maior produtora. Através dessa análise, o autor consegue diagnosticar que existem lacunas que a Lei do Petróleo não conseguiu equacionar, principalmente no que tange aos sistemas de medição, e na identificação das principais demandas tecnológicas para medição de petróleo e gás natural.

O **Capítulo 5** detalha a medição de gás natural e petróleo considerando as medições mais expressivas em termos tecnológicos e legais — medição fiscal e de custódia. São essas medições que efetivamente traduzem o retorno financeiro para as empresas e governos que determinam o limite da responsabilidade. É apresentado também um fluxograma contendo todas as variáveis que influenciam o cálculo da medição desses hidrocarbonetos (petróleo e gás).

O **Capítulo 6** aborda os tipos de medidores que a Portaria conjunta nº 1 ANP/INMETRO define como tecnologias aprovadas, caracterizando os princípios de operação, sua aplicabilidade e vantagens técnicas na sua utilização. Considera ainda as consultas posteriores à publicação da Portaria com base nas quais a ANP permite o uso de outras tecnologias além daquelas explicitadas na Portaria original.

O **Capítulo 7** apresenta a seleção da tecnologia que melhor se enquadra para o tipo de medição a ser implementada (em linha), considerando apenas os parâmetros que mais influenciam na determinação do tipo de medidor. A escolha do tipo de medidor de vazão, com o auxílio de um fluxograma, demonstrando, de forma prática e objetiva a determinação do elemento primário de medição adequado aos propósitos.

O **Capítulo 8** conclui o trabalho, sintetizando as demandas metrológicas e o método prático para determinação do tipo de medidor, fornecendo assim uma ferramenta útil, principalmente para estudos de viabilidade técnico-econômica e outras aplicações de natureza semelhante.

No que concernem aos **Anexos**, estes estão dispostos em:

- Portaria Conjunta nº 1 ANP/INMETRO

- Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97)
- Draft da Portaria Inmetro nº 061 de 27.03.2003
- Decreto nº 1 de 11.01.1991
- Decreto nº 2.455/98
- Lei nº 7.990 de 28.12.1989
- Decreto nº 2.705 de 03.08.1998

Esses anexos são a base para todo o estudo do autor bem como as demais leis e RTM que os mesmos referenciam em seus corpos.

Reunindo a legislação pertinente e aplicável à regulação do setor de petróleo e gas natural os anexos A a F provêm informações chaves que fundamentaram a análise.