

## 4

### **Demandas por metrologia na medição de petróleo e gás na UN-BC**

A Petrobras, enquanto detentora por 44 anos do monopólio de execução de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil foi a instituição responsável pela medição, arrecadação e distribuição dos recursos dos royalties aos estados, municípios e Governo Federal. Com a quebra do monopólio e criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a responsabilidade pela determinação das diretrizes de medição de petróleo e gás natural passaram a ser da agência reguladora, que não somente determina as diretrizes, mas também fiscaliza e controla a medição. Embora a quebra do monopólio tenha aberto o setor para a concorrência nos aspectos relacionados à exploração e produção (E&P), de fato, essa quebra ainda não ocorreu posto que a Petrobras ainda domina o setor tendo em vista a sua condição de maior empresa do Brasil nesse segmento. A figura 5.1 [2] ilustra dados da produção nacional de óleo, condensados e gás natural efetuada pela Petrobras nos últimos 5 anos, cuja média diária é de 1.630.080 bpd<sup>1</sup>.

Já na figura 4.2 [2] é apresentada a produção nacional de petróleo efetuada por todas as empresas que exploram e produzem petróleo no Brasil, incluindo a Petrobras, cuja média diária nos últimos 5 anos é de 1.684.087 bpd.

Com base na comparação das produções ilustradas nas figuras 4.1 e 4.2 é possível afirmar que, em média, a Petrobras possui supremacia sobre a produção (superior a 96%) de petróleo, pois cabe às demais empresas que operam no Brasil, cerca de apenas 3,2% <sup>2</sup> do volume produzido no país. Portanto, a despeito do papel exercido pela agência reguladora para o setor (ANP), não se pode desprezar a representatividade no mercado controlado pela Petrobras influenciando o setor de forma decisiva, fazendo com que os demais participantes ("players") se alinhem com suas necessidades e observem suas estratégias para definir sua atuação no mercado. Com base nesse cenário, pode-se deduzir que é estratégico que o governo mantenha sob seu controle uma empresa desse porte, visto que, se por um lado o governo determina as

<sup>1</sup>barris de petróleo por dia

<sup>2</sup>Chevron, Shell, Devon, dentre outras.

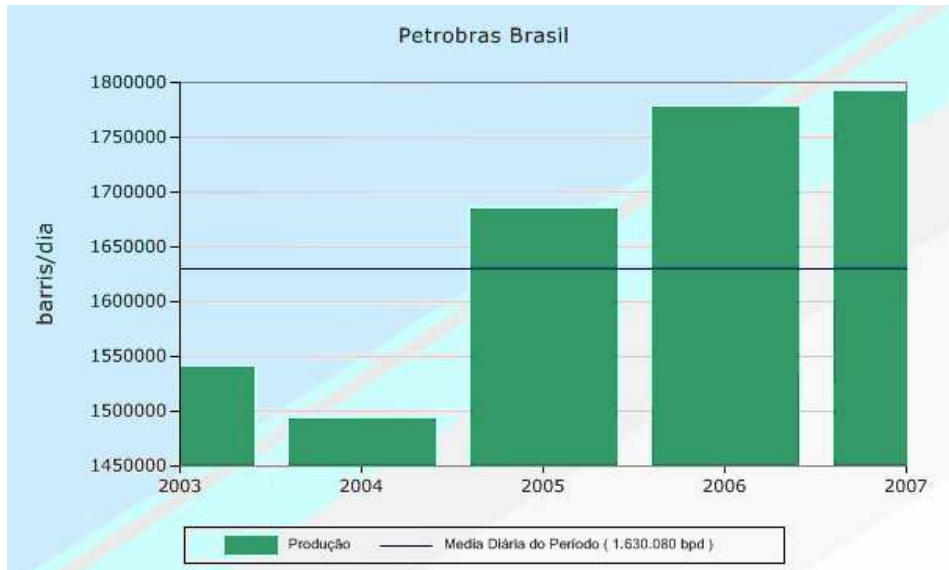


Figura 4.1: Produção Petrobras de óleo, condensado e LGN

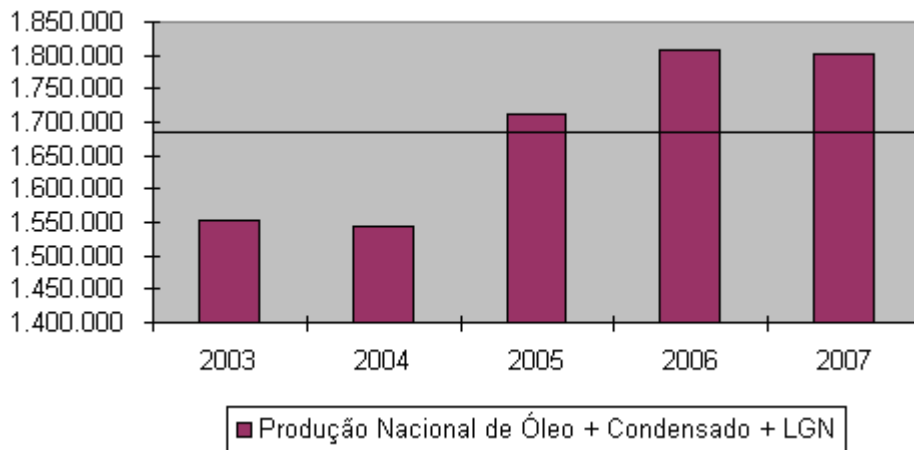


Figura 4.2: Produção Nacional de Óleo, Condensado e LGN

diretrizes para o setor, por outro ele influencia para que, de fato, essas diretrizes sejam implementadas, uma vez que possui um agente que impulsiona os demais participantes do mercado. Agindo dessa forma, o governo pode estimular determinados segmentos que ele julgue importante ou de seu interesse.

Assim atuando, estrutura-se de forma a gerar recursos para sua fomentação, criando demandas, ofertas, mercado, fornecedores e todos os demais insumos para que tal segmento possa operar de forma auto-sustentada. Cabe entretanto observar que a quebra do monopólio não preparou o mercado para esse novo cenário de competição e tampouco a Petrobras estava preparada para tal desafio. Visto que na prática era ela o agente regulador do governo. As demandas de um mercado aberto estavam portanto encobertas ou simplesmente não existiam, pois não havia a necessidade de fomento desse mercado. A quebra do monopólio do petróleo explicitou, de maneira muito clara, que o Setor de Petróleo e Gás Natural carecia de tecnologias próprias, sobretudo no que diz respeito à medição fiscal e de transferência de custódia ou seja, tecnologias que fossem capaz de garantir que os resultados da medição de petróleo e gás fossem confiáveis, rastreáveis, auditáveis e fidedignos às operações nos campos de produção. Mais que isso, que para o setor deveriam existir regras claras, bem definidas e consistentes de forma a assegurar que novos entrantes pudessem participar do mercado a fim de fazer com que a lei da oferta e da demanda fosse uma realidade no mercado de petróleo e gás, regulando inclusive o preço do produto. Isto posto, na condição atual, são necessárias algumas mudanças no cenário nacional para que o funcionamento do setor avance. Dentre as chamadas "demandas por metrologia" que precisam de ajustes, destacam-se:

1. Rastreabilidade ao SI, por meio dos padrões nacionais (no caso do Brasil, sempre que possível aqueles sob o controle ou designação do INMETRO);
2. Calibração de medidores, fazendo uso do fluido água como fluido de trabalho;
3. Acesso a laboratórios acreditados habilitados a oferecer calibração de medidores de vazão de gás (e de óleo), com grandes vazões de óleo e água, hoje em número exíguo e incompatível com a crescente demanda de serviços;
4. Capacitação de usuários e fornecedores de serviços de medição de petróleo e gás no Brasil visando adequá-los às necessidades do setor;
5. Conscientização de que a medição de petróleo e gás natural deve ser entendida internamente como parte inerente e essencial do *core business* da empresa (Petrobras).

## 4.1

### Rastreabilidade aos padrões nacionais

No que concerne a cultura metrológica, a preocupação permanente para com a rastreabilidade aos padrões de referência e, em decorrência, ao Sistema Internacional de Unidades (SI), não constitui-se no maior obstáculo uma vez que, no Brasil, o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), autarquia federal vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDICT) desempenha com competência essa missão respaldado por acordos internacionais de reconhecimento mútuo que garante a aceitabilidade internacional do sistema brasileiro de medição. No desempenho de sua missão institucional de gestão do sistema brasileiro de medição, o INMETRO atua como Secretaria Executiva do Sistema Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (SINMETRO<sup>3</sup>), que possui como seu órgão normativo o Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Conmetro), formado por um colegiado interministerial do qual o MDICT exerce a presidência.

A rastreabilidade na calibração dos medidores de vazão ainda se defronta com passos importantes a serem dados, sobretudo quanto aos medidores ultra-sônicos, uma vez que a tecnologia ultra-sônica possui exatidão maior do que aquelas associadas às tecnologias que são utilizadas para validar a calibração dos medidores ultra-sônicos. Embora a norma API MPMS 4.5 [21] e a norma API MPMS 4.8 [22] recomendem o uso de medidores-padrão dos tipos turbina, por deslocamento positivo ou medidores ultra-sônicos, a maioria dos sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia na UNBC é concebida com medidores ultra-sônicos. Além do elevado grau de exatidão que é intrínseco a esses medidores, estes não possuem partes móveis e, por conseguinte, apresentam reduzido desgaste de peças e manutenção simplificada (reparos nos cabeçotes emissores do ultra-som podem ser implementados com o equipamento em operação).

Essa tecnologia de medição tem sido adotada como padrão por se tratar de um medidor que praticamente não promove perdas de carga (diferencial de pressão) ao sistema de escoamento já que praticamente não interfere com o escoamento como ocorre com as placas de orifício que bloqueiam o fluxo. Estes medidores operam pelo princípio de tempo de trânsito, com transdutores multi-trajetória.

O Comitê Brasileiro-04 (CB-04), da ABNT, tem discutido a adoção da ISO/TR-12765 em norma ABNT (NBR), demonstrando assim o interesse dos técnicos da atividade de medição de fluidos, destacando a importância que

<sup>3</sup>Fonte: site /[www.inmetro.gov.br](http://www.inmetro.gov.br)

a tecnologia ultra-sônica representa para a medição de líquidos no cenário brasileiro. Entretanto, a Portaria nº 1 ANP/INMETRO ainda não reconhece explicitamente esse tipo de tecnologia, embora muitos dos sistemas aprovados pela ANP já façam uso dessa tecnologia de medição. Em estudo realizado pelo conceituado laboratório escocês NEL (*National Engineering Laboratory*) e documentado em relatório técnico [23] são apresentados resultados importantes sobre medidores do tipo ultra-sônico pelo método de tempo de trânsito, enfatizando seus efeitos na exatidão e na repetitividade destes medidores.

## 4.2

### Calibração utilizando água como fluido de trabalho

Para descrever este importante tópico, toma-se como exemplo o projeto de medição implementado no campo de Marlim, na Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro. Desde o início do projeto não havia sido evidenciada a necessidade de se poder fazer calibração em medidores com fluidos diferentes daqueles utilizados nas operações das plataformas de produção. Tal fato deveu-se à restrição imposta pela Portaria Conjunta nº1 ANP/INMETRO que não permite essa flexibilidade impondo que os medidores especificados no projeto original possuam diâmetros pequenos (até 10 polegadas), condição essa que passou a permitir que a calibração dos mesmos fosse realizada no Brasil. Além disto, o arranjo do sistema de medição proposto compunha-se de 3 medidores, sendo um o padrão (master de referência) e os outros dois os padrões de trabalho. A Portaria especifica ainda a previsão de retirada do medidor-padrão para calibração em laboratório impondo que a calibração dos medidores de trabalho sejam realizadas em função do medidor-padrão. Os medidores devem ser instalados a jusante dos tratadores de petróleo e de gás, sendo o petróleo enviado para os tanques de armazenamento das unidades produtoras ou oleodutos, enquanto o gás deve ser enviado para o gasoduto.

A figura 4.3 apresenta o arranjo do projeto original concebido para o campo de Marlim, cuja medição fiscal deve ocorrer após os tratadores de óleo.

Essa necessidade ficou evidenciada quando foi alterada a estratégia para se fazer a medição de petróleo no *off-loading* dos navios transformados em plataformas de produção - *Floating Production Storage and Operation* (FPSO). Essa estratégia foi adotada para garantir que o petróleo medido estivesse nas condições requeridas pela Portaria nº 1 (óleo estabilizado), i.e., isento de gases e BSW (índice 1%). Isto resultou em outros ganhos como a redução dos pontos de medição fiscal e, sobretudo, na diminuição do tempo de parada de produção das plataformas para instalação dos sistemas de medição. A figura 4.4, abaixo, ilustra o novo arranjo do projeto para o campo de Marlim onde o sistema para

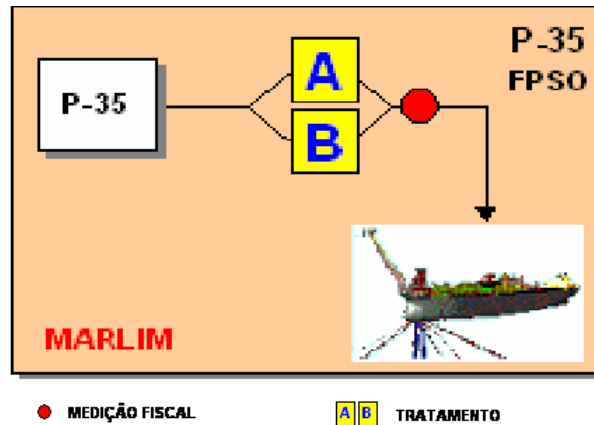


Figura 4.3: Sistema de Medição Fiscal Típico (Campo de Marlim)

medição fiscal foi instalado após os tanques de armazenamento de óleo, onde se realiza. Esse arranjo confere aos tanques de armazenamento das plataformas uma parte do processamento do petróleo para diminuição do BSW, através do processo de decantação.

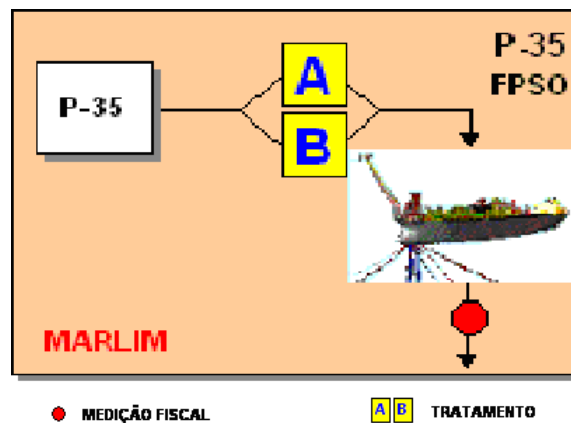


Figura 4.4: Novo arranjo do sistema de medição fiscal (Campo de Marlim)

Como as vazões no *off-loading* são extremamente altas, da ordem de 5.500  $m^3/h$ , foi necessário trocar o diâmetro dos medidores fiscais passando de 10 para 24 polegadas. Embora a solução adotada apresentasse diversas vantagens, os laboratórios brasileiros não estavam (e ainda não estão) preparados para calibrar medidores de vazão de petróleo dessa envergadura em toda a sua faixa de operação, fazendo uso de fluidos reais semelhantes àqueles existentes na produção de petróleo no Brasil. Ilustrando um pouco o cenário em questão,

a tabela 4.1<sup>4</sup>, que destaca os laboratórios acreditados pelo INMETRO e que portanto integram a Rede Brasileira de Calibração (RBC), para realizar calibração de medidores de vazão no Brasil.

Tabela 4.1: Rede Brasileira de Calibração: Laboratórios de vazão

| Laboratório | Fluido de Calibração | Vazão Máxima $m^3/h$ | Incerteza % |
|-------------|----------------------|----------------------|-------------|
| CONAUT      | Água                 | 3600                 | 0,09-0,7    |
| IPT         | Óleo Mineral         | 60                   | 0,1         |
|             | Água                 | 250                  | 0,1-0,2     |
| METROVAL    | Óleo Mineral         | 600                  | 0,13        |
|             | Água                 | 120                  | 0,13        |

Pela análise da Tabela 4.1 pode-se concluir que ainda não existe infraestrutura laboratorial no Brasil para calibrar medidores de vazão em toda a faixa de vazão e viscosidade (tipo de fluido). A existência dessa infra-estrutura laboratorial e conhecimento na área são condições hoje requeridas no país pelo setor de petróleo e gás.

Em recente estudo [24], realizado por solicitação da Petrobras, ficou comprovado que o perfil ideal de velocidade do escoamento é apenas função do regime hidrodinâmico associado ao escoamento (Número de Reynolds) e da rugosidade da superfície interna do duto. Assim, escoamentos em baixos regimes ocorrendo em tubulações de diâmetros maiores são menos sensíveis à influência da rugosidade relativa, podendo o tubo ser considerado liso em muitas situações, o que aumenta a confiabilidade metrológica das medições. Seguindo as principais conclusões deste estudo, a calibração de medidores ultrassônicos pode ser realizada escolhendo-se uma combinação adequada de vazão e viscosidade, de modo que o número de Reynolds existente nas condições de operação seja reproduzido. Assim, fluidos e vazões diferentes podem ser escolhidos para a calibração, reproduzindo a faixa de número de Reynolds. Desta forma, a calibração não precisa ser feita nas mesmas condições de operação mas sim no mesmo regime de operação, sistemática que não apenas simplifica o processo de calibração de medidores bem como a logística para a sua remoção.

<sup>4</sup>Fonte: Orlando, A.F. & Val L.G., Calibração do medidor de vazão Krohne Altosonic V Offloading MARLIM. Relatório 2: Extensão da faixa e calibração com água. laboratório de Avaliação Metrológica e Energética (LAME), Departamento de Engenharia Mecânica PUC-Rio, Outubro 2006.

### 4.3

#### **Expansão da infra-estrutura laboratorial nacional**

Os dados anteriormente apresentados permitem constatar que, hoje no Brasil, apenas três empresas possuem laboratórios adequadamente capacitados para realizar a calibração de medidores de vazão de óleo e água, utilizados para fins de medição fiscal.

A necessidade de se dispor de um maior número de laboratórios de vazão devidamente instrumentados para atender às demandas de calibração de medidores para fins fiscais é justificada não somente pelo aumento da concorrência no mercado (e a conseqüente redução dos preços dos serviços prestados), mas também para se diminuir o tempo de espera hoje requerido para a calibração, já que a periodicidade para calibração de medidores fiscais é de 60 dias. Esse é um prazo fixado pela Portaria Conjunta nº 1 ANP/INMETRO, exigência que impõe tempos excessivos de espera, levando o operador a dispor de um maior número de medidores que o necessário (o que requer investimentos consideráveis) a fim de se garantir a periodicidade da calibração. O tempo de espera é em razão de pouquíssimos laboratórios no mundo estão capacitados a fazer calibração com fluido de trabalho e sua programação está sempre completa, pois eles recebem medidores do mundo inteiro, sobretudo da Europa.

### 4.4

#### **Capacitação de usuários e fornecedores de serviços**

No Brasil, a capacitação dos usuários e fornecedores de serviços em sistemas de medição de vazão de petróleo e gás natural ainda é precária. A maioria desses usuários são técnicos de instrumentação, manutenção ou de eletrônica. Profissionais esses que embora dotados de bons conhecimentos sobre o equipamento não possuem conhecimentos intrínsecos sobre a ciência e tecnologia da medição propriamente dita.

Dentre as principais carências destacam-se a necessidade de treinamento especializado sobre instrumentação e incerteza de medição, métodos e ferramentas de estatística para análise e processamento dos dados (desvio padrão, tolerância, tendência, deriva) e a necessidade de aprofundamento de conhecimento específico sobre normas nacionais e internacionais e mesmo sobre o vocabulário internacional de metrologia (VIM), apenas para citar alguns exemplos. A carência destes conhecimentos tem demonstrado que, embora os profissionais sejam capazes de identificar anomalias nos sistemas de medição, eles não conseguem determinar a causa do problema e, por conseguinte, caracterizam a sua incapacidade para avaliar a extensão do problema em todo o complexo sistema de medição. A falta de capacitação dos profissionais se



traduz em prejuízo, quer para as empresas produtoras de petróleo, quer para a sociedade que adquire os produtos. Segundo essa óptica, perde o Poder Público duplamente, pois as participações governamentais e os royalties serão afetadas diretamente, acabando por limitar também os investimentos que beneficiam a sociedade.

Cada vez mais fornecedores de serviços de medição de petróleo necessitam se preparar para atender às demandas do mercado, aumentando a competitividade e a qualidade de serviços que devem ser oferecidos a preços justos. Durante o período de junho de 2002 a abril de 2007 a UNBC investiu cerca de R\$ 500.000.000,00 (quinhentos milhões de reais) em serviços essenciais de adequação e assistência técnica de seus sistemas de medição de petróleo e gás natural <sup>5</sup>, e a Petrobras toda cerca de R\$ 1.000.000.000,00, investimentos esses que geraram benefícios diretos e indiretos e oportunidades para desenvolvimento e aplicação da metrologia, inclusive com a formação e capacitação profissional em metrologia e suas áreas correlatas.

#### 4.5

#### Conscientização sobre a relevância da medição

Esta demanda específica da Petrobras tem uma razão de ser, conforme já enfatizado. Se a medição de petróleo e gás natural for tomada como indicador de resultados da empresa, pode-se dizer que a medição é a “caixa registradora” da empresa. Aceitando essa premissa como verdadeira, os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem ser elevados ao *status* do *core business* semelhante ao de exploração, produção e refino de petróleo. O investimento feito pela Petrobras nos projetos de adequação, embora não acrescente produção de petróleo em seus indicadores, aponta no sentido que a empresa encara a medição de petróleo e gás natural além de uma determinação compulsória, e sim como algo relevante em seu processo produtivo. A medição de petróleo e gás natural com confiabilidade deve ser considerada agente crucial nos resultados do negócio e tratada com a importância necessária que o tema requer, uma vez que tais sistemas são auditados pela Agência Reguladora (ANP), a quem compete regular esse mercado e a quem é delegada, inclusive, o poder de suspender as operações da empresa naqueles casos em que as medições possam ser consideradas inapropriadas. A medição também é considerada parâmetro crítico no cumprimento de metas e comparações de desempenho. Enfim, a medição deve ser considerada de vital importância para o desempenho econômico da empresa, a ela impondo um forte compromisso na qualificação de seus recursos humanos que devem ser aculturados sobre a relevância técnica, social e

<sup>5</sup>bdp: fonte: UN-BC/SOP/CNTR

econômica da metrologia. Preocupação essa que se alinha com preceitos do Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio, cuja missão institucional é formar profissionais dotados da cultura da ciência das medições para fazer frente aos desafios do setor.