

4

Contexto regulatório da medição de petróleo e gás natural no Brasil e o contexto organizacional do estudo de caso

Este capítulo apresenta uma visão geral do contexto regulatório das atividades de medição no setor de petróleo e gás natural em nível nacional. Mais especificamente, aborda o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, objeto da Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro de junho de 2000, as proposições mais recentes de mudança do referido Regulamento e os serviços metrológicos realizados pelo Inmetro relacionados a essa regulação. A descrição do quadro regulatório baseou-se nos próprios documentos normativos, em dissertações recentes elaboradas no âmbito do Programa PósMQI sobre essa temática (Ferreira, 2008; Siqueira, 2008) e nas resenhas críticas de Lazari et al (2009).

Contextualiza-se, assim, a institucionalização da função metrológica da Unidade de Operações de E&P da Petrobras no Espírito Santo, tanto em nível corporativo, quanto nos quatro ativos que integram a UO-ES. Na seqüência, apresenta-se a função metrológica na UO-ES, particularmente as atividades corporativas do Grupo de Medição de Vazão (GMED-ES) e as atividades de medição nos ativos de produção Jubarte/Cachalote, Golfinho, Norte Capixaba e no ativo de processamento e movimentação de gás natural. Apresenta-se, dessa forma, o contexto organizacional do estudo de caso da função metrológica da UO-ES, que será apresentado no capítulo seguinte.

4.1.

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM)

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro), através de sua Portaria Conjunta nº 1 ANP/Inmetro de 19/06/2000, aprovaram o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), que é aplicado à área de exploração e produção de petróleo e gás natural no âmbito nacional.

Nesse Regulamento foram estabelecidas as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos. 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:

- medição fiscal da produção de petróleo e gás natural na fase de produção do campo ou em testes de longa duração;
- medição para apropriação dos volumes produzidos aos poços e ao campo produtor;
- medição para controle operacional de fluidos produzidos não classificados nos itens anteriores;
- medição operacional para fins de transporte, transferência, acondicionamento ou estocagem de petróleo, gás natural, gás natural comprimido e gás natural liquefeito;
- medição para fins de transferência de custódia, exportação e importação de petróleo, gás natural e gás natural liquefeito;
- medição operacional de gás natural na entrada e na saída das unidades de processamento de gás natural.

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

A elaboração do RTM foi baseada em uma série de normas e resoluções, com predominância de documentos normativos internacionais das seguintes instituições.

- International Organization of Legal Metrology (OIML);
- Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) do American Petroleum Institute (API);
- International Organization for Standardization (ISO);
- American Gas Association (AGA).

Os documentos normativos nacionais que serviram de base ao RTM foram gerados pelas seguintes instituições nacionais:

- Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT);
- Instituto Nacional de Pesos e Medidas (INPM) – extinto;
- Conselho Nacional do Petróleo (CNP) – extinto.

4.1.1. Critérios gerais de medição

No RTM, definem-se os pontos de medição quanto à finalidade, como apresentado abaixo:

- medição fiscal: medição do volume de produção fiscalizada efetuada num ponto de medição da produção. O ponto de medição fiscal caracteriza a transferência de propriedade ou custódia do óleo, ou seja, da União (proprietária do subsolo) para o concessionário;
- medição para apropriação da produção: medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo. Medição fiscal compartilhada é a medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição;
- medição para controle 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.

Os pontos de medição para fins fiscais devem ser aprovados pela ANP e os sistemas de medição para fins fiscais devem ser aprovados pelo Inmetro, com sua utilização autorizada pela Agência antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração. O petróleo medido nos pontos de medição, excetuando-se as medições para apropriação, deve ser estabilizado¹ e não conter mais de 1 % de água e sedimentos.

Os instrumentos de medição, as medidas materializadas e os sistemas de medição utilizados devem ser submetidos ao controle metrológico pelo Inmetro, quando houver, ou comprovar rastreabilidade aos padrões desse Instituto.

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

¹ Petróleo com pressão de vapor inferior a 70 kPa, na temperatura de medição.

O RTM também determina os sistemas que devem ser utilizados para a medição de petróleo e medição de gás natural.

Detalham-se a seguir conteúdos do RTM referentes à medição de petróleo, à medição de gás natural, aos procedimentos operacionais e aos resultados esperados.

4.1.2.

Medição de petróleo

A medição de petróleo no estado líquido pode ser estática ou dinâmica, se for realizada em tanques ou em linha, respectivamente. A medição em tanques consiste em 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 devem ser feitas com trena manual ou com sistemas automáticos de medição de nível. Os tanques devem ser operados em ciclos de enchimento e medição e após o término do ciclo de enchimento, deve-se deixar o conteúdo do tanque repousar para liberação de vapores retidos no líquido ou gerados durante o enchimento e para eventual decantação de água.

As medições fiscais devem ser realizadas com trenas manuais ou com sistemas automáticos de medição de nível. A incerteza de medição deverá ser de ± 6 mm. As válvulas devem ser seladas e testadas.

As medições de apropriação da produção devem ser realizadas alternativamente por meio de amostragem de produtos ou trenas com incerteza de ± 12 mm. O produto deve ter um período de repouso no tanque e seu volume corrigido para a temperatura de 20 °C.

Os tanques devem ser arqueados para a elaboração da tabela volumétrica e para medição fiscal devem ser arqueados pelo menos a cada 10 anos ou imediatamente após a ocorrência de modificações capazes de afetar a calibração.

Já os sistemas de medição em linha devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos:

- medidores de fluidos do tipo deslocamento positivo ou do tipo turbina, ou medidores mássicos tipo Coriolis, com indicação de volume. Outros tipos de medidores podem ser utilizados, desde que sua utilização seja previamente autorizada pela ANP;

- um sistema de calibração fixo ou móvel, apropriado para a calibração dos medidores de fluidos e aprovado pela ANP;
- um sistema de amostragem proporcional à vazão, controlado por um sinal de saída do medidor de fluidos;
- um instrumento ou sistema de medição de temperatura ou de compensação automática de temperatura;
- um instrumento ou sistema de medição de pressão ou de compensação automática da pressão.

Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 0.3, conforme a recomendação internacional OIML R117². No cenário das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, apenas as classes de exatidão 0.3 e 1.0 são mandatárias, conforme apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Erros máximos admissíveis por classe de exatidão e grandezas associadas conforme recomendação internacional OIML R 117)

Classes de exatidão do sistema de medição	Erros máximos admissíveis	
	Medição fiscal	Medição para apropriação da produção
A	± 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 1MPa: ± 50 kPa Entre 1 e 4 MPa: ± 5 % Superior a 4MPa: ± 200 kPa	

Fonte: ANP/Inmetro (2000). Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural.

Os erros máximos admissíveis especificados na linha A na Tabela 4.1 referem-se aos sistemas de medição completos, para todos líquidos, todas pressões e todas temperaturas de líquidos, bem como para todas vazões para as quais o sistema foi planejado ou aprovado.

Os erros máximos admissíveis especificados na linha B na Tabela 4.1 referem-se à aprovação de modelo de um medidor, para todos líquidos, todas pressões e temperaturas de líquidos, bem como para todas vazões para as quais a aprovação do sistema for requerida.

Na operação dos sistemas de medição em linha deve ser assegurado que:

² OIML R117. Sistemas dinâmicos de medição para líquidos que não água.

- os medidores sejam operados dentro dos limites especificados pelo fabricante;
- as vazões e outras condições de operação estejam entre as máximas e as mínimas para assegurar que os erros máximos admissíveis não sejam excedidos;
- os medidores fiscais sejam submetidos a calibração toda vez que houver mudanças nas condições de operação capazes de causar erros maiores que os máximos permissíveis;
- as medições devem ser corrigidas por fatores tais: (i) dilatação térmica entre a temperatura de referência e a temperatura de medição; (ii) compressibilidade do líquido entre a pressão de referência e a pressão de medição; (iii) conteúdo de sedimentos e água no petróleo ($BS\&W \leq 1\%$ para medição fiscal).

4.1.3. Medição de gás natural

As medições de gás natural nos pontos de medição da produção devem ser realizadas pela técnica de placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultrassônico. Outros tipos de medidores podem ser utilizados, se previamente autorizados pela ANP.

As medições de gás recebido em um campo para elevação artificial ou injeção devem ser consideradas como medições fiscais. Não podem ser instalados contornos nos sistemas de medição de gás natural.

Os sistemas de medição fiscal de gás natural 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 uma incerteza de medição inferior a $\pm 3\%$.³

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

As variações na composição do gás, registradas durante as análises periódicas, devem ser compensadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subsequentes.

Os medidores de gás devem ser calibrados segundo os critérios da Norma ABNT NBR ISO 10012-1, com intervalo inicial entre calibrações sucessivas não superior a 60

³ No caso de medição para apropriação de gás, a incerteza de medição deve ser inferior a $\pm 2\%$.

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 (anual) e os trechos retos de medição (periodicidade trianual). Em relação aos medidores ultra-sônicos e turbina, as calibrações devem ser feitas com vazão.

Vale destacar que o volume do gás varia de acordo com a pressão, a temperatura e o fator de compressibilidade, o que acarreta na necessidade de se realizar a correção do volume para as condições de referência para as quais são estabelecidas pela regulamentação técnica. Dessa forma, o volume medido deve ser multiplicado por fatores de correção de temperatura, pressão e compressibilidade, o que resulta no volume expresso nas condições de referência.

Além destes três fatores, existe fator “poder calorífico superior” (PCS), que é utilizado para corrigir a quantidade de energia do gás para as condições de referência (segundo as quais se estabelecem as tarifas do gás natural produzido).

Desse modo, multiplicando-se o volume corrigido pelo fator de correção e pelo poder calorífico, chega-se ao volume final. Este é o volume que será usado para o cálculo do valor a ser pago.

Os sistemas de medição de gás natural devem atender aos níveis de incertezas conforme a Tabela 4.2 abaixo. Os demais sistemas, como por exemplo, controle operacional, devem ter incertezas máximas de $\pm 3\%$.

Tabela 4.2 – Incertezas mínimas admissíveis na medição de gás natural

Item	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 sistemas somente registro 3 vezes por dia e incerteza de $\pm 3,0\%$.
Pressão diferencial	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,6\%$	

Fonte: ANP/Inmetro (2000). Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural.

4.1.4. Procedimentos operacionais

Os procedimentos do RTM devem ser implementados pela concessionária, pois o não cumprimento das disposições contidas na Portaria Conjunta sujeita o infrator às

penalidades previstas na Lei n.º 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar.

As novas unidades de produção precisam ser submetidas a uma “Aprovação dos Sistemas de Medição”, previamente às suas entradas em operação, de modo a assegurar o pleno atendimento ao Regulamento.

As Participações Governamentais são pagas sobre a produção total de óleo e gás. Os pontos de medição (medição fiscal) caracterizam uma mudança de propriedade do óleo, da União para o concessionário, sobre o qual a Agência responde. Definida a organização dos campos de petróleo e gás natural em concessões, assumindo para cada contrato um compromisso com a medição da produção.

O RTM estabeleceu os tipos de equipamentos e sistemas a serem utilizados na medição do petróleo líquido e do gás natural produzidos nas concessões.

O Quadro 4.1 indica os recursos necessários para obtenção dos volumes medidos.

Quadro 4.1 – Recursos para a medição dos volumes

Medição	Tipo 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.

Notas: (*) ultra-sônico; (**) deslocamento positivo.

Fonte: ANP/Inmetro (2000). Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural.

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

O RTM apresenta um conjunto de procedimentos operacionais para se chegar aos objetivos, a saber:

- 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.

Ademais, 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 e 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 da função 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 resultados obtidos e sua validação, documentação dos históricos de medições, projeto adequado das instalações, e principalmente o fortalecimento da cultura metrológica, como abordado conceitualmente no capítulo 3.

4.1.5. Resultados esperados

O RTM estabelece que, com relação aos níveis de erros e incertezas de medição, os valores expressos na Tabela 4.3 deverão ser atendidos.

Tabela 4.3 - Níveis de erros e incertezas de medição segundo o RTM

Item	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: ANP/Inmetro (2000). Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural.

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, ficando à disposição para exame pela ANP ou seus representantes.

4.2. Regulamento Técnico Metrológico

Considerando a necessidade de estabelecer um controle metrológico sobre os sistemas de medição regulados pela Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro, de 19 de junho de 2000, o Inmetro decidiu emitir em abril de 2003 o Regulamento Técnico Metrológico, institucionalizado pela Portaria nº 64. Pela sua importância para a contextualização do estudo de caso, objeto da presente dissertação, dedicam-se esta e a próxima seção à descrição deste Regulamento e do controle metrológico exercido pelo Inmetro nas estações de medição de petróleo e gás natural.

O Regulamento Técnico Metrológico (RTM-64) estabelece os requisitos técnicos e metrológicos aplicáveis aos sistemas de medição equipados com medidores de fluido, utilizados na medição de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante. Aplica-se a todos os sistemas de medição equipados com medidores para volumes de líquidos, destinados a medir continuamente, calcular e indicar o volume escoado através do transdutor de medição, independentemente do princípio de medição dos medidores ou de sua utilização.

A Portaria Inmetro nº 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 (RTM-64), institucionalizado por essa Portaria. Esses são mesmos limites definidos para a medição de petróleo líquido na Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro.

Quanto às novas unidades, essas só são liberadas para a entrada em produção após atenderem todas as exigências legais. Para as novas instalações, o modelo do medidor de vazão a ser utilizado deve ter sua aprovação técnica de modelo específica emitida pelo Inmetro e submetido nas suas verificações (inicial e periódica).

Em síntese, o controle metrológico objeto do RTM-64 baseia-se na aprovação de um modelo de medidor de vazão e nas verificações 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 deve ser submetido à aprovação do modelo. Porém, 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 sobre 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 a indústria de petróleo e gás natural face aos vários efeitos negativos que resultados de menor confiabilidade podem provocar na sociedade.

Além dos motivos apontados, outro aspecto que promove a construção de laboratórios mais complexos e confiáveis é a disseminação do conceito de Metrologia Legal, da recomendação internacional R-117 da OIML e da Portaria Inmetro nº 64, que institucionalizou o Regulamento Técnico Metrológico (RTM-64).

4.3. Controle metrológico nas estações de medição de petróleo e gás natural

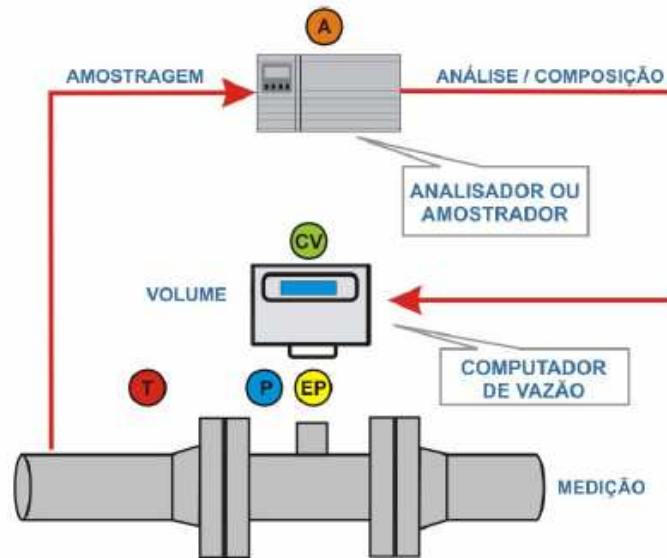
O controle metrológico nas estações de medição de petróleo e gás natural (EMED) é uma atividade compulsória a ser realizada pelo Inmetro em apoio às exigências contidas no RTM. Essa medida foi considerada inovadora no processo de regulamentação que promoveu nas instituições o desenvolvimento de suas atividades de forma alinhada e harmônica, buscando prestar um serviço de qualidade para a sociedade.

De acordo com Lazari et al (2009), tal regulamento promoveu junto aos atores envolvidos um processo de aprendizado e crescimento no que se refere à exatidão das medições de petróleo e gás e à adequação às exigências definidas nesse Regulamento. Uma nova realidade nacional emergiu, exigindo dos diversos órgãos reguladores uma revisão do regulamento já existente, promovendo uma melhoria contínua da metrologia legal do país.

Nesse sentido, abordam-se neste capítulo o controle metrológico no âmbito da metrologia legal, a regulamentação metrológica e a sua interação junto à Organização Internacional de Metrologia Legal (OIML) e as formas como esse controle vem sendo realizado nas estações de medição de petróleo e gás natural (EMED).

Todos os elementos que compõem as EMED devem estar de acordo com as especificações definidas na Minuta da Portaria Conjunta. Apresentam-se, a seguir, os critérios e a posição do Inmetro em relação aos principais equipamentos que compõem os sistemas de medição.

A Figura 4.1 ilustra de forma esquemática uma estação de medição (EMED) com indicação dos principais equipamentos que compõem os sistemas de medição.



Legenda: A - Analisador ou amostrador; CV - Computadores de vazão; EP - Elementos primários; P e T - Sensores ou transmissores de alta pressão e temperatura.

Figura 4.1 – Representação esquemática de uma estação de medição
Fonte: Lazari et al (2009).

Os amostradores, analisadores em linha e outros equipamentos incorporados ao sistema de medição que possam influenciar no resultado final devem ser aprovados pelo Inmetro quanto às suas características de desempenho, atendimento a preceitos normativos exigidos e quanto à metodologia empregada. A regulamentação desses equipamentos está na fase de análise e elaboração.

Os computadores de vazão devem ter modelos aprovados pelo Inmetro, serem submetidos a inspeções com o intuito de auditar as suas parametrizações e receberem verificações metrológicas iniciais e subsequentes.

Os modelos de medidores utilizados nos sistemas de medição, que se aplicam ao Regulamento, devem ser aprovados pelo Inmetro nos termos da Resolução 11/88 do Conmetro e possuir certificado de verificação.

No caso da utilização de placas de orifício, essas deverão seguir as normas pertinentes definidas na Portaria Conjunta e as periodicidades relacionadas na Tabela 4.4, tendo sua verificação dimensional realizada por técnico responsável de instituição acreditada pelo Inmetro.

Tabela 4.4 – Periodicidade de calibração, inspeção e arqueação para instrumentos de medição de petróleo e gás natural

Instrumentos de medição de petróleo	Fiscal	Tipo de medição apropriado	Operacional
Medidor padrão de trabalho - vazão	<60 dias	<60 dias	Programa apresentado à ANP pelo próprio operador
Medidor em operação - vazão	60 dias	90 dias	Programa apresentado à ANP pelo próprio operador
Medidor em BSW	-	-	-
Amostradores	-	-	-
TT e PT em operação	-	-	-
Trenas e termômetros	1 ano	1 ano	Programa apresentado à ANP pelo próprio operador
Réguas externas (inspeção)	-	-	-
Tanques (arqueação)	10 anos	10 anos	-
Tanques (inspeção)	3 anos	3 anos	-
Sistemas automáticos de nível (calibração)	6 meses	6 meses	6 meses
Sistemas automáticos de nível (inspeção)	-	-	-
Tube padrão + instrumentos associados	5 anos	5 anos	Programa apresentado à ANP pelo próprio operador
Tanques de calibração, medidas de capacidade padrão e bos-padrão de esfera fixos	5 anos	5 anos	Programa apresentado à ANP pelo próprio operador
Instrumentos de medição de gás natural	Fiscal	Tipo de medição apropriado	Operacional
Placa de orifício (inspeção)	1 ano	1 ano	1 ano
Trecho reto (inspeção)	3 anos	3 anos	3 anos
Medidor de vazão-turbina e deslocamento positivo	60 dias	90 dias	90 dias
Medidor coriolis ou ultra-sônico	60 dias	90 dias	90 dias
TP, TT e TD, analisadores	-	-	-

Fonte: ANP/Inmetro. Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural.

Os sensores ou transmissores de pressão e temperatura devem atender aos preceitos técnicos e metrológicos estabelecidos nas regulamentações pertinentes e estarem calibrados e certificados por laboratórios acreditados pelo Inmetro. Se a calibração for realizada *in loco*, ela deverá obedecer às exigências de acreditação estabelecidas pelo Inmetro.

4.4.

Revisão do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural

O aprendizado e amadurecimento da Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro de junho de 2000, os órgãos regulamentadores, junto com as instituições envolvidas neste cenário, vêm promovendo desde 2008 uma revisão desse instrumento, com o objetivo de adequá-lo ao novo patamar em que se encontra o mercado e nortear cada vez mais o país a buscar uma qualidade metrológica de excelência (Lazari et al, 2009).

Segundo Lazari et al (2009), a nova redação proposta para a Portaria Conjunta ANP/Inmetro 001/2000 apresenta um respaldo legal muito maior. Isso favorecerá o controle metrológico dos equipamentos e a qualidade dos produtos e serviços envolvidos. A seguir, apresentam-se as principais alterações da nova regulamentação:

- a nova distribuição de tópicos e o agrupamento a que as informações estão submetidas permitem uma maior facilidade na localização de assuntos específicos e um melhor acesso às informações. A leitura tornou-se muito mais agradável e o conteúdo mais robusto;
- a ampliação do Regulamento pode ser verificada em alguns pontos chave, como na abordagem da transferência de custódia, na totalização de gás consumido no processo e no controle da água dos poços;
- alinhamento do segmento à Resolução nº 12 de 1988, do Conmetro, através da definição da expressão das unidades em grandezas do Sistema Internacional (SI);
- preparação para novas tecnologias. Será possível incorporar novos equipamentos e tecnologias de medição, sem ter que realizar grandes alterações na Portaria. O incentivo ao avanço tecnológico assume posição de importância para que se atinja a excelência em medição;
- a inclusão do Regulamento do Departamento da Indústria e Comércio do Reino Unido (DTI) sobre medição de petróleo para transferência de custódia no Anexo A da minuta visa servir de base normativa em questões não definidas no Regulamento, devido à larga experiência desse órgão no segmento.

Dentre as mudanças suscitadas pelas consultas públicas, destaca-se a criação da nova tabela no Anexo B para separar a periodicidade de calibração dos instrumentos e sistemas de medição de gás processado do produzido e ainda não processado. Outro

ponto esclarecido pelas consultas públicas foi a definição de técnico responsável e instituição autorizada para execução de calibrações, inspeções e verificações sendo incluído item nas definições e alterada a redação do texto em questão. A inclusão de medições multifásicas para apropriação é outro ponto que está sendo estudado para inclusão no Regulamento, por solicitação do mercado.

Com o objetivo de deixar mais claras as periodicidades de calibração, inspeção e arqueação, foi criado um Anexo B na minuta apresentada nas consultas públicas. Através deste Anexo, a consulta e a comparação estão bem mais simplificadas. Os prazos foram revistos em função das normas e dos históricos criados a partir da Portaria Conjunta nº1ANP/Inmetro de junho de 2000, de forma a atenderem os regulamentos existentes e reduzirem os custos relacionados com as verificações subseqüentes, conforme apresentado nas Tabelas 4.5 e 4.6.

Tabela 4.5 – Proposições de mudanças na periodicidade de calibração, inspeção e arqueação para instrumentos de medição de petróleo (minuta)

Instrumentos de medição de petróleo	Fiscal	Tipo de medição apropriado	Operacional
Medidor padrão de trabalho - vazão	6 meses *	12 meses*	12 meses*
Medidor em operação - vazão	2 meses*	6 meses	12 meses
Medidor em BSW	4 meses	6 meses	12 meses
Amostradores	6 meses	6 meses	6 meses
TT e PT em operação	4 meses	6 meses	12 meses
Trenas e termômetros	12 meses	12 meses	12 meses
Régua externa (inspeção)	-	12 meses	12 meses
Tanques (arqueação)	10 anos	10 anos	10 anos
Tanques (inspeção)	5 anos	5 anos	5 anos
Sistemas automáticos de nível (calibração)	6 meses	6 meses	12 meses
Sistemas automáticos de nível (inspeção)	6 meses	6 meses	12 meses
Tubo padrão + instrumentos associados	12 meses*	12 meses*	12 meses*
Tanques de calibração, medidas de capacidade padrão e tubos-padrão de esfera fixos	3 anos	3 anos	3 anos

Nota: (*) período extensível até o dobro do inicial ou redutível em função de autorização ANP/Inmetro baseado no histórico de calibrações.

Fonte: Lazari et al (2009. Nova minuta da Portaria ANP/Inmetro nº1/2000.

Tabela 4.6 – Proposições de mudanças na periodicidade de calibração, inspeção e arqueação para instrumentos de medição de gás natural (minuta)

Instrumentos de medição de gás natural	Fiscal	Tipo de medição apropriado	Operacional
Placa de orifício (inspeção)	12 meses*	12 meses	12 meses
Trecho reto (inspeção)	3 anos	3 anos	3 anos
Medidor de vazão-turbina e deslocamento positivo	3 meses*	6 meses	12 meses
Medidor coriolis ou ultra-sônico	12 meses*	12 meses	12 meses
TP, TT e TD, analisadores	6 meses*	6 meses-	12 meses

Nota: (*) período extensível até o dobro do inicial ou redutível em função de autorização ANP/Inmetro baseado no histórico de calibrações.

Fonte: Lazari et al (2009). Visão sobre a nova minuta da Portaria ANP/Inmetro nº1/2000.

A revisão do regulamento atual permitirá uma melhor regulação do mercado e aumentará a confiabilidade metrológica dos sistemas de medição, fazendo parte do amadurecimento e aprendizado oriundo da aplicação desse importante instrumento, que busca colocar o mercado em um novo patamar no segmento de metrologia e qualidade.

4.5. Contexto organizacional do estudo de caso

Inicialmente, descreve-se o contexto organizacional da função metrológica da Unidade de Operações de Exploração e Produção do Espírito Santo (UO-ES), para em seguida descrever como essa função se encontra organizada na Unidade.

4.5.1 A Unidade de Operações de Exploração e Produção do Espírito Santo

A UO-ES está subordinada à Gerência Executiva de Exploração e Produção do Sul e do Sudeste, E&P-SSE, uma das duas Gerências Executivas de Exploração e Produção sob responsabilidade da Diretoria de Exploração e Produção. Essa Diretoria, por sua vez, é subordinada à Presidência da Petrobras. A outra gerência executiva é a de Exploração e Produção do Norte e Nordeste, o E&P-NNE.

A Gerência Executiva do E&P-SSE é responsável pelas Unidades de Operações de Exploração e Produção do Espírito Santo, a UO-ES, da Bacia de Campos, UO-BC, do Rio de Janeiro, UO-Rio, da Bacia de Santos, UO-BS e do Sul, a UO-SUL. O E&P-NNE é responsável pelas Unidades de Operações de Exploração e Produção do Amazonas, a UO-AM, do Rio Grande do Norte e Ceará, UO-RNCE, de Sergipe e Alagoas, a UO-SEAL e da Bahia, a UO-BA.

A UO-ES responde pelas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural na Bacia do Espírito Santo, incluindo a parte norte da Bacia de Campos, em frente ao litoral capixaba, e a Bacia de Mucuri, no extremo sul da Bahia. A UO-ES também gerencia atividades de processamento e movimentação de gás natural no Espírito Santo.

Está sob gestão da UO-ES o mais variado *portfolio* de E&P da Petrobras, que contém campos de petróleo leve, pesado e extrapesado e de gás natural, situados em terra, águas rasas e profundas, incluindo atividades na camada pré-sal, como pode ser visto no mapa esquemático das bacias sedimentares da UO-ES (Figura 4.2).

A produção de óleo e gás natural em terra é realizada nos municípios de São Mateus, Linhares, Jaguaré e Conceição da Barra, norte do Estado, com produção média de 2,2 mil metros cúbicos (aproximadamente 14 mil barris) por dia. A produção é escoada por navios através do Terminal Norte Capixaba (TNC), localizado em São Mateus.

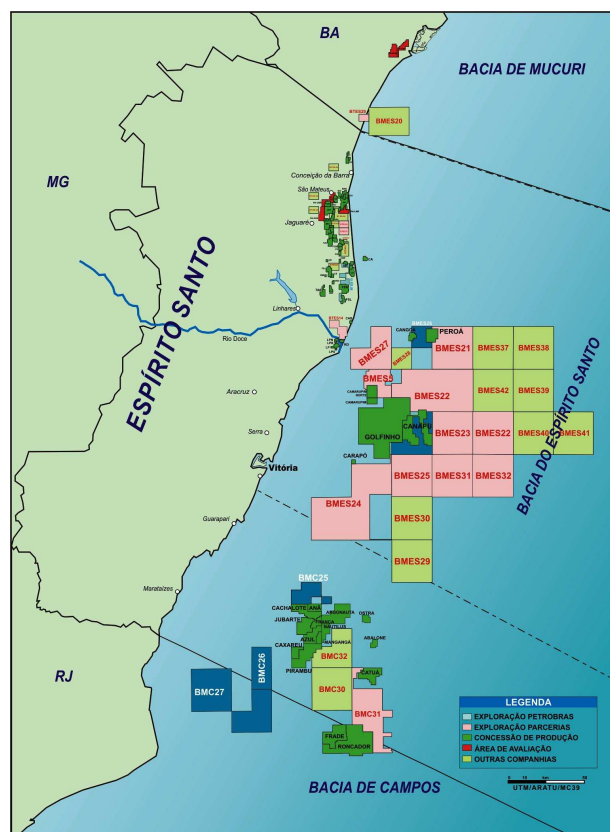


Figura 4.2 – Localização geográfica das bacias sedimentares da UO-ES

Fonte: Petrobras, 2011.

Na Bacia Marítima do Espírito Santo, localizam-se importantes jazidas de gás natural e condensado de gás natural, em águas rasas e profundas, que produzem cerca de

8 mil metros cúbicos (aproximadamente 50 mil barris) por dia de óleo e 10 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. A produção de gás natural e de condensado dos campos de Peroá e Congoá é escoada pela plataforma fixa de Peroá, enquanto que do Campo de Camarupim, uma parceria com a americana El Paso, é realizada pelo FPSO Cidade de São Mateus. O FPSO Cidade de Vitória realiza a produção de óleo e gás natural do Campo de Golfinho e de gás natural e condensado do Campo de Canapu.

Na porção capixaba da Bacia de Campos, localiza-se o Parque das Baleias, um complexo de campos de petróleo pesado em águas profundas descoberto no início dos anos 2000, abaixo dos quais foi encontrado petróleo leve na camada pré-sal.

Atualmente, estão em operação na região três plataformas do tipo FPSO, que totalizam a produção diária em torno de 32 mil metros cúbicos (aproximadamente 200 mil barris de óleo) e 1,5 milhões de metros cúbicos de gás natural: a P-34, que realiza a produção do Campo de Jubarte desde 2006; o FPSO Capixaba, antecipando a produção nos campos de Cachalote e Baleia Franca; e a P-57, que iniciou a segunda fase de produção do Campo de Jubarte no final de 2010, com capacidade total de produção de aproximadamente 28,5 mil metros cúbicos de óleo (180 mil barris) por dia.

Também na porção norte da Bacia de Campos, a Petrobras tem participação de 35% na produção dos campos de Ostra, Abalone, Argonauta, o que representa cerca de 4,3 mil metros cúbicos de petróleo (27 mil barris) por dia. A Petrobras não é a operadora destes campos e não faz a gestão das instalações físicas.

As unidades de tratamento de gás natural sob gestão da UO-ES têm capacidade, desde o início de 2011, para processar 18 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. A Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC), em Linhares, realiza o tratamento do gás natural e do condensado produzido em terra e nos campos marítimos do litoral norte do Espírito Santo. Na Unidade de Tratamento de Gás Sul Capixaba (UTGSUL), em Anchieta, é tratado o gás natural produzido na região do Parque das Baleias.

A atuação da Petrobras no Espírito Santo garante ao Estado a condição de segundo maior produtor de petróleo do país, com cerca de 46 mil metros cúbicos por dia (290 mil barris, média registrada em fevereiro de 2011), e a posição privilegiada no cenário do gás natural, possibilitando o abastecimento do mercado local e o atendimento às regiões Sudeste e Nordeste.

A UO-ES possui doze divisões de primeira linha: (i) Segurança, Meio Ambiente e Saúde; (ii) Recursos Humanos; (iii) Comunicação e Segurança de Informações; (iv)

Contratação de Bens e Serviços; (v) Exploração; (vi) Planejamento e Gestão; (vii) Suporte Operacional; (viii) Engenharia de Produção; (ix) Ativo de Produção Golfinho; (x) Ativo de Produção Jubarte / Cachalote; (xi) Ativo de Produção Norte Capixaba; e (xii) Ativo de Processamento e Movimentação de Gás Natural.

Dentre essas doze divisões, sete apresentam atribuições referentes à atividade de medição de fluidos para atendimento ao RTM da Portaria Conjunta n°1 ANP/Inmetro de 19 de junho de 2000 e estão destacadas em azul na Figura 4.3, que representa a estrutura organizacional da UO-ES.

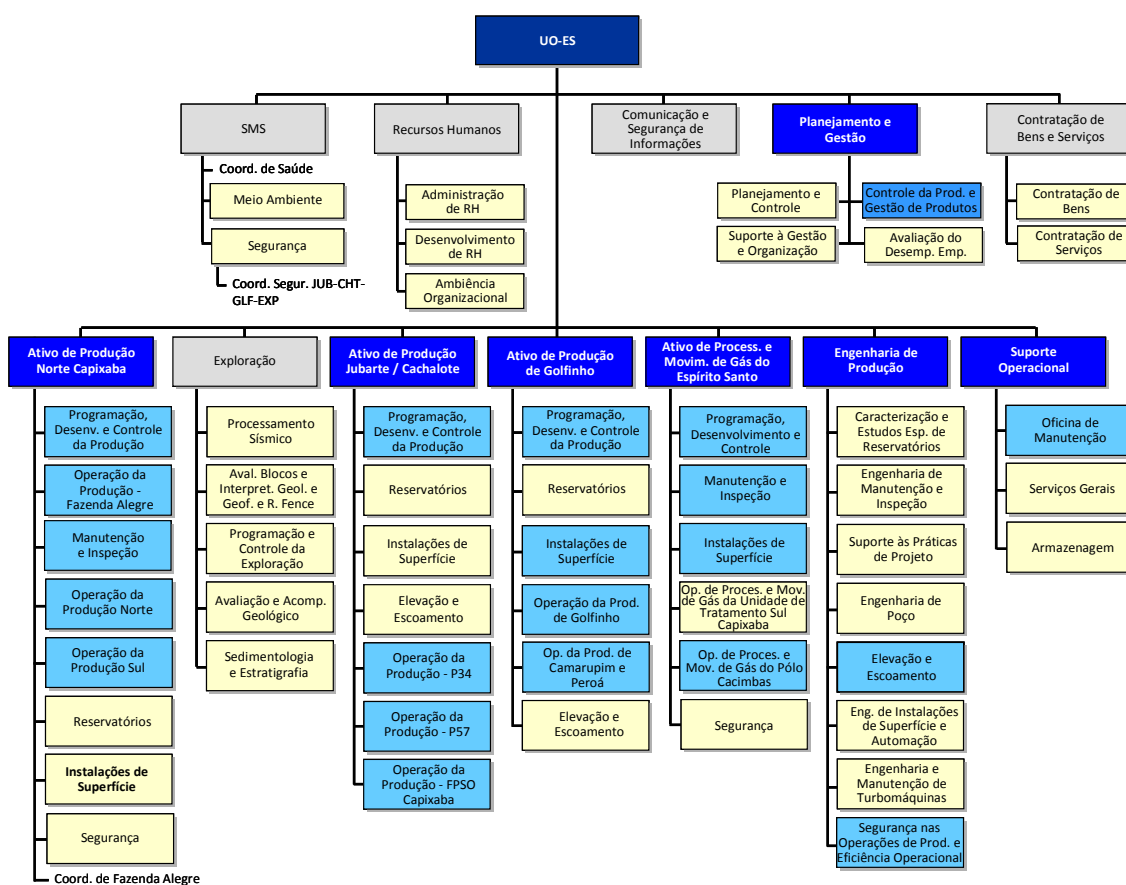


Figura 4.3 – Estrutura organizacional da UO-ES, com a demarcação dos setores que integram a função metrológica da Unidade

Fonte: Elaboração própria com base no organograma da Empresa (Petrobras, 2011).

Os gestores da função metrológica da UO-ES possuem o compromisso de realizar medições dos volumes de óleo e gás natural produzidos com qualidade e confiabilidade, atendendo uma exigência do órgão regulador, a ANP, que determina as regras para a medição de transferência da custódia dos hidrocarbonetos da União para a Petrobras. A partir destes resultados são calculados todos os *royalties* e impostos a serem pagos ao

Governo Federal, estados, municípios e proprietários de terra, neste último caso apenas para concessões terrestres.

Os sistemas de medição estão instalados nas áreas operacionais, sob responsabilidade dos três ativos de produção, Jubarte/Cachalote, de Golfinho e Norte Capixaba, e do ativo de processamento e movimentação de gás do Espírito Santo, o APMG-ES. O Ativo de Produção Jubarte/Cachalote é responsável pela parte capixaba da Bacia de Campos, conhecida como Parque das Baleias, onde estão instaladas as seguintes unidades de produção: FPSO P-57, FPSO P-34 e FPSO Capixaba. Essa última é uma unidade afretada, propriedade de empresa terceira, responsável pelo projeto, construção, montagem, operação e manutenção da mesma.

A Figura 4.4 reúne imagens das unidades de produção do Ativo de Produção Jubarte/Cachalote: a P-57 (acima, à esquerda); a P-34 (acima, à direita); e o FPSO Capixaba (abaixo).

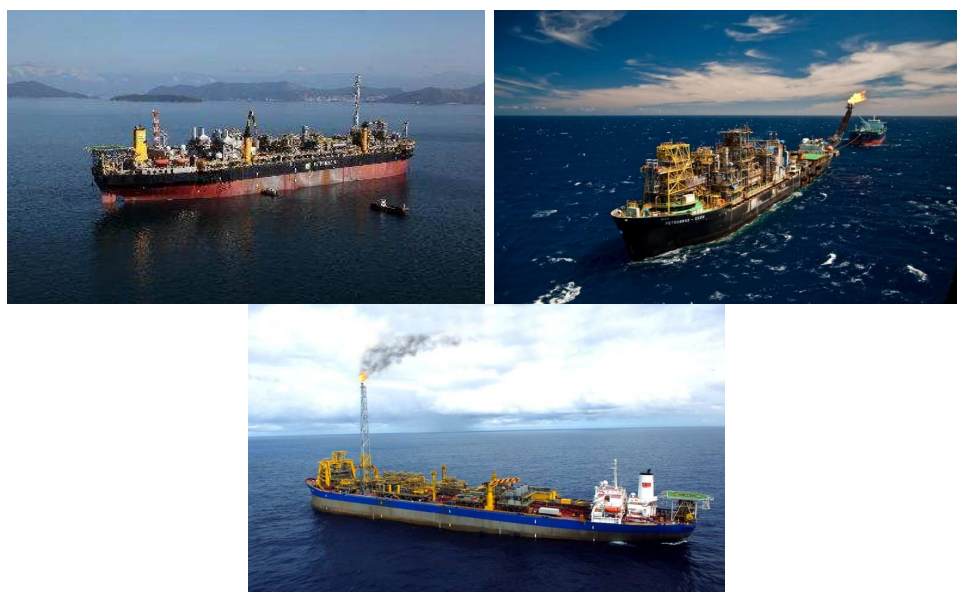


Figura 4.4 – Unidades de produção do Ativo de Produção Jubarte/Cachalote: P-57, P-34 e o FPSO Capixaba

O Ativo de Produção de Golfinho atua na parte marítima da Bacia do Espírito Santo, onde estão instaladas as seguintes unidades de produção: plataforma fixa de Peroá (PPER-1), o FPSO Cidade de Vitória (FPSO-CVIT) e o FPSO Cidade de São Mateus (FPSO-CDSM). As últimas duas unidades são afretadas, propriedades de outras empresas terceiras, assim como no caso do FPSO Capixaba.

A Figura 4.5 apresenta as três unidades de produção citadas; o FPSO-CVIT (acima, à esquerda); o FPSO-CDSM (acima, à direita) e a PPER-1 (abaixo).

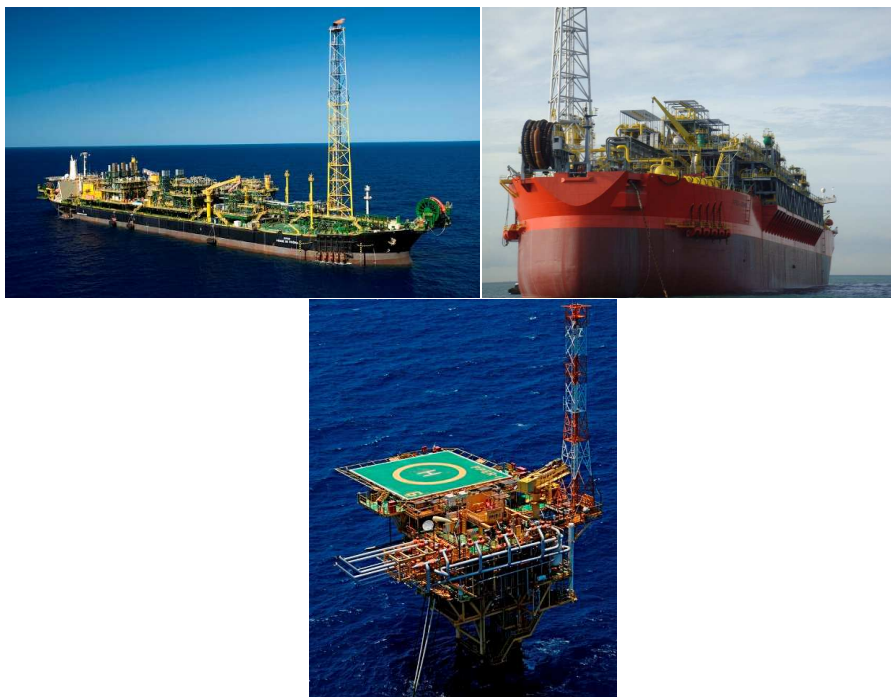


Figura 4.5 – Unidades de produção do Ativo de Produção de Golfinho: FPSO-CVIT, FPSO-CDSM e PPER-1

O Ativo de Produção Norte Capixaba é responsável pela parte terrestre da Bacia do Espírito Santo, onde estão instaladas as seguintes estações de coleta e tratamento: (i) Fazenda Cedro (EC-FC); (ii) Fazenda Santa Luzia (EC-FSL); (iii) Fazenda São Rafael (EC-FSR); (iv) Lagoa Parda (EC-LP2); (v) São Mateus (EC-SM8); (vi) Lagoa Suruaca (EC-LS) e (vii) Fazenda Alegre (EC-FAL). Também é responsável por uma plataforma marítima fixa da Bacia do Espírito Santo, a plataforma de Cação (PCA-2). A Figura 4.6 ilustra o Ativo de Produção Norte Capixaba.



Figura 4.6 – Estações de produção do Ativo de Produção Norte Capixaba: EC-FAL, EC-LP2 e PCA-2

Finalmente, o Ativo de Processamento e Movimentação de Gás do Espírito Santo é responsável pela transferência de todo o gás natural produzido. São duas unidades, a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC) e a Unidade de Tratamento de Gás do Sul Capixaba (UTGSUL). A Figura 4.7 mostra a vista aérea da Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas, a UTGC.



Figura 4.7 – Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas

Na seqüência, a Figura 4.8 mostra em síntese a distribuição das unidades de produção na UO-ES.



Figura 4.8 – Localização geográfica das unidades de produção da UO-ES

Fonte: Petrobras, 2011.

As estações de medição da UO-ES que fazem parte dos sistemas de medição para atendimento ao RTM da Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro de 19 de junho de 2000 estão distribuídos entre as unidades operacionais da UO-ES conforme a Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Medidores fiscais e de apropriação da UO-ES

Unidade Operacional	EMED Fiscal	EMED de Apropriação
FPSO-CAPX	7	10
FPSO P-34	7	5
FPSO P-57	8	17
FPSO-CVIT	8	10
FPSO-CDSM	11	7
PPER-1	1	2
UTGC	8	0
EC-SM8	3	17
EC-LP	4	6
EC-LS	5	4
EC-FSR	4	32
EC-FSL	4	30
EC-FAL	3	12
EC-FC	4	12
PCA-2	2	3
Total	79	167

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 4.8 classifica as EMED apresentadas na tabela anterior em estações de medição de óleo e estações de medição de gás natural.

Tabela 4.8 – Distribuição dos medidores de óleo e gás natural da UO-ES

Unidade Operacional	EMED de Óleo	EMED de Gás Natural
FPSO-CAPX	4	13
FPSO P-34	4	8
FPSO P-57	4	21
FPSO-CVIT	6	12
FPSO-CDSM	9	9
PPER-1	1	2
UTGC	2	6
EC-SM8	12	8
EC-LP	5	5
EC-LS	4	5
EC-FSR	30	6
EC-FSL	31	3
EC-FAL	12	3
EC-FC	13	3
PCA-2	2	3
Total	139	107

Fonte: Elaboração própria.

Cabe aqui destacar que nas Tabelas 4.7 e 4.8, apresentam-se apenas as estações de medição (EMED) classificadas como fiscais e apropriação. Isso porque são essas

estações as passíveis de auditorias pelo órgão regulador, a ANP, que somam um total de 246 estações⁴.

4.5.2. A função metrológica da UO-ES

Visando principalmente atender às exigências RTM da Portaria Conjunta n°1 ANP/Inmetro de 19 de junho de 2000, criou-se em 2010 na UO-ES o Grupo de Medição de Vazão (GMED-ES), como parte integrante do sistema de gestão da medição do E&P da Petrobras. O GMED-ES é um comitê técnico-administrativo que tem como objetivo monitorar e controlar a atividade de medição de fluidos no âmbito da UO-ES.

Este grupo está presente nos setores da UO-ES responsáveis pelas atividades de medição referentes às exigências da ANP e está representado no organograma conforme indicações em azul da Figura 4.3.

Do ponto de vista organizacional, o GMED-ES representa a função metrológica da UO-ES— objeto da presente dissertação. Sua estrutura engloba cinco unidades, a saber:

- Atividades Corporativas do Grupo de Medição de Vazão (GMED-ES);
- Grupo de Medição do Ativo de Produção Jubarte/Cachalote;
- Grupo de Medição do Ativo de Produção de Golfinho;
- Grupo de Medição do Ativo de Produção Norte Capixaba;
- Grupo de Medição do Ativo de Processamento e Movimentação de Gás Natural do Espírito Santo.

Nas seções seguintes, descrevem-se sinteticamente cada uma dessas unidades, selecionadas como unidades de análise do estudo de caso apresentado no capítulo 5.

Atividades Corporativas do Grupo de Medição de Vazão (GMED-ES)

O grupo que participa das atividades corporativas do GMED-ES é responsável pelas tarefas comuns aos quatro ativos e pelo contato com setores externos à UO-ES.

Os setores participantes desta divisão do grupo são os seguintes: (i) Elevação e Escoamento da Engenharia de Produção (ENGP/EE), setor responsável pela coordenação do GMED-ES; (ii) Controle da Produção e Gestão de Produtos do Planejamento e Gestão (PG/CPGP), responsável pela gestão do fluxo das informações

⁴ A UTGSUL possui somente medidores classificados como operacionais e, portanto, não está inserida na Tabela 4.5.

na UO-ES, internas ou externas; (iii) Segurança nas Operações de Produção e Eficiência Operacional da Engenharia de Produção (ENGP/SOPEO), setor que atua na padronização do trabalho nas instalações de produção terrestres e marítimas e na aplicação dos padrões ajustados à realidade operacional; (iv) Oficina de Manutenção do Suporte Operacional (SOP/OM), responsável pela execução da manutenção e calibração dos sistemas de medição em ambiente externo às instalações de produção, seja em oficina própria ou terceirizada.

As atribuições do GMED-ES no nível corporativo são:

- coordenar o GMED-ES;
- definir um programa de qualificação de profissionais, consolidando as necessidades de treinamento;
- monitorar o atendimento às diretrizes de projeto para os sistemas de medição, alinhadas às diretrizes corporativas;
- acompanhar os novos projetos de sistemas de medição;
- elaborar e efetuar o controle dos procedimentos operacionais de medição, de forma a garantir o alinhamento com os procedimentos corporativos;
- prestar suporte técnico e operacional para os ativos, quando solicitado;
- disseminar conhecimento e informação na área de medição;
- realizar as inspeções internas na UO-ES, com frequência semestral;
- promover reuniões de análise crítica e encontros técnicos de medição periódicos;
- acompanhar e controlar o atendimento aos planos de ação de eliminação de não-conformidades e adequação dos sistemas de medição com relação à Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro de 19 de junho de 2000;
- consolidar, analisar e divulgar os indicadores;
- atender às solicitações técnicas da gerência do E&P Corporativo chamada Relacionamento com a ANP (E&P-CORP/RA) e da gerência de coordenação do GMED nacional, localizada na Engenharia de Produção do E&P, Instalações de Processamento e Produção, Processamento e Medição de Fluidos (E&P-ENGP/IPP/PMF);
- gerir os procedimentos de execução das atividades administrativas de medição junto aos Ativos;

- analisar eventuais falhas e atuar em conjunto com o ENGP/EE para a correção dos volumes;
- acompanhar comunicações para a ANP;
- gerenciar as questões das diferenças de estoque.

Grupo de Medição do Ativo de Produção Jubarte/Cachalote

O grupo de medição do ATP-JUB/CHT, integrante do GMED-ES, é responsável pelas atividades comuns às três unidades operacionais de produção instaladas no parque das baleias, localizado na parte marítima do sul capixaba: o FPSO CAPX, o FPSO P-34 e o FPSO P-57 (Ver Figura 4.4).

Os setores participantes desta divisão do grupo são os seguintes: (i) Elevação e Escoamento da Engenharia de Produção (ATP-JUB/CHT/EE), setor responsável pela coordenação do grupo de medição do ativo; (ii) Programação, Desenvolvimento e Controle da Produção (ATP-JUB/CHT/PDCP), responsável pela gestão do fluxo das informações no ativo e na UO-ES, através do contato com o PG/CPGP; (iii) Operação da Produção P-34 e P-57 (ATP-JUB/CHT/OP-P-34 e OP-P-57), setores responsáveis pela operação, manutenção e calibração dos sistemas de medição das referidas unidades operacionais; (iv) Operação da Produção FPSO Capixaba (ATP-JUB/CHT/OP-FPSO-CPX), setor responsável pela gestão do contrato de operação, manutenção e calibração dos sistemas de medição do FPSO-CAPX junto à empresa afretada.

As atribuições do grupo de medição do ATP-JUB/CHT são:

- disseminar as diretrizes para os sistemas de medição no ativo, alinhados às diretrizes corporativas;
- intermediar o fluxo de informações entre o ativo e os setores corporativos da UO-ES;
- prestar consultoria e assistência técnica em metrologia;
- executar inspeções e acompanhar as inspeções internas ou as inspeções dos órgãos reguladores no Ativo;
- responsabilizar-se pela comunicação nos assuntos referentes à Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro;
- registrar e comunicar as falhas dos sistemas de medição;
- responsabilizar-se pelo sistema de contabilização das informações de medição de volumes para a ANP;

- executar as ações para solucionar não conformidades e/ou desvios nos sistemas de medição;
- executar as rotinas operacionais para atendimento à Portaria Conjunta nº01 ANP/Inmetro;
- executar a manutenção preventiva, corretivas e o cronograma de calibração dos sistemas de medição;
- gerenciar a coleta de amostras para análises químicas de óleo e gás natural.

Grupo de Medição do Ativo de Produção de Golfinho

O Grupo de Medição do Ativo de Produção de Golfinho, parte integrante do GMED-ES, é responsável pelas atividades comuns às três unidades operacionais de produção instaladas na parte marítima da Bacia do Espírito Santo, localizada no centro-norte do litoral capixaba: o FPSO CVIT, o FPSO CDSM e a PPER-1 (Ver Figura 4.5).

Os setores participantes desta divisão do grupo são os seguintes: (i) Instalações de Superfície (ATP-GLF/ISUP), setor responsável pela coordenação do grupo de medição do ativo; (ii) Programação, Desenvolvimento e Controle da Produção (ATP-GLF/PDCP), responsável pela gestão do fluxo das informações no ativo e na UO-ES, através do contato com o PG/CPGP; (iii) Operação da Produção de Golfinho (ATP-GLF/OP-GLF), setor responsável pela gestão do contrato de operação, manutenção e calibração dos sistemas de medição do FPSO-CVIT junto à empresa afretada (iv) Operação da Produção de Camarupim e Peroá (ATP-GLF/OP-CMR-PER), responsável pela operação, manutenção e calibração dos sistemas de medição da plataforma fixa PPER-1 e também responsável pela gestão do contrato de operação, manutenção e calibração dos sistemas de medição do FPSO-CDSM junto à empresa afretada.

As atribuições do Grupo de Medição do Grupo de Medição do Ativo de Produção de Golfinho são as mesmas do Grupo de Medição do Ativo de Produção de Jubarte/Cachalote, apresentadas no item 4.5.3.

Grupo de Medição do Ativo de Produção Norte Capixaba

O Grupo de Medição do Ativo de Produção Norte Capixaba é responsável pelas atividades comuns às sete estações terrestres de produção e uma plataforma marítima, localizadas na bacia do Espírito Santo. São elas: EC-SM8, EC-LP, EC-LS, EC-FSR, EC-FSL, EC-FAL, EC-FC e PCA-2 (Ver Figura 4.6).

Os setores participantes do Grupo são os seguintes: (i) Equipe de Elevação, Escoamento e Medição do Ativo de Produção Norte Capixaba (ATP-NC), equipe ligada

diretamente ao gerente do ativo responsável pela coordenação do grupo de medição do ativo; (ii) Programação, Desenvolvimento e Controle da Produção (ATP-GLF/PDCP), responsável pela gestão do fluxo das informações no ativo e na UO-ES, através do contato com o PG/CPGP; (iii) Manutenção e Inspeção (ATP-NC/MI), setor responsável pela manutenção e calibração dos sistemas de medição do ativo; (iv) Operação da Produção Fazenda Alegre (ATP-NC/OP-FAL), responsável pela operação dos sistemas de medição das estações de Fazenda Alegre (EC-FAL) e Fazenda Cedro (EC-FC); (v) Operação da Produção Norte (ATP-NC/OP-N), responsável pela operação dos sistemas de medição da estação São Mateus 8 (SM-8) e da plataforma marítima PCA-2; (vi) Operação da Produção Sul (ATP-NC/OP-S), setor responsável pela operação dos sistemas de medição das estações Lagoa Parda 2 (EC-LP2), Lagoa Suruaca (EC-LS), Fazenda São Rafael (EC-FSR) e Fazenda Santa Luzia (EC-FSL).

As atribuições do Grupo de Medição do Ativo de Produção Norte Capixaba são as mesmas do Grupo de Medição do Ativo de Produção de Jubarte/Cachalote, apresentadas no item 4.5.3.

Grupo de Medição do Ativo de Processamento e Movimentação de Gás Natural do Espírito Santo

O Grupo de Medição do Ativo de Processamento e Movimentação de Gás Natural do Espírito Santo é responsável pelas atividades referentes à Unidade de Tratamento de Gás Natural de Cacimbas (UTGC), localizada no município de Linhares (Ver Figura 4.7).

Os setores participantes deste Grupo são os seguintes: (i) Instalações de Superfície (APMG-ES/ISUP), setor responsável pela coordenação do grupo de medição do ativo; (ii) Programação, Desenvolvimento e Controle (APMG-ES/PDC), responsável pela gestão do fluxo das informações no ativo e na UO-ES, através do contato com o PG/CPGP; (iii) Manutenção e Inspeção (APMG-ES/MI), setor responsável pela manutenção e calibração dos sistemas de medição; (iv) Operação de Processamento e Movimentação de Gás do Pólo Cacimbas (APMG-ES/OP-PC), responsável pela operação dos sistemas de medição da UTGC.

As atribuições do grupo de medição do Grupo de Medição do Ativo de Processamento e Movimentação de Gás Natural do Espírito Santo são as mesmas do Grupo de Medição do Ativo de Produção de Jubarte e Cachalote, apresentadas no item 4.5.3.

4.6. Considerações finais sobre o capítulo

Neste capítulo apresentou-se uma visão geral do contexto regulatório das atividades de medição no setor de petróleo e gás natural em nível nacional. O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, objeto da Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro de junho de 2000, as proposições mais recentes de mudança do referido Regulamento e os serviços metrológicos realizados pelo Inmetro relacionados a essa regulação. Contextualizou-se dessa forma os movimentos organizacionais da Petrobras no sentido de cumprir o RTM e, em particular, a institucionalização da função metrológica da Unidade de Operações de E&P do Espírito Santo, em nível corporativo, e seus desdobramentos organizacionais em quatro ativos que integram a UO-ES.

Foi destacada a importância de uma gestão efetiva da função metrológica pela Petrobras, que resulta no bom desempenho da medição de petróleo e gás natural com confiabilidade metrológica. Os benefícios da medição para o setor em geral são inúmeros, destacando-se: (i) os resultados da medição constituem insumos estratégicos para apropriação de campos e de estimativa de faturamento; (ii) são referências para processamento da arrecadação fiscal; (iii) tornam-se padrões para definição das melhores práticas da indústria do petróleo; (iv) constituem a base de contabilização dos volumes de gás queimado; (v) constituem a base de contabilização como insumo para geração de energia; e ainda (vi) são fontes de referência para elevação artificial de petróleo (*gas lift*) ou manutenção da pressão do reservatório (injeção de gás na jazida).

Nessa perspectiva, descreveu-se na parte final do capítulo como a UO-ES organizou e vem gerenciando sua função metrológica, particularmente as atividades corporativas do Grupo de Medição de Vazão (GMED-ES) e as atividades de medição nos ativos de Jubarte/Cachalote, Golfinho, Norte Capixaba e no ativo de processamento e movimentação de gás natural.

Apresentaram-se dessa forma o contexto regulatório das atividades de medição de petróleo e gás natural em nível nacional, bem como o contexto organizacional do estudo de caso da função metrológica da UO-ES, que será apresentado, a seguir, no capítulo 5.