

3

Controle metrológico na medição de vazão de petróleo e gás

A Petrobras, por meio da sua Unidade de Negócios Bacia de Campos (UNBC) produz anualmente 800.000 barris de óleo e 12.000.000 m^3 de gás natural por dia. O Projeto de Adequação ANP, que tem por finalidade adequar as plataformas da unidade às normas da Portaria Conjunta nº 1 ANP/INMETRO, destaca-se dentre os principais projetos de legislação de empresa no que tange ao controle metrológico da medição de vazão de petróleo e gás natural. Como a UN-BC é dividida por Ativos de Produção, o projeto de adequação também foi dividido pelos ativos da UN-BC, a saber:

Ativo de Produção Norte:, compreende os campos de Namorado, Cherne, Bagre, Parati, Malhado e Anequim, que são operados por 4 plataformas de produção: PNA-1, PNA-2, PCH-1, PCH-2;

Ativo de Produção Nordeste: compreende os campos de Garoupa, Garoupinha, Carapeba, Vermelho, Pargo, Viola e Moréia, que são operados por 8 plataformas de produção: PGP-1, PPG-1A/B, PCRP-1, PCRP-2, PCRP-3, PVM-1, PVM-2 e PVM-3.

Ativo de Produção Centro: compreende os campos de Marimbá, Piraúna, Espadarte, Congro, Bonito, Bijupirá e Salema que são operados por 4 plataformas de produção: P-15, P-8, FPSO Fluminense e FPSO Espadarte.

Ativo de Produção Sul: compreende os campos de Siri, Badejo, Linguado, Bicudo, Trilha, Corvina, Enchova e Pampo que são operados por 6 plataformas de produção: FPSO Cidade de Rio das Ostras, PPM-1, PCE-1, SS-6, P-12 e P-7.

Ativo de Produção Albacora: compreende apenas o campo de Albacora que são operados por 2 plataformas de produção: P-31 e P-25.

Ativo de Produção Marlim:, que compreende os campos de Marlim e Voador que são operados por 10 plataformas de produção: P-18, P-19, P-20, P-26, P-27, P-32, P-33, P-35, P-37, P-47.

Como é notório, o maior campo de produção da Petrobras é o campo de Marlim, motivo pelo qual foi selecionado como campo de estudo para o projeto de adequação abordado nesta pesquisa de mestrado, com o foco na

medição de óleo em linha tomada como *benchmarking* para os demais campos de produção. Na figura 3.1¹ é apresentada a malha de escoamento do campo de Marlim, com suas correntes de óleo e gás natural.



Figura 3.1: Malha de escoamento do campo de Marlim

Conforme definições incluídas no capítulo 1, as medições de petróleo podem ser do tipo puramente fiscal, fiscal compartilhada, de apropriação ou operacional. As medições têm requisitos próprios que especificam o enquadramento metrológico para finalidade de aplicação de cada uma delas. Já os sistemas de medição são conjuntos de equipamentos compostos por transmissores de campo (vazão, temperatura e pressão), computadores de vazão, interface homem-máquina (IHM), gateway, linhas e periféricos (analisadores de BS&W e densidade, amostradores manuais e automáticos, filtros, condicionadores de fluxo, válvulas etc.) destinados às medições de natureza fiscal, transferência de custódia e de apropriação de óleo e gás. Definem-se a seguir, alguns conceitos relativos aos sistemas de medição comumente empregados e que hoje constituem parte do jargão utilizado pelos profissionais do setor:

- EMED: estação de medição, delimitação física do sistema de medição no campo.

¹Fonte: Intranet Petrobras <http://portalep.petrobras.com.br/UNBC/>

- Transferência de custódia: totalização dos volumes transferidos a terceiros.
- Computador de vazão (CV): instrumento que realiza o cálculo de correção de volume de gás ou óleo para a pressão e temperatura de referência, segundo as normas aplicáveis para cada caso.
- BS&W (“basic sediment and water”): relação percentual entre o volume de água/sedimentos e o volume total de líquido (usualmente, o volume de sedimentos é desprezado).
- TOG: teor de óleo e graxas na água descartada.
- RGO: relação volumétrica gás/óleo.
- Gateway: interface entre as redes dos CV e a rede ethernet de automação.
- IHM: é a interface homem-máquina para operação, parametrização e configuração do sistema de medição.
- PLC ou CLP: Controlador Lógico Programável ou Controlador Programável.
- RS: denota a razão de solubilidade de gás no óleo.
- Amostrador automático: dispositivo que permite coletar amostras do fluido que ecoa numa tubulação, em determinados intervalos de tempo.
- Tramo de medição: trecho de medição formado por componentes como filtro, medidor, válvulas, amostrador etc. relativo a uma faixa específica de vazão; uma EMED pode conter um ou mais tramos.

A medição de vazão de fluidos remonta à antiguidade, embora os desenvolvimentos que levaram à utilização em larga escala dos vários tipos de elementos primários datam do início do século XVII. Ainda hoje, a medição de vazão muitas vezes é considerada como “Arte” ao invés de técnica. A tecnologia de medição dos volumes do petróleo e do gás natural produzidos tem sido objeto de investigação e debates em congressos e comitês de normalização. Interesses esses que motivam novas recomendações, procedimentos e aprimoramentos nos desenvolvimentos ao longo das últimas décadas, em nível nacional e internacional, suscitando que o tema não está por se esgotar num horizonte próximo. Assim, com a atividade de medição fiscal regulamentada por lei, tornou-se rotineiro o treinamento e o estabelecimento de novas diretrizes, procedimentos e práticas operacionais em consonância à crença de que a medição de produtos é considerada a “caixa registradora” de qualquer empresa.

3.1

Crítérios gerais para medição

Os equipamentos e sistemas de medição devem ser projetados, instalados, operados, testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para assegurar controle metrológico de medição, de forma precisa e completa às produções de petróleo e de gás natural. Medições essas que devem atender a requisitos fiscais e metrológicos (volumes para controle operacional da produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural). A exemplo do que ocorre em outros países, os pontos de medição para fins fiscais devem ser aprovados pelo organismo regulamentador.

No Brasil, essa é responsabilidade delegada à ANP, enquanto os sistemas de medição para fins fiscais devem ser aprovados pelo INMETRO, com sua utilização autorizada pela ANP, antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração. Por razões técnicas, normativas e regulamentadoras, os pontos de medição fiscal da produção de petróleo (estações de medição) possuem localizações estratégicas. Devem, portanto, localizar-se imediatamente após as instalações de separação, tratamento e tancagem da produção, e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento, estocagem em estações de armazenamento, transporte ou terminais marítimos. Esses são conceitos claramente definidos no item 5 da Portaria Conjunta nº1 ANP/INMETRO.

3.2

Variáveis satélites na medição de vazão de petróleo e gás

Uma estação de medição (EMED) consiste de um conjunto de equipamentos destinados a obter a vazão volumétrica instantânea de óleo, gás, água e condensado, bem como dos volumes acumulados que escoam por uma tubulação. Um dos problemas associado a essas medições refere-se à compressibilidade dos fluidos a serem medidos, ou seja, sofrem mudanças no volume em função das variações de pressão e temperatura. Para fins comerciais, o comum é efetuar a medição da vazão volumétrica baseado numa condição de referência de pressão e temperatura e não nas condições do escoamento. No Brasil é utilizado como condição de referência a temperatura de 20 °C e a pressão de 101,325 kPa, conforme exigência da ANP formalizada pela Portaria conjunta nº1 ANP/INMETRO, item 4, subitem 4.1. Para compensar as variações na medição de vazão de petróleo e gás, os algoritmos dos computadores de vazão (CV) deverão atender à norma internacional ISO-4267-2, comprovados por certificação independente do sistema de medição. Nos casos não cobertos por esta norma, deve ser utilizada a norma API MPMS, permitindo transformar o

resultado da medição feita pelo elemento primário de medição para um valor nas condições de referência. Tais algoritmos devem incluir as correções das medições de petróleo pelos seguintes fatores:

- dilatação térmica entre a temperatura de referência (20 °C) e a temperatura de medição;
- compressibilidade do líquido entre a pressão de referência (101,325 kPa) e a pressão de medição;
- conteúdo de sedimentos e água no petróleo (BS&W), obtido preferencialmente por analisadores em linha;
- encolhimento do óleo (fator de encolhimento), considerado nos casos de medição para apropriação.

Os sistemas de medição de petróleo em linha devem englobar outras funções além das acima expostas a fim de garantir não somente precisão no processo de medição, mas também rastreabilidade ao processo, garantindo assim a segurança das informações do sistema. Descrevem-se, a seguir, as variáveis que contribuem para a precisão, rastreabilidade e segurança do sistema de medição de petróleo e gás natural:

- amostragem de petróleo (automática e/ou manual conforme o caso específico);
- medições de BS&W;
- medições de massa específica;
- medições de vazão, pressão e temperatura nos tramos de medição;
- processo ou procedimento de calibração do medidor fiscal e de apropriação;
- geração e reconhecimento de alarmes de condições anormais no sistema de medição;
- alteração de dados de configuração do sistema;
- ajuste de parâmetros dos medidores e totalizadores de acordo com o resultado de calibração;
- correção automática de parâmetros de cálculos nos computadores de vazão de acordo com dados obtidos de analisadores em linha (BS&W e massa específica);
- correção de volume para a condição padrão ANP (20°C 101,325 kPa);
- forma de seleção de tramos (automático ou manual, remoto ou local);
- entrada manual de dados e parâmetros;
- emissão de relatórios de teste de produção de poço, diário de produção, de calibração, de inspeção de sistemas de medição, de configuração, de alarmes e de eventos (audit trail);
- registro automático de intervenções do operador;
- registro automático do *status* dos equipamentos de painel e de campo;

- telas com visão geral e detalhada dos equipamentos na IHM incluindo os valores de cada variável;
- telas com visão detalhada dos relatórios citados acima;
- histórico de medição e dados de parametrização gravados em memória não-volátil no CV, quando da falha de alimentação elétrica;
- registro de todos os dados históricos do sistema;
- sistema de autodiagnóstico e de anúncio automática de falhas;
- geração, carga e descarga de arquivos de configuração e parametrização dos computadores de vazão via IHM e local e
- controle de acesso à configuração dos CV.

A Organização Internacional de Metrologia Legal - OIML, em sua Resolução nº 117, estabelece os valores de erros máximos, conforme Tabelas 3.1 e 3.2 abaixo:

Tabela 3.1: Requisitos de erros máximos admissíveis por classe de exatidão
Classes da OIML R 117

Erro	0.3	0.5	1.0	1.5	2.5
A	±0.3%	±0.5%	±1.0%	±1.5%	±2.5%
B	±0.2%	±0.3%	±0.6%	±1.0%	±1.5%

Na tabela 3.1, “A” denota sistema de medição completo, e “B” tão somente o medidor. Os sistemas de medição de petróleo devem atender às classes de exatidão (erros máximos admissíveis) conforme Tabela 3.2, sendo a classe 0.3 aplicável aos sistemas de medição fiscal e de transferência de custodia e a classe 1.0 aos sistemas de medição para apropriação da produção.

Tabela 3.2: Erros máximos admissíveis na medição: requisitos

Erros máximos permitidos na medição:	Classes de exatidão dos sistemas de medição				
	0.3	0.5	1.0	1.5	2.5
Temperatura	±0.3 °C	±0.5 °C			±1 °C
Pressão	menor que 1 MPa: ± 50 kPa entre 1 e 4 MPa: ± 5% maior que 4 mPa: ± 200 kPa				
Densidade	± 1 kg/m ³	± 2 kg/m ³	± 5 kg/m ³		

Na instalação dos medidores de vazão, quando requerido, deverão ser levados em consideração os trechos retos de tubulação, a montante e a jusante do medidor, informados pelo fabricante do medidor (prevalecendo sempre as dimensões determinadas pelas normas aplicáveis de instalação para cada tipo de instrumento). Nestes trechos, tanto o diâmetro da linha, quanto sua espessura e até mesmo a rugosidade interna são determinantes no dimensionamento e na calibração do sistema de medição. Recomenda-se então que tais trechos devam ser fornecidos junto com os medidores e acompanhados

de certificados de calibração com os dados dimensionais atendendo às normas API ou ISO. Como pode ser observado, os requisitos para a medição de petróleo variam em função da aplicabilidade da medição, sendo os requisitos mais restritivos aqueles que determinam a medição fiscal.

Na figura 3.2, abaixo, é representado um sistema típico de medição em linha de petróleo.

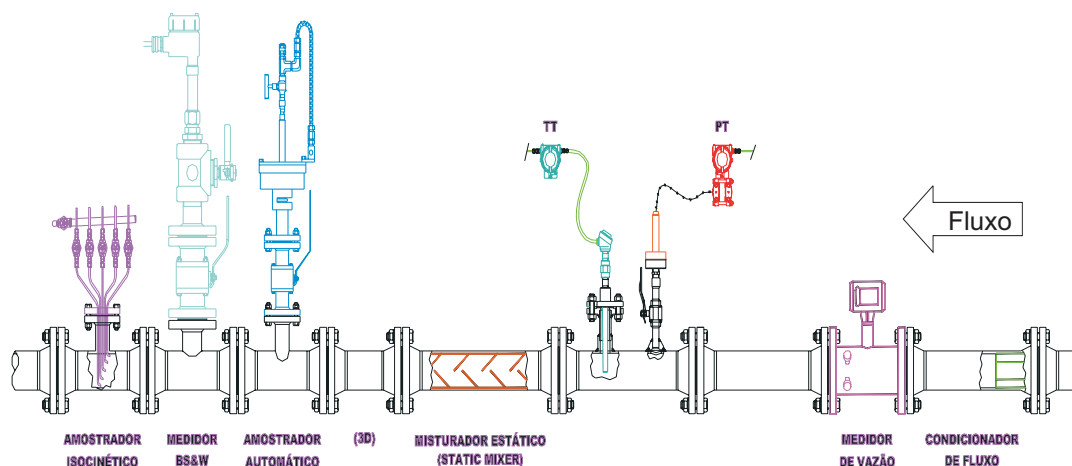


Figura 3.2: Esquema típico de medição em linha de petróleo

No capítulo 4 serão definidos os tipos de medidores e seus respectivos princípios de funcionamento. A especificidade desses equipamentos determinará as condições técnicas que devem prevalecer para instalação, de forma a atender às especificações e demandas requeridas pela medição de petróleo.