

RESOLUÇÃO CONJUNTA ANP/INMETRO Nº XX, DE [DIA] DE [MÊS] DE [ANO]

Regulamenta as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar.

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS - ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 65 do Regimento Interno, aprovado pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, e pelo art. 7º do Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do **Processo nº 48610.222186/2021-37** e as deliberações tomadas na **XXª** Reunião de Diretoria, realizada em **[DIA] de [MÊS POR EXTENSO] de [ANO]**; e o PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO, no uso de suas atribuições, conferidas pelo parágrafo 3º do artigo 4º da Lei nº 5.966, de 11 de dezembro de 1973, e tendo em vista o disposto nos incisos II, III e V do artigo 3º da Lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999, alterado pela Lei nº 12.545, de 14 de dezembro de 2011, no inciso V do artigo 18 da Estrutura Regimental do Inmetro, aprovada pelo Decreto nº 6.275, de 28 de novembro de 2007, e pela alínea "a" do subitem 4.1 da Regulamentação Metrológica aprovada pela Resolução nº 11, de 12 de outubro de 1988, do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - Conmetro, RESOLVEM:

Art. 1º Ficam aprovados, na forma dos Anexos I a IV, as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

Art. 2º Ficarão sujeitos a esta Resolução Conjunta o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em condições normais de operação dos seguintes sistemas de medição:

I - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais do petróleo ou do gás natural produzido nos campos a que se referem o inciso IV do art. 3º, o art. 4º e o art. 5º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e o inciso X do art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010;

II - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de apropriação do petróleo ou do gás natural produzido em todo o território nacional;

III - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes produzidos, consumidos, injetados, transferidos e transportados no território nacional;

IV - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes importados e exportados em pontos de aduana;

V - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de transferência de custódia do petróleo ou do gás natural; e

VI - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados.

Art. 3º A ANP poderá, justificadamente, exigir a adequação física dos sistemas de medição em operação, ou dos projetos já aprovados no âmbito da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 de junho de 2013, para cumprimento dos requisitos previstos no Anexo I, mediante procedimento específico no qual será estipulado o prazo para a adequação, não inferior a cento e oitenta dias.

Art. 4º Os sistemas de medição não categorizados pela ANP na forma do item 10 do Anexo I deverão seguir os prazos estipulados nas tabelas do Anexo III.

Art. 5º O não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, às penalidades previstas na Lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999, e em legislação complementar.

Art. 6º Fica revogada a Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 de junho de 2013.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor em [DIA] de [MÊS] de [ANO] (preencher com data correspondente a 90 dias após a data de sua publicação no Diário Oficial da União).

[NOME EM MAIÚSCULAS]

Diretor-Geral

ANEXO I

(a que se referem os arts. 1º, 3º, 4º e 5º da Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº XXXX, de XXX de 202X)

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

1.1. Objetivo

1.1.1. Este Regulamento estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

1.2. Campo de Aplicação

1.2.1. Este Regulamento se aplica ao projeto, instalação e operação de todos os sistemas destinados a medir, computar, armazenar e indicar o volume de petróleo e gás natural produzidos, injetados, processados, movimentados, acondicionados ou estocados que venham a ser utilizados para:

1.2.1.1. Medição em instalações de produção:

- a) medição fiscal da produção de petróleo e gás natural;
- b) medição para apropriação dos volumes produzidos aos poços e ao campo produtor;
- c) medição para fins de transferência de custódia, exportação e importação de petróleo e gás natural;
- d) medição para controle operacional de fluidos produzidos não classificados nos subitens a) e b), mediante determinação específica da ANP;
- e) medição para controle operacional de fluidos movimentados no escoamento, mediante determinação específica da ANP;
- f) medição operacional de água inerente aos processos de produção, injeção, processamento, movimentação, acondicionamento ou estocagem de petróleo e gás natural, mediante determinação específica da ANP.

1.2.1.2. Medição em Instalações de transferência e transporte:

- a) medição operacional para fins de transporte, transferência, acondicionamento ou estocagem de petróleo, gás natural, gás natural comprimido e gás natural liquefeito, mediante determinação específica da ANP;
- b) medição para fins de transferência de custódia, exportação e importação de petróleo, gás natural e gás natural liquefeito.

1.2.2. A determinação específica da ANP prevista nos itens 1.2.1.1 e 1.2.1.2 pode ser comunicada ao agente regulado:

- a) antes da autorização de uso dos sistemas de medição da instalação; ou
- b) a qualquer momento, devendo neste caso a adequação ser feita em prazo estipulado pela ANP.

1.2.3. Este Regulamento não se aplica:

- 1.2.3.1. Aos sistemas de medição que, formando parte de instalações de produção, armazenamento e transporte, tenham finalidades diversas daquelas descritas no subitem 1.2.1;
- 1.2.3.2. Aos sistemas de medição do refino de petróleo e medições de derivados líquidos de petróleo e gás natural;
- 1.2.3.3. Aos sistemas de medição relacionados à distribuição de gás natural canalizado; e
- 1.2.3.4. Aos sistemas de medição de gás natural veicular.

2. SIGLAS UTILIZADAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

AGA - American Gas Association

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

API - American Petroleum Institute

ASTM - American Society for Testing and Materials

CEN - European Committee for Standardization

Conmetro - Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

DTI - Department of Trade and Industry

ILAC- International Laboratory Accreditation Cooperation

Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

INPM - Instituto Nacional de Pesos e Medidas

ISO - International Organization for Standardization

MRC - Material de Referência Certificado

SI - Sistema Internacional de Unidades

3. DEFINIÇÕES

Para efeito desta Resolução, são consideradas as seguintes definições, além daquelas constantes da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, da Portaria Inmetro nº 163, de 6 de setembro de 2005, que aprova o Vocabulário Internacional de Termos de Metrologia Legal, nº 232/2012, que aprova o Vocabulário Internacional de Metrologia, e da Portaria Inmetro nº 484/2010, que aprova os procedimentos e os critérios gerais que deverão ser utilizados no processo de Avaliação Técnica de Modelo dos sistemas de medição, instrumentos de medição e medidas materializadas abrangidos pelo controle metrológico legal:

- 3.1. **BSW (Basic Sediments and Water)** - Porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total do fluido medido.
- 3.2. Certificado de arqueação - Documento que acompanha a tabela volumétrica, certificando que foi procedida a arqueação de um tanque/reservatório.
- 3.3. Computador de vazão - dispositivo que computa, integra e armazena parâmetros de entrada e dados ligados à medição de qualquer fluido de hidrocarboneto, tais como temperatura, pressão, pressão diferencial etc. e, por meio da integralização desses dados (tanto na condição base como na condição de operação), processa cálculos com o objetivo de prover indicações de vazão e de totalização de quantidades.
- 3.4. Condição de Medição - Condição do fluido na qual o volume está para ser mensurado, num ponto de medição (exemplo: temperatura e pressão do fluido mensurado).
- 3.5. Condição Padrão de Medição - Condição em que a pressão absoluta é de 101,325 kPa e a temperatura de 20°C, para a qual o volume mensurado do líquido ou do gás é convertido.
- 3.6. Deriva do Medidor – a variação máxima dentre todos os fatores de calibração de um medidor, ainda que em distintas vazões, definidos em calibrações sucessivas.
- 3.7. Diagrama Isométrico - Documento do projeto de instalação de produção e processamento de petróleo e gás natural que contém as dimensões e localização física em planos isométricos de dutos e equipamentos.
- 3.8. Dispositivo Adicional - Parte de um dispositivo, que não seja considerado auxiliar, necessária para assegurar o nível exigido de exatidão da medição ou facilitar operações de medição.
- 3.9. Dispositivo Auxiliar - dispositivo destinado a realizar uma função específica, diretamente envolvido na elaboração, transmissão ou apresentação dos resultados mensurados.
- 3.10. Dispositivo Calculador - componente do medidor que recebe os sinais do transdutor de medição e de instrumentos de medição associados, computa esses sinais e, se apropriado, armazena os resultados na memória até serem utilizados. Também é capaz de realizar comunicação bidirecional com equipamentos periféricos.

- 3.11. Dispositivo de Conversão - Dispositivo que converte automaticamente o volume mensurado nas condições de medição em um volume na condição padrão de medição, ou em uma massa, levando em conta as características do fluido mensurado.
- 3.12. Dispositivo de Correção - Dispositivo conectado ou incorporado ao medidor para a correção automática de quantidade mensurada no momento da medição, levando em conta a vazão e/ou as características do fluido a ser mensurado e as curvas de calibração pré-estabelecidas.
- 3.13. Falha de Medição - Evento sem previsibilidade que impacte no resultado da medição.
- 3.14. Fator de Encolhimento - Volume de petróleo estabilizado nas condições padrões de medição dividido pelo volume de petróleo não-estabilizado nas condições de pressão e temperatura do processo.
- 3.15. Fator do Medidor - Quociente entre o volume bruto medido, utilizando um medidor padrão de trabalho ou padrão de referência, e o volume medido por um medidor em operação durante uma calibração, sendo ambos referidos às mesmas condições de temperatura e pressão, ou ainda o quociente entre o volume bruto medido, utilizando um padrão de referência, e o volume medido por um medidor padrão de trabalho durante uma calibração, sendo ambos referidos às mesmas condições de temperatura e pressão.
- 3.16. Fluxograma de Engenharia (**P&IDs - Piping & Instrumentation Diagram**) - Documento de projeto de instalação de processamento de petróleo e gás natural que aponta todos os equipamentos, dutos e instrumentos da instalação, contendo um resumo das especificações destes diversos itens.
- 3.17. Fluxograma de Processo (**PFDs - Process Flow Diagram**) - Documento de projeto de instalações de processamentos de petróleo e gás natural que aponta a concepção adotada para o sistema de processamento (equipamentos e correntes dos fluidos) e contém o balanço de material e energia para as diversas condições operacionais do sistema. Normalmente representa também as principais malhas de controle.
- 3.18. Gás Natural Processado - É o gás natural nacional ou importado que, após processamento, atende à especificação da legislação pertinente.
- 3.19. Gás de Queima - Gás natural proveniente dos processos que são liberados na atmosfera, com combustão, por estruturas específicas de queima.
- 3.20. Gás Ventilado - Gás natural proveniente dos processos que são liberados na atmosfera, sem combustão, por estruturas específicas de ventilação.
- 3.21. Instalação de Medição - Conjunto de sistemas de medição para totalização, alocação e controle dos volumes utilizados para mensurar os volumes produzidos, processados, estocados ou movimentados.
- 3.22. Instrumentos de Medição Associados - Instrumentos conectados ao dispositivo calculador, ao dispositivo de correção ou ao dispositivo de conversão, para medição de propriedades ou características do fluido ou escoamento, com vistas a fazer uma correção e/ou uma conversão.
- 3.23. Laboratório acreditado - Laboratório que possui acreditação por organismo de acreditação que seja signatário do Acordo de Reconhecimento Mútuo da Ilac (**International Laboratory Accreditation Cooperation**) ou da IAAC (**InterAmerican Accreditation Cooperation**).
- 3.24. Medição Fiscal - Medição do volume de produção fiscalizada efetuada nos pontos de medição da produção a que se referem o inciso IV do art. 3º do Decreto nº 2.705/1998 e o inciso X, do art. 2º da Lei nº 12.351/2010. Toda medição utilizada no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais.
- 3.25. Medição Fiscal Compartilhada - Medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos que se misturam antes do ponto de medição.

- 3.26. Medição Operacional - Medição de fluidos para controle de processo, tanto de produção quanto de movimentação e estocagem de petróleo e gás natural, que não se enquadrem como medição fiscal, de apropriação ou transferência de custódia.
- 3.27. Medição para Apropriação - Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada poço.
- 3.28. Medição de Apropriação Contínua da Corrente - Medição de apropriação realizada por medidor dedicado a uma determinada corrente de hidrocarbonetos, cujos resultados são registrados continuamente.
- 3.29. Medição de Transferência de Custódia - Medição do volume de petróleo ou gás natural, realizado com transferência legal e/ou comercial dos fluidos hidrocarbonetos.
- 3.30. Medição de Transferência de Custódia Compartilhada - Medição do volume de petróleo ou gás natural, movimentado com transferência de custódia, nos pontos de interconexão entre transportadores distintos, objeto de acordo ou contrato de interconexão em atendimento ao disposto na regulamentação vigente.
- 3.31. Medidor (de vazão ou volume) - Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume ou vazão do fluido que passa pelo sensor sob as condições de medição.
- 3.32. Medidor em Operação - Medidor com fluxo que não se encontra em espera.
- 3.33. Medidor Padrão de Referência - provador ou tanque de calibração para calibração de medidor padrão de trabalho ou medidor em operação.
- 3.34. Medidor Padrão de Trabalho - Padrão utilizado rotineira e exclusivamente para calibrar ou controlar instrumentos ou sistemas de medição.
- 3.35. Petróleo Estabilizado - Petróleo com pressão de vapor inferior a 70 kPa, na temperatura de medição.
- 3.36. Ponto de Interconexão - Região onde fisicamente ocorre a ligação entre dois ou mais equipamentos, processos ou sistemas de transferência, transporte ou estocagem, na qual é instalado um ou mais sistemas de medição.
- 3.37. Ponto de Medição - Localização em uma planta de produção, processo, sistema de transferência, transporte ou estocagem onde fica instalado um sistema de medição de petróleo ou gás natural utilizado com objetivo de medição fiscal, de apropriação, de transferência de custódia e operacional.
- 3.38. Proteção dos Sistemas de Medição - Compreende todos os lacres, senhas, dispositivos, mecanismos ou procedimentos que garantam a inviolabilidade dos sistemas de medição e seus resultados.
- 3.39. Provador (Tubo-padrão) - Medida materializada de volume conhecido, constituída de um tubo ou cilindro, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores. Pode ser do tipo unidirecional ou bidirecional.
- 3.40. Provador Convencional - Dispositivo tubular com volume definido entre chaves detectoras que permite acumulação de 10.000 ou mais pulsos diretos de um medidor.
- 3.41. Provador Compacto - Dispositivo cilíndrico ou tubular com volume definido entre chaves detectoras que não permite acumulação mínima de 10.000 pulsos diretos de um medidor. Requer medição discriminada dos pulsos através de contador de pulsos interpolados para aumentar a resolução.
- 3.42. Provador móvel - Provador instalado sobre um veículo que permite sua movimentação, podendo ser do tipo convencional ou compacto.
- 3.43. RS (Razão de Solubilidade) - Relação entre os volumes medidos em condição padrão de medição do gás natural e do petróleo no qual o gás natural se encontra dissolvido.
- 3.44. RGO (Razão Gás-Petróleo) - Relação entre os volumes medidos em condição padrão de medição de gás natural e de petróleo produzidos.

- 3.45. Sistema de Calibração - Sistema incorporado a um sistema de medição composto de um medidor padrão de trabalho ou medidor padrão de referência, e de dispositivos auxiliares, necessários para executar as operações de calibração de um medidor em operação.
- 3.46. Sistema de Medição - Instrumento ou conjunto de instrumentos de medição montado e adaptado para fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos dentro de intervalos especificados para grandezas de tipos especificados. Inclui o medidor propriamente dito e todos os dispositivos auxiliares e adicionais, e instrumentos de medição associados, aplicados a um ponto de medição.
- 3.47. Sistema Supervisório - Sistema de Supervisão e Controle composto de equipamentos eletrônicos e sistemas computacionais que monitoram e registram dados e informações de pressão, temperatura, vazão e volume relacionados com a produção, processamento, transferência, transporte, estocagem de petróleo ou gás natural, a partir do qual se tem o controle operacional de uma instalação industrial, além do gerenciamento e registro de eventos de alarmes e falhas.
- 3.48. Tabela Volumétrica - Tabela anexa ao Certificado de Arqueação de tanque indicando o volume contido em um tanque para cada nível de enchimento.
- 3.49. Tanque de Calibração - Medida materializada de volume utilizada como padrão volumétrico para calibração de medidores.
- 3.50. Teste de Poço - Teste para definir o potencial de produção do poço nas condições de operação.
- 3.51. Validação do medidor a seco - Procedimento operacional de comparação sem vazão entre os parâmetros encontrados em condições definidas e os valores esperados.
- 3.52. Vazão de Operação – vazão instantânea observada no sistema de medição.
- 3.53. Volume Bruto - Volume de petróleo ou gás natural nas condições de operação. Inclui o volume de água livre, água emulsionada e sedimentos.
- 3.54. Volume Corrigido - Volume bruto de petróleo ou gás natural (descontada a água livre, quando se tratar de medição em tanque) corrigido pelos fatores de dilatação térmica da parede do tanque ou corrigido pelo fator do medidor (quando se tratar de medição em linha) e convertido para a condição padrão de medição.
- 3.55. Volume Líquido - Volume de petróleo corrigido para a condição padrão de medição, descontado o volume de água e sedimentos no petróleo mensurado.

4. UNIDADES DE MEDIDA, REGULAMENTOS E NORMAS

4.1. Unidade de Medida

4.1.1. As grandezas devem ser expressas em unidades do Sistema Internacional de Unidades - SI.

4.1.2. As indicações volumétricas de petróleo ou de gás natural devem ser referidas às condições padrão de medição.

4.2. Regulamentos e Normas

4.2.1. Os regulamentos e normas a serem atendidos se encontram listados no Anexo IV.

4.2.1.1. Na ausência de legislação brasileira sobre determinado tema, normas e recomendações de outras instituições poderão ser utilizadas como alternativas às constantes do Anexo IV desse Regulamento, desde que autorizadas pela ANP e Inmetro, no âmbito de competência de cada órgão.

4.2.1.2. Na ocorrência de mais de uma norma sobre o mesmo assunto, deverá ser utilizada integralmente uma única norma, a critério do agente regulado, mediante autorização da ANP.

4.2.2. Para fins da determinação prevista neste Regulamento, os instrumentos de medição e métodos de medição são aqueles regulamentados pelas Portarias Inmetro mencionadas no Anexo IV deste Regulamento, não obstante a possibilidade de incorporação de outros equipamentos e métodos que venham a ter seu ato normativo posteriormente efetivado.

4.2.2.1. As atualizações, substituições ou inclusões de regulamentos ou normas devem ser acatadas pelo usuário, em prazo determinado pela ANP ou Inmetro, quando causarem impacto

apenas em nível de procedimentos ou onde fique comprovado que a não alteração dos sistemas de medição trará prejuízos para terceiros.

4.2.2.2. A ANP ou o Inmetro, a qualquer tempo, pode determinar a modificação do projeto de sistemas de medição, de forma a aplicar qualquer alteração ou substituição que venha a ocorrer nas normas e regulamentos utilizados.

5. CRITÉRIOS GERAIS

5.1. Sistema de Gestão da Medição

5.1.1. Os sistemas de medição e equipamentos de processo que tenham alguma influência na qualidade da medição devem ser projetados, instalados, operados, testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para a realização da medição, dentro das condições de utilização, atendendo às exigências técnicas e metrológicas aplicáveis.

5.1.2. Os sistemas de medição devem ser submetidos ao controle metrológico legal pelo Inmetro.

5.1.3. Os sistemas de medição devem ser projetados, instalados e operados para atender:

- a) as especificações do fabricante;
- b) o estabelecido nas portarias de aprovação de modelo;
- c) as normas pertinentes indicadas no Anexo IV;
- d) os requisitos estabelecidos neste regulamento;
- e) limites de calibração.

5.1.4. Deve ser aplicado um modelo de sistema de gestão da medição de forma a assegurar a eficácia e adequação dos sistemas ao uso pretendido, além de gerenciar o risco de resultados de medições incorretas.

5.1.4.1. O agente regulado deve manter atualizada a documentação que comprove a realização periódica de auditorias da qualidade no sistema de controle dos processos de medição.

5.2. Projeto de Medição

5.2.1. Antes da construção dos sistemas de medição, o projeto de medição deve ser apresentado para aprovação da ANP.

5.2.1.1. Os sistemas de medição do item 1.2.1.2 serão objeto de autorização de construção pela ANP, no âmbito da regulamentação vigente.

5.2.2. A ANP poderá solicitar alterações no projeto de medição para garantir o atendimento integral a este regulamento.

5.2.3. Para a aprovação do projeto de medição, deverão ser enviados, em anexo ao pedido de aprovação, os seguintes documentos:

- a) diagrama esquemático das instalações indicando as principais correntes de petróleo, gás natural, gás natural liquefeito e água, incluindo a localização dos pontos de medição;
- b) memorial descritivo dos sistemas de medição, incluindo informações e dados sobre a arquitetura destes sistemas;
- c) para os sistemas de medição do item 1.2.1.1, o procedimento de apropriação da produção aos poços e aos campos, incluindo a fórmula de fechamento da produção total e os cálculos associados.

5.2.3.1. A ANP poderá solicitar documentos complementares além dos listados acima.

5.2.4. Alterações nos sistemas de medição já instalados devem ser motivadas e precedidas de processo de aprovação do novo projeto e autorização de uso.

5.2.4.1. A critério da ANP, alterações de baixa relevância que não impliquem modificação nas características originais do projeto poderão ser previamente dispensadas do processo de aprovação e de autorização de uso.

5.3. Inspeção Prévia

- 5.3.1. Fica facultado ao agente regulado a solicitação de inspeção prévia dos sistemas de medição relacionados ao item 1.2.1.1 após a aprovação do projeto e antes da autorização de uso, com o objetivo de avaliar aspectos construtivos de maior impacto no cronograma do projeto.
- 5.3.2. A realização da inspeção prevista no item 5.3.1 está condicionada:
- ao estágio de execução do projeto de medição;
 - à documentação apresentada previamente.
- 5.3.3. Fica facultado à ANP deferir a solicitação de inspeção prévia de acordo com critérios de relevância e oportunidade.
- 5.4. Autorização de Uso
- 5.4.1. Antes do início de operação dos pontos de medição, os sistemas de medição a serem utilizados para medição fiscal, apropriação ou transferência de custódia devem estar autorizados pela ANP.
- 5.4.1.1. Os sistemas de medição do item 1.2.1.2 serão objeto de autorização de operação pela ANP, no âmbito da regulamentação vigente.
- 5.4.2. Os seguintes documentos deverão ser enviados à ANP com pelo menos 90 dias de antecedência:
- memorial descritivo dos sistemas de medição atualizado;
 - P&IDs, PFDs e Diagramas Isométricos contendo as informações pertinentes referentes aos pontos de medição;
 - documentos relativos ao controle legal realizado pelo Inmetro, referente aos sistemas de medição;
 - documentos relativos aos procedimentos de calibração de instrumentos de medição incorporados ao sistema de medição, caso sejam realizadas pelo agente regulado na instalação;
 - especificações, manuais e folhas de dados dos instrumentos de medição, amostradores e acessórios;
 - manual de operação dos sistemas de medição, contendo uma descrição dos procedimentos de medição, amostragem, análise e determinação de características, propriedades e cálculo dos volumes medidos;
 - modelo do Relatório de Medição e Relatório de Teste de Poço;
 - estimativa da composição dos fluidos produzidos a ser implementada para cada ponto de medição nos computadores de vazão antes da entrada em operação;
 - vazões esperadas para cada ponto de medição;
 - certificados de inspeção dimensional de placas de orifício e trechos retos.
- 5.4.3. Os seguintes documentos deverão ser enviados à ANP com pelo menos 30 dias de antecedência:
- plano de gerenciamento de lacres e proteções para a instalação de medição, relacionando todos os lacres instalados em instrumentos, sistemas, válvulas e outros dispositivos, a função de cada lacre e as operações para as quais é necessária a sua remoção. Devem também constar deste plano, senhas ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas eletrônicos em operações realizadas através de programação ou configuração;
 - memorial de cálculo das incertezas estimadas de medição para os volumes medidos no ponto onde o sistema será instalado, destacando as incertezas previstas para as faixas limites de vazão (mínima, operação e máxima) para cada elemento primário;
 - relatórios de configuração dos computadores de vazão com as principais variáveis destacadas;
 - relatório de configuração da eletrônica dos medidores de vazão com as principais variáveis destacadas;
 - certificados de calibração dos elementos primários, secundários e terciários;
 - relatórios de teste de estanqueidade das válvulas dos sistemas de medição fiscal, apropriação e transferência de custódia.
- 5.4.4. A ANP poderá solicitar documentos complementares além dos listados acima.

5.4.5. Para pontos de medição fiscal, de apropriação e transferência de custódia nos sistemas do item 1.2.1.1, a autorização de uso deve ser precedida de inspeção nas instalações pela ANP.

5.4.5.1. A inspeção nas instalações para autorização de uso de pontos de medição de apropriação e transferência de custódia poderá ser dispensada, a critério da ANP, mediante justificativa fundamentada.

5.5. Operação

5.5.1. As principais variáveis de processo dos sistemas de medição de volume de petróleo e gás natural produzidos, injetados, processados, movimentados, acondicionados ou estocados devem ser medidas, exibidas, registradas e disponibilizadas em sistemas supervisórios, de forma a permitir o acompanhamento das operações, em atendimento do subitem 5.1.4.

5.5.2. Proteção dos Sistemas de Medição

5.5.2.1. Os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem ser protegidos contra acesso indevido, de forma a evitar danos e falhas dos instrumentos e componentes do sistema e garantir a integridade metrológica do sistema.

5.5.2.2. Devem ser instalados lacres físicos para evitar operações indevidas que possam afetar o desempenho dos instrumentos e dos sistemas de medição e a integridade metrológica do sistema, considerando ao menos os seguintes locais:

- a) válvulas de entrada e saída dos tanques fiscais;
- b) válvulas ou bloqueios que, em qualquer situação, possibilitem o contorno de sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia autorizado pela ANP;
- c) pontos dos instrumentos de medição passíveis de ocorrer acesso indevido que possa influenciar a medição;
- d) pontos definidos pelo controle metrológico legal.

5.5.2.3. Os lacres devem ser numerados e deve ser elaborado um registro de todos os lacres utilizados. O registro deve conter o histórico de alterações e ser mantido permanentemente atualizado e disponível para fiscalização da ANP ou do Inmetro.

5.5.2.4. Para operações realizadas através de programação, devem ser incluídas senhas ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas e programas de configuração, ajuste e calibração.

5.5.2.5. No caso de operações realizadas através de programação, configuração ou outros meios, deve ser obedecida a hierarquização das senhas e os acessos devem ser auditáveis através de relatórios de acessos.

5.5.2.6. O modelo de gestão deve prever ações corretivas em seus procedimentos no caso de acesso indevido nos termos do item 5.5.2.1, adotando as ações necessárias para reestabelecer a integridade metrológica do sistema antes da instalação de um novo lacre ou proteção do sistema.

5.5.3. Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição

5.5.3.1. Sempre que for detectada falha em um sistema de medição, o agente regulado deve tomar ações visando corrigir o problema na maior brevidade possível.

5.5.3.2. Deve ser enviada para a ANP notificação de eventos de falha nos sistemas de medição fiscal e de apropriação em até dois dias úteis da detecção do evento em padrão definido pela ANP.

5.5.3.3. A ANP poderá solicitar o envio de notificação nos termos do item 5.5.3.2 para eventos de falha nos demais sistemas de medição.

6. TIPOS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO

6.1. Petróleo em Tanque

6.1.1. Os tanques utilizados na medição de petróleo devem atender aos seguintes requisitos:

- a) possuir Certificado de Arqueação emitido seguindo diretrizes do Inmetro acompanhado da tabela volumétrica do tanque.

- b) possuir bocas de medição e de amostragem do conteúdo;
 - c) possuir mesa de medição no fundo e marca de referência próxima à boca de medição;
 - d) os dutos de enchimento devem ser projetados para minimizar queda livre de líquido e respingos;
 - e) manter todas as condições gerais exigidas pelo Inmetro.
- 6.1.2. As medições de nível de líquido devem ser feitas com trena manual ou com sistemas automáticos de medição de nível.
- 6.1.2.1. A utilização de régua externa só poderá ser aplicada em situações especiais, mediante autorização da ANP.
- 6.1.3. Para determinação do volume de petróleo em tanque devem ser apurados os seguintes valores:
- a) nível de petróleo no tanque;
 - b) nível da interface entre petróleo e água livre, quando aplicável;
 - c) temperatura do petróleo;
 - d) massa específica;
 - e) BSW da emulsão.
- 6.1.4. Para determinação do volume líquido de petróleo no tanque devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores:
- a) tabela volumétrica do tanque;
 - b) dilatação térmica do fluido entre a temperatura de medição e 20 °C;
 - c) dilatação térmica do tanque; e
 - d) BSW da emulsão.
- 6.1.5. Todos os dutos conectando os tanques de medição às suas entradas e saídas, bem como a outros tanques e aos drenos, devem ser providos de válvulas que possam ser lacradas na posição fechada e instaladas o mais próximo possível do tanque, de forma a garantir a operação de medição.
- 6.1.6. Deve ser estabelecido e disponibilizado na instalação um manual de procedimentos operacionais para a medição em tanques que inclua o tempo a ser utilizado para repouso de seu conteúdo, e devendo seus executores comprovarem a habilitação para as respectivas atividades.
- 6.1.6.1. A descrição dos procedimentos deve considerar as condições operacionais do tanque, que deve estar adequado ao volume e características do fluido a ser medido, de forma que sejam garantidos os requisitos mínimos exigidos para cada aplicação.
- 6.1.7. O cálculo dos volumes de petróleo deve atender aos requisitos dos documentos mencionados no Anexo IV.
- 6.2. Gás Natural em Tanque
- 6.2.1. Os tanques utilizados para medição de gás natural liquefeito devem atender aos seguintes requisitos:
- a) possuir Certificado de Arqueação emitido seguindo diretrizes do Inmetro acompanhado da tabela volumétrica do tanque;
 - b) possuir bocas de medição e de amostragem do conteúdo, quando aplicável;
 - c) possuir mesa de medição no fundo e de marca de referência próxima à boca de medição, quando aplicável;
 - d) manter todas as condições gerais exigidas pelo Inmetro.
- 6.2.2. As medições de nível de líquido devem ser feitas com sistemas automáticos.
- 6.2.3. Para determinação do volume de gás natural no tanque devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores:
- a) tabela volumétrica do tanque;
 - b) dilatação térmica do fluido entre a temperatura de medição e 20 °C;
 - c) compressibilidade do líquido entre 101,325 kPa e a pressão nas condições de medição;
 - d) determinação da massa específica.

- 6.2.4. Todos os dutos conectando os tanques de medição às suas entradas e saídas, bem como a outros tanques e aos drenos, devem ser providos de válvulas que viabilizem a operação de medição.
- 6.2.5. Deverá ser estabelecido e disponibilizado na instalação um manual de procedimentos operacionais para a medição em tanques, devendo seus executores comprovarem a devida habilitação para as respectivas atividades.
- 6.2.5.1. A descrição dos procedimentos deve considerar as condições operacionais do tanque, que deve estar adequado ao volume e características do fluido a ser medido, de forma que sejam garantidos os requisitos mínimos exigidos para cada aplicação.
- 6.2.6. O cálculo dos volumes de gás natural deve atender aos requisitos dos documentos mencionados no Anexo IV.
- 6.3. Petróleo em Linha
- 6.3.1. Os sistemas de medição de petróleo em linha devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos:
- a) medidor que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos por este regulamento e pelo Inmetro;
 - b) sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no capítulo 9 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores, ou procedimento de retirada do medidor para calibração em laboratório;
 - c) sistema de amostragem manual, de forma a manter a representatividade da amostra no período de medição e atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento;
 - d) instrumento ou dispositivo de medição de temperatura dedicado e adjunto ao medidor;
 - e) instrumento ou dispositivo de medição de pressão dedicado e adjunto ao medidor;
 - f) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro;
 - g) válvulas de bloqueio para isolamento do sistema de medição;
 - h) válvulas com dispositivo de verificação de estanqueidade a serem utilizadas nos sistemas de calibração, quando aplicável.
- 6.3.2. Os sistemas de medição em linha devem ser projetados de forma que:
- a) sejam compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados;
 - b) não ocorra refluxo através dos medidores;
 - c) os medidores sejam protegidos contra pressões de choque maiores que as pressões para o qual foram projetados;
 - d) gases ou vapores não passem pelos medidores nas aplicações de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia;
 - e) possuam proteções contra impurezas contidas no fluido mensurado, quando aplicável.
- 6.3.3. A instalação e utilização de sistemas de medição de petróleo em linha devem atender aos requisitos dos documentos do Anexo IV ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP.
- 6.3.4. Os sistemas de medição de petróleo devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro das classes de exatidão estabelecidas pela legislação metrológica em vigor, conforme especificado a seguir:
- a) sistemas de medição fiscal para viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s, classe de exatidão 0.3;
 - b) sistemas de medição fiscal para viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s, classe de exatidão 1;
 - c) sistemas de medição para transferência de custódia para viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s, classe de exatidão 0.3;
 - d) sistemas de medição para transferência de custódia para viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s, classe de exatidão 1;

- e) sistemas de medição de apropriação, classe de exatidão 1;
 - f) sistemas de medição operacional, classe de exatidão 1.
- 6.3.5. Os medidores, dispositivos adicionais ou auxiliares e os instrumentos de medição associados devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com as características metrológicas especificadas neste Regulamento.
- 6.3.5.1. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.
- 6.3.6. As medições de petróleo devem ser corrigidas pelos seguintes fatores:
- a) dilatação térmica do fluido entre 20 °C e a temperatura nas condições de medição;
 - b) compressibilidade do líquido entre 101,325 kPa e a pressão nas condições de medição; e
 - c) BSW.
- 6.4. Gás Natural em Linha
- 6.4.1. Os sistemas de medição de gás natural devem ser constituídos dos seguintes equipamentos:
- a) medidor de fluido que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos por este Regulamento e pelo Inmetro;
 - b) um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no capítulo 9 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores, ou procedimento de retirada do medidor para calibração em laboratório, conforme o tipo de aplicação;
 - c) um sistema de amostragem manual, de forma a manter a representatividade da amostra no período de medição e atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento, conforme a aplicação;
 - d) um instrumento ou dispositivo de medição de temperatura dedicado e adjunto ao medidor;
 - e) um instrumento ou dispositivo de medição de pressão dedicado e adjunto ao medidor;
 - f) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro;
 - g) válvulas de bloqueio para isolamento do sistema de medição;
 - h) válvulas com dispositivo de verificação de estanqueidade a serem utilizadas nos sistemas de calibração, quando aplicável.
- 6.4.2. Os sistemas de medição de gás natural devem ser projetados de forma que:
- a) sejam compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados;
 - b) os medidores sejam protegidos contra pressões de choque maiores que as pressões para o qual foram projetados;
 - c) líquidos não passem pelos medidores ou não se acumulem nele ou nos respectivos trechos retos;
 - e
 - d) possuam proteções contra impurezas contidas no fluido mensurado, quando aplicável.
- 6.4.3. A instalação e utilização de sistemas de medição de gás natural devem atender aos requisitos dos documentos do Anexo IV ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP.
- 6.4.4. Os medidores de gás devem ser selecionados, instalados e calibrados para operar dentro das classes de exatidão conforme sua aplicação:
- a) medição fiscal, classe de exatidão 0.5;
 - b) medição para transferência de custódia, classe de exatidão 0.5;
 - c) medição de apropriação, classe de exatidão 1.5;
 - d) medição operacional, classe de exatidão 1.5.
- 6.4.4.1. Medidores por pressão diferencial e medidores de gás ventilado ou de queima devem ser projetados e instalados para atender as incertezas estabelecidas na Tabela 5 do Anexo III.

- 6.4.5. Os medidores, dispositivos adicionais ou auxiliares e os instrumentos de medição associados devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com as características metrológicas especificadas neste Regulamento.
- 6.4.5.1. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.
- 6.4.6. As medições de gás natural devem ser corrigidas pelos seguintes fatores:
- correção do volume em função da variação da temperatura nas condições de medição em relação a 20 °C;
 - correção do volume em função da variação da pressão estática nas condições de medição em relação a 101,325 kPa; e
 - correção do volume em função da variação do fator de compressibilidade nas condições de medição em relação à condição padrão de medição, considerando a composição do gás.
- 6.5. Gás Natural Liquefeito em Linha
- 6.5.1. Os sistemas de medição de gás natural devem ser constituídos dos seguintes equipamentos:
- medidor de fluido que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos por este Regulamento e pelo Inmetro;
 - um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no capítulo 9 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores, ou procedimento de retirada do medidor para calibração em laboratório, conforme o tipo de aplicação;
 - um sistema de amostragem manual, de forma a manter a representatividade da amostra no período de medição e atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento, conforme a aplicação;
 - um instrumento ou dispositivo de medição de temperatura dedicado e adjunto ao medidor;
 - um instrumento ou dispositivo de medição de pressão dedicado e adjunto ao medidor;
 - um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro;
 - válvulas de bloqueio para isolamento do sistema de medição;
 - válvulas com dispositivo de verificação de estanqueidade a serem utilizadas nos sistemas de calibração, quando aplicável.
- 6.5.2. Os sistemas de medição de gás natural devem ser projetados de forma que:
- devam garantir que o produto permaneça no estado líquido durante a passagem pelo medidor;
 - os sistemas de entrega de GNL devem indicar a quantidade entregue em termos de massa;
 - sejam compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados;
 - não ocorra o refluxo através dos medidores;
 - os medidores sejam protegidos contra pressões de choque maiores que as pressões para o qual foram projetados;
 - incorporem um dispositivo de eliminação de ar ou gás não dissolvido antes que passem pelos medidores nas aplicações de medição de transferência de custódia. A forma do dispositivo não deve constituir uma linha de by-pass ao sistema de medição;
 - possuam proteções contra impurezas contidas no fluido mensurado, quando aplicável;
 - os sistemas de medição devem ser projetados de forma a garantir o resfriamento das tubulações e evitar a vaporização do líquido medido. No caso de inclusão de circuitos de recirculação do produto a jusante do medidor, os mesmos devem ser equipados com meios adequados para indicar quando o produto estiver fluindo através do circuito.
- 6.5.2.1. A instalação e utilização de sistemas de medição de gás natural liquefeito em linha devem atender aos requisitos dos documentos do Anexo IV ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP.

- 6.5.3. Os sistemas de medição de Gás Natural Liquefeito em Linha devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 1.5 estabelecida pela legislação metrológica em vigor.
- 6.5.4. Os medidores, dispositivos adicionais ou auxiliares e os instrumentos de medição associados devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com as características metrológicas especificadas neste Regulamento.
- 6.5.4.1. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.
- 6.6. Água
- 6.6.1. Devem ser medidos os volumes totais (movimentados) de água produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados.
- 6.6.2. Os sistemas de medição de água devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos:
- a) medidor compatível com os requisitos deste Regulamento e que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos pelo Inmetro;
 - b) instrumento ou dispositivo de medição de temperatura adjunto ao medidor;
 - c) instrumento ou dispositivo de medição de pressão adjunto ao medidor; e
 - d) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro.
- 6.7. Multifásico
- 6.7.1. A medição de fluido multifásico deve seguir legislação específica da ANP.
7. APLICABILIDADE DO SISTEMA DE MEDIÇÃO
- 7.1. Medição Fiscal
- 7.1.1. Toda a produção de petróleo e gás natural deverá ser medida em pontos de medição fiscal, conforme artigo 4º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, o artigo 7º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 e o inciso X do artigo 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.
- 7.1.1.1. Os pontos de medição fiscal são todos aqueles utilizados no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais.
- 7.1.1.2. Qualquer instrumento, componente ou sistema de medição cujos resultados façam parte dos cálculos da medição fiscal da produção deverão atender aos requisitos exigidos para medição fiscal.
- 7.1.2. Os pontos de medição fiscal devem estar localizados imediatamente após as instalações de separação utilizadas para especificar o BSW, estabilizar o petróleo e garantir a remoção de líquidos na corrente de gás natural.
- 7.1.2.1. Os pontos de medição fiscal de petróleo devem estar localizados antes de instalações de estocagem e transporte, tais como tanques de navio e dutos de transporte.
- 7.1.2.2. Os pontos de medição fiscal de gás natural devem estar localizados antes de qualquer instalação de transferência, processamento ou transporte.
- 7.1.3. É vedada qualquer possibilidade não autorizada de contorno dos sistemas de medição fiscal.
- 7.1.3.1. A possibilidade de contorno de medição poderá ser previamente autorizada pela ANP na medida de sua comprovada necessidade operacional. A autorização deve ser explícita, fundamentada e deve especificar as condições de aplicação no sistema de medição a que se refere.
- 7.1.3.2. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos durante a operação de troca.
- 7.1.4. O petróleo medido pelo sistema de medição fiscal deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos.

7.1.5. O gás natural medido pelo sistema de medição fiscal não deverá conter condensado, de forma a não prejudicar o correto funcionamento dos medidores.

7.1.6. Quando for efetuada uma medição fiscal em tanque de produção de petróleo:

- a) o volume medido deve ser apropriado aos dias de produção, proporcionalmente ao tempo de produção em cada dia e aos potenciais dos poços de acordo com padrão definido pela ANP;
- b) o volume líquido de petróleo no tanque deve ser determinado ao menos uma vez entre o primeiro e o terceiro dia de cada mês, de forma a permitir que a produção do mês anterior seja completamente apropriada;
- c) o volume líquido de petróleo no tanque deve ser determinado imediatamente antes e imediatamente depois de cada transferência do tanque;
- d) a produção de petróleo em tanque deve ser determinada em ciclos de enchimento, contabilizando as variações positivas no volume do tanque ao longo do tempo.

7.2. Medição para Apropriação

7.2.1. Toda a produção de petróleo e gás natural deverá ser apropriada aos poços e aos campos de origem.

7.2.1.1. Qualquer instrumento, componente ou sistema de medição, cujos resultados façam parte dos cálculos da apropriação da produção aos poços ou ao campo, deverão atender aos requisitos exigidos para medição de apropriação.

7.2.2. Tipos de Apropriação

7.2.2.1. A apropriação será classificada como:

- a) apropriação Simples: quando a produção individual dos poços medidos nos sistemas de medição fiscal ou de apropriação contínua da corrente não afetar o montante das participações governamentais nem a distribuição entre os municípios;
- b) apropriação ao Poço: quando a produção individual dos poços medidos nos sistemas de medição fiscal ou de apropriação contínua da corrente afetar o montante da distribuição das participações governamentais entre os municípios, mas não afetar a distribuição da produção entre campos diferentes;
- c) apropriação ao Campo: quando a produção individual dos poços medidos nos sistemas de medição fiscal ou de apropriação contínua da corrente afetar o montante das participações governamentais ou a distribuição entre os municípios, e afetar a distribuição da produção entre campos diferentes.

7.2.2.2. Para definição do item 7.2.2.1, devem ser considerados prioritariamente os sistemas de medição de petróleo.

7.2.3. A apropriação da produção aos poços deverá seguir uma das seguintes metodologias para alocação da produção medida nos pontos fiscais:

- a) testes de poços;
- b) medição contínua do poço;
- c) medição de apropriação contínua da corrente e teste de poço; e
- d) medição de apropriação contínua da corrente e medição contínua do poço.

7.2.4. Testes de Poços

7.2.4.1. Devem ser utilizados separadores de testes ou tanques de testes nos testes de poços.

Outros métodos de testes utilizando novas tecnologias devem ser previamente aprovados pela ANP.

7.2.4.2. As condições de teste devem ser iguais às condições usuais de operação do poço. Quando não for possível, as condições empregadas devem ser previamente aprovadas pela ANP.

7.2.4.3. Os testes devem ter duração mínima de quatro horas, contadas a partir da estabilização das condições usuais de operação do poço.

- 7.2.4.4. Nos testes, devem ser medidos os volumes de petróleo, gás natural e água produzidos, e gás para elevação, quando aplicável. A medição de gás natural pode ser estimada quando a ANP houver autorizado a estimativa do volume do gás natural produzido no poço, ou quando tratar-se de um poço de gás para elevação intermitente. Para o cômputo da parcela de água emulsionada, deve ser determinado o conteúdo de água e sedimentos no fluido produzido.
- 7.2.4.5. Os volumes de condensado devem ser apropriados como produção de petróleo.
- 7.2.4.6. Nas medições de petróleo não estabilizado, deve ser considerado, para cada ponto de medição, o fator de encolhimento devido à liberação de vapores após a medição, quando da estabilização do petróleo. Tais vapores devem ser computados na produção de gás, estimados com base no volume de petróleo e na razão de solubilidade do petróleo nas condições de medição para apropriação.
- 7.2.4.7. Os testes de poços devem ser realizados sempre que houver mudanças nas condições usuais de operação do poço ou quando forem detectadas variações na produção ou ao menos a cada:
- a) dois meses quando se tratar de medição de apropriação ao campo;
 - b) três meses quando se tratar de medição de apropriação ao poço; ou
 - c) doze meses quando se tratar de medição de apropriação simples.
- 7.2.4.8. As coletas de amostra do poço para determinação das propriedades do petróleo, como razão de solubilidade e fator de encolhimento, devem seguir a periodicidade do item 7.2.4.7.
- 7.2.4.9. As coletas de amostra do poço para determinação das propriedades do gás natural, como a cromatografia, devem seguir a periodicidade do item 7.2.4.7.
- 7.2.4.10. As coletas de amostra do poço para determinação de BSW e densidade devem ser realizadas a cada teste de poço, com aplicação do resultado no próprio teste.
- 7.2.5. Medição contínua do poço
- 7.2.5.1. Deve ser utilizado medidor de vazão multifásico na medição contínua de poço
- 7.2.6. Medição de apropriação contínua da corrente.
- 7.2.6.1. Devem ser utilizados separadores com medição em linha do petróleo. Outros métodos utilizando novas tecnologias devem ser previamente aprovados pela ANP.
- 7.2.6.2. As coletas de amostra para determinação das propriedades do petróleo, como razão de solubilidade e fator de encolhimento, devem ser realizadas pelo menos cada um mês.
- 7.3. Medição de Transferência de Custódia
- 7.3.1. Os requisitos de transferência de custódia deverão ser aplicados nas seguintes situações:
- 7.3.1.1. Medição dos volumes de petróleo ou gás natural transferidos por instalações de produção para navios aliviadores ou para outras instalações através de dutos;
- 7.3.1.2. Medição dos volumes movimentados em dutos de petróleo ou gás natural recebidos por transportador em um ponto de recebimento ou entregues ao carregador (ou a terceiro que este indicar) em um ponto de entrega;
- 7.3.1.3. Medição dos volumes de petróleo ou gás natural movimentados em terminais por meio de navios ou dutos;
- 7.3.1.4. Medição de gás natural comprimido fornecido por distribuidor de GNC a granel, conforme previsto em regulamentação da ANP;
- 7.3.1.5. Medição de gás natural liquefeito fornecido por distribuidor de GNL a granel, conforme previsto em regulamentação da ANP.
- 7.3.2. Os pontos de medição de transferência de custódia deverão estar localizados:
- 7.3.2.1. Nos tanques ou dutos de saída de petróleo e gás natural das unidades de produção;
- 7.3.2.2. Nos tanques ou dutos de entrada de petróleo ou gás natural das instalações receptoras dos volumes oriundos de unidades de produção;

- 7.3.2.3. Nos tanques ou dutos de entrada e saída dos terminais de petróleo ou gás natural e nas unidades de liquefação e regaseificação de gás natural;
- 7.3.2.4. Nos pontos de recebimento e entrega dos dutos de transporte de petróleo ou gás natural;
- 7.3.2.5. Na saída das unidades de compressão de GNC;
- 7.3.2.6. Na entrada das unidades de descarga de GNC;
- 7.3.2.7. Na saída dos pontos de abastecimento de iso-contêineres de GNL.
- 7.3.3. É vedada qualquer possibilidade não autorizada de contorno dos sistemas de medição de transferência de custódia.
- 7.3.3.1. A possibilidade de contorno de medição poderá ser previamente autorizada pela ANP na medida de sua comprovada necessidade operacional. A autorização deve ser explícita, fundamentada e deve especificar as condições de aplicação no sistema de medição a que se refere.
- 7.3.3.2. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos durante a operação de troca.
- 7.3.3.3. Nas medições de gás liquefeito, não deve ser fornecido nenhum meio pelo qual qualquer líquido medido possa ser desviado do elemento de medição do medidor ou da linha de descarga do mesmo. É permitida uma saída controlada manualmente que pode ser aberta quando necessário para purgar ou drenar o sistema de medição. Devem ser fornecidos meios eficazes para evitar a passagem de líquido através de qualquer saída durante a operação normal do sistema de medição.
- 7.3.4. O petróleo medido pelo sistema de medição transferência de custódia deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos.
- 7.3.5. Nos pontos de interconexão situados entre duas ou mais instalações de transporte de gás natural, a prática da Medição de Transferência de Custódia Compartilhada será avaliada pela ANP.
- 7.4. Medição Operacional
- 7.4.1. Os instrumentos e sistemas de medição utilizados nas medições para controle operacional devem ser adequados e compatíveis com as condições operacionais e normas aplicáveis.
- 7.4.1.1. Quando forem utilizados, mediante autorização ou determinação da ANP, resultados de medição de sistemas de medição operacional, inclusive os associados, em substituição aos dos sistemas de medição fiscal, apropriação ou transferência de custódia, devem os sistemas substitutos atender à regulamentação metrológica referente aos sistemas a que estão substituindo.
- 7.4.2. As seguintes variáveis de processo devem ser medidas, consolidadas e registradas:
- os volumes de petróleo e gás natural utilizados como combustíveis;
 - os volumes totais de gás natural utilizado para elevação artificial nos poços;
 - os volumes totais por campo de gás natural utilizado para injeção no reservatório;
 - os volumes de gás ventilado ou de queima;
 - os volumes totais de água produzida, injetada nos poços e descartada;
 - os volumes de petróleo armazenado em estocagens intermediárias dos sistemas de produção;
 - os volumes de petróleo armazenado em terminais dos sistemas de transporte;
 - os volumes de petróleo e gás natural transportados;
 - os volumes de gás natural liquefeito nos terminais e nas unidades de liquefação e regaseificação de gás natural;
 - os volumes de gás natural armazenado em sistemas de estocagem;
 - os volumes de gás natural comprimido nas unidades de compressão e descarga.
- 7.4.3. Para os itens b), c) e d), ou qualquer outro mediante determinação específica da ANP, a medição deve atender aos requisitos deste Regulamento.
- 7.4.4. Os sistemas de medição operacional relativos aos itens b), c) e d), ou qualquer outro mediante determinação específica da ANP, devem atender aos prazos estabelecidos na Tabela 7 do Anexo III.
8. DETERMINAÇÃO DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS

- 8.1. Critérios Gerais.
- 8.1.1. O agente regulado deve comprovar a proficiência do pessoal envolvido nas análises químicas.
- 8.1.2. O agente regulado deve garantir a validade dos resultados das análises.
- 8.1.3. As coletas de amostras em pontos de medição não devem exceder as periodicidades apresentadas na Tabela 4 do Anexo III deste Regulamento, de acordo com a sua aplicação.
- 8.1.4. As propriedades do fluido devem ser determinadas por ao menos um dos seguintes métodos:
- amostragem automática proporcional à vazão;
 - amostragem manual; e
 - analisador em linha.
- 8.1.5. Os analisadores e sistemas de amostragem em linha devem cumprir os seguintes requisitos:
- o ponto de amostragem deve estar localizado imediatamente a montante ou a jusante do medidor;
 - o ponto de amostragem escolhido deve permitir que a amostra seja representativa do produto;
 - o recipiente de coleta de amostras deve ser estanque;
 - as amostras obtidas pelos procedimentos de amostragem devem ser misturadas e homogeneizadas antes de se proceder as medições de propriedades e análises.
- 8.1.5.1. Sistemas de amostragem distintos das especificações do item 8.1.5 devem ser explicitamente autorizados pela ANP.
- 8.1.6. Todos os sistemas de medição devem possuir sistema de amostragem manual.
- 8.1.7. A ANP poderá solicitar o envio de amostras a serem realizadas pelo agente regulado, podendo ser exigida a presença de técnico da ANP no momento da coleta.
- 8.1.7.1. Os procedimentos a serem seguidos para a coleta, lacre e envio de amostras previstos no item 8.1.7 serão definidos pela ANP.
- 8.1.8. A ANP poderá solicitar a realização de análises específicas das propriedades dos fluidos para verificações do desempenho dos sistemas de medição.
- 8.2. Petróleo em Linha
- 8.2.1. Nas medições de petróleo, devem ser realizadas análises qualitativas e quantitativas para a determinação dos volumes líquidos e outros usos.
- 8.2.2. Devem ser determinadas a massa específica e o BSW do petróleo.
- 8.2.3. Para sistemas de medição de apropriação de petróleo não estabilizado, devem ser determinados o fator de encolhimento e a razão de solubilidade do petróleo.
- 8.2.4. O sistema de amostragem deve incluir um misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem.
- 8.3. Gás em Linha
- 8.3.1. Nas medições de gás natural, devem ser realizadas análises qualitativas e quantitativas para a determinação da composição do gás, da massa específica, do poder calorífico, dos teores de gases inertes e contaminantes, seja para atendimento das exigências da ANP relativas à especificação do gás, para correções nas medições dos volumes ou para outros usos.
- 8.3.2. Quando utilizado cromatógrafo em linha, fica dispensada a realização de coleta de amostra de gás natural.
- 8.3.3. Quando utilizados sistemas de medição por pressão diferencial, o ponto de amostragem deve estar localizado a montante, exceto quando comprovado que não há possibilidade de mudança de composição através do medidor.
- 8.4. Gás Natural Liquefeito em Linha
- 8.4.1. Nas medições de gás natural liquefeito, devem ser realizadas análises qualitativas e quantitativas para a determinação da composição do gás, da massa específica, do poder calorífico, seja para

atendimento das exigências da ANP relativas à especificação do gás, para correções nas medições dos volumes ou para outros usos.

9. CALIBRAÇÕES E INSPEÇÕES DIMENSIONAIS

9.1. Características Gerais

9.1.1. Todas as calibrações e inspeções dimensionais deverão ser realizadas por laboratórios acreditados integrantes da Rede Brasileira de Calibração RBC, ou signatários do Acordo de Reconhecimento Mútuo da ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation) ou da IAAC (InterAmerican Accreditation Cooperation), exceto nas seguintes situações:

- a) calibração de medidores em operação realizada na instalação pelo próprio agente regulado, utilizando padrão de referência ou padrão de trabalho autorizados pela ANP;
- b) calibração de medidores padrão de trabalho realizada na instalação pelo próprio agente regulado, utilizando padrão de referência autorizado pela ANP;
- c) validação do medidor a seco de queima;
- d) calibração de analisador em linha de BSW;
- e) calibração de analisador em linha de densidade;
- f) calibração de cromatógrafo;
- g) calibração de sistema automático de medição de nível;
- h) calibração de medidores operacionais.

9.1.1.1. As calibrações referidas nos subitens do 9.1.1 devem garantir a rastreabilidade ao SI.

9.1.2. A calibração e a inspeção dimensional de instrumentos ou de sistemas de medição não devem exceder as periodicidades apresentadas no Anexo III, de acordo com sua aplicação.

9.1.2.1. A periodicidade é contabilizada utilizando as datas de realização das calibrações ou inspeções.

9.1.2.2. Os elementos secundários associados ao medidor padrão de referência e ao medidor padrão de trabalho devem ser calibrados de acordo com a menor periodicidade dos sistemas de medição vinculados a eles.

9.1.3. Todos os instrumentos de medição devem atender a regulamentação técnica metrológica em vigor, sendo as calibrações e inspeções dimensionais requeridas neste Regulamento executadas por conta e risco do agente regulado.

9.1.4. Os medidores e instrumentos de medição devem ser calibrados na condição encontrada sempre que possível. Caso seja feita manutenção ou ajuste, uma nova calibração deve ser realizada.

9.1.5. Os resultados da calibração e inspeção dimensional devem ser implementados na configuração dos sistemas de medição:

- a) após a emissão de certificado e antes do retorno à operação do elemento calibrado ou inspecionado; ou
- b) em até cinco dias úteis da realização da calibração ou inspeção do elemento.

9.2. Tipos de Calibração

9.2.1. Os medidores devem ser calibrados de acordo com as seguintes opções:

- a) medidor em operação, medidor padrão de trabalho ou medidor padrão de referência calibrado, por laboratório acreditado;
- b) medidor em operação ou medidor padrão de trabalho calibrado na instalação, pelo agente regulado utilizando medidor padrão de referência autorizado pela ANP;
- c) medidor em operação calibrado na instalação, pelo agente regulado utilizando medidor padrão de trabalho autorizado pela ANP.

9.2.2. A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a:

- a) 20% na massa específica e viscosidade;
- b) 5°C na temperatura;
- c) 10% na pressão.

9.2.3. A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser realizada aplicando uma das seguintes metodologias:

9.2.3.1. Calibração em uma única vazão:

- a) a vazão de operação não poderá diferir em mais de 10% da vazão da última calibração.

9.2.3.2. Calibração em múltiplas vazões:

- a) a quantidade de vazões distintas de calibração deverá seguir a seguinte regra, arredondada para o número inteiro superior:

$$\frac{\left(\frac{\text{Vazão Máxima na Calibração}}{\text{Vazão Mínima na Calibração}}\right)}{2} + 1$$

- b) a calibração deve ser realizada no mínimo em quatro vazões distintas;
- c) a partir de oito vazões distintas torna-se opcional a utilização de vazões adicionais;
- d) as vazões devem ser uniformemente distribuídas entre as vazões mínima e máxima da calibração;
- e) os resultados da calibração em cada vazão devem ser implementados individualmente no computador de vazão;
- f) a vazão de operação não poderá extrapolar as vazões mínima e máxima da última calibração.

9.2.4. Limites ou procedimentos distintos dos estabelecidos nos itens 9.2.2 e 9.2.3 podem ser autorizados pela ANP e Inmetro desde que haja comprovação metrológica.

9.2.5. Utilização de metodologia alternativa de calibração, como calibração em vazão mássica ou em Número de Reynolds, pode ser autorizada pela ANP e Inmetro desde que haja suporte normativo e comprovação metrológica.

9.2.6. Para realizar suas calibrações na instalação, o agente regulado deve:

- a) aplicar os procedimentos de calibração autorizados pela ANP; e
- b) comprovar a proficiência do pessoal envolvido no processo de calibração.

9.3. Padrão de Referência

9.3.1. Podem ser utilizados os seguintes tipos de padrão de referência:

- a) provador compacto;
- b) provador convencional;
- c) tanque de calibração.

9.3.2. Independentemente da periodicidade adotada na calibração dos provadores, são obrigatórias as seguintes ações:

- a) lacração dos detectores do elemento de deslocamento, preferencialmente óticos ou mecânicos;
- b) execução de ao menos um teste de não vazamento interno nos provadores do tipo pistão na periodicidade correspondente a um terço da periodicidade adotada para a calibração do provador; e
- c) execução de ao menos um teste de não vazamento interno na válvula diversora nos provadores do tipo convencional na periodicidade correspondente a um terço da periodicidade adotada para a calibração do provador.

9.3.2.1. No caso de identificação de vazamento interno, o provador deve passar por manutenção e subsequente calibração.

9.4. Medidor padrão de trabalho

9.4.1. O medidor padrão de trabalho deve ser classificado conforme os medidores calibrados por ele.

9.4.2. O medidor padrão de trabalho deve possuir tantas calibrações quantas forem necessárias para atender aos limites estabelecidos nos itens 9.2.2 e 9.2.3 em todas as calibrações realizadas pelo medidor.

9.5. Medidor em Operação

9.5.1. Na calibração de um medidor em operação com um medidor padrão de trabalho ou medidor padrão de referência, estes devem ser instalados:

- a) imediatamente a montante ou a jusante do medidor em operação;
- b) a montante de qualquer válvula reguladora de contrapressão ou válvula de retenção, associadas com o medidor em operação; e
- c) a jusante de filtros e eliminadores de gás.

9.5.2. A calibração de analisadores em linha de propriedade do petróleo realizada pelo agente regulado na instalação deve ser realizada por comparação da medição com o resultado de análises de amostras representativas do petróleo no ponto de medição, seguindo as normas aplicáveis ou procedimento aprovado pela ANP.

9.5.3. A calibração de cromatógrafos em linha realizada pelo agente regulado na instalação deve ser realizada por comparação utilizando material de referência certificado - MRC (gás padrão).

9.5.4. A calibração de sistema automático de medição de nível realizada pelo agente regulado na instalação deve ser realizada por comparação com trena calibrada, em três níveis: próximos ao nível máximo, médio e mínimo. As diferenças entre as medições com trena e com o sistema de medição automático devem ser menores que 6 mm.

9.6. Falha Presumida

9.6.1. Será considerada falha presumida do medidor de vazão sempre que a deriva do medidor estiver em valor absoluto acima dos seguintes limites:

- a) 0,6% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de petróleo;
- b) 2% para medição de apropriação de petróleo;
- c) 1% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de gás natural;
- d) 3% para medição de apropriação de gás natural.

9.6.1.1. Será considerada falha presumida do medidor padrão de referência sempre que o desvio máximo entre calibrações sucessivas for maior que 0,02%.

9.6.1.2. Deverá ser considerada falha de medição presumida sempre que não for possível a calibração do medidor, nos termos deste Regulamento, sem antes fazer a manutenção deste.

9.6.1.3. Na ocorrência de falha presumida nos termos dos itens 9.6.1 e 9.6.1.1 o medidor deve ser retirado de operação para passar por manutenção e nova calibração.

9.7. Inspeção de Tanques

9.7.1. Os tanques utilizados para medição devem ser arqueados conforme requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro.

9.7.2. Os tanques utilizados para medição devem ser submetidos periodicamente, conforme Anexo III, a inspeções internas e externas para observar a existência de danos, incrustações e depósitos de material que possam afetar a arqueação e a utilização normal dos tanques.

9.8. Estanqueidade de válvulas

9.8.1. As válvulas de bloqueio para isolamento do sistema de medição devem ser testadas e certificadas quanto à estanqueidade para garantir seu funcionamento permitindo a remoção do medidor com impactos reduzidos na operação da instalação.

9.8.2. As válvulas com dispositivo de verificação de estanqueidade devem ser testadas e certificadas de forma a garantir seu perfeito funcionamento e estanqueidade evitando erros na calibração dos medidores em todas as condições de medição.

9.8.3. Os testes de estanqueidade não devem exceder as periodicidades apresentadas na Tabela 3 do Anexo III deste Regulamento, de acordo com sua aplicação.

9.9. Erros e Incertezas

9.9.1. Sempre que possível, os medidores e instrumentos de medição devem sofrer ajustes ou correções para compensar os erros sistemáticos.

9.9.1.1. Quando não for possível a compensação total ou parcial dos erros sistemáticos, devem ser incorporados os erros residuais à incerteza do sistema de medição.

9.9.2. Os sistemas de medição devem operar com incerteza inferior às indicadas na Tabela 5 do Anexo III.

9.9.3. Os componentes integrantes dos sistemas de medição devem operar com incerteza e repetibilidade inferiores às indicadas na Tabela 6 do Anexo III.

9.9.4. A incerteza relativa do volume total de produção, levando em consideração os sistemas de medição envolvidos e a equação de fechamento da produção, não deve exceder, em situação normal de operação, os limites da Tabela 5 do Anexo III.

9.9.5. As incertezas devem ser controladas utilizando um dos seguintes métodos para toda a instalação:

- a) memorial de cálculo de incerteza atualizado a cada calibração, inspeção ou qualquer alteração operacional que influencie no resultado da incerteza em até cinco dias úteis; ou
- b) memorial de cálculo de incerteza fixo estabelecendo limites máximos e fixos para cada componente da incerteza, devendo todos os componentes operar constantemente abaixo do limite pré-estabelecido.

9.9.5.1. A alteração de método deve ser previamente autorizada pela ANP.

9.9.6. As incertezas dos sistemas de medição devem ser demonstradas em toda faixa de operação, sendo destacadas pelo menos nas vazões mínima, máxima e de operação.

10. CATEGORIA DE VAZÃO

10.1. Critérios Gerais de Categoria

10.1.1. Os sistemas de medição serão classificados pela ANP em categorias de acordo com a vazão máxima de projeto.

10.1.1.1. No caso de medidores instalados em paralelo medindo a mesma corrente, a classificação da categoria levará em consideração a soma das vazões de cada medidor, desconsiderando os medidores redundantes.

10.1.1.2. A ANP poderá autorizar ou determinar a alteração de categoria em função de alterações permanentes na condição operacional da instalação, comprovada pelo histórico de vazões dos sistemas de medição.

10.1.2. Os sistemas de medição de petróleo serão classificados de acordo com os seguintes limites:

- a) categoria A – vazão igual ou maior que 5.000 m³/d;
- b) categoria B – vazão igual ou maior que 500 m³/d e menor que 5.000 m³/d;
- c) categoria C – vazão igual ou maior que 5 m³/d e menor que 500 m³/d;
- d) categoria D - vazão menor que 5 m³/d.

10.1.3. Os sistemas de medição de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites:

- a) categoria A – vazão igual ou maior que a 1.000.000 m³/d;
- b) categoria B – vazão igual ou maior que 50.000 m³/d e menor que 1.000.000 m³/d;
- c) categoria C – vazão igual ou maior que 5.000 m³/d e menor que 50.000 m³/d;
- d) categoria D – vazão menor que 5.000 m³/d.

10.1.3.1. A medição de gás queimado ou ventilado classificada como Categoria A deverá seguir os critérios para Categoria B.

- 10.1.4. Estimativas de volume e medição utilizando tecnologias alternativas para pequenos volumes serão classificadas como Categoria D e deverão ser autorizadas pela ANP.
- 10.1.5. Além dos requisitos já estabelecidos nesta Resolução, ficam estabelecidos os requisitos específicos de projeto e operação e eventuais isenções para cada categoria, conforme disposto nos itens 10.2, 10.3, 10.4 e 10.5.
- 10.1.6. A classificação da categoria de vazão será expedida por ato específico da ANP, que terá efeitos futuros a partir da data de comunicação ao interessado.
- 10.2. Categoria A
- 10.2.1. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia para petróleo e gás natural devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.
- 10.2.2. Deve ser utilizada comunicação digital entre o computador de vazão, os medidores e os instrumentos sempre que estes permitirem.
- 10.2.3. Os sistemas de medição de petróleo devem possuir:
- amostragem automática proporcional à vazão para medição fiscal e de apropriação;
 - analisador em linha de BSW para medição fiscal e de transferência de custódia;
 - padrão de referência para medição fiscal;
 - padrão de referência ou padrão de trabalho para medição de apropriação e de transferência de custódia;
 - válvulas com controle automático para medição fiscal e de transferência de custódia;
 - sistema de reprocessamento de petróleo desenquadrado para medição fiscal.
- 10.2.3.1. Para determinação de volume líquido de petróleo nas medições fiscais e de apropriação deve ser utilizado o resultado das análises de laboratório provenientes do amostrador automático proporcional a vazão.
- 10.2.3.2. O analisador em linha de BSW deve ser utilizado para controle de processo, evitando a passagem de fluido não especificado pelo sistema de medição.
- 10.2.4. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural devem possuir:
- cromatógrafo em linha;
 - padrão de trabalho; e
 - válvulas com controle automático.
- 10.2.5. Fica vedado o uso de sistemas de medição por diferencial de pressão para medição fiscal e transferência de custódia de gás natural previstas no item 1.2.1.1.
- 10.2.6. Fica vedado o uso de tanque para medição de petróleo fiscal e de apropriação.
- 10.3. Categoria B
- 10.3.1. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia, para petróleo e gás natural, devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.
- 10.3.2. Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem possuir:
- amostragem automática proporcional à vazão;
 - padrão de referência ou padrão de trabalho; e
 - sistema de reprocessamento de petróleo desenquadrado.
- 10.3.2.1. Para determinação de volume líquido de petróleo nas medições fiscais deve ser utilizado o resultado das análises de laboratório provenientes do amostrador automático proporcional a vazão.

10.3.3. Os sistemas de medição de transferência de custódia de gás natural do item 1.2.1.2 devem possuir:

- a) cromatógrafo em linha;
- b) padrão de trabalho; e
- c) válvulas com controle automático.

10.3.4. Fica vedado o uso de tanque para medição de petróleo fiscal e de apropriação.

10.4. Categoria C

10.4.1. Os sistemas de medição de transferência de custódia para petróleo e gás natural do item 1.2.1.2 devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida quando um dos tramos de medição estiver inoperante.

10.4.2. O limite máximo de BSW nas medições de petróleo fiscal e de transferência de custódia definido em 7.1.4 e 7.3.4 é de 9%.

10.4.3. Serão contados em dobro em relação aos prazos regulares estabelecidos no Anexo III, os seguintes prazos:

- a) calibração de medidores e instrumentos para medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia;
- b) inspeção dimensional de equipamentos para medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia;
- c) amostragem para medição fiscal, de apropriação contínua e de transferência de custódia.

10.4.3.1. As extensões descritas não incluem o prazo para arqueação de tanque.

10.4.4. A ANP e o Inmetro poderão permitir que, comprovadas as dificuldades logísticas, as calibrações sejam realizadas temporariamente em laboratório sem acreditação, desde que os resultados sejam rastreáveis pelo Inmetro.

10.5. Categoria D

10.5.1. Os sistemas de medição de petróleo e gás natural podem atender aos critérios estabelecidos para a Categoria C.

10.5.2. Sistemas de medição de petróleo e de gás natural podem utilizar sistema de medição com requisitos simplificados ou tecnologia alternativa de medição.

10.5.3. Para pequenos volumes onde a instalação de sistema de medição é inviável, a ANP poderá autorizar a estimativa de volumes.

10.5.4. Os campos de petróleo que apresentem RGO dos poços inferior a 20 m³/m³ ou possuindo produção total inferior a 5.000 m³/d de gás natural podem ter a produção de gás natural computada com base no volume de petróleo e na RS do petróleo nas condições de medição, desde que não haja aproveitamento econômico do gás.

11. INDISPONIBILIDADE DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO E POÇOS

11.1. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de petróleo e gás natural são considerados indisponíveis quando:

- a) o sistema de medição for mantido isolado por meio de bloqueios físicos feitos por meio de flange cego, raquete ou figura 8;
- b) em todos os bloqueios aplicados for mantido controle de lacres em padrão definido pela ANP;
- c) cada operação de bloqueio ou desbloqueio for comunicada à ANP após o evento, utilizando padrão definido pela ANP.

11.2. Os medidores e instrumentos de medição que compõem o sistema de medição indisponível terão o vencimento da calibração, inspeção dimensional, teste de estanqueidade e amostragem suspensos durante o período de indisponibilidade.

- 11.3. Antes do retorno à disponibilidade, os medidores e instrumentos de medição deverão estar regularizados quanto às periodicidades de: calibração, inspeção dimensional e teste de estanqueidade; e à parametrização dos computadores de vazão e dos demais sistemas associados.
- 11.3.1. O medidor ou analisador em linha de BSW ou densidade cuja calibração seja realizada na própria instalação pelo agente regulado e tenha vencido durante o período de indisponibilidade poderá ser calibrado em até cinco dias do retorno à disponibilidade.
- 11.4. Em até um dia após o retorno à disponibilidade deverá ser coletada amostra de petróleo para determinação de BSW e densidade para o sistema de medição de petróleo com prazo vencido durante a indisponibilidade.
- 11.5. Em até cinco dias após o retorno à disponibilidade deverá ser coletada amostra de gás para determinação da cromatografia para o sistema de medição fiscal de gás com prazo vencido durante a indisponibilidade.
- 11.5.1. Em caso de parada total da unidade por um período superior a três dias, o prazo estabelecido no item 11.5 fica estendido em mais cinco dias.
- 11.6. Em até cinco dias após o retorno à disponibilidade deverá ser coletada amostra de petróleo para determinação do fator de encolhimento e razão de solubilidade para o sistema de medição de apropriação contínua com prazo vencido durante a indisponibilidade.
- 11.6.1. Em caso de parada total da unidade por um período superior a três dias, o prazo estabelecido no item 11.6 fica estendido em mais cinco dias.
- 11.7. O período mínimo de indisponibilidade é de 24 horas consecutivas.
- 11.8. Durante o período de indisponibilidade do sistema de medição, o computador de vazão deve permanecer ligado com a rotina de envio de dados.
- 11.8.1. Caso não haja alteração dos equipamentos instalados no sistema de medição, os dados enviados deverão ser relativos aos números de série dos equipamentos instalados antes da indisponibilidade do sistema de medição.
- 11.9. Um poço será considerado indisponível durante o seu tempo de fechamento, desde que este tempo seja superior a 24 horas consecutivas.
- 11.10. Os poços terão o vencimento de teste e de amostragem de petróleo e gás natural suspensos durante o período de indisponibilidade.
- 11.11. Em até cinco dias após o retorno à disponibilidade, deverá ser realizado teste para o poço com prazo vencido ou para o poço cujo prazo vence em até cinco dias após o retorno à disponibilidade.
- 11.11.1. Em caso de parada total da unidade por um período superior a três dias, o prazo para realização de um novo teste fica estendido em mais dois dias por poço com prazo vencido e aberto em até dois dias após o retorno de produção.
- 11.12. Em até cinco dias após o retorno à disponibilidade deverá ser realizada amostragem de petróleo e gás natural para o poço com prazo vencido ou para o poço cujo prazo vence em até cinco dias após o retorno à disponibilidade.
- 11.12.1. Em caso de parada total da unidade por um período superior a três dias, o prazo para realização de uma nova amostragem fica estendido em mais dois dias por poço com prazo vencido e aberto em até dois dias após o retorno de produção.
- 11.13. Os demais casos que não se enquadram nas situações descritas deverão ser submetidos individualmente para aprovação da ANP.

12. RELATÓRIOS

12.1. Relatórios de Medição

- 12.1.1. Devem ser elaborados relatórios de medição contendo todos os valores medidos, todos os cálculos efetuados, incluindo os parâmetros e fatores utilizados, para determinação do volume do fluido medido.

12.1.2. Quando se tratar de medição da produção, os relatórios de produção deverão especificar um dia de produção.

12.1.3. Os relatórios de medição fiscal e de apropriação contínua em linha devem incluir, pelo menos:

- a) nome do agente regulado;
- b) identificação da instalação;
- c) data de elaboração do relatório;
- d) período de produção ou da movimentação do fluido;
- e) identificação dos pontos de medição;
- f) valores registrados de BSW e densidade para cada ponto de medição;
- g) volumes brutos, corrigidos e líquidos de produção ou movimentação, para cada ponto de medição;
- h) identificação das falhas de medição e volumes adotados;
- i) eventos operacionais de impacto nos sistemas de medição (substituição de placa de orifício e trecho de medição, calibração etc.).

12.1.4. Devem ser elaborados relatórios dos testes de poços após a finalização desses testes. Os relatórios de testes de poços devem incluir, pelo menos:

- a) nome do agente regulado;
- b) identificação do campo;
- c) identificação da instalação;
- d) data de elaboração do relatório;
- e) identificação do poço;
- f) identificação dos instrumentos de medição associados, dispositivos auxiliares e adicionais, equipamentos e sistemas de medição utilizados no teste;
- g) data e hora de alinhamento do poço para teste;
- h) data e hora de início do teste;
- i) data e hora de finalização do teste;
- j) valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) horários e no início e no fim do teste, por ponto de medição;
- k) volumes (brutos, corrigidos e líquidos) da produção de petróleo, gás natural e água;
- l) resultados das análises de propriedades do petróleo, gás natural e água que estão sendo utilizadas no teste, as respectivas datas de análise e identificação das análises;
- m) fatores de correção utilizados, parâmetros e métodos de cálculo;
- n) RGO;
- o) data de realização do último teste do poço;
- p) identificação das análises utilizadas no último teste do poço;
- q) assinaturas dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.

12.1.5. Os relatórios de medição de transferência de custódia devem incluir, pelo menos:

- a) identificação da instalação;
- b) identificação do(s) ponto(s) de medição do sistema de medição;
- c) nome do agente regulado que está entregando o fluido;
- d) nome da empresa que está recebendo o fluido;
- e) identificação do(s) medidor(es);
- f) período da medição do fluido, por medidor;
- g) volumes (brutos, corrigidos e líquidos) movimentados, para cada ponto e por medidor, ressaltando as Condições de Referência consideradas, inclusive suas características e propriedades;
- h) fatores dos medidores;

- i) quantidade (acumulada) de horas, por medidor em operação, desde a última calibração;
- j) identificação (TAG) dos instrumentos de medição associados, dispositivos auxiliares e adicionais, equipamentos e sistemas de medição;
- k) valores registrados de BSW e massa específica para cada ponto de medição de petróleo e resultado de análise cromatográfica para cada ponto de medição de gás natural;
- l) eventos operacionais de impacto nos sistemas de medição (período de duração da ocorrência de falhas ou não-conformidades), para cada ponto e por medidor;
- m) data de elaboração do relatório;
- n) assinaturas dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.

12.1.5.1. Quando se tratar de transferência de custódia de petróleo, os relatórios deverão especificar um dia de movimentação ou um período de movimentação (batelada) quando esta tiver duração superior a 24 horas.

12.1.6. Devem ser elaborados relatórios das calibrações dos medidores de vazão. Os relatórios de calibração devem incluir, pelo menos:

- a) nome do agente regulado;
- b) identificação da instalação;
- c) identificação do ponto de medição;
- d) identificação do medidor;
- e) identificação do padrão utilizado;
- f) data e hora de alinhamento do medidor para calibração;
- g) data e hora de início das corridas;
- h) data e hora de finalização das corridas;
- i) data de elaboração do relatório;
- j) valores medidos por corrida (vazão, número de pulsos, volumes, pressões, temperaturas, níveis);
- k) fatores utilizados na calibração por vazão (k-factor);
- l) fatores de calibração encontrados após calibração por corrida e por vazão (fator do medidor e k-factor);
- m) repetibilidade do medidor por vazão;
- n) incerteza da calibração;
- o) máximo desvio entre fatores de calibração (deriva do medidor);
- p) assinaturas dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.

12.1.7. Devem ser emitidos os relatórios das análises químicas realizadas.

12.1.8. Devem ser emitidos os relatórios de calibração de todos os instrumentos utilizados nos sistemas de medição. Os relatórios devem incluir informações para verificar a rastreabilidade ao Inmetro, dos instrumentos e sistemas de calibração.

12.1.9. No caso de ajustes, os resultados das calibrações anterior e posterior ao ajuste devem constar no relatório de calibração.

12.1.10. Devem ser emitidos relatórios das inspeções de tanques e apresentados os certificados de arqueação emitidos de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo Inmetro.

12.1.11. Devem ser armazenados os documentos comprobatórios das tomadas das amostras e das calibrações dos analisadores em linha.

12.1.12. Todos os resultados de medições expressos nos relatórios devem ter declaradas as incertezas.

12.1.13. O armazenamento dos dados de configuração, entrada e saída dos computadores de vazão e demais dispositivos que impactem na medição deverá garantir a rastreabilidade, de forma que todos os cálculos de volume possam ser comprovados, excetuando-se as medições para controle operacional.

- 12.1.13.1. Os seguintes relatórios dos computadores de vazão devem ser armazenados diariamente:
- log de eventos;
 - relatório de alarmes;
 - configuração do dia;
 - relatório de volume diário;
 - relatório de volume horário.
- 12.1.14. Todos os relatórios, documentos, certificados e dados exigidos neste Regulamento devem ser armazenados por período não inferior a dez anos, devendo ser garantida a inviolabilidade destes.
- 12.1.15. Os documentos mencionados neste capítulo devem ser disponibilizados para a ANP ou o Inmetro, quando solicitados.
13. FISCALIZAÇÕES E VERIFICAÇÕES
- 13.1. O operador dará acesso livre à ANP e ao Inmetro, a qualquer tempo, às instalações de petróleo e gás natural para fiscalização das operações e para as atividades relativas ao controle legal dos sistemas de medição e seus instrumentos, inclusive os associados.
- 13.2. As verificações realizadas pelo Inmetro devem ser conforme a regulamentação técnica metrológica vigente.
- 13.3. As verificações realizadas pelo Inmetro em sistemas de medição devem ser precedidas de calibrações dos respectivos instrumentos, realizadas por laboratório acreditado.
- 13.4. As fiscalizações ou as verificações podem incluir, mas não se limitam a:
- constatar se os sistemas de medição estão instalados conforme regulamentos e normas aplicáveis e conforme as recomendações dos fabricantes;
 - constatar o cumprimento do plano de manutenção das instalações;
 - constatar a parametrização, configuração, alarmes e eventos dos dispositivos de conversão (computadores de vazão);
 - inspecionar o estado de conservação dos sistemas e dos instrumentos de medição;
 - constatar a existência dos lacres, senhas e as respectivas planilhas de controle;
 - avaliar os procedimentos operacionais de inspeção metrológica de tanques e sistemas de medição;
 - avaliar os procedimentos operacionais de calibração de sistemas e instrumentos de medição;
 - avaliar os procedimentos de operações de medição;
 - avaliar os procedimentos de teste de poços;
 - verificação dos cálculos dos volumes;
 - avaliar os procedimentos de operação de amostragem e análise de laboratório;
 - verificação dos relatórios de medição, teste de poços e calibração;
 - verificar os registros do processo de comprovação metrológica, incluindo relatórios de não-conformidade.
- 13.5. Os instrumentos, equipamentos, infraestrutura e pessoal de apoio, necessários para a realização das fiscalizações e verificações devem ser providos pelo operador, sem ônus para a ANP e para o Inmetro.
- 13.6. Quando a ANP ou o Inmetro solicitar, durante a fiscalização ou verificação, acompanhamento de operações, o agente regulado deve providenciar a realização deste dentro de dois dias da data de solicitação.
- 13.7. Quando a ANP ou o Inmetro solicitar o acompanhamento de operações programadas, a data de realização da fiscalização ou verificação deve ser acordada entre o órgão fiscalizador e o agente regulado.
- 13.8. A ANP e o Inmetro, no âmbito de competência de cada órgão, podem solicitar, a qualquer tempo, cópias de informações e documentos necessários à fiscalização, verificações e inspeções.

ANEXO II

(a que se refere o art. 1º da Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº XXXX, de XXX de 202X).

MATRIZ DE ATRIBUIÇÕES

A distribuição de atribuições apresentadas neste Regulamento entre ANP e Inmetro segue abaixo listada:

Atividade	ANP	Inmetro
Regulamentação dos instrumentos de medição utilizados na Medição de Petróleo e Gás Natural		X
Regulamentação da Utilização dos Resultados da Medição de Petróleo e Gás Natural	X	
Aprovação de ponto de medição	X	
Controle legal dos sistemas de medição		X
Autorização de utilização do sistema de medição	X	
Aprovação de documentação do sistema de medição	X	
Inspeção de adequação e rotina dos sistemas de medição	X	
Arqueação de tanques		X
Aprovação de medição de fluidos fora do especificado	X	
Aumento/redução de frequência de calibração	X	
Aprovação de modelo de relatórios de medição	X	
Aprovação de estimativa de gás queimado e de água produzida	X	
Autorização de medição fiscal compartilhada	X	
Metodologia Alternativa de Calibração	X	X
Autorização para Calibração sem Acreditação	X	X

ANEXO III

(a que se referem os arts. 1º, 4º e 5º da Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº XXXX, de XXX de 202X)

TABELAS

Tabela 1 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de petróleo

Instrumento de Medição e Medidas Materializadas	Tipos de aplicações		
	Fiscal	Apropriação	Transferência de Custódia
Tanques de Calibração	36 meses	36 meses	36 meses
Provador convencional	60 meses	60 meses	60 meses
Provador compacto	36 meses	36 meses	36 meses
Provador móvel	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo, turbina ou outras tecnologias	9 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho coriolis ou ultrassônico	18 meses	18 meses	18 meses

Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo, turbina ou outras tecnologias com calibração externa	3 meses	6 meses	6 meses
Medidor em operação coriolis ou ultrassônico com calibração externa	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo, turbina ou outras tecnologias com calibração na instalação	2 meses	4 meses	4 meses
Medidor em operação coriolis ou ultrassônico com calibração na instalação	4 meses	6 meses	6 meses
Analísadores em linha de BSW	3 meses	6 meses	6 meses
Analísadores em linha de densidade	12 meses	12 meses	12 meses
Temperatura	3 meses	6 meses	6 meses
Pressão	3 meses	6 meses	6 meses
Trenas e termômetros associados aos tanques	12 meses	12 meses	12 meses
Sistemas de medição automático de nível em tanques	6 meses	6 meses	6 meses
Conversores de sinal analógico/digital do computador de vazão	12 meses	12 meses	12 meses

Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural

Instrumento de Medição	Fiscal	Apropriação	Transferência de Custódia	
			Produzido	Processado
Medidor Padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo e turbina	24 meses	24 meses	24 meses	24 meses
Medidor Padrão de trabalho Coriolis	30 meses	30 meses	30 meses	24 meses
Medidor Padrão de trabalho Ultrassônico	30 meses	30 meses	30 meses	60 meses
Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina com calibração externa	18 meses	18 meses	18 meses	24 meses
Medidor em operação Coriolis com calibração externa	24 meses	24 meses	24 meses	24 meses
Medidor em operação Ultrassônico com calibração externa	24 meses	24 meses	24 meses	60 meses
Medidor em operação tipo cone com calibração externa	6 meses	12 meses	12 meses	12 meses

Medidor em operação outras tecnologias com calibração externa	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina com calibração na instalação	2 meses	4 meses	4 meses	4 meses
Medidor em operação coriolis com calibração na instalação	4 meses	8 meses	8 meses	8 meses
Medidor em operação Ultrassônico com calibração na instalação	4 meses	8 meses	8 meses	8 meses
Medidor em operação outras tecnologias com calibração na instalação	2 meses	4 meses	4 meses	4 meses
Temperatura	3 meses	6 meses	6 meses	6 meses
Pressão	3 meses	6 meses	6 meses	6 meses
Trenas e termômetros associados aos tanques de GNL				12 meses
Sistema de medição automático de nível em tanque de GNL				12 meses
Analizador em linha cromatógrafo ou densímetro	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Validação do medidor a seco de gás queimado ou ventilado	6 meses			

Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural

Equipamentos e Componentes dos Sistemas de Medição	Produção		Transferência de Custódia		
	Petróleo	Gás Natural	Petróleo	Gás Natural	Gás Natural Liquefeito
Tanques/Vasos	60 meses		60 meses		60 meses
Elemento primário de diferencial de pressão	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Porta-placas	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses
Trecho reto das placas de orifício	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses
Trecho reto das outras tecnologias de medição (quando aplicável)	(Nota 1)	(Nota 1)	(Nota 1)	(Nota 1)	(Nota 1)

Amostradores	12 meses				
Válvulas dos sistemas de medição em linha	12 meses				
Válvulas associadas a tanques / Vasos	60 meses		60 meses		60 meses

Nota 1 – Antes do início de operação do sistema de medição, após alterações no sistema de medição ou quando solicitado pela ANP.

Tabela 4 - Periodicidade de análise

Análise	Aplicações		
	Fiscal	Apropriação Contínua	Transferência de Custódia
BSW e Densidade de petróleo	diário, quando em linha ou a cada medição, quando em tanque	diário	a cada transferência
Composição do gás natural	1 mês	-	3 meses

Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição

Sistema de medição	Incerteza máxima admitida ⁽¹⁾
Medição fiscal e de transferência de custódia de petróleo com viscosidade dinâmica de até 1000 mPa.s	0,3%
Medição fiscal e de transferência de custódia de petróleo com viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s	1,0%
Medição de apropriação de petróleo	1,0%
Medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural - medidor linear	1,0%
Medição de apropriação de gás natural - medidor linear	2,0%
Medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural - medidor por diferença de pressão	1,5%
Medição de apropriação de gás - medidor por diferença de pressão	2,0%
Medidor de gás natural ventilado ou queimado em tocha	5,0%
Medição operacional de petróleo	1,0%
Medição operacional de gás natural	3,0%
Volume total de produção de petróleo	0,6%
Volume total de produção de gás	3,0%
⁽¹⁾ – Incerteza expandida do volume líquido medido pelo sistema de medição na condição padrão de medição, com probabilidade de abrangência de aproximadamente 95%, considerando o disposto no item 9.9.1.	

Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição

Componente	Incerteza da malha de medição ¹	Incerteza máxima admitida ²	Repetibilidade

Medidor padrão de referência – provador de petróleo	–	0,04% para 4 volumes	0,02% para 4 volumes
Medidor padrão de referência – tanque de petróleo	–	0,04%	–
Medidor padrão de trabalho de petróleo	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	Diferença máxima de 0,1% entre MF consecutivos	0,05% em 5 corridas – incerteza equivalente ³ de 0,027%
Medidor em operação de petróleo fiscal ou transferência de custódia – turbina ou deslocamento positivo	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,25%	0,05% em 3 corridas – incerteza equivalente ³ de 0,073%
Medidor em operação de petróleo fiscal ou transferência de custódia – ultrassônico ou coriolis	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,20%	0,05% em 3 corridas – incerteza equivalente ³ de 0,073%
Medidor em operação de petróleo apropriação	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,70%	0,09% em 3 corridas – incerteza equivalente ³ de 0,133%
Medidor padrão de trabalho de gás natural – medidor linear	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,50%	0,17% em 3 corridas sucessivas
Medidor em operação de gás natural fiscal ou transferência de custódia – turbina ou deslocamento positivo	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,70%	0,28% em 3 corridas sucessivas
Medidor em operação de gás natural fiscal ou transferência de custódia – ultrassônico ou coriolis	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,70%	0,40% em 3 corridas sucessivas

Medidor em operação de gás natural apropriação – medidor linear	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	1,20%	0,50% em 3 corridas sucessivas
Medição de pressão estática	0,30%	0,10%	–
Medição de temperatura	0,30°C	0,20°C	–
Medição de pressão diferencial	0,30%	0,10%	–
Analizador em linha - massa específica de petróleo ou gás natural	0,30 kg/m ³	0,30 kg/m ³	–
Analizador em linha – BSW	–	0,05% em valor absoluto para BSW de 0% a 1%; 5% do valor medido para BSW superior a 1%	0,5% do valor medido para BSW acima de 0,01%
Analizador em linha – cromatógrafo	–	0,30% do fator de compressibilidade e	De 0% a 25%: 0,02%; de 25% a 100%: 0,05% em mol

Notas:

- 1- inclui todos os componentes relevantes de incerteza da malha de medição para uma dada grandeza, tais como as incertezas do elemento sensor, transmissor, conversor analógico/digital, resolução, deriva, efeitos de pressão ou temperatura de processo, efeitos ambientais, ruído etc.;
- 2- incerteza máxima admitida nas condições de operação, com probabilidade de abrangência de aproximadamente 95%, considerando o disposto no item 9.9.1. Os erros máximos de calibração devem atender ao estabelecido no controle metrológico legal do instrumento de medição;
- 3- é permitido realizar um número maior de corridas de calibração sucessivas que o indicado para determinar a repetibilidade do medidor de petróleo desde que seja mantida a incerteza equivalente, conforme método indicado nas normas API MPMS 13.1, API MPMS 4.8 e API MPMS 5.8, limitado a 10 corridas sucessivas.

Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais

Rotina	Prazo
Calibração de Medidores	60 meses
Calibração de Instrumentos de Medição	9 meses
Inspeção Dimensional	60 meses
Análise da composição do gás natural	3 meses
Validação do medidor a seco de gás queimado ou ventilado	12 meses

ANEXO IV

(a que se refere o art. 1º da Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº XXXX, de XXX de 202X).

NORMAS DE REFERÊNCIA

1. Inmetro

- 1.1. Inmetro nº 86/2021 - Termômetros de líquido em vidro utilizados na medição da temperatura de petróleo, seus derivados e biocombustíveis líquidos quando armazenados em tanques
- 1.2. Inmetro nº 113/1997 - Sistemas de medição mássica direta de quantidades de líquidos
- 1.3. Inmetro nº 150/2016 - Vocabulário Internacional de Termos de Metrologia Legal (VIML)
- 1.4. Inmetro nº 150/2020 - Fabricação e utilização dos medidores de gás natural, biometano e gás liquefeito de petróleo (GLP) quando em sua fase gasosa
- 1.5. Inmetro nº 232/2012 - Vocabulário Internacional de Metrologia – conceitos fundamentais e gerais e termos associados (VIM 2012)
- 1.6. Inmetro nº 291/2021 - Sistemas de medição dinâmica para medição de quantidades de líquidos
- 1.7. Inmetro - Guia para a Expressão de Incerteza de Medição - Avaliação de Dados de Medição (GUM 2008), 1ª Edição Brasileira da 1ª Edição do BIPM de 2008, Rio De Janeiro, 2012

2. ABNT

- 2.1. ABNT NBR 7148:2013 - Petróleo e derivados de petróleo — Determinação da massa específica, densidade relativa e °API — Método do densímetro
- 2.2. ABNT NBR 14065:2013 - Destilados de petróleo e óleos viscosos — Determinação da massa específica e da densidade relativa pelo densímetro digital
- 2.3. ABNT NBR 14236:2018 - Produtos de petróleo e materiais betuminosos — Determinação do teor de água por destilação
- 2.4. ABNT NBR 14533:2011 - Petróleo e produtos de petróleo — Determinação de enxofre por espectrometria de fluorescência de raios X (energia dispersiva)
- 2.5. ABNT NBR 14883:2021 - Petróleo, derivados de petróleo e biocombustíveis - Amostragem manual
- 2.6. ABNT NBR 14903:2014 - Gás natural — Determinação da composição química por cromatografia em fase gasosa
- 2.7. ABNT NBR 14938:2011 - Óleo combustível – Determinação de sedimentos por extração
- 2.8. ABNT NBR 14978-1:2020 - Conversores de volume de gás - Parte 1: Terminologia, classificação, faixas de medição e condições estipuladas de funcionamento
- 2.9. ABNT NBR 14978-3:2020 - Conversores de volume de gás - Parte 3: Computadores de vazão
- 2.10. ABNT NBR 14978-4:2020 - Conversores de volume de gás - Parte 4: Instalação, comissionamento, validação e monitoramento da medição
- 2.11. ABNT NBR 14978-5:2020 - Conversores de volume de gás - Parte 5: Instrumentos de medição e sensores associados
- 2.12. ABNT NBR 15213:2008 - Gás natural e outros combustíveis gasosos - Cálculo do poder calorífico, densidade absoluta, densidade relativa e índice de Wobbe a partir da composição
- 2.13. ABNT NBR 16777:2019 - Medidores de vazão de gás de tocha (flare) e de gás ventilado para a atmosfera
- 2.14. ABNT NBR ISO 10012:2004 - Sistemas de gestão de medição - Requisitos para os processos de medição e equipamentos de medição

3. AGA

- 3.1. **AGA Report nº 6/2013 - Field Proving of Gas Meters Using Transfer Methods - First Edition**
- 3.2. **AGA Report nº7/2006 - Measurement of Natural Gas by Turbine Meters**
- 3.3. **AGA Report nº8/2017 PART 1 - Thermodynamic Properties of Natural Gas and Related Gases
DETAIL and GROSS Equations of State - Third Edition**

- 3.4. **AGA Report nº8/2017 PART 2 - Thermodynamic Properties of Natural Gas and Related Gases GERG–2008 Equation of State - First Edition**
- 3.5. **AGA Report nº9/2017 - Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters - Third Edition**
- 3.6. **AGA Report nº11/2013 - Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter - Second Edition**
4. **ASTM**
 - 4.1. **ASTM D129:2018 - Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General High Pressure Decomposition Device Method)**
 - 4.2. **ASTM D1266:2018 - Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method)**
 - 4.3. **ASTM D1945:2014 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography**
 - 4.4. **ASTM D2622:2016 - Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products by Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry**
 - 4.5. **ASTM D2892:2020 - Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15-Theoretical Plate Column)**
 - 4.6. **ASTM D3588:1998 - Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels**
 - 4.7. **ASTM D4007:2011 - Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)**
 - 4.8. **ASTM D4052:2018a - Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter**
 - 4.9. **ASTM D4294:2016 - Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry**
 - 4.10. **ASTM D5002:2019 - Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Crude Oils by Digital Density Analyzer**
 - 4.11. **ASTM D5236:2018a - Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method)**
 - 4.12. **ASTM D5708:2015 - Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, and Iron in Crude Oils and Residual Fuels by Inductively Coupled Plasma (ICP) Atomic Emission Spectrometry**
 - 4.13. **ASTM D5863:2000a - Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, Iron, and Sodium in Crude Oils and Residual Fuels by Flame Atomic Absorption Spectrometry**
5. **ISO**
 - 5.1. **ISO 91:2017 - Petroleum and related products - Temperature and pressure volume correction factors (petroleum measurement tables) and standard reference conditions - First Edition**
 - 5.2. **ISO 2714:2017 - Liquid hydrocarbons - Volumetric measurement by displacement meter - Second Edition**
 - 5.3. **ISO 2715:2017 - Liquid hydrocarbons - Volumetric measurement by turbine flowmeter - Second Edition**
 - 5.4. **ISO 3170:2004 - Petroleum Liquids - Manual Sampling - Third Edition**
 - 5.5. **ISO 3171:1988 - Petroleum Liquids - Automatic Pipeline Sampling - Second Edition**
 - 5.6. **ISO 4266-1:2002 - Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 1: Measurement of Level in Atmospheric Tanks - First Edition**
 - 5.7. **ISO 4266-2:2002 - Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 2: Measurement of Level in Marine Vessels - First Edition**
 - 5.8. **ISO 4266-4:2002 - Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 4: Measurement of Temperature in Atmospheric Tanks - First Edition**

- 5.9. **ISO 4266-5:2002 - Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 5: Measurement of Temperature in Marine Vessels - First Edition**
- 5.10. **ISO 4267-2:1988 - Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calculation of Oil Quantities - Part 2: Dynamic Measurement - First Edition**
- 5.11. **ISO 4268:2000 - Petroleum and Liquid Petroleum Products - Temperature Measurements - Manual Methods - First Edition**
- 5.12. **ISO 4512:2000 - Petroleum and Liquid Petroleum Products - Equipment for Measurement of Liquid Levels in Storage Tanks - Manual Methods - First Edition**
- 5.13. **ISO 5167-1:2003 - Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full - Part 1: General Principles and Requirements - Second Edition**
- 5.14. **ISO 5167-2:2003 - Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular-Cross Section Conduits Running Full - Part 2: Orifice Plates - First Edition**
- 5.15. **ISO 5167-3:2020 - Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full — Part 3: Nozzles and Venturi nozzles - Second edition**
- 5.16. **ISO 5167-4:2003 - Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full - Part 4: Venturi Tubes - First Edition**
- 5.17. **ISO 5167-5:2016 - Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full - Part 5: Cone meters - First Edition**
- 5.18. **ISO 5168:2005 - Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties - Second edition**
- 5.19. **ISO 6551:1982 - Petroleum Liquids and Gases - Fidelity and Security of Dynamic Measurement - Cabled Transmission of Electric and/or Electronic Pulsed Data - First Edition**
- 5.20. **ISO 6578:2017 - Refrigerated hydrocarbon liquids - Static measurement - Calculation procedure - Second Edition**
- 5.21. **ISO 6974-1:2012 - Natural gas - Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography - Part 1: General guidelines and calculation of composition - Second Edition**
- 5.22. **ISO 6974-2:2012 - Natural gas - Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography - Part 2: Uncertainty calculations - Second Edition**
- 5.23. **ISO 6974-3:2018 - Natural gas - Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography - Part 3: Precision and bias - Second Edition**
- 5.24. **ISO 6974-4:2000 - Natural Gas - Determination of Composition with Defined Uncertainty by Gas Chromatography - Part 4: Determination of Nitrogen, Carbon Dioxide and C1 to C5 and C6+ Hydrocarbons for a Laboratory and On-Line Measuring System Using Two Columns - First Edition**
- 5.25. **ISO 6974-5:2014 - Natural gas - Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography - Part 5: Isothermal method for nitrogen, carbon dioxide, C1 to C5 hydrocarbons and C6+ hydrocarbons - Second Edition**
- 5.26. **ISO 6974-6:2002 - Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C1 to C8 hydrocarbons using three capillary columns - First Edition**
- 5.27. **ISO 6976:2016 - Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition - Third Edition**
- 5.28. **ISO 7278-1:1987 - Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 1: General Principles - First Edition**

- 5.29. **ISO 7278-2:1988 - Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 2: Pipe Provers - First Edition**
- 5.30. **ISO 7278-3:1988 - Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 3: Pulse Interpolation Techniques - Second Edition**
- 5.31. **ISO 7278-4:1999 - Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers - First Edition**
- 5.32. **ISO 8943:2007 - Refrigerated light hydrocarbon fluids — Sampling of liquefied natural gas — Continuous and intermittent methods - Second Edition**
- 5.33. **ISO 10715:1997 - Natural Gas - Sampling Guidelines - First Edition**
- 5.34. **ISO 10723:2012 - Natural gas - Performance evaluation for analytical systems - Second Edition**
- 5.35. **ISO 10790:2015 - Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis flowmeters (mass flow, density and volume flow measurements) - Third Edition**
- 5.36. **ISO 12213-1:2006 - Natural gas Calculation of compression factor Part 1: Introduction and guidelines - Second Edition**
- 5.37. **ISO 12213-2:2006 - Natural gas Calculation of compression factor Part 2: Calculation using molar-composition analysis - Second Edition**
- 5.38. **ISO 12213-3:2006 - Natural gas Calculation of compression factor Part 3: Calculation using physical properties - Second Edition**
- 5.39. **ISO 12242:2012 - Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic transit-time meters for liquid**
- 5.40. **ISO 16664:2017 - Gas analysis - Handling of calibration gases and gas mixtures - Guidelines - Second Edition**
- 5.41. **ISO 17089-1:2019 - Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic meters for gas — Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement - Second edition**
- 5.42. **ISO 18132-1:2011 - Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels — General requirements for automatic tank gauges — Part 1: Automatic tank gauges for liquefied natural gas on board marine carriers and floating storage - Second Edition**
- 5.43. **ISO 18132-2:2008 - Refrigerated light hydrocarbon fluids — General requirements for automatic level gauges — Part 2: Gauges in refrigerated-type shore tanks - First Edition**
- 6. API**
 - 6.1. **API MPMS 3.1A:2013 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 3.1A Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products - Third Edition**
 - 6.2. **API MPMS 3.1B:2021 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 3.1B Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging - Fourth Edition**
 - 6.3. **API MPMS 4.1:2005 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4 - Proving Systems Section 1 - Introduction - Third Edition**
 - 6.4. **API MPMS 4.2:2003 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4 - Proving Systems Section 2 - Displacement Provers - Third Edition**
 - 6.5. **API MPMS 4.4:1998 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4 — Proving Systems Section 4 — Tank Provers - Second Edition**
 - 6.6. **API MPMS 4.5:2016 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4.5 Master Meter Provers - Fourth Edition**
 - 6.7. **API MPMS 4.6:2021 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4.6 Pulse Interpolation - Third Edition**

- 6.8. **API MPMS 4.7:2009 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4 - Proving Systems Section 7 - Field Standard Test Measures - Third Edition**
- 6.9. **API MPMS 4.8:2021 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4.8 Operation of Proving Systems - Third Edition**
- 6.10. **API MPMS 4.9.1:2005 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4-Proving Systems Section 9-Methods of Calibration for Displacement and Volumetric Tank Provers Part 1- Introduction to the Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers - First Edition**
- 6.11. **API MPMS 4.9.2:2005 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4 - Proving Systems Section 9 - Methods of Calibration for Displacement and Volumetric Tank Provers Part 2 - Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers by the Waterdraw Method of Calibration - First Edition**
- 6.12. **API MPMS 4.9.4:2010 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4—Proving Systems Section 9—Methods of Calibration for Displacement and Volumetric Tank Provers Part 4— Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers by the Gravimetric Method of Calibration - First Edition**
- 6.13. **API MPMS 5.1:2005 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering Section 1-General Considerations for Measurement by Meters - Fourth Edition**
- 6.14. **API MPMS 5.2:2005 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5—Metering Section 2—Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters - Third Edition**
- 6.15. **API MPMS 5.3:2005 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering Section 3-Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters - Fifth Edition**
- 6.16. **API MPMS 5.4:2005 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering Section 4-Accessory Equipment for Liquid Meters - Fourth Edition**
- 6.17. **API MPMS 5.5:2005 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering Section 5-Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-data Transmission Systems - Second Edition**
- 6.18. **API MPMS 5.6:2002 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering Section 6-Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters - First Edition**
- 6.19. **API MPMS 5.8:2011 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5.8 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters - Second Edition**
- 6.20. **API MPMS 7:2001 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 7 - Temperature Determination - First Edition**
- 6.21. ***API MPMS 7.2:2021 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 7—Temperature Determination Section 2—Portable Electronic Thermometers - Third Edition****
- 6.22. **API MPMS 7.3:2011 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 7.3 Temperature Determination-Fixed Automatic Tank Temperature Systems - Second Edition**
- 6.23. **API MPMS 8.1:2019 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 8.1 Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products - Fifth Edition**
- 6.24. **API MPMS 8.2:2020 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 8.2 Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products - Fifth Edition**
- 6.25. **API MPMS 8.3:2019 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 8.3 Standard Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products - Second Edition**
- 6.26. **API MPMS 9.1:2012 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 9.1 Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method - Third Edition**

- 6.27. **API MPMS 9.2:2012 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 9.2 Standard Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer - Third Edition**
- 6.28. **API MPMS 9.3:2012 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 9.3 Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Thermohydrometer Method - Third Edition**
- 6.29. **API MPMS 9.4:2018 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 9.4-Continuous Density Measurement Under Dynamic (Flowing) Conditions - First Edition**
- 6.30. **API MPMS 10.1:2007 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 10-Sediment and Water - Section 1-Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extration Method - Third Edition**
- 6.31. **API MPMS 10.4:2020 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 10.4 Determination of Water and/or Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Field Procedure) - Fifth Edition**
- 6.32. **API MPMS 10.7:2002 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 10—Sediment and Water Section 7—Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration - Second Edition**
- 6.33. **API MPMS 11.1:2018 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11—Physical Properties Data Section 1—Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils**
- 6.34. **API MPMS 12.1.1:2019 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12.1.1 - Calculation of Static Petroleum Quantities - Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels EI Hydrocarbon Management HM 1 Part 1 - Fourth Edition**
- 6.35. **API MPMS 12.2.1:1995 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12-Calculation of Petroleum Quantities Section 2-Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 1-Introduction - Second Edition**
- 6.36. **API MPMS 12.2.2:2013 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12-Calculation of Petroleum Quantities Section 2-Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 2-Measurement Tickets - Third Edition**
- 6.37. **API MPMS 12.2.3:1998 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12-Calculation of Petroleum Quantities Section 2-Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 3-Proving Report - First Edition**
- 6.38. **API MPMS 12.2.4:1997 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12-Calculation of Petroleum Quantities Section 2-Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 4-Calculation of Base Prover Volumes by the Waterdraw Method - First Edition**
- 6.39. **API MPMS 13.1:1985 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 13-Statistical Aspects of Measuring and Sampling Section 1-Statistical Concepts and Procedures in Measurements - First Edition**
- 6.40. **API MPMS 13.2:2018 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 13-Statistical Aspects of Measuring and Sampling Section 2-Methods of Evaluating Meter Proving Data - Second Edition**
- 6.41. **API MPMS 13.3:2017 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 13.3 Measurement Uncertainty - Second Edition**
- 6.42. **API MPMS 14.10:2007 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14—Natural Gas Fluids Measurement Section 10—Measurement of Flow to Flares - First Edition**

- 6.43. **API MPMS 14.1:2016 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14-Natural Gas Fluids Measurement Section 1-Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer - Seventh Edition**
- 6.44. **API MPMS 14.3.1:2012 - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids-Concentric, Square-edged Orifice Meters Part 1: General Equations and Uncertainty Guidelines - Fourth Edition**
- 6.45. **API MPMS 14.3.2:2016 - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids - Concentric, Square-edged Orifice Meters Part 2: Specification and Installation Requirements - Fifth Edition**
- 6.46. **API MPMS 14.3.3:2013 - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids—Concentric, Square-edged Orifice Meters Part 3: Natural Gas Applications - Fourth Edition**
- 6.47. **API MPMS 14.7:2018 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement Section 7 - Mass Measurement of Natural Gas Liquids and Other Hydrocarbons - Fifth Edition**
- 6.48. **API MPMS 14.8:1997 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14—Natural Gas Fluids Measurement Section 8—Liquefied Petroleum Gas Measurement - Second Edition**
- 6.49. **API MPMS 20.1:2013 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20-Allocation Measurement Section 1-Allocation Measurement - First Edition**
- 6.50. **API MPMS 20.2:2016 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20.2 Production Allocation Measurement Using Single-phase Devices - First Edition**
- 6.51. **API MPMS 20.3:2013 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20.3 Measurement of Multiphase Flow - First Edition**
- 6.52. **API MPMS 21.1:2013 Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 21.1 Flow Measurement Using Electronic Metering Systems—Electronic Gas Measurement - Second Edition**
- 6.53. **API MPMS 21.2:2016 Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 21-Flow Measurement Using Electronic Metering Systems Section 2-Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters - First Edition**

7. OIML

- 7.1. **OIML R 140:2007 - Measuring systems for gaseous fuel**
- 7.2. **OIML R 81:1998 - Dynamic measuring devices and systems for cryogenic liquids**