



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Serviço Público Federal



MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR
INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO

Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº.1, de 10 de junho de 2013

A DIRETORA GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, de acordo com a Resolução de Diretoria nº XX, de XX de XXX de 201X, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista o disposto no artigo 7º da Lei n.º 12.276, de 30 de junho de 2010, e o inciso X do artigo 2º da Lei n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010, em conjunto com

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 n.º 5.966, de 11 de dezembro de 1973, e tendo em vista o disposto nos incisos II e III do artigo 3º da Lei n.º 9.933, de 20 de dezembro de 1999, alterado pela Lei n.º 12.545, de 14 de dezembro de 2011, no inciso V do artigo 18 da Estrutura Regimental do Inmetro, aprovada pelo Decreto n.º 6.275, de 28 de novembro de 2007, e pela alínea "a" do subitem 4.1 da Regulamentação Metrológica aprovada pela Resolução n.º 11, de 12 de outubro de 1988, do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – Conmetro, resolvem:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Resolução, o qual estabelece 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 Determinar que ficarão sujeitos ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado por esta Resolução, 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 n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, e o inciso X do art. 2º da Lei n.º 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;

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;

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 Cientificar que os sistemas de medição em operação, ou projetos já aprovados no âmbito da Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 001, de 19 de junho de 2000, serão adequados, quando necessário e solicitado pela ANP, dentro do prazo estipulado por esta Agência.

Art. 4º Exceto quando explicitado no regulamento ora aprovado, todas as calibrações e inspeções dimensionais deverão ser realizadas por laboratórios acreditados por organismo de acreditação que seja signatário do Acordo de Reconhecimento Mútuo da ILAC (*International Laboratory Accreditation Cooperation*) ou da IAAC (*InterAmerican Accreditation Cooperation*).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS



Serviço Público Federal

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR
INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO

Parágrafo único: Fica concedido o prazo máximo de 24 (vinte e quatro) meses, a contar da data de entrada em vigor desta Resolução, para que os agentes regulados atendam as exigências relativas à utilização de laboratórios acreditados.

Art. 5º Estabelecer que 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 Cientificar que os casos omissos, bem como as disposições complementares que se fizerem necessárias, serão resolvidos pela ANP e pelo Inmetro, dentro da competência de cada órgão.

Art. 7º Revogar a Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 001, de 19 de junho de 2000, e a Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 002, de 02 de dezembro de 2002.

Art. 8º Esta Resolução entrará em vigor em 180 dias após a data de sua publicação no Diário Oficial da União.

JOÃO ALZIRO HERZ DA JORNADA
Presidente do Inmetro

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD
Diretora Geral da ANP



REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL A QUE SE REFERE À RESOLUÇÃO CONJUNTA ANP/INMETRO Nº. 1, DE 10 DE JUNHO DE 2013.

Conteúdo

1.	OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO	5
2.	SIGLAS UTILIZADAS	6
3.	DEFINIÇÕES	6
4.	UNIDADES DE MEDIDA, REGULAMENTOS E NORMAS	13
4.1.	Unidades de Medida	13
4.2.	Regulamentos e Normas	13
5.	CRITÉRIOS GERAIS	14
5.1.	Sistema de Gestão da Medição	14
5.2.	Projeto de Medição	14
5.3.	Instalação	14
5.4.	Operação	15
6.	TIPOS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO	17
6.1.	Petróleo em Tanque	17
6.2.	Gás Natural em Tanque	18
6.3.	Petróleo em Linha	19
6.4.	Gás Natural em Linha	21
6.5.	Fluido Multifásico	22
6.6.	Água	22
7.	APLICABILIDADE DO SISTEMA DE MEDIÇÃO	23
7.1.	Medição Fiscal	23
7.2.	Medições para Apropriação	24
7.3.	Medição Fiscal e de Apropriação em Campos de Pequenas Acumulações	27
7.4.	Transferência de Custódia	28
7.5.	Medição Operacional	29
8.	AMOSTRAGEM DE FLUIDOS	30
8.1.	Amostragem de petróleo	30
8.2.	Amostragem de Gás	31
9.	CALIBRAÇÕES E INSPEÇÕES DIMENSIONAIS	32
9.1.	Características Gerais	32
9.2.	Padrão de Referência	33
9.3.	Medidor padrão de trabalho.	33
9.4.	Medidor em Operação	34
9.5.	Sistemas de Medição em Tanque	35



10.	RELATÓRIOS E ENVIO DE DADOS	36
10.1.	Relatórios de Medição	36
10.2.	Envio de Dados	39
11.	FISCALIZAÇÕES E VERIFICAÇÕES	39
	ANEXO A - MATRIZ DE ATRIBUIÇÕES	41
	ANEXO B - PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO, INSPEÇÃO E ANÁLISE	42
	ANEXO C – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DAS PERIODICIDADES DE CALIBRAÇÃO, DE ANÁLISES E DE TESTE DE POÇOS	45
	ANEXO C I – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO DE MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO ASSOCIADOS.	45
	ANEXO C II – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO DE MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO ASSOCIADOS, UTILIZADOS EM INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL PROCESSADO.	45
	ANEXO C III – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA PERIODICIDADE DE ANÁLISES E TESTES DE POÇOS.	46
	ANEXO D - REFERÊNCIAS	47



REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL A QUE SE REFERE À RESOLUÇÃO CONJUNTA ANP/INMETRO Nº. 1, DE 10 DE JUNHO DE 2013.

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 fiscal da produção de petróleo e gás natural na fase de produção do campo ou em Testes de Longa Duração;

1.2.1.2. Medição para apropriação dos volumes produzidos aos poços e ao campo produtor;

1.2.1.3. Medição para controle operacional de fluidos produzidos não classificados nos subitens 1.2.1.1 e 1.2.1.2;

1.2.1.4. Medição operacional para fins de transporte, transferência, acondicionamento ou estocagem de petróleo, gás natural, gás natural comprimido e gás natural liquefeito;

1.2.1.5. Medição para fins de transferência de custódia, exportação e importação de petróleo, gás natural e gás natural liquefeito;

1.2.1.6. Medição operacional de gás natural na entrada e na saída das unidades de processamento de gás natural;

1.2.2. Este Regulamento também se aplica à medição operacional de água inerente aos processos de produção, injeção, processamento, movimentação, acondicionamento ou estocagem de petróleo e gás natural.

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*

3. DEFINIÇÕES

Para efeito deste Regulamento são consideradas as seguintes definições, além daquelas constantes da Lei n.º 9.478/97, modificada pelas Leis n.º 11.097/05 e n.º 11.909/09, da Lei n.º 12.351/10, do Decreto n.º 2.705/98, do Decreto n.º 7.382/10, do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural e das Portarias Inmetro n.º 163/2005, que aprova o Vocabulário Internacional de Termos de Metrologia Legal, n.º 232/2012, que aprova o Vocabulário Internacional de Metrologia, n.º 484/2010, que aprova os procedimentos e os critérios gerais que deverão ser utilizados no processo de Apreciação Técnica de Modelo dos sistemas de medição, instrumentos de medição e medidas materializadas abrangidos pelo controle metrológico legal:

3.1. Acondicionamento de Gás Natural - Confinamento de gás natural na forma gasosa, líquida ou sólida para o seu transporte ou consumo.

3.2. Agente Regulado - Empresa responsável perante a ANP por conduzir e executar todas as operações e atividades na instalação em questão, de acordo com o estabelecido em autorização ou contrato de concessão, de cessão onerosa ou de partilha de produção.

3.3. BSW (*Basic Sediments and Water*) - Porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total do fluido medido.

3.4. Campos de Pequenas Acumulações – Campos marginais de petróleo ou gás natural operados por empresas de pequeno e médio porte, nos termos do art. 65 da Lei n.º 12.351/2010.

3.5. Carregador - Empresa ou consórcio de empresas usuário do serviço de transporte, que detém a propriedade dos Produtos transportados e, especificamente no caso de gás natural, agente da indústria do



gás natural que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP.

3.6. Certificado de arqueação – Documento de caráter oficial que acompanha a tabela volumétrica, certificando que foi procedida a arqueação de um tanque/reservatório, com vistas a atender exigências legais.

3.7. Computador de vazão - dispositivo eletrônico, capaz de receber sinal de um medidor de vazão e demais dispositivos associados, de uma medição efetuada em determinadas condições de escoamento, e efetuar os cálculos necessários para que este valor de vazão seja convertido à condição padrão de medição.

3.8. Condição Padrão de Medição - Condição em que a pressão absoluta é de 0,101325 MPa e a temperatura de 20°C, para a qual o volume mensurado do líquido ou do gás é convertido.

3.9. Condição de Funcionamento - Condição que deve ser cumprida durante uma medição para que um instrumento de medição ou sistema de medição funcione como projetado.

3.10. 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).

3.11. Condição de Referência - Condição de funcionamento prescrita para avaliar o desempenho de um sistema de medição ou para comparar os resultados de medição. As condições de referência especificam os intervalos de valores do mensurando e das grandezas de influência.

3.12. Condição Usual de Operação - Condições de temperatura, pressão e propriedades (massa específica e/ou densidade e viscosidade) médias do fluido medido, avaliadas no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste do poço até a data de avaliação.

3.13. Corrente de Hidrocarbonetos (Petróleo ou Gás Natural) – Denominação conferida a determinado tipo de hidrocarboneto, com características físico-químicas próprias, formado pela mistura de hidrocarbonetos oriundos da produção de diferentes campos. Pode ocorrer um caso particular em que a corrente seja composta por hidrocarbonetos provenientes de um único campo.

3.14. Corrente de Água - Para efeitos deste Regulamento, a água produzida, processada, injetada ou descartada na produção de hidrocarbonetos é tratada como corrente de água.

3.15. Descarga - Qualquer operação de transferência do GNC ocorrida nas Unidades de Descarga de GNC existentes nas instalações dos usuários.

3.16. Diagrama Isométrico - Documento do projeto de instalação de processamento de petróleo e gás natural que contém as dimensões e localização física em planos isométricos de dutos e equipamentos.

3.17. Dispositivo Adicional - Parte de um dispositivo, que não seja considerado auxiliar, necessário para assegurar o nível exigido de exatidão da medição ou facilitar operações de medição.

3.18. Dispositivo Auxiliar - dispositivo destinado a realizar uma função específica, diretamente envolvido na elaboração, transmissão ou apresentação dos resultados mensurados.



- 3.19. Dispositivo Calculador - componente do medidor que recebe os sinais do transdutor de medição e, possivelmente, de instrumentos de medição associados, computa esses sinais e, se apropriado, armazena os resultados na memória até serem utilizados. Além disso, o dispositivo calculador pode ser capaz de comunicação bidirecional com equipamentos periféricos.
- 3.20. 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.
- 3.21. 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.
- 3.22. Dispositivo Registrador - componente de um instrumento ou sistema de medição que fornece o registro de uma indicação.
- 3.23. Distribuidor de GNC a granel – Pessoa jurídica ou consórcio de empresas, constituído de acordo com as leis brasileiras, autorizado a exercer as atividades de aquisição, recebimento e compressão de gás natural, bem como a carga, o acondicionamento para transporte, o transporte, a descarga, o controle de qualidade e a comercialização de GNC no atacado.
- 3.24. Distribuidor de GNL a granel – Pessoa jurídica ou consórcio de empresas, constituído de acordo com as leis brasileiras, autorizado a exercer as atividades de aquisição, recepção, acondicionamento, transvasamento, controle de qualidade, liquefação e comercialização do gás natural liquefeito (GNL) por meio de transporte próprio ou contratado.
- 3.25. Estocagem de Gás Natural - Armazenamento de gás natural em reservatórios naturais ou artificiais;
- 3.26. Falha de Sistema - Acontecimento no qual o desempenho do sistema de medição não atende aos requisitos deste Regulamento ou das normas aplicáveis.
- 3.27. Falha Presumida - Situação na qual existem indícios de falha tais como regulagens e ajustes não autorizados ou variação dos volumes medidos que não corresponda a variações nas condições de operação das instalações de petróleo e gás natural.
- 3.28. 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.
- 3.29. 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.
- 3.30. 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.



- 3.31. 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.
- 3.32. Gás Natural Comprimido (GNC) - Todo gás natural processado e acondicionado para o transporte em ampolas ou cilindros à temperatura ambiente e a uma pressão que o mantenha em estado gasoso.
- 3.33. Gás Natural Liquefeito (GNL) – Gás natural submetido a processo de liquefação para estocagem e transporte, passível de regaseificação em unidades próprias.
- 3.34. Gás Natural ou Gás – Todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais.
- 3.35. Gás Natural Processado – É o gás natural nacional ou importado que, após processamento atende à especificação da legislação pertinente.
- 3.36. Gás de Queima – Gás natural proveniente dos processos que são liberados na atmosfera, com combustão, por estruturas específicas de queima.
- 3.37. Gás Ventilado – Gás natural proveniente dos processos que são liberados na atmosfera, sem combustão, por estruturas específicas de ventilação.
- 3.38. 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.
- 3.39. 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.
- 3.40. 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*).
- 3.41. Medição Fiscal - Medição do volume de produção fiscalizada efetuada nos pontos de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto n.º 2.705/98 e inciso X, do art. 2º da Lei 12.351/2010. Toda medição utilizada no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizada no cálculo das Participações Especiais.
- 3.42. Medição Fiscal Compartilhada - Medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição.
- 3.43. 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.



- 3.44. Medição para Apropriação - Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada poço.
- 3.45. Medição de Apropriação Contínua da Produção – Medição de apropriação realizada por medidor dedicado, cujos resultados são registrados continuamente.
- 3.46. Medição de Transferência de Custódia - Medição do volume de petróleo ou gás natural, movimentado com transferência de custódia, nos pontos de entrega e recebimento.
- 3.47. 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.
- 3.48. Medidor em Operação - Medidor em uso para medição fiscal, apropriação, transferência de custódia ou operacional de volumes relacionados à produção, movimentação, estocagem e processamento de petróleo e gás natural dentro do campo de aplicação deste Regulamento.
- 3.49. Medidor Padrão de Trabalho – Padrão utilizado rotineira e exclusivamente para calibrar ou controlar instrumentos ou sistemas de medição
- 3.50. Petróleo Estabilizado - Petróleo com pressão de vapor inferior a 70 kPa, na temperatura de medição.
- 3.51. Ponto de Ebulição - Temperatura na qual a fase vapor e líquida estão em equilíbrio sob a pressão de 0,101325 MPa.
- 3.52. Ponto de Entrega – Ponto onde o produto movimentado é entregue pelo transportador ao carregador ou a outro destinatário por este indicado.
- 3.53. Ponto de Interconexão – Constitui a 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.
- 3.54. 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.
- 3.55. Ponto de Recebimento - Ponto onde o produto a ser movimentado é entregue ao transportador pelo carregador ou por quem este venha a indicar, nos termos da regulação da ANP.
- 3.56. Potencial de Produção Corrigido do Campo - Somatório dos potenciais de produção corrigidos dos poços do campo.
- 3.57. Potencial de Produção Corrigido do Poço - Volume de produção de um poço à vazão de teste, durante o tempo efetivo de produção a cada dia.
- 3.58. Potencial de Produção do Poço - Volume de produção de um poço durante 24 horas, à vazão de teste.
- 3.59. Projeto de Medição – Conjunto de documentos referente aos sistemas de medição.



3.60. 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.

3.61. Provador (Tubo-padrão) - Medida materializada de volume, constituída de um tubo ou cilindro, de volume conhecido, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores. Um provador pode ser do tipo unidirecional ou bidirecional.

3.61.1 Provador Convencional – Dispositivo tubular com volume definido entre chaves detectoras que permite acumulação de 10 000 ou mais pulsos diretos de um medidor.

3.61.2 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. Um provador compacto requer medição discriminada dos pulsos através de contador de pulsos interpolados para aumentar a resolução.

3.61.3 Provador móvel – Provador instalado sobre um veículo que permite sua movimentação, podendo ser do tipo convencional ou compacto.

3.62. RS (Razão de Solubilidade) – Relação entre o volume de gás natural e o volume do petróleo no qual o gás natural se encontra dissolvido, ambos na condição padrão de medição.

3.63. RGO (Razão Gás-Petróleo) - Volume de gás natural produzido por volume de petróleo produzido, ambos medidos na condição padrão de medição.

3.64. Relatório de Medição - Documento com o registro de todos os valores medidos, todos os cálculos efetuados, incluindo os parâmetros e fatores utilizados, para determinação do volume do fluido medido num período de medição.

3.65. Sistema de Calibração - Sistema composto de um medidor padrão de trabalho (ou medida materializada de volume) e de dispositivos auxiliares e/ou adicionais, necessários para executar as operações de calibração de um medidor em operação, já incorporado a um sistema de medição.

3.66. Sistema de Medição – Conjunto de um ou mais instrumentos de medição e frequentemente outros dispositivos, montado e adaptado para fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos, dentro de intervalos especificados para grandezas de tipos especificados. O sistema de medição de petróleo e gás natural inclui o medidor propriamente dito, e todos os dispositivos auxiliares e adicionais, e instrumentos de medição associados, aplicados a um ponto de medição.

3.67. 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.

3.68. Tabela Volumétrica - Tabela indicando o volume contido em um tanque para cada nível de enchimento, sendo esta parte integrante do Certificado de Arqueação de tanque emitido pelo Inmetro.

3.69. Tanque de Calibração - Medida materializada de volume utilizada como padrão volumétrico para calibração de medidores.



- 3.70. Teste de Desempenho – Procedimento operacional de avaliação da exatidão dos resultados de medição dos medidores de vazão para análise de desvios.
- 3.71. Teste de Longa Duração - Testes de poços, realizados durante a fase de Exploração, com a finalidade exclusiva de obtenção de dados e informações para conhecimento dos reservatórios, com tempo de fluxo total superior a 72 horas.
- 3.72. Teste de Poço – Teste para definir o potencial de produção do poço nas condições de operação.
- 3.73. Transferência de custódia – A transferência legal e/ou comercial de fluidos hidrocarbonetos.
- 3.74. Transportador - Sociedade ou consórcio, concessionário ou autorizado para o exercício da atividade de transporte.
- 3.75. Transvasamento - Qualquer operação de carga e descarga de GNL entre recipientes e veículos transportadores, podendo ser realizada nas unidades de liquefação, nas distribuidoras ou nas unidades consumidoras finais.
- 3.76. Unidade de Compressão de GNC – Conjunto de instalações fixas que comprime o gás natural, disponibilizando-o para o carregamento/enchimento de veículos transportadores de GNC, inclusive aquelas instaladas em postos revendedores varejistas devidamente autorizados pela ANP, que tenham atendido todas as normas e regulamentos técnicos e de segurança aplicáveis e que possuam área física e sistemas de medição exclusivos para tal fim.
- 3.77. Unidade de Descarga de GNC – Conjunto de instalações fixas para o recebimento do GNC que atenda as necessidades de pressão e vazão do Usuário.
- 3.78. Unidade de Liquefação - Instalação na qual o gás natural é liquefeito, de modo a facilitar a sua estocagem e transporte, podendo compreender unidades de tratamento de gás natural, trocadores de calor e tanques para estocagem de GNL.
- 3.79. Unidade de Regaseificação - Instalação na qual o gás natural liquefeito é regaseificado mediante a imposição de calor para ser introduzido na malha dutoviária, podendo compreender tanques de estocagem de GNL e regaseificadores, além de equipamentos complementares.
- 3.80. Usuário - Pessoa física ou jurídica que utiliza o GNC adquirido de um Distribuidor de GNC a Granel devidamente autorizado pela ANP.
- 3.81. Vazão de Teste de Poço - Volume total de produção de um poço, durante um teste, dividido pelo tempo, em horas, de duração do mesmo.
- 3.82. Vazão Usual de Operação - Vazão média, avaliada no período desde a última calibração do sistema de medição ou, no caso de instalações de produção de petróleo ou gás, o último teste de poço até a data de avaliação. No cálculo da vazão média não devem ser considerados os períodos em que não houve fluxo.
- 3.83. Volume Bruto - Volume de petróleo ou gás natural nas condições de operação. Este volume inclui o volume de água livre, água emulsionada e sedimentos.



3.84. 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.

3.85. 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. Unidades 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 estão apontados nos itens pertinentes deste Regulamento, sendo identificados por números de referência no texto, e se encontram listados no Anexo D.

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

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 D 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 ou substituições de regulamentos ou normas citadas neste documento devem ser acatadas pelo usuário, em prazo negociado com a 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 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 utilizadas.

4.2.2.3. A autorização do início de operação ficará condicionada à conclusão da modificação a ser executada.



5. CRITÉRIOS GERAIS

5.1. Sistema de Gestão da Medição

5.1.1. Os sistemas de medição aos quais este Regulamento se aplica 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 efetuar a medição, dentro das condições de utilização, atendendo às exigências técnicas e metrológicas pertinentes, em todas as aplicações cobertas por este Regulamento.

5.1.2. 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. [3.3]

5.2. Projeto de Medição

5.2.1. Antes da execução do projeto de medição ou de sua alteração, este deve ser enviado à ANP para aprovação.

5.2.1.1. Para aprovação do projeto de medição, a ANP poderá solicitar alterações no projeto de sistema de medição para atender às exigências deste Regulamento.

5.2.1.2. Alterações físicas em projeto de medição já instalado somente poderão ser realizadas após autorização da ANP.

5.2.1.3. Os modelos dos instrumentos e sistemas de medição devem ser previamente aprovados pelo Inmetro, conforme regulamento técnico metrológico aplicável.

5.2.2. 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;

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

5.3. Instalação

5.3.1. Durante a fase de instalação de projeto de medição, para aprovação do início de operação do ponto de medição, os seguintes documentos deverão ser apresentados à ANP com pelo menos 90 dias de antecedência:

- a) Memorial descritivo dos sistemas de medição atualizado;
- b) P&IDs, PFDs e Diagramas Isométricos contendo as informações pertinentes referentes aos pontos de medição;
- c) 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.

d) 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; [6.15]

e) Documentos relativos ao controle legal realizado pelo Inmetro, referente aos sistemas de medição;

f) Documentos relativos aos procedimentos de calibração de instrumentos de medição incorporados ao sistema de medição, caso sejam realizadas pelo agente regulado na instalação;

g) Especificações e folhas de dados dos instrumentos de medição, amostradores e acessórios;

h) 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.

5.3.2. Toda a documentação listada em 5.3.1 deve possuir identificação do responsável pelas informações prestadas e estar sempre à disposição para análise da ANP.

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

5.3.4. Antes do início de operação do ponto de medição, os sistemas de medição a serem utilizados para medição fiscal, apropriação ou transferência de custódia devem ser autorizados pela ANP.

5.3.4.1. Para pontos de medição fiscal e de apropriação, a autorização está condicionada à inspeção prévia das instalações pela ANP.

5.3.4.2. Em pontos de medição de transferência de custódia, caberá à ANP o condicionamento da autorização à inspeção prévia das instalações.

5.4. Operação

5.4.1. 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 de supervisão, de forma a permitir o acompanhamento das operações, em atendimento do subitem 5.1.2.

5.4.2. Proteção dos Sistemas de Medição

5.4.2.1. Os sistemas de medição de petróleo e gás natural cobertos pelo presente Regulamento devem ser protegidos contra acesso não autorizado, de forma a evitar danos e falhas dos instrumentos e componentes do sistema.

5.4.2.2. Devem ser instalados lacres para evitar acesso não autorizado às operações que possam afetar o desempenho dos instrumentos e dos sistemas de medição. 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.



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

5.4.2.4. O registro deve conter, pelo menos:

- a) Nome do agente regulado;
- b) Identificação da instalação;
- c) Relação de todos os pontos de instalação de lacres, com o número do lacre instalado em cada um deles e a data e a hora de instalação;
- d) Histórico das operações de remoção e instalação de lacres, com data, hora e identificação.

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

5.4.3. Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição

5.4.3.1. Em um sistema de medição, a falha de sistema ou falha presumida pode ser detectada:

- a) Durante a operação, se o sistema apresentar problemas operacionais, fornecer resultados errôneos ou forem comprovadas regulagens ou ajustes não autorizados;
- b) Durante a calibração, se o sistema apresentar erros ou variações na calibração acima dos limites ou se os instrumentos não puderem ser calibrados.

5.4.3.2. Quando for detectada uma falha de sistema ou presumida num instrumento, o mesmo deve ser retirado de operação e substituído imediatamente.

5.4.3.3. Em atendimento ao disposto no subitem 5.1, deverá ser elaborado um relatório técnico apontando as razões da falha, as conseqüências potenciais e as ações corretivas para continuidade do processo de medição.

5.4.3.4. A estimativa dos volumes afetados deverá ocorrer conforme especificado para cada aplicação:

- a) A estimativa do volume de produção de petróleo e gás natural ou medição de apropriação contínua da produção, entre o momento da falha e o retorno à normalidade será estimada com base em metodologia aprovada pela ANP;
- b) A estimativa do volume de petróleo e gás natural transportado, entre o momento da falha e a saída de operação de um medidor em um ponto de entrega, será baseada no balanço das vazões medidas e totalizadas e nos volumes apurados nos trechos do sistema de transporte a montante e a jusante da derivação para o ponto de entrega ou conforme previsto no contrato entre Transportador e Carregador.
- c) Em medições de apropriação com base em teste de poços, deve-se realizar novo teste tão logo seja identificada a falha de medição.

5.4.3.5. Quando a falha for detectada durante a calibração periódica, a medição da produção afetada deverá considerar a medição da produção desde a calibração precedente.

5.4.3.6. O Agente regulado deve informar à ANP, no prazo de setenta e duas horas, da ocorrência ou detecção de uma falha do sistema de medição fiscal ou para apropriação da produção,



assim como de quaisquer outros incidentes operacionais que vierem a causar erro na medição ou quando houver interrupção total ou parcial da medição, em padrão definido por este órgão.

5.4.3.7. Para falha de sistema, a notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados, sugerindo um período representativo para o cálculo, e a previsão de retorno à normalidade do sistema de medição.

5.4.3.8. Para falha presumida, a notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados e a previsão de retorno à normalidade do sistema de medição.

5.4.3.9. As ocorrências de falha de medição, devidamente documentadas, deverão ser armazenadas.

5.4.4. Em caso de falha de enquadramento do petróleo, o agente regulado deve informar a ANP, em padrão definido por esta, dentro de setenta e duas horas da ocorrência de falha de enquadramento do petróleo na especificação definida nos subitens 7.1.7 e 7.3.15.

5.4.5. Os medidores e os instrumentos de medição associados devem ser calibrados conforme periodicidade definida no Anexo B para cada aplicação e seguindo os requisitos determinados no capítulo 9.

5.4.6. As incertezas de medição devem atender aos requisitos metrológicos de suas aplicações e os cálculos devem ser atualizados após cada calibração de instrumento ou alteração significativa nas condições de medição. [6.15]

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 pelo Inmetro acompanhado da tabela volumétrica do tanque.
- b) Ser providos de bocas de medição e de amostragem do conteúdo;
- c) Ser providos de mesa de medição no fundo e de 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.

6.1.1.1. Nos casos de medição operacional, as alíneas a) e e) do subitem 6.1.1 não são obrigatórias, exceto sob determinação da ANP.

6.1.2. As medições de nível de líquido devem ser feitas com trena manual que tenha calibração realizada por laboratório acreditado ou com sistemas automáticos de medição de nível comparados com trena manual calibrada, conforme procedimento a seguir.



6.1.2.1. Os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas calibradas, em três níveis a saber: próximos do nível máximo, médio e mínimo. A diferença entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automático devem ser menores que 6 mm.

6.1.2.2. A utilização de régua externa só poderá ser aplicada em casos de medição operacional ou em situações especiais, mediante autorização da ANP.

6.1.3. Para determinação do volume de petróleo no tanque devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores:

- a) Tabela volumétrica do tanque;
- b) Dilatação térmica entre a temperatura de medição e 20 °C. A medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica devem atender aos requisitos das normas: [2.6], [6.1]; [6.8], [6.9] e [6.11];
- c) Massa específica do petróleo e conteúdo de água e sedimentos determinados conforme capítulo 0 deste Regulamento.

6.1.4. Todos os dutos conectando os tanques de medição às suas entradas e saídas, bem como a outros tanques e a 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.

6.1.4.1. As válvulas associadas a sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia devem ter a estanqueidade verificada e certificada através de inspeções com periodicidade conforme Anexo B deste Regulamento.

6.1.5. Deve ser estabelecido um manual de procedimentos operacionais para a medição em tanques, incluindo o período de tempo a ser utilizado para repouso de seu conteúdo. Este manual de procedimentos operacionais deve ser disponibilizado na instalação, devendo seus executores comprovar a habilitação nas respectivas atividades.

6.1.5.1. 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.

6.1.6. O cálculo dos volumes de petróleo deve atender aos requisitos dos documentos mencionados nas referências [7.27], [7.28] e [7.29].

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 pelo Inmetro acompanhado da tabela volumétrica do tanque.
- b) Ser providos de bocas de medição e de amostragem do conteúdo, quando aplicável;
- c) Ser providos de 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.



6.2.1.1. Nos casos de medição operacional, os itens “a” e “d” não são obrigatórios, exceto sob determinação da ANP.

6.2.2. As medições de nível de líquido devem ser feitas com sistemas automáticos de medição de nível comparados com trena manual calibrada, conforme 6.1.2.1.

6.2.3. As medições de nível de líquido nos tanques devem obedecer aos requisitos dos seguintes documentos e regulamentos, conforme referências [6.35], [6.36]

6.2.4. 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 entre a temperatura de medição e a temperatura padrão (20 °C). A medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica devem atender as normas: [7.27].
- c) Determinação da massa específica conforme capítulo 0 deste Regulamento.

6.2.5. Todos os dutos conectando os tanques de medição às suas entradas e saídas, bem como a outros tanques e a drenos, devem ser providos de válvulas que viabilizem a operação de medição.

6.2.5.1. As válvulas associadas a sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia devem ter a estanqueidade verificada e certificada através de inspeções com periodicidade conforme Anexo B deste Regulamento.

6.2.6. Deverá ser estabelecido um manual de procedimentos operacionais para a medição em tanques. Este manual de procedimentos operacionais deverá ser disponibilizado na instalação, devendo seus executores comprovar a devida habilitação nas respectivas atividades.

6.2.6.1. Considerar as condições operacionais do tanque, que deverá estar adequado ao volume e características do fluido a ser medido, de forma que sejam garantidos os requisitos mínimos exigidos para cada aplicação.

6.2.7. O cálculo dos volumes de gás natural deve seguir os requisitos do documento mencionado na referência [6.17].

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 compatível com os requisitos deste Regulamento e que atenda os requisitos técnicos e metrológicos exigidos 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 ou verificação em laboratório, conforme o tipo de aplicação;
- c) Dependendo do tipo de aplicação, um sistema de amostragem manual ou automático, de forma a manter a representatividade da amostra no período de medição e atendendo aos requisitos do capítulo 0 deste Regulamento;
- d) Instrumento ou dispositivo de medição de temperatura adjunto ao medidor;
- e) Instrumento ou dispositivo de medição de pressão adjunto ao medidor;



f) Um computador de vazão que atenda os requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro.

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 de projeto dos mesmos;
- 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.
- f) Possuam sistemas ou procedimentos que permitam verificar a estanqueidade das válvulas utilizadas na calibração dos medidores.

6.3.2.1. As válvulas associadas a sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia devem ter a estanqueidade verificada e comprovada através de inspeções com periodicidade conforme Anexo B deste Regulamento.

6.3.3. A instalação e utilização de sistemas de medição de petróleo em linha devem atender aos requisitos dos documentos cujas referências estão a seguir relacionadas ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP: [2.5], [3.9], [4.1], [6.2], [6.3], [6.16], [7.9], [7.10], [7.11], [7.12], [7.13], [7.14], [7.15], [7.16], [7.38] e [7.39].

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 a seguir especificado:

- 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;

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 conforme as seguintes normas: [6.1], [7.18].
- b) Compressibilidade do líquido entre 0,101325 MPa e a pressão nas condições de medição conforme a seguinte norma: [6.28], [7.28];



c) Conteúdo de sedimentos e água no petróleo, determinado conforme o capítulo 0 deste Regulamento.

6.3.7. Nas medições de líquido em linha com dispositivos eletrônicos devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos: [7.38] e [7.39].

6.3.8. O cálculo dos volumes medidos deve estar de acordo com a seguinte norma: [6.10].

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 fluidos compatível com os requisitos deste Regulamento e que atenda os requisitos técnicos e metrológicos exigidos pelo Inmetro;
- b) Um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no capítulo 0 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores, ou procedimento de retirada do medidor para calibração/verificação em laboratório, conforme o tipo de aplicação;
- c) Um sistema de amostragem, de forma a manter a representatividade da amostra no período de medição e atendendo aos requisitos do capítulo 0 deste Regulamento, conforme a aplicação. As aplicações especificamente relacionadas com a amostragem de gás natural processado deverão considerar os requisitos dispostos na resolução da ANP, que trata da regulamentação da especificação do gás natural a ser comercializado no Brasil [1.2];
- d) Um instrumento ou dispositivo de medição de temperatura adjunto ao medidor;
- e) Um instrumento ou dispositivo de medição de pressão adjunto ao medidor;
- f) Um computador de vazão que atenda os requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro. [3.9], [7.37]

6.4.1.1. Nos casos de medição operacional de gás natural processado, as alíneas “c” e “f” não são obrigatórias, exceto sob determinação da ANP.

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 de projeto dos mesmos;
- c) Líquidos não passem pelos medidores ou se acumulem neste ou nos respectivos trechos retos;
- d) Possuam proteções contra impurezas contidas no fluido mensurado, quando aplicável.
- e) Possuam sistemas ou procedimentos que permitam verificar a estanqueidade das válvulas utilizadas na calibração dos medidores.

6.4.2.1. As válvulas associadas a sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia devem ter a estanqueidade verificada e certificada através de inspeções com periodicidade conforme Anexo B deste Regulamento.

6.4.3. 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.



6.4.3.1. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.

6.4.4. A instalação e utilização de sistemas de medição de gás natural devem atender às orientações dos documentos cujas referências estão a seguir relacionadas ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP: [2.8], [4.1], [4.2], [4.3], [4.4], [6.13], [6.14], [6.16], [6.31], [6.32], [6.33], [7.14], [7.33], [7.34].

6.4.5. Nas medições de gás natural em linha com dispositivos eletrônicos devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos: [7.37] e [9.1].

6.4.6. Os sistemas de medição de gás devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro das classes de exatidão conforme sua aplicação:

- a) Sistemas de medição fiscal classe de exatidão 0.5;
- b) Sistemas de medição para transferência de custódia classe de exatidão 0.5;
- c) Sistemas de medição apropriação classe de exatidão 1.5;

6.4.7. Os sistemas de medição de gás devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro das seguintes incertezas de medição de vazão ou volume:

- a) Sistemas de medição fiscal incerteza máxima de 1,5%;
- b) Sistemas de medição para transferência de custódia incerteza máxima de 1,5%;
- c) Sistemas de medição para apropriação incerteza máxima de 2%;
- d) Sistemas de medição para queima ou ventilação de gás natural incerteza máxima de 5%;

6.4.8. Os medidores utilizados para medição de gás ventilado ou de queima devem seguir os requisitos técnicos metrológicos definidos pelo Inmetro e atender aos limites de incerteza definidos conforme a aplicação.

6.5. Fluido Multifásico

6.5.1. Os sistemas de medição de fluidos utilizando medidores multifásicos deverão atender os requisitos técnicos metrológicos estabelecidos pelo Inmetro.

6.6. Água

6.6.1. Devem ser medidos os volumes totais (movimentados) de água produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados.

6.6.1.1. A apropriação de volumes de água produzida e injetada em cada poço, através de instrumentos dedicados ou de testes periódicos, deve ser feita de acordo com o procedimento utilizado para apropriação da produção, conforme subitem 7.2 deste Regulamento.

6.6.2. Nas medições de líquido em linha com dispositivos eletrônicos devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos: [7.38] e [7.39].



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 2.705, de 3 de agosto de 1998, o artigo 7º da Lei n.º 12.276, de 30 de junho de 2010 e o inciso X do artigo 2º da Lei n.º 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.

7.1.2. Os pontos de medição fiscal a serem submetidos para aprovação da ANP 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, conforme os subitens 7.1.7 e 7.1.8.

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. Quando se tratar de medição fiscal de campos de pequenas acumulações, deverão ser seguidos os requisitos definidos no item 7.3.

7.1.4. As medições fiscais de petróleo e gás natural devem atender aos critérios dos subitens 6.1, 6.2, 6.3 ou 6.4, conforme o caso.

7.1.5. Qualquer instrumento ou sistema de medição cujos resultados façam parte dos cálculos da medição fiscal da produção deverão atender aos requisitos exigidos para medição fiscal e ser previamente autorizado pela ANP, conforme capítulo 5.

7.1.6. É vedada a utilização de contornos dos sistemas de medição fiscal.

7.1.6.1. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos.

7.1.7. O petróleo medido pelo sistema de medição fiscal deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos, determinados em amostragem automática e proporcional à vazão, realizada conforme capítulo 0 deste Regulamento.

7.1.7.1. Nos casos em que a medição de petróleo for realizada com BSW superior a 1%, o agente regulado deverá solicitar a aprovação da ANP, devendo ser justificado o motivo.

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



7.1.9. O sistema de medição deve incorporar detectores e/ou procedimentos operacionais para prevenir a transferência através do ponto de medição de fluidos que não obedeça às especificações dos subitens 7.1.7 e 7.1.8 ou as especificações alternativas aprovadas pela ANP conforme subitem 7.1.7.1.

7.1.10. As análises dos fluidos devem ser determinadas em amostragem realizada conforme capítulo 0 deste Regulamento e aplicadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subsequentes.

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

7.1.12. Nos casos de medição compartilhada das produções de dois ou mais campos, o agente regulado deverá solicitar a aprovação da ANP, devendo ser justificado o motivo, antes do início de operação do ponto de medição.

7.1.12.1. A documentação para esta aprovação deve incluir uma descrição detalhada dos métodos de apropriação da produção a cada campo e dos sistemas de medição para apropriação, utilizados na medição compartilhada.

7.1.12.2. Nos sistemas de medição compartilhada, a produção de cada campo deve ser determinada por apropriação, com base na produção medida em medidores de apropriação ou com base nos potenciais de produção corrigidos dos poços de cada campo.

7.1.13. Em campos de petróleo, onde o volume de gás natural associado produzido, no período de um mês, for igual ou inferior a 150 mil metros cúbicos, independente do número de poços produtores, ou que apresente RGO igual ou inferior a 20 m³/m³, os sistemas de medição 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 exista tecnologia de medição disponível para estas condições e que seja autorizado pela ANP.

7.2. Medições 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. Quando se tratar de medição de apropriação de campos de pequenas acumulações de petróleo ou de gás natural, deverão ser seguidos os requisitos definidos no subitem 7.3.

7.2.2. As medições de apropriação de petróleo e gás natural devem cumprir os requisitos dos subitens 6.1, 6.3, 6.4, 6.5 ou 6.6, conforme o caso, e atender ao disposto em [7.36].

7.2.3. Qualquer instrumento 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 e ser previamente autorizado pela ANP, conforme capítulo 5.

7.2.4. Os sistemas de medição de apropriação de gás natural devem incluir dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática e de temperatura. A compensação deve incluir



as variações do coeficiente de compressibilidade do gás natural decorrentes das variações de pressão e temperatura.

7.2.4.1. Para medição de apropriação, o petróleo pode ser não estabilizado e conter mais de 1% em volume de água e sedimentos, conforme identificado na análise do petróleo.

7.2.5. Nas medições para apropriação da produção de gás natural devem ser considerados os fatores de correção devido à separação de componentes e à condensação após a medição, quando do condicionamento do gás.

7.2.5.1. Os fatores de correção devem ser calculados com base na medição direta dos volumes separados ou das composições das correntes de gás natural e balanço de material das unidades de condicionamento.

7.2.6. As análises dos fluidos devem ser determinadas em amostragem realizada conforme capítulo 8 deste Regulamento e aplicadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subseqüentes.

7.2.6.1. Os volumes de condensado devem ser apropriados como produção de petróleo.

7.2.6.2. 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. Estes vapores devem ser computados a produção de gás, estimados com base no volume de petróleo e a RS do petróleo nas condições de medição para apropriação.

7.2.7. Testes de poços

7.2.7.1. Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados somente para apropriação da produção aos poços, cada poço em produção deve ser testado com um intervalo entre testes sucessivos não superior a noventa dias, ou sempre que houver mudanças nas condições usuais de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

7.2.7.2. Quando os resultados dos testes de poços forem utilizados para apropriação da produção a um campo, em casos de medição fiscal compartilhada, cada poço em produção deve ser testado em intervalos não superiores a quarenta e dois dias, ou sempre que houver mudanças nas condições usuais de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

7.2.7.3. Os testes de poços poderão ser realizados com periodicidade diferentes daquelas estabelecidas nos itens 7.2.7.1 e 7.2.7.2, mediante prévia aprovação da ANP.

7.2.7.4. 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.

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

7.2.7.6. Os testes devem ter uma duração de, pelo menos, quatro horas, precedidas de um tempo de produção nas condições de teste para a estabilização das condições usuais de operação.



7.2.7.7. Nos testes devem ser medidos os volumes de petróleo, gás natural e água produzidos. A medição de gás natural pode ser estimada quando a ANP houver autorizado a ventilação ou a queima do gás natural produzido no campo, ou ainda tratar-se de um poço de gas-lift intermitente. Para o cômputo da parcela de água emulsionada, deve ser determinado o conteúdo de água e sedimentos no fluido produzido.

7.2.7.8. Os sistemas de medição utilizados para os testes de poços devem atender aos requisitos dos sistemas de medição para apropriação.

7.2.7.9. Devem ser elaborados relatórios de teste de poços, conforme o subitem 10.1.5 deste Regulamento.

7.2.8. Apropriação da Produção de Petróleo e Gás Natural aos Poços e aos Campos

7.2.8.1. As vazões diárias de petróleo e gás natural de um poço deverão ser determinadas por teste de poço extrapolado para um dia de produção ou como resultado da medição diária de apropriação para medição em linha.

7.2.8.2. Deverá ser encontrado o potencial corrigido do poço, que corresponde à contribuição percentual da vazão diária do poço em relação ao total das vazões diárias de todos os poços pertencentes ao mesmo ponto de medição fiscal.

7.2.8.3. O potencial corrigido do poço em questão e de todos os poços pertencentes ao mesmo campo deverão ser atualizados, tão logo a vazão diária de um poço seja determinada.

7.2.8.4. A produção apropriada ao poço será o produto entre o potencial de produção corrigido do poço e a medição fiscal do campo ao qual este poço pertence.

7.2.8.5. A vazão diária de um campo deverá ser determinada pelo somatório da vazão diária de todos os poços do campo ou como o resultado das medições diárias de apropriação ao campo em medidores em linha.

7.2.8.6. Deverão ser adicionadas também à vazão diária do campo as quantidades de gás natural determinadas conforme o subitem 7.2.6.2.

7.2.8.7. Deverá ser encontrado o potencial de produção corrigido do campo, que corresponde à contribuição percentual da vazão diária do campo em relação ao total das vazões diárias de todos os campos pertencentes à mesma corrente de hidrocarbonetos.

7.2.8.8. A produção apropriada ao campo será o produto entre o potencial de produção corrigido do campo e a medição fiscal da corrente de hidrocarbonetos ao qual este campo pertence.

7.2.8.9. A metodologia de cálculo da apropriação da produção aos poços e aos campos deverá ser submetida à ANP para aprovação de uso.



7.3. Medição Fiscal e de Apropriação em Campos de Pequenas Acumulações

7.3.1. Toda a produção de petróleo e gás natural oriunda de campos de pequenas acumulações deverá ser medida e apropriada aos poços e aos campos de origem.

7.3.2. Quando a medição fiscal ou de apropriação não for de campos de pequenas acumulações, deverão ser seguidos os requisitos definidos em 7.1, 7.2, 7.4 e 7.5.

7.3.3. Os pontos de medição fiscal de petróleo em campos de pequenas acumulações a serem submetidos para aprovação da ANP devem estar localizados imediatamente após as instalações de separação primárias utilizadas para especificar o BSW.

7.3.4. Os pontos de medição fiscal de gás natural em campos de pequenas acumulações devem estar localizados antes de qualquer instalação de transferência, processamento ou transporte.

7.3.5. As medições fiscais e de apropriação de petróleo e gás natural devem cumprir os requisitos dos subitens 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5 e 6.6 e atender ao disposto em [7.36], conforme o caso.

7.3.6. A metodologia de apropriação aos poços e aos campos a ser utilizada é a apresentada em 7.2.7 e 7.2.8.

7.3.7. Em se tratando de campos de pequenas acumulações, qualquer instrumento ou sistema de medição, cujos resultados façam parte dos cálculos da medição fiscal ou apropriação da produção aos poços ou ao campo devem atender aos requisitos exigidos nesta seção e ser previamente autorizado pela ANP.

7.3.8. Os sistemas de medição de petróleo em campos de pequenas acumulações devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 1.

7.3.9. Os sistemas de medição de gás natural em campos de pequenas acumulações devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 1.5.

7.3.10. Os sistemas de medição de gás natural em campos de pequenas acumulações devem ser projetados, instalados e calibrados para operar com incerteza máxima de medição de vazão ou volume de 2%.

7.3.11. Os sistemas de medição de queima ou ventilação de gás natural em campos de pequenas acumulações devem ser projetados, instalados e calibrados para operar com incerteza máxima de vazão ou volume de 5%.

7.3.12. É vedada a utilização de contornos dos sistemas de medição fiscal.

7.3.12.1. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos.

7.3.13. Os sistemas de medição de gás natural em campos de pequenas acumulações podem prescindir dos dispositivos de correção automática de pressão e temperatura, devendo ser registradas a pressão e a temperatura utilizadas no cálculo do volume total junto com a temperatura média do gás



natural no período. Deverá ser determinada, em procedimento próprio, a quantidade de leituras no período utilizadas para a determinação destas médias.

7.3.14. Na produção de petróleo em campos de pequenas acumulações, os sistemas de medição 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 exista tecnologia de medição disponível para estas condições e que seja autorizado pela ANP.

7.3.15. Para as medições fiscais da produção, o petróleo pode conter até 6% em volume de água e sedimentos, conforme identificado na análise do petróleo.

7.3.15.1. Nos casos em que a medição fiscal de petróleo for realizada com BSW superior a 6%, o agente regulado deverá solicitar a aprovação da ANP, devendo ser justificado o motivo.

7.3.16. Para as medições de apropriação da produção, o petróleo pode ser não estabilizado e conter mais de 6% em volume de água e sedimentos, conforme identificado na análise do petróleo.

7.3.17. Nas medições de apropriação da produção de gás natural devem ser considerados os fatores de correção devido à separação de componentes e à condensação após a medição, quando do condicionamento do gás.

7.3.17.1. Os fatores de correção devem ser calculados com base na medição direta dos volumes separados ou das composições das correntes de gás natural e balanço de material das unidades de condicionamento.

7.3.18. As análises dos fluidos devem ser determinadas em amostragem realizada conforme capítulo 0 deste Regulamento e aplicadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subsequentes.

7.3.19. Os volumes de condensado devem ser apropriados como produção de petróleo.

7.3.20. 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. Estes vapores devem ser computados a produção de gás, estimados com base no volume de petróleo e a RS do petróleo nas condições de medição para apropriação.

7.4. **Transferência de Custódia**

7.4.1. As medições de transferência de custódia de petróleo e gás natural devem atender aos critérios dos subitens 6.1, 6.2, 6.3 ou 6.4, conforme o caso.

7.4.2. Os requisitos de transferência de custódia deverão ser aplicados nas seguintes situações:

7.4.2.1. Medição dos volumes de petróleo ou gás natural transferidos por instalações de produção para navios aliviadores ou para outras instalações através de dutos, com mudança de titularidade do fluido e que não for contabilizado como medição fiscal;



7.4.2.2. 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;

7.4.2.3. Medição dos volumes de petróleo ou gás natural movimentados em terminais por meio de navios ou dutos, com mudança de titularidade do fluido;

7.4.2.4. A medição de gás natural comprimido fornecido por distribuidor de GNC a granel, conforme previsto em regulamentação da ANP, deverá seguir os requisitos previstos para transferência de custódia; [1.3]

7.4.2.5. A medição de gás natural liquefeito fornecido por distribuidor de GNL a granel também deverá seguir os requisitos previstos para transferência de custódia, conforme previsto em regulamentação da ANP; [1.4]

7.4.3. Os pontos de medição de transferência de custódia deverão estar localizados:

7.4.3.1. Nos tanques ou dutos de saída de petróleo e gás natural das unidades de produção;

7.4.3.2. Nos tanques ou dutos de entrada de petróleo ou gás natural das instalações receptoras dos volumes oriundos de unidades de produção;

7.4.3.3. 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;

7.4.3.4. Nos pontos de recebimento e entrega dos dutos de transporte de petróleo ou gás natural;

7.4.3.5. Na saída das unidades de compressão de GNC;

7.4.3.6. Na entrada das unidades de descarga de GNC.

7.4.4. É vedada a utilização de contornos dos sistemas de medição de transferência de custódia.

7.4.4.1. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos.

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

7.4.6. As análises dos fluidos devem ser determinadas em amostragem realizada conforme capítulo 8 deste Regulamento e aplicadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subsequentes.

7.5. Medição Operacional

7.5.1. As medições operacionais de petróleo e gás natural devem atender aos critérios dos subitens 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5 ou 6.6, conforme o caso.



7.5.2. Os instrumentos e sistemas de medição utilizados nas medições para controle operacional devem ser adequados para as medições e compatíveis com as condições operacionais e normas aplicáveis.

7.5.2.1. Os sistemas de medição operacional e seus instrumentos de medição, inclusive os associados, quando seus resultados de medição forem utilizados em substituição aos dos sistemas de medição fiscal, apropriação ou transferência de custódia, ou for solicitado pela ANP, devem atender à regulamentação metrológica referente aos sistemas a que estão substituindo.

7.5.3. As seguintes variáveis de processo devem ser medidas, consolidadas e registradas como medição operacional, quando não entrarem no cômputo de medição fiscal, de apropriação ou transferência de custódia:

- a) Os volumes de petróleo e gás natural utilizados como combustíveis;
- b) Os volumes totais de gás natural utilizado para elevação artificial e destinado à injeção nos poços;
- c) Os volumes de gás ventilado ou de queima. A estimativa destes volumes por balanço ou outros procedimentos deve ser previamente autorizada pela ANP;
- d) Os volumes totais de água produzida, injetada nos poços e descartada;
- e) Os volumes de petróleo armazenado em estocagens intermediárias dos sistemas de produção;
- f) Os volumes de petróleo armazenado em terminais dos sistemas de transporte;
- g) Os volumes de petróleo e gás natural transportados;
- h) Os volumes de gás natural liquefeito nos terminais e nas unidades de liquefação e regaseificação de gás natural;
- i) Os volumes de gás natural armazenado em sistemas de estocagem;
- j) Os volumes de gás natural comprimido nas unidades de compressão e descarga;

8. AMOSTRAGEM DE FLUIDOS

8.1. Amostragem de petróleo

8.1.1. Nas medições de petróleo devem ser realizadas análises qualitativas e quantitativas a serem usadas na determinação dos volumes líquidos e outros usos.

8.1.2. A determinação da massa específica do petróleo deve ser realizada através de instrumento de medição que tenha calibração em laboratório acreditado pelo Inmetro nos casos de instrumentos não regulamentados. Quando os instrumentos de medição forem regulamentados devem ser submetidos ao controle legal. A determinação deve ser realizada conforme os procedimentos estabelecidos nos documentos: [3.2], [3.4], [5.9], [5.10], [7.22], [7.23].

8.1.3. A determinação da fração volumétrica de água e sedimento deve ser realizada conforme um dos métodos dos seguintes documentos: [3.5], [3.6], [5.11], [7.24], [7.25], [7.26].

8.1.3.1. Analisadores em linha podem ser utilizados para medir em forma contínua as propriedades do petróleo. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, com base nas análises do laboratório das amostras recolhidas na periodicidade definida no Anexo B. [7.40].



8.1.4. A determinação do Ponto de Ebulição Verdadeiro deve ser realizada conforme um dos métodos dos seguintes documentos [5.4], [5.6].

8.1.5. A determinação do teor de enxofre deve ser realizada conforme um dos métodos dos seguintes documentos: [3.11], [5.1], [5.2], [5.12], [5.13].

8.1.6. Deve ser determinado o fator de encolhimento;

8.1.7. Deve ser determinada a RS.

8.1.8. O agente regulado deve comprovar a proficiência do pessoal envolvido nas análises químicas.

8.1.9. As análises devem ser realizadas conforme definido no Anexo B ou sempre que forem identificadas variações significativas.

8.1.9.1. Para os campos de pequenas acumulações, as periodicidades a serem seguidas são as de medição fiscal e de apropriação, conforme o caso, apresentadas no Anexo B.

8.1.10. A coleta de amostras deve atender às orientações conforme um dos seguintes documentos: [2.1], [3.1], [6.4], [6.5], [7.19], [7.20] e [7.21].

8.1.11. Os sistemas de amostragem em linha devem cumprir os seguintes requisitos:

- a) O ponto de amostragem deve estar localizado imediatamente à montante ou à jusante do medidor;
- b) O ponto de amostragem escolhido deve permitir que a amostra seja representativa do produto;
- c) O recipiente de coleta de amostras deve ser estanque;
- d) As amostras obtidas pelos procedimentos de amostragem devem ser misturadas e homogeneizadas antes de se proceder às medições de propriedades e análises.

8.1.12. A ANP poderá solicitar o envio de amostras, a ser realizado pelo agente regulado, podendo ser exigida a presença de técnico da ANP no momento da coleta.

8.1.12.1. Os procedimentos a serem seguidos para esta coleta, lacre e envio de amostras serão definidos pela ANP.

8.2. Amostragem de Gás

8.2.1. Nas medições de gás natural devem ser realizadas as análises qualitativas e quantitativas a serem usadas na determinação da composição do gás, da massa específica, do poder calorífico, dos teores de gases inertes e contaminantes, para o atendimento as exigências da ANP relativa à especificação do gás, para correções nas medições dos volumes e para outros usos, conforme os métodos descritos nos seguintes documentos: [1.2], [3.7], [3.10], [5.3], [5.5], [6.18], [6.19], [6.20], [6.21], [6.22], [6.27], [6.34],

8.2.2. As análises deverão ser realizadas conforme definido no Anexo B ou sempre que forem identificadas variações significativas.



8.2.2.1. Para os campos de pequenas acumulações, as periodicidades a serem seguidas são as de medição de apropriação apresentadas no Anexo B.

8.2.3. Pode ser utilizado analisador em linha para medição das propriedades e composições com maior frequência. A amostragem de gás natural deve atender aos requisitos do documento: [6.29].

8.2.4. A ANP poderá solicitar o envio de amostras, a ser realizado pelo agente regulado, podendo ser exigida a presença de técnico da ANP no momento da coleta.

8.2.4.1. Os procedimentos a serem seguidos para esta coleta, lacre e envio de amostras serão definidos pela ANP.

9. CALIBRAÇÕES E INSPEÇÕES DIMENSIONAIS

9.1. Características Gerais

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

9.1.2. 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.

9.1.2.1. No caso de sistemas de medição para controle operacional, as calibrações dos instrumentos de medição não regulamentados devem garantir pelo menos a rastreabilidade ao Inmetro.

9.1.3. Quando o instrumento de medição não regulamentado for calibrado fora do Brasil, a calibração deve ser realizada por Laboratório acreditado.

9.1.4. Os instrumentos de medição associados devem atender aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos nas regulamentações pertinentes e estarem calibrados por laboratório acreditado, devendo a exatidão das medições realizadas por estes assegurar que o sistema de medição atenda ao especificado neste Regulamento em função da aplicação do sistema de medição.

9.1.5. Os trechos retos e os condicionadores de fluxo devem atender aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos nas regulamentações pertinentes e serem inspecionados por laboratório acreditado.

9.1.6. As placas de orifício e os porta-placas devem atender aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos nas regulamentações pertinentes e serem inspecionados dimensionalmente por laboratório acreditado.

9.1.7. O agente regulado poderá solicitar reavaliação da periodicidade de calibração em conformidade com as orientações constantes dos Anexos B e C.



9.1.8. Devem ser emitidos relatórios de inspeção para o sistema de medição e certificados de calibração de todos os instrumentos de medição não regulamentados, conforme definido no capítulo 0.

9.1.9. Os resultados da calibração devem ser implementados na configuração dos sistemas de medição imediatamente após a sua realização, ou antes, de sua entrada em operação.

9.2. Padrão de Referência

9.2.1. Os padrões de referência devem ser calibrados por laboratório acreditado.

9.2.2. O padrão de referência, provador ou tanque de calibração, utilizados na calibração de medidores padrão de trabalho, devem atender os requisitos dos documentos abaixo relacionados: [6.23], [6.24], [6.25], [6.26], [7.3], [7.4], [7.5], [7.7] e [7.8].

9.2.3. O desvio máximo entre calibrações sucessivas dos padrões de referência não deve ser maior que 0,02% do volume de referência.

9.2.4. Independentemente da periodicidade adotada na calibração dos provadores, são necessárias as seguintes ações:

9.2.4.1. Lacração dos detectores do elemento de deslocamento que, preferencialmente, sejam óticos ou mecânicos.

9.2.4.2. Execução de pelo menos 1 (um) teste de não vazamento interno nos provadores do tipo pistão na periodicidade correspondente a cada 1/3 (um terço) da periodicidade adotada para a calibração do mesmo.

9.2.4.3. Execução de pelo menos 1 (um) teste de não vazamento interno na válvula diversora nos provadores do tipo convencional na periodicidade correspondente a cada 1/3 (um terço) da periodicidade adotada para a calibração do mesmo.

9.3. Medidor padrão de trabalho.

9.3.1. O medidor padrão de trabalho deve ser calibrado ou comparado com um padrão de referência calibrado.

9.3.2. A calibração do medidor padrão de trabalho deve ser realizada efetuando-se e registrando-se testes, de forma que as maiores diferenças obtidas nos testes, para os fatores do medidor, sejam menores do que 0,02%, a saber:

- a) Resultados de dois testes consecutivos, se for utilizado um tanque de calibração;
- b) Resultados de cinco, de seis testes sucessivos, se for utilizado um provador de deslocamento mecânico.

9.3.3. Os padrões de trabalho devem ser calibrados com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura, suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação a ser calibrado. A vazão de ensaio deve ser igual à vazão usual de operação do medidor em operação, com um desvio máximo de $\pm 10\%$.



9.3.4. No caso em que um medidor padrão de trabalho seja utilizado para calibração de diversos medidores fiscais em operação e de apropriação, com diferentes condições e diferentes vazões usuais de operação, devem ser feitas tantas calibrações do medidor padrão de trabalho quantas forem necessárias para atender aos requisitos deste item para todos os medidores a serem calibrados.

9.4. Medidor em Operação

9.4.1. O medidor em operação deve ser calibrado ou comparado com um padrão de referência ou de trabalho calibrados.

9.4.1.1. As calibrações dos medidores em operação realizadas pelo agente regulado só podem ser in loco, obedecendo à periodicidade do Anexo B e os requisitos definidos no subitem 9.4.5, seguindo procedimentos de calibração descritos neste regulamento.

9.4.1.2. O agente regulado deve comprovar a proficiência do pessoal envolvido no processo de calibração, a adequação dos instrumentos e padrões envolvidos e atender os requisitos definidos no subitem 9.4.5.

9.4.2. Medidores em operação devem ser calibrados utilizando provador, tanque de calibração, medidor padrão de trabalho ou padrão de referência calibrado.

9.4.2.1. As incertezas de medição apresentadas pelos tanques de calibração ou provadores utilizados nas calibrações dos medidores de trabalho devem estar adequadas aos requisitos metrológicos estabelecidos para o medidor em operação a ser calibrado.

9.4.2.2. Os erros e incertezas de medição apresentados pelos medidores padrão utilizados nas calibrações dos medidores de trabalho devem estar adequados aos requisitos metrológicos estabelecidos para o medidor em operação a ser calibrado.

9.4.3. Os medidores em operação devem ser calibrados com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura, suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação a ser calibrado. A vazão de ensaio deve ser igual à vazão usual de operação do medidor em operação, com um desvio máximo de $\pm 10\%$.

9.4.4. Na calibração de um medidor em operação com um medidor padrão de trabalho, este deve ser instalado, respeitando-se as normas aplicáveis quanto à instalação do mesmo:

9.4.4.1. À montante ou à jusante do medidor em operação;

9.4.4.2. À montante de qualquer válvula reguladora de contrapressão ou válvula de retenção, associadas com o medidor em operação; e

9.4.4.3. À jusante de filtros e eliminadores de gás.

9.4.5. A calibração dos medidores em operação deve ser feita utilizando-se o fluido medido nas condições usuais 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; e
- d) 10% da vazão usual de operação.

9.4.5.1. Para o cálculo do fator do medidor em operação, devem ser consideradas as seguintes correções do volume medido, quando pertinente:

- a) Variação do volume do provador pela ação da pressão do fluido sobre as paredes do mesmo;
- b) Dilatação térmica do fluido de teste;
- c) Variação do volume do provador, medidor padrão ou do tanque de calibração com a temperatura;
- d) Variação do volume do fluido de teste com a pressão; e
- e) A faixa de vazão em conformidade com a indicada na Portaria de Aprovação de Modelo emitida pelo Inmetro e demais condições de utilização constantes nela.

9.4.5.2. A calibração de um medidor em operação com um medidor padrão de trabalho consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar três testes sucessivos, nos quais a diferença máxima entre os fatores do medidor calculados não seja maior que 0,05% quando se tratar de medição fiscal ou transferência de custódia e 0,4% em caso de medição de apropriação. O fator do medidor deve ser calculado com base na média aritmética dos três testes.

9.4.5.3. A calibração de um medidor em operação com um tanque de calibração consiste na realização e registro de resultados de testes, até registrar dois testes sucessivos com uma diferença não superior a 0,05% do volume do tanque de calibração quando se tratar de medição fiscal ou transferência de custódia e 0,4% em caso de medição de apropriação. O fator do medidor deve ser calculado com base na média aritmética dos dois testes.

9.4.5.4. A calibração de um medidor em operação com um provador consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar cinco de seis testes sucessivos nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração calculados não seja maior que 0,05% quando se tratar de medição fiscal ou transferência de custódia e 0,4% em caso de medição de apropriação. O fator do medidor é calculado com base na média aritmética dos cinco testes.

9.4.5.5. Deve ser considerada uma falha presumida do medidor fiscal ou de transferência de custódia quando a variação do fator do medidor, em relação ao da calibração imediatamente anterior, for maior que 0,25% ou quando não for possível obter resultados para determinação do fator do medidor, conforme os subitens 9.4.5.2, 9.4.5.3 e 9.4.5.4 deste Regulamento. Neste caso, o medidor em operação deve ser submetido à manutenção.

9.4.5.6. Deve ser considerada uma falha presumida do medidor de apropriação quando a variação do fator do medidor, em relação ao da calibração imediatamente anterior, for maior que 2% ou quando não for possível obter resultados para determinação do fator do medidor, conforme os subitens 9.4.5.2, 9.4.5.3 e 9.4.5.4 deste Regulamento. Neste caso, o medidor em operação deverá ser submetido à manutenção.

9.5. Sistemas de Medição em Tanque

9.5.1. Os tanques utilizados para medição devem ser arqueados conforme requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro, bem como devem ser submetidos periodicamente 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.

9.5.1.1. Os instrumentos de medição associados, sistemas automáticos de medição de nível, trenas e termômetros devem atender aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro, quando aplicável.

10. RELATÓRIOS E ENVIO DE DADOS

10.1. Relatórios de Medição

10.1.1. 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.

10.1.2. Quando se tratar de medição da produção, os relatórios de produção deverão especificar um carregamento ou um dia de produção, o que for menor.

10.1.3. Quando for efetuada uma medição em tanque de produção de petróleo, correspondente a mais de um dia, o volume medido deve ser apropriado aos dias de produção, proporcionalmente ao tempo de produção em cada dia.

10.1.4. Os relatórios de medição fiscal e para apropriação devem incluir, pelo menos:

- a) Nome do agente regulado;
- b) Identificação do campo ou da instalação;
- c) Data e hora de elaboração do relatório;
- d) Período de produção ou da movimentação do fluido;
- e) Identificação dos pontos de medição;
- f) Identificação do medidor;
- g) Valores registrados (níveis, temperaturas, pressões, etc.) para cada ponto de medição;
- h) Volumes (parciais e totais) brutos, corrigidos e líquidos de produção ou movimentação, para cada ponto de medição;
- i) Fatores dos medidores;
- j) Identificação dos instrumentos de medição associados, dispositivos auxiliares e adicionais, equipamentos e sistemas de medição.
- k) Assinaturas dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.

10.1.5. 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) Data e hora de elaboração do relatório;
- d) Identificação do poço;
- e) Identificação dos instrumentos de medição associados, dispositivos auxiliares e adicionais, equipamentos e sistemas de medição utilizados no teste;
- f) Data e hora de alinhamento do poço para teste;



- g) Data e hora de início do teste;
- h) Data e hora de finalização do teste;
- i) Valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) no início e no fim do teste;
- j) Volumes corrigidos, em condições padrão de medição, e volumes líquidos da produção de petróleo, gás natural e água;
- k) Resultados das análises de propriedades do petróleo, gás natural e água que estão sendo utilizadas no teste e as respectivas datas de análise;
- l) Fatores de correção utilizados, parâmetros e métodos de cálculo dos mesmos;
- m) RGO;
- n) Assinaturas dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.

10.1.6. 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 movimentação do fluido, por medidor;
- g) Volumes corrigidos (parciais e totais) 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) Avaliação das condições operacionais do sistema de medição (período de duração da ocorrência de falhas ou não-conformidades), para cada ponto e por medidor;
- l) Data e hora de elaboração do relatório;
- m) Assinaturas dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.

10.1.6.1. Quando se tratar de transferência de custódia de gás natural, os relatórios também deverão atender à Portaria ANP nº 1/2003 [1.1] ou outra que venha substituí-la.

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

10.1.7. Devem ser elaborados relatórios das calibrações. Os relatórios de calibração devem incluir, pelo menos:

- a) Nome do agente regulado;
- b) Identificação do campo;
- c) Identificação do medidor;
- d) Data e hora de alinhamento do medidor para calibração;
- e) Data e hora de início das corridas;
- f) Data e hora de finalização das corridas;
- g) Data e hora de elaboração do relatório;
- h) Valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) no início e no fim da calibração;
- i) Fatores de calibração correntes (fator do medidor e k-factor);
- j) Fatores de calibração encontrados após calibração (fator do medidor e k-factor);



- k) Desvio entre fatores de calibração corrente e encontrado após calibração;
- l) Número de corridas de calibração;
- m) Histórico do fator do medidor encontrado nas calibrações anteriores, para o mesmo instrumento.

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

10.1.9. 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.

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

10.1.11. Devem ser emitidos relatórios das inspeções de tanques e apresentados os certificados de arqueação emitidos pelo Inmetro.

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

10.1.13. Devem ser elaborados relatórios de falha de medição dos sistemas de medição da produção. Os relatórios de falha de medição devem incluir, pelo menos:

- a) Nome do operador;
- b) Identificação do campo;
- c) Identificação da bacia;
- d) Identificação do tipo de medição;
- e) Identificação do medidor, sistema de medição ou equipamento em falha;
- f) Caracterização do fluido medido;
- g) Data da ocorrência;
- h) Data de detecção da falha;
- i) Data prevista de retorno à normalidade;
- j) Descrição do evento;
- k) Ações Tomadas para a solução da falha;
- l) Estimativa do volume afetado;
- m) Metodologia utilizada na estimativa;
- n) Data do relatório;
- o) Assinaturas dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.

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

10.1.15. 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.

10.1.16. 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 dos mesmos.



10.1.17. Os documentos mencionados neste capítulo devem ser disponibilizados para a ANP e/ou o Inmetro, quando solicitados.

10.2. Envio de Dados

10.2.1. Devem ser enviados à ANP dados e informações de produção e movimentação de petróleo, gás natural e água a respeito dos respectivos sistemas de medição, com conteúdo, frequência e forma a serem definidas pela ANP.

10.2.2. Os dados relativos à movimentação de gás natural devem observar o disposto na Portaria ANP nº 1/2003 [1.1] ou outra que venha substituí-la.

11. FISCALIZAÇÕES E VERIFICAÇÕES

11.1. 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.

11.2. As verificações realizadas pelo Inmetro devem ser conforme a regulamentação técnica metrológica vigente.

11.3. As verificações realizadas pelo Inmetro em sistemas de medição devem ser precedidas de calibrações dos respectivos instrumentos, realizadas por laboratório acreditado.

11.4. As fiscalizações, verificações podem incluir, mas não se limitam a:

- a) Constatar se os sistemas de medição estão instalados conforme regulamentos e normas aplicáveis e conforme as recomendações dos fabricantes;
- b) Constatar o cumprimento do plano de manutenção das instalações;
- c) Constatar a parametrização, configuração, alarmes e eventos dos dispositivos de conversão (computadores de vazão);
- d) Inspeccionar o estado de conservação dos sistemas e dos instrumentos de medição;
- e) Constatar a existência dos lacres, senhas e as respectivas planilhas de controle;
- f) Avaliar os procedimentos operacionais de inspeção metrológica de tanques e sistemas de medição;
- g) Avaliar os procedimentos operacionais de calibração de sistemas e instrumentos de medição;
- h) Avaliar os procedimentos de operações de medição;
- i) Avaliar os procedimentos de teste de poços;
- j) Verificação dos cálculos dos volumes;
- k) Avaliar os procedimentos de operação de amostragem e análise de laboratório;
- l) Verificação dos relatórios de medição, teste de poços e calibração;
- m) Verificar os registros do processo de comprovação metrológica, incluindo relatórios de não-conformidade.



11.5. Os instrumentos, equipamentos 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.

11.6. Quando a ANP ou o Inmetro solicitar, durante a fiscalização ou verificação, acompanhamento de operações, o agente regulado deve providenciar a realização das mesmas dentro de dois dias da data de solicitação.

11.7. 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.

11.8. 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 A - 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	



ANEXO B - PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO, INSPEÇÃO E ANÁLISE

B.1 As periodicidades de calibrações e de análises apresentadas nas tabelas abaixo podem ser estendidas ou reduzidas em função de autorização ou determinação prévias da ANP, baseado em relatórios do histórico de calibrações que atendam aos requisitos do Anexo C;

B.2 Os sistemas de medição operacional devem atender as periodicidades de calibrações apresentadas pelo agente regulado, em um plano de calibrações aprovado pela ANP.

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, instrumentos associados e medidas de capacidade	36 meses	36 meses	36 meses
Instrumentos associados aos tanques de calibração, medidas de capacidade e provadores	12 meses	12 meses	12 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 e turbina	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho Coriolis	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho Ultrassônico	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina	3 meses	6 meses	6 meses
Medidor em operação Coriolis	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação Ultrassônico	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação outras tecnologias	3 meses	6 meses	6 meses
Analísadores em linha	3 meses	6 meses	6 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



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

Instrumento de Medição	Tipos de aplicações			
	Fiscal	Apropriação	Transferência de Custódia	
			produzido	processado
Medidor Padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo e turbina	6 meses	12 meses	18 meses	24 meses (*)
Medidor Padrão de trabalho Coriolis	12 meses	12 meses	12 meses	24 meses
Medidor Padrão de trabalho Ultrassônico	12 meses	12 meses	12 meses	30 meses
Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	6 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina	3 meses	6 meses	18 meses	24 meses (*)
Medidor em operação Coriolis	6 meses	12 meses	12 meses	24 meses
Medidor em operação Ultrassônico	6 meses	12 meses	12 meses	30 meses
Medidor em operação outras tecnologias	3 meses	6 meses	12 meses	12 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	6 meses	12 meses	12 meses	12 meses

(*) Medidores rotativos e de gás natural queimado ou ventilado devem ter teste de desempenho semestral.

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

Equipamentos e Componentes dos Sistemas de Medição	Tipos de fluidos e aplicações				
	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)	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses
Amostradores	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Válvulas dos sistemas de medição em linha	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Válvulas associadas a tanques / Vasos	60 meses	-	60 meses	-	60 meses



Tabela 4: Periodicidade de análise de petróleo

Análise do Petróleo	Tipos de fluidos e aplicações			
	Fiscal	Apropriação por teste de poço	Apropriação contínua	Transferência de Custódia
BSW	diário, quando em linha ou a cada medição, quando em tanque	a cada teste	diário	a cada transferência
RS	-	a cada teste	90 dias	
Fator de encolhimento	-	a cada teste	90 dias	
Teor de enxofre	1 ano	-	-	
Ponto de Ebulição Verdadeiro	Cumprir a Portaria ANP n° 206/2000, ou outra que vier a substituí-la, ou quando a ANP solicitar.	-	-	
Massa específica	diário, quando em linha ou a cada medição, quando em tanque	a cada teste	diário	

Tabela 5: Periodicidade de análise de gás natural

Análise do Gás Natural	Fiscal	Apropriação	Transferência de custódia	
			Produzido	Processado
Composição do fluido	30 dias	a cada teste	90 dias	(*)
Massa específica	30 dias	a cada teste	90 dias	
Poder calorífico	30 dias	a cada teste	90 dias	
Teores de gases inertes e contaminantes	30 dias	a cada teste	90 dias	

(*) As análises de gás natural processado devem seguir o disposto na Resolução ANP [1.2].



ANEXO C – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DAS PERIODICIDADES DE CALIBRAÇÃO, DE ANÁLISES E DE TESTE DE POÇOS

ANEXO C I – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO DE MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO ASSOCIADOS.

1.1 Os medidores e instrumentos de medição associados poderão ter suas periodicidades de calibração estendidas, após aprovação da ANP, seguindo os critérios abaixo especificados:

- a. Cada solicitação somente será válida para um único medidor, em um mesmo ponto de medição;
- b. Deverão constar do documento de solicitação o número de série do instrumento, tipo de instrumento, fabricante, modelo, faixa de trabalho e a identificação do medidor na planta;
- c. Deverá ser indicado o método reconhecido pela Indústria do Petróleo utilizado para a avaliação do comportamento do instrumento ao longo do tempo;
- d. Cópias dos certificados de calibração e outros documentos utilizados na avaliação;
- e. Relatório de avaliação da periodicidade de calibração, contendo a aplicabilidade e limitações do método, resultados e conclusões específicos do instrumento objeto da avaliação;
- f. Extensão da periodicidade de calibração sugerida, com base na análise realizada.

1.2 Para os instrumentos cuja extensão da periodicidade de calibração foi autorizada, caberá ao agente regulado acompanhar, conforme subitem 5.1.2, o seu funcionamento e adotar as medidas cabíveis, caso a nova periodicidade de calibração não seja suficiente para a manutenção da incerteza e classe de exatidão exigidas por este Regulamento para a aplicação correspondente.

1.3 Caso as condições de operação do instrumento de medição, nas quais foi elaborado o relatório de avaliação da periodicidade de calibração, sejam consideravelmente alteradas, o instrumento deve seguir a periodicidade do Anexo B.

1.4 A ANP poderá suspender a autorização de extensão de prazo de calibração ou reduzi-lo, caso seja verificado o não cumprimento dos níveis de incerteza e classe de exatidão exigidos por este Regulamento.

ANEXO C II – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO DE MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO ASSOCIADOS, UTILIZADOS EM INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL PROCESSADO.

2.1 Os medidores e instrumentos de medição associados poderão ter suas periodicidades de calibração estendidas, após aprovação da ANP, seguindo os critérios abaixo especificados:

- a. Cada solicitação somente será válida para um único modelo de medidor, que tenha sido utilizado apenas em pontos de medição com mesmo projeto, ou seja, possuam as mesmas condições usuais de medição, e onde o gás natural a ser medido tenha a mesma especificação regional disposta na regulamentação da especificação do gás natural a ser comercializado no Brasil [1.2];
- b. Deverão constar do documento de solicitação: número de série do instrumento, tipo de instrumento, fabricante, modelo, faixa de trabalho, histórico dos pontos de medição onde ele foi anteriormente utilizado e a identificação do medidor na planta;
- c. Deverá ser indicado o método reconhecido pela Indústria do Petróleo e do Gás Natural utilizado para a avaliação do comportamento do instrumento ao longo do tempo;
- d. Cópias dos certificados de calibração e outros documentos utilizados na avaliação;



- e. Relatório de avaliação da periodicidade de calibração, contendo a aplicabilidade e limitações do método, resultados e conclusões específicas do instrumento objeto da avaliação;
 - f. Extensão da periodicidade de calibração sugerida, com base na análise realizada.
- 2.2 Para os instrumentos cuja extensão da periodicidade de calibração foi autorizada, caberá ao agente regulado acompanhar, conforme subitem 5.1.2, o seu funcionamento e adotar as medidas cabíveis, caso a nova periodicidade de calibração não seja suficiente para a manutenção da incerteza e classe de exatidão exigidas por este Regulamento para a aplicação correspondente.
- 2.3 Caso as condições de operação do instrumento de medição, nas quais foi elaborado o relatório de avaliação da periodicidade de calibração, sejam consideravelmente alteradas, o instrumento deve seguir a periodicidade do Anexo B.
- 2.4 A ANP poderá suspender a autorização de extensão de prazo de calibração ou reduzi-lo, caso seja verificado o não cumprimento dos níveis de incerteza e classe de exatidão exigidos por este Regulamento.

ANEXO C III – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA PERIODICIDADE DE ANÁLISES E TESTES DE POÇOS.

- 3.1 A periodicidade de realização de testes de poços e de coleta e análises de petróleo e gás natural poderá ser estendida, após aprovação da ANP, seguindo os critérios abaixo especificados:
- a. Cada solicitação somente será válida para um único poço ou ponto de medição;
 - b. Deverão constar do documento de solicitação a identificação do poço ou do ponto de medição na planta;
 - c. Deverá ser indicado o método reconhecido pela Indústria do Petróleo utilizado para a avaliação dos resultados dos testes de poços e das análises ao longo do tempo;
 - d. Cópias dos relatórios dos testes de poços, das análises e outros documentos utilizados na avaliação;
 - e. Relatório de avaliação da periodicidade dos testes de poços e de análises, contendo a aplicabilidade e limitações do método, resultados e conclusões específicas do objeto da avaliação;
 - f. Extensão da periodicidade realização de testes de poços ou de análises sugerida, com base na avaliação realizada.
- 3.2 Para os poços cuja extensão da periodicidade de realização de testes de poços, ou pontos de medição cuja extensão da periodicidade de análises foi autorizada, caberá ao agente regulado acompanhar, conforme subitem 5.1.2, o seu funcionamento e adotar as medidas cabíveis, caso a nova periodicidade de realização de testes de poços ou de análises não seja suficiente para a manutenção da incerteza e classe de exatidão exigidas por este Regulamento para a aplicação correspondente.
- 3.3 Caso as condições de operação do poço, ou do ponto de medição, nas quais foi elaborado o relatório de avaliação da periodicidade de análises, sejam consideravelmente alteradas, o ponto de medição deve seguir a periodicidade de realização de testes de poços descrita no item 7.2 deste Regulamento ou de análises do Anexo B.
- 3.4 A ANP poderá suspender a autorização de extensão periodicidade de realização de testes de poços e de prazo de análises ou reduzi-lo, caso seja verificado o não cumprimento dos níveis de incerteza e classe de exatidão exigidos por este Regulamento.



ANEXO D - REFERÊNCIAS

ANP

- 1.1. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Portaria ANP nº 1/03**: Regulamentação do Envio de Dados de Transporte e Comercialização de Gás Natural. Brasília, 2003. 6 p.
- 1.2. _____. **Resolução ANP nº 16/08**: Regulamentação da Especificação do Gás Natural a Ser Comercializado no Brasil. Brasília, 2008. 8 p.
- 1.3. _____. **Resolução ANP nº 41/07**: Regulamentação da Distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC) a Granel, 2007. 6 p.
- 1.4. _____. **Portaria ANP nº 118/00**: Regulamentação da Distribuição de Gás Natural Liquefeito (GNL) a Granel e de Construção, Ampliação e Operação das Centrais de Distribuição de, 2000. 3 p.
- 1.5. _____. **Portaria ANP nº 206/00**: Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais.

Inmetro

- 2.1. Instituto Nacional de Metrologia / Instituto Nacional de Pesos e Medidas. **Inmetro/INPM nº 12/67**: Norma de Amostragem de Petróleo e Seus Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos. Rio de Janeiro, 1967. 5 p.
- 2.2. _____. **Inmetro/INPM nº 15/67**: Norma para Determinação de Temperatura do Petróleo e Seus Derivados Líquidos.
- 2.3. _____. **Inmetro n.º 232/12**: Vocabulário de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia. Duque de Caxias, 2012. 94 p.
- 2.4. _____. **Inmetro/INPM nº 33/67**: Norma para Medição da Altura de Produtos de Petróleo Armazenados em Tanques. Rio de Janeiro, 1967. 9 p.
- 2.5. _____. **Inmetro nº 64/03**: Sistemas de medição de petróleo, seus derivados líquidos, e álcool anidro e álcool hidratado carburante. Rio de Janeiro, 2003. 43 p.
- 2.6. _____. **Inmetro nº 71/03**: Norma de Termômetros para Petróleo e Seus Derivados Quando em Estado Líquido, Bem Como para os Respectivos Suportes. Rio de Janeiro, 2003. 14 p.
- 2.7. _____. **Inmetro nº 113/97**: Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, estabelecendo as condições a que devem atender os sistemas de medição mássica direta, de quantidades de líquidos. Rio de Janeiro, 1997. 60 p.
- 2.8. _____. **Inmetro nº 114/97**: Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, estabelecendo as condições a que devem satisfazer os medidores tipo rotativo e tipo turbina utilizados nas medições de gases. Medidores tipo rotativo e tipo turbina. Rio de Janeiro, 1997. 20 p.
- 2.9. _____. **Inmetro n.º 163/05**: Vocabulário Internacional de Termos de Metrologia Legal. Duque de Caxias, 2005. 5 p.

ABNT

- 3.1. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT-NBR 14883/05**: Petróleo e Produtos de Petróleo - Amostragem Manual. Rio de Janeiro, 2005.
- 3.2. _____. **ABNT 07148/01**: Petróleo e Produtos do Petróleo – Determinação da Massa Específica, Densidade Relativa e °API – Método do Densímetro. Rio de Janeiro, 2001. 2 p.
- 3.3. _____. **ABNT-NBR ISO 10012/04**: Sistemas de Gestão de Medição – Requisitos para os Processos de Medição e Equipamento de Medição. Rio de Janeiro, 2004. 16 p.



- 3.4. _____. **ABNT 14065/06**: Destilados de Petróleo e Óleos Viscosos – Determinação da Massa Específica e da Massa Específica Relativa pelo Densímetro Digital. Rio de Janeiro, 2006. 8 p.
- 3.5. _____. **ABNT-14236/02**: Produtos de Petróleo e Materiais Betuminosos – Determinação do Teor de Água por Destilação. Rio de Janeiro, 2002. 8 p.
- 3.6. _____. **ABNT-NBR 14647/01**. Produtos de Petróleo – Determinação da Água e Sedimentos em Petróleos e Óleos Combustíveis pelo Método de Centrifugação. Rio de Janeiro, 2001. 9 p.
- 3.7. _____. **ABNT-NBR 14903/02**: Gás Natural – Determinação da Composição por Cromatografia Gasosa. Rio de Janeiro, 2002. 17 p.
- 3.8. _____. **ABNT-NBR 14938/03**. Óleo combustível - Determinação de sedimentos por extração. Rio de Janeiro, 2003. 4 p.
- 3.9. _____. **ABNT-NBR 14978/03**: Medição eletrônica de gás - Computadores de Vazão. Rio de Janeiro, 2003. 37 p.
- 3.10. _____. **ABNT-NBR 15213/05**: Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa e índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição. Rio de Janeiro, 2005. 46 p.
- 3.11. **ABNT-NBR14533/07**: Produtos de petróleo - Determinação de enxofre por espectrometria de fluorescência de raios X (energia dispersiva). Rio de Janeiro, 2008.

AGA

- 4.1. American Gas Association. **AGA Report n° 7/06**. Measurement of Gas by Turbine Meters. Arlington, 2006. 77 p.
- 4.2. _____. **AGA Report n° 8/94**. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. Arlington, 1994. 204 p.
- 4.3. _____. **AGA Report n° 9/07**. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Arlington, 2007. 113 p.
- 4.4. _____. **AGA Report n° 11/03**. Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter. Arlington, 2003. 174 p.

ASTM

- 5.1. American Society for Testing and Materials. **ASTM D129-00/05** Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method). West Conshohocken, 2005. 4 p.
- 5.2. _____. **ASTM D1266/07**. Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method). West Conshohocken, 2007. 12 p.
- 5.3. _____. **ASTM D1945/03**. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography. West Conshohocken, 2003 17 p.
- 5.4. _____. **ASTM D2892/05**. Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15 - Theoretical Plate Column). West Conshohocken, 2005. 32 p.
- 5.5. _____. **ASTM D3588-98/03**. Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels. West Conshohocken, 2003. 9 p.
- 5.6. _____. **ASTM D5236-3/07**. Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method). West Conshohocken, 2007. 18 p.
- 5.7. _____. **ASTM D5708/05**. Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, and Iron in Crude Oils and Residual Fuels by Inductively Coupled Plasma (ICP) Atomic Emission Spectrometry. West Conshohocken, 2005. 8 p.
- 5.8. _____. **ASTM D5863-00a/05**. Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, Iron, and Sodium in Crude Oils and Residual Fuels by Flame Atomic Absorption Spectrometry. West Conshohocken, 2000. 7 p.



- 5.9. _____. **ASTM D4052-09**. Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter. West Conshohocken, 2009.
- 5.10. _____. **ASTM D5002/99**: Standard Test Method for Density and Relative Density of Crude Oils by Digital Density Analyzer. West Conshohocken, 1999.
- 5.11. _____. **ASTM D4007/08**: Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). West Conshohocken, 2008.
- 5.12. _____. **ASTM D4294/10**: Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry. West Conshohocken, 2010.
- 5.13. _____. **ASTM D2622/10**: Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products by Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry. West Conshohocken, 2010.

ISO

- 6.1. International Organization for Standardization. **ISO 91-2/91**. Petroleum measurement tables – Part 2: Tables based on a reference temperature of 20 degrees C. Genebra, 1991. 3 p.
- 6.2. _____. **ISO 2714/80**. Liquid hydrocarbons -- Volumetric Measurement by Displacement Meter Systems Other Than Dispensing Pumps. Genebra, 1980. 8 p.
- 6.3. _____. **ISO 2715/81**. Liquid hydrocarbons -- Volumetric Measurement by Turbine Meter Systems. Genebra, 1981. 15 p.
- 6.4. _____. **ISO 3170/04**. Petroleum Liquids- Manual Sampling. Genebra, 2004. 55 p.
- 6.5. _____. **ISO 3171/88**. Petroleum Liquids- Automatic Pipeline Sampling. Genebra, 1988. 55 p.
- 6.6. _____. **ISO 4266-1/02**. Petroleum and Liquid Petroleum Products – Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods -- Part 1: Measurement of Level in Atmospheric Tanks. Genebra, 2002. 18 p.
- 6.7. _____. **ISO 4266-2/02**. Petroleum and Liquid Petroleum Products – Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods -- Part 2: Measurement of Level in Marine Vessels. Genebra, 2002. 11 p.
- 6.8. _____. **ISO 4266-4/02**. Petroleum and Liquid Petroleum Products – Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 4: Measurement of Temperature in Atmospheric Tanks. Genebra, 2002. 14 p.
- 6.9. _____. **ISO 4266-5/02**. Petroleum and Liquid Petroleum Products – Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 4: Measurement of Temperature in Marine Vessels. Genebra, 2002. 12 p.
- 6.10. _____. **ISO 4267-2/88**. Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calculation of Oil Quantities -- Part 2: Dynamic Measurement. Genebra, 1998. 24 p.
- 6.11. _____. **ISO 4268/00**. Petroleum and Liquid Petroleum Products – Temperature Measurements – Manual Methods. Genebra, 2000. 32 p.
- 6.12. _____. **ISO 4512/00**. Petroleum and Liquid Petroleum Products – Equipment for Measurement of Liquid Levels in Storage Tanks – Manual Methods. Genebra, 2000. 26 p.
- 6.13. _____. **ISO 5167-1/03**. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full -- Part 1: General principles and requirements. Genebra, 2003. 33 p.
- 6.14. _____. **ISO 5167-2/03**. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full -- Part 2: Orifice plates. Genebra, 2003. 47 p.
- 6.15. _____. **ISO 5168/05**. Measurement of fluid flow -- Procedures for the evaluation of uncertainties. Genebra, 2005. 65 p.
- 6.16. _____. **ISO 6551/82**. Petroleum Liquids and Gases - Fidelity and Security of Dynamic Measurement - Cabled transmission of electric and/or electronic pulsed data. Genebra, 1982. 12 p.



- 6.17. _____. **ISO 6578/91**. Refrigerated hydrocarbon liquids -- Static measurement - Calculation procedure. Genebra, 1991. 20 p.
- 6.18. _____. **ISO 6974-1/00**. Natural gas -- Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography -- Part 1: Guidelines for tailored analysis (available in English only). Genebra, 2000. 16 p.
- 6.19. _____. **ISO 6974-2/01**. Natural gas -- Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography -- Part 2: Measuring-system characteristics and statistics for processing of data (available in English only). Genebra, 2001. 24 p.
- 6.20. _____. **ISO 6976/95**. Natural gas -- Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition. Genebra, 1995. 46 p.
- 6.21. _____. **ISO 6976/97 – Cor 2/97**. Genebra, 1997. 1 p.
- 6.22. _____. **ISO 6976/99 – Cor 3/99**. Genebra, 1999. 1 p.
- 6.23. _____. **ISO 7278-1/87**. Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 1: General Principles. Genebra, 1987. 5 p.
- 6.24. _____. **ISO 7278-2/88**. Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 2: Pipe Provers. Genebra, 1988. 18 p.
- 6.25. _____. **ISO 7278-3/98**. Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 3: Pulse Interpolation Techniques. Genebra, 1998. 12 p.
- 6.26. _____. **ISO 7278-4/99**. Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers. Genebra, 1999. 27 p.
- 6.27. _____. **ISO 8943/07**. Refrigerated light hydrocarbon fluids -- Sampling of liquefied natural gas -- Continuous and intermittent methods. Genebra, 2007. 20 p.
- 6.28. _____. **ISO 9770/89**. Crude petroleum and petroleum products -- Compressibility factors for hydrocarbons in the range 638 kg/m³ to 1 074 kg/m³. Genebra, 1989. 1 p.
- 6.29. _____. **ISO 10715/97**. Natural Gas – Sampling guidelines. Genebra, 1997. 39 p.
- 6.30. _____. **ISO 10723/95**. Natural Gas- Performance evaluation for on-line analytical systems. Genebra, 1995. 43 p.
- 6.31. _____. **ISO 12213 -1/06**. Natural gas -- Calculation of compression factor - Part 1: Introduction and guidelines. Genebra, 2006. 13 p.
- 6.32. _____. **ISO 12213 -2/06**. Natural gas -- Calculation of compression factor - Part 2: Calculation using molar-composition analysis. Genebra, 2006. 32 p.
- 6.33. _____. **ISO 12213 -3/06**. Natural gas -- Calculation of compression factor -- Part 3: Calculation using physical properties. Genebra, 2006. 38 p.
- 6.34. _____. **ISO 16664/04**. Gas Analysis – Handling of Calibration Gases and Gas Mixtures – Guidelines. Genebra, 2004. 17 p.
- 6.35. _____. **ISO 18132-1/06**. Refrigerated light hydrocarbon fluids - General requirements for automatic level gauges -- Part 1: Gauges onboard ships carrying liquefied gases. Genebra, 2006. 8 p.
- 6.36. _____. **ISO 18132-2/08**. Refrigerated light hydrocarbon fluids - General requirements for automatic level gauges - Part 2: Gauges in refrigerated-type shore tanks. Genebra, 2008. 8 p.

API

- 7.1. American Petroleum Institute / Manual of Petroleum Measurements Standards. **API/MPMS 3.1A/94**. Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products. Washington, 1994. 23 p.
- 7.2. _____. **API/MPMS 3.1B/01**. Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automating Tank Gauging. Washington D. C., 2001. 30 p.
- 7.3. _____. **API/MPMS 4.1/05**. Introduction, Second Edition. Washington D. C., 2005. 14 p.
- 7.4. _____. **API/MPMS 4.3/88**. Small Volume Provers. Washington D. C., 1988. 23 p.



- 7.5. _____. **API/MPMS 4.4/88**. *Tank Provers*. Washington D. C., 1988. 10 p.
- 7.6. _____. **API/MPMS 4.5/00**. *Master-Meter Provers*. Washington D. C., 2000. 3 p.
- 7.7. _____. **API/MPMS 4.7/09**. *Field-Standard Test Measures*. Washington D. C., 2009. 30 p.
- 7.8. _____. **API/MPMS 4.8/95**. *Operation of Proving Systems*. Washington D. C., 1995. 70 p.
- 7.9. _____. **API/MPMS 5.1/05**. *General Consideration for Measurement by Meters*. Washington D. C., 2005. 8 p.
- 7.10. _____. **API/MPMS 5.2/05**. *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters*. Washington D. C., 2005. 3 p.
- 7.11. _____. **API/MPMS 5.3/05**. *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters*. Washington D. C., 2005. 24 p.
- 7.12. _____. **API/MPMS 5.3/09 Addendum 1**. *Addendum 1 to Metering: Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters*. Washington D. C., 2009. 6 p.
- 7.13. _____. **API/MPMS 5.4/05**. *Accessory Equipment for Liquid Meters*. Washington D. C., 2005. 8 p.
- 7.14. _____. **API/MPMS 5.5/05**. *Fidelity and security of Flow Measurement Pulsed - Data Transmission Systems*. Washington D. C., 2005. 8 p.
- 7.15. _____. **API/MPMS 5.6/02**. *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters*. Washington D. C., 2002. 48 p.
- 7.16. _____. **API/MPMS 5.8/05**. *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flowmeters Using Transit Time Technology*. Washington D. C., 2005. 11 p.
- 7.17. _____. **API/MPMS 7/01**. *Temperature Determination*. Washington D. C., 2001. 38 p.
- 7.18. _____. **API/MPMS 7.2/01**. *Temperature-Dynamic Temperature Determination*. Washington D. C., 2001. 38 p.
- 7.19. _____. **API/MPMS 8.1/95**. *Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and petroleum Products (ANSI/ASTM D4057)*. Washington D. C., 2006. 18 p.
- 7.20. _____. **API/MPMS 8.2/95**. *Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D4177)*. Washington D. C., 1995. 26 p.
- 7.21. _____. **API/MPMS 8.3/95**. *Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ASTM D5854)*. Washington D. C., 2005. 19 p.
- 7.22. _____. **API/MPMS 9.1/02**. *Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products (ANSI/ASTM D 1298) (IP 160)*. Washington D. C., 2002. 6 p.
- 7.23. _____. **API/MPMS 9.3/02**. *Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Thermohydrometer Method*. Washington D. C., 2002. 20 p.
- 7.24. _____. **API/MPMS 10.1/02**. *Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method, Second Edition*. Washington D. C., 2002. 5 p.
- 7.25. _____. **API/MPMS 10.4/99**. *Determination of Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure)*. Washington D. C., 1999. 17 p.
- 7.26. _____. **API/MPMS 10.7/02**. *Standard Test Method for Water in Crude Oil by Karl Fischer Titration (Potentiometric) (ANSI/ASTM D4377) (IP 356)*. Washington D. C., 2002. 6 p.
- 7.27. _____. **API/MPMS 11.1/07**. *Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils*. Washington D. C., 2007. 187 p.
- 7.28. _____. **API/MPMS 11.2.1M/84**. *Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638-1074 Kilograms per Cubic Meter Range*. Washington D. C., 1984. 187 p.



- 7.29. _____. **API/MPMS 12.1.1/01**. Calculation of Static Petroleum Quantities, Part 1(Includes Addendum dated August 2007), Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels. Washington D. C., 2007. 34 p.
- 7.30. _____. **API/MPMS 13.1/85**. Statistical Concepts and Procedures in Measurement. Washington D. C., 1985. 17 p.
- 7.31. _____. **API/MPMS 13.2/84**. Statistical Aspects of Measuring and Sampling. Washington D. C., 1984. 41 p.
- 7.32. _____. **API/MPMS 14.1/01**. Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer. Washington D. C., 2001. 47 p.
- 7.33. _____. **API/MPMS 14.3-1/93**. Concentric, Square-Edged Orifice Meters (A.G.A. Report nº 3) (GPA 8185-90). Washington D. C., 1993. 51 p.
- 7.34. _____. **API/MPMS 14.3-2/00**. Specification and Installation Requirements, Reaffirmed May 1996 (ANSI/API 2530). Washington D. C., 2000. 70 p.
- 7.35. _____. **API/MPMS 14.3-3/92**. Natural Gas Fluids Measurement: Concentric, Square-Edged Orifice Meters - Part 3: Natural Gas Applications. Washington D. C., 1992. 103 p.
- 7.36. _____. **API/MPMS 20.1/93**. Allocation Measurement of Oil and Natural Gas. Washington D. C., 1993. 67 p.
- 7.37. _____. **API/MPMS 21.1/93**. Electronic Gas Measurement. Washington D. C., 1993. 38 p.
- 7.38. _____. **API/MPMS 21.2/98**. Flow Measurement-Electronic Liquid Measurement. Washington D. C., 1998. 74 p.
- 7.39. _____. **API/MPMS 21.2-A1/00**. Flow Measurement-Electronic Liquid Measurement. Addendum 1 to Flow-Electronic Liquid Measurement. Washington D. C., 2000. 19 p.
- 7.40. _____. **API/MPMS 14.6/2006**. Continuous Density Measurement, Washington D.C., reaffirmed 2006, 66p.

DTI

- 8.1. Department of Trade and Industry. **DTI ISSUE 7 – Module 3/03**. Custody Transfer Standard Liquid Petroleum Measurement. London, 2003. 23 p.

CEN

- 9.1. European Committee for Standardization. **EN/CEN 12405-1/05**. Gas meters - Gas-volume electronic conversion devices. London, 2005. 98 p.