

Regulamentação Técnica

Medição de Vazão O&G

Flávio Barroso Neves – NFP/ANP
06/11/2025

Regulamentação específica

Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 19 de junho de 2000

(Regulamento Técnico de Medição - RTM)



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

(Aprova a Revisão do Regulamento Técnico de Medição - RTM)



Resolução ANP nº 18, de 27 de março de 2014

(Aprova o Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição e de Enquadramento de Petróleo)

Resolução ANP nº 65, de 10 de dezembro de 2014

(Aprova o Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção de Petróleo, Gás Natural e Água)

Resolução ANP nº 52, de 26 de dezembro de 2013

(Aprova o Regulamento Técnico de Implementação de Resultados de Análises Físico-Químicas)

Resolução ANP nº 44, de 15 de outubro de 2015

(Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água)

Foco: Pioneirismo

Definição dos tipos de sistemas de medição, tecnologias e localização:

- Fiscal
- Apropriação
- Transferência de custódia
- Operacional

Incorporação das melhores práticas da indústria:

- ABNT
- ISO
- API
- AGA
- OIML
- ASTM

Unidades de medida e Condição de referência:

- SI (m³, Pa, °C, ...)
- 20 °C e 101,325 kPa

Procedimentos específicos da indústria do petróleo:

- Amostragem e análises químicas
- Testes de poço
- Apropriação (alocação) ao campo e ao poço
- *Proving* e calibração
- Falhas de medição
- Controle de lacres e selagem
- Contornos

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

Foco: Rastreabilidade Metrológica

Controle Metrológico Legal:

- Computadores de vazão
- Medidores de vazão - PAM
- Classes de exatidão

Calibrações "acreditadas" (RBC/ILAC):

- Medidores de vazão
- Instrumentos secundários
- Inspeções dimensionais

Calibrações "rastreáveis" em situações específicas:

- Contra padrão de referência (provadores)
- Contra padrão de trabalho (*master meter*)
- Medição automática de nível

Periodicidades:

- Calibrações
- Inspeções
- Análises

Monitoramento e controle:

- Erros e incertezas de medição
- Sistema de gestão da medição
- Envio de dados

Aprimoramentos

- Atualização de normas técnicas
- Inclusão de novas tecnologias
- Procedimentos operacionais

O novo RTM

Futuro da medição de petróleo e gás natural

Origens

Feedback da indústria

- Fóruns de discussão com concessionários (IBP)
- Afretados, operadores, engenheiros de medição
- Laboratórios acreditados
- Fabricantes de equipamentos
- Integradores
- Experiências de autorização e fiscalização do NFP
- Estudo da regulação internacional

Análise de Impacto Regulatório (2021)

- Uma das primeiras realizadas na ANP
- Técnica estruturada
- Reflexão

Contexto

Diversidade do mercado

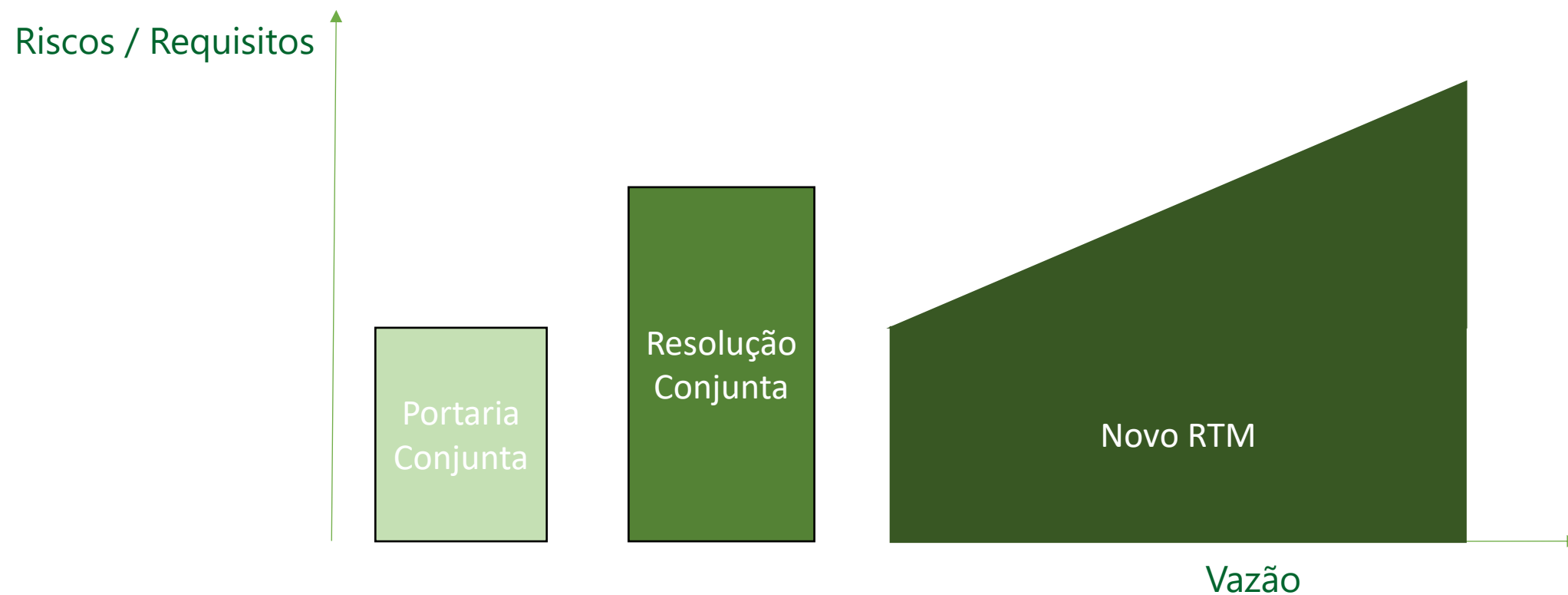
- Novos concessionários
- Desinvestimentos da Petrobras
- Pré-sal
- Realidades distintas: *onshore* e *offshore*

Medição de gás natural - evolução tecnológica

- A medição de petróleo evoluiu naturalmente no mercado
- Medição de gás natural no E&P: Placa de Orifício
- Avanço tecnológico: disponível porém não utilizado
- Controle Metrológico Legal - Gás Natural:
 - ~~Portaria Inmetro nº 150/2020~~ - Portaria Inmetro 156/2022 - Medidores de GN
 - Portaria Inmetro 188/2021 - Cromatógrafos em linha

Foco: Risco Metrológico

Critério objetivo: vazão do sistema de medição



Categorias de Vazão

Vazão de projeto da corrente

- Categoria A:
 - $Q(O) \geq 5.000 \text{ m}^3/\text{d}$ (O) ; $Q(G) \geq 1.000.000 \text{ m}^3/\text{d}$
- Categoria B:
 - $500 \text{ m}^3/\text{d} \leq Q(O) < 5.000 \text{ m}^3/\text{d}$; $50.000 \text{ m}^3/\text{d} \leq Q(G) < 1.000.000 \text{ m}^3/\text{d}$
- Categoria C:
 - $5 \text{ m}^3/\text{d} \leq Q(O) < 500 \text{ m}^3/\text{d}$; $5.000 \text{ m}^3/\text{d} \leq Q(G) < 50.000 \text{ m}^3/\text{d}$
- Categoria D:
 - $Q(O) < 5 \text{ m}^3/\text{d}$; $Q(G) < 5.000 \text{ m}^3/\text{d}$

Possibilidade de recategorização ao longo da vida útil da unidade (histórico)

Categoria A

- **Redundância**
- Comunicação digital sempre que possível
- Reprocessamento
- Amostragem:
 - Amostrador automático
 - Amostrador manual (contingência)
 - Analisador em linha de BSW (controle de processo)
- Padrão de referência para medição fiscal de petróleo
- **Vedação de medidores deprimogênios (placas de orifício, cone, etc.)**
- **Cromatógrafo em linha**
- **Padrão de trabalho - medição de gás natural**
- Vedação de tanques

Categoria B

- Redundância
- Reprocessamento
- Amostragem:
 - Amostrador automático
 - Amostrador manual (contingência)
- Padrão de trabalho e/ou referência para medição fiscal de petróleo
- Vedação de tanques

Categoria C e D

- **Categoria C:**
 - Redundância
 - Limite de BSW → 9%
 - Prazos de calibração → 2x (exceto arqueação de tanques)
 - Possibilidade de calibração em laboratório não acreditado (temporário)
- **Categoria D:**
 - Estimativas
 - Sistemas de medição simplificados
 - Tecnologias alternativas

Medição operacional e autorização

Medição operacional

- Obrigatórias:
 - Queima e ventilação
 - Injeção
 - Gas lift
 - Água produzida/injetada/descartada
- Pontos de medição indicados pela ANP

Autorização

- Possibilidade de realização de inspeção prévia
- Documentação inspeção final: pacotes 90 dias e 20 dias
- Exigência de inspeção *in loco* apenas para medição fiscal

Metrologia

- Classe de exatidão
- Erro
- Incerteza
 - Elementos primário, secundários e terciário (componentes)
 - Sistema
 - Balanço (volume total)
- Controle da incerteza (memorial de cálculo):
 - Atualização por evento
 - Fixo
 - Alteração do método - autorização ANP
- Detalhamento das calibrações realizadas pelo próprio agente regulado (*dry calibration*, cromatógrafo, etc.)
- Calibração em um único ponto × curva de calibração
- Possibilidade de métodos alternativos (Reynolds, vazão mássica, CFD, etc.)
- Ajustes de prazos de calibração

Periodicidade

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

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

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

Periodicidade

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

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

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

Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais

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

Incertezas

Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição

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

Incertezas

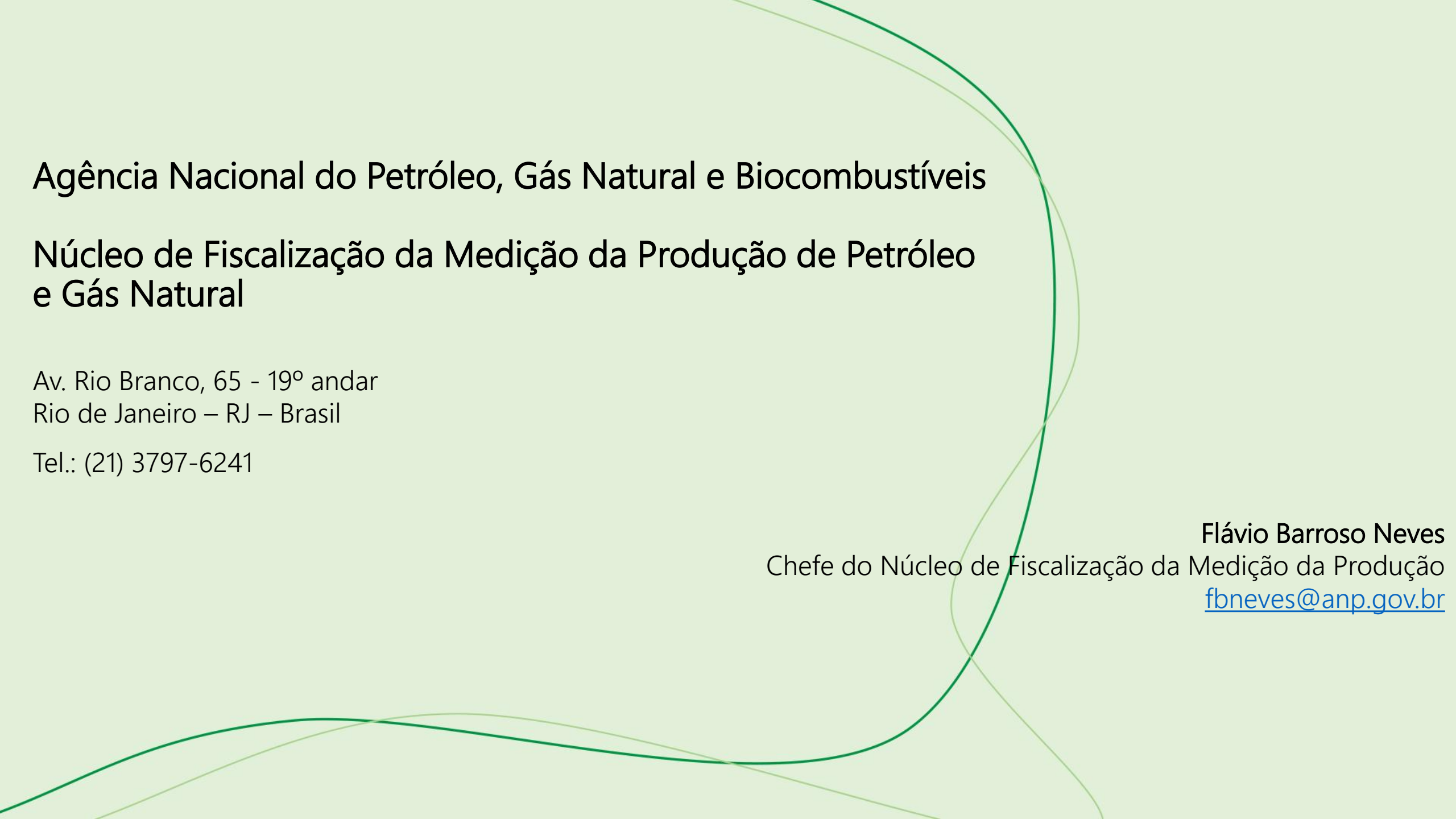
Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição

Componente	Incerteza da malha de medição ¹	Incerteza máxima admitida ²	Repetibilidade
Medidor padrão de referência – provador de petróleo	–	0,04% para 4 volumes	0,02% para 4 volumes
Medidor padrão de referência – tanque de petróleo	–	0,04%	–
Medidor padrão de trabalho de petróleo	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	Diferença máxima de 0,1% entre MF consecutivos	0,05% em 5 corridas – incerteza equivalente ³ de 0,027%
Medidor em operação de petróleo fiscal ou transferência de custódia – turbina ou deslocamento positivo	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,25%	0,05% em 3 corridas – incerteza equivalente ³ de 0,073%
Medidor em operação de petróleo fiscal ou transferência de custódia – ultrassônico ou coriolis	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,20%	0,05% em 3 corridas – incerteza equivalente ³ de 0,073%
Medidor em operação de petróleo apropriação	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,70%	0,09% em 3 corridas – incerteza equivalente ³ de 0,133%
Medidor padrão de trabalho de gás natural – medidor linear	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,50%	0,17% em 3 corridas sucessivas
Medidor em operação de gás natural fiscal ou transferência de custódia – turbina ou deslocamento positivo	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,70%	0,28% em 3 corridas sucessivas
Medidor em operação de gás natural fiscal ou transferência de custódia – ultrassônico ou coriolis	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	0,70%	0,40% em 3 corridas sucessivas

Medidor em operação de gás natural apropriação – medidor linear	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	1,20%	0,50% em 3 corridas sucessivas
Medição de pressão estática	0,30%	0,10%	–
Medição de temperatura	0,30°C	0,20°C	–
Medição de pressão diferencial	0,30%	0,10%	–
Analizador em linha - massa específica de petróleo ou gás natural	0,30 kg/m³	0,30 kg/m³	–
Analizador em linha – BSW	–	0,05% em valor absoluto para BSW de 0% a 1%; 5% do valor medido para BSW superior a 1%	0,5% do valor medido para BSW acima de 0,01%
Analizador em linha – cromatógrafo	–	0,30% do fator de compressibilidade	De 0% a 25%: 0,02%; de 25% a 100%: 0,05% em mol

Notas:

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

The slide features several decorative green curved lines that sweep across the background, creating a modern and dynamic feel. These lines are in various shades of green and are positioned to frame the text without obscuring it.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo
e Gás Natural

Av. Rio Branco, 65 - 19º andar
Rio de Janeiro – RJ – Brasil

Tel.: (21) 3797-6241

Flávio Barroso Neves
Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção
fbneves@anp.gov.br