



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº 18, DE 27.3.2014, DOU 1º4.2014- RETIFICADA DOU 3.4.2014.

--

A DIRETORA GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, de acordo com a Resolução de Diretoria nº 219, de 19 de março de 2014, no uso de suas atribuições legais, conferidas pelos incisos VII e XVI do art. 8º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista o disposto no artigo 7º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, no inciso X do artigo 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, no inciso IV do art. 3º, no art. 4º e no art. 5º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e no Anexo A do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 e junho de 2013, Considerando que:

a ANP possui a atribuição legal de acompanhar e fiscalizar as atividades da indústria do petróleo e gás natural;

o Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelece como atribuição da ANP a regulamentação da utilização dos resultados da medição de petróleo e gás natural, a padronização da forma como serão enviadas as Notificações de Falhas em Sistemas de Medição e Falhas de Enquadramento do Petróleo; e

a aprovação da metodologia de estimativa dos volumes produzidos, no caso de falhas de medição em sistema de medição fiscal, ou dos volumes medidos no caso de medição de apropriação contínua;

cabe à ANP estabelecer as providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros da produção de petróleo e gás natural;

e

a utilização de metodologia de estimativa dos volumes nos eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e de falhas de enquadramento do petróleo, aprovada pela ANP é de extrema importância para o correto envio dos volumes produzidos de petróleo e gás natural no Boletim Mensal da Produção, resolve:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo, anexo à presente Resolução, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na comunicação de eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo, e dá outras providências.

Art. 2º 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, e em legislação complementar.

Art. 3º Estabelecer que os casos omissos, bem como as disposições complementares que se fizerem necessárias, serão resolvidos pela ANP.

Art. 4º Esta Resolução entrará em vigor 90 (noventa) dias após a sua publicação no Diário Oficial da União.

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

ANEXO

REGULAMENTO TÉCNICO DE NOTIFICAÇÃO DE FALHAS DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E FALHAS DE ENQUADRAMENTO DO PETRÓLEO A QUE SE REFERE À RESOLUÇÃO ANP Nº 18, DE 27 DE MARÇO DE 2014.

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

1.1. Objetivo

1.1.1. Este Regulamento tem por objetivo regulamentar o disposto nos itens 5.4.3 e 5.4.4 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelecendo os prazos e procedimentos que deverão ser observados na notificação de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo.

1.2. Campo de Aplicação

1.2.1. Este Regulamento se aplica aos eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo nas medições de petróleo e gás natural que venham a ser utilizadas 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 (TLD);

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

1.2.1.3. Medição para controle operacional do gás natural queimado/ventilado;

1.2.1.4. Outros medidores operacionais não classificados nos subitens 1.2.1.1,

1.2.1.2 e 1.2.1.3, quando solicitados pela ANP.

2. DEFINIÇÕES

Para efeito deste Regulamento são consideradas as definições, além daquelas constantes da Lei nº 9.478/1997, modificada pelas Leis nº 11.097/2005 e nº 11.909/2009, da Lei nº 12.351/2010, do Decreto nº 2.705/1998, do Decreto nº 7.382/2010, do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural e da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013:

2.1. Notificação de Eventos de Falhas - Documento que deve ser enviado para a ANP em atendimento aos itens 5.4.3 e 5.4.4, e com as informações mínimas do item 10.01.2013 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, nos casos de eventos de falha de sistema, falha presumida e falha de enquadramento de petróleo.

2.2. Volume Diário - Valor referente ao volume, expresso em metro cúbico ao dia (m^3/d), correspondente ao período de 24 (vinte e quatro) horas de produção de petróleo ou gás natural, indicado no documento a que se refere o item 10.1.4 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

2.3. Vazão Média - Valor referente ao volume de petróleo ou gás natural produzido por unidade de tempo, calculado a partir do volume diário.

3. UNIDADES DE MEDIDA

3.1. As grandezas das Notificações de Eventos de Falhas devem ser expressas em unidades do Sistema Internacional de Unidades - SI.

3.1.1. Para fins de indicação dos volumes utilizados nas metodologias estimativas serão aceitas as unidades metro cúbico por dia (m^3/d), metro cúbico por hora (m^3/h) e metro cúbico por minuto (m^3/min).

3.2. As indicações volumétricas de petróleo ou de gás natural das Notificações de Eventos de Falha devem ser referidas às condições padrão de medição.

4. CRITÉRIOS GERAIS

4.1. São considerados eventos de falha de sistemas e falhas presumidas de medição de petróleo e gás natural, eventos sem previsibilidade que impactem nos resultados das medições fiscais e de apropriação, ou operacionais quando determinados pela ANP.

4.2. São considerados eventos de falhas de enquadramento do petróleo, eventos sem previsibilidade em que o teor de água e sedimentos nos pontos de medição fiscais de petróleo seja superior ao valor máximo autorizado pela ANP.

4.3. Eventos com previsibilidade devem ser precedidos de autorização, mediante solicitação formal à ANP, realizada com pelo menos 90 dias de antecedência para análise do requerido.

4.3.1. Em situações excepcionais o prazo para análise da solicitação poderá ser alterado, a critério da ANP, mediante fundamentação técnica do agente regulado.

4.4. O não atendimento aos prazos estabelecidos no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, não constitui um evento de falha.

4.5. As estimativas de volume presentes na notificação devem referir-se sempre a datas passadas, observando o disposto no item 7 deste Regulamento.

4.6. A calibração dos elementos primários de medição não deve acarretar em paralisação das medições, não devendo, portanto, ser notificada como falha de medição.

4.7. Qualquer evento que gere divergência entre os volumes medidos e os efetivamente declarados nos boletins de medição deve ser notificado como falha de sistemas de medição de petróleo e gás natural.

4.8. Em casos de eventos de falhas na medição dos volumes produzidos, a ANP sempre buscará a adoção de metodologia de estimativa dos volumes produzidos que preserve os interesses da União e demais entes federativos.

5. NOTIFICAÇÃO DE EVENTOS DE FALHA

5.1. Padrão da Notificação de Evento de Falha

5.1.1. A ANP disponibilizará no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br> o padrão de notificação de evento de falha de sistema de medição e de falha de enquadramento de petróleo.

5.1.1.1. Será disponibilizado o padrão de arquivo XML, a ser enviado por Webservice, e o padrão de arquivo, a ser enviado por correio eletrônico, bem como os manuais dos mesmos.

5.1.1.2. Qualquer alteração do padrão dos arquivos XML, ou do arquivo a ser enviado por correio eletrônico, será informada ao agente regulado com antecedência mínima de 120 (cento e vinte) dias.

5.2. Classificação das Notificações de Eventos de Falha

5.2.1. As notificações de eventos de falha podem ser classificadas como:

5.2.1.1. Inicial: ocorre nos casos em que a falha é declarada antes que a mesma possa ser corrigida, respeitado o prazo legal de envio à ANP.

5.2.1.2. Intermediária: ocorre nos casos onde o mês se encerra, e o evento de falha persiste.

5.2.1.3. Final: ocorre nos casos em que a falha é declarada após a sua correção, respeitado o prazo legal de envio à ANP, ou àquela enviada após retorno à normalidade do evento de falha.

5.2.1.4. Retificação: é aquela enviada para retificação de outra notificação de evento de falha enviada anteriormente, independente de sua classificação original.

5.2.1.5. Complemento: é aquela enviada para complementação de outra notificação de evento de falha enviada anteriormente, independente de sua classificação original.

5.3. Classificação dos Eventos de Falha

5.3.1. Os eventos de falha podem ser classificados como:

5.3.1.1. Erro de configuração - evento de falha a ser declarado caso seja detectada configuração errônea dos computadores de vazão ou medidores;

5.3.1.2. Impossibilidade de calibração - evento de falha a ser declarado quando não for possível realizar calibração do medidor sem antes fazer a manutenção do mesmo.

5.3.1.3. Diferença elevada entre calibrações - evento de falha a ser declarado quando os limites entre os fatores de calibração do medidor forem superiores ao estabelecido no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013;

5.3.1.4. Ausência de Medição - evento de falha a ser declarado em caso de perda de comunicação ou outra situação onde não ocorra medição através do ponto de medição por algum período ao longo do dia de produção;

5.3.1.5. BSW superior ao autorizado - evento de falha a ser declarado quando o BSW médio do dia, utilizado nas medições fiscais para determinação do volume líquido de petróleo, for superior ao autorizado pela ANP;

5.3.1.6. Medição Incorreta - evento de falha a ser declarado quando os valores medidos não correspondem aos possíveis volumes reais;

5.3.1.7. Falha no arquivo XML - evento de falha a ser declarada quando o arquivo XML contendo os dados de produção de algum ponto de medição tenha sido enviado para ANP com informações incorretas, ou haja falha comprovada nos sistemas informatizados que atuam na geração ou transmissão dos arquivos XML que impossibilite o envio dos dados de produção;

5.3.1.8. Outros - demais eventos de falhas que não enquadrados nos itens acima.

6. ENVIO DAS NOTIFICAÇÕES DE EVENTOS DE FALHA

6.1. O agente regulado deve enviar as notificações de eventos de falha para ANP através de Webservice, em arquivos no formato XML.

6.1.1. O envio das notificações de eventos de falha deve atender os requisitos mínimos de segurança da informação exigidos pela ANP.

6.2. Os campos marginais de petróleo e gás natural operados por empresas de pequeno e de médio porte, de acordo com a legislação aplicável, poderão enviar as notificações de eventos de falha por correio eletrônico, em formato padronizado, desde que previamente autorizado pela ANP.

6.2.1. A solicitação de autorização descrita no item 6.2, deve conter justificativa e demonstração da inviabilidade econômica de implementação do envio de nos termos do item 6.1 deste Regulamento.

6.3. Para os casos de envio de notificação do tipo inicial, o agente regulado deve enviar notificação final em até 2 (dois) dias úteis após o retorno à normalidade.

7. METODOLOGIAS DE ESTIMATIVA DOS VOLUMES

7.1. Sistemas de Medição Fiscal de Petróleo e Gás Natural

7.1.1. Estimativa por Volume Diário Produzido:

7.1.1.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração máxima de 48 (quarenta e oito) horas, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o maior volume diário declarado nos últimos 3 (três) dias anteriores ao evento.

7.1.1.2. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração máxima de 48 (quarenta e oito) horas, e quando no cálculo da produção de petróleo ou gás natural, o ponto de medição em falha contribuir com volume a ser subtraído do volume total de produção, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o menor volume diário declarado nos últimos 3 (três) dias anteriores ao evento.

7.1.1.3. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 48 (quarenta e oito) horas e inferior a 120 (cento e vinte) horas, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o maior volume diário declarado nos últimos 30 (trinta) dias anteriores ao evento.

7.1.1.4. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 48 (quarenta e oito) horas e inferior a 120 (cento e vinte) horas, e quando no cálculo da produção de petróleo ou gás natural, o ponto de medição em falha contribuir com volume a ser subtraído do montante total de produção, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o menor volume diário declarado nos últimos 30 (trinta) dias anteriores ao evento.

7.1.1.5. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 120 (cento e vinte) horas e inferior a 240 (duzentos e quarenta) horas, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o maior volume diário declarado nos últimos 90 (noventa) dias anteriores ao evento.

7.1.1.6. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 120 (cento e vinte) horas e inferior a 240 (duzentos e quarenta) horas, e quando no cálculo da produção de petróleo ou gás natural, o ponto de medição em falha contribuir com volume a ser subtraído do montante total de produção, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o menor volume diário declarado nos últimos 90 (noventa) dias anteriores ao evento.

7.1.2. Estimativa por Balanço Volumétrico

7.1.2.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural onde for possível estimar o volume através de balanço volumétrico composto por pontos de medição operacionais, de apropriação ou fiscais, a estimativa deve ser feita levando em consideração a incerteza das medições operacionais, como segue:

$$EPMF = ProdPMO + U(ProdPMO) - ProdPMF$$
$$e U(ProdPMO) = (\text{Somatório de } (Y_i)^2)^{1/2} \cdot IMPO$$

Onde:

EPMF=Estimativa de Volume para o ponto de Medição Fiscal em Falha

ProdPMO=Produção Calculada através dos pontos de medição operacionais.

U(ProdPMO)=Incerteza relativa à ProdPMO.

ProdPMF=Produção Calculada através dos pontos de medição fiscais excluindo-se o ponto da estimativa.

Y_i = Volume do ponto de medição operacional utilizado no cálculo da produção ProdPMO.

IMPO = incerteza máxima permitida para a medição operacional (2% para petróleo e 3% para gás natural).

7.1.2.2. Os volumes das medições operacionais não devem ser corrigidos por fatores como de encolhimento. Deve ser calculado o volume bruto corrigido e volume líquido quando aplicável.

7.1.2.3. Para medição fiscal de gás natural, quando não houver medição operacional disponível para efetuar o balanço nos termos de 7.1.2.1, deverá ser utilizado o cômputo da produção através da RGO dos poços da instalação, desde que estas RGO se mostrem estáveis. Desta maneira a estimativa de volume será:

$$EPMF = ProdRGO \cdot 1,03 - ProdPMF$$

Onde:

EPMF=Estimativa de Volume para o Ponto de Medição Fiscal em Falha.

ProdRGO=Produção Calculada através da maior RGO registrada nos últimos 3 testes de cada poço da instalação.

Prod PMF=Produção calculada através dos pontos de medição fiscais excluindo-se o ponto da estimativa.

7.1.3. Estimativa por Medição Corrigida

7.1.3.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural em que for possível determinar a incerteza de medição, e esta for superior ao limite estabelecido, os volumes deverão ser corrigidos com base na incerteza adicional, que excede ao limite.

7.1.4. Em casos de eventos de falhas presumidas por variação do fator do medidor em relação ao da calibração imediatamente anterior superior a 0,25%, conforme o item 9.4.5.5 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013; considerando que FCN é o Fator de Calibração Atual, e FCO é o Fator de Calibração Anterior, e FC é o Fator de Correção, teremos as seguintes situações:

7.1.4.1. Para o caso de FCN > FCO, será calculado o FC através da seguinte relação $FC = FCN/FCO$, e os volumes do período compreendido entre a aplicação do

FCN e a aplicação do FCO devem ser multiplicados pelo FC.

7.1.4.2. Para o caso de $FCN < FCO$, os volumes referentes ao período compreendido entre a aplicação do FCN e a aplicação do FCO poderão ser corrigidos mediante autorização prévia da ANP, e solicitação formal do agente regulado, contendo no mínimo os seguintes documentos:

- a) Certificado de Calibração referente ao FCN;
- b) Certificado de Calibração referente ao FCO;
- c) Boletins Diários de Produção do período envolvido;
- d) Tabela consolidada dos volumes de petróleo e/ou gás natural, medidos por dia e por ponto de medição no período envolvido; e
- e) Tabela com os volumes de petróleo e/ou gás natural, medidos por dia e por ponto de medição no período envolvido com a aplicação do FCO e do FCN.

7.2. Sistemas de Medição de Apropriação Contínua de Petróleo e Gás Natural

7.2.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição de apropriação contínua que tiverem duração máxima de 48 (quarenta e oito) horas, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro a média dos volumes diários declarados nos últimos 3 (três) dias anteriores ao evento.

7.2.2. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição de apropriação contínua que tiverem duração superior a 48 (quarenta e oito) horas e inferior a 120 (cento e vinte) horas, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro a média dos volumes diários declarados nos últimos 30 (trinta) dias anteriores ao evento.

7.2.3. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição de apropriação contínua que tiverem duração superior a 120 (cento e vinte) horas e inferior a 240 (duzentos e quarenta) horas, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro a média dos volumes diários declarados nos últimos 90 (noventa) dias anteriores ao evento.

7.3. Sistemas de Medição Operacional do Gás Natural Queimado/Ventilado

7.3.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição operacional do gás natural queimado/ventilado que tiverem duração máxima de 48 (quarenta e oito) horas, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o maior volume diário declarado nos últimos 3 (três) dias anteriores ao evento.

7.3.2. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição operacional do gás natural queimado/ventilado que tiverem duração superior a 48 (quarenta e oito) horas e inferior a 120 (cento e vinte) horas, o volume produzido durante o período da falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o maior volume diário declarado nos últimos 30 (trinta) dias anteriores ao evento.

7.3.3. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição operacional do gás natural queimado/ventilado que tiverem duração superior a 120 (cento e vinte) horas e inferior a 240 (duzentos e quarenta) horas, o volume produzido durante o período da

falha deverá ser estimado, adotando-se como parâmetro o maior volume diário declarado nos últimos 90 (noventa) dias anteriores ao evento.

7.4. Quando do envio da Notificação de Evento de Falha, as estimativas apresentadas deverão conter indicação clara da vazão média utilizada nos cálculos, expressa em ao menos uma das unidades de medida previstas no item 3 deste Regulamento.

7.5. Sempre que houver necessidade de se indicar a vazão média utilizada na estimativa para períodos de tempo inferiores a 24 (vinte e quatro) horas, esta deverá ser calculada, proporcionalmente, a partir do respectivo volume diário utilizado como referência, nos termos dos itens 7.1, 7.2 e 7.3 deste Regulamento.

7.6. Quando não for possível a aplicação das metodologias descritas nos itens 7.1, 7.2 e 7.3, o agente regulado deve apresentar sua proposta de metodologia de estimativa dos volumes na notificação de evento de falha, contendo a justificativa para a solicitação que demonstre a inviabilidade técnica da aplicação das metodologias preestabelecidas.

7.7. Quando para determinado período for possível estimar o volume do ponto de medição fiscal em falha através de mais de uma das metodologias indicadas nos itens 7.1.1, 7.1.2 ou 0, o agente regulado deverá adotar a metodologia que resulte em maior volume de produção para a instalação.

7.8. A ANP poderá adotar outros prazos e estimativas além dos previstos neste Regulamento sempre que identificar a existência de indícios de que os volumes produzidos superaram os valores estimados pelas metodologias previamente indicadas.

8. TEMPO DE PERMANÊNCIA EM EVENTO DE FALHA

8.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal e de apropriação de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 240 (duzentos e quarenta) horas, deve-se interromper a utilização do ponto de medição em falha.

8.2. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição operacional do gás natural queimado/ventilado que tiverem duração superior a 240 (duzentos e quarenta) horas, deve-se interromper a utilização do ponto de medição em falha.

8.3. Na hipótese de ocorrência de falhas de medição fiscal e de apropriação de petróleo e gás natural, bem como de medição operacional do gás natural queimado/ventilado, que tiverem duração superior a 240 (duzentos e quarenta) horas, sem prejuízo do disposto nos itens 8.1 e 8.2, o agente regulado poderá, em caráter excepcional, encaminhar solicitação de autorização para permanência em operação do ponto de medição em falha, a qual deverá estar acompanhada de um plano de ação contendo, no mínimo, as justificativas para permanência em falha, um cronograma indicando todas as etapas para solução do problema e a previsão de retorno à normalidade.

8.3.1. A solicitação de que trata o item anterior, a critério da ANP, poderá resultar em autorização de caráter precário, com prazo determinado, a qual conterá as condicionantes mínimas a serem respeitadas durante o período autorizado, incluindo a metodologia a ser aplicada para estimativa dos volumes medidos, respeitado o disposto

no item 7.8 deste Regulamento.

8.4. Para o intervalo de tempo de permanência de evento de falha, compreendido nos itens 7.1, 7.2 e 7.3, será considerado o somatório dos eventos de falha dos últimos 30 (trinta) dias anteriores à notificação de evento de falha do ponto de medição.

9. PROCEDIMENTO DURANTE CALIBRAÇÕES

9.1. Nas medições fiscais, de apropriação e operacionais de gás queimado/ventilado, os instrumentos de pressão estática e temperatura poderão ser retirados para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 (quarenta e oito) horas, desde que neste período os valores utilizados para essas variáveis sejam mantidos os mesmos obtidos imediatamente antes da retirada dos instrumentos.

9.1.1. Quando o período for superior a 48 (quarenta e oito) horas, ou não houver a possibilidade de se manter os valores fixados conforme item 9.1, deverá ser emitida notificação de evento de falha.

9.2. Nas medições fiscais e de apropriação, os instrumentos de pressão diferencial poderão ser retirados para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 (quarenta e oito) horas, desde que neste período os valores utilizados para essa variável sejam mantidos como a maior média ponderada diária da pressão diferencial dos 30 (trinta) dias anteriores à retirada do instrumento.

9.2.1. Quando o período for superior a 48 (quarenta e oito) horas, ou não houver a possibilidade de se manter os valores fixados conforme item 9.2, deverá ser emitida notificação de evento de falha.

9.3. Nas medições fiscais de gás queimado/ventilado e operacionais de gás queimado/ventilado que utilizem medidor ultrassônico, o medidor primário poderá ser retirado para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 (quarenta e oito) horas, desde que neste período os volumes utilizados para esse ponto de medição sejam considerados como a maior média diária do volume dos 30 (trinta) dias anteriores à retirada do medidor.

9.4. Será permitida a utilização de trecho de medição sem certificação por até 72 horas, para que se providencie certificação do trecho ou substituição por outro certificado, devendo a utilização do mesmo ser declarada através de Notificação de Evento de Falha. Excedendo-se o prazo de 72 horas deve-se interromper a utilização do ponto de medição com trecho sem certificação.

10. ANÁLISE DAS NOTIFICAÇÕES DE EVENTOS DE FALHAS

10.1. A ANP analisará as notificações de eventos de falha recebidas, e o resultado dessas análises será informado ao agente regulado em até 90 (noventa) dias após o término do mês de registro de seu recebimento da notificação de evento de falha.

10.2. O agente regulado deve realizar as providências necessárias ao receber o resultado da análise das notificações de eventos de falha, na forma e prazo estabelecidos pela ANP.

11. GESTÃO DOS EVENTOS DE FALHAS

11.1. O agente regulado deve aplicar um modelo de sistema de gestão de forma a reduzir a probabilidade de ocorrência de falhas, bem como tomar ações visando evitar a repetição de falhas já ocorridas para um mesmo cenário.

11.2. Deve ser enviado para a ANP, até o dia 31 de março de cada ano, um relatório contendo o resultado da aplicação do modelo de sistema de gestão dos eventos de falha, analisando todos os eventos de falhas ocorridos no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano anterior.

11.2.1. O relatório de análise dos eventos de falhas deve conter no mínimo:

a) número dos eventos de falhas por instalação, por fluido e ponto de medição, durante cada mês e no ano;

b) tempo médio entre falhas e tempo médio em falha, por instalação, por fluido e por ponto de medição, durante cada mês e no ano;

c) principal tipo de evento ocorrido nos diferentes pontos de medição por instalação; e

d) ações realizadas e planejadas para a mitigação dos principais eventos de falhas.

11.2.2. A ANP acompanhará as ações planejadas para a mitigação dos eventos de falha relatadas pelo agente regulado, podendo solicitar a inclusão de outras ações que julgar pertinente.

12. FISCALIZAÇÃO

12.1. A ANP fiscalizará os eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo nas medições de petróleo e gás natural. Todos os documentos objeto deste Regulamento devem ser preservados para fins de auditoria por período mínimo de dez anos, devendo ser garantida a sua veracidade.

12.2. Os documentos indicados neste Regulamento devem ser disponibilizados para a ANP quando solicitados.

12.3. Os instrumentos, equipamentos e pessoal de apoio, necessários para a realização das fiscalizações devem ser providos pelo agente regulado, sem ônus para a ANP.

12.4. A ANP pode solicitar, a qualquer tempo, informações e documentos necessários à fiscalização.

RETIFICAÇÃO

Na Resolução ANP nº 18, de 27 de março de 2014, publicada no DOU de 01/04/2014, seção 1, página, 94, no item 7.1.2.1 do Regulamento Técnico, onde se lê: “U(ProdPMO) = (?)(Yi)2)1/2*IMPO”, leia-se: “U(ProdPMO) = (Somatório de (Yi)2)1/2*IMPO”.

Publique-se

LUCIANA GONÇALVES DE MATTOS VIEIRA
Secretária Executiva

Download: Retificação ANP

Este texto não substitui o publicado no Diário Oficial da União.