**CAMPOS DE PEQUENAS ACUMULAÇÕES**

**Regulamento Técnico de Medição (RTM) – Resolução Conjunta ANP/Inmetro n° 1/2013**

3. DEFINIÇÕES

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 nº 12.351/2010.

7. APLICABILIDADE DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

7.1. Medição Fiscal

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

7.1.13. 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

7.2.1.1. 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.

7.3. 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 8 deste Regulamento e aplicadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subseqüentes.

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.

8. AMOSTRAGEM DE FLUIDOS

8.1. Amostragem de petróleo

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.

8.2. Amostragem de Gás

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.

**Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição - Resolução ANP n° 18/2014**

6. ENVIO DAS NOTIFICAÇÕES DE EVENTOS DE FALHA

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.

**Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação – Resolução ANP n° 65/2014**

5. DADOS E INFORMAÇÕES DE PRODUÇÃO E MOVIMENTAÇÃO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E ÁGUA

5.3. Os campos cuja produção seja medida de maneira não compartilhada e não ultrapasse, na média mensal, 15 m³/d (quinze metros cúbicos por dia) de petróleo e 5.000 m³/d (cinco mil metros cúbicos por dia) de gás natural, poderão prescindir do envio dos dados e informações dos sistemas de medição de produção e movimentação de petróleo, gás natural e água, desde que previamente autorizados pela ANP. (Redação dada pela Resolução ANP nº 737 de 27.7.2018 - DOU 30.7.2018 - Efeitos a partir de 31.7.2018)

5.3.1-A. Para campos cuja produção seja medida de maneira compartilhada, a autorização prevista no item 5.3 só poderá ser concedida caso a produção de cada um dos campos compartilhados entre si não ultrapasse, na média mensal, 15 m³/d (quinze metros cúbicos por dia) de petróleo e 5.000 m³/d (cinco mil metros cúbicos por dia) de gás natural. (Acrescentado pela Resolução ANP nº 737 de 27.7.2018 - DOU 30.7.2018 - Efeitos a partir de 31.7.2018)