



Nota Técnica nº 033/2015/NFP

Rio de Janeiro, 4 de abril de 2015

1 OBJETIVO

Apresentar para apreciação da Diretoria Colegiada da ANP a minuta de nova resolução que estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na utilização de medição de fluido multifásico para apropriação de petróleo, gás natural e água.

2 REFERÊNCIA NORMATIVA

A medição fiscal de petróleo e gás natural tem como base legal a Lei nº 9.478/97, que dispõe sobre a política energética nacional, e à qual se seguem preceitos que dão suporte às ações de monitoração realizadas por este Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural.

A referência normativa de embasamento aos processos de regulação da medição e, por conseguinte, ao presente processo administrativo, consiste no Decreto nº 2.705/99, na Portaria Conjunta ANP/Inmetro, nº 01/2000, na Resolução Conjunta ANP/Inmetro, nº 01/2013 e na Portaria ANP nº 69/2011, mais especificamente nos artigos e itens abaixo descritos:

2.1 Decreto nº 2.705/99

O Decreto nº 2.705, de 4 de agosto de 1998, estabeleceu as diretrizes para a medição dos volumes produzidos de petróleo e gás natural, conforme verifica-se a seguir:

“Capítulo III

Da medição dos volumes de produção

Art. 4º. A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados



periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP, no que se refere:

I - à periodicidade da medição;

II - aos procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos;

III - à frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados;

IV - às providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de Petróleo e Gás Natural efetivamente recebida pelo concessionário, não obstante quaisquer documentos já emitidos sobre o assunto, inclusive os boletins de medição e os boletins mensais de produção de que tratam os arts. 5º e 6º deste Decreto.

Art. 5º. A partir da data de início da produção de cada campo, o concessionário manterá sempre, de forma completa e acurada, boletins de medição do petróleo e gás natural produzidos nesse campo, contendo as vazões praticadas e a produção acumulada.

Art. 6º. Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento.

Parágrafo único. Os boletins referidos neste artigo serão elaborados com base nos boletins de medição e estarão sujeitos às correções de que trata o inciso IV do art. 4º deste Decreto.”(grifos nossos)

2.2 Portaria ANP/Inmetro nº 01/2000

Para dar cumprimento às diretrizes dispostas no Decreto nº 2.705/99, foi emitida a Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1, em 19 de junho de 2000. Essa norma veio estabelecer



os requisitos mínimos para a medição de petróleo e gás natural, conforme se verifica em seu artigo primeiro:

“Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.” (grifos nossos)

2.3 Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 01/2013

Revisando a Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2000, e ainda para dar cumprimento às diretrizes dispostas referem o Decreto n.º 2.705/99, a Lei n.º 12.276/2010 e a Lei n.º 12.351/2010, foi emitida a Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, em 10 de junho de 2013. Essa norma veio estabelecer os requisitos mínimos para a medição de petróleo e gás natural, conforme se verifica em seu artigo primeiro:

“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.” (grifos nossos)

2.4 Portaria ANP nº 69/2011

De acordo com a Portaria ANP nº 69, de 6 de abril de 2011, compete ao Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção:

“Art. 43 Compete ao Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção:

I - fiscalizar os sistemas de medição nas instalações de petróleo e gás natural;

II - fiscalizar a movimentação de petróleo e gás natural nas instalações de embarque e desembarque referentes às estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural;



III - propor a regulamentação técnica, os procedimentos e as diretrizes relativos à medição da produção de petróleo e gás natural, em conjunto com as demais instituições governamentais competentes;

IV - verificar a integridade dos dados de produção fornecidos pelos concessionários;

V - analisar o desempenho técnico-operacional dos concessionários, buscando estabelecer referências para o controle e a medição da produção, no que se refere a padrões operacionais;

VI - monitorar os níveis de queima de gás natural e fiscalizar o cumprimento das regras relativas aos limites autorizados;

VII - analisar e prover parecer sobre a adequação de procedimentos dos concessionários em situações de falha dos sistemas de medição e no tocante às exceções do Regulamento Técnico de Medição.”(grifos nossos)

Resta, pois, evidenciada a competência legal deste Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural para propor a edição de nova resolução que regulamente itens do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta nº 1/2013.

3 HISTÓRICO

A Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, de 10 de junho de 2013, que entrou em vigor em 10 de dezembro de 2013, estabelece os seguintes requisitos:

“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.

(...)

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. ”(grifos nossos)



Em 21 de junho de 2013, foi enviado a todos os concessionários o Ofício-Circular nº 002/2013/NFP-ANP que teve como assunto a Regulamentação da Utilização de Medição Multifásica na Medição de Apropriação de Petróleo e Gás Natural.

De modo a efetuar essa regulamentação, foi encaminhado em anexo ao ofício-circular supracitado, um questionário que pontuou temas centrais, para a obtenção de sugestões dos agentes envolvidos:

Questionário para diagnóstico sobre a elaboração do regulamento de utilização de medição multifásica na apropriação de petróleo, gás natural e água
Nome da Empresa / Instituição:
1. A operadora entende ser necessária e importante a regulamentação, por parte da ANP, da utilização de medição multifásica na apropriação de petróleo, gás natural e água?
2. A operadora pretende utilizar a medição multifásica para a apropriação de petróleo, gás natural e água em seus projetos de desenvolvimento e produção?
3. Qual o benefício esperado pela operadora na utilização de medição multifásica na apropriação de petróleo, gás natural e água? Descrever os possíveis benefícios técnicos e financeiros.
4. Quais os projetos de desenvolvimento e produção são fortes candidatos, na visão da operadora, para a aplicação de medição multifásica na medição de apropriação de petróleo, gás natural e água? Descrever quais os pontos determinantes para a avaliação da medição multifásica.
5. Qual a composição de fluido multifásico, na visão da operadora, é candidata para a aplicação de medição multifásica? Descrever as faixas de aplicação para RGO, BSW, viscosidade, salinidade, etc.
6. Qual a importância para a operadora de possuir um separador de testes na instalação? Descrever o(s) motivo(s).
7. A medição multifásica significaria a eliminação da necessidade de possuir um separador de testes na instalação? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s).
8. Considerando que é de extrema importância para a medição multifásica à correta caracterização do fluido a ser medido, como deve ser realizada a caracterização do fluido multifásico?
9. Com que frequência deve ser realizada a caracterização do fluido multifásico?
10. Que tipo de evento implicaria na realização de nova caracterização do fluido multifásico?
11. A periodicidade da caracterização depende do ponto de aplicação da medição multifásica?
12. Considerando ser de extrema importância a validação dos resultados obtidos da medição multifásica, como realizar a validação, ou comparação com padrão, dos volumes medidos na medição multifásica? Descrever as possibilidades de validação ou comparação com padrão.



13. Quais os limites de incerteza/erro, para cada fluido, são admissíveis, na visão da operadora, para a medição multifásica na medição de apropriação de petróleo, gás natural e água, e na medição operacional?
14. O que a operadora considera que deve ser realizado quando os limites aceitáveis de incerteza/erro, para cada fluido, são ultrapassados?
15. Quais as ações serão realizadas em caso de indisponibilidade temporária e permanente da medição multifásica?
16. A operadora considera a possibilidade de utilizar a medição multifásica, na apropriação dos volumes produzidos, em conjunto testes de poços convencionais, ou seja, realizados nos separadores ou tanques de teste?
17. Qual o possível impacto na apropriação dos volumes produzidos com a utilização de medição multifásica com testes de poços convencionais?
18. A operadora considera importante ter redundância para os instrumentos secundários nos medidores multifásicos <i>subsea</i> ?
19. Na visão da operadora, existem parâmetros de configuração sobre a constituição física dos medidores multifásicos que devem ser acompanhados? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s).
20. Qual o período médio de comissionamento de um medidor multifásico? Exemplificar.
21. Qual o custo de substituição, ou reparo, de um medidor multifásico <i>subsea</i> e <i>top side</i> ? Descrever o custo das operações necessárias para a troca ou reparo, além do custo do medidor propriamente dito.
22. Qual o período máximo para a substituição de um medidor multifásico <i>subsea</i> e <i>top side</i> não operacional a partir da sua indisponibilidade? Se existirem diferentes cenários na realidade <i>subsea</i> ou <i>top side</i> descrever as diferenças e os períodos máximos em cada realidade.
23. Nos testes de poços convencionais, realizados nos separadores ou tanques de testes, qual a incerteza dos potenciais de produção determinados de petróleo, gás natural e água?

Em resposta ao Ofício-Circular nº 002/2013/NFP-ANP, 11 (onze) Operadoras, relacionadas a seguir, apresentaram formalmente suas contribuições, detalhadas no item 4 desta Nota Técnica::

- ✓ Alvopectro (identificação do documento: OF.SSA 055/13), fls. 236;
- ✓ BP Energy do Brasil Ltda. (identificação do documento: BP/PPR-049/2013), fls. 238/245;
- ✓ Genesis 2000. (identificação do documento 08.07/2013), fls. 253;
- ✓ Shell Brasil Petróleo Ltda. (identificação do documento: SBEP-CX-971/13), fls. 255/258;

X



- ✓ Cheim Petróleo & Gás. (identificação do documento CPG\CARTA nº:044/2013), fls. 260;
- ✓ Repsol Sinopec Brasil S.A. (identificação do documento: 00000-RSB-IM-13-OCS-001) fls. 262/263;
- ✓ Gran Tierra Energy Brasil Ltda. (identificação do documento: GTEB_ANP_130/2013), fls. 265/266;
- ✓ Chevron Brasil Upstream Frade Ltda. (identificação do documento: BD-REGU-0101/13), fls. 268/274;
- ✓ OGX Petróleo e Gás S.A. (identificação do documento: OGX/E&P nº 479 de 09/08/2013), fls. 279/282;
- ✓ Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. (identificação do documento: SBR-PA-ANP-L-00865/13) fls. 284/289;
- ✓ Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras (identificação dos documentos: E&P-ENGP 0012/2013, fls. 247/251v, e E&P-ENGP 0027/2013, fls. 291/312v);

4 RESPOSTAS AO OFÍCIO-CIRCULAR Nº 002/2013/NFP-ANP

Apresentamos a seguir um resumo das respostas ao questionário dos concessionários mencionados:

Pergunta nº 1: A operadora entende ser necessária e importante a regulamentação, por parte da ANP, da utilização de medição multifásica na apropriação de petróleo, gás natural e água?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende a necessidade e a importância da existência de uma regulamentação na utilização dos medidores multifásicos de apropriação, uma vez que a medição dos volumes apropriados deve ser garantida metrológicamente pelo sistema de medição."*

SHELL: *"A Shell entende ser de fundamental importância a regulamentação do uso de medidores multifásicos, considerando os padrões da indústria internacional, acompanhando seus avanços tecnológicos."*

X



A aplicação dos medidores multifásicos nos projetos de produção de petróleo tem impacto direto nos seguintes fatores:

- Custo: viabilizariam projetos não economicamente viáveis, por exemplo, através da redução do número de linhas de escoamento submarinas; e

- Produção: os medidores multifásicos possibilitam um monitoramento em tempo real das condições de escoamento submarina, facilitando a otimização da produção. Ainda, reduz o volume de perda de produção associado a realização de testes de poço por diferença."

REPSOL: *"Sim, entendemos a necessidade de regulamentar esse tipo de dispositivos."*

GRAN TIERRA: *"Resposta positiva."*

CHEVRON: *"Sim, regulamentação clara e unificada para o uso de medidores de vazão multifásicos é importante para as operadoras. Uma vez que as configurações das plantas de processo e os tipos e a localização de sistemas de medição são aspectos definidos anos antes do primeiro óleo, espera-se que esta regulamentação aperfeiçoe o processo de aprovação da filosofia de medição em futuros projetos."*

OGX: *"Sim. A OGX entende que quanto mais opções de instrumentos e possibilidades de medição, melhor são as tomadas de decisões que agreguem o melhor custo/benefício para o projeto e a operação."*

STATOIL: *"A regulamentação da medição multifásica para apropriação é uma oportunidade de adicionar valor à cadeia produtiva, pois permite uma maior eficiência na produção de petróleo e gás natural. Para assegurar a regulamentação de um sistema robusto de medição multifásica, aspectos como análise de custo/benefício; medição e análise de confiabilidade; critérios de redundância e back-up e sistemas de verificação devem ser contemplados pela referida regulamentação."*

PETROBRAS: *"Sim, é muito importante. Abaixo serão enunciados argumentos que comprovam tal afirmação."*



Primeiramente, no caso subsea, cabe ressaltar que a tecnologia de medição multifásica está intimamente associada às malhas de coleta (subsea) com concentradores da produção (manifolds). Em tais malhas de escoamento, o “roteamento” da produção de um poço para um separador de teste pode ser inviável tecnicamente (por questões de garantia de escoamento, complexidade no projeto dos equipamentos para permitir tais manobras ou inviabilidade econômica).

É muito importante para o operador ter liberdade na escolha das melhores soluções tecnológicas para as malhas de escoamento de um campo, sem riscos associados ao processo de aprovação em processo futuro. O emprego de malhas de coleta mais sofisticadas pode vir a ser um fator de viabilização técnica e econômica de campos.

A falta de um regulamento inibe o operador em utilizar medidores multifásicos para a apropriação da produção, pois consiste de um fator de risco. Além disso, é importante que o regulamento seja convergente com as exigências impostas por outros órgãos reguladores (e.g. Regulamentos do Inmetro).

Deve-se também ressaltar que, apesar de o atual regulamento permitir o uso de medidores multifásicos para apropriação da produção perante a aprovação da ANP, o nível de detalhamento exigido para tal aprovação é incompatível com o prazo de implantação dos projetos. Por exemplo, os desenhos dos instrumentos, marca e modelo de instrumento e detalhes dos equipamentos submarinos, que geralmente são exigidos para aprovação do sistema de medição, só estarão disponíveis em fase avançada da implementação do projeto, após ter firmado os contratos de fabricação – neste caso, uma não aprovação ou exigência de modificação teria grandes impactos econômicos e de prazo.

Um outro aspecto é a qualidade da medição. Em sistemas de coleta com concentradores de produção (manifold), quando um poço é “roteado” para um separador de teste, este escoar em uma condição diferente (condição de pressão e temperatura diferentes, dado que o poço escoar isoladamente por uma linha de teste).

Neste sentido, um medidor multifásico, que mede em condição operacional o fluxo deste poço, estará provendo dados da condição real de escoamento.

X



Para os campos terrestres a necessidade da regulamentação da medição multifásica é grande, para poder viabilizar a operação de muitos poços produtores. As condições de produção dos poços muitas vezes prejudicam o uso de sistemas convencionais de medição já aprovados para as exigências do Regulamento Técnico de Medição aprovado pela Portaria Conjunta nº 001 ANP/Inmetro (RTM), tornando-os tecnicamente e economicamente inviáveis. O uso de medidores multifásicos para estes casos se torna a única opção possível. Seguem alguns exemplos:

- Poços isolados com baixa produtividade de gás: Alguns poços que produzem para tanques em área isolada, com o gás produzido sendo ventilado e o líquido, óleo e água, transportados por carretas para as estações coletoras. Nesse caso, apenas a produção de líquido é testada. Para testar o volume de gás produzido é necessário utilizar um separador de testes móvel próximo ao poço, pois é necessário separar o gás para o medidor. Como estes poços possuem baixa produção de gás, não é possível operar o separador de testes, que necessita ser pressurizado com gás natural em vazão suficiente.

- Poços isolados de óleo pesado com injeção de vapor: Em alguns casos, a temperatura de operação na condição próxima à cabeça do poço pode chegar a valores de até 200°C no início de produção, após novo ciclo de injeção de vapor. Nesse caso, o uso de um separador móvel seria economicamente inviável, mesmo com uma alta vazão de gás e de óleo.

- Poços interligados às estações coletoras, mas em local distante: Em alguns casos, os poços devem ser testados por sistemas próximos a cabeça do poço, pois um possível alinhamento dos mesmos para a linha de teste, com o objetivo de realizar o teste no separador da estação coletora, aumenta consideravelmente a perda de carga e conseqüentemente ocorre grande redução da produção. Além desse problema, existem muitos poços para serem testados e isso prejudica o uso dos separadores de teste das estações coletoras. Essa situação é agravada nos casos dos poços com baixa produção de óleo e gás. O uso de tanques de teste próximos aos poços não possibilita medir a vazão de gás.

Além disso, os separadores moveis possuem um elevado custo, por ser um sistema bastante complexo. Alguns aspectos operacionais prejudicam o seu uso para essa finalidade;



1. *Necessidade de um grande número de profissionais, no mínimo quatro operadores.*
2. *Elevado tempo de mobilização e desmobilização, superior a 12 horas, o que também prejudica a frequência de testes. Para os medidores multifásicos este tempo é reduzido para algo em torno de 3 horas.*
3. *Queima de todo o gás durante a realização do teste do poço.*

- Poços interligados às estações coletoras, mas com baixa vazão de óleo e gás: Em condições de vazão de gás muito baixas, as placas de orifício não são aplicáveis e o uso de outros princípios de medição, como os medidores de deslocamento positivo são descartados pela necessidade de calibração em laboratório externo e também pelas características do gás úmido. Este problema ocorre principalmente nos poços que passam por ciclos de injeção de vapor e operam em elevadas temperaturas".

Análise das Respostas: Todas as operadoras, que enviaram resposta, entendem ser importante a regulamentação da utilização de medição multifásica na apropriação de petróleo, gás natural e água. Consideramos também necessária e importante a regulamentação da operacionalização do disposto nos itens 6.5 e 7.2.7.4 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, bem como estabelecer alguns outros pontos sobre a matéria.

A minuta de resolução, bem como o regulamento anexo a esta, tratam desta questão.

Pergunta nº 2: A operadora pretende utilizar a medição multifásica para a apropriação de petróleo, gás natural e água em seus projetos de desenvolvimento e produção?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil atualmente utiliza o sistema de medição multifásica na apropriação dos fluidos do Campo de Polvo. O medidor multifásico instalado top side na plataforma Polvo-A, é do fabricante Roxar e modelo MPFM 1900VI.*

Nos projetos de desenvolvimento e produção a BP Energy do Brasil pretende seguir utilizando a medição multifásica como opção para apropriação de petróleo, gás natural e água."



SHELL: *"Sim. A Shell já utiliza a medição multifásica no Parque das Conchas e pretende utiliza-la nas outras fases do mesmo projeto. Adicionalmente, a partir da publicação da legislação, a utilização dos medidores multifásicos será revista para outros projetos, tendo em vista a relação custo x benefício."*

REPSOL: *"É uma alternativa considerada em alguns casos, mediante a avaliação econômica e de desempenho operacional."*

GRAN TIERRA: *"Positiva, caso seja autorizado pela agência."*

CHEVRON: *"Depende. Em futuros projetos a operadora pode considerar o uso de medidores de vazão multifásicos para apropriação de óleo, mas ainda não há clara definição. Apesar de que os medidores de vazão multifásicos não são atualmente usados para apropriação no FPSO Frade. Um possível exemplo de um futuro desenvolvimento pode ser uma interligação submarina onde os medidores de vazão multifásicos podem ser usados na apropriação da produção de novos campos antes de combinar com a produção de campos existentes se a posse e/ou os pagamentos de royalties dos dois campos são diferentes."*

OGX: *"A OGX entende que depende do cenário de aplicação. É questão de viabilidade técnica e análise econômica. No momento não temos nenhum projeto, mas a opção de utilizar um medidor multifásico traria benefícios em unidades do tipo WHP que não possuem planta de processo e separação instalada. Com a instalação de medição multifásica nesse tipo de WHP, não existiria a necessidade de se interligar em separado diversos poços entre a WHP FPSO. A medição multifásica seria bastante viável neste caso."*

STATOIL: *"Atualmente a Statoil possui cerca de 300 sistemas de medição multifásica em operação, incluindo medidores do tipo topside e subsea e pretende continuar utilizando o sistema em projetos de desenvolvimento e produção para os quais a referida solução se apresenta viável do ponto de vista econômico e que represente uma alternativa para adicionar valor à produção."*

PETROBRAS: *"Sim. Um cenário típico de aplicação, conforme respondido em (1), é em sistemas de coleta que utilizem concentradores de produção ou sistemas de separação submarinos. Para a produção terrestre temos cenários de exploração e desenvolvimento da*



produção de campos de óleo pesado e extrapesado, que terão injeção cíclica de vapor, além dos poços com baixas vazões de óleo e gás natural e alto teor de água no óleo."

Análise das Respostas: A exceção da Chevron e OGX, todas as operadoras, que enviaram resposta, pretendem utilizar a medição multifásica como uma opção para a avaliação de desenvolvimento de algum projeto, seja de revitalização de algum campo antigo, como para um novo campo. Apesar das operadoras Chevron e OGX não terem afirmado que utilizarão a medição multifásica, consideram a possibilidade de fazê-lo em momento futuro. Entendemos que a regulamentação representa maior clareza para os objetivos da ANP e os requisitos que devem ser atendidos pelos agentes regulados, e ainda permitirá a utilização da medição multifásica como uma opção de desenvolvimento de acumulações de hidrocarbonetos.

Pergunta nº 3: Qual o benefício esperado pela operadora na utilização de medição multifásica na apropriação de petróleo, gás natural e água? Descrever os possíveis benefícios técnicos e financeiros.

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil considera que os maiores benefícios utilizando a medição multifásica em comparação a outros tipos de medição, são os seguintes:*

- A utilização de uma menor área para a instalação do medidor multifásico offshore, já que outros medidores multifásicos como separador de testes ou tanques separadores de teste, normalmente ocupam um maior espaço na instalação.

- A medição multifásica permite realizar testes de poços com uma maior precisão e um menor tempo.

- O medidor multifásico é um medidor que não requer separação de fluidos para medir os volumes. Comumente os outros medidores separam a corrente multifásica em fluidos individuais para fazer a medição. Após ser realizada a medição, os fluidos são outra vez misturados.



- A utilização do medidor multifásico tem menores custos de manutenção em comparação com os outros tipos de tecnologias. No medidor multifásico a calibração é feita nos sensores, e esta é feita no campo. A calibração de raios gama requer uma calibração anual. Manutenções do sistema elétrico podem ser feitas tanto pelo representante técnico da unidade quanto pelos operadores de manutenção da plataforma de petróleo."

SHELL: *"O maior benefício técnico da utilização de medição multifásica é a redução do erro associado a apropriação da produção aos poços, através da:*

- Leitura constante da vazão dos poços nas condições operacionais. A utilização do resultado de testes de poço realizados em certo período ou em caso de mudanças operacionais insere uma incerteza relacionada a reprodução das condições operacionais, além de não ser clara qual seria a variação das condições operacionais aceitáveis;

- Leitura da produção dos poços de baixa vazão onde a apropriação da produção apenas seria possível baseada em testes por diferença.

No tocante aos benefícios financeiros do uso dos medidores multifásicos, citam-se:

- Redução da necessidade de separador de teste, diminuindo o espaço requerido nas plataformas offshore, que é limitado, diminuindo o custo do projeto, conseqüentemente.

- O uso do medidor multifásico reduz a necessidade de teste de poço, acarretando na diminuição das perdas de produção associadas a teste de poço por diferença."

REPSOL: *"Com uma medição multifásica podem-se projetar arranjos diferenciados para realização de testes de campos produtores."*

GRAN TIERRA: *"Flexibilidade/agilidade na operação de testes; redução de custos com aluguel/manutenção de equipamentos; aumento da segurança operacional."*

CHEVRON: *"Informação de condições de vazão próximas à cabeça do poço no caso de aplicações submarinas, melhoria no monitoramento do desempenho de bombas elétricas submersas, garantia de escoamento em tempo real e otimização da produção, melhor compreensão das vazões de cada fase, melhor modelagem de reservatório e histórico e*

X
[Handwritten signatures]



redução do tempo em que o separador teste fica fora de operação e redução da instabilidade da planta, superação da incapacidade de separação de fases adequadamente no caso de apropriação de óleo pesado são normalmente os benefícios associados aos medidores de vazão multifásicos. Benefícios adicionais para medir uma nova produção de terceiros, direcionada a uma plataforma já em operação, especialmente em projetos de re-desenvolvimento de campos, podem incluir o pequeno espaço e peso da instalação de medição a ser adicionada."

OGX: *"Novamente, é uma questão de análise técnica e econômica. Com a diminuição do número de dutos lançados e das longas distâncias percorridas, a operadora se beneficiaria financeiramente na interligação de uma WHP e um FPSO. De modo geral, os benefícios seriam o custo, manutenção e construção de unidades de produção."*

STATOIL: *"Os benefícios na utilização do sistema de medição multifásico apesentam-se seguir:*

- Medidores multifásicos podem ser uma alternativa atraente para apropriação da produção de terceiros (tie-ins) quando estes forem produzir a partir de sistemas de produção já existentes. A medição multifásica permite a realização da medição do petróleo, gás natural e da água sem a necessidade da separação dos fluidos. Quando comparado aos outros métodos de medição apresenta-se como uma solução compacta e rentável.

- Caso aplicável, medidores multifásicos podem ser instalados individualmente por poço, permitindo uma otimização da produção, por meio de uma melhor caracterização do reservatório e um balanço de massa mais eficiente (elementos fundamentais na aplicação de técnicas de IOR/EOR).

- Para campos de gás natural úmido ou ricos em líquidos o medidor multifásico é geralmente utilizado para monitoramento da produção de água para o controle da formação de hidratos e gerenciamento de corrosões e incrustações, além de permitir a alocação dos hidrocarbonetos por meio do balanço de massas."



PETROBRAS: *"O principal benefício é ter liberdade para projetar a melhor malha de coleta para o campo (viabilizando técnica e economicamente o desenvolvimento do campo, conforme explicado em (1)).*

Outro benefício importante é ter uma medição da produção com qualidade superior. Em sistemas de coleta com concentradores de produção (manifold), quando um poço é "roteado" para um separador de teste, este escoar em uma condição diferente para um separador de teste, este escoar em uma condição diferente (condição de pressão e temperatura diferentes, dado que o poço escoar isoladamente por uma linha de teste). Neste sentido, um medidor multifásico, que mede em condição operacional o fluxo deste poço, estará provendo dados da condição real de escoamento.

Adicionalmente, nos sistemas de coleta com concentradores de produção que empreguem medidores não compartilhados (i.e.: um medidor multifásico por poço), é possível ter a medição contínua. Com a medição contínua, há uma grande melhora na acurácia da medição e torna-se possível adotar políticas mais efetivas de otimização da produção e garantia de escoamento em tempo real que permitem ações proativas na prevenção e mitigação de perdas.

Para os campos terrestres, a medição multifásica possibilita:

- Realizar a medição da vazão de gás natural dos poços terrestres de baixa produção.*
- Testar os poços de óleo pesado em condições de elevada temperatura, devido à injeção de vapor.*
- Viabilização da produção de um grande número de poços de baixa vazão, devido à redução dos custos com os testes.*
- Redução de riscos nos testes de poços de área isolada com a substituição do separador móvel de testes, pois o mesmo possui uma complexa operação, mobilização e desmobilização."*



Análise das Respostas: Concordamos com as observações das respostas recebidas pelas operadoras, entretanto, observamos que a necessidade de um separador de teste ou um separador de produção dedicado é imprescindível quando se utiliza sistemas de medição multifásica.

O sistema de medição de fluido multifásico necessita de uma referência para ser comparado, e internacionalmente, esta referência é um separador de teste ou um separador de produção dedicado.

Pergunta nº 4: Quais os projetos de desenvolvimento e produção são fortes candidatos, na visão da operadora, para a aplicação de medição multifásica na medição de apropriação de petróleo, gás natural e água? Descrever quais os pontos determinantes para a avaliação da medição multifásica.

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que os projetos de produção offshore onde hidratos e parafinas possam ser formados são fortes candidatos a ter medição multifásica, já que podem bloquear completamente a produção submarina de petróleo ou as linhas de escoamento de gás. Este problema é mais agudo a medida que a lâmina de água (LDA) aumenta, em decorrência da baixa temperatura do meio ambiente e das altas pressões. Por tal motivo, deve-se trabalhar em conjunto para minimizar estes problemas a fim de que os volumes produzidos acarretados pela corrente trifásica sejam medidos sem apresentar maiores desvios, no medidor multifásico."*

SHELL: *"Parque das Conchas (BC10) – Viabilidade econômica para desenvolvimento de campos marginais, como Abalone, através da redução da necessidade de linhas e equipamentos submarinos."*

Bijupirá e Salema – Viabilidade econômica de estudos relacionados ao novo reservatório de Bijupirá através de um monitoramento em tempo real e sem interferência de resultados dos outros poços de Bijupirá."



REPSOL: *"Campos marginais que sejam conectados como tie-backs a instalações de terceiros, ou campos satélites de consórcios diferentes conectados à mesma infra-estrutura."*

GRAN TIERRA: *"Desenvolvimento de reservas não convencionais. O ponto determinante é a curta vida produtiva de um poço completado em reservatório não convencional."*

CHEVRON: *"Ainda não há definição clara sobre futuros projetos de desenvolvimento que possam ser candidatos a aplicação de medidores de vazão multifásicos. Mas no caso de futuros projetos envolvendo os seguintes aspectos podem estar sujeitos a estudos de viabilidade na adoção de medidores de vazão multifásicos, como por exemplo:*

- *Apropriação de óleo pesado em emulsão estável com água.*
- *Apropriação de grande quantidade de poços de baixa produção.*
- *Quando variações de curto prazo no water cut são esperados.*
- *Interligações de longas distâncias, onde pode levar muito tempo para que os poços se estabilizem, para que o teste seja feito na plataforma.*
- *Quando a vazão do poço é afetada pela contrapressão (contrapressão quando combinado versus pressão de teste fluído individualmente).*
- *Campos em águas profundas, onde o medidor de vazão multifásico próximo ao poço pode ser economicamente mais efetivo do que uma linha de teste dedicada."*

OGX: *"Não há fortes candidatos. É uma questão de análise técnica e econômica. Outros dois fatores cruciais são a multiplicidade de fornecedores e equipamentos testados e aprovados em campo."*

STATOIL: *"Dentro de sua carteira atual de projetos em fase de desenvolvimento e produção no Brasil, a Statoil não possui nenhum projeto que se enquadre como forte candidato à utilização do medidor multifásico devido à inexistência de soluções tecnológicas eficientes para óleo com alta viscosidade. Entretanto, caso a solução se apresente eficiente para petróleos com propriedades semelhantes ao Campo de Peregrino, a segunda fase de desenvolvimento deste projeto seria um potencial candidato ao uso de tal tecnologia."*



A Statoil está, atualmente, trabalhando na homologação de equipamentos de medição multifásica para petróleo pesado na Noruega e avaliando sua possível implementação em outros projetos de sua carteira. Com base nesta experiência, acredita ser crucial o trabalho conjunto entre o fabricante do medidor multifásico e o operador (detentor do mesmo) para o alcance de melhores resultados na homologação do equipamento."

PETROBRAS: *"Qualquer projeto que considere malha de coleta com concentradores de produção. Esta solução pode ser adotada na fase de desenvolvimento inicial do campo ou desenvolvimento complementar.*

Na fase de desenvolvimento complementar, o uso de concentradores de produção pode permitir acomodar novos poços em sistemas já implantados.

Há também a possibilidade de utilização em outros campos (e.g. campos marginais), podendo ser um fator de viabilização da produção.

Alem disso, conforme descrito em (2), para a produção terrestre temos cenários de exploração e desenvolvimento da produção de campos de óleo pesado e extrapesado, que terão injeção cíclica de vapor, além dos poços com baixas vazões de óleo e gás natural e alto teor de água no óleo."

Análise das Respostas: Concordamos com as observações das respostas recebidas pelas operadoras, e conforme já exposto acima, a utilização de sistemas de medição multifásica permitirá as operadoras a avaliação dessa tecnologia na decisão de desenvolvimento de algumas acumulações de hidrocarbonetos.

Pergunta nº 5: Qual a composição de fluido multifásico, na visão da operadora, é candidata para a aplicação de medição multifásica? Descrever as faixas de aplicação para RGO, BSW, viscosidade, salinidade, etc.

Respostas:

BP: *"Para a BP Energy do Brasil não existe um padrão em termos de propriedades a partir do qual a medição multifásica deva ser feita. No nosso caso a medição multifásica não*



requer que o fluido tenha certas características em relação a suas propriedades, quer dizer que não é necessário calibrar o medidor para faixas particulares de leitura, como por exemplo, diferentes faixas de viscosidade. O medidor multifásico não tem limitação e pode operar em qualquer faixa, sem restrição. O medidor irá funcionar sempre que seja fornecida uma adequada configuração, já que realizar medições de fluido com características diferentes não é problema para o equipamento."

SHELL: *"A maior restrição referente a composição do fluido é de que a mesma seja conhecida, bem caracterizada e constante. A Operadora deve seguir a folha de especificação do fabricante, a qual é bem abrangente, no que tange à compatibilidade de fluidos."*

REPSOL: *"BSW até 95%; RGO a partir de 10%."*

GRAN TIERRA: *"RGO de 50 a 150 m³/m³; BSW de 0 a 30%."*

CHEVRON: *"Ainda não há definição clara sobre os ranges de aplicação de Wet Gas, Water Cut, viscosidade e salinidade que possa ser candidato e a aplicação de medidor de vazão multifásico em projetos futuros irá depender das características do projeto."*

OGX: *"Depende da tecnologia adotada pelo fabricante do equipamento."*

STATOIL: *"Atualmente já é possível contar com utilização de tecnologias que compreendem intervalos de RGO, e BSW entre 0 a 100%, sendo importante o controle da salinidade para produção com altos níveis de BSW."*

PETROBRAS: *"Toda e qualquer composição de fluido multifásico é candidata para aplicação de medição multifásica, incluindo toda a faixa de fração volumétrica de gás. É importante notar que o range de aplicação dos medidores multifásicos é exclusivo de cada projeto e a condição do fluido é determinante para escolha da tecnologia de medição utilizada. Porém, atualmente há medidores para atender a diferentes faixas de aplicação e tipos de fluidos."*

Vale destacar o caso de medição multifásica para óleos extrapesados. Atualmente, a Petrobras está testando um Sistema Móvel de Medição Multifásica (SMMM) para os campos



terrestres do Norte Capixaba, o qual é uma aplicação para óleos pesados. Além desse projeto, segue em anexo um Estudo de Caso na Venezuela, mostrando o desempenho de medidores multifásicos para óleos extrapesados (Anexo 1 – Performance of Multiphase Meter in Extra Heavy Oil (Schlumberger))."

Análise das Respostas: Concordamos que, aparentemente, não existe uma composição de fluido multifásico específica para a aplicação de medição multifásica, pois existe a possibilidade de projetos de medidores para composições específicas a serem utilizadas.

Entretanto, é de conhecimento da indústria a imensa dificuldade em utilizar a medição multifásica para fluidos com alta viscosidade.

Pergunta nº 6: Qual a importância para a operadora de possuir um separador de testes na instalação? Descrever o(s) motivo(s).

Respostas:

BP: *"Para a BP Energy do Brasil a única importância de possuir um separador de teste seria o caso de se obter valores de incerteza menores das que são obtidas atualmente com o medidor multifásico. "*

SHELL: *"Empregando-se a tecnologia multifásica, a Shell não considera importante a instalação de separadores de teste."*

REPSOL: *"Com o separador de teste pode-se avaliar: (i) desempenho individual de cada poço ao longo do tempo. (ii) avaliar um poço produtor novo, visando caracterizar o potencial de produção do mesmo, estabelecendo valores de RGO e BSW."*

GRAN TIERRA: *"Apropriação da produção. Acompanhamento operacional de poços."*

CHEVRON: *"No FPSO Frade a importância do Separador de Teste não se relaciona somente com a apropriação, mas também permite um trem de separação reserva para a manutenção de pelo menos uma produção parcial se a separação primária estiver*



temporariamente fora de operação. E também um meio conveniente de amostrar os fluidos de poços – fases oleosa, gasosa e aquosa."

OGX: *"Permitir a manutenção do separador de primeiro estágio sem perda total de produção e observar o comportamento de um poço sob condições de pressão e temperatura diferentes dos demais poços."*

STATOIL: *"A Statoil, através de uma avaliação multidisciplinar, avalia a necessidade da instalação de um separador de teste em cada um de seus projetos. Em alguns casos opta pela combinação dos dois equipamentos, uma vez que o medidor multifásico não substitui o separador de testes. No entanto, em projetos em que o separador de teste não se mostra uma solução viável do ponto de vista técnico/econômico, a utilização do sistema de medição multifásica em conjunto com métodos de estimativa de vazão, como ESP calculator ou Venturi (top side ou downhole), combinadas com amostragem físicas são fontes importantes de comparação para identificar qualquer tendência de desvio para os medidores multifásicos. Há também oportunidades para a realização de testes ou ensaios múltiplos ou testes de dedução sem um separador de teste, especialmente quando a produção é direcionada para diferentes trens com medição fiscal individual."*

PETROBRAS: *"Na concepção da Petrobras, a existência do separador de testes se faz necessária, pois em alguns casos, a Petrobras utiliza o separador de testes para procedimentos operacionais. Destacam-se alguns:*

- Dissociação e prevenção de hidratos.*
- Procedimentos para partida de poços.*
- Otimização da dosagem de produtos químicos em poços.*

Adicionalmente, o separador de testes é uma opção para a coleta de amostras de fluidos produzidos por cada poço.

Também, em alguns arranjos com medidor multifásico, o projetista pode considerar o uso do separador de teste como possível estratégia de contingência para apropriar a



produção ou verificação do medidor – desde que seja tecnicamente viável para o caso específico.

Contudo, a depender da concepção do projeto, pode-se considerar a eliminação do separador de teste, especialmente se trabalharem exclusivamente com sistemas de coleta com concentradores de produção."

Análise das Respostas: Em sua maioria, as operadoras que responderam ao questionário da ANP, afirmam que é importante a presença de um separador de testes em uma instalação de produção de petróleo e gás natural.

Concordamos com a colocação das operadoras, e conforme relatado na análise das respostas a pergunta nº 3, na utilização de sistemas de medição de fluido multifásico, deve estar presente na instalação um separador de testes ou um separador de produção dedicado para ser utilizado como referência.

Pergunta nº 7: A medição multifásica significaria a eliminação da necessidade de possuir um separador de testes na instalação? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s).

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que a instalação de um medidor multifásico significaria sim a eliminação da necessidade de se ter um separador de testes na instalação, uma vez que é possível obter qualidade metrológica para a medição de apropriação."*

SHELL: *"Sim, a Shell considera que os separadores de teste não seriam necessários. As razões foram explicadas na resposta 3."*

REPSOL: *"A medição multifásica poderia substituir a utilização do separador de teste em uma unidade de produção, mas é necessário estabelecer critérios de redundância. Isso vai depender da confiabilidade do sistema multifásico. Provavelmente seriam mantidos os separadores de teste como back up."*

GRAN TIERRA: *"Sim. O acompanhamento operacional e os testes de apropriação de produção seriam realizados através da medição multifásica."*



CHEVRON: *"Para o FRADE FPSO possivelmente não, pelas razões explicadas na Q#6. Para futuros projetos esta decisão irá depender de uma análise caso a caso."*

OGX: *"Para unidade de produção a OGX acredita que não."*

STATOIL: *"A Statoil, através de uma avaliação multidisciplinar, avalia a necessidade da instalação de um separador de teste em cada um de seus projetos. Em alguns casos opta pela combinação dos dois equipamentos, uma vez que o medidor multifásico não substitui o separador de testes. No entanto, em projetos em que o separador de teste não se mostra uma solução viável do ponto de vista técnico/econômico, a utilização do sistema de medição multifásica em conjunto com métodos de estimativa de vazão, como ESP calculator ou Venturi (top side ou downhole), combinadas com amostragem físicas são fontes importantes de comparação para identificar qualquer tendência de desvio para os medidores multifásicos. Há também oportunidades para a realização de testes ou ensaios múltiplos ou testes de dedução sem um separador de teste, especialmente quando a produção é direcionada para diferentes trens com medição fiscal individual."*

PETROBRAS: *"Não necessariamente, pois conforme explicado em (6), podem existir motivos alheios à apropriação da produção os quais justifiquem a adoção do separador de testes."*

Análise das Respostas: Referenciamos a análise das respostas à pergunta nº 6.

Pergunta nº 8: Considerando que é de extrema importância para a medição multifásica à correta caracterização do fluido a ser medido, como deve ser realizada a caracterização do fluido multifásico?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil utiliza um medidor multifásico da Roxar, e a caracterização dos fluidos é realizada como segue:*

- A caracterização do fluido deve ser realizada obtendo os valores de densidade tanto para o óleo, água e gás, através de análise de PVT realizada anualmente.



- Valores de permissividade do óleo e condutividade da água devem ser obtidos.

Estas propriedades do fluido (caracterização do fluido) fornecem as novas tabelas PVT para cada poço a fim de se obter os volumes de cada uma das fases da corrente trifásica no medidor multifásico, quando for realizado um teste de poço."

SHELL: *"Os medidores multifásicos assim como outras tecnologias de medição, precisam ser configurados com dados de propriedade dos fluidos que sejam representativos. Os arquivos de configuração devem ser preparados com input de análise PVT completa, medições in-situ ou uma combinação de ambos. A amostra topside pode ser retirada de um separador e recombinação."*

REPSOL: *"Sugere-se que a medição multifásica deverá fornecer no mínimo os seguintes parâmetros:*

- Vazão volumétrica, corrigida em função da temperatura e pressão de referência para todas as fases (gás, óleo, água).
- Vazão mássica de todas as fases.
- RGO.
- BSW."

GRAN TIERRA: *"A caracterização do fluido deve ser feita de acordo com o período de medição."*

CHEVRON: *"No caso do Frade FPSO pela coleta de amostras na superfície. Nos projetos futuros ainda não há definição. Bem mais complicado e custoso seria mobilizar um ROV para coletar amostras multifásicas submarinas para análise de fluidos."*

OGX: *"Através de análises físico-químicas do fluido."*

STATOIL: *"Para o funcionamento apropriado do medidor multifásico é importante uma correta caracterização do fluido, em todas suas fases, o que poderá ser feito via coleta de amostras individuais de cada poço produtor ou através de um separador de testes. Dependendo da tecnologia empregada, é possível a detecção de mudanças na propriedade do fluido. O grau de sensibilidade de tal detecção no entanto, dependerá de fatores como o princípio de medição e estratégia de produção, que também terão impacto direto na*



frequência da caracterização do fluido. Uma vez que uma nova zona de produção seja alcançada, torna-se necessária uma nova caracterização de fluido."

PETROBRAS: *"A caracterização deve ser realizada em laboratório, a partir de amostras que, em geral, são coletadas no fundo do poço ou no separador de produção/testes.*

A depender das condições de reservatório e da disposição dos poços envolvidos, pode ser suficiente a realização de amostragem da corrente total proveniente dos poços, na superfície."

Análise das Respostas: As operadoras que responderam a esta pergunta do questionário, de maneira geral, concordam que as amostras do fluido multifásico deve ser coletada no fundo do poço, ou em separadores de produção, ou de teste.

Estamos de acordo com esta conclusão das operadoras, o que reforça a necessidade de um separador de teste ou separador de produção dedicado quando se pretende utilizar sistemas de medição de fluido multifásico.

Pergunta nº 9: Com que frequência deve ser realizada a caracterização do fluido multifásico?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil não entende que é necessária se ter uma caracterização periódica do fluido multifásico. No entanto, a BP Energy do Brasil entende a necessidade de se fazer uma análise de PVT, sempre que suspeitar de alterações das propriedades dos fluidos, atualmente, vem sendo executado um plano de análise anual para esta confirmação."*

SHELL: *"A caracterização do fluido multifásico deve ser realizada quando: (i) for detectada uma variação das propriedades do reservatório, (ii) há novo dado PVT atualizado, (iii) medições de atenuação e/ou (iv) EPR (empty-pipe reference). Outras situações que poderiam requerer atualização das características do fluido seriam:*

- Injeção de novos químicos a montante do ponto de medição.*
- Produção com pressão inferior ao ponto de bolha no ponto de medição."*



REPSOL: *"Não identificamos uma frequência."*

GRAN TIERRA: *"Simultaneamente a medição."*

CHEVRON: *"Mudanças composicionais no reservatório são de longo prazo e recharacterizações não são esperadas a menos que questões indesejáveis ligadas ao gerenciamento do reservatório ocorram."*

No caso de coleta de amostras submarinas para caracterização de PVT de correntes de poços para atualizar os arquivos de configuração dos medidores de vazão multifásicos submarinos, a certa frequência fixa, iriam onerar pesadamente as operadoras que estiverem utilizando medidores de vazão multifásicos submarinos para aplicações de testes de poços.

Além disso, ainda não há uma prática padrão na indústria e não há um procedimento para a coleta de amostras submarinas via ROV.

Algumas empresas de petróleo e provedores de serviço estão trabalhando neste assunto, não necessariamente para caracterização do PVT para medidores multifásicos submarinos, mas para garantia de escoamento para mitigação de hidrato, depósitos de graxa e incrustação, e etc."

OGX: *"A frequência de análise deve seguir os requisitos de medição de apropriação de fluido ou quando estas variações fugirem do range que o fabricante garanta a precisão do equipamento."*

STATOIL: *"Para o funcionamento apropriado do medidor multifásico é importante uma correta caracterização do fluido, em todas suas fases, o que poderá ser feito via coleta de amostras individuais de cada poço produtor ou através de um separador de testes. Dependendo da tecnologia empregada, é possível a detecção de mudanças na propriedade do fluido. O grau de sensibilidade de tal detecção no entanto, dependerá de fatores como o principio de medição e estratégia de produção, que também terão impacto direto na frequência da caracterização do fluido. Uma vez que uma nova zona de produção seja alcançada, torna-se necessária uma nova caracterização de fluido."*



PETROBRAS: *"Via de regra, as alterações composicionais de reservatório que alterariam a medição são de longo prazo. Da ordem de alguns anos.*

A caracterização do fluido multifásico não deve estar associada a uma frequência fixa, como é feito para o caso da medição monofásica. Tal possibilidade de nova caracterização deve ser feita ao se notarem desvios na medição acima do esperado. As principais ações para se identificar a(s) causa(s) dos desvios estão descritas em (14). Caso seja identificado que o problema é devido à inconsistências nos dados de PVT, deve-se atualizar os dados (fazer nova caracterização).

O Regulamento Técnico para Medição Multifásica do Inmetro, que já passou por Consulta Pública, prevê uma verificação em campo inicial dentro dos 6 primeiros meses de operação do medidor e depois verificação em campo dos medidores a cada 2 anos.

Alguns métodos de verificação são propostos em (12). Para efeitos de verificação se o medidor está operando fora da faixa estabelecida, para uma possível nova caracterização do fluido multifásico, sugerimos os seguintes prazos:

- 1) Verificação em campo a cada 360 dias: caso a verificação em campo se dê por alinhamento do poço individualmente para o separador de testes;*
- 2) Verificação em campo a cada 180 dias: caso a verificação em campo se dê por meio de fator de reconciliação.*

Caso não se consiga enquadrar o medidor dentro dos critérios, deve-se iniciar uma investigação da natureza do problema, podendo gerar a possibilidade de nova caracterização do fluido multifásico. Uma sugestão de prazo para se realizar toda a investigação e reenquadramento do medidor dentro dos critérios é de 90 dias."

Análise das Respostas: Conforme apresentado pelas operadoras, inúmeros são os motivos que tornam necessária uma nova coleta de fluido para análise, uma vez que os parâmetros determinados na análise PVT são determinantes para o correto funcionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico.

A minuta do regulamento que se pretende aprovar, exige a apresentação de um plano de coleta de amostra de fluido e plano de atualização de dados PVT, onde deve ficar claro quais



são os eventos que, obrigatoriamente, levarão a necessidade de uma nova coleta de fluido para análise e atualização de dados PVT a serem configurados nos sistemas de medição de fluido multifásico.

Pergunta nº 10: Que tipo de evento implicaria na realização de nova caracterização do fluido multifásico?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que a realização de uma nova caracterização do fluido multifásico deveria ser feita quando as características do poço são mudadas pela ação de agentes externos, por exemplo, o retorno da água injetada para recuperação terciária nos poços de produção."*

SHELL: *"Início da produção de água (water breakthrough), variação nas propriedades do fluido, início da produção da água injetada (injection water breakthrough), redução da pressão do reservatório abaixo do ponto de bolha, novos resultados de análise de PVT."*

REPSOL: *"Quando existir/acontecer mudanças significativas. Por exemplo, ao atingir a pressão de bolha dentro do reservatório."*

GRAN TIERRA: *"Alteração de grau API; Alteração do BSW total; Alteração do RGO."*

CHEVRON: *"Sempre que mudanças significativas na composição ocorrerem, que podem ser devidas, por exemplo, a: mudanças na pressão do reservatório ou início da injeção de água, com composição da água injetada com diferente salinidade da água de formação."*

OGX: *"Periodicidade estipulada na portaria para caracterizar o fluido, sempre os três meses."*

STATOIL: *"A produção combinada a partir de diferentes reservatórios pode implicar na necessidade de uma atualização frequente do PVT. Mudanças de PVTs em um mesmo reservatório, ou PVTs distintos oriundos de diferentes segmentos e a utilização de gás lift ou de injeção são fatores determinantes na frequência da caracterização do fluido."*



PETROBRAS: *"Mudanças significativas na composição do fluido são esperadas em caso de alterações no reservatório. Exemplos:*

- Pressão do reservatório reduziu para valores inferiores à pressão de saturação em casos de óleo volátil e gás retrógrado;

- Nestes casos, a queda de pressão resulta na deposição da fase oleica, no caso de gás retrógrado, ou deposição da fase gasosa, no caso de óleo volátil. A fase gasosa possui mobilidade bastante superior à fase líquida, causando uma produção preferencial da fase gasosa. Como a fase gasosa é mais rica em frações leves, a composição global do sistema é alterada, ficando para trás as frações mais pesadas. Deve-se ressaltar que esta alteração na composição global do sistema só é importante para fluidos perto do ponto crítico (óleo volátil e gás retrógrado), portanto, na maioria dos casos, essa alteração não é significativa e não requer uma nova caracterização.

- Breakthrough de água e/ou gás;

- No caso do Breakthrough de água, as fases hidrocarboneto não são alteradas, portanto somente os parâmetros black-oil (RGO, Bo, RAO e densidades) precisam ser checados para avaliar o desempenho do medidor. No caso de breakthrough de gás, assume-se que o método de recuperação suplementar é por injeção de gás. A injeção de gás no reservatório causa a alteração da composição global do sistema e, portanto, no evento do breakthrough, uma nova caracterização do fluido é desejável para uma avaliação do desempenho do modelo de fluido utilizado (equações de estado).

Deve-se ressaltar que, na maioria dos casos, a composição global do fluido do reservatório não se altera significativamente durante a vida produtiva do campo, portanto, a medição dos parâmetros black-oil é suficiente. Este fato pode ser demonstrado pelos resultados PVT do campo de Marlim, realizados em 30/08/1992 e 24/03/2008, mostrados nas tabelas 1 e 2, respectivamente."

"Tabela 1 – Análise PVT do fluido do poço 3-MRL-02-RJS em 30/08/1992

Pressão	Bo	Rs	m o	rho	Bg	Den Gas	Z
0	1,039	0	30,31	0,902		1,011	
20	1,074	10,6	15,87	0,884	0,058	0,659	0,989
40	1,087	17,2	13,34	0,879	0,028	0,626	0,943
70	1,104	26,49	10,81	0,872	0,016	0,612	0,91
100	1,121	35,44	9,38	0,864	0,011	0,61	0,89
130	1,139	44,13	8,17	0,856	0,008	0,609	0,878
160	1,155	52,56	7,21	0,85	0,007	0,611	0,871
190	1,171	60,68	6,39	0,843	0,006	0,613	0,872
220	1,186	68,74	5,64	0,838	0,005	0,617	0,875
254,5	1,202	77,15	5,14	0,832			
260	1,201		5,18	0,833			
280	1,199		5,32	0,834			
300	1,197		5,5	0,836			
320	1,195		5,64	0,837			
340	1,193		5,82	0,839			
36-	1,191		6	0,84			

Tabela 2 – Análise PVT do fluido do poço 8-MRL-0192D-RJS em 24/03/2008

Pressão	Bo	Rs	m o	rho	Bg	Den Gas	Z
0	1,041	0	27,3	0,897		0,9745	0,0112
20	1,069	9,14	14,51	0,884	0,059	0,6655	0,0125
40	1,084	15,79	12,57	0,877	0,029	0,6227	0,0129
80	0,111	27,92	8,26	0,866	0,014	0,6105	0,0139
120	1,131	39,6	6,65	0,856	0,009	0,6062	0,0152
160	1,153	51,17	5,81	0,848	0,007	0,6035	0,017
200	1,175	62,63	5,46	0,839	0,005	0,6116	0,0193
259,5	1,204	78,2	4,67	0,828			
270	1,203	78,2	4,74	0,829			
280	1,201	78,2	4,81	0,83			
290	1,200	78,2	4,88	0,831			
310	1,198	78,2	5	0,832			





330	1,196	78,2	5,11	0,834			
350	1,194	78,2	5,28	0,835			

Análise das Respostas: Referenciamos a análise das respostas à pergunta nº 9.

Pergunta nº 11: A periodicidade da caracterização depende do ponto de aplicação da medição multifásica?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que a periodicidade de caracterização não depende do ponto de aplicação da medição multifásica, uma vez que a caracterização do fluido que utiliza o equipamento para realizar os seus cálculos, é totalmente independente do ponto de medição como tal."*

SHELL: *"A frequência de amostragem depende das condições do ponto de medição e deve ser realizada quando ocorrer mudanças conforme informado na questão 9."*

REPSOL: *"Sim, uma estação de medição multifásica está instalada a montante ou a jusante do manifold submarino."*

GRAN TIERRA: *"Resposta negativa."*

CHEVRON: *"Normalmente não é esperado que atualizações na caracterização de reservatórios sejam conduzidas, mas irá depender do fluido sendo medido pelo medidor de vazão multifásico: aplicação em teste de poços se os fluidos do poço são oriundos de múltiplas zonas de diferentes graus API e medição em grupo em linha se fluidos de diferentes reservatórios são combinados no header de produção."*

OGX: *"Não para os casos de apropriação dos poços. Para outros pontos de aplicação deverá existir nova metodologia."*

STATOIL: *"A produção combinada a partir de diferentes reservatórios pode implicar na necessidade de uma atualização frequente do PVT. Mudanças de PVTs em um mesmo*



reservatório, ou PVTs distintos oriundos de diferentes segmentos e a utilização de gás lift ou de injeção são fatores determinantes na frequência da caracterização do fluido."

PETROBRAS: *"Não. Depende de mudanças na composição do fluido medido. Tais mudanças são devido ao reservatório."*

Análise das Respostas: Referenciamos a análise das respostas à pergunta nº 9.

Pergunta nº 12: Considerando ser de extrema importância a validação dos resultados obtidos da medição multifásica, como realizar a validação, ou comparação com padrão, dos volumes medidos na medição multifásica? Descrever as possibilidades de validação ou comparação com padrão.

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que a validação dos resultados obtidos na medição multifásica deva ser realizada em comparação aos volumes fiscais de óleo e gás natural e ao volume de água produzida que servem como padrão, já que a medição destes volumes associam níveis de incerteza menores aos obtidos com o medidor multifásico na apropriação."*

SHELL: *"A soma dos volumes medidos nos medidores multifásicos submarinos alinhados para um separador de produção deve ser comparada com o volume medido nos medidores de apropriação localizados a jusante do mesmo. Em caso de variações superiores à admitida, seja por regulamentação ou por experiência, tanto os medidores da planta quanto os medidores submarinos deverão ser avaliados e calibrados/atualizados se necessário."*

REPSOL: *"A validação poderá ser realizada por meio de um outro sistema de medição também certificado pelo INMETRO, de preferência de tecnologia de medição diferente. Sugere-se que validação seja realizada em base mássica e não em base volumétrica. Também poderia ser realizada por meio de amostragem pontual, via resultado de laboratório."*

GRAN TIERRA: *"Comparação com um segundo medidor multifásico."*



CHEVRON: *"Soluções combinadas podem ser utilizadas para reduzir a incerteza e validar os resultados:*

- Medições de fases oleosa, aquosa e gasosa, e amostragem de BSW/ Water Cut do Separador de Teste comparadas aos resultados de medição de vazão multifásica de um poço individual.

- Vazão multifásica de um poço individual comparada à de poços combinados.

- Testar por exceção através do fechamento de poços que passem pelo medidor de vazão de poços combinados.

- Fator de apropriação menor que 0,8 ou maior que 1,2 sugere a necessidade de uma investigação."

OGX: *"Para a calibração do medidor, o fabricante do instrumento deve propor a metodologia. Em relação a aferição dos medidores, a OGX entende que é aceitável o balanço de massa da unidade."*

STATOIL: *"Não existe padrões para a medição multifásica contendo os requisitos técnicos, apenas orientações como API RP 86, API RP 85, API RP 3.1, NFOGM Manual de Medição multifásica.*

Antes da instalação, é importante a validação do medidor multifásico através dos testes de flow loop em condições próximas da realidade (pressão, temperatura e vazão média) para posterior verificação da performance dos medidores.

Quando possível, sugere-se que durante os primeiros anos de operação, os resultados obtidos nos medidores multifásicos sejam comparados aos resultados obtidos com a medição realizada por meio do separador de teste. Neste caso, a verificação dos medidores multifásicos deverá ser realizada sob condição de vazão máxima sem nenhuma interrupção de produção. Sugere-se que a realização de tal comparação seja feita entre 2 e 4 vezes por ano.



Para os casos em que a verificação individual da produção não é possível, um arranjo que contemple a instalação de medidores subsea por poço combinado com a instalação de um ou mais medidores no topside, possibilita a realização de uma medição independente e contínua. Desta forma, a verificação da performance do medidor multifásico poderá ser feita através de um balanço de massa."

PETROBRAS: *"Existem várias opções para verificar a consistência da medição. A melhor opção para validação dos resultados obtidos da medição multifásica depende da concepção do projeto. Alguns exemplos:*

- Verificar o envelope de operação do medidor multifásico, confirmando que opera dentro do range esperado (ex.: Verificar que as frações volumétricas de cada fase se encontram entre 0 e 100%, e que a soma das frações resulta em 100%);

- Empregar o fator de reconciliação, ou seja, razão entre a medição de referência e o somatório das medidas dos medidores multifásicos; a medição de referência pode ser, por exemplo, um medidor multifásico ou medidores monofásicos na saída de separadores.

- Alinhar o medidor multifásico com separador de teste (caso o projeto permita este alinhamento).

- Comparar as medições com resultados de simulação numérica."

Análise das Respostas: As operadoras consideram que a comparação dos resultados de sistemas de medição multifásica deve ser realizada com os volumes medidos por um separador de teste, por sistemas de medição fiscais, por fator de reconciliação, ou ainda pela combinação de diversas validações.

A minuta do regulamento que se pretende aprovar, em seu item 9, estabelece os modos como deve ser verificado o desempenho dos medidores de fluido multifásico, e estão indo ao encontro das possibilidades de verificação apresentadas pelas operadoras.



Pergunta nº 13: Quais os limites de incerteza/erro, para cada fluido, são admissíveis, na visão da operadora, para a medição multifásica na medição de apropriação de petróleo, gás natural e água, e na medição operacional?

Respostas:

BP: *"BP Energy A do Brasil considera como limites admissíveis de incerteza/erro para a medição multifásica os seguintes valores:*

<i>Incerteza Expandida Combinada (95%, $k=1.96$)</i>		
<i>Gás</i>	<i>Óleo</i>	<i>Água</i>
<i>6,0</i>	<i>3,0</i>	<i>3,0</i>

SHELL: *"O erro máximo para o medidor multifásico deve ser de 15% para as medições de óleo e água e de 25% para as medições de gás."*

REPSOL: *"Para medição de gás sugere-se uma incerteza menor que 0,5%, de óleo menor que 0,2% e de água menor que 0,2%."*

GRAN TIERRA: *"Os limites atuais aceitos."*

CHEVRON: *"Entre 15% e 25% de incerteza/erro para fases oleosa, gasosa e aquosa por medidor de vazão multifásico para aplicações de teste de poços. Em geral, valores menores de incerteza em medidores multifásicos são desejados quando a produção de óleo e gás de dois campos ou dois poços de participações proprietárias diferentes é combinada."*

OGX: *"A OGX entende que para a utilização dessa tecnologia deverá existir mais de um fabricante no mercado e que o medidor já tenha sido utilizado em algum projeto de campo. Sob o ponto de vista de estudo e modelação de reservatório não precisa ser muito preciso, podendo ser aceito uma imprecisão maior que o estipulado para o ponto de apropriação."*

STATOIL: *"Uma análise de custo benefício determinará os limites de incerteza/erro na medição multifásica. Projetos que envolvem elevado risco econômico exigem um nível baixo de incerteza na medição. É importante destacar que as incertezas de um processo de medição*



multifásica não são constantes durante a vida útil de um poço ou campo. Em muitos casos, um nível de acurácia de 5% para campos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos podem ser considerado como aceitável. Entretanto, em campos com elevado teor de BSW, o mesmo nível de 5% já pode ser considerado desafiador."

PETROBRAS: *"Para os casos de verificação em campo para a medição de apropriação e operacional, podem-se considerar os desvios indicados abaixo, conforme sugeridos ao Inmetro em resposta à consulta pública do RTM para medição multifásica.*

Medição Multifásica com frações volumétricas de gás menores que 95% - a verificação poderá ser realizada considerando um dos dois critérios abaixo:

- 1) Verificação em campo com erro de medição para as vazões de petróleo e água não superiores a 15% em relação a um sistema de medição de referência (e.g. medidores de vazão na saída de um separador de testes ou outro medidor multifásico) ou média mensal do fator de reconciliação entre 0,85 e 1,15. Erro de medição para a vazão de gás natural não superior a 25% em relação a um sistema de medição de referência (e.g. medidor de vazão na saída de um separador de testes ou outro medidor multifásico) ou média mensal do fator de reconciliação entre 0,75 e 1,25.*
- 2) Verificação em campo com média mensal do fator de reconciliação com relação ao sistema de referência entre 0,80 e 1,20, comparando-se a vazão mássica total.*

Medição multifásica com frações volumétricas de gás maiores que 95% (gás úmido):

- Verificação em campo com média dos desvios igual ou inferior a 25% com relação ao sistema de referência ou com média mensal do fator de reconciliação entre 0,75 e 1,25, utilizando comparação em base mássica (massa total de hidrocarbonetos)."

Análise das Respostas: A regulamentação da medição multifásica será baseada em desempenho, descrevendo requisitos e diretrizes de monitoramento na forma de planos a serem submetidos pelos agentes regulados à aprovação da ANP.

Inicialmente, não é possível estabelecer faixas máximas de incerteza para as diversas possibilidades de composição de fluido multifásico. Deste modo, a operadora deverá apresentar os limites máximos e mínimos das variáveis dos sistemas de medição multifásica



que serão monitoradas, com a devida justificativa para cada limite sugerido, para aprovação da ANP.

Pergunta nº 14: O que a operadora considera que deve ser realizado quando os limites aceitáveis de incerteza/erro, para cada fluido, são ultrapassados?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que uma nova caracterização de fluidos deva ser feita, deste modo novas tabelas PVT devem ser inseridas, a fim de se obterem resultados mais precisos dos volumes de óleo, gás e água."*

SHELL: *"Em casos onde o erro for superior ao limite definido, primeiramente, deve-se definir a fonte do erro. Caso o erro seja efetivamente nos medidores multifásicos então, os seguintes procedimentos deverão ser adotados:*

- Definir qual medidor multifásico apresenta variação na medição – através da recombinação de poços e separadores, evitando perdas de produção; e, através do monitoramento das condições de produção dos poços como pressões e temperaturas, que podem indicar aumento da produção de água e/ou gás livre.

- Caso seja identificada uma mudança na condição de operação no poço, conforme definido na pergunta 10, retirar nova amostra e atualizar a configuração do mesmo;

- Caso a falha não seja da configuração, o medidor deve ser retirado e reparado."

REPSOL: *"A medição/instrumentos deverão ser calibrados novamente, caso exista nova incidência de aumento de erro de leitura, sugere-se avaliar a substituição do mesmo ou até mesmo uma substituição de tecnologia empregada."*

GRAN TIERRA: *"Recalibração/substituição."*

CHEVRON: *"É necessária a investigação da natureza do problema para mitigá-lo através das ações corretivas adequadas: Hardware, instrumentação, Software, comunicação, falha de atualização nas propriedades dos fluidos, etc."*



OGX: *"Aplicar os mesmos critérios que hoje são aplicados, corrigindo o erro desde a última calibração correta."*

STATOIL: *"É necessário um acompanhamento diário do medidor multifásico. No caso de divergências entre os valores medidos e os valores esperados (detectadas a partir da comparação entre os valores históricos e os valores atuais), será necessária a verificação dos medidores em questão. Não havendo variação nos valores de entrada de PVT, será necessária a comparação dos resultados obtidos por meio da medição multifásica com os obtidos através do separador de teste ou outro sistema de medição independente, conforme mencionado anteriormente."*

PETROBRAS: *"Deve-se investigar a natureza do problema, que pode ser:*

- Problema físico (ex.: falha de algum componente).*
- Problema de configuração (ex.: algum parâmetro configurado erroneamente).*
- Problema de integração (ex.: problemas com a comunicação ou software).*
- Propriedades dos fluidos desatualizadas.*

Identificando-se o problema, devem-se empregar ações corretivas. O operador, durante a fase de elaboração do projeto, deve traçar um plano de manutenção e operação do sistema de medição, de forma a garantir o funcionamento adequado do medidor."

Análise das Respostas: Como são inúmeras as possibilidades de ações a serem tomadas pelas operadoras, em decorrência de ultrapassagem dos limites estabelecidos para as variáveis monitoradas, quando uma das variáveis monitoradas ultrapassar algum dos limites estabelecidos, a operadora deverá iniciar o seu plano de ação para que esta retorne à normalidade, ou em caso extremo, efetuar a troca do medidor multifásico.

Esse mecanismo está previsto no plano de contingência que deve ser apresentado para aprovação da ANP.



Pergunta nº 15: Quais as ações serão realizadas em caso de indisponibilidade temporária ou permanente da medição multifásica?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que caso haja indisponibilidade temporária na medição multifásica deverão ser utilizados os parâmetros do poço para a determinação da vazão, uma vez que as características do fluido não tendem a se alterar em curto espaço de tempo. Se a indisponibilidade da medição multifásica for permanente, deverá ser procurada uma alternativa de medição de apropriação, a qual dependerá de cada instalação."*

SHELL: *"Nos casos de falha dos medidores multifásicos, a solução temporária, enquanto se identifica a causa e forma necessária para resolução da mesma, é a realização de testes de poço por diferença utilizando os sepradores de produção localizados na planta."*

REPSOL: *"Critérios de redundância de medição e de contingência devem ser adotados."*

GRAN TIERRA: *"Notificação a agência/substituição do sistema de medição."*

CHEVRON: *"A primeira ação seria a investigação das causas, como mencionado na Q#14, e então avaliar as alternativas para o reparo ou plano de substituição. Enquanto isso, propor alternativas para a medição temporária:*

- Cálculo por diferença durante a indisponibilidade temporária do medidor multifásico durante o reparo ou substituição;

- No caso de medidor de vazão multifásico submarino, se o campo está equipado com um sistema de medição virtual e está propriamente calibrado em comparação com o medidor submarino, então o medidor virtual pode ser utilizado temporariamente para substituir o medidor submarino, considerando que as condições operacionais não mudem drasticamente durante o período."

OGX: *"Notificar a ANP e adotar o último teste como teste válido até que seja ajustada a medição."*



STATOIL: *"Em alguns casos é importante que o projeto de medição inclua medidores back-up e um sistema de redundância. De acordo com as melhores práticas, aconselha-se que haja redundância de pressão, temperatura e diferencial de pressão. Conforme anteriormente mencionado, dependendo do arranjo do sistema de medição, uma combinação de medidores multifásicos pode ser atraente, uma vez que permite um monitoramento contínuo do sistema de medição, permitindo a utilização do backup sem qualquer descontinuidade."*

PETROBRAS: *"As ações de contingência devem ser previstas em projeto. Algumas possibilidades:*

- *Medição por diferença, considerando-se outros pontos de medição.*
- *Medição virtual, utilizando ferramentas de simulação numérica, realimentadas pela malha de sensores do sistema de coleta.*
- *Rateio da produção, com critérios definidos para tanto; por exemplo, utilização de valores históricos.*
- *Teste de poço via separador de teste, caso o projeto permita tal alinhamento."*

Análise das Respostas: Referenciamos a análise das respostas à pergunta nº 14.

Pergunta nº 16: A operadora considera a possibilidade de utilizar a medição multifásica, na apropriação dos volumes produzidos, em conjunto com testes de poços convencionais, ou seja, realizados nos separadores ou tanques de teste?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que não há a possibilidade de utilizar separador ou tanques de teste na medição multifásica, uma vez que acreditamos que a medição com o medidor multifásico instalado, proporciona um nível de eficiência coerente à obtida com separadores ou tanques de teste."*

SHELL: *"Não. A Shell acredita que o investimento em medição multifásica subsea é a melhor alternativa para apropriação da produção ao poço por trazer menor margem de*



incerteza, em comparação com o teste de poço tradicional. Assim, elimina-se a necessidade do separador de teste, o que impacta positivamente no custo de projetos, requerimentos de espaço na plataforma e perdas de produção associadas a realização de testes de poço."

REPSOL: *"Utilizar a medição multifásica em conjunto com o separador de teste, poderá ser plausível caso um sistema seja reserva do outro."*

GRAN TIERRA: *"Resposta positiva."*

CHEVRON: *"Não há planos para a utilização do medidor multifásico para o FPSO Frade em curto prazo. Para projetos futuros ainda não há definições sobre a adoção da medição multifásica."*

OGX: *"Sim."*

STATOIL: *"De maneira geral, a incerteza proveniente de eventuais testes de poço tende a ser maior do que a incerteza resultante de sistemas de medição on line on line por poço (medição multifásica). Entretanto, os sistemas de medição multifásica requerem calibração e verificação, conforme já apresentado no item 12."*

PETROBRAS: *"Sim. Pode haver casos em que alguns poços são apropriados por meio da medição multifásica e outros por meio de separadores ou tanques de teste, na mesma instalação."*

Pergunta nº 17: Qual o possível impacto na apropriação dos volumes produzidos com a utilização de medição multifásica com testes de poços convencionais?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil não vê um impacto significativo na apropriação dos volumes produzidos, no caso de se utilizar medição multifásica com testes de poços convencionais."*

SHELL: *"A Shell não considera o uso de medidores multifásicos subsea em conjunto com testes de poço convencionais, por não entender ser necessário. Conforme previamente*



apresentado, os medidores multifásicos reduzem a incerteza da apropriação da produção ao poço, além disso, acredita-se que existem outras formas de comprovar a medição multifásica, conforme explicado na pergunta 12."

REPSOL: *"Não identificamos impacto."*

GRAN TIERRA: *"Redução do intervalo de realização dos testes."*

CHEVRON: *"O uso do medidor multifásico não impacta negativamente os testes de poços convencionais. Os benefícios que podem ser mencionados são a medição de garantia de vazão em tempo real e otimização da produção, maior compreensão das vazões de cada fase dos poços, melhor modelamento do reservatório e correspondência histórica, e decréscimo da indisponibilidade do separador teste e instabilidade da planta."*

OGX: *"A OGX não vislumbra nenhum impacto."*

STATOIL: *"Comparado aos testes de poços convencionais realizados com frequência pré-estabelecida, a instalação de medidores multifásicos permite o acompanhamento on line por poço. Dados contínuos de poços permitem uma melhor estratégia de caracterização dos reservatórios por ajuste de histórico, de alocação por poço e a otimização da produção."*

PETROBRAS: *"A utilização da metodologia de apropriação considerando poços que utilizam medição multifásica em conjunto com poços que utilizam separadores ou tanque de teste, na mesma instalação, não impacta negativamente na apropriação dos volumes produzidos."*

Pergunta nº 18: A operadora considera importante ter redundância os instrumentos secundários nos medidores multifásicos subsea?

Respostas:

BP: *"Para BP Energy do Brasil é muito importante ter redundância na instrumentação secundária dos medidores multifásicos numa medição multifásica subsea, visto que a manutenção pode ser complexa."*



SHELL: *"A redundância é parte do pacote padrão atualmente em uso pela Shell."*

REPSOL: *"Sim, pois existe possibilidade de falha destes sensores."*

GRAN TIERRA: *"Não se aplica ao nosso caso."*

CHEVRON: *"Devido aos altos custos de intervenção no medidor submarino, é muito importante que se tenha o máximo, enquanto prático, de redundâncias de componentes sensores principais e métodos alternativos para deduzir certos resultados se o método primário de obtenção/ cálculo do parâmetro se tornar inoperante, de forma a minimizar a necessidade de retirar o medidor submarino de serviço para reparo."*

OGX: *"Sim. Os custos de manutenção são altíssimos. Deve haver redundância."*

STATOIL: *"Comparado aos testes de poço com frequência pré definida, a instalação de medidores multifásicos individuais é uma alternativa para evitar a interrupção da produção e manter a medição mesmo com falhas. Os exemplos podem ser medidores multifásicos adicionais, medições monofásicas, sistemas de medição virtuais, parâmetros das ESPs, etc."*

PETROBRAS: *"Para se decidir sobre o nível de redundância, devem-se observar aspectos técnicos, econômicos e de mercado. A escolha de redundância deve ser norteadada pelos critérios abaixo:*

- *Experiência do operador e do fabricante (elementos que falham com maior frequência).*
- *Análise de confiabilidade.*
- *Viabilidade técnica de existir tal redundância.*
- *Fatores econômicos."*

Análise das Respostas: A maioria das operadoras considera importante ter redundância dos instrumentos secundários nos sistemas de medição de fluido multifásico.

Concordamos com o posicionamento dessas operadoras, pois ter instrumentos secundários redundantes, principalmente em casos de medidores *subsea*, pode evitar a



realização de interrupção de produção do(s) poço(s) que estão utilizando o medidor multifásico que perdeu alguns de seus instrumentos secundários.

A minuta do regulamento estabelece que nos casos de medidores *subsea* é obrigatória a presença de instrumentos de medição secundária, pressão, diferencial de pressão, temperatura etc, em redundância.

Pergunta nº 19: Na visão da operadora, existem parâmetros de configuração sobre a constituição física dos medidores multifásicos que devem ser acompanhados? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s).

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que existem parâmetros na configuração do medidor multifásico que devem ser acompanhados. Estes parâmetros são as tomadas de pressão estática, pressão diferencial e temperatura, as quais devem estar instaladas de acordo com o padrão, a fim de não interferir no resultado da medição."*

SHELL: *"Os medidores multifásicos subsea em uso pela Shell possuem um sistema onde os sensores informam em caso de falha."*

REPSOL: *"Não."*

GRAN TIERRA: *"Resposta negativa."*

CHEVRON: *"A variedade de modelos de medidores de vazão multifásicos comerciais sugere que uma solução de medição universal não existe. O regime de escoamento do poço e o envelope de condições operacionais definirá a tecnologia para a aplicação específica. Portanto, a configuração de parâmetros dependerá dos tipos, de tecnologias combinadas e as capacitações de cada solução."*

OGX: *"Não temos conhecimento."*



STATOIL: *"A adequada funcionalidade, o acompanhamento do ponto de operação dos medidores multifásicos e atualizações das mudanças no PVTs são essenciais para manter medições confiáveis."*

PETROBRAS: *"Durante a operação, os parâmetros físicos devem ser acompanhados em acordo com as orientações de cada fabricante e/ou órgãos cabíveis (por exemplo regulamentação por parte do CNEN para elementos radioativos) para o bom funcionamento do equipamento. Esse acompanhamento deve ser incluído no plano de manutenção e operação do sistema de medição."*

Análise das Respostas: Referenciamos a análise das respostas às perguntas nº 13 e 14.

Pergunta nº 20: Qual o período médio de comissionamento de um medidor multifásico? Exemplificar.

Respostas:

BP: *"Segundo experiência da BP Energy do Brasil, o período médio de comissionamento de um medidor multifásico demora em torno de 10 dias comparados com a produção fiscal e utilizando a medição de todos os poços."*

SHELL: *"O comissionamento de um medidor multifásico subsea (transmissores do conjunto) está associado ao comissionamento e instalação do próprio manifold ao qual será inserido sendo, portanto, variável de acordo com o cronograma do projeto em questão, podendo levar alguns meses para ser finalizado."*

REPSOL: *"A nossa experiência no Brasil indica um prazo médio de 20 dias. Isso inclui a aferição do medidor master."*

GRAN TIERRA: *"Entre 200 e 300 dias."*

CHEVRON: *"Até o momento não há um histórico local para o período médio para comissionar um medidor de vazão multifásico que possa ser compartilhado."*

OGX: *"Não temos conhecimento."*



STATOIL: *"O comissionamento de um medidor multifásico pode ser realizado em um dia. Com o acesso remoto aos medidores multifásicos em terra, é possível que os fornecedores estabeleçam uma conexão on line para configuração remota dos medidores."*

PETROBRAS: *"O comissionamento de um medidor depende da tecnologia utilizada, do tipo de instalação e do sistema de produção no qual reside. Além disso, o comissionamento do medidor multifásico está vinculado ao comissionamento do sistema de coleta e da planta de produção da qual faz parte (por exemplo, o comissionamento de medidores instalados em manifolds submarinos está associado ao comissionamento do próprio manifold). Portanto, o período de comissionamento geralmente é de alguns meses. Considerando um prazo médio, 120 dias é um período razoável."*

É importante reforçar que, caso tenha-se algum método alternativo aprovado pela ANP para apropriar a produção, este deverá ser utilizado caso se tenha algum problema no comissionamento do medidor multifásico. Tal alternativa soluciona um ponto crítico em relação ao comissionamento dos medidores multifásicos, que é a decisão de se atrelar a entrada de um novo poço ao comissionamento dos medidores multifásicos. Tal decisão poderá inviabilizar a utilização da tecnologia. Três pontos macros são destacados com relação a essa questão:

- 1) Acrescenta risco elevado para o rramp up da produção.*
- 2) Há casos em que é necessário iniciar a produção de mais de um poço ao mesmo tempo. Por exemplo, casos em que um único poço não tem capacidade de escoar pela linha de produção/teste,*
- 3) Período de transiente do reservatório. Pode haver período de transiente por muitos dias (prazo superior ao de comissionamento do medidor multifásico), fazendo com que o medidor multifásico possa operar em faixas de operação diferentes das faixas as quais ele estará submetido em operação normal (estado estacionário), o que dificultaria o correto comissionamento do medidor."*

Análise das Respostas: Conforme exposto, o período de comissionamento apresentado pela operadoras teve variação de 1 (um) a 300 (trezentos) dias. A ANP não pode conceber um sistemas que ficará mais do que 60 dias em comissionamento. Caso o sistema não esteja apto para utilização no período de 60 dias, o agente regulado deve iniciar a aplicação do plano de ação, e substituição do mesmo se for o caso.



Pergunta nº 21: Qual o custo de substituição, ou reparo, de um medidor multifásico subsea e top side? Descrever o custo das operações necessárias para a troca ou reparo, além do custo do medidor propriamente dito.

Respostas:

BP: "A BP Energy do Brasil estima os seguintes custos para substituição dos medidores multifásicos subsea e top side:

<i>Custos do medidor multifásico top side</i>	
<i>Item</i>	<i>Faixa do valor (U\$\$)</i>
<i>Medidor</i>	<i>400.000,00 – 600.000,00</i>
<i>Mobilização</i>	<i>100.000,00 – 200.000,00</i>
<i>Modificacoes de ajuste se necessário</i>	<i>100.000,00 – 200.000,00</i>
<i>Total</i>	<i>600.000,00 – 1.000.000,00</i>

<i>Custos do medidor multifásico subsea</i>	
<i>Item</i>	<i>Faixa do valor (U\$\$)</i>
<i>Medidor</i>	<i>500.000,00 – 1.000.000,00</i>
<i>Mobilização</i>	<i>100.000,00 – 200.000,00</i>
<i>Operações de remoção e instalação</i>	<i>1.600.000,00 – 3.000.000,00</i>
<i>Total</i>	<i>2.200.000,00 – 4.200.000,00</i>

SHELL: "O custo de reparo ou substituição de um medidor multifásico subsea pode variar consideravelmente, pois não leva em conta somente o custo de um equipamento novo ou reparo do usado. Há uma série de custos associados como por exemplo: custos logísticos com embarcações de apoio e período de utilização que varia com janela de utilização e condições climáticas, escalonamento dos custos com mão de obra e material necessários para execução dos procedimentos operacionais, bem como os custos com interrupção da produção associada para a realização da intervenção."



REPSOL: *"Não possuímos experiência nesse sentido que possibilite colocar uma resposta."*

GRAN TIERRA: *"Não se aplica ao nosso caso."*

CHEVRON: *"Até o momento não há um histórico disponível no FPSO Frade referente à substituição ou reparo do equipamento de medição multifásico submarino, nem de superfície, que possa refletir o custo e disponibilidade dos recursos locais."*

OGX: *"O custo do medidor depende do fabricante, range etc., porém este custo é irrelevante frente ao da embarcação que faria a manutenção no caso de equipamento subsea. O custo de substituição de um medidor onshore não difere daquele de outros do mesmo porte físico."*

STATOIL: *"Em geral, o custo de substituição ou reparação de medidores topsides ou subsea variam em função da tecnologia empregada, material e dimensão do equipamento. Medidores do tipo subsea possuem um longo lead time (tempo de provisionamento), em torno de 52 semanas. Dessa forma, os sistemas de medição multifásica devem incluir em seus projetos uma estratégia de reposição e redundância de forma a minimizar o impacto em caso de falha dos medidores. O projeto de reposição e redundância também deve incluir módulos de controle de fluxo completos com medidores multifásicos subsea."*

Os medidores do tipo topside possuem um menor lead time quando comparados aos medidores subsea."

PETROBRAS: *"Os custos de substituição ou reparo de um medidor multifásico dependem de vários fatores que não os custos do próprio medidor. Dentre os principais custos envolvidos, destacam-se: custos das embarcações; produção cessante; preços de bens e serviços que oscilam conforme mercado e disponibilidade; custos de procedimentos operacionais de limpeza de linhas e equipamentos e custos de recomissionamento."*

Análise das Respostas: A BP foi a única operadora a apresentar seus possíveis custos para a substituição de medidores multifásicos *top side* e *subsea*.



De qualquer modo, a ANP tem o dever de exigir a troca ou manutenção de um medidor multifásico inoperante, ou com indisponibilidade parcial.

Não pode ser concebível que um projeto de desenvolvimento de um campo utilizando medição multifásica seja abandonado somente para que a operadora não incorra em custos com a substituição do medidor. Ao optar por utilizar medidores multifásicos *subsea*, a operadora sabe que estará assumindo esse risco.

Pergunta nº 22: Qual o período máximo para a substituição de um medidor multifásico *subsea* e *top side* não operacional a partir da sua indisponibilidade? Se existirem diferentes cenários na realidade *subsea* ou *top side* descrever as diferenças e os períodos máximos em cada realidade.

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil entende que não há forma de estimar estes tempos, pois depende da instalação, histórico de medição e período de indisponibilidade."*

SHELL: *"O período para a substituição de um medidor multifásico *subsea* pode variar de 1 mês, em situações onde existe um medidor reserva disponível, a mais de 1 ano, quando não houver medidor multifásico reserva. No entanto, tal período sempre será influenciado pelas condições de tempo, disponibilidade de embarcação de apoio e planejamento da operação o qual leva em consideração outros procedimentos operacionais que precisam ser realizadas simultaneamente. "*

REPSOL: *"Idem 21."*

GRAN TIERRA: *"Não se aplica ao nosso caso."*

CHEVRON: *"Até o momento não há um histórico do período médio de substituição de medidores submarinos nem de superfície, que possa ser compartilhado, que reflitam a habilidade da equipe do FPSO Frade e a maturidade do mercado local."*



OGX: *"Para topside, o prazo mais relevante é o de desembarço alfandegário e/ou "repetração". Para o subsea, além do anterior, há o prazo para ter o recurso embarcação disponível."*

STATOIL: *"O tempo máximo para a substituição de um medidor depende da disponibilidade de unidades de reposição. Medidores do tipo subsea e topside possuem lead time de aproximadamente 52 e 30 semanas, respectivamente."*

O tempo de substituição necessário dependerá dos prazos de entrega, sistemas de backup on line disponíveis, peças de reposição, disponibilidade de unidades marítimas para a realização do workover."

PETROBRAS: *"O período depende da disponibilidade de sistema reserva, de recursos de intervenção e de ter janela operacional para realizar a intervenção (pois a intervenção pode implicar em interrupção da produção). No entanto, para ambos os casos a Petrobras não tem histórico de substituição dos medidores."*

É importante notar que, caso exista algum método alternativo aprovado pela ANP para apropriar a produção, tal método poderá ser utilizado como alternativa à medição multifásica."

Como sugestão de prazo para substituição de um medidor multifásico, em caso de falha, sugere-se dividir os medidores em dois grupos:

- Medidor Multifásico topside/onshore: período máximo de troca de 90 dias.*
- Medidor Multifásico subsea: período máximo de troca de 360 dias."*

Análise das Respostas: Da mesma forma como exposto na análise das respostas à pergunta nº 21, é dever da ANP estabelecer um prazo máximo para a troca do medidor que esteja indisponível total ou parcialmente.

Não pode ser concebível permanecer com a utilização de medidores multifásicos em falha por longos períodos. Tal sistemática já é utilizada para os medidores de apropriação *top side*, conforme Resolução ANP nº 18/2014.



Pergunta nº 23: Nos testes de poços convencionais, realizados nos separadores ou tanques de testes, qual a incerteza dos potenciais de produção determinados de petróleo, gás natural e água?

Respostas:

BP: *"A BP Energy do Brasil não tem como opinar, visto que não trabalha atualmente com este tipo de medidores."*

SHELL: *"Varia de acordo com o poço testado. A incerteza se dá pela taxa de declínio ou aumento da produção; Estabilidade da produção (por exemplo: slugging); qualidade da amostragem (ex.: fator de encolhimento, BSW); e condições dos medidores instalados no separador de teste."*

REPSOL: *"A incerteza destes potenciais estará associada ao desempenho mecânico de separação do equipamento utilizado adicionado à incerteza dos instrumentos de medição utilizados para cada fase (óleo, gás e água)."*

GRAN TIERRA: *"As incertezas atuais estão dentro dos limites aceitos conforme portaria em vigor."*

CHEVRON: *"A incerteza de testes de poços convencionais é geralmente relacionada aos seguintes aspectos:*

- *Eficiência na separação das fases no ponto de medição.*
- *Extração discreta de amostras que são representativas da produção contínua do poço.*
- *A variação das vazões de cada fase do fluido de produção do poço ao longo da vida útil do poço.*
- *a acurácia dos medidores monofásicos."*

OGX: *"A incerteza do ponto de medição de apropriação do fluido."*



STATOIL: *"Para separadores de teste utilizados pra fins de alocação, o nível de incertezas para todas as fases deve ser coerente com outras regulamentações nacionais. De acordo com as melhores práticas, aconselha-se que o mesmo nível de incertezas exigido para separadores de teste sejam aplicados para os medidores multifásicos."*

PETROBRAS: *"A incerteza envolve vários fatores como: sistema de medição, periodicidade de realização dos testes de poços, variabilidade do processo e das condições do reservatório. Portanto, para cada cenário, a incerteza dos potenciais de produção determinados de petróleo, gás natural e água é bastante variável."*

Análise das Respostas: O objetivo da pergunta era saber o que as operadoras entendem ser a incerteza na determinação dos potenciais de produção dos poços, e não a incerteza na medição dos volumes nos separadores de testes, pois esta tem seu limite estabelecido no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

Algumas operadoras que entenderam o objetivo da pergunta, que foi explicitado em Seminário realizado em 2013, anteriormente ao prazo de resposta para o questionário, também não responderam concretamente a pergunta.

5 REUNIÃO REALIZADA NA ANP EM AGOSTO DE 2013

Em reunião realizada em 16 de agosto de 2013 no auditório da ANP, conforme o Ofício-Circular nº 002/2013/NFP-ANP, os concessionários que compareceram puderam se pronunciar a respeito das questões, dando os devidos esclarecimentos e sugestões para a elaboração do Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água. A lista de presença consta no processo administrativo nº 48610.007479/2013-86 nas fls. 313/316.

A ANP realizou apresentação expondo o tema, e comentando as respostas recebidas (fls. 317/329). Nenhum dos operadores presentes realizou apresentação.



As Cartas SBR-PA-ANP-L-00865/13, fls. 284/289, e E&P-ENGP 0027/2013, fls. 291/312v, foram recebidas após a realização da reunião na ANP em agosto de 2013.

6 REGULAMENTAÇÃO METROLÓGICA DOS MEDIDORES DE FLUIDO MULTIFÁSICO PELO INMETRO

Em 30 de abril de 2014, foi realizada reunião entre ANP e Inmetro para discutir a revogação de Portarias de aprovação de modelos de computadores de vazão, e nesta oportunidade, o Inmetro apontou como principal dificuldade para a regulamentação metrológica dos medidores de fluido multifásico, a ausência de requisitos metrológicos que permitissem a regulamentação.

Nesta ocasião, foi verificada a possibilidade de a ANP regulamentar a utilização de sistemas de medição de fluido multifásico, diante da dificuldade enfrentada pelo Inmetro (fls. 331/334).

Em 15 de maio de 2014, em reunião com a Petrobras, a Shell, operadoras que já possuem sistemas de medição de fluido multifásico em operação autorizados pela Agência, a ANP e o Inmetro fizeram esclarecimentos sobre a regulamentação da utilização de medição multifásica, e a ANP sugeriu a realização de seminários para que estas operadoras apresentassem os dados e informações sobre os resultados dos medidores de fluido multifásicos que utilizam, de modo a contribuir com a elaboração de Resolução sobre o tema (fls. 336/337).

A ANP recebeu por correio eletrônico, em 9 de junho de 2014 (fls. 339/342), cópia do Ofício Circular nº 0029/Dimel, de 5 de junho de 2014, onde o Diretor de Metrologia Legal do Inmetro informa as dificuldades para a continuidade de projeto de regulamentação técnica metrológica dos medidores de fluido multifásico, concluindo, que sob o ponto de vista da metrologia legal, é necessário aguardar uma maior maturidade acadêmica, tecnológica e normalizadora, antes de dar continuidade ao projeto de regulamentação técnica metrológica sobre os medidores de fluido multifásico de petróleo e gás natural.



Conforme a reunião realizada em 30 de abril de 2014, o Ofício supracitado informa ainda que, a ANP irá editar uma Resolução específica sobre a medição de fluido multifásico que contará com requisitos técnicos sobre o assunto.

7 REUNIÕES SOBRE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO EM 2014

No dia 18 de julho de 2014, foi realizada reunião na Shell. Conforme sugerido na reunião entre ANP, Inmetro, Shell e Petrobras em 15 de maio de 2014. O objetivo da reunião foi a apresentação dos resultados de aplicação pela operadora da medição de fluido multifásico em alguns de seus projetos. As apresentações realizadas constam no processo (fls. 343/391).

Em 6 de agosto de 2014, foi realizada reunião na Universidade Corporativa da Petrobras. O objetivo da reunião foi a apresentação dos resultados de aplicação pela operadora da medição de fluido multifásico em alguns de seus projetos. As apresentações realizadas constam no processo (fls. 392/423).

Em 7 de novembro de 2014, foi realizada nova reunião na Universidade Corporativa da Petrobras com a presença do Inmetro, de diversas operadoras e também de fabricantes de medidores de fluido multifásico (fls. 424/426).

Ainda em 9 de dezembro de 2014, foi realizada reunião nas instalações do IBP, no Rio de Janeiro, onde a ANP apresentou alguns itens da minuta do Regulamento sobre a medição de fluido multifásico (fls. 427/473). A reunião contou com a presença de operadoras e de fabricantes de medidores de fluido multifásico.

8 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

A medição de fluido multifásico é um assunto complexo, e que está na fronteira tecnológica. Em virtude dessa complexidade, a regulamentação será baseada em desempenho,



descrevendo requisitos e diretrizes de monitoramento na forma de planos a serem submetidos pelos agentes regulados e aprovados pela ANP.

A minuta de Resolução além de aprovar o Regulamento, também institui a necessidade de submissão da Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico de cada sistema de medição de fluido multifásico no qual a mesma se aplica à ANP para aprovação prévia. Tal dispositivo será de fundamental importância para que a Agência possa conduzir as atividades de fiscalização dos sistemas de medição de fluido multifásico.

A ANP buscou consolidar na minuta de Resolução, e do Regulamento que esta se propõe a aprovar, a experiência adquirida nas reuniões com os agentes regulados e em missões ao exterior.

9 DA MINUTA DA RESOLUÇÃO

A minuta de resolução proposta está estruturada em seis artigos, tendo como anexo o Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água, este composto de doze itens principais.

A seguir serão expostas as justificativas dos textos de cada artigo da Resolução.

9.1 Primeiro Artigo

“Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água, anexo à presente Resolução, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na medição de fluido multifásico para apropriação de petróleo, gás natural e água, e dá outras providências.”

O artigo primeiro trata do objeto, da abrangência e explicita o escopo da resolução.

9.2 Segundo Artigo

“Art. 2º Estabelecer a obrigação de que o agente regulado cumpra com os requisitos dos planos constantes na Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico aprovada pela ANP.”



O segundo artigo estabelece que os planos constantes da Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico, uma vez aprovados, constituem uma obrigação de cumprimento por parte do agente regulado.

9.3 Terceiro Artigo e Parágrafo Único

“Art. 3º Determinar que os agentes regulados que possuam sistemas de medição de fluido multifásico autorizados pela ANP, em operação quando da entrada em vigor desta Resolução, submetam à ANP a Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico para cada sistema de medição de fluido multifásico no prazo de 90 (noventa) dias, a contar da data de entrada em vigor desta Resolução.”

Parágrafo único. O prazo citado no caput do presente artigo poderá ser estendido, a critério da ANP, mediante fundamentação técnica a ser encaminhada anexa à solicitação, não devendo exceder 180 (cento e oitenta) dias.”

O terceiro artigo estabelece o prazo para envio da documentação relativa aos sistemas de medição de fluido multifásico autorizados pela ANP que já se encontram em operação.

9.4 Quarto Artigo

“Art. 4º Estabelecer que o não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na legislação, em especial na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.”

O quarto artigo trata das penalidades legais possíveis de serem aplicadas por descumprimento da resolução.

9.5 Quinto Artigo

“Art. 5º Estabelecer que os casos omissos, bem como as disposições complementares que se fizerem necessárias, serão resolvidos pela ANP.”

O quinto artigo estabelece a competência para a solução de casos omissos e/ou disposições complementares.



9.6 Sexto Artigo

“Art. 6º Esta Resolução entrará em vigor 30 (trinta) dias após a sua publicação no Diário Oficial da União.”

O sexto artigo estabelece o prazo para entrada em vigor da Resolução.

O prazo de 30 dias após a sua publicação no Diário Oficial da União é sugerido em função da necessidade da indústria de viabilizar projetos *onshore* e *offshore*, e a presente proposta de Resolução vem regulamentar alguns itens da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

Concomitantemente, o prazo de entrada em vigor também poderá ser utilizado pelas operadoras como um período de adequação as exigências que se pretende estabelecer. Sendo importante ressaltar que os prazos para a realização das atividades estão descritos na minuta do regulamento.

10 DA MINUTA DO REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO PARA APROPRIAÇÃO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E ÁGUA

A minuta do regulamento proposto está estruturada em doze itens, que serão detalhados a seguir.

10.1 Objetivo e Campo de Aplicação

Este item do regulamento delimita claramente o objetivo e o campo de aplicação do mesmo. São abrangidos pelo regulamento os prazos e procedimentos que deverão ser utilizados na medição de fluido multifásico para apropriação dos volumes produzidos a poços e a campo produtor de petróleo, gás natural e água.

10.2 Definições



O segundo item do regulamento foi elaborado absorvendo as definições constantes da Lei nº 9.478/97, da Lei nº 11.909/2009, da Lei nº 12.276/2010, 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. Desta forma, onze definições foram criadas, pois tratam de novos termos a serem utilizados no texto do Regulamento que se pretende aprovar.

10.3 Teste dos Medidores de Fluido Multifásico

Em relação aos testes de desempenho no sistema de medição e no medidor de fluido multifásico, estes devem ser realizados para evidenciar a adequação do sistema ao projeto apresentado pelo agente regulado, de forma a garantir o dimensionamento adequado de parâmetros fundamentais como salinidade, GVF, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, pressão e temperatura mínima e máxima.

Os medidores de fluido multifásico devem ser testados em laboratórios independentes de testes multifásicos. Tal requisito visa garantir que os resultados e conclusões dos testes sejam isentos de influência do fabricante e do agente regulado que pretende utilizar a medição multifásica em algum projeto de desenvolvimento.

O item determina, ainda, que os testes devem ser realizados nas mesmas condições operacionais em que serão utilizados, garantindo que a abrangência dos medidores de fluido multifásico seja adequada especificamente ao projeto de medição para o qual o medidor foi planejado. Prevê, entretanto, que a ANP poderá aprovar projetos de sistemas de medição de fluido multifásico que não foram testados nas mesmas condições operacionais, conforme explicitado no item 3.1.6. Essa aprovação poderá ocorrer devido à inexistência de laboratórios capazes de reproduzir testes de condições extremas, encontradas principalmente em ambientes de águas ultra profundas.

10.4 Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico



A análise e justificativa para os subitens do item 4 do regulamento, “Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico” será detalhada a seguir, de acordo com a divisão apresentada na minuta.

10.4.1 Itens 4.1 e 4.2

“4.1. O agente regulado deve apresentar para aprovação da ANP os seguintes documentos:

4.1.1. Projeto de sistemas de medição de fluido multifásico;

4.1.2. Plano de verificação de desempenho do medidor de fluido multifásico;

4.1.3. Plano de coleta de amostra de fluido multifásico;

4.1.4. Plano de atualização de dados PVT;

4.1.5. Plano de comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico;

4.1.6. Plano de ação, para os casos de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos medidores de fluido multifásico;

4.1.7. Plano de contingência, para ser aplicado durante os casos de indisponibilidade parcial ou total dos medidores de fluido multifásico.

4.2. A coletânea dos documentos do item 4.1 será denominada Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico.”

O item 4.1 da minuta do regulamento trata-se somente de uma explicitação de toda a documentação que deverá ser enviada para avaliação da ANP com vistas a aprovação do sistema de medição de fluido multifásico. Essa documentação é definida nos itens 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6, e 4.1.7.

A coletânea dos documentos do item 4.1 será denominada Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico conforme estabelecido no item 4.2.

10.4.2 Itens 4.3 e 4.4

“4.3. O agente regulado está obrigado a cumprir os planos dos sistemas de medição de fluido multifásico aprovados pela ANP.

4.4 O agente regulado não pode efetuar qualquer alteração na Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico sem prévia aprovação da ANP.”



Os itens 4.3 e 4.4 relatam a obrigatoriedade do agente regulado em cumprir os planos dos sistemas de medição de fluido multifásico aprovados pela ANP, assim como não efetuar qualquer alteração na documentação sem prévia aprovação da ANP.

10.4.3 Itens 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9

Os itens 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9 definem os parâmetros mínimos que devem estar contidos nos planos que fazem parte da Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico, de forma a garantir a veracidade da medição ao longo de toda vida útil dos sistema de medição de fluido multifásico, propiciando uma apropriação dos volumes produzidos de forma adequada.

A seguir, reproduzimos o item 4.10, o qual assegura a ANP a possibilidade de solicitar outros documentos que venham a ser considerados pertinentes:

“4.10. A ANP poderá solicitar documentos complementares além dos listados nos itens 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, e 4.9.”

O item 4.11 estabelece que:

“4.11. Para aprovação dos planos de que tratam os itens 4.1.2 à 4.1.7 a ANP poderá determinar alterações para atender às exigências deste Regulamento.”

Esta obrigação é imprescindível para a efetividade da avaliação desta Agência quanto aos pontos de medição multifásica de apropriação. É uma consequência lógica do processo de adequação dos planos submetidos para aprovação da ANP.

O ponto principal da regulamentação de medição de fluido multifásico consiste na elaboração, aprovação e cumprimento dos planos da Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico.

O adequado funcionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico podem ser visualmente comparados na Figura 1, a seguir, onde a execução dos planos está diretamente ligada ao desempenho dos sistemas de medição de fluido multifásico.

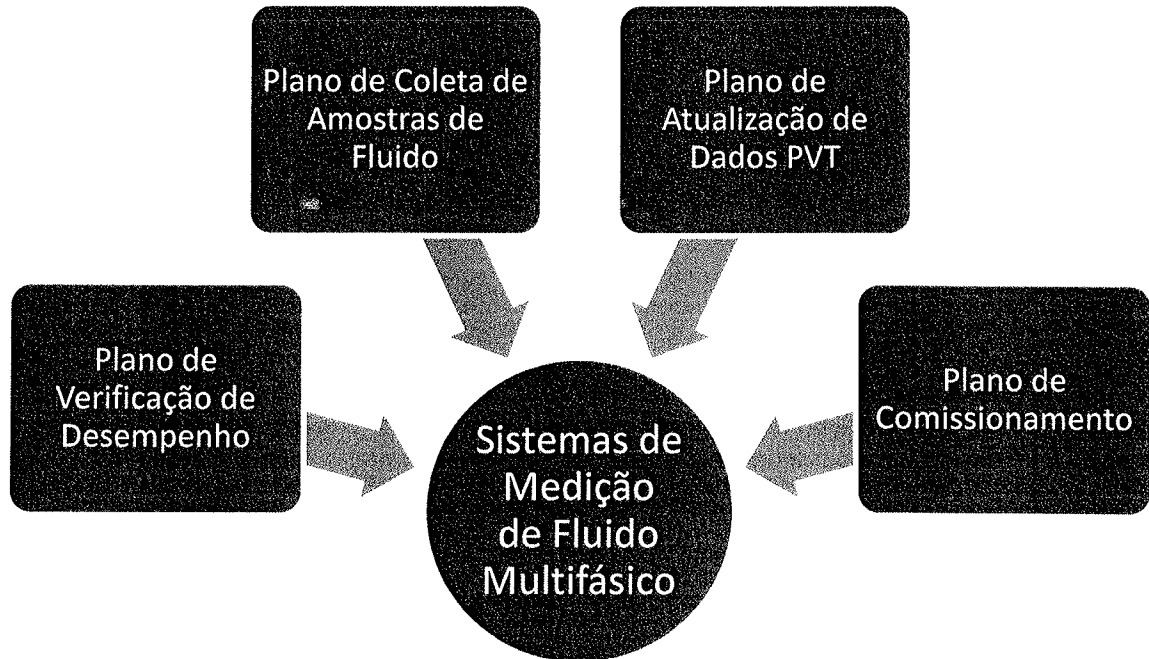


Figura 1 – Planos dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico

10.5 Projeto dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico

A análise e justificativa para os subitens do item 5 do regulamento, “Projeto dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico” será detalhada a seguir, de acordo com a divisão apresentada na minuta.

10.5.1 Item 5.1

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

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





5.1.2. Alterações em projeto de medição de fluido multifásico já instalado somente poderão ser realizadas após autorização da ANP.”

A justificativa para o item 5.1 está no fato do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelecer que antes da execução de projetos de medição ou de sua alteração, este deve ser enviado à ANP para sua aprovação. Sendo os sistemas de medição de apropriação que utilizam medição de fluido multifásico um caso particular dos sistemas de medição já regulados pela Resolução Conjunta, este item apenas deixa claro que a regra também se aplica para o caso particular.

Os subitens 5.1.1 e 5.1.2 especificam, respectivamente, que a ANP poderá solicitar alterações no projeto, e que modificações em projeto de medição de fluido multifásico já instalado somente poderão ser realizadas após autorização da ANP, garantindo assim, que todos os sistemas de medição, já instalados e que serão montados, estejam adequados de modo a garantir precisão e incerteza mínimas na medição, preservando os interesses da União.

10.5.2 Item 5.2

“5.2. O agente regulado deve propor para aprovação da ANP projeto de sistema de medição de fluido multifásico com medidor testado previamente, conforme o item 3 deste Regulamento.

5.2.1. No caso de apresentação de projetos de sistemas de medição de acordo com o item 3.1.6, o agente regulado deve apresentar o relatório dos testes realizados, conforme o item 3 deste Regulamento.”

Todos os medidores de fluido multifásico devem ser testados conforme explicitado no item 5.2 deste regulamento, de forma a garantir a eficácia e eficiência dos equipamentos que serão instalados, principalmente no ambiente *offshore*, devido a dificuldade de logística, manutenção e eventual troca de equipamentos, o que poderiam atrasar ou até mesmo inviabilizar o projeto.

10.5.3 Itens 5.3 e 5.4

O item 5.3 trata de parâmetros fundamentais no ambiente *offshore*, utilizando equipamentos *subsea*, conforme explicitado nos itens abaixo.



“a) Possibilidade de comparar o medidor de fluido multifásico com uma referência autorizada pela ANP, conforme o item 8 deste Regulamento;”

O item a) estabelece a possibilidade de comparar o medidor com outra referência autorizada, como um medidor padrão ou separador de testes, de modo a garantir a manutenção dos parâmetros de medição do medidor multifásico durante toda sua utilização *subsea*.

“b) Redundância em sensores de temperatura, pressão e diferencial de pressão do sistema de medição de fluido multifásico;”

O item b) foi inserido devido a dificuldade de intervenções, manutenção e substituições de equipamentos, sendo de fundamental importância a utilização de múltiplos sensores e transmissores destinados a obtenção de valores de temperatura e pressão para medição de fluidos. Uma eventual falha nos sensores citados acima ocasionaria em paradas de medição, podendo impactar negativamente na produção de hidrocarbonetos. O baixo custo desses sensores justifica a sua redundância, quando comparado a possibilidade de perda de produção, o que poderia acarretar em grandes perdas monetárias para os concessionários e para os beneficiários das Participações Governamentais.

“c) Conexão de dados entre o sistema de controle e os sistemas de medição de fluido multifásico que garanta a aquisição de todas as variáveis, medidas e calculadas, diariamente;”

Deve ser garantido que os dados obtidos pelo sistema de medição de fluidos multifásicos estejam conectados com o sistema de controle, como definido no item c), de forma a garantir a correta distribuição de informações e, conseqüentemente, a correta apropriação da produção de hidrocarbonetos aos campos e poços produtores.

As condições de produção variam ao longo da vida produtora de cada campo, principalmente as frações de produção de água, petróleo e gás natural. Os medidores de fluido multifásico operam em faixas específicas desses fluidos. Explicitando a importância do item d) citado abaixo, garantindo uma flexibilidade para a variação das condições de contorno do projeto ou da substituição dos medidores multifásicos, mantendo assim uma medição fidedigna ao longo da vida do campo.



“d) Flexibilidade para variação das condições de contorno do projeto: GVF, salinidade, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, ou previsão de substituição dos medidores de fluido multifásico durante o período de vida do projeto.”

Para as situações em que a produção de diferentes poços é encaminhada simultaneamente para um separador de produção dedicado, de forma a garantir o melhor resultado de apropriação para cada poço, faz-se necessário que cada linha de produção vinculada a um determinado poço conte com medidor multifásico de forma individualizada, conforme explicitado no item e) abaixo transcrito:

“e) Os poços cuja produção é direcionada para separador de produção dedicado devem contar com medição de fluido multifásico individualizada.”

O item 5.4 trata de parâmetros fundamentais no ambiente *onshore*, ou *offshore* utilizando equipamentos *topside*, conforme explicitado nos itens abaixo:

“a) Possibilidade de comparar o medidor de fluido multifásico com uma referência autorizada pela ANP, conforme o item 8 deste Regulamento;”

O item a) descrito acima, estabelece a possibilidade de comparar o medidor com outra referência autorizada, como um medidor padrão ou separador de testes, de modo a garantir a manutenção dos parâmetros de medição do medidor multifásico durante toda sua utilização *onshore* ou *topside*.

Respectivamente, os itens b), c) e d) referentes ao item 5.4 possuem a mesma aplicabilidade e justificativa dos itens c), d) e e) do item 5.3.

10.5.4 Item 5.5

O item 5.5 trata somente de estabelecer documentação que deverá ser enviada para avaliação da ANP com vistas à aprovação do projeto de medição de fluido multifásico. Essa documentação é definida nos itens: a), b), c), d), e), f), g), h), i), j), k), e l).

O item 5.5.1, descrito abaixo, é justificado por esse regulamento tratar de uma tecnologia nova, ainda pouca difundida no Brasil, portanto eventuais necessidades podem surgir ao longo



de distintas situações operacionais, podendo ser necessário a avaliação desta Agência de outros fatores diferentes dos citados no item 5.5.

“5.5.1 A ANP poderá solicitar documentos complementares além dos listados acima.”

10.6 Instalação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico

A análise e justificativa para os subitens do item 6 do regulamento, “Instalação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico” será detalhada a seguir, de acordo com a divisão apresentada na minuta.

10.6.1 Item 6.1

“6.1. Antes do início de operação, os sistemas de medição de fluido multifásico devem ser autorizados pela ANP.”

Esta obrigação é imprescindível para a efetividade da operação dos sistemas de medição de fluido multifásico, de modo a garantir que a instalação de todo o sistema seja realizada de acordo com o aprovado em projeto e garantir todas as especificações técnicas necessárias para uma correta medição de água, óleo e gás produzidos.

Novamente, trata-se de um caso particular da Resolução Conjunta, este item apenas deixa claro que a regra também se aplica para o caso particular.

10.6.2 Item 6.2

“6.2. O agente regulado deve comprovar para a ANP que realizou todas as etapas de comissionamento antes do início de operação de sistema de medição de fluido multifásico, conforme aprovado pela ANP.

6.2.1. A ANP somente irá autorizar o início de operação de sistema de medição de fluido multifásico mediante comprovação de que todas as etapas do comissionamento foram satisfatoriamente realizadas antes do início de operação.

6.2.2. A comprovação de que trata o item 6.2 deve ser efetivada com o envio dos relatórios contendo os resultados obtidos nas etapas do comissionamento realizadas antes do início de operação.



O comissionamento é uma etapa fundamental para operação de diversos equipamentos incluindo os do sistema de medição multifásica, de modo que estes estejam projetados, instalados, testados, operados e mantidos de acordo com as necessidades e requisitos operacionais, visando garantir que a medição seja adequada desde o início da operação. Portanto, a importância do item 6.2 se dá na medida em que o agente regulado deve comprovar à ANP que realizou todas as etapas necessárias antes do início de operação.

Deste modo, é importante que o comissionamento seja comprovado, garantindo rastreabilidade a operação, para a posterior aprovação da ANP. O item 6.2.2 estabelece que a comprovação deve ser efetivada com o envio dos relatórios contendo os resultados da realização das etapas do comissionamento antes do início de produção. Estes relatórios servirão de suporte técnico para a ANP avaliar o correto comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico.

10.6.3 Item 6.3

“6.3. O agente regulado deve enviar os documentos para a ANP com antecedência mínima de 90 dias da data prevista para o início de operação dos sistemas de medição de fluido multifásico..”

O prazo estabelecido no item 6.3 foi baseado em prazo já estabelecido no item 5.3 da Resolução Conjunta ANP/INMETRO de 10 de junho de 2013, o qual já é aceito e praticado pela indústria. O NFP julga como suficiente o prazo estabelecido para análise de toda documentação a ser enviada.

10.7 Operação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico

A análise e justificativa para os subitens do item 7 do regulamento, “Operação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico” será detalhada a seguir, de acordo com a divisão apresentada na minuta.



10.7.1 Item 7.1

“7.1. As principais variáveis do sistema de medição de fluido multifásico devem ser medidas, exibidas, registradas e disponibilizadas em sistemas de supervisão, de forma a permitir o acompanhamento das mesmas.”

Considerando que as características do sistema de medição de fluido multifásico podem sofrer eventuais alterações intrínsecas do processo de medição para exibição e/ou de exibição para registro, tanto de natureza computacional quanto pela interface homem-máquina, é de fundamental importância a implantação de um sistema supervisorio, de modo a garantir a exibição e registro coerentes com os dados que foram medidos pelos instrumentos.

O objetivo do item 7.1, é estabelecer a obrigatoriedade de implementação das medidas descritas pelo agente regulado.

10.7.2 Item 7.2

“7.2. Para que o potencial de produção a partir de um teste poço seja considerado válido, o tempo mínimo utilizando um sistema de medição de fluido multifásico deve ser de 12 (doze) horas após a estabilização do fluxo no medidor.

7.2.1. A ANP poderá aprovar a realização de teste de poço utilizando um medidor de fluido multifásico com tempo mínimo inferior a 12 (doze) horas, mas superior a 6 (seis) horas, mediante solicitação do agente regulado com a devida fundamentação técnica..”

O item 7.2 da minuta do regulamento estabelece o tempo mínimo de fluxo que deve ser considerado para a realização de um teste de poço com medidores de fluido multifásico.

O tempo definido pela ANP nos itens 7.2 e 7.2.1, para realização de testes de poço, possui como base os relatórios de teste de poço certificados por empresas especializadas. Tal prazo é usualmente utilizado pelas operadoras e garantem a representatividade dos dados a serem adquiridos.



10.7.3 Item 7.3

“7.3. Deve ser enviado para a ANP, a cada 180 dias, a partir do início de operação dos sistemas de medição de fluido multifásico, um relatório de avaliação de desempenho dos medidores de fluido multifásicos, conforme definido no item 9 deste Regulamento.

7.3.1. Durante o período de comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico, o relatório de avaliação de desempenho deve ser enviado para a ANP a cada 30 dias, a partir do início de operação dos sistemas de medição de fluido multifásico.

7.3.2. Durante a aplicação do plano de contingência, o relatório de avaliação de desempenho deve ser enviado para a ANP a cada 30 dias, a partir do início de execução do mesmo.”

As operadoras, presentes na reunião de agosto de 2014, relataram a razoabilidade do envio de relatório periódico de desempenho, assim como, de acordo com as respostas enviadas a ANP, no questionário descrito no item 4 desta nota técnica, quanto ao prazo de 180 dias para envio. Concordamos que seria razoável tal exigência.

Os itens 7.3.1 e 7.3.2 definem um prazo de 30 dias para envio à ANP do relatório de avaliação de desempenho, durante o comissionamento ou a aplicação do plano de contingência, respectivamente. Estes períodos são considerados críticos devido a possibilidade de grande variação de parâmetros como frações mássicas ou volumétricas de fluidos e principalmente GVF, necessitando de um acompanhamento mais célere e rigoroso, de modo a permitir um maior controle da apropriação da produção.

10.8 Periodicidade de Testes de Poços com Sistemas de Medição de Fluido Multifásico

Apresentamos a seguir a análise e justificativa para os subitens do item 8 do regulamento, “Periodicidade de Testes de Poços com Sistemas de Medição de Fluido Multifásico”.

“8.1. O agente regulado que utilize sistemas de medição de fluido multifásico para apropriação dos volumes produzidos de petróleo, gás natural e água deve realizar testes de poços conforme a periodicidade a seguir:



8.1.1. Quando os resultados dos testes de poços forem utilizados para apropriação da produção a um campo, em casos de medição fiscal compartilhada, o intervalo de realização de testes de poços não pode ser superior a 21 (vinte e um dias). Este prazo não se aplica à situação de mudanças nas condições usuais de operação ou de detecção de variações na produção.

8.1.2. Quando os resultados dos testes de poços forem utilizados somente para apropriação da produção aos poços, o intervalo de realização de testes de poços não pode ser superior a 45 (quarenta e cinco dias). Este prazo não se aplica à situação de mudanças nas condições usuais de operação ou de detecção de variações na produção.”

O item 8, e seus subitens, estabelecem a periodicidade de realização de testes de poços que utilizam sistemas de medição de fluido multifásico para medição para apropriação de petróleo, gás natural e água.

Os prazos foram reduzidos em relação aos prazos estabelecidos quando os testes são realizados por separadores de testes ou tanques de testes, pois a maior vantagem da utilização de sistemas de medição de fluido multifásico está na possibilidade de melhor monitoramento dos poços.

Deste modo, torna-se natural que a periodicidade de testes de poços com sistemas de medição de fluido multifásico seja maior do que quando se utilizam sistemas clássicos. Consideramos razoável que os prazos de realização de testes de poços com sistemas de medição de fluido multifásico seja equivalente a metade daqueles estabelecidos para os sistemas clássicos.

10.9 Verificação do Desempenho dos Sistemas Medição de Fluido Multifásico

Os medidores de fluido multifásico são equipamentos relativamente novos e altamente complexos, produzidos por um restrito número de empresas que detém tal tecnologia. Estes medidores realizam a medição simultânea de água, gás natural e petróleo, diferentemente de



tecnologias já comumente utilizadas, como o separador de testes ou separador de produção dedicado.

Os medidores multifásicos possuem erro e incerteza de medição associados maiores do que os obtidos com separadores de testes ou o separadores de produção dedicados, além de uma faixa de operação mais restrita. Portanto, esta é a justificativa para inserção do item 9.1, que determina a comparação das tecnologias, de modo a garantir uma maior precisão na medição realizada pelos medidores multifásicos. A seguir, reproduzimos:

“9.1. Os medidores de fluido multifásicos devem ter seu desempenho verificado em comparação com separador de teste ou separador de produção dedicado.”

O item 9.1.1 estabelece que:

“9.1.1. No caso de utilização de um mesmo medidor de fluido multifásico para a medição de fluido proveniente de mais de um poço, não simultaneamente, o medidor de fluido multifásico deve ter seu desempenho verificado em comparação com separador de teste para cada um dos fluidos medidos.”

A necessidade de verificar o desempenho do medidor de fluido multifásico em comparação com separador de teste atinge um estado mais crítico quando este for utilizado, não simultaneamente, em mais de um poço. Isso ocorre devido às características singulares de cada poço, como: vazão, temperatura, pressão, BSW e GVF. Daí a importância do item 9.1.1, que garante que o desempenho do medidor multifásico seja verificado em comparação com um separador de teste.

De modo a garantir que todas as propriedades inerentes do processo de medição sejam mantidas durante a verificação de desempenho do medidor foi inserido o item 9.2, o qual reproduzimos a seguir:

“9.2. As condições de verificação de desempenho devem ser iguais às condições usuais de operação.”



Este item garante que o fluxo mássico de medição do medidor multifásico fique dentro da faixa de medição do medidor de fluido multifásico estabelecido em projeto, garantindo sua eficácia.

O item 9.3 permite que a ANP autorize a verificação de desempenho dos medidores multifásicos por outro medidor multifásico. Este é definido no item 9.3.1 como referência inicial. Tal item viabiliza uma maior flexibilização de equipamentos para as operadoras.

De acordo com o item 9.3.2, o medidor de fluido multifásico utilizado como referência inicial deve ter seu desempenho verificado em comparação com separador de teste ou separador de produção dedicado, de modo a garantir a precisão na medição multifásica. A seguir, reproduzimos:

“9.3.2. No caso de verificação de desempenho descrita no item 9.3, o medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial deve ter seu desempenho verificado em comparação com separador de teste ou separador de produção dedicado.”

O item 9.4 define os critérios mínimos de verificação do desempenho dos medidores de fluido multifásicos, de modo a garantir que as propriedades, diretamente envolvidas na obtenção de dados de vazão mássica ou volumétrica dos fluidos envolvidos e fatores de conciliação utilizados, estejam coerentes com os encontrados no separador de teste ou separador de produção dedicado. Garantindo uma maior confiabilidade a todo o sistema de medição multifásico.

Para registrar a correta avaliação de desempenho do sistema de medição multifásica incluiu-se o item 9.5 que define que deve ser elaborado um relatório mensal de verificação de desempenho dos medidores de fluido multifásicos. Este relatório possui dados fundamentais para caracterização do equipamento, cronologia das ações realizadas, relação de limites de vazões e desvios, histórico de variáveis e identificação de responsáveis pela emissão do relatório. Estes dados são fundamentais para garantir a rastreabilidade dos dados do sistema de medição multifásica pela ANP em possíveis ações de fiscalização.

O item 9.5.1 estabelece que:



“9.5.1. O fator de reconciliação para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água deve ser calculado, no mínimo, em base diária, semanal, e mensal.”

Este item define a frequência na qual o fator de conciliação deve ser calculado. A base diária, semanal e mensal garantem uma atualização frequente dos dados, permitindo um menor erro associado a medição. Esta frequência já é utilizada em outros campos que possuem autorização para utilização de medição multifásica de fluidos. As operadoras sugerem a frequência como adequada, em sincronia com a opinião desta Agência.

O item 9.6 trata da verificação do desempenho utilizando separador de teste. Os itens 9.6.1.1. e 9.6.1.2. tratam tecnicamente de como devem ser calculados os fatores de reconciliação. A seguir, reproduzimos os itens 9.6.1.1. e 9.6.1.2., respectivamente:

“9.6.1.1. Razão do volume medido nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste com o volume medido no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

“9.6.1.2. Razão da massa medida nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste com a massa medida no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

A forma de cálculo, já utilizada na indústria, foi apresentada em reunião com a Shell Brasil Petróleo LTDA em 18 de julho de 2014.

De modo a garantir a qualidade da obtenção de dados ao longo da vida útil do sistema de medição multifásica de fluidos os desvios máximos durante a verificação de desempenho dos medidores com separador de teste, devem ser registrados, conforme definido no item 9.6.2, o qual reproduzimos a seguir:

“9.6.2. Na verificação direta do medidor de fluido multifásico com separador de teste devem ser registrados os desvios máximos durante a verificação.”

De acordo com as operadoras presentes na reunião de 06 de agosto de 2014, e com as respostas enviadas à ANP no questionário descrito no item 4 desta nota técnica, o tempo de 24



horas seria aceitável para a comparação do medidor de fluido multifásico com separador de teste. Concordamos que seria razoável tal exigência. A seguir, reproduzimos o item 9.6.3:

“9.6.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume, e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico com separador de teste deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo no medidor e no separador de teste.”

O item 9.7 trata da verificação do desempenho do medidor de fluido multifásico utilizando separador de produção dedicado. Os itens 9.7.1.1 e 9.7.1.2 tratam tecnicamente de como devem ser calculados os fatores de reconciliação. A seguir, reproduzimos os itens 9.7.1.1 e 9.7.1.2, respectivamente:

“9.7.1.1. Razão do volume medido nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de produção dedicado com o somatório do volume medido nos medidores de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

“9.7.1.2. Razão da massa medida nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de produção dedicado com o somatório da massa medida nos medidores de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

A forma de cálculo, já utilizada na indústria, foi apresentada em reunião com a Shell Brasil Petróleo LTDA em 18 de julho de 2014.

De acordo com as operadoras presentes na reunião de 06 de agosto de 2014, e com as respostas enviadas à ANP no questionário descrito no item 4 desta Nota Técnica, o tempo de 24 horas seria aceitável para a comparação do medidor de fluido multifásico com separador de produção dedicado. Concordamos que seria razoável tal exigência. A seguir, reproduzimos o item 9.7.1.3:

“9.7.1.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume, e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico com separador de produção dedicado deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo nos medidores e no separador de produção dedicado.”



O item 9.8 trata da verificação do desempenho do medidor de fluido multifásico utilizando medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial. Este item foi subdividido nos itens 9.8.1, que aborda os casos de utilização de um medidor multifásico, e um medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial; 9.8.2, que aborda os casos de utilização de um medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial, e um separador de teste ou separador de produção dedicado; e 9.8.3, que aborda os casos de utilização de um medidor de fluido multifásico para a medição de fluido produzido por mais de um poço de modo não simultâneo, e um separador de teste. Os itens 9.8.1.1 e 9.8.1.2; 9.8.2.1 e 9.8.2.2; e 9.8.3.1 e 9.8.3.2, tratam tecnicamente de como devem ser calculados os fatores de reconciliação. A seguir, reproduzimos os itens 9.8.1.1, 9.8.1.2, 9.8.2.1, 9.8.2.2., 9.8.3.1. e 9.8.3.2., respectivamente:

“9.8.1.1. Razão do volume medido no medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial com o somatório do volume medido no medidor de fluidomultifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

“9.8.1.2. Razão da massa medida no medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial com o somatório da massa medida no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo e gás natural e água.”

9.8.2.1. Razão do volume medido nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste ou separador de produção dedicado com o volume medido no medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

“9.8.2.2. Razão da massa medida nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste ou separador de produção dedicado com a massa medida no medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

9.8.3.1. Razão do volume medido nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste com o volume medido no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

“9.8.3.2. Razão da massa medida nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste com a massa medida no medidor de



fluido multifásico considerado, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.”

De acordo com as operadoras presentes na reunião de 06 de agosto de 2014, e com as respostas enviadas à ANP no questionário descrito no item 4 desta Nota Técnica, o tempo de 24 horas seria aceitável para a comparação do medidor de fluido multifásico com os instrumentos descritos nos subitens 9.8.1., 9.8.2, e 9.8.3. Concordamos que seria razoável tal exigência. A seguir, reproduzimos os itens 9.8.1.3., 9.8.2.3 e 9.8.3.3:

“9.8.1.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume, e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico com medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo nos medidores de fluido multifásico e no medidor considerado como referência inicial.”

“9.8.2.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume, e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial com separador de teste ou separador de produção dedidado deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo no medidor e no separador de teste ou separador de produção dedicado.”

“9.8.3.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume, e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico com separador de teste deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo no medidor e no separador de teste.”

10.10 Comissionamento dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico

Apresentamos a seguir a análise e justificativa para os subitens do item 10 do regulamento, “Comissionamento dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico”.

10.10.1 Item 10.1

“10.1. O agente regulado deve propor um plano de comissionamento dos medidores de fluido multifásico para aprovação da ANP.”



O item 10.1 estabelece que deve ser enviado para a análise e aprovação da ANP um plano de comissionamento.

O processo de comissionamento consiste em uma série de práticas e procedimentos aplicáveis ao sistema de medição de fluido multifásico visando garantir sua operabilidade dentro dos requisitos de desempenho estabelecidos, e aprovados pela ANP.

O objetivo principal do plano de comissionamento é assegurar a transferência dos sistemas de medição de fluido multifásico para o usuário final de forma eficaz, ordenada e segura, em termos de desempenho, confiabilidade e conformidade normativa e de acordo com os princípios de desenho e operação preestabelecidos.

A exigência de um plano de comissionamento para os sistemas de medição de fluido multifásico está de acordo com as melhores práticas internacionais da indústria do petróleo sobre a questão.

10.10.2 Item 10.2

“10.2. O plano de comissionamento deve prever que não estarão em comissionamento simultâneo sistemas de medição de fluido multifásico que utilizem a mesma referência para verificação de seu desempenho.

10.2.1. O plano de comissionamento deve prever que os potenciais de produção dos poços, que utilizam sistemas de medição de fluido multifásico em comissionamento simultâneo, serão determinados em separador de teste ou separador de produção dedicado.

10.2.2. No caso de determinação do potencial de produção do poço conforme o item 10.2.1, o poço deve ser testado isoladamente no separador de teste ou separador de produção dedicado, de acordo com o estabelecido no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.”

O item 10.2, e seus subitens, estabelecem que não será permitido que dois sistemas de medição de fluido multifásico, que utilizem a mesma referência para verificação de seu desempenho, estejam em comissionamento simultaneamente.



Durante o comissionamento o sistema de medição ainda não é considerado confiável, de modo que neste período os potenciais de produção dos poços devem ser determinados por outros meios que o regulamento estabelece, os quais devem ser o separador de testes ou separador de produção dedicado.

O regulamento estabelece ainda que neste caso, o poço deve ser testado isoladamente no separador de teste ou separador de produção, nos termos do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

10.10.3 Item 10.3

“10.3. O prazo máximo para comissionamento de cada sistema de medição de fluido multifásico é de 60 (sessenta) dias, a partir do início de operação do mesmo.”

Conforme exposto no item 10.10.1 desta Nota Técnica, o objetivo principal do plano de comissionamento é assegurar a transferência dos sistemas de medição de fluido multifásico para o usuário final de forma eficaz, ordenada e segura, em termos de desempenho, confiabilidade e conformidade normativa e de acordo com os princípios de desenho e operação pré-estabelecidos. Entretanto essas atividades devem ter um prazo razoável para término.

Alinhado a este conceito, a minuta apresentada não considera a possibilidade de que um dado sistema possa ficar mais do que 60 dias em comissionamento. Caso o sistema não esteja apto para utilização no período de 60 dias, o agente regulado deve iniciar a aplicação do plano de ação e substituição do mesmo, se for o caso.

10.11 Indisponibilidade dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico

A análise e justificativa para os subitens do item 11 do regulamento, “Indisponibilidade dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico” será detalhada a seguir, de acordo com a divisão apresentada na minuta.



10.11.1 Itens 11.1 e 11.2

“11.1. Em atendimento ao modelo de gestão dos sistemas de medição estabelecido pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, o agente regulado deve propor um plano de ação a ser executado para os casos de desenquadramento de variáveis medidas e calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico, para aprovação da ANP.

11.1.1. Os requisitos estabelecidos em Resolução da ANP sobre notificação de eventos de falhas de sistemas e falhas presumidas de medição de petróleo e gás natural devem ser observados para os sistemas de medição de fluido multifásico autorizados para medições de apropriação de petróleo, gás natural e água.

11.2. O plano de ação a ser executado para os casos de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos medidores de fluido multifásico deve prever as atividades a serem executadas para cada variável monitorada, medida ou calculada, que apresente valores superiores aos limites estabelecidos no plano de verificação de desempenho dos sistemas de medição de fluido multifásico.”

Os itens 11.1 e 11.2 da minuta do regulamento estabelecem a obrigatoriedade de proposição para aprovação da ANP de um plano de ação nos casos de desenquadramento das variáveis medidas e calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico.

A minuta de regulamento ressalta que os requisitos estabelecidos para eventos de falhas dos sistemas de medição em resolução específica da ANP, constantes da Resolução ANP nº 18/2014, são plenamente aplicáveis para os sistemas de medição de fluido multifásico que venham a ser autorizados pela ANP para apropriação dos volumes de petróleo, gás natural e água.

Tal requisito já consta na Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, apenas o ressaltamos no presente regulamento, bem como acrescentamos a obrigatoriedade de elaboração e envio de um plano de ação a ser executado, para a aprovação da ANP,.

O objetivo dessa exigência é garantir que os agentes regulados efetivamente realizarão ações para todos os casos em que uma variável medida ou calculada nos sistemas de medição



de fluido multifásico venha ultrapassar os limites estabelecidos no plano de monitoramento aprovado pela ANP.

10.11.2 Item 11.3

“11.3 O prazo máximo para a investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem indisponibilidade total ou parcial é de 30 (trinta) dias, a partir do início do evento, quando deve ser emitido o relatório final de investigação.”

O item 11.3 estabelece um prazo máximo para a investigação de um evento de desenquadramento das variáveis medidas ou calculadas por um sistema de medição de fluido multifásico, e ainda que deve ser emitido um relatório final de investigação ao término do prazo.

O prazo estipulado de 30 dias é razoável, e tem o objetivo de tornar o processo de investigação finito, evitando longos períodos de indisponibilidade de um sistema de medição de fluido multifásico.

10.11.3 Item 11.4

“11.4 O plano de ação deve prever a emissão de relatórios parciais, a cada 10 (dez) dias, sobre as ações que estão sendo executadas.

11.4.1. O relatório parcial de investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico deve conter no mínimo:

(...)

11.4.2. O relatório final de investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem indisponibilidade total ou parcial dos medidores de fluido multifásico deve conter no mínimo:

(...)”

O item 11.4 da minuta do regulamento estabelece que o plano de ação deve prever a emissão de relatórios parciais da investigação das causas de desenquadramento das variáveis

medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem em indisponibilidade total ou parcial, bem como o conteúdo mínimo dos relatórios parciais e do relatório final de investigação.

O objetivo principal deste item é assegurar que o agente regulado estará atuando ativamente na solução dos casos de indisponibilidade total ou parcial dos sistemas de medição de fluido multifásico.

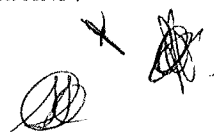
A Figura 2 a seguir, ilustra o processo estabelecido pelo item 11.4 da minuta do Regulamento, no monitoramento do desempenho dos sistemas de medição de fluido multifásico. Quando uma das variáveis acompanhadas superar os limites aprovados, deve ser iniciado o plano de ação.



Figura 2 – Plano de Ação

10.11.4 Itens 11.5 e 11.6

“11.5 O agente regulado deve propor um plano de contingência para ser aplicado durante os casos de indisponibilidade parcial ou total dos medidores de fluido multifásico, para aprovação precária da ANP.





11.6 O plano de contingência, conforme o item 4 deste Regulamento, deve prever a metodologia que será utilizada para a determinação dos potenciais de produção dos poços, que utilizam sistemas de medição de fluido multifásico, durante o período de indisponibilidade parcial ou total dos medidores de fluido multifásico.”

Os itens 11.5 e 11.6 da minuta do regulamento estabelecem a obrigatoriedade de proposição para aprovação da ANP de um plano de contingência a ser aplicado durante os casos de indisponibilidade total ou parcial dos sistemas de medição de fluido multifásico.

Ao se deparar com evento em que alguma das variáveis medidas ou calculadas ultrapasse os limites aprovados no plano de verificação de desempenho, o agente regulado deve iniciar o plano de ação e avaliar se será necessária a aplicação do plano de contingência.

Confirmando-se a indisponibilidade total ou parcial de um sistema de medição de fluido multifásico será necessária a aplicação de um plano de contingência para a determinação dos potenciais de produção dos poços e por consequência dos fatores de alocação da produção dos mesmos, durante o período de indisponibilidade.

O plano de ação indicará a necessidade de aplicação ou não do plano de contingência. Tal fato ficará registrado nos relatórios parciais e no relatório final de investigação do evento de desenquadramento das variáveis, conforme a Figura 3 abaixo.



Figura 3 – Plano de Contingência

10.11.5 Item 11.7

“11.7. O agente regulado deve efetuar a substituição do medidor, ou sistema de medição, de fluido multifásico com indisponibilidade parcial ou total conforme a seguir:

11.7.1. Para medidores, ou sistemas de medição, de fluido multifásico instalados em ambiente submarino, o prazo é de 120 (cento e vinte) dias, a partir da emissão do relatório final de investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem indisponibilidade total ou parcial do medidor de fluido multifásico.

11.7.2. Para medidores, ou sistemas de medição, de fluido multifásico instalados em superfície, seja em unidades estacionárias de produção marítimas ou em instalações de produção terrestres, o prazo é de 60 (sessenta) dias, a partir da emissão do relatório final de investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem indisponibilidade total ou parcial do medidor de fluido multifásico.”



Três assinaturas manuscritas em tinta preta, localizadas na base da página.



O item 11.7 da minuta do regulamento estabelece os prazos para a substituição dos medidores, ou sistemas de medição, de fluido multifásico com indisponibilidade total ou parcial.

A ANP não pode permitir que medidores ou sistemas de medição de fluido multifásicos instalados, com projetos aprovados, fiquem indisponíveis por longos períodos de tempo. Após a constatação da indisponibilidade total ou parcial, no âmbito do relatório final de investigação, torna-se necessário estabelecer um prazo para a substituição do mesmo.

São separadas as situações de medidores, ou sistemas de medição, instalados em ambiente submarino, dos instalados em superfície. Para os medidores instalados em ambiente submarino, o prazo é superior aos instalados em superfície, devido a questões logísticas.

10.11.6 Item 11.8

“11.8 Em casos de permanência da indisponibilidade total ou parcial do medidor de fluido multifásico em período superior ao estabelecido nos itens 11.7.1 e 11.7.2, deve-se interromper a utilização do ponto de medição, e o poço cuja produção é apropriada baseada nos volumes medidos pelo medidor, ou sistema de medição, de fluido multifásico indisponível total ou parcialmente deve ser fechado até a substituição ou reparo do mesmo.”

O item 11.8 da minuta do regulamento estabelece a consequência para o caso do agente regulado não efetuar a substituição dos medidores, ou sistemas de medição, de fluido multifásico com indisponibilidade total ou parcial.

Tal ação por parte da Agência é necessária para garantir que serão substituídos os medidores, ou sistemas de medição, de fluido multifásico indisponíveis, ou no caso de não substituição, os mesmos não serão utilizados para a apropriação dos volumes produzidos de petróleo e gás natural.

Ressaltamos que já consta previsão de aplicação de um plano de contingência para esses casos, mas não é possível que este se dê por tempo indeterminado ou de forma definitiva.



Afinal, se o agente regulado apresentou um projeto para a utilização de sistemas de medição de fluido multifásico, não faz sentido abandoná-lo somente porque este se encontra indisponível total ou parcialmente. O projeto original aprovado pela ANP deve ser restaurado e o medidor substituído.

10.12 Fiscalização

A ANP como órgão fiscalizador da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis, deve ter livre acesso para exercer essa atribuição legal.

Este item do regulamento deixa claro que a ANP poderá solicitar os relatórios de sistemas de medição de fluido multifásico para apropriação de petróleo, gás natural e água durante ação de fiscalização. Entretanto, no caso de operações programadas, a data de realização da fiscalização será informada com antecedência razoável ao agente regulado.

11 AUDIÊNCIA PÚBLICA E CONSULTA PÚBLICA

Recomendamos a Diretoria Colegiada da ANP que autorize a realização de audiência pública, precedida de consulta pública de 30 dias, da minuta de resolução que regulamenta prazos e procedimentos que deverão ser observados na medição multifásica dos fluidos, a documentação sujeita a aprovação desta Agência, a instalação, operação e comissionamento dos sistemas e verificação de desempenho dos medidores multifásicos de petróleo e gás natural.

12 CONCLUSÕES

Conclui-se que a edição da nova resolução que estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na implementação dos sistemas de medição de fluido multifásico para apropriação de petróleo, gás natural e água com vistas a garantir a credibilidade dos resultados



de medição é relevante, sendo sua importância apontada pelos próprios agentes regulados, tendo em vista alguns benefícios esperados com a regulamentação proposta.

Diante do exposto, recomendamos a autorização da Diretoria Colegiada da ANP para a realização de audiência pública, precedida de consulta pública durante 30 dias, da minuta da resolução, após as considerações da Douta Procuradoria Geral Federal junto à ANP.

Esta é a Nota Técnica.

Hugo Candia Saad

Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural

Ana Lúcia Ferreira de Oliveira

Técnica em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural

De acordo,

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

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

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 pelos incisos VII e XVI do art. 8º da 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, no inciso X do artigo 2º da Lei n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010, no inciso IV do art. 3º, no art. 4º e no art. 5º do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, nos itens 6.5 e 7.2.7.4, 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;

Resolve:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água, anexo à presente Resolução, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na medição de fluido multifásico para apropriação de petróleo, gás natural e água, e dá outras providências.

Art. 2º Estabelecer a obrigação de que o agente regulado cumpra com os requisitos dos planos constantes na Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico aprovada pela ANP.

Art. 3º Determinar que os agentes regulados que possuam sistemas de medição de fluido multifásico autorizados pela ANP, em operação quando da entrada em vigor desta Resolução, submetam à ANP a Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico para cada sistema de medição de fluido multifásico no prazo de 90 (noventa) dias, a contar da data de entrada em vigor desta Resolução.

Parágrafo único. O prazo citado no caput do presente artigo poderá ser estendido, a critério da ANP, mediante fundamentação técnica a ser encaminhada anexa à solicitação, não devendo exceder 180 (cento e oitenta) dias.

Art. 4º Estabelecer que o não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na legislação, em especial na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.

Art. 5º Estabelecer que os casos omissos, bem como as disposições complementares que se fizerem necessárias, serão resolvidos pela ANP.

Art. 6º Esta Resolução entrará em vigor 30 (trinta) dias após a sua publicação no Diário Oficial da União.

REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO PARA APROPRIAÇÃO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E ÁGUA A QUE SE REFERE A RESOLUÇÃO ANP Nº. , DE DE DE 2015.

Conteúdo

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO	3
2. DEFINIÇÕES	3
3. TESTE DOS MEDIDORES DE FLUIDO MULTIFÁSICO	4
4. DOCUMENTAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO	5
5. PROJETO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO	7
6. INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO	9
7. OPERAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO	9
8. PERIODICIDADE DE TESTES DE POÇOS COM SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO	10
9. VERIFICAÇÃO DO DESEMPENHO DOS SISTEMAS MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO	10
10. COMISSONAMENTO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO	14
11. INDISPONIBILIDADE DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO	14
12. FISCALIZAÇÃO	16

X


REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO PARA APROPRIAÇÃO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E ÁGUA A QUE SE REFERE A RESOLUÇÃO ANP Nº. , DE DE DE 2015.

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

1.1. Objetivo

1.1.1. Este Regulamento tem por objetivo regulamentar o disposto nos itens 6.5 e 7.2.7.4 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelecendo os prazos e procedimentos que deverão ser observados na medição de fluido multifásico para apropriação de petróleo, gás natural e água.

1.2. Campo de Aplicação

1.2.1. Este Regulamento se aplica à medição de fluido multifásico de petróleo, gás natural e água que venha a ser utilizada para:

1.2.1.1. Medição para apropriação dos volumes produzidos a poços e a campo produtor;

1.2.1.2. Outros medidores operacionais não classificados no subitem 1.2.1.1, quando determinado pela ANP.

2. DEFINIÇÕES

Para efeito deste Regulamento são consideradas as seguintes definições, além daquelas constantes da Lei n.º 9.478/1997, modificada pelas Leis n.º 11.097/2005 e n.º 11.909/2009, da Lei n.º 12.351/2010, do Decreto n.º 2.705/1998, do Decreto n.º 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. Amostragem de fluido multifásico – processo pelo qual amostras de fluido pressurizado são obtidas de um poço/reservatório para posterior realização da análise PVT.
- 2.2. Dados PVT – dados resultantes dos testes experimentais realizados nas amostras dos fluidos provenientes dos reservatórios. Corresponde à caracterização das propriedades PVT dos fluidos produzidos, de forma a converter os volumes medidos em condições de operação para as condições de referência.
- 2.3. Grupo societário – é o grupo formalmente constituído por empresas nos termos do art. 265, da Lei 6.404/1976, ou o grupo constituído de fato, composto por empresas vinculadas entre si por relação de controle direto ou indireto em comum, conforme o disposto nos §§ 1º e 2º, do art. 243, da Lei 6.404/1976, ou conforme o disposto no art. 1097, no art. 1098 e no art. 1099 do Código Civil.
- 2.4. GVF – sigla para fração volumétrica de gás no fluido multifásico.
- 2.5. Laboratório Independente – laboratório apto a realizar testes de desempenho no sistema de medição ou medidor de fluido multifásico, que não pertença a grupo societário do qual faça parte o agente regulado e o fabricante do medidor ou sistema de medição em análise.
- 2.6. Medidor de fluido multifásico - instrumento de medição destinado a medir continuamente, calcular e indicar o volume totalizado dos fluidos em escoamento multifásico, sob as condições de medição. É utilizado na medição simultânea de petróleo, gás natural e água, presentes como três fases de um fluido em determinado escoamento.
- 2.7. Pontos de corte – parâmetros adotados em cada metodologia que servem de referência para implementação e encerramento de determinadas ações.
- 2.8. PVT – a sigla é uma abreviação para o termo "Pressão-Volume-Temperatura" e se refere ao comportamento das fases dos fluidos de reservatório sob condições de mudança de pressão e temperatura, e de que forma estas grandezas afetam volume, viscosidade, densidade e a mistura entre estes fluidos.
- 2.9. Separador de teste – equipamento destinado a promover a separação dos fluidos provenientes de um único poço, para que sejam feitas medições individualizadas em sistemas de medição de apropriação de petróleo e gás natural, bem como em sistemas de medição operacionais de água.
- 2.10. Separador de produção dedicado – equipamento destinado a promover a separação dos fluidos provenientes de mais de um poço de produção simultaneamente, para que sejam feitas medições individualizadas em sistemas de medição de apropriação de petróleo e gás natural, e sistemas de medição operacionais de água.
- 2.11. Sistema de medição de fluido multifásico – Conjunto de um ou mais instrumentos de medição, bem como de outros dispositivos, montado e adaptado para fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos para diferentes grandezas dentro de intervalos especificados.

3. TESTE DOS MEDIDORES DE FLUIDO MULTIFÁSICO

3.1. Testes dos Sistemas de Medição e de Medidores de Fluido Multifásicos

3.1.1. O agente regulado deve realizar testes de desempenho no sistema de medição e no medidor de fluido multifásico para aprovação do projeto dos sistemas de medição de fluido multifásico a que se refere o item 5 deste Regulamento.

3.1.2. Os testes de desempenho no sistema de medição ou medidor de fluido multifásico devem ser realizados em laboratório independente.

3.1.3. O relatório com os resultados do teste de desempenho do medidor de fluido multifásico deve conter, no mínimo:

- a) Identificação do relatório;
- b) Data de emissão do relatório;
- c) Identificação do modelo e número de série do medidor de fluido multifásico testado;
- d) Período de realização do teste;
- e) Condições de contorno do teste: GVF, salinidade, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, pressão mínima e máxima, temperatura mínima e máxima;
- f) Limites de massa específica e viscosidade dinâmica dos fluidos medidos;
- g) Limites operacionais testados;
- h) Limites máximos e mínimos dos desvios em relação ao padrão para cada fluido e para gases e líquidos;
- i) Versão do *software* utilizado no medidor de fluido multifásico;
- j) Dados PVT utilizados no teste;
- k) Memorial descritivo dos sistemas de medição utilizados como padrão para os testes;
- l) Resultados e conclusões dos testes;
- m) Observações e informações complementares.
- n) Identificação do(s) responsável(is) pelo relatório;

3.1.4. O agente regulado deve enviar para a ANP o relatório com os resultados dos testes dos medidores de fluido multifásicos que pretende utilizar em projeto de sistemas de medição de fluido multifásico.

3.1.5. Os sistemas de medição de fluido multifásico devem testados nas mesmas condições operacionais em que serão utilizados, para aqueles projetos de sistemas de medição de fluido multifásico que serão submetidos para aprovação da ANP.

3.1.6. A ANP poderá, mediante fundamentação técnica que evidencie que o sistema de medição atende as condições previstas, a ser encaminhada com o projeto a que se refere o item 5 deste Regulamento, aprovar projetos de sistemas de medição de fluido multifásico testado em condições operacionais diferentes daquelas em que serão utilizados.

4. DOCUMENTAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

4.1. O agente regulado deve apresentar para aprovação da ANP os seguintes documentos:

4.1.1. Projeto de sistemas de medição de fluido multifásico;

4.1.2. Plano de verificação de desempenho do medidor de fluido multifásico;

4.1.3. Plano de coleta de amostra de fluido multifásico;

4.1.4. Plano de atualização de dados PVT;

- 4.1.5. Plano de comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico;
- 4.1.6. Plano de ação, para os casos de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos medidores de fluido multifásico;
- 4.1.7. Plano de contingência, para ser aplicado durante os casos de indisponibilidade parcial ou total dos medidores de fluido multifásico.
- 4.2. A coletânea dos documentos do item 4.1 será denominada Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico.
- 4.3. O agente regulado está obrigado a cumprir os planos dos sistemas de medição de fluido multifásico aprovados pela ANP.
- 4.4. O agente regulado não pode efetuar qualquer alteração na Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico sem prévia aprovação da ANP.
- 4.5. A proposta de plano de verificação do desempenho do medidor de fluido multifásico com uma referência autorizada pela ANP, conforme o item 5 deste Regulamento, deve conter no mínimo:
- a) Variáveis medidas e calculadas que serão monitoradas para a verificação do desempenho do medidor de fluido multifásico;
 - b) Limites máximos e mínimos para as variáveis que serão monitoradas;
 - c) Justificativa para a escolha das variáveis e dos limites propostos;
 - d) Descrição detalhada da metodologia proposta de verificação de desempenho do medidor de fluido multifásico;
 - e) Proposta de periodicidade de verificação de desempenho do medidor de fluido multifásico com a referência;
 - f) Justificativa para a proposta de periodicidade de verificação de desempenho do medidor de fluido multifásico com a referência;
 - g) Critérios objetivos para possível redução ou aumento da periodicidade de verificação do medidor de fluido multifásico com a referência;
 - h) Justificativa dos critérios escolhidos para a proposta de redução ou aumento da periodicidade de verificação de desempenho;
 - i) Justificativa para os pontos de corte na metodologia proposta de redução ou aumento da periodicidade de verificação do medidor de fluido multifásico com a referência.
- 4.6. A proposta de plano de coleta de amostra de fluido multifásico deve conter no mínimo:
- a) Descrição detalhada da metodologia proposta de periodicidade de coleta de amostra de fluido;
 - b) Critérios objetivos para a obrigatoriedade de coleta de amostra de fluido;
 - c) Justificativa para a proposta de periodicidade de coleta de amostra de fluido;
 - d) Justificativa dos critérios escolhidos para a coleta de amostra de fluido;
 - e) Justificativa para os pontos de corte na metodologia proposta.
- 4.7. A proposta de plano de atualização dos dados PVT deve conter no mínimo:
- a) Descrição detalhada da metodologia proposta de atualização dos dados PVT;
 - b) Critérios objetivos para a obrigatoriedade de atualização dos dados PVT;
 - c) Justificativa para a proposta de atualização dos dados PVT;
 - d) Justificativa dos critérios escolhidos para a atualização dos dados PVT;
 - e) Justificativa para os pontos de corte na metodologia proposta.



4.8. A proposta de plano de comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico deve conter no mínimo:

- a) Descrição detalhada das etapas e da metodologia proposta de realização do comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico antes e após o início de operação;
- b) Critérios objetivos para a caracterização do término do comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico;
- c) Justificativa para a proposta de comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico;
- d) Justificativa dos critérios escolhidos para a caracterização do término do comissionamento;
- e) Justificativa para os pontos de corte na metodologia proposta para a caracterização do término do comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico.

4.9. A proposta de plano de contingência para os casos de indisponibilidade parcial ou total dos medidores de fluido multifásico deve conter no mínimo:

- a) Descrição detalhada da metodologia proposta de plano de contingência dos medidores de fluido multifásico;
- b) Critérios objetivos para a aplicação do plano de contingência dos medidores de fluido multifásico;
- c) Justificativa para a os critérios propostos para o plano de contingência.

4.10. A ANP poderá solicitar documentos complementares além dos listados nos itens 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, e 4.9.

4.11. Para aprovação dos planos de que tratam os itens 4.1.2 à 4.1.7 a ANP poderá determinar alterações para atender às exigências deste Regulamento.

5. PROJETO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

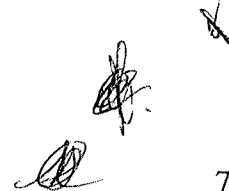
5.1. Antes da execução do projeto de medição de fluido multifásico ou de sua alteração, este deve ser enviado à ANP para aprovação.

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

5.1.2. Alterações em projeto de medição de fluido multifásico já instalado somente poderão ser realizadas após autorização da ANP.

5.2. O agente regulado deve propor para aprovação da ANP projeto de sistema de medição de fluido multifásico com medidor testado previamente, conforme o item 3 deste Regulamento.

5.2.1. No caso de apresentação de projetos de sistemas de medição de acordo com o item 3.1.6, o agente regulado deve apresentar o relatório dos testes realizados, conforme o item 3 deste Regulamento.



5.3. O projeto de medição de fluido multifásico, a ser utilizado em ambiente submarino, deve prever:

- a) Possibilidade de comparar o medidor de fluido multifásico com uma referência autorizada pela ANP, conforme o item 9 deste Regulamento;
- b) Redundância em sensores de temperatura, pressão e diferencial de pressão do sistema de medição de fluido multifásico;
- c) Conexão de dados entre o sistema de controle e os sistemas de medição de fluido multifásico que garanta a aquisição de todas as variáveis, medidas e calculadas, diariamente;
- d) Flexibilidade para variação das condições de contorno do projeto: GVF, salinidade, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, ou previsão de substituição dos medidores de fluido multifásico durante o período de vida do projeto;
- e) Os poços cuja produção é direcionada para separador de produção dedicado devem contar com medição de fluido multifásico individualizada.

5.4. O projeto de medição de fluido multifásico, a ser utilizado em superfície, seja em unidades estacionárias de produção marítimas ou em instalações de produção terrestres, deve prever:

- a) Possibilidade de comparar o medidor de fluido multifásico com uma referência autorizada pela ANP, conforme o item 9 deste Regulamento;
- b) Conexão de dados entre o sistema de controle e os sistemas de medição de fluido multifásico que garanta a aquisição de todas as variáveis, medidas e calculadas, diariamente;
- c) Flexibilidade para variação das condições de contorno do projeto: GVF, salinidade, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, ou previsão de substituição dos medidores de fluido multifásico durante o período de vida do projeto.
- d) Os poços cuja produção é direcionada para separador de produção dedicado devem contar com medição de fluido multifásico individualizada.

5.5. Para a aprovação do projeto de medição de fluido multifásico, deverão ser enviados os seguintes documentos:

- a) Memorial descritivo dos sistemas de medição, incluindo informações e dados sobre a arquitetura destes sistemas;
- b) Descrição dos princípios da operação e manutenção;
- c) Comprovação da redundância dos sensores de temperatura, pressão e diferencial de pressão do sistema de medição de fluido multifásico e de robustez na concepção do conceito de medição;
- d) Comprovação de conexão de dados entre o sistema de controle e os sistemas de medição de fluido multifásico, que garanta a aquisição de todas as variáveis, medidas e calculadas, diariamente;
- e) Curva de produção prevista para o(s) poço(s) que será(ão) medido(s) no medidor de fluido multifásico;
- f) Comprovação de que os sistemas de medição de fluidos multifásicos a serem utilizados suportam as variações das condições de contorno do projeto: GVF, salinidade, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, ou a previsão de substituição dos mesmos em alguma fase do projeto;
- g) Proposta de plano de verificação de desempenho do medidor multifásico, conforme especificado no item 4 deste Regulamento;
- h) Proposta de plano de coleta de amostra de fluido multifásico, conforme especificado no item 4 deste Regulamento;
- i) Proposta de plano de atualização dos dados PVT, conforme especificado no item 4 deste Regulamento;
- j) Proposta de plano de comissionamento, conforme especificado no item 4 deste Regulamento;

k) Proposta de plano de ação a ser executado para os casos de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos medidores de fluido multifásico, conforme especificado no item 10 deste Regulamento;

l) Proposta de plano de contingência para aplicação durante os casos de indisponibilidade parcial ou total dos medidores de fluido multifásico, conforme especificado no item 4 deste Regulamento;

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

6. INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

6.1. Antes do início de operação, os sistemas de medição de fluido multifásico devem ser autorizados pela ANP.

6.2. O agente regulado deve comprovar para a ANP que realizou todas as etapas de comissionamento antes do início de operação de sistema de medição de fluido multifásico, conforme aprovado pela ANP.

6.2.1. A ANP somente irá autorizar o início de operação de sistema de medição de fluido multifásico mediante comprovação de que todas as etapas do comissionamento foram satisfatoriamente realizadas antes do início de operação.

6.2.2. A comprovação de que trata o item 6.2 deve ser efetivada com o envio dos relatórios contendo os resultados obtidos nas etapas do comissionamento realizadas antes do início de operação.

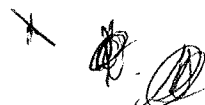
6.3. O agente regulado deve enviar os documentos para a ANP com antecedência mínima de 90 dias da data prevista para o início de operação dos sistemas de medição de fluido multifásico.

7. OPERAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

7.1. As principais variáveis do sistema de medição de fluido multifásico devem ser medidas, exibidas, registradas e disponibilizadas em sistemas de supervisão, de forma a permitir o acompanhamento das mesmas.

7.2. Para que o potencial de produção a partir de um teste poço seja considerado válido, o tempo mínimo utilizando um sistema de medição de fluido multifásico deve ser de 12 (doze) horas após a estabilização do fluxo no medidor.

7.2.1. A ANP poderá aprovar a realização de teste de poço utilizando um medidor de fluido multifásico com tempo mínimo inferior a 12 (doze) horas, mas superior a 6 (seis) horas, mediante solicitação do agente regulado com a devida fundamentação técnica.



7.3. Deve ser enviado para a ANP, a cada 180 dias, a partir do início de operação dos sistemas de medição de fluido multifásico, um relatório de avaliação de desempenho dos medidores de fluido multifásicos, conforme definido no item 9 deste Regulamento.

7.3.1. Durante o período de comissionamento dos sistemas de medição de fluido multifásico, o relatório de avaliação de desempenho deve ser enviado para a ANP a cada 30 dias, a partir do início de operação dos sistemas de medição de fluido multifásico.

7.3.2. Durante a aplicação do plano de contingência, o relatório de avaliação de desempenho deve ser enviado para a ANP a cada 30 dias, a partir do início de execução do mesmo.

8. PERIODICIDADE DE TESTES DE POÇOS COM SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

8.1. O agente regulado que utilize sistemas de medição de fluido multifásico para apropriação dos volumes produzidos de petróleo, gás natural e água deve realizar testes de poços conforme a periodicidade a seguir:

8.1.1. Quando os resultados dos testes de poços forem utilizados para apropriação da produção a um campo, em casos de medição fiscal compartilhada, o intervalo de realização de testes de poços não pode ser superior a 21 (vinte e um dias). Este prazo não se aplica à situação de mudanças nas condições usuais de operação ou de detecção de variações na produção.

8.1.2. Quando os resultados dos testes de poços forem utilizados somente para apropriação da produção aos poços, o intervalo de realização de testes de poços não pode ser superior a 45 (quarenta e cinco dias). Este prazo não se aplica à situação de mudanças nas condições usuais de operação ou de detecção de variações na produção.

9. VERIFICAÇÃO DO DESEMPENHO DOS SISTEMAS MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

9.1. Os medidores de fluido multifásicos devem ter seu desempenho verificado em comparação com separador de teste ou separador de produção dedicado.

9.1.1. No caso de utilização de um mesmo medidor de fluido multifásico para a medição de fluido proveniente de mais de um poço, não simultaneamente, o medidor de fluido multifásico deve ter seu desempenho verificado em comparação com separador de teste para cada um dos fluidos medidos.

9.2. As condições de verificação de desempenho devem ser iguais às condições usuais de operação.

9.3. A ANP poderá autorizar que os medidores de fluido multifásico tenham seu desempenho verificado por outro medidor de fluido multifásico.

9.3.1. Na hipótese descrita no item 9.3, o medidor de fluido multifásico a jusante será considerado como referência inicial.

9.3.2. No caso de verificação de desempenho descrita no item 9.3, o medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial deve ter seu desempenho verificado em comparação com separador de teste ou separador de produção dedicado.

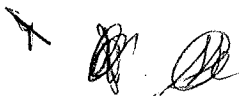
9.4. O agente regulado deve utilizar como critérios mínimos de verificação do desempenho dos medidores de fluido multifásicos:

- a) Vazão mássica de gases e líquidos;
- b) Vazão mássica de petróleo, gás natural e água;
- c) Vazão volumétrica de gases e líquidos;
- d) Vazão volumétrica de petróleo, gás natural e água;
- e) Fatores de reconciliação calculados.

9.5. Deve ser elaborado um relatório mensal de verificação de desempenho dos medidores de fluido multifásicos. O relatório de verificação de desempenho dos sistemas de medição de fluido multifásicos deve conter no mínimo:

- a) Identificação do relatório;
- b) Data de emissão do relatório;
- c) Identificação do modelo e número de série do medidor de fluido multifásico de desempenho verificado;
- d) Período de realização da verificação de desempenho;
- e) Condições de contorno da verificação de desempenho: GVF, salinidade, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, pressão mínima e máxima, temperatura mínima e máxima;
- f) Limites de massa específica e viscosidade dinâmica dos fluidos medidos;
- g) Limites máximos e mínimos dos desvios em relação à referência autorizada de:
 - 1) Vazão mássica de gases e líquidos;
 - 2) Vazão mássica de petróleo, gás natural e água;
 - 3) Vazão volumétrica de gases e líquidos;
 - 4) Vazão volumétrica de petróleo, gás natural e água; e
 - 5) Fatores de reconciliação calculados.
- h) Dados PVT utilizados na verificação de desempenho;
- i) Versão do *software* utilizado no medidor de fluido multifásico;
- j) Histórico das variáveis medidas e calculadas:
 - 1) Desde o início de operação do sistema de medição de fluido multifásico;
 - 2) Nos últimos 365 dias;
 - 3) Nos últimos 180 dias;
 - 4) Nos últimos 90 dias;
 - 5) Nos últimos 60 dias; e
 - 6) Nos últimos 30 dias.
- k) Resultados e conclusões da verificação de desempenho;
- l) Informações sobre as atividades do plano de ação executadas durante o período de avaliação;
- m) Informações sobre as atividades do plano de contingência executadas durante o período de avaliação;
- n) Observações e informações complementares.
- o) Identificação do(s) responsável(is) pelo relatório;

9.5.1. O fator de reconciliação para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água deve ser calculado, no mínimo, em base diária, semanal, e mensal.



9.6. Verificação do desempenho utilizando separador de teste.

9.6.1. Na verificação direta do medidor de fluido multifásico com separador de teste devem ser calculados os fatores de reconciliação conforme a seguir:

9.6.1.1. Razão do volume medido nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste com o volume medido no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.6.1.2. Razão da massa medida nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste com a massa medida no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.6.2. Na verificação direta do medidor de fluido multifásico com separador de teste devem ser registrados os desvios máximos durante a verificação.

9.6.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico com separador de teste deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo no medidor e no separador de teste.

9.7. Verificação do desempenho do medidor de fluido multifásico utilizando separador de produção dedicado.

9.7.1. No caso de utilização de um medidor de fluido multifásico dedicado para cada poço, e separador de produção dedicado, o fator de reconciliação deve ser calculado conforme a seguir:

9.7.1.1. Razão do volume medido nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de produção dedicado com o somatório do volume medido nos medidores de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.7.1.2. Razão da massa medida nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de produção dedicado com o somatório da massa medida nos medidores de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.7.1.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico com separador de produção dedicado deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo nos medidores e no separador de produção dedicado.

9.8. Verificação do desempenho do medidor de fluido multifásico utilizando medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial.

9.8.1. No caso de utilização de um medidor de fluido multifásico, e um medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial, o fator de reconciliação deve ser calculado conforme a seguir:

9.8.1.1. Razão do volume medido no medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial com o somatório do volume medido no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.8.1.2. Razão da massa medida no medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial com o somatório da massa medida no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.8.1.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico com medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo nos medidores de fluido multifásico e no medidor considerado como referência inicial.

9.8.2. No caso de utilização de um medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial, e um separador de teste ou separador de produção dedicado, o fator de reconciliação deve ser calculado conforme a seguir:

9.8.2.1. Razão do volume medido nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste ou separador de produção dedicado com o volume medido no medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.8.2.2. Razão da massa medida nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste ou separador de produção dedicado com a massa medida no medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.8.2.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico considerado como referência inicial com separador de teste ou separador de produção dedicado deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo no medidor e no separador de teste ou separador de produção dedicado.

9.8.3. No caso de utilização de um medidor de fluido multifásico para a medição de fluido produzido por mais de um poço de modo não simultâneo, e um separador de teste, o fator de reconciliação deve ser calculado para todos os poços que utilizam o medidor, conforme a seguir:

9.8.3.1. Razão do volume medido nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste com o volume medido no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.8.3.2. Razão da massa medida nos pontos de medição de apropriação na saída do separador de teste com a massa medida no medidor de fluido multifásico, para gases e líquidos, e petróleo, gás natural e água.

9.8.3.3. O tempo mínimo a ser utilizado para a totalização do volume e massa, para a comparação do medidor de fluido multifásico com separador de teste deve ser de 24 (vinte e quatro) horas após a estabilização do fluxo no medidor e no separador de teste.



10. COMISSIONAMENTO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

10.1. O agente regulado deve propor um plano de comissionamento dos medidores de fluido multifásico para aprovação da ANP.

10.2. O plano de comissionamento deve prever que não estarão em comissionamento simultâneo sistemas de medição de fluido multifásico que utilizem a mesma referência para verificação de seu desempenho.

10.2.1. O plano de comissionamento deve prever que os potenciais de produção dos poços, que utilizam sistemas de medição de fluido multifásico em comissionamento simultâneo, serão determinados em separador de teste ou separador de produção dedicado.

10.2.2. No caso de determinação do potencial de produção do poço conforme o item 10.2.1, o poço deve ser testado isoladamente no separador de teste ou separador de produção dedicado, de acordo com o estabelecido no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

10.3. O prazo máximo para comissionamento de cada sistema de medição de fluido multifásico é de 60 (sessenta) dias, a partir do início de operação do mesmo.

11. INDISPONIBILIDADE DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO MULTIFÁSICO

11.1. Em atendimento ao modelo de gestão dos sistemas de medição estabelecido pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, o agente regulado deve propor um plano de ação a ser executado para os casos de desenquadramento de variáveis medidas e calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico, para aprovação da ANP.

11.1.1. Os requisitos estabelecidos em Resolução da ANP sobre notificação de eventos de falhas de sistemas e falhas presumidas de medição de petróleo e gás natural devem ser observados para os sistemas de medição de fluido multifásico autorizados para medições de apropriação de petróleo, gás natural e água.

11.2. O plano de ação a ser executado para os casos de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos medidores de fluido multifásico deve prever as atividades a serem executadas para cada variável monitorada, medida ou calculada, que apresente valores superiores aos limites estabelecidos no plano de verificação de desempenho dos sistemas de medição de fluido multifásico.

11.3. O prazo máximo para a investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem indisponibilidade total ou parcial é de 30 (trinta) dias, a partir do início do evento, quando deve ser emitido o relatório final de investigação.

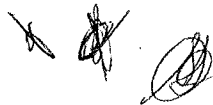
11.4. O plano de ação deve prever a emissão de relatórios parciais, a cada 10 (dez) dias, sobre as ações que estão sendo executadas.

11.4.1. O relatório parcial de investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico deve conter no mínimo:

- a) Nome do agente regulado;
- b) Identificação da bacia;
- c) Identificação do campo;
- d) Identificação da instalação;
- e) Identificação do medidor, sistema de medição ou equipamento em falha;
- f) Condições de operação do sistema de medição: GVF, salinidade, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, pressão e temperatura antes do evento;
- g) Data da ocorrência;
- h) Data de detecção da falha;
- i) Data do relatório;
- j) Breve descrição do evento;
- k) Causa provável do evento;
- l) Acionamento, ou não, do plano de contingência;
- m) Descrição das medidas adotadas até o momento da emissão do relatório parcial;
- n) Observações e informações complementares; e
- o) Identificação do(s) responsável(is) pelo relatório.

11.4.2. O relatório final de investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem indisponibilidade total ou parcial dos medidores de fluido multifásico deve conter no mínimo:

- a) Nome do agente regulado;
- b) Identificação da bacia;
- c) Identificação do campo;
- d) Identificação da instalação;
- e) Identificação do medidor, sistema de medição ou equipamento em falha;
- f) Condições de operação do sistema de medição: GVF, salinidade, BSW, vazão mássica e volumétrica de cada fluido, pressão e temperatura antes do evento;
- g) Data da ocorrência;
- h) Data de detecção da falha;
- i) Data do relatório;
- j) Metodologia utilizada para a investigação;
- k) Cronologia e descrição técnica do evento;
- l) Descrição de qualquer evento e/ou fator externo que permitiu a ocorrência do evento;
- m) Descrição do(s) fato(s) determinante para a ocorrência do evento;
- n) Descrição das medidas mitigadoras tomadas e resultados esperados no período de contingenciamento;
- o) Descrição das recomendações para evitar a recorrência do evento;
- p) Cronograma de implementação das ações recomendadas;
- q) Descrição das medidas adotadas até o momento da emissão do relatório;
- r) Cronograma das ações futuras;
- s) Observações e informações complementares; e
- t) Identificação do(s) responsável(is) pelo relatório.



11.5. O agente regulado deve propor um plano de contingência para ser aplicado durante os casos de indisponibilidade parcial ou total dos medidores de fluido multifásico, para aprovação precária da ANP.

11.6. O plano de contingência, conforme o item 4 deste Regulamento, deve prever a metodologia que será utilizada para a determinação dos potenciais de produção dos poços, que utilizam sistemas de medição de fluido multifásico, durante o período de indisponibilidade parcial ou total dos medidores de fluido multifásico.

11.7. O agente regulado deve efetuar a substituição do medidor, ou sistema de medição, de fluido multifásico com indisponibilidade parcial ou total conforme a seguir:

11.7.1. Para medidores, ou sistemas de medição, de fluido multifásico instalados em ambiente submarino, o prazo é de 120 (cento e vinte) dias, a partir da emissão do relatório final de investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem indisponibilidade total ou parcial do medidor de fluido multifásico.

11.7.2. Para medidores, ou sistemas de medição, de fluido multifásico instalados em superfície, seja em unidades estacionárias de produção marítimas ou em instalações de produção terrestres, o prazo é de 60 (sessenta) dias, a partir da emissão do relatório final de investigação das causas de desenquadramento de variáveis medidas ou calculadas pelos sistemas de medição de fluido multifásico que impliquem indisponibilidade total ou parcial do medidor de fluido multifásico.

11.8. Em casos de permanência da indisponibilidade total ou parcial do medidor de fluido multifásico em período superior ao estabelecido nos itens 11.7.1 e 11.7.2, deve-se interromper a utilização do ponto de medição, e o poço cuja produção é apropriada baseada nos volumes medidos pelo medidor, ou sistema de medição, de fluido multifásico indisponível total ou parcialmente deve ser fechado até a substituição ou reparo do mesmo.

12. FISCALIZAÇÃO

12.1. A ANP poderá, a qualquer tempo, fiscalizar os sistemas de medição de fluido multifásico para apropriação de petróleo, gás natural e água. Todos os documentos objeto deste Regulamento devem ser preservados para fins de auditoria pelo período mínimo de 10 (dez) anos, devendo ser garantida a sua veracidade.

12.2. Os documentos indicados neste Regulamento devem ser disponibilizados para a ANP sempre que requisitados.

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 poderá requisitar, a qualquer tempo, outras informações e documentos necessários à fiscalização.

