



## Nota Técnica nº 072/2013/NFP

Rio de Janeiro, 9 de setembro de 2013

### **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 análise dos fluidos, na validação dos resultados, e na implementação de resultados de análises físico-químicas nas medições subsequentes de petróleo e gás natural com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

### **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 proferir 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 entrará em vigor em 180 dias após a data de sua publicação no Diário Oficial da União, que ocorrerá no dia 10 de dezembro de 2013, estabelece os seguintes requisitos:

(i) Para a Medição Fiscal

*"7.1.10. As análises dos fluidos devem ser determinadas em amostragem realizada conforme capítulo 8 deste Regulamento e aplicadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subsequentes."(grifos nossos)*

(ii) Para Medição de Apropriação

*"7.2.6. As análises dos fluidos devem ser determinadas em amostragem realizada conforme capítulo 8 deste Regulamento e aplicadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subsequentes."(grifos nossos)*

(iii) Para Medição de Campos com Pequenas Acumulações

*"7.3.18. As análises dos fluidos devem ser determinadas em amostragem realizada conforme capítulo 8 deste Regulamento e aplicadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subsequentes." (grifos nossos)*

Em 5 de julho de 2013, foi enviado a todos os concessionários o Ofício-Circular nº 004/2013/NFP-ANP que tem como assunto a Regulamentação dos Prazos para Implementação dos Resultados das Análises Físico-químicas de Petróleo e Gás Natural para as Medições Fiscais e de Apropriação.

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

<b>Questionário para diagnóstico sobre a elaboração do regulamento dos prazos para implementação dos resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural para as medições fiscais e de apropriação.</b>
<b>Nome da Empresa / Instituição:</b>
1. A operadora entende ser necessária e importante a regulamentação dos prazos para implementação dos resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural para as medições fiscais e de apropriação?
2. Qual o benefício esperado pela operadora na regulamentação dos prazos para implementação dos resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural para as medições fiscais e de apropriação? Descrever os possíveis benefícios técnicos e/ou financeiros.
3. Na visão da operadora, existe a necessidade de validação dos resultados das análises físico-químicas antes da implementação dos mesmos para as medições subsequentes? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s).
4. Quais são as etapas do processo entre a retirada da amostra e a sua implementação para as medições subsequentes? Descrever as etapas e o tempo médio praticado em cada etapa do processo.
5. A operadora tem identificado falhas em alguma etapa do processo entre a retirada da amostra e a sua implementação para as medições subsequentes? Se sim, descrever qual(is) a(s) falha(s) detectada(s).
6. A operadora tem dificuldade na retirada de amostras de petróleo e gás natural nos pontos de medição fiscais e de apropriação? Se sim, descrever as dificuldades encontradas, e as ações implementadas para a solução, ou sugestões para a solução.



7. A operadora tem dificuldade na realização das análises físico-químicas de petróleo e gás natural? Se sim, descrever as dificuldades encontradas, e as ações implementadas para a solução, ou sugestões para a solução.
8. Existe infraestrutura laboratorial nas proximidades das instalações de produção de petróleo e gás natural da operadora? Se existirem realidades distintas, esclarecer e exemplificar.
9. Tratando-se de campos <i>offshore</i> , a operadora analisa a opção de instalação de um cromatógrafo na instalação de produção? Descrever os motivos do posicionamento adotado e os ganhos obtidos, ou que pretende obter, com tal decisão.
10. A operadora realiza gestão dos eventos de não validação das amostras ou o descarte das amostras realizadas? Se sim, exemplificar os ganhos obtidos com a gestão realizada.
11. Qual plano de ação a operadora executa nas ocasiões de não validação das amostras ou o descarte das amostras realizadas?

Em resposta ao Ofício-Circular nº 004/2013/NFP-ANP, foram recebidos, por escrito, os documentos com as respostas do questionário das seguintes operadoras:

- ✓ Alvopectro (identificação do documento: OF.SSA 062/13), fls. 263/265;
- ✓ BP Energy do Brasil Ltda. (identificação do documento: BP/PPR-051/2013), fls. 267/272;
- ✓ Cheim Petróleo & Gás (identificação do documento: cpg/carta nº 053/2013), fls. 301;
- ✓ Chevron Brasil Upstream Frade Ltda. (identificação do documento: s/n), fls. 295/296;
- ✓ Gran Tierra Energy Brasil Ltda. (identificação do documento: GTEB\_ANP\_136/2013), fls. 292/293;
- ✓ Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras (identificação do documento: E&P-ENGP 0018/2013), fls. 279/283;
- ✓ Petrosyenergy Ltda. (identificação do documento: PSY-TMMAC-OP-0143-2013), fls. 298/299;
- ✓ OGX Petróleo e Gás S/A (identificação do documento: OGX/E&P nº 504 de 09/08/2013), fls. 274/277;
- ✓ Shell Brasil Petróleo Ltda. (identificação do documento: SBEP-CX-1039/13), fls. 288/290; e
- ✓ Sonangol Starfish Oil & Gas S.A. (identificação do documento: SSOG nº 0708/2013), fls. 285/286.





#### 4 RESPOSTAS AO OFÍCIO-CIRCULAR Nº 004/2013/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 dos prazos para implementação dos resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural para as medições fiscais e de apropriação?

Respostas: A maior parte das operadoras entende ser necessária e relevante a existência de uma regulamentação dos prazos para implementação dos resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural para as medições fiscais e de apropriação. (BP Energy do Brasil LTDA., Gran Tierra Energy Brasil LTDA., Petrobras, Petrosynergy LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A. e Sonangol Starfish Oil & Gas S.A).

A Petrobras ressalta a importância de ter a definição de prazos tratada de forma geral para todo o ciclo (desde a coleta até a implementação dos resultados), e não para cada etapa individual, devido à complexidade do processo. Enquanto que a OGX Petróleo e Gás S.A. reforça a necessidade de estender de 1 (um) para 3 (três) meses a periodicidade de análise de teste de poço para apropriação contínua.

A operadora Chevron Brasil Upstream Frade LTDA. acredita não ser necessária uma data limite para a atualização dos computadores de vazão, e que cada operador precisa definir o procedimento e o tempo para cada processo. A Shell Brasil Petróleo LTDA. também respondeu que não, argumentando que as análises físico-químicas devem ser realizadas quando houver variação nas características do fluido, acima de uma margem pré-estabelecida pela ANP ou órgão competente. A Alvo Petro também não concorda, devido ao seu pequeno volume de produção.

Análise das Respostas: Consideramos necessária e importante a regulamentação da operacionalização do disposto nos itens 7.1.10, 7.2.6 e 7.3.18 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, bem como estabelecer alguns outros pontos sobre a matéria.

X



A minuta de resolução, bem como o regulamento que esta aprovará, tratam deste ponto.

A observação da operadora OGX Petróleo e Gás S.A. sobre a necessidade de de estender de 1 (um) para 3 (três) meses a periodicidade de análise de teste de poço para apropriação contínua, e ainda a alegação da operadora Shell Brasil Petróleo LTDA, que as análises físico-químicas devem ser realizadas quando houver variação nas características do fluido, acima de uma margem pré-estabelecida pela ANP ou órgão competente, são tópicos que não serão tratados na minuta de resolução proposta, pois tal possibilidade de extensão já existe, desde que sejam atendidos os requisitos do Anexo C do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

Quanto as alegações de que não deve ser estabelecido um prazo limite para a implementação dos resultados das análises para as medições subsequentes, entendemos que a implementação dos resultados é o ponto principal da análise de fluidos na medição. Não é razoável, portanto que um operador efetue a coleta da amostra do fluido, e o período entre a coleta e a análise seja demasiadamente demorado, ou não aconteça. A minuta de resolução proposta pretende justamente evitar essa situação.

Pergunta nº 2: Qual o benefício esperado pela operadora na regulamentação dos prazos para implementação dos resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural para as medições fiscais e de apropriação? Descrever os possíveis benefícios técnicos e/ou financeiros.

Respostas: Em geral, as operadoras acreditam que os benefícios esperados são: a previsibilidade na realização das análises, com potencial redução de custos, através de um planejamento antecipado de logística e contratação; e um resultado de medição mais apurado, o que reduz a possibilidade de ocorrência de falhas na medição (Gran Tierra Energy Brasil LTDA., Petrobras, Petrosynergy LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A. e Sonangol Starfish Oil & Gas S.A.).

As operadoras Alvopectro, BP Energy do Brasil LTDA., Chevron Brasil Upstream Frade LTDA. e Shell Brasil Petróleo LTDA. não acreditam que há benefícios na regulamentação dos prazos.





Análise das Respostas: Concordamos com as observações das respostas recebidas pelas operadoras, pois a regulamentação traz maior clareza para os objetivos da ANP e os requisitos que devem ser atendidos pelos agentes regulados.

Pergunta nº 3: Na visão da operadora, existe a necessidade de validação dos resultados das análises físico-químicas antes da implementação dos mesmos para as medições subsequentes? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s).

Respostas: Exceto as operadoras Alvopetro e Petrosynergy LTDA. que responderam não à pergunta acima, as demais operadoras acreditam que a validação dos resultados das análises físico-químicas é necessária, uma vez que permite garantir a qualidade dos resultados da amostragem e a representatividade do processo.

Análise das Respostas: O grande número de respostas positivas para esta pergunta, aumenta a necessidade de regulamentação da operacionalização do disposto nos itens 7.1.10, 7.2.6 e 7.3.18 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, de modo a deixar previsível as exigências do órgão regulador sobre o assunto.

Pergunta nº 4: Quais são as etapas do processo entre a retirada da amostra e a sua implementação para as medições subsequentes? Descrever as etapas e o tempo médio praticado em cada etapa do processo.

Respostas:

A BP Energy do Brasil LTDA.: As etapas dependem da localização do processo do laboratório e estão detalhadas a seguir.

Etapa	Tempo
Amostragem	1 a 3 horas
Envio para o laboratório	7 a 15 dias
Análise	1 a 45 dias
Emissão de resultados	1 a 10 dias

*A*

Validação	1 a 3 dias
Implementação	1 a 5 dias

A Chevron Brasil Upstream Frade LTDA.: Depende do tipo de amostragem e análise a ser feita. Detalhes a seguir.

Amostra e Análise da composição de Gás:

Etapa	Tempo
Preparação para a amostragem	20 min
Amostragem	20 min
Análise	20 min
Relatório	20 min
Revisão/Validação dos resultados	30 min
Implementação no computador de fluxo	20 min

“Ponto de Ebulição Verdadeiro” ou PEV :

Etapa	Tempo
Coletar amostras – FPSO	0,03 dias
Transferir as amostras para a base de apoio	3 dias
Preparar documentação para enviar as amostras para fora do país; Documentação; Aprovação da ANP	15 dias
Transferir amostras para o laboratório (fora do país)	2 dias (se enviado via Intertek)
Análise e resultados do laboratório	35 dias (depende da disponibilidade do laboratório)
Validação dos resultados	7 dias (inclui o tempo para corrigir o



	relatório, se necessário)
Entrega do relatório à ANP	1 dia

A Gran Tierra Energy Brasil LTDA.: O processo tem duração estimada de 17 dias. As etapas do processo podem ser vistas abaixo.

Etapa	Tempo
Solicitação de amostragem	1 dia
Visita ao ponto de amostragem	3 dias
Coleta e transporte	2 dias
Realização da análise e emissão de laudo	3 dias
Validação	5 dias
Implementação dos resultados	3 dias

A Petrobras: As principais etapas do processo são vistas abaixo.

Etapa	Tempo	
Coleta das amostras dos fluidos produzidos	Tempo médio bastante reduzido	
Transporte das amostras para laboratórios <i>onshore</i>	Unidade <i>offshore</i> : 16 dias	Unidade <i>onshore</i> : tempo médio de análise tende a ser menor
Análise das amostras em Laboratório	Laboratório de Fluidos em Macaé: cerca de 20 dias	Unidades <i>onshore</i> : tempo médio tende a ser menor
Validação dos resultados das análises e implementação dos resultados no computador de vazão ou boletim de teste/produção	5 dias úteis	

X

A OGX Petróleo e Gás S.A.: Entre o processo de amostragem e implementação no computador de vazão estima-se um período de 30 dias.

Etapa	Tempo
Amostragem	2 a 3 dias
Desembarque	6 dias
Transporte para Laboratório	4 dias
Análise	10 a 15 dias
Validação do resultado	1 dia

A Shell Brasil Petróleo LTDA.: O processo depende do tipo de análise que será realizada. Estão representados abaixo alguns processos realizados pela operadora e sua estimativa de tempo.

#### Análise PVT:

Etapa	Tempo
Retirada da amostra	2 dias
Desembarque da amostra	10 dias
Transporte Porto/Laboratório de análise	15 dias
Análise no laboratório	3 meses
Elaboração e Validação do relatório	5 dias

#### Amostra e Análise da composição de Gás:

Etapa	Tempo
Retirada da amostra	2 dias
Desembarque da amostra	1 dia
Análise no laboratório	7 dias



Elaboração e Validação do relatório	1 dia
-------------------------------------	-------

A Sonangol Starfish Oil & Gas S.A.: A empresa trabalha com sistemas simples de medição fiscal em tanque. As amostras de petróleo são coletadas, identificadas, analisadas e validadas, e seus resultados são aplicados diariamente. Amostras de gás natural são coletadas em intervalo não superior a 90 dias e são enviadas para laboratório.

A operadora Petrosynergy LTDA. não respondeu à questão acima e a Alvo Petro respondeu dizendo que esta pergunta não se aplica à produção pequena de Campo marginal.

Análise das Respostas: De maneira geral, as operadoras dividem as atividades relacionadas a coleta e análise de fluido medido da seguinte forma: amostragem do fluido, análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da análise.

Os prazos para cada atividade apresentam pequenas variações, entretanto temos duas realizadas bem distintas, a produção de campos *onshore* e a de campos *offshore*. Onde nos campos *onshore*, o tempo para a realização das atividades é menor que no caso dos campos *offshore*.

O Anexo A da minuta do regulamento apresenta um escalonamento para os prazos de amostragem do fluido, análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da análise, sem contudo fazer distinção dos campos *onshore* e a de campos *offshore*, de modo que os campos *onshore* não serão prejudicados com os prazos sugeridos na minuta.

Conforme as respostas recebidas, o prazo previsto para a realização das atividades até o final de 2014 está de acordo com os prazos atualmente praticados.

Pergunta nº 5: A operadora tem identificado falhas em alguma etapa do processo entre a retirada da amostra e a sua implementação para as medições subsequentes? Se sim, descrever qual(is) a(s) falha(s) detectada(s).



Respostas: Grande parte das empresas identifica falhas na maioria das etapas do processo, sendo as principais citadas pelas operadoras BP Energy do Brasil LTDA., Gran Tierra Energy Brasil LTDA., Petrobras, OGX Petróleo e Gás S.A., Shell Brasil Petróleo LTDA. e Sonangol Starfish Oil & Gas S.A:

- i. Problemas com a amostra;
- ii. Falhas relativas aos cilindros de coleta de amostras;
- iii. Falhas no procedimento de amostragem; e
- iv. Indisponibilidade de laboratórios qualificados e disponíveis para prestação de serviços para terceiros.

A empresa Chevron Brasil Upstream Frade LTDA. não identifica muitas limitações/problemas no processo de amostra, exceto quando não há um bom funcionamento do equipamento, quando necessitam suporte técnico especial ou quando há necessidade de peças de reposição que possuem longo prazo para entrega. As operadoras Alvopectro e Petrosynergy LTDA. também responderam que não.

Análise das Respostas: As dificuldades encontradas e apontadas pelos agentes regulados na execução das atividades são as responsáveis pelo atual tempo demasiadamente longo entre a retirada da amostra, e a efetiva implementação dos resultados das análises para as medições subsequentes.

Tais aspectos foram considerados na elaboração das tabelas do Anexo A da minuta do regulamento, ao escalonar os prazos a serem atendidos. Deste modo, estamos buscando o aperfeiçoamento do processo ao longo dos próximos três anos.

Pergunta nº 6: A operadora tem dificuldade na retirada de amostras de petróleo e gás natural nos pontos de medição fiscais e de apropriação? Se sim, descrever as dificuldades encontradas, e as ações implementadas para a solução, ou sugestões para a solução.

Respostas:

A BP Energy do Brasil LTDA. Tem encontrado dificuldade na coleta de amostras de:

- i. Gás natural no sistema de flare de baixa pressão: Como ação implementada, foi realizada revisão do procedimento e treinamento dos operadores. Além disso, a



- BP está estudando a viabilidade de se instalar um sistema para comprimir as amostras e evitar a contaminação de ar; e
- ii. Fluido multifásico no sistema de medição multifásico: A BP detectou recentemente a necessidade de aprimorar o ponto de amostragem de forma a diminuir os riscos envolvidos durante as coletas de amostras.

A Gran Tierra Energy Brasil LTDA. Encontra dificuldade na amostragem de petróleo parafínico no período de baixas temperaturas.

A Petrobras apresentou a seguintes dificuldades:

- i. Amostragem de petróleo para análise de fator de encolhimento e razão de solubilidade em correntes com alto teor de BSW: A dificuldade encontrada nesse tipo de amostra é o tempo muito longo de fluxo que é necessário no separador de testes. Nestes casos, é necessária a ampliação dos prazos para testes de poços e coletas de amostras;
- ii. Amostragem de gás nos pontos de medição de gás de flare para análise de cromatografia: Essa dificuldade ocorre devido às baixas pressões nos pontos de amostragem, o que pode gerar contaminação com ar. De forma a contornar esse problema, foi proposta a substituição do ponto de coleta por outro com fluido semelhante, devido à baixa influência da composição de gás no sistema de medição ultrassônica;
- iii. Amostragem de gás em locais onde há risco de emissão de vapores tóxicos: Neste caso, são adotadas medidas de segurança adicionais; e
- iv. Amostragem de gás em pontos de importação que operam durante períodos curtos: Em geral, nos casos em que o volume importado é pequeno se comparado ao volume exportado pela unidade por meio do gasoduto, pode não haver tempo hábil para mobilizar efetivo de pessoal para a realização da coleta, devido ao estado emergencial da Unidade. Uma proposta de solução para estes casos seria utilizar amostras de outros pontos de medição em que a composição de gás seja similar.

A Sonangol Starfish Oil & Gas S.A. tem dificuldade em retirar amostras de gás natural, pois ainda não possui sistemas de separação em suas instalações. Amostras são coletadas com o uso de sistema de separação alugado e devidamente autorizado pela ANP.

As operadoras Alvopectro, Chevron Brasil Upstream Frade LTDA, Petrosynergy LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A. e Shell Brasil Petróleo LTDA. Não possuem dificuldades na retirada de amostras.

X



Análise das Respostas: Assim com para a Pergunta nº 6, as respostas recebidas foram consideradas na elaboração das tabelas do Anexo A da minuta do regulamento, ao escalonar os prazos a serem atendidos.

Em relação a dificuldade de amostragem em medição multifásica, tal assunto será objeto de regulamentação própria, e está em fase de análise pelo NFP, das respostas recebidas do questionário enviado através do Ofício-Circular nº 002/2013/NFP.

Quanto as dificuldades de amostragem de petróleo para análise de fator de encolhimento e razão de solubilidade em correntes com alto teor de BSW, pois é necessário tempo muito longo de fluxo que é necessário no separador de testes, durante a reunião realizada em 30 de agosto de 2013, o NFP informou que, esta situação pode ser amenizada com a solicitação de extensão dos prazos para a realização dos testes de poços, ou ainda da coleta de fluidos para análise, desde que atendidos os requisitos do Anexo C do do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013. Desta forma, a minuta de resolução não abordará essa questão.

Em relação a dificuldade de amostragem de gás nos pontos de medição de gás natural de *flare* para análise de cromatografia, e amostragem de gás natural em pontos de importação que operam durante períodos curtos, a minuta da resolução apresenta os requisitos mínimos que devem ser atendidos para solicitações desse tipo, permitindo a utilização de resultados de análises de outros pontos de medição.

Pergunta nº 7: A operadora tem dificuldade na realização das análises físico-químicas de petróleo e gás natural? Se sim, descrever as dificuldades encontradas, e as ações implementadas para a solução, ou sugestões para a solução.

Respostas: Exceto as operadoras Alvo Petro, Gran Tierra Energy Brasil LTDA., Sonangol Starfish Oil & Gas S.A. e Petrosynergy LTDA. Que responderam não à questão acima, as demais empresas tem como principais dificuldades: o reduzido número e disponibilidade de laboratórios capacitados para a realização da análise dentro dos prazos requeridos, carência de profissionais qualificados em empresas terceirizadas e os altos custos de algumas análises.





A Petrobras apresentou como uma possível solução a realização de um trabalho junto às empresas fabricantes ou prestadoras de serviço para a melhoria da qualidade dos equipamentos fornecidos e serviços prestados.

Análise das Respostas: As dificuldades apontadas pelos agentes regulados não dependem de ações diretas da ANP. Entretanto, conforme já realatado, tais dificuldades foram consideradas na elaboração das tabelas do Anexo A da minuta do regulamento, ao escalonar os prazos a serem atendidos.

Pergunta nº 8: Existe infraestrutura laboratorial nas proximidades das instalações de produção de petróleo e gás natural da operadora? Se existirem realidades distintas, esclarecer e exemplificar.

Respostas: Todas as operadoras responderam que há infraestrutura laboratorial nas proximidades das instalações de produção de petróleo e gás natural.

A BP Energy do Brasil LTDA. Acrescentou que encontra dificuldades no processo de identificação de novos laboratórios e que acredita que ANP poderia facilitar tal identificação, disponibilizando uma lista de laboratórios e serviços credenciados para P&D para os concessionários. As operadoras Chevron Brasil Upstream Frade LTDA e Shell Brasil Petróleo LTDA. Destacaram que as análises de PVT ocorrem em laboratórios no exterior, o que gera uma demora na obtenção de resultados.

Análise das Respostas: As dificuldades apontadas pelos agentes regulados não dependem de ações diretas da ANP. Durante a reunião realizada no dia 30 de agosto de 2013, ressaltamos que as operadoras podem fomentar junto aos laboratórios a expansão de suas capacidades de atendimento, bem como dos serviços prestados, pois a demanda é perene, e com tendência de crescimento, graças as recentes rodadas de licitação de novos blocos exploratórios realizadas, bem com o a entrada na fase de produção de diversos blocos exploratórios de rodadas anteriores.

Novamente, tais dificuldades foram consideradas na elaboração das tabelas do Anexo A da minuta do regulamento, ao escalonar os prazos a serem atendidos.



Pergunta nº 9: Tratando-se de campos *offshore*, a operadora analisa a opção de instalação de um cromatógrafo na instalação de produção? Descrever os motivos do posicionamento adotado e os ganhos obtidos, ou que pretende obter, com tal decisão.

Respostas: A BP Energy do Brasil LTDA. E OGX Petróleo e Gás S.A. entendem que com a utilização de um cromatógrafo, a operadora reduziria os gastos de logística e realizaria uma melhor gestão das análises composicionais.

A Chevron Brasil Upstream Frade LTDA e a Petrobras citaram que utilizam cromatógrafos *online*, que é um equipamento confiável, que pode operar de forma automática desde a coleta até a atualização no computador de vazão e reduz custos e prazos envolvidos para a disponibilização e implementação dos resultados das análises.

A Shell Brasil Petróleo LTDA. Não prevê a instalação de um cromatógrafo em suas instalações offshore, devido à necessidade de mão de obra especializada para o equipamento.

As demais operadoras responderam que a questão acima não se aplica a elas.

Análise das Respostas: As respostas para a Pergunta nº 9 indicam que alguns agentes regulados estudam a possibilidade de utilizar cromatógrafos em linha, e outros já utilizam tal tecnologia. Entendemos que os cromatógrafos em linha são uma possível solução a ser considerada pelos agentes regulados, entretanto a minuta de resolução irá estabelecer tal exigência.

Pergunta nº 10: A operadora realiza gestão dos eventos de não validação das amostras ou o descarte das amostras realizadas? Se sim, exemplificar os ganhos obtidos com a gestão realizada.

Respostas: As únicas operadoras que realizam gestão dos eventos de não validação das amostras ou o descarte das amostras realizadas são a Petrobras e a OGX Petróleo e Gás S.A.. Essas operadoras acreditam que entre os ganhos com essa atividade estão a confiabilidade dos resultados cadastrados no computador de vazão e uma melhor representatividade das amostras coletadas.

X



Análise das Respostas: A gestão dos eventos de não validação das amostras ou o descarte das amostras realizadas é de grande importância para o processo de medição de fluidos produzidos. A minuta da resolução estabelece a obrigatoriedade de realização de um plano de ação nos casos de não validação das amostras ou o descarte das amostras, para garantir que serão tratadas e eliminadas a causa raiz desses eventos.

Os ganhos obtidos relatados pelas operadoras que já realizam a gestão, dos eventos de não validação das amostras ou o descarte das amostras realizadas, somente corroboram com o entendimento do NFP sobre a questão, e a importância de tal requisito constar na minuta de resolução proposta.

Pergunta nº 11: Qual plano de ação a operadora executa nas ocasiões de não validação das amostras ou o descarte das amostras realizadas?

Respostas: A maioria das empresas respondeu que em casos de não validação, realizam uma nova coleta de amostra e uma nova análise. Também é realizado o descarte das amostras identificadas como ruins pelo laboratório.

Análise das Respostas: Em casos de não validação da amostra ou do resultado da análise, concordamos com a prática realizada pelos agentes regulados. Entretanto, a minuta fixa um prazo para a realização da nova coleta de amostra do fluido, de forma reiniciar o processo.

Como observação, a empresa Cheim Petróleo & Gás entende a importância da regulamentação dos prazos para implementação dos resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural para as medições fiscais e de apropriação. Porém, não respondeu ao questionário, argumentando que possui somente um poço em produção e suas análises físico-químicas de petróleo e gás natural são feitas com um intervalo de tempo maior. Dessa forma, fica difícil para a empresa pontuar a respeito do assunto.

## **5 REUNIÃO REALIZADA NA ANP**

Em reunião realizada em 30 de agosto de 2013 no auditório da ANP, conforme o Ofício-Circular nº 004/2013/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 Implementação dos Resultados de Análises Físico-Químicas nas Medições Subsequentes de Petróleo e Gás Natural.

Apenas a Petrobras realizou apresentação na reunião, fls. 317/326.

## 6 DA MINUTA DA RESOLUÇÃO

A minuta de resolução proposta está estruturada em quatro artigos, tendo como anexo o Regulamento Técnico de Implementação dos Resultados de Análises Físico-Químicas nas Medições Subsequentes de Petróleo e Gás Natural, este composto de seis itens principais e dois anexos.

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

### 6.1 Primeiro Artigo

*"Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico de Implementação de Resultados de Análises Físico-Químicas para as Medições Subsequentes de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Resolução, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na análise dos fluidos, na validação dos resultados, e na implementação de resultados de análises físico-químicas nas medições subsequentes de petróleo e gás natural com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição."*

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

### 6.2 Segundo Artigo

*"Art. 2º Estabelecer que o não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, ou outra que venha substituí-la e em legislação complementar."*

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



### **6.3 Terceiro Artigo**

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

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

### **6.4 Quarto Artigo**

*“Art. 4º Esta Resolução entrará em vigor em 10 de dezembro de 2013.”*

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

O prazo de 10 de dezembro de 2013 é sugerido em função da entrada em vigor da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013 somente no dia 10 de dezembro de 2013, e a presente proposta de resolução vem regulamentar algumas questões 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 escalonados na forma das tabelas do Anexo A da minuta do regulamento.

## **7 DA MINUTA DO REGULAMENTO TÉCNICO DE IMPLEMENTAÇÃO DE RESULTADOS DE ANÁLISES FÍSICO-QUÍMICAS PARA AS MEDIÇÕES SUBSEQUENTES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

A minuta do regulamento proposto está estruturada em seis itens e dois anexos, que serão detalhados a seguir.

### **7.1 Objetivo e Campo de Aplicação**

Este item do regulamento delimita claramente o objetivo e o campo de aplicação do mesmo. São abrangidos pelo regulamento as análises físico-químicas utilizadas nas medições



fiscais, de apropriação e operacionais envolvidas na medição da produção, apropriação e controle operacional do petróleo e gás natural, tanto na fase de produção, como em testes de longa duração, na fase de exploração.

## **7.2 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, somente duas definições foram criadas, pois tratam de novos documentos.

## **7.3 Unidades de Medição, Regulamentos e Normas**

Em relação as unidades de medição, este item estabelece que as unidades de medida que devem ser utilizados nos Boletins de Resultados de Análises e nos Realatórios de Avaliação das Análises serão as unidades do Sistema Internacional de Unidades – SI.

Tal requisito já consta na Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, assim como já foi estabelecido desde a edição da Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2000.

Quanto aos regulamentos e normas a serem atendidos, o regulamento, assim como o Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, apresenta no Anexo B a lista de normas referenciadas ao longo do texto, bem como estabelece a competência da ANP para autorizar a utilização de normas e recomendações alternativas na ausência de legislação brasileira sobre determinado tema.

## **7.4 Prazos e Procedimentos**

A análise e justificativa para os subitens do item 4 do regulamento, “Prazos e Procedimentos” será detalhado a seguir, de acordo com a divisão apresentada na minuta.



#### 7.4.1 Amostragem do fluido

O item 4.1.1 da minuta do regulamento estabelece que:

*"A amostragem dos fluidos nos pontos de medição fiscal e de apropriação deve ser realizada na periodicidade estabelecida pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013."*

Trata-se somente de uma reafirmação que a coleta de amostra para os pontos de medição fiscais e de apropriação devem ser realizadas de acordo com os prazos estabelecidos no Anexo B do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013. O objetivo deste item é deixar claro que o regulamento não altera os prazos para a realização da coleta de amostra dos fluidos produzidos.

O item 4.1.2, estabelece a obrigatoriedade de amostragem de fluido dos pontos de medição operacionais, a seguir, reproduzimos:

*"A amostragem dos fluidos nos pontos de medição operacionais será realizada periodicidades apresentadas pelo agente regulado, em um plano aprovado pela ANP."*

A obrigatoriedade de uma rotina de caracterização do fluido medido nos pontos de medição operacionais é relevante, pois em diversas situações de falhas dos sistemas de medição nos pontos de medição fiscais da produção, os agentes regulados solicitam a utilização de volumes totalizados em pontos de medição operacionais.

Temos ainda pontos de medição do volume de gás natural queimado que são operacionais, e de extrema importância para o controle da queima de gás natural realizada nas instalações.

Deste modo, é importante que os mesmos possuam uma rotina mínima de caracterização dos fluidos medidos para garantir um melhor resultado no volumes medidos.

Ressaltamos, que caberá ao agente regulado apresentar uma proposta de periodicidade de amostragem de fluido nos pontos de medição dos pontos de medição operacionais para a



aprovação da ANP. Esse mecanismo já ocorre com os prazos de calibração e inspeção dimensional dos pontos de medição operacionais conforme o Anexo B do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

Os itens 4.1.3 e 4.1.3.1, apresentam os requisitos mínimos para os casos de pontos de medição fiscais ou de apropriação que não são utilizados frequentemente, dificultando a retirada de amostras dos fluidos medidos.

O regulamento abre a possibilidade de utilização de resultados de análises de outros pontos de medição nesses casos, desde que comprovada a similaridade entre o fluido do ponto de medição que se pretende utilizar e do que se pretende substituir.

A justificativa para os itens 4.1.4, 4.1.4.1 e 4.1.4.2 está no fato do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelecer que nos casos de medições de apropriação em testes de poços devem ser realizadas análises a cada teste. Por outro lado, estabelece o prazo para a realização dos testes de poços que pode ser, a depender a configuração dos pontos de medição, a cada 42 ou 90 dias.

Deste modo, em um caso de obrigação de realização de testes de poços a cada 42 dias, se o agente regulado realizar testes de poços semanalmente, deveria retirar amostras do fluido medido semanalmente, mesmo considerando que não ocorreu nenhuma situação de mudanças nas condições usuais de operação, ou a detecção de variações na produção.

As operadoras, presentes na reunião de 30 de agosto de 2013, relataram a situação descrita acima. Concordamos que não seria razoável tal exigência.

Considerando que é atribuição da ANP a definição da periodicidade de realização de amostragem e análises de fluidos, de acordo com o item B.1, do Anexo B, do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, torna-se possível a realização de análises de fluidos e periodicidade distinta da estabelecida, desde que previamente autorizado pela ANP.

Com isso, os itens 4.1.4, 4.1.4.1 e 4.1.4.2, estabelecem a periodicidade de coleta de amostras de fluidos durante testes de poços, no caso de realização de testes de poços em





frequência superior a estabelecida no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

O item 4.1.5 esclarece que caso a ANP autorize alterações na periodicidade de realização dos testes de poços, as coletas de amostras, bem como as análises, devem ser realizadas na nova periodicidade.

#### **7.4.2 Análise do fluido**

O item 4.2.1 estabelece que:

*“Para toda amostra de fluido coletada deve ser realizada análise de fluido e emitido um Boletim de Resultados de Análises.”*

Esta obrigação é imprescindível para a efetividade da caracterização dos fluidos medidos nos pontos de medição. É uma consequência lógica do processo de retirada de amostra do fluido medido.

Em relação aos itens 4.2.2 e 4.2.2.1, trata-se de inserção nas normas e recomendações alternativas, às listadas no Anexo D do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, de duas normas para a determinação da fração volumétrica de água e sedimentos no petróleo.

De acordo com apresentação realizada durante a reunião do dia 30 de agosto de 2013, a Petrobras, salientou as ausências das normas no Anexo D do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, as demais operadoras também confirmaram a necessidade de inclusão dessas normas.

Reconhecendo que tais normas são importantes para a determinação da fração volumétrica de água e sedimentos no petróleo, e estão de acordo com as melhores práticas para este ensaio de laboratório, as mesmas foram incluídas como alternativas a serem utilizadas.



A possibilidade de inclusão de normas alternativas aquelas elencadas no Anexo D do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, está prevista no item 4.2.1.1 do citado regulamento.

#### **7.4.3 Validação do Resultado da Análise**

Considerando que as características de elevação e escoamento da produção, além do processamento primário de petróleo e gás natural, são específicas para cada unidade de produção, e ainda que os agentes regulados podem identificar, em virtude da análise do histórico de produção, ou das condições operacionais de cada planta de processo, a necessidade de executar um processo de validação dos resultados das análises físico-químicas, o regulamento apresenta os requisitos mínimos que devem ser atendidos para que a ANP possa analisar e aprovar a metodologia de validação.

O regulamento cria o Relatório de Avaliação das Análises, que descreverá a validação realizada e o seu resultado.

O regulamento também estabelece a obrigatoriedade de que ao agentes regulados elaborem e executem um plano de ação, caso alguma amostra ou resultado de análise seja invalidado. Tal obrigação se faz necessária para que não tenhamos diversos casos de perdas de amostras, ou de resultados de análises, invalidados, sem o devido tratamento da fonte de tais desvios por parte dos agentes regulados.

O item 4.3.4 estabelecem ainda que, no caso de não validação de amostra, ou de resultados de análise, deve ser retirada nova amostra do fluido medido em até 3 (três) dias úteis da emissão do Relatório de Avaliação de Análises que concluiu pela não validação.

O subitem 4.3.4.1 esclarece que, quando nova amostra já tiver sido retirada, em cumprimento aos prazos de amostragem estabelecidos no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, o prazo de 3 (três) dias úteis, para retirada de amostra em caso de não validação concluída em Relatório de Avaliação de Análises, não se aplica.



A situação descrita acima ocorrerá até que o somatório dos prazos das atividades de: análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da análise para as medições subsequentes, seja inferior ao prazo para a retirada de amostras.

Segundo as tabelas do Anexo A, somente em 2017 chegaríamos a situação do somatório dos prazos das atividades de: análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da análise para as medições subsequentes, ser inferior ao prazo para a retirada de amostras.

#### **7.4.4 Implementação do Resultado da Análise**

O regulamento estabelece os prazos, fixados no Anexo A, para a implementação dos resultados das análises para as medições subsequentes.

A implementação dos resultados das análises para as medições subsequentes é o grande objetivo de todo o processo de amostragem dos fluidos medidos.

Ressalta que as análises que são realizadas diariamente, tais como determinação da fração de água e sedimentos e a densidade do petróleo, devem ser realizadas o mesmo dia da coleta da amostra, não sendo aplicáveis os prazos do Anexo A.

Tal observação é necessária, pois as análises cuja determinação são diárias precisam ser aplicadas no fechamento dos relatórios de medição dos volumes produzidos, conforme estabeleceu o Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

#### **7.5 Boletim de Resultados de Análises e o Relatório de Avaliação das Análises**

O item estabelece os dados e informações mínimos que devem constar no Boletim de Resultados de Análises e no Relatório de Avaliação das Análises. O objetivo é garantir rastreabilidade aos documentos.



Como o Boletim de Resultados de Análises e o Relatório de Avaliação das Análises podem ser utilizados para a validação dos volumes produzidos, é importante que estes documentos sejam guardados no mesmo prazo estabelecido para os documentos relativos aos volumes produzidos, ou seja, de no mínimo dez anos.

## **7.6 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 a realização da validação dos resultados e análise durante uma ação de fiscalização. Entretanto, no caso de operações programadas, a data da realização da fiscalização será acordada com o agente regulado.

## **7.7 Anexo A – Prazos para a realização das atividades**

O Anexo A do regulamento é dividido em duas partes:

- i. Quando existe metodologia de validação dos resultados das análises aprovada pela ANP, e
- ii. Quando não existe metodologia de validação.

As atividades foram divididas em dois grupos para os prazos estabelecidos. Tal divisão foi solicitada nas respostas recebidas dos agentes regulados, bem como reforçada durante a reunião realizada no dia 30 de agosto de 2013.

A justificativa para a divisão somente em dois prazos está no fato de que algumas das atividades pode ser mais demorada que o previsto, sendo a atividade em sequência pode ser mais rápida, e desta forma cumprir o prazo total.

X



O prazo para a validação e implementação deve ser separado dos demais por imposição do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, que deixa claro que o resultado deve ser aplicado imediatamente após a análise.

O prazo para a validação e implementação dos resultados da análise não tem variação nas tabelas, pois tais atividades não dependem de adequações físicas para a sua realização.

O resultado das análises pode ser enviado para a equipe que irá realizar a validação e a implementação por correio eletrônico, tornando o intervalo de tempo entre a emissão do resultado e o conhecimento das equipes significativamente diminuto, mesmo em áreas marítimas e terrestres (incluindo as áreas remotas).

Diante do exposto, o regulamento estabelece o prazo de até 3 (três) dias úteis para a validação e implementação dos resultados das análises para as medições subsequentes já a partir da entrada em vigor da resolução.

#### **7.7.1 Prazo quando ocorre a validação do resultado das análises**

O item A.1 apresenta tabelas com os prazos estabelecidos para a execução das atividades de amostragem do fluido, análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da análise para as medições subsequentes de petróleo e gás natural.

Inicialmente, destacamos que o objetivo principal é que a análise da amostra do fluido seja realizada, validada e implementada para as medições subsequentes, antes da necessidade regulamentar de retirada de nova amostra.

Considerando os pontos de medição fiscais de gás natural, onde a frequência de amostragem do gás natural é de 30 dias, o objetivo é que todo o ciclo entre a retirada da amostra e a implementação do resultado da análise ocorra em menos de 30 dias.

Mesmo em outros casos, onde a frequência de amostragem é um pouco superior a 30 dias, é importante estabelecer um prazo para as atividades de análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da



análise, pois o Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, é omissivo neste ponto.

Não é razoável a imposição de prazos para a retirada de amostras sem que as mesmas desempenhem seu importante papel na medição dos volumes de petróleo e gás natural.

Das respostas recebidas pelos agentes regulados, percebemos que atualmente não é possível se estabelecer o prazo ideal para a realização das atividades de amostragem do fluido, análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da análise.

Deste modo, o regulamento apresenta um escalonamento no prazo de execução das atividades, de modo que em 1º de janeiro de 2017 é esperado que as atividades de amostragem do fluido, análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise, sejam realizadas em até 25 dias corridos.

Entretanto, até o final de 2014, concordamos com o prazo de até 40 dias corridos para a execução das atividades de amostragem do fluido, análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise.

O prazo de 40 dias é compatível com os prazos recebidos nas respostas ao Ofício-Circular nº 004/2013/NFP-ANP.

#### **7.7.2 Prazo quando não ocorre a validação do resultado das análises**

O item A.2, estabelece os prazos para implementação do resultado da análise para as medições subsequentes de petróleo e gás natural quando não existe metodologia de validação aprovada pela ANP.

Nesta situação, o prazo estabelecido é de 1 (um) dia útil, pois não serão realizadas as atividades de validação da análise, somente a implementação, e desde 2009 até o momento, em diversas ações de fiscalização realizadas por essa Agência, nas unidades de produção marítimas e terrestres (mesmo em áreas remotas), verificamos que a implementação dos



resultados das análises físico-químicas ocorreu no mesmo dia da emissão do Boletim de Resultados, ou no dia seguinte a data de emissão do mesmo.

Desta forma, 1 (um) dia útil é tempo suficiente para que o agente regulado efetue a implementação dos resultados das análises para as medições subsequentes de petróleo e gás natural.

## **7.8 Anexo B – Referências**

Neste anexo apresentamos as normas que foram referenciadas no texto do regulamento.

## **8 AUDIÊNCIA PÚBLICA E CONSULTA PÚBLICA**

Recomendamos a Diretoria Colegiada da ANP que autorize a realização de audiência pública, precedida de consulta pública de 15 dias, da minuta de resolução que regulamenta prazos e procedimentos que deverão ser observados na análise dos fluidos, na validação dos resultados, e na implementação de resultados de análises físico-químicas nas medições subsequentes de petróleo e gás natural.

O prazo de 15 dias para a consulta pública é justificado pela recente discussão com os agentes regulados sobre o tema, na reunião realizada em 30 de agosto de 2013, além da minuta já ter incorporado as principais considerações das respostas ao questionário do Ofício-Circular nº 004/2013/NFP.

## **9 CONCLUSÕES**

Conclui-se que a edição da nova resolução que estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na análise dos fluidos, na validação dos resultados, e na implementação de resultados de análises físico-químicas nas medições subsequentes de petróleo e gás natural com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição, é relevante. Sendo apontado pelos próprios agentes regulados a importância, e 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 15 dias, da minuta da resolução, após as considerações da Douta Produtoria Geral Federal junto à ANP.

Esta é a Nota Técnica.

**Luiz Henrique de Oliveira Bispo**

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

Anexo: Minuta da Resolução que regulamenta os prazos para a implementação dos resultados de análise físico-químicas de petróleo e gás natural para a medição dos volumes produzidos.



A DIRETORA GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, de acordo com a Resolução de Diretoria nº XX, de XX de XXX de 201X, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista o disposto no artigo 7º da Lei n.º 12.276, de 30 de junho de 2010, 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, no item 4.2.1.1 e no Anexo A do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 de 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 que os resultados das análises dos fluidos devem ser implementados imediatamente após cada nova análise para as medições subsequentes;

a retirada de amostras e a análise físico-química do petróleo e gás natural são de grande importância para o processo de medição dos fluidos produzidos;

cabe ao agente regulado zelar para que a coleta e análises das amostras dos fluidos produzidos sejam realizadas de forma correta, em acordo com as normas disciplinadoras da matéria;

as características de elevação e escoamento da produção, além do processamento primário de petróleo e gás natural, são específicas para cada unidade de produção/instalação de produção; e

o agente regulado pode identificar, em virtude da análise do histórico de produção, ou das condições operacionais de cada planta de processo, a necessidade de executar um processo de validação dos resultados das análises físico-químicas.

Resolve:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico de Implementação de Resultados de Análises Físico-Químicas para as Medições Subsequentes de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Resolução, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na análise dos fluidos, na validação dos resultados, e na implementação de resultados de análises físico-químicas nas medições subsequentes de petróleo e gás natural com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

Art. 2º Estabelecer que o não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar.

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

Art. 4º Esta Resolução entrará em vigor em 10 de dezembro de 2013.

REGULAMENTO TÉCNICO DE IMPLEMENTAÇÃO DOS RESULTADOS DE ANÁLISES FÍSICO-QUÍMICAS NAS MEDIÇÕES SUBSEQUENTES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL A QUE SE REFERE À RESOLUÇÃO ANP Nº. , DE DE DE 2013.

**Conteúdo**

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO	3	
1.1. Objetivo		3
1.2. Campo de Aplicação		3
2. DEFINIÇÕES	3	
3. UNIDADES DE MEDIDA, REGULAMENTOS E NORMAS	3	
3.1. Unidades de Medida		3
3.2. Regulamentos e Normas		4
4. PRAZOS E PROCEDIMENTOS	4	
4.1. Amostragem do Fluido		4
4.2. Análise do Fluido		5
4.3. Validação do Resultado da Análise		5
4.4. Implementação do Resultado da Análise		6
5. BOLETIM DE RESULTADOS DE ANÁLISES E O RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DAS ANÁLISES	6	
5.1. Boletim de Resultado de Análise		6
5.2. Relatório de Avaliação das Análises		7
6. FISCALIZAÇÃO	8	
ANEXO A – PRAZOS PARA A REALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES	9	
ANEXO B – REFERÊNCIAS	10	

## **1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO**

### **1.1. Objetivo**

1.1.1. Este Regulamento tem por objetivo operacionalizar o disposto nos itens 7.1.10, 7.2.6 e 7.3.18 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelecendo os prazos e procedimentos que deverão ser observados na análise dos fluidos, na validação dos resultados e na implementação de resultados de análises físico-químicas nas medições subsequentes de petróleo e gás natural, visando garantir a credibilidade dos resultados de medição.

### **1.2. Campo de Aplicação**

1.2.1. Este Regulamento se aplica à amostragem do fluido, análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da análise para as medições subsequentes de petróleo e gás natural que venham a ser utilizados para:

1.2.1.1. Medição fiscal da produção de petróleo e gás natural na fase de produção do campo ou em Testes de Longa Duração (TLD);

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

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

## **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. Boletim de Resultados das Análises – Documento com o registro de todos os resultados das análises realizadas.

2.2. Relatório de Avaliação da Análise – Documento que descreve os resultados obtidos com a aplicação da metodologia de validação, aprovada pela ANP, e a conclusão da validação realizada.

## **3. UNIDADES DE MEDIDA, REGULAMENTOS E NORMAS**

### **3.1. Unidades de Medida**

3.1.1. As grandezas dos Boletins de Resultados das Análises e dos Relatórios de Avaliação das Análises devem ser expressas em unidades do Sistema Internacional de Unidades – SI.

## 3.2. Regulamentos e Normas

3.2.1. Os regulamentos e normas a serem atendidos estão apontados nos itens pertinentes deste Regulamento, sendo identificados por números de referência no texto, e estão indicados no Anexo B.

3.2.1.1. Na ausência de legislação brasileira sobre determinado tema objeto deste Regulamento, normas e recomendações de outras instituições poderão ser utilizadas como alternativas às constantes do Anexo B desse Regulamento, desde que previamente autorizadas pela ANP.

## 4. PRAZOS E PROCEDIMENTOS

### 4.1. Amostragem do Fluido

4.1.1. A amostragem dos fluidos nos pontos de medição fiscal e de apropriação deve ser realizada na periodicidade estabelecida pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013.

4.1.2. A amostragem dos fluidos nos pontos de medição operacionais será realizada conforme periodicidades apresentadas pelo agente regulado, em um plano aprovado pela ANP.

4.1.3. Em pontos de medição fiscal ou de apropriação de gás natural que não sejam utilizados frequentemente ou que exista impossibilidade técnica de amostragem, poderá ser realizada a implementação do resultado de análises de amostras de outros pontos de medição em que a composição de gás natural seja similar, desde que previamente autorizada pela ANP.

4.1.3.1. A operadora deve enviar para a ANP a solicitação de implementação de resultados das análises de amostras de outros pontos de medição contendo no mínimo:

- a) justificativa para a solicitação, demonstrando a baixa frequência de utilização do ponto de medição, ou a evidenciação da impossibilidade técnica de retirada de amostra do fluido no ponto de medição em questão;
- b) estudo demonstrando a similaridade entre os resultados das análises das amostras do fluido do ponto de medição que se pretende utilizar e do que se pretende substituir;
- c) indicação do período proposto para a utilização do ponto de medição.

4.1.3.2. Extinguindo-se as razões de impossibilidade técnica de retirada de amostra do fluido no ponto de medição em questão, a amostragem de fluidos dos pontos de medição fiscal ou de apropriação deverão observar o disposto no item 4.1.1.

4.1.4. Caso a operadora realize testes de poço em frequência superior a estabelecida pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013, devem ser observados os prazos abaixo:

4.1.4.1. Nos casos de análises de petróleo para determinação da razão de solubilidade (RS) e do fator de encolhimento, as mesmas podem ser realizadas na periodicidade máxima estabelecida para os testes de poços, ou seja:

- a) 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 amostragem de fluido e análise não pode ser superiores a quarenta e dois dias. Este prazo não se aplica à situação de mudanças nas condições usuais de operação ou de detecção de variações na produção;

- b) nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados somente para apropriação da produção aos poços, o intervalo de realização da amostragem de fluido e análise não podem ser superiores a noventa dias. Este prazo não se aplica à situação de mudanças nas condições usuais de operação ou de detecção de variações na produção.

4.1.4.2. Nos casos de análises de gás natural para determinação da composição do fluido, massa específica, poder calorífico, teores de gases inertes e contaminantes, as mesmas podem ser realizadas na periodicidade máxima estabelecida para os testes de poços, ou seja:

- a) 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 amostragem de fluido e análise não pode ser superiores a quarenta e dois dias. Este prazo não se aplica à situação de mudanças nas condições usuais de operação ou de detecção de variações na produção;
- b) nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados somente para apropriação da produção aos poços, o intervalo de realização de amostragem de fluido e análise não pode ser superiores a noventa dias. Este prazo não se aplica à situação de mudanças nas condições usuais de operação ou de detecção de variações na produção.

4.1.5. Caso a ANP autorize alterações da periodicidade de realização dos testes de poços, conforme o Anexo C do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013, deve ser observada esta nova periodicidade para a realização de amostragem de petróleo e gás natural para a determinação da Razão de Solubilidade (RS) e fator de encolhimento, no caso do petróleo, e da composição do fluido, massa específica, poder calorífico, teores de gases inertes e contaminantes, no caso de gás natural.

## 4.2. Análise do Fluido

4.2.1. Para toda amostra de fluido coletada, deve ser realizada análise de fluido e emitido um Boletim de Resultados de Análises.

4.2.2. Podem ser utilizadas como alternativas às normas e recomendações do Anexo D do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013, as seguintes normas:

4.2.2.1. A determinação da fração volumétrica de água e sedimento deve ser realizada conforme um dos métodos dos seguintes documentos: [1.1] e [2.1].

## 4.3. Validação do Resultado da Análise

4.3.1. Caso o agente regulado, em virtude da análise do histórico de produção, ou das condições operacionais de cada planta de processo, identifique a necessidade de executar um processo de validação dos resultados das análises físico-químicas, deve seguir as seguintes orientações:

4.3.1.1. Apresentar, para aprovação da ANP, proposta de metodologia de validação do resultado da análise. A proposta deve conter pelo menos:

- a) justificativa técnica para a necessidade da validação dos resultados das análises;
- b) descrição detalhada da metodologia proposta de validação;
- c) critérios objetivos de validação ou não dos resultados das análises realizadas;
- d) justificativa dos critérios escolhidos para a validação;

X

- e) justificativa para os pontos de corte na metodologia proposta;
- f) modelo do Boletim de Resultados de Análises e dos Relatório de Avaliação das Análises.

4.3.2. A metodologia de validação dos resultados das análises deve prever obrigatoriamente a emissão de um Relatório de Avaliação das Análises.

4.3.3. O Relatório de Avaliação das Análises deve apresentar as justificativas detalhadas do(s) motivo(s) de validação ou não da amostra ou do resultado da análise.

4.3.4. Em atendimento ao modelo de gestão dos sistemas de medição estabelecido pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013, no caso de amostras ou de resultados de análises considerados não válidos, deverá ser elaborado e executado um plano de ação para a solução de cada motivo identificado no Relatório de Avaliação das Análises. Uma nova amostra de fluido deverá ser realizada em até 3 (três) dias úteis após a emissão do Relatório de Avaliação das Análises que indique a não validação de qualquer amostra ou resultado de análise.

4.3.4.1. O prazo estabelecido no item 4.3.4 não será aplicado, quando já tiver ocorrido a retirada de nova amostra do fluido no ponto de medição que teve sua amostra ou resultado de análise não validada, antes da emissão do Relatório de Avaliação de Análises.

#### **4.4. Implementação do Resultado da Análise**

4.4.1. Caso o agente regulado possua metodologia de validação dos resultados das análises físico-químicas dos fluidos produzidos, todo resultado validado deve ser implementado para as medições de petróleo e gás natural subsequentes, de modo a atender a exigência do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013, no prazo estabelecido de acordo com o Anexo A deste Regulamento.

4.4.2. A implementação de resultados de análises cujo prazo de análise estabelecido seja diário, conforme o Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013, deve ser realizada no mesmo dia de coleta da amostra, não sendo aplicáveis os prazos do Anexo A deste Regulamento.

### **5. BOLETIM DE RESULTADOS DE ANÁLISES E O RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DAS ANÁLISES**

#### **5.1. Boletim de Resultado de Análise**

5.1.1. Devem ser elaborados Boletins de Resultados de Análises contendo todos os valores medidos, todos os cálculos efetuados, para determinação dos resultados da análise.

5.1.2. Os Boletins de Resultados de Análises devem incluir, pelo menos:

- a) identificação do boletim;
- b) data de emissão do boletim;
- c) identificação da amostra do fluido;
- d) identificação do campo ou da instalação de origem da amostra do fluido;
- e) identificação do ponto de medição onde foi realizada a amostra do fluido;
- f) identificação do poço que estava sendo testado, no caso de amostra durante teste de poço;
- g) data e hora de realização da amostra do fluido;
- h) data e hora do recebimento da amostra do fluido para a análise;



- i) características do processo no ponto de amostra o fluido (pressão, temperatura, outras informações pertinentes);
- j) resultados da(s) análise(s) realizada(s);
- k) norma(s) utilizada(s) para a análise da amostra do fluido;
- l) observações e informações complementares;
- m) identificação do(s) equipamento(s) utilizado(s) na análise;
- n) identificação do responsável pela amostragem;
- o) identificação do responsável pela(s) análise(s);
- p) assinaturas dos responsáveis pela amostragem e análise do fluido e pela elaboração e aprovação do boletim.

## 5.2. Relatório de Avaliação das Análises

5.2.1. Devem ser elaborados Relatórios de Avaliação das Análises contendo todos os cálculos efetuados, para determinação da validação ou não dos resultados da análise, que devem conter:

- a) identificação do relatório;
- b) data de emissão do relatório;
- c) identificação do Boletim de Resultado de Análise avaliado;
- d) cópia do Boletim de Resultado de Análise avaliado;
- e) data de conclusão da avaliação da análise;
- f) resultados da avaliação realizada;
- g) metodologia utilizada para a avaliação da análise;
- h) ato da ANP que aprovou a metodologia utilizada;
- i) identificação do responsável pela avaliação;
- j) observações e informações complementares;
- k) assinaturas dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.

5.2.2. Todos os resultados de medições expressos nos Boletins de Resultados de Análises e Relatórios de Avaliação das Análises devem indicar as incertezas associadas.

5.2.3. O armazenamento dos Boletins de Resultados de Análises e Relatórios de Avaliação das Análises deverá garantir a sua rastreabilidade, de forma que todos os cálculos de validação dos resultados possam ser comprovados.

5.2.4. Todos os documentos objeto deste Regulamento devem ser preservados para fins de auditoria por período não inferior a dez anos, devendo ser garantida a sua veracidade.

5.2.5. Os documentos mencionados neste capítulo devem ser disponibilizados para a ANP quando solicitados.

## **6. FISCALIZAÇÃO**

6.1. O operador dará acesso livre à ANP, a qualquer tempo, às instalações de realização das validações dos resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural para fiscalização das operações e demais atividades relacionadas.

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

6.3. Quando a ANP solicitar, durante a fiscalização, a realização de nova validação dos resultados de análises, o agente regulado deve providenciar a sua realização.

6.4. A ANP deverá acordar com o agente regulado a data de realização da fiscalização, quando solicitar o acompanhamento de operações programadas.

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





## ANEXO A – PRAZOS PARA A REALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES

A.1) Os prazos para as atividades de amostragem do fluido, análise da amostra, emissão do resultado da análise, validação do resultado da análise e implementação do resultado da análise para as medições subsequentes de petróleo e gás natural são apresentados na tabela abaixo;

Tabela 1: Prazos para as atividades realizadas até 31 de dezembro de 2014.

<b>Atividade</b>	<b>Prazo</b>
Coleta das amostras dos fluidos produzidos	40 dias
Transporte das amostras para laboratórios	
Emissão do resultado da análise das amostras em laboratório	
Validação dos resultados das análises e implementação dos resultados para medições subsequentes	3 dias úteis

Tabela 2: Prazos para as atividades realizadas a partir de 1º de janeiro de 2015.

<b>Atividade</b>	<b>Prazo</b>
Coleta das amostras dos fluidos produzidos	35 dias
Transporte das amostras para laboratórios	
Emissão do resultado da análise das amostras em laboratório	
Validação dos resultados das análises e implementação dos resultados para medições subsequentes	3 dias úteis

Tabela 3: Prazos para as atividades realizadas a partir de 1º de janeiro de 2016.

<b>Atividade</b>	<b>Prazo</b>
Coleta das amostras dos fluidos produzidos	30 dias
Transporte das amostras para laboratórios	
Emissão do resultado da análise das amostras em laboratório	
Validação dos resultados das análises e implementação dos resultados para medições subsequentes	3 dias úteis

Tabela 4: Prazos para as atividades realizadas a partir de 1º de janeiro de 2017.

<b>Atividade</b>	<b>Prazo</b>
Coleta das amostras dos fluidos produzidos	25 dias
Transporte das amostras para laboratórios	
Emissão do resultado da análise das amostras em laboratório	
Validação dos resultados das análises e implementação dos resultados para medições subsequentes	3 dias úteis

A.2) O prazo para as atividades de implementação do resultado da análise para as medições subsequentes de petróleo e gás natural, quando não há a validação do resultado da análise aprovada pela ANP, é de 1(um) dia útil da emissão do resultado da análise.

## ANEXO B – REFERÊNCIAS

### ASTM

1.1. American Society for Testing and Materials. **ASTM D4928-12** Standard Test Method for Water in Crude Oils by Coulometric Karl Fischer Titration. West Conshohocken, 2012. 6 p.

### API

2.1. American Petroleum Institute / Manual of Petroleum Measurements Standards. **API/MPMS 10.9/2013**. Standard Test Method for Water in Crude Oils by Coulometric Karl Fischer Titration, Washington D. C., 2013. 6 p.

