

Aviso nº 297-Seses-TCU-Plenário

Brasília-DF, 27 de março de 2013.

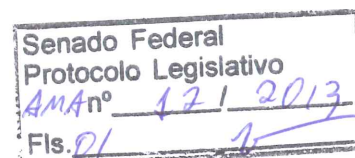
Senhor Presidente,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Acórdão proferido nos autos do processo nº TC 010.147/2012-8, pelo Plenário desta Corte na Sessão Ordinária de 27/3/2013, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam.

Atenciosamente,


JOÃO AUGUSTO RIBEIRO NARDES
Presidente

A Sua Excelência, o Senhor
Senador BLAIRO MAGGI
Presidente da Comissão de Meio Ambiente,
Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle - CMA
Praça dos Três Poderes, Senado Federal, Anexo II,
Ala Senador Nilo Coelho, Sala 4-B
Brasília - DF



ACÓRDÃO Nº 657/2013 – TCU – Plenário

1. Processo TC 010.147/2012-8
2. Grupo I, Classe de Assunto V – Relatório de Auditoria
3. Interessado: TCU
4. Órgão(s)/Entidade(s): Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).
- 4.1. Vinculação: Ministério das Minas e Energia (MME)
- 4.2. Responsável(eis): Magda Chambriard, Diretora-Geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
5. Relator: Ministro Raimundo Carreiro
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: SefidEnergia
8. Advogados constituídos nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Auditoria que tem como objetivo conhecer e avaliar a forma como a ANP realiza o controle da medição da produção de petróleo e de gás natural, aferindo os aspectos operacionais para a execução dessas atividades,

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão do Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1. recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com fulcro 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, que:

9.1.1. adote as providências necessárias à implementação definitiva de todas as funcionalidades previstas para o Sistema de Fiscalização da Produção, em especial aquelas destinadas a tornar possível a validação individualizada dos boletins mensais de produção, contribuindo para a garantia da fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados pelos concessionários;

9.1.2. formalize, em normativo, manual ou outro documento, o estabelecimento de diretrizes e a regulamentação para a elaboração e execução de planos periódicos de fiscalização pelo Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP), de modo a aprimorar o processo de planejamento das atividades e garantir expectativa de controle a todos os operadores;

9.1.3. formalize, em normativo, manual ou outro documento, a regulamentação detalhada das ocorrências e dos critérios que ensejam a realização de fiscalizações in loco pelo NFP, de modo a uniformizar sua aplicação pelos fiscais da unidade;

9.1.4. estabeleça em normativo requisitos e prazos para o atendimento de solicitações dos operadores para a realização de inspeção prévia dos sistemas de medição, conforme as características específicas de cada instalação a ser vistoriada, com a finalidade de conferir maior previsibilidade ao atendimento de solicitações dos operadores e evitar eventual retardamento indevido, por parte da ANP, do início da produção regular, da produção antecipada e da realização de testes de longa duração (item 3.4).

9.2. encaminhar cópia deste Acórdão, bem como do Relatório e do Voto que o fundamentam, ao Ministro de Estado das Minas e Energia; à Diretora-Geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; à Ministra-Chefe da Casa Civil da Presidência da República; ao Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; ao Presidente da Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal; ao Presidente da Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados; ao Presidente da Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; ao Ministro de Estado Chefe da Controladoria-Geral da União;

9.3. arquivar os presentes autos, com fulcro no art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.

10. Ata nº 10/2013 – Plenário.

11. Data da Sessão: 27/3/2013 – Ordinária.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-0657-10/13-P.
13. Especificação do quorum:
 - 13.1. Ministros presentes: Augusto Nardes (Presidente), Valmir Campelo, Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro (Relator), José Jorge e José Múcio Monteiro.
 - 13.2. Ministro-Substituto convocado: Marcos Bemquerer Costa.
 - 13.3. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
AUGUSTO NARDES
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
RAIMUNDO CARREIRO
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
LUCAS ROCHA FURTADO
Procurador-Geral

GRUPO I – CLASSE V – Plenário**TC 010.147/2012-8**

Natureza: Relatório de Auditoria

Órgão(s)/Entidade(s): Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Vinculação: Ministério de Minas e Energia (MME)

Responsável (eis): Magda Chambriard, Diretora-Geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Interessado(s): TCU

Advogados constituídos nos autos: não há

Sumário: RELATÓRIO DE AUDITORIA OPERACIONAL. FISCALIZAÇÃO NOS CONTROLES DA MEDIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL. RECOMENDAÇÕES. CIÊNCIA A DIVERSOS INTERESSADOS. ARQUIVAMENTO.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório, nos termos do art. 1º, § 3º, inciso I, da Lei 8.443/92, trechos da instrução de autoria de auditores da Secretaria de Fiscalização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnergia), chancelada pelo Diretor e pelo Titular da Unidade Técnica (peças 37 a 39):

1. INTRODUÇÃO

1. *Trata-se de Auditoria Operacional na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), [autorizado pelo Acórdão 816/2012 – Plenário], com o objetivo de conhecer e avaliar a forma como a Agência realiza o controle (acompanhamento e fiscalização) da medição da produção de petróleo e gás natural, aferindo os aspectos operacionais para a execução dessas atividades.*

[...]

3. *A produção nacional de petróleo e gás natural envolve questões políticas, especialmente o interesse nacional relacionado ao controle de reservas e recursos naturais; econômicas, tendo em vista as implicações nos mercados de importação e exportação e na competitividade da economia brasileira; e tributárias, já que impacta a receita direta do Estado, em royalties e participações especiais, decorrente do volume produzido.*

4. *Assim, a verificação da atuação da ANP no controle e aferição da fidedignidade dos dados e das informações relativos à produção dos campos de petróleo e/ou gás natural é uma questão sensível, principalmente pela materialidade envolvida, tendo em vista que a receita direta do Estado, em royalties e participações especiais, em 2011, superou os 25 bilhões de reais.*

5. *Demais disso, vislumbra-se que o crescimento na produção decorrente dos diversos contratos de exploração de blocos licitados na década passada que entraram ou estão entrando, nos últimos anos, em fase de produção, bem como a perspectiva de exploração do polígono do pré-sal, exigirão da Agência incrementar sua capacidade de controle.*

[...]

7. *O acompanhamento refere-se às ações realizadas de forma remota pela ANP e envolve,*

principalmente, o controle dos dados e das informações reportados pelos operadores nos boletins mensais de produção (BMPs). A fiscalização, por seu turno, abrange as ações realizadas in loco pelos fiscais da Agência nas instalações de produção de petróleo e/ou gás natural, notadamente no que concerne aos sistemas de medição da produção.

8. *Para os fins desta auditoria, distinguiram-se dois tipos de fiscalização in loco: (1) as proativas, decorrentes de um processo de planejamento mais elaborado e independente de eventos externos, por meio do qual a equipe de fiscais busca atingir uma amostra mais abrangente de objetos fiscalizados; e (2) as reativas, que são motivadas por eventos externos pré-definidos que condicionam as ações dos fiscais para atender demandas de uma amostra mais limitada e específica.*

9. *[...] No que se refere ao acompanhamento, elaborou-se questão de auditoria para verificar se as ações de acompanhamento da ANP, tanto as realizadas pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), quanto pelo Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP), contribuem significativamente para garantir a fidedignidade dos volumes de petróleo e gás produzidos e reportados nos BMPs. No que concerne às fiscalizações in loco, elaborou-se questão de auditoria para avaliar se as ações de fiscalização, tendo como objeto a medição da produção, realizadas pela ANP (SDP/NFP), contribuem significativamente para garantir a fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados nos BMPs.*

10. *[...] a equipe de auditoria constatou que as ações de acompanhamento e fiscalização empreendidas pela SDP não se relacionam, estritamente, com a medição da produção.*

[...]

11. *Por esse motivo, na continuação dos trabalhos, delimitou-se o escopo desta auditoria de forma a abranger apenas as ações de controle – acompanhamento e fiscalização – realizadas pelo NFP.*

[...]

27. *O NFP, nos termos do art. 43 do Regimento Interno da ANP, tem a incumbência de:*

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.

28. *Diante das competências estabelecidas no Regimento Interno da Agência, especialmente as relacionadas nos incisos I, III e IV, do art. 43, verifica-se que o exercício das ações de controle, seja na modalidade de acompanhamento, seja por meio de fiscalizações in loco, relacionadas à medição da produção dos campos de petróleo e/ou gás natural é incumbência do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção.*

29. *O NFP possui em seu quadro um Chefe de Núcleo, seis especialistas em regulação, três técnicos em regulação e três analistas administrativos. Os especialistas e os técnicos em regulação lotados no NFP são designados, pela Diretoria da ANP, para as atividades de fiscalização e, nos termos do art. 12 da Lei 9.847, de 26/10/1999, são competentes para lavrar auto de infração e*

instaurar processo administrativo contra os operadores que infringirem as disposições legais, regulamentares e contratuais que regem a indústria do petróleo.

30. *O Decreto 2.705/1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei 9.478/1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, estabelece os princípios, as definições e as diretrizes da medição dos volumes de produção desses hidrocarbonetos. Segundo o normativo, o volume de petróleo e gás natural produzido deve ser determinado periódica e regularmente, por conta e risco dos concessionários, os quais devem, até o dia quinze de cada mês, entregar à ANP um boletim mensal de produção (BMP) para cada campo (arts. 4º a 6º). A partir desse documento são calculados os valores devidos pelos concessionários a título de royalties e participações especiais.*

31. *No âmbito da ANP, a regulamentação a respeito da medição da produção de petróleo e gás natural tem como principal dispositivo o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), aprovado pela Portaria Conjunta ANP/Inmetro 1, de 19/6/2000, pelo qual são definidos e especificados os critérios e as condições mínimas que devem ser atendidos pelos sistemas de medição aplicáveis à produção desses hidrocarbonetos.*

32. *O modelo regulatório adotado para a determinação dos volumes de petróleo e gás natural produzidos nas jazidas brasileiras, conforme se verifica nas leis e nos demais dispositivos que regem a matéria, tem como principal instrumento um documento declaratório elaborado pelos concessionários produtores: o boletim mensal de produção. Veja-se que não há necessidade formal de aprovação dos BMPs por parte da ANP para que se lhe seja conferida validade e para que eles sejam utilizados para os fins a que se destinam.*

33. *Nesse modelo declaratório, a atuação da ANP, no exercício da competência legal de controlar as atividades da indústria do petróleo e gás natural, e, em especial, a medição da produção desses hidrocarbonetos, torna-se primordial para garantir a fidedignidade dos dados e das informações de produção declarados pelos operadores.*

34. *Com esse propósito, o controle exercido pelo NFP consiste na verificação da integridade dos dados e das informações constantes dos BMPs e da adequação dos sistemas de medição das instalações produtoras ao RTM, o que eventualmente pode ensejar a aplicação de penalidades por não conformidades (NCs) encontradas, bem como o recálculo de BMPs de campos específicos num determinado período.*

2.3 A Produção Nacional de Petróleo e Gás Natural e as Participações Governamentais

35. *Nos últimos dez anos, a produção nacional de petróleo passou de 530 bilhões de barris em 2002 para mais de 768 bilhões em 2011, o que representa um crescimento de 44,76%. A produção de gás natural liquefeito teve um aumento percentual ainda mais expressivo no mesmo período: 94,52%. A Tabela 1 apresenta o volume da produção nacional de petróleo e gás natural no período em questão.*

Tabela 1 Produção Nacional de Petróleo e Gás Natural.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo (milhão de barris)	530,8	546	540,7	596,2	628,8	638	663, 3	711,9	749, 9	768,5
Gás Natural (milhão de barris)	16,4	20,5	22,4	28,9	31,5	30,9	31,6	28,7	30,2	31,9

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012 da ANP (<http://www.anp.gov.br/?pg=60983>).

6. *O Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012 publicado pela ANP e disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=60983> apresenta, além dos volumes produzidos, diversas outras informações a respeito da produção nacional de petróleo e gás natural, sempre tendo 31/12/2011 como data de referência. Assim, segundo o documento, havia nessa data:*

- a) 55 concessionários e 34 empresas operadoras das atividades de exploração e produção;
- b) 178 blocos exploratórios no mar, 145 em terra e mais dois blocos que abrangem áreas terrestres e marítimas, perfazendo o total de 325 blocos exploratórios;
- c) 34 campos marítimos e 46 terrestres, no total de 80 campos de petróleo e/ou gás natural na etapa de desenvolvimento da fase de produção;
- d) 86 campos marítimos e 243 terrestres, no total de 329 campos de petróleo e/ou gás natural na etapa de produção da fase de produção.

37. A receita decorrente de royalties e de participações especiais experimentou crescimento proporcionalmente superior ao incremento da produção. Em 2002, foram distribuídos R\$ 3,2 bilhões em royalties e em 2011 o valor chegou a cerca de R\$ 13 bilhões, o que representa um crescimento de 308%. As participações especiais remontaram R\$ 2,5 bilhões em 2002 e R\$ 12,6 bilhões em 2011, um aumento de 404%. O total dessas participações governamentais cresceu 350% nesse período, passando de cerca de R\$ 5,7 bilhões em 2002 para R\$ 25,6 bilhões em 2011. A Tabela 2 apresenta os valores distribuídos a título de royalties e participações especiais no período de 2002 a 2011.

Tabela 2 Valor das participações governamentais em royalties e participações especiais.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Royalties (R\$ bilhão)	3,2	4,4	5,0	6,2	7,7	7,5	10,9	8,0	9,9	13,0
Participações Especiais (R\$ bilhão)	2,5	5,0	5,3	7,0	8,8	7,2	11,7	8,5	11,7	12,6
Total (R\$ bilhão)	5,7	9,4	10,3	13,2	16,5	14,7	22,6	16,5	21,6	25,6

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012 da ANP (<http://www.anp.gov.br/?pg=60983>).

3. ACHADOS DE AUDITORIA

3.1 O Sistema de Fiscalização da Produção (SFP) é um importante instrumento de acompanhamento utilizado pela ANP para aferir a fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados nos BMPs, mas necessita da implementação de todas as funcionalidades previstas para atingir plenamente seus objetivos.

[...]

40. [...], a ANP elaborou, em 2009, o projeto Sistema de Fiscalização da Produção (SFP), com o objetivo de instrumentalizar as ações de controle da Agência na busca pela garantia da fidedignidade dos dados declarados pelas operadoras nos BMPs referentes aos volumes de petróleo e gás natural produzidos no País, conforme relato do Chefe do NFP no Memorando 137/2012/NFP-ANP (peça 26), emitido em resposta ao Ofício de Requisição 04 469/2012 (peça 14). A concepção e o planejamento do SFP foram realizados sob a coordenação da SDP/NFP em conjunto com o Núcleo de Informática da Agência (NIN), tendo sido estipulado o prazo de doze meses para a sua conclusão. O SFP foi concebido para operar a partir de dois módulos: o Módulo Cadastro dos pontos de medição e o Módulo Análise dos dados e das informações dos sistemas de medição.

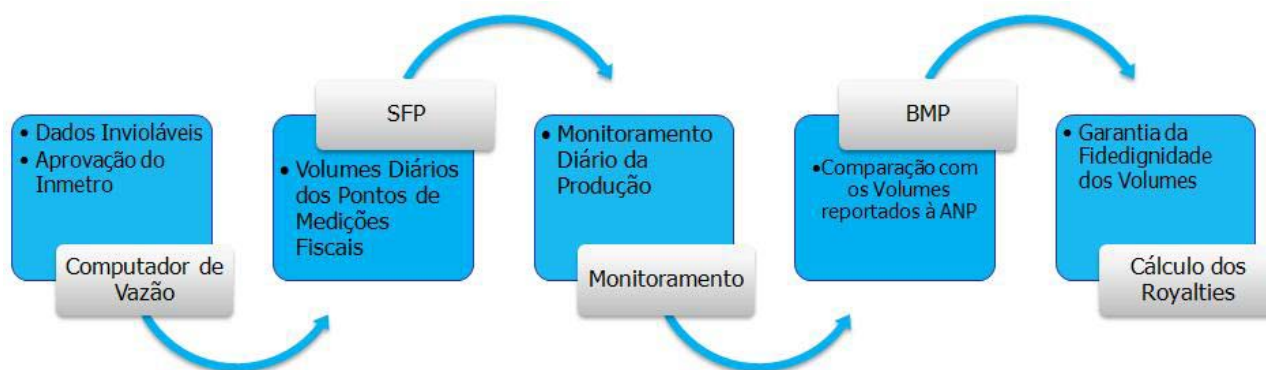
41. A empresa contratada para o desenvolvimento do SFP foi a Fábrica de Softwares Politec. Entretanto, ainda segundo consta no citado Memorando, em razão de reiterados atrasos na conclusão dos módulos ao longo da vigência contratual, a SDP/NFP e o NIN decidiram, em caráter emergencial e com o aval da Diretoria da ANP, que caberia à contratada desenvolver apenas o Módulo Cadastro do sistema. O Módulo Análise, por sua vez, foi desenvolvido parcialmente pelo próprio NIN, a fim de permitir, mesmo que de forma limitada, a visualização dos dados recebidos pelo SFP.

42. Atualmente, o SFP permite o recebimento diário de dados e informações de produção e

configuração dos sistemas de medição, por ponto de medição e no âmbito dos sistemas de medição para fins fiscais, de cerca de 90% da produção nacional, segundo informações prestadas pela ANP (peças 18 e 26). Esses dados e informações são enviados de forma on-line pelos operadores e armazenados no banco de dados da Agência para posterior avaliação pelos técnicos do NFP.

43. O fluxograma típico da atividade de validação da produção de petróleo e gás natural, a partir da utilização do SFP, está representado na Figura 2.

Figura 2 Fluxograma da atividade de validação da produção de petróleo e gás natural.



Fonte: Memorando 137/2012/NFP-ANP (Peça 26).

44. Nos termos do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), aprovado pela Portaria Conjunta ANP/Inmetro 1, de 2000, a medição fiscal, abrangida pelo SFP, refere-se à medição do volume de produção fiscalizada pelo poder concedente para fins de pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes (RTM, item 3.1).

45. Já os pontos de medição para apropriação são utilizados para determinar os volumes de produção de petróleo e gás natural a serem apropriados, individualmente, a cada campo em um conjunto de campos com medição compartilhada, ou a cada poço em um mesmo campo (RTM, item 3.4). Ressalta-se que a versão atual do SFP não possui o módulo de carga dos pontos de medição para fins de apropriação.

46. No processo de validação realizado pelo NFP, uma das maneiras de se avaliar a fidedignidade dos dados e das informações de produção de petróleo e gás natural fornecidos pelos operadores dos campos é por meio da verificação da adequação dos sistemas de medição de cada campo ou instalação aos requisitos constantes do Regulamento Técnico.

47. Nesse sentido, o projeto SFP, conforme esclarecido pelo memorando constante à peça 26, prevê como uma de suas funcionalidades o recebimento de notificações de falhas de medição e a elaboração de um pacote de gerenciamento de alarmes, por meio do qual várias comparações e testes de consistência e conformidade nos pontos de medição e quanto a variações bruscas na produção ou movimentação de fluidos poderão ser realizados pelo próprio sistema, automaticamente.

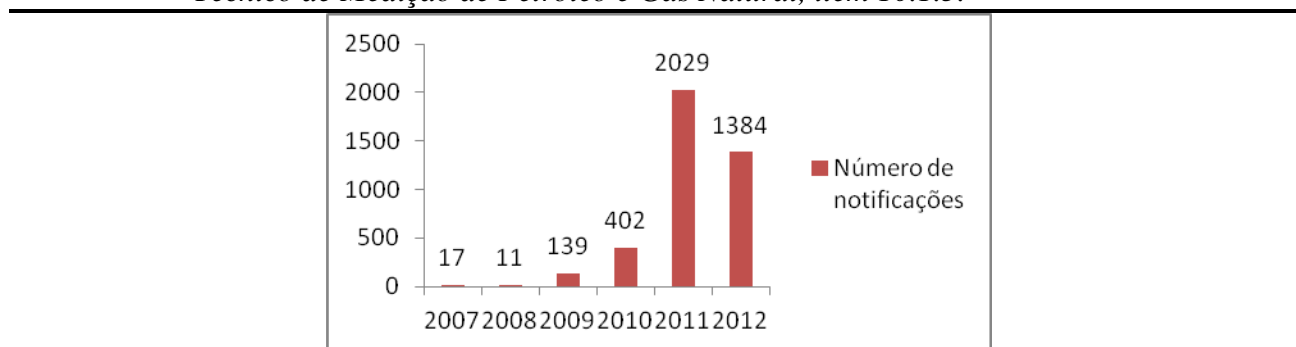
48. Entretanto, consoante as entrevistas realizadas com os gestores da SDP e do NFP (peça 18), tal funcionalidade ainda não foi implementada. Hoje, os comunicados de falhas ou problemas nos sistemas de medição, a que estão obrigados os operadores em decorrência de dispositivo do RTM (item 10.1.3), são feitos por meio de formulários preenchidos pelos operadores e enviados via e-mail a um endereço eletrônico compartilhado por todos os fiscais do NFP. Cabe a cada fiscal o acesso aos formulários correspondentes aos campos ou instalações sob sua responsabilidade e a análise e o tratamento das informações neles relatadas.

49. Trata-se, pois, de um processo de trabalho custoso do ponto de vista operacional e de demanda de recursos humanos, tendo em vista, principalmente, o aumento significativo de comunicados de falhas ou problemas a partir de 2011, ano de implementação do SFP.

50. De fato, como pode ser observado no Gráfico 1, nesse ano, foram recebidas 2.029 notificações pelo NFP, número cerca de 400% maior que o registrado no ano anterior. Em 2012,

considerando-se apenas o primeiro quadrimestre, os comunicados já somam 1.384.

Gráfico 1 Comunicados de falhas ou problemas nos sistemas de medição. Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, item 10.1.3.



Fonte: Equipe de auditoria, a partir do tratamento dos dados constantes do Memorando 261/2012/SDP-ANP, alínea c (peça 16), em resposta ao Ofício de Requisição 02/469/2012.

Notas: (*) No ano de 2012, foi considerado o primeiro quadrimestre.

51. *Cumprе destacar, ainda, que o aumento significativo do número de comunicados de falhas ou problemas a partir da implementação do SFP indica um aumento na expectativa de controle entre os operadores dos campos produtores e pode ser apontado como um efeito positivo do sistema, opinião compartilhada com os gestores da SDP e do NFP, conforme as entrevistas realizadas (peça 18).*

52. *Isso porque o SFP permite a visualização dos dados diários dos volumes produzidos, possibilitando aos fiscais do Núcleo verificar, em princípio, a ocorrência de variações bruscas significativas na produção, as quais podem indicar falhas nos sistemas de medição. Anteriormente à implementação do SFP, os fiscais do NFP não tinham acesso aos dados diários de produção dos campos, de sorte que era mais difícil verificar a possibilidade de ocorrência de falhas nos sistemas de medição, a não ser a partir dos comunicados enviados pelos próprios operadores.*

53. *Ressalta-se que, atualmente, a equipe do NFP é composta de seis especialistas em regulação e três técnicos em regulação, os quais são os responsáveis por realizar todas as atividades de controle afetas a esta unidade.*

54. *Outra forma de se avaliar a fidedignidade dos dados e das informações de produção de petróleo e gás natural fornecidos pelos operadores dos campos é por meio da comparação entre os dados declarados nos BMPs e aqueles coletados in loco quando da realização das fiscalizações dos sistemas de medição das unidades produtoras, a partir, principalmente, dos registros dos computadores de vazão.*

55. *Havendo divergências entre os volumes declarados e os registrados e coletados em campo pelos fiscais do NFP durante as fiscalizações, são instaurados processos para se proceder ao recálculo da produção no período detectado, podendo abranger, inclusive, períodos anteriores, segundo informado pelos gestores da SDP e do NFP nas entrevistas realizadas (peça 18).*

56. *No entanto, devido a não implementação da funcionalidade de carga dos pontos de medição para apropriação, não é possível validar de forma individualizada e automática os BMPs. Por esse motivo, o tratamento das informações referente à produção de um campo ou poço específico deve ser feito manualmente pelos fiscais do NFP, procedimento demandante de consideráveis recursos humanos, operacionais e financeiros.*

57. *Demais disso, constata-se que algumas funcionalidades do SFP que ainda não foram implementadas, entre as quais a manutenção cadastral de calibrações dos instrumentos de medição, o carregamento de dados como testes laboratoriais relativos ao teor de água e sedimentos e a emissão de relatórios por configurações dos computadores de vazão, aumentarão a capacidade de acompanhamento da produção pela ANP.*

58. *Desse modo, nos termos do Memorando 137/2012/NFP-ANP (peça 26), é de se esperar que a implementação dessas funcionalidades resulte em um incremento na eficiência e na eficácia das*

ações de fiscalização empreendidas pela Agência. Isso porque a qualidade e amplitude das informações tratadas e processadas automaticamente pelo SFP aumentarão a abrangência da capacidade de análise dos fiscais do NFP. Isso possibilitará racionalizar recursos humanos, financeiros e tecnológicos para ações de fiscalização mais focalizadas e, por conseguinte, alcançar metas de fiscalização maiores do que aquelas realizadas somente por meio das fiscalizações in loco atualmente executadas.

59. *Verificou-se, portanto, que a atual versão do SFP carece, principalmente, do processamento automático dos dados e das informações dos pontos de medição fiscal recebidos pela ANP. Ademais, não permite a validação individualizada dos BMPs, tendo em vista o não gerenciamento dos pontos de medição para apropriação.*

60. *Uma das causas apuradas é o não desenvolvimento do Módulo Análise do SFP pela empresa Politec, a Fábrica de Softwares contratada, em decorrência dos atrasos na execução do projeto durante a vigência do contrato.*

61. *Ressalta-se, inclusive, que problemas relativos a desenvolvimento não tempestivo de sistemas informatizados de gestão pela ANP já foram apontados pelo Tribunal em trabalho realizado anteriormente por esta Unidade Técnica (Acórdão 2815/2012-TCU-Plenário, proferido no TC 016.701/2011-9). Além disso, a Controladoria-Geral da União (CGU), em relatório de auditoria de gestão concernente ao processo de prestação de contas da Agência referente ao exercício de 2011, apontou deficiências na gestão de tecnologia da informação da ANP que podem comprometer a condução de processos internos e a continuidade de negócios do Órgão que dependem da utilização desses sistemas.*

62. *Outrossim, é possível apontar a morosidade na condução do processo de contratação das atividades necessárias à finalização do projeto SFP, tendo em vista que a vigência do contrato inicial, firmado com a empresa Politec, teve fim em dezembro de 2010.*

63. *Conforme esclarecimentos do NFP e da SDP, durante as entrevistas realizadas (peça 18), o NIN já deu andamento ao processo de contratação. Segundo os argumentos apresentados, procedeu-se a uma reestruturação do modelo contratual, com vistas a evitar os problemas ocorridos no contrato anterior. Além disso, outra questão levantada foram restrições orçamentárias da Agência para o desenvolvimento do projeto.*

64. *Entretanto, os próprios gestores da SDP e do NFP reconhecem a importância da implementação completa de todas as funcionalidades do SFP. E a situação tende a se tornar mais relevante com a perspectiva de ampliação da exploração e produção de petróleo e gás natural no polígono do pré-sal. Chega-se ao convencimento, portanto, de que será necessário ampliar a capacidade de controle da ANP, razão que reforça a importância da implantação efetiva do SFP.*

65. *Desse modo, recomenda-se à ANP que sejam adotadas as providências necessárias à implementação definitiva de todas as funcionalidades previstas para o SFP, em especial aquelas destinadas a tornar possível a validação individualizada dos BMPs.*

66. *Com essa recomendação, espera-se que haja incremento na capacidade de controle da ANP, em especial aumento na eficiência do planejamento e da execução das fiscalizações in loco, maior agilidade no processo relativo às análises das notificações de falhas ou problemas nos sistemas de medição e a simplificação do processo de trabalho de eventuais recálculos dos volumes produzidos, contribuindo, assim, para uma maior garantia da fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados pelos operadores nos BMPs.*

67. *Por ocasião da fase de comentários dos gestores, o NFP, por intermédio do Memorando 318/2012/NFP (peça 35), ressalta a convergência entre o entendimento da ANP e do Tribunal sobre a importância da implementação completa do SFP para o aumento da efetividade nas ações de controle da Agência.*

68. *Entretanto, esclarece que fatores externos a sua atuação e à do próprio NIN, como limitação de recursos humanos e orçamentários, prejudicam a celeridade na implementação de todos os módulos previstos para o SFP. Informa, ainda, que o Sistema continua em desenvolvimento,*

conjuntamente com o NIN, para a conclusão do Módulo Análise.

3.2 O NFP não realiza acompanhamento sistemático dos BMPs como instrumento para garantir a fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e neles reportados.

69. O achado refere-se às atividades de acompanhamento desenvolvidas pela ANP no âmbito do controle da produção de petróleo e gás natural. Conforme já abordado (parágrafo 27), nos termos do Regimento Interno, aprovado pela Portaria-ANP 69/2011, é competência do NFP verificar a integridade dos dados de produção fornecidos pelos concessionários (art. 43, inciso IV).

70. De acordo com cláusula estabelecida nos contratos de concessão, cumpre ao concessionário entregar à ANP um boletim mensal de produção correspondente ao campo, até o 15º dia útil do mês subsequente ao da realização da produção. Entre as informações especificadas no documento, constam os volumes de petróleo e gás natural efetivamente produzidos no mês correspondente e a produção acumulada do campo até o momento (Decreto 2.705/1998, arts. 5º e 6º).

71. Desse modo, o BMP representa o principal instrumento de controle da produção efetivamente realizada pelos campos. Trata-se de um documento declaratório, de caráter essencialmente informativo, não necessitando de qualquer aprovação por parte do órgão regulador para lhe conferir validade.

72. Entretanto, o controle das informações nele prestadas mostra-se relevante, tendo em vista que elas representam o resultado final de todo o processo produtivo. Em último caso, os valores declarados nos BMPs são a base para o cálculo dos valores devidos pelos operadores a título de pagamento de royalties e outras participações governamentais.

73. Conforme manual de procedimentos elaborado pela ANP (peça 24), datado de 2009, o processo de análise dos BMPs é feito a partir de dois focos distintos: em relação à produção, movimentação e injeção, de competência da SDP, e quanto à medição, realizada pelo NFP.

74. Esse processo de trabalho, contudo, foi estabelecido anteriormente à implementação do SFP, que ocorreu apenas em 2011. O projeto do SFP, nos termos já abordados (parágrafos 40 e 42), prevê funcionalidades que permitirão a validação automática e individualizada dos BMPs. Tal validação ainda não é possível, levando-se em conta que a versão atualmente em operação ainda não dispõe de todas as funcionalidades. Portanto, esse processo de validação individual deveria ser feito, em princípio, manualmente, pelos fiscais do NFP.

75. Verificou-se, todavia, que os fiscais do Núcleo não validam os BMPs dos campos de forma regular e rotineira, como parte do processo de trabalho dessa unidade. De fato, o que ocorre é que os volumes declarados pelos operadores nos BMPs são conferidos, essencialmente, quando da realização de fiscalizações in loco pelos fiscais, conforme esclarecimentos prestados durante entrevista com o gestor do NFP (peça 18).

76. As atividades de validação individualizada dos BMPs identificadas no manual de procedimentos de 2009 foram realizadas por um curto período de tempo, logo após sua elaboração. A razão apontada, segundo o gestor do Núcleo, é que o volume de trabalho é muito grande, tendo em vista a estrutura da equipe.

77. Desse modo, os fiscais ocupam-se, na maior parte do tempo, com as análises dos comunicados de falhas ou problemas e com a realização das fiscalizações in loco, oportunidade em que vários aspectos relacionados à medição da produção – sistemas de medição, valores registrados nos computadores de vazão em comparação com os declarados nos BMPs – são verificados simultaneamente, racionalizando a atuação do NFP.

78. Conforme esclarece o gestor do NFP no Memorando 318/2012/NFP (peça 35), encaminhado após o envio do relatório preliminar, a validação das informações contidas nos BMPs é feita a partir da conciliação dos volumes declarados com aqueles constantes dos relatórios gerados nos computadores de vazão, instalados nas unidades de produção e coletados nas inspeções realizadas in loco. Ainda segundo o gestor, somente com a implementação do módulo do SFP de

tratamento dos dados coletados diretamente dos computadores de vazão será possível proceder à validação automática e efetiva de todos os dados de produção declarados nos BMPs.

79. *Embora as argumentações sejam plausíveis e denotem seriedade na atuação do Núcleo, principalmente considerando os recursos humanos disponíveis, não há como negligenciar que a ausência de um acompanhamento sistemático dos BMPs compromete a garantia da fidedignidade dos volumes de produção reportados pelos operadores. Isso porque o acompanhamento dos campos apenas por meio da análise de comunicados de falhas ou problemas denota um aspecto essencialmente reativo, vez que direciona os fiscais do NFP para os casos com maior registro de notificações.*

80. *Quanto ao caráter reativo da fiscalização do NFP, o Memorando 318/2012/NFP (peça 35) esclarece que aspectos como risco, materialidade, relevância e oportunidade são analisados para que se proceda à seleção dos campos a serem fiscalizados. O NFP ressalta, ainda, que as informações relativas aos comunicados de falhas ou problemas constituem um fator de risco e configuram indícios de que os volumes reportados nos BMPs podem não refletir de maneira acurada e fidedigna o resultado da produção de determinado campo. Por esse motivo, torna-se necessário balizar a realização das ações de fiscalização in loco com base na quantidade ou no tipo das notificações registradas.*

81. *As ações de fiscalização, em razão de seu aspecto focalizado, também acabam por permitir um controle apenas parcial sobre os volumes produzidos, em comparação com os resultados esperados de um controle realizado a partir da análise e validação individual dos BMPs.*

82. *Verificou-se que a ausência de processo de trabalho de acompanhamento sistemático dos BMPs pelo NFP deve-se a não implementação de todas as funcionalidades do SFP, sobretudo daquelas destinadas a tornar possível a validação automática e individualizada desses boletins.*

83. *Entende-se que as constatações relatadas sobre o achado de auditoria em análise reforçam a proposta de recomendação à ANP efetuada no item 3.1 deste Relatório para que adote as providências necessárias à implementação definitiva de todas as funcionalidades previstas para o SFP, especialmente aquelas relacionadas à validação dos BMPs.*

84. *Espera-se, com a adoção dessa recomendação, que os fiscais do NFP sejam capazes de aferir com maior garantia a fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados nos BMPs.*

3.3 a) As fiscalizações in loco realizadas pelo NFP não estão sujeitas a um plano de fiscalização periódico previamente elaborado.

b) As ocorrências e os critérios que ensejam a realização das fiscalizações in loco não estão definidos detalhadamente e possibilitam que instalações não sejam fiscalizadas durante um período extenso.

85. *As fiscalizações in loco realizadas pelo Núcleo não estão sujeitas a um plano de fiscalização periódico previamente elaborado, conforme se verificou nas entrevistas com os gestores da SDP e do próprio NFP (peça 18).*

86. *Não há, no âmbito da SDP e do NFP, normativo, manual ou outro documento que estabeleça diretrizes e regulamente a elaboração de planos periódicos de fiscalização in loco. Apesar da ausência de norma nesse sentido, a SDP e o NFP poderiam elaborar planos de fiscalização. Todavia, tampouco existe nessas unidades processo de trabalho relativo a essa atividade.*

87. *De fato, constatou-se que as fiscalizações in loco realizadas pelo NFP possuem caráter essencialmente reativo, vez que não são originadas a partir de um planejamento prévio de fiscalizações e decorrem de eventos externos à atuação do próprio NFP, como, por exemplo, o registro excessivo de notificações de falhas nos sistemas de medição.*

88. *Demais disso, conforme as entrevistas realizadas com os gestores da SDP e do NFP (peça 18), cada um dos fiscais do NFP é designado para realizar o acompanhamento de um*

determinado conjunto de campos produtores e a realização das fiscalizações in loco, então, ocorre a partir da iniciativa dos próprios fiscais do NFP, como resultado das análises individuais procedidas.

89. *Verificou-se, ainda, que as ocorrências e os critérios que ensejam a realização das fiscalizações in loco não estão definidos detalhadamente e possibilitam que instalações não sejam fiscalizadas durante um período extenso.*

90. *Segundo as informações prestadas pelo NFP, por meio do Memorando 137/2012/NFP-ANP (peça 26) em resposta ao Ofício de Requisição 04-469/2012 (peça 14), são os seguintes as ocorrências e os critérios utilizados pelo NFP para a realização das fiscalizações in loco:*

- a) instalações com alta produção (campos pagadores de participação especial);*
- b) instalações em produção com período extenso sem inspeção;*
- c) instalações com quantidade excessiva de notificações de falha de medição;*
- d) instalações com pendência de verificação de correção de não conformidades apontadas em inspeção anterior;*
- e) instalações com divergências de informações de volumes entre o SFP e o BMP;*
- f) instalações novas ou com novos pontos de medição;*
- g) instalações com solicitação de desativação de ponto de medição.*

91. *Primeiramente, observe-se que as ocorrências e os critérios descritos pelo NFP não estão estabelecidos formalmente, seja em normativo, manual ou outro documento que os defina e que regulamente sua aplicação. Além disso, as ocorrências e os critérios para seleção dos campos a serem fiscalizados utilizam expressões de significado impreciso, tais como “período extenso” e “quantidade excessiva”. Assim, possuem natureza de diretrizes e não de critérios.*

92. *Por ocasião da fase de comentários dos gestores, o NFP esclarece, por meio do Memorando 318/2012/NFP (peça 35), que embora não haja diretrizes e planos de fiscalização formalmente estabelecidos, as ações são realizadas a partir da verificação de fatores de risco, materialidade, relevância e oportunidade que envolvem cada concessão.*

93. *Desse modo, o gestor informa que as ações de fiscalização são direcionadas, principalmente, para as situações acima relacionadas (parágrafo 90), tendo em vista o número limitado de fiscais e o grande volume de demandas por inspeções.*

94. *Nesse sentido, explica, ainda, que uma das variáveis consideradas na seleção dos campos consiste na sua classificação como contribuinte de participação especial (PE). Isso porque, conforme informado na peça 35, no período de 2009 a 2011, o valor anual pago a título de PE equivale ao valor pago a título de royalties, representando, portanto, cerca de 50% do valor total arrecadado. Demais disso, considera-se o fato de que os campos PE são também os campos com maior volume de pagamento de royalties. Desse modo, um campo enquadrado como contribuinte de participação especial constitui fator de risco, materialidade e relevância, motivo pelo qual o NFP vem direcionando suas ações de fiscalização in loco na verificação da conformidade dos sistemas de medição desses campos e daqueles que, eventualmente, deixam essa condição. A título de informação, no período de 2009 a 2011, o número de campos pagadores de PE em cada ano variou entre 16 a 20.*

95. *Outrossim, conforme já abordado (parágrafo 80), as informações relativas aos comunicados de falhas ou problemas constituem, também, um fator de risco e configuram indícios de que os volumes reportados nos BMPs podem não refletir de maneira acurada e fidedigna o resultado da produção de determinado campo. Por esse motivo, torna-se necessário balizar a realização das ações de fiscalização in loco com base na quantidade ou no tipo das notificações registradas.*

96. *A falta de detalhamento e definição das ocorrências e critérios prejudica a atuação dos fiscais do Núcleo e gera fragilidades nas ações de fiscalização in loco empreendidas pelo NFP. De fato, conforme as informações prestadas preliminarmente pelo NFP, por meio do Memorando 253/2012/SDP e do Memorando 132/2012/NFP (peças 15 e 17), em resposta ao Ofício de Requisição 01- 469/2012 (peça 8), computaram-se 225 campos que não haviam sido inspecionados desde 2009, ou seja, há pelo menos 2 anos, e, destes, 51 não tinham sido fiscalizados desde 2007, ou seja, há pelo menos 4 anos. Ademais, constatou-se a existência de 14 campos marítimos que não haviam sido*

inspecionados pelo menos desde 1/1/2007, pois sequer constavam da relação de fiscalizações realizadas no período de janeiro de 2007 a abril de 2012.

97. *Após envio do relatório preliminar para comentários dos gestores, o NFP, por meio do Memorando 318/2012/NFP (peça 35), esclareceu que a relação de campos que não constavam das fiscalizações de janeiro de 2007 a abril de 2012 derivou de uma falha de comunicação do Núcleo, a qual não identificou com clareza a correspondência entre algumas concessões e suas unidades de produção. Desse modo, a partir das novas informações fornecidas, não há registro de campos ou instalações não fiscalizados há pelo menos 4 anos.*

98. *Ademais, no que concerne aos campos que não sofreram fiscalização há pelo menos 2 anos, o NFP esclarece, ainda à peça 35, que algumas datas das últimas inspeções realizadas nos sistemas de medição haviam sido informadas de forma equivocada. Demais disso, informa que as planilhas enviadas ao TCU por meio do Memorando 253/2012/SDP e do Memorando 132/2012/NFP (peças 15 e 17), em resposta ao Ofício de Requisição 01- 469/2012 (peça 8), não continham o detalhamento referente às fiscalizações realizadas em mais de uma concessão concomitantemente, o que resultou em incorreções nos registros constantes do relatório preliminar. Em razão disso, conforme consta do Memorando 318/2012/NFP (peça 35), há 199 campos que não sofreram inspeção desde 2009, ou seja, há pelo menos 2 anos, e, destes, 38 não foram fiscalizados desde 2007, ou seja, há pelo menos 4 anos. O Apêndice B apresenta a relação atualizada dos campos ora referidos.*

99. *Merece registro, ainda, que o Memorando 318/2012/NFP (peça 35) contém atualizações referentes às ações de fiscalização que abrangem o período de maio a outubro de 2012, o qual não foi abrangido pelo trabalho da equipe de auditoria durante a fase de execução. Conforme essas informações, 9 campos que não haviam sido fiscalizados desde 2009 sofreram fiscalização no referido período.*

100. *Por fim, registre-se que a ausência de documento formal que defina as ocorrências e os critérios utilizados na seleção dos campos a serem fiscalizados, bem como regulamente a sua aplicação, prejudica as análises procedidas pelos fiscais do NFP no acompanhamento dos campos produtores. Essas análises podem sofrer vieses, seja pela diferença de experiência prática dos fiscais no tratamento das ocorrências, seja pela larga margem de interpretação nas possibilidades de aplicação dos critérios. Além disso, essa situação eleva o risco da ocorrência de falta de uniformidade na aplicação dos critérios pelos fiscais do NFP no processo de definição dos campos a serem fiscalizados, bem como pode caracterizar falta de estabilidade dos procedimentos de análise no acompanhamento dos campos produtores de petróleo e gás natural.*

101. *Diante de todas essas considerações, considera-se oportuno e conveniente recomendar à ANP que formalize em normativo, manual ou outro documento:*

a) o estabelecimento de diretrizes e a regulamentação para a elaboração e execução de planos periódicos de fiscalização in loco pelo NFP, de modo a aprimorar o processo de planejamento das atividades e garantir expectativa de controle a todos os operadores;

b) a regulamentação detalhada das ocorrências e dos critérios que ensejam a realização de fiscalizações in loco pelo NFP, de modo a uniformizar sua aplicação pelos fiscais da unidade.

102. *Por ocasião da fase de comentários dos gestores, o NFP, por intermédio do Memorando 318/2012/NFP (peça 35), esclarece que há iniciativas internas visando à elaboração de uma Nota Técnica estabelecendo diretrizes para elaboração dos planos para a fiscalização in loco da medição da produção, em atendimento à recomendação do Tribunal.*

3.4 Não há prazo estabelecido para a atuação do NFP no atendimento às solicitações de inspeções prévias dos sistemas de medição.

103. *O início da produção nos campos de petróleo e/ou gás natural pode ocorrer em três modalidades distintas: (a) a produção regular é aquela que tem início após a aprovação do Plano de*

Desenvolvimento do campo (PD); (b) a denominada produção antecipada ocorre quando o operador que não tenha o PD para o campo aprovado pela ANP, mas que já o tenha apresentado, solicita à Agência a antecipação das atividades de desenvolvimento e produção, a qual é apreciada pela Diretoria Colegiada, conforme o Ofício-Circular 005/2010/SDP (anexo ao Memorando 253/2012/SDP – peça 15); e (c) a produção em teste de longa duração (TLD) é aquela que ocorre em campos ainda na fase de exploração, ou seja, em campos cuja comercialidade ainda não tenha sido declarada.

104. *O início da produção de um campo de petróleo e/ou gás natural, em qualquer modalidade, está condicionado à concessão de autorização pela ANP, conforme os itens 5.2 e 5.6 do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO 1/2000. A autorização deve ser expedida pela SDP, sendo posteriormente convalidada pela Diretoria Colegiada da Agência, conforme delegação de competência constante da Portaria-ANP 134, de 22/6/2010.*

105. *Os operadores interessados no início da produção devem, primeiramente, apresentar as informações constantes do item 5.5 do RTM, tais como diagrama esquemático das instalações, fluxograma de engenharia dos sistemas de medição, especificações e folhas de dados dos instrumentos de medição, memoriais descritivos dos sistemas de medição e da sua operação, para aprovação pelo NFP/SDP dos pontos de medição fiscal e autorização de utilização dos sistemas de medição fiscal, os quais devem ser aprovados pelo Inmetro.*

106. *Depois disso, os operadores devem solicitar a realização de inspeção prévia nos sistemas de medição fiscal ao NFP, que possui competência para realizar as fiscalizações in loco dos sistemas de medição nas instalações de petróleo e de gás natural, consoante o art. 43, inciso I, do Regimento Interno da ANP, aprovado pela Portaria-ANP 69/2011.*

107. *A inspeção prévia dos sistemas de medição fiscal tem por objetivo verificar a sua correta instalação e funcionamento, bem como sua integral conformidade aos termos e condições estabelecidos no RTM, conforme item 5.6. Caso sejam verificadas NCs nos sistemas de medição, os operadores são notificados mediante ofício e, após providenciarem a sua correção, devem solicitar nova inspeção prévia. Caso contrário, o NFP/SDP autoriza o início da produção, também por meio da expedição de ofício aos operadores.*

108. *As inspeções prévias dos sistemas de medição fiscal para autorizar o início da produção são atividades regularmente realizadas pelo NFP. Conforme as informações acerca desse tipo de fiscalização in loco, prestadas por meio do Memorando 253/2012/SDP e do Memorando 132/2012/NFP (peças 15 e 17), em resposta ao Ofício de Requisição 01- 469/2012 (peça 8), no período de janeiro de 2010 a abril de 2012, o NFP realizou em média três inspeções prévias por mês. A Tabela 3 apresenta o número de inspeções prévias realizadas pelo NFP nos anos de 2009 a 2012 (até 30/4) por modalidade de produção: regular, antecipada e TLD.*

Tabela 3 *Número de inspeções prévias nos sistemas de medição fiscal realizadas pelo NFP com a finalidade de autorizar o início da produção.*

Modalidade de Produção	2009	2010	2011	2012(2)	Total
Regular	8	11	20	2	41
Antecipada	-	7	4	3	14
TLD	10	14	13	4	41
Não especificado (1)	-	1	5	-	6
Total	18		42	9	102

Fonte: Equipe de Auditoria, a partir do tratamento dos dados e informações constantes do arquivo intitulado “Consolidada Tabela 2 alínea c”, anexo ao Memorando 132/2012/NFP (peça 17).

Notas: (1) as informações prestadas sobre essas inspeções não especificam a modalidade de produção.

(2) até 30/4/2012.

109. *O prazo de atendimento pelo NFP das solicitações dos operadores para a realização das inspeções prévias tem impacto direto, não apenas na receita financeira dos operadores da produção de petróleo e/ou gás natural com a venda do produto, mas também na do Estado, com a arrecadação de royalties e participações especiais. Veja-se que eventual morosidade na realização dessas fiscalizações in loco pode retardar injustificadamente o início da produção e, por consequência, da geração dessas receitas.*

110. *Apesar disso, verificou-se que não há prazo estabelecido em normativo, manual ou outro documento para a realização de inspeções prévias dos sistemas de medição pelo NFP, requisito essencial para que seja expedida a autorização de início da produção, seja ela na modalidade regular, antecipada ou em TLD.*

111. *A Tabela 4, cujos dados foram calculados a partir das informações prestadas pela SDP e pelo NFP, apresenta a distribuição percentual do prazo em dias, a partir da data de solicitação dos operadores, para a realização das inspeções prévias pelo NFP nos anos de 2009 a 2012 (até 30/4).*

Tabela 4 *Distribuição percentual do prazo, a partir da data de solicitação dos operadores, para a realização das inspeções prévias pelo NFP.*

	<i>Até 15 dias</i>	<i>De 16 até 30 dias</i>	<i>De 31 até 60 dias</i>	<i>Mais de 60 dias</i>	<i>Total</i>
2009	30%	-	-	70%	100%
2010	20%	46%	26%	9%	100%
2011	23%	13%	35%	29%	100%
2012⁽¹⁾	17%	50%	17%	17%	100%
Acumulado 2009 até 2012⁽¹⁾	22%	28%	26%	24%	100%

Fonte: Equipe de Auditoria, a partir do tratamento dos dados e informações constantes do arquivo intitulado "Consolidada Tabela 2 alínea c", anexo ao Memorando 132/2012/NFP (peça 17).

Notas: (1) até 30/4/2012.

112. *Verifica-se que a distribuição percentual do prazo de atendimento para a realização das inspeções prévias é relativamente uniforme: 22% das solicitações são atendidas em até 15 dias, 28% entre 16 e 30 dias, 26% entre 31 e 60 dias e 24% em mais de 60 dias.*

113. *A SDP e o NFP, conforme as entrevistas realizadas, afirmam que há diversos fatores que influenciam o prazo de atendimento dessas solicitações, especialmente a necessidade de agendamento prévio com o operador para a visita às instalações, campos com dificuldade de acesso e restrições orçamentárias e de recursos humanos, de forma que muitas vezes as inspeções prévias em sistemas de medição de campos produtores próximos geograficamente são agrupadas para otimizar a utilização dos recursos disponíveis. Essa estratégia de atuação, todavia, conforme os resultados encontrados, traz grande imprevisibilidade para o operador no atendimento de sua demanda, o que, por certo, prejudica o bom planejamento das suas atividades.*

114. *Diante dessas considerações, entende-se oportuno e conveniente recomendar à ANP que estabeleça em normativo requisitos e prazos para o atendimento de solicitações dos operadores para a realização de inspeção prévia dos sistemas de medição, conforme as características específicas de cada instalação a ser vistoriada, com a finalidade de conferir maior previsibilidade ao atendimento de solicitações dos operadores e evitar eventual retardamento indevido, por parte da ANP, do início da produção regular, da produção antecipada e da realização de TLDs.*

115. *Após o envio do relatório preliminar para comentários dos gestores, o NFP, por meio do Memorando 318/2012/NFP (peça 35), informa que se encontra em elaboração a Carta de Serviços da ANP, documento no qual foi definido prazo total de 90 dias para atendimento às demandas de autorização de utilização de sistemas de medição da produção para fins fiscais e de apropriação, incluindo TLDs. O referido prazo corresponde a 60 dias para a realização da inspeção in loco, após o recebimento da documentação devida, e 30 dias para a emissão da autorização ou pendência de*

inspeção realizada. Ressalta ainda que, embora este documento não esteja publicado, os prazos nele estabelecidos já estão sendo implementados, na prática, pelo NFP quando da realização das inspeções prévias.

116. *Além disso, o Núcleo esclarece que os prazos constantes da Carta de Serviços da ANP foram definidos levando-se em consideração o cumprimento de todos os requisitos exigidos no RTM pelo operador demandante.*

117. *Por fim, segundo as informações prestadas pelo NFP à peça 35, há fatores, sobretudo externos, que podem interferir nos prazos para a realização das inspeções prévias, tais como ausência ou incorreção no encaminhamento de documentos exigidos para cumprimento dos requisitos obrigatórios, condições climáticas adversas para desembarque nas instalações e reprovação do sistema de medição, com correspondente agendamento da inspeção para data posterior.*

4. CONCLUSÃO

118. *A produção nacional de petróleo e gás natural gerou, em 2011, receitas diretas para o Estado, em royalties e participações especiais, em montante que superou os 25 bilhões de reais. A receita obtida nesses casos específicos é proporcional à produção dos hidrocarbonetos e, em razão disso, caracteriza-se a importância de se verificar a atuação da ANP no controle e na aferição da fidedignidade dos dados e das informações relativos à produção dos campos de petróleo e/ou gás natural.*

119. *O modelo regulatório adotado para a determinação dos volumes de petróleo e gás natural produzidos nas jazidas brasileiras tem como principal instrumento o boletim mensal de produção (BMP), documento declaratório elaborado pelos concessionários produtores. Veja-se que não há necessidade formal de aprovação dos BMPs por parte da ANP para que lhe seja conferida validade e para que eles sejam utilizados para os fins a que se destinam.*

120. *Nesse modelo declaratório, a atuação da Agência, por intermédio do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP), no controle da medição da produção de petróleo e gás natural, é primordial para garantir a fidedignidade dos dados e das informações de produção apresentados pelos operadores e, por consequência, garantir a adequada geração de receitas para o Estado.*

121. *Com esse propósito, o controle exercido pelo NFP consiste na verificação da integridade dos dados e das informações constantes dos BMPs e da adequação dos sistemas de medição das instalações produtoras ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, o que eventualmente pode ensejar a aplicação de penalidades por não conformidades encontradas, bem como o recálculo de BMPs de campos específicos num determinado período.*

122. *Nesse contexto, no que concerne às ações de acompanhamento empreendidas pelo NFP, verificou-se que o Sistema de Fiscalização da Produção (SFP), parcialmente em operação desde 2011, é um importante instrumento utilizado para aferir a fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados nos BMPs. Entretanto, em decorrência da não implementação de todas as suas funcionalidades, a utilização do SFP como ferramenta de controle é limitada e não atinge plenamente seus objetivos.*

123. *Ainda no tocante às ações de acompanhamento do Núcleo, constatou-se, também, que ele não realiza acompanhamento dos BMPs de forma sistemática e rotineira, a fim de garantir a fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e neles reportados (itens 3.1 e 3.2).*

124. *Conforme foi concebido, o SFP permitirá a verificação da fidedignidade dos dados e das informações de produção declarados pelos operadores nos BMPs, campo a campo e mês a mês, de forma a possibilitar o acompanhamento pari passu da produção nacional. Atualmente, o Sistema permite apenas o acompanhamento da produção por ponto de medição fiscal, o que, apesar de possibilitar a aferição da produção de um conjunto de campos, não permite a validação individualizada e automática dos BMPs (itens 3.1 e 3.2).*

125. *No que se refere às fiscalizações in loco empreendidas pelo NFP, verificou-se que elas não se sujeitam a um plano de fiscalização periódico previamente elaborado. Apesar disso, a Agência busca estabelecer algumas diretrizes para balizar suas ações de fiscalização, baseadas em verificação de fatores de risco, materialidade, relevância e oportunidade, tais como campos pagadores de participação especial e instalações com elevados registros de falhas ou problemas.*

126. *Além disso, constatou-se que as ocorrências e os critérios que ensejam a realização dessas fiscalizações in loco não possuem definição detalhada e precisa e permitem que instalações e campos não sejam fiscalizados por período extenso. A associação dessas ocorrências fragiliza a expectativa de controle entre concessionários e operadores, bem como prejudica as análises procedidas pelos fiscais do NFP a respeito dos fatos verificados e os consequentes encaminhamentos, elevando o risco da ocorrência de falta de uniformidade na aplicação dos critérios pelos fiscais do NFP no processo de definição dos campos a serem fiscalizados (item 3.3).*

127. *Ademais, verificou-se que inexistente prazo estabelecido para a atuação do NFP no atendimento às solicitações de inspeções prévias dos sistemas de medição, condição necessária para que os campos iniciem a produção de petróleo e/ou gás natural. Dessa forma, o prazo de atendimento dessas solicitações é bastante disperso, já que algumas são atendidas em até 15 dias e outras após 60 dias da solicitação. (item 3.4).*

128. *Essa situação traz imprevisibilidade para o operador no atendimento de sua demanda, o que, por certo, prejudica o bom planejamento das suas atividades. Além disso, propicia a ocorrência de eventual retardamento indevido, por parte da ANP, do início da produção e, consequentemente da geração de receitas para o Estado (item 3.4).*

129. *Por fim, salienta-se que as propostas de encaminhamento do presente relatório, fundamentadas nos achados de auditoria, visam à ampliação da capacidade de controle da ANP, tanto as suas ações de acompanhamento quanto de fiscalização in loco, no tocante à medição dos volumes de petróleo e gás natural produzidos pelos operadores dos campos. Nesse sentido, os benefícios do controle classificam-se como incremento da economia, eficiência, eficácia ou efetividade de órgão ou entidade da administração pública, em conformidade com a Portaria-Segecex 10, de 30/3/2012.*

130. *Após o envio do relatório preliminar, na fase de comentários dos gestores, o NFP ressalta que as recomendações contidas no relatório vêm ao encontro dos objetivos do Núcleo, no sentido de que contribuem para a melhoria da sua atuação no tocante ao controle da medição da produção. Desse modo, afirma que há o empenho na implementação das ações necessárias a garantir o controle e a correta medição da produção de petróleo e gás natural do País.*

5. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

131. *Diante do exposto, submetem-se os autos à consideração superior, com as seguintes propostas de encaminhamento:*

I. Recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com fulcro no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, que:

a) adote as providências necessárias à implementação definitiva de todas as funcionalidades previstas para o Sistema de Fiscalização da Produção, em especial aquelas destinadas a tornar possível a validação individualizada dos boletins mensais de produção, contribuindo para a garantia da fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados pelos concessionários (itens 3.1 e 3.2);

b) formalize, em normativo, manual ou outro documento, o estabelecimento de diretrizes e a regulamentação para a elaboração e execução de planos periódicos de fiscalização pelo Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP), de modo a aprimorar o processo de planejamento das atividades e garantir expectativa de controle a todos os operadores (item 3.3);

c) formalize, em normativo, manual ou outro documento, a regulamentação detalhada

das ocorrências e dos critérios que ensejam a realização de fiscalizações in loco pelo NFP, de modo a uniformizar sua aplicação pelos fiscais da unidade (item 3.3);

d) estabeleça em normativo requisitos e prazos para o atendimento de solicitações dos operadores para a realização de inspeção prévia dos sistemas de medição, conforme as características específicas de cada instalação a ser vistoriada, com a finalidade de conferir maior previsibilidade ao atendimento de solicitações dos operadores e evitar eventual retardamento indevido, por parte da ANP, do início da produção regular, da produção antecipada e da realização de testes de longa duração (item 3.4).

II. Encaminhar cópia do acórdão que vier a ser adotado pelo Tribunal, bem como do relatório e do voto que o fundamentarem, e do inteiro teor do presente relatório, para os seguintes destinatários:

- a) Ministro de Estado das Minas e Energia;*
 - b) Diretora-Geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;*
 - c) Ministra-Chefe da Casa Civil da Presidência da República;*
 - d) Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados;*
 - e) Presidente da Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal;*
 - f) Presidente da Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados;*
 - g) Presidente da Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal;*
 - h) Ministro de Estado Chefe da Controladoria-Geral da União.*
- III. Arquivar os presentes autos, com fulcro no art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.*

É o Relatório.

VOTO

Neste momento, encontra-se suspensa cautelarmente pelo Supremo Tribunal Federal, em decisão monocrática proferida pela Ministra Cármen Lúcia, a aplicação da nova regra de partilha das participações especiais e dos royalties do petróleo entre estados produtores e não produtores (Lei 12.734/2013 que altera dispositivos das Leis 9.478/1997 e 12.351/2010), com fundamento na ofensa aos princípios constitucionais federativo e da segurança jurídica.

2. As participações especiais e os royalties são compensações financeiras devidas pelo concessionário produtor de petróleo e de gás natural no território brasileiro à União, aos Estados e aos Municípios, distribuídas de acordo com os critérios definidos em legislação específica e pagas mensalmente. No caso das participações especiais, o pagamento decorre de grande volume de produção ou de grande rentabilidade de um campo, nos termos do Decreto 2.705/1998. Em 2011, a soma das compensações financeiras pagas pelos concessionários ultrapassou R\$ 25 bilhões e, em 2012, o montante foi superior a R\$ 31 bilhões, o que representa um incremento dessas receitas, nesse período, de aproximadamente 24%.

3. Por se tratar de matéria de notável relevância pelo impacto da entrada desses recursos nas economias afetadas, chamam a atenção os resultados obtidos pela equipe da SefidEnergia em auditoria operacional realizada, em cumprimento ao Acórdão 816/2012 – Plenário, na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com foco no controle da medição da produção de

petróleo e de gás natural que constitui a base de cálculo para o pagamento dessas compensações financeiras.

4. Em vista de o valor devido ser calculado proporcionalmente ao volume produzido desses hidrocarbonetos, evidencia-se, pois, que falhas nas medições de produção podem representar uma perda de receita para a Administração Pública de milhões ou até mesmo de bilhões de reais.

5. Nesse cenário, a auditoria operacional objetivava conhecer as ações de controle levadas a efeito pelo Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP), integrante da Agência, com o intuito de avaliar em que medida tais procedimentos podem assegurar a fidedignidade dos dados atinentes aos volumes de petróleo e gás natural produzidos e apresentados nos Boletins Mensais de Produção (BMPs) pelos concessionários. No modelo regulatório brasileiro, esse boletim é o principal instrumento de medição do volume da produção desses hidrocarbonetos.

6. As ações de controle dividem-se em acompanhamento e fiscalização, com base no Regulamento Técnico de Medição (RTM) que estabelece os critérios e as condições mínimas esperadas dos sistemas de medição da produção dos hidrocarbonetos. O acompanhamento é ação remota que visa, sobretudo, o controle dos dados e das informações contidas nos BMPs. De outro lado, a fiscalização é realizada **in loco** nas instalações de produção de petróleo e de gás natural, principalmente nos sistemas de medição da produção para verificar sua adequação ao RTM.

7. Em 2009, teve início o desenvolvimento do Sistema de Fiscalização da Produção (SFP), pela empresa Fábrica de Softwares Politec, o qual tem como objetivo principal a validação automática e individualizada dos dados e informações dos BMPs. A concepção do SFP apoia-se na operação do sistema a partir de dois módulos: Módulo Cadastro (dos pontos de medição) e Módulo Análise (dos dados e das informações do sistema de medição).

8. Entretanto, em vista de atrasos na execução contratual, a Politec executou somente o Módulo Cadastro e a Agência desenvolveu parcialmente o Módulo Análise, o que permite visualizar os dados que são enviados **on line** diariamente pelos operadores.

9. Em operação parcial desde 2011, o SFP, entretanto, não possui todas as suas funcionalidades disponíveis, o que compromete definitivamente a sua automatização e os objetivos para os quais foi criado. Dentre as funcionalidades que ainda não foram implementadas, encontra-se o processamento automático dos dados e das informações dos pontos de medição fiscal recebidos pela ANP, bem como a validação individualizada dos BMPs em razão do não gerenciamento dos pontos de medição para apropriação. Também não estão ativadas a manutenção cadastral de calibrações dos instrumentos de medição, o carregamento de dados como testes laboratoriais relativos ao teor de água e sedimentos e a emissão de relatórios por configurações dos computadores de vazão. De todo modo, a ANP noticiou que está preparando nova licitação para finalizar a implantação do Sistema de Fiscalização da Produção.

10. Vale lembrar que no âmbito do TC 016.701/2011-9, de minha relatoria, foi prolatado o Acórdão 2.815/2012 – Plenário que trata também de atraso na implantação de sistemas informatizados

na ANP. Tal demora demanda esforço adicional dos recursos humanos, uma vez que várias tarefas que deveriam ser processadas automaticamente passam a depender de um técnico, no caso, do NFP, além de dificultar o acompanhamento.

11. Um exemplo dessa dependência dos recursos humanos são os comunicados de falhas ou problemas nos sistemas de medição, a que estão obrigados os operadores em decorrência de dispositivo do RTM. Tais comunicações são encaminhadas por e-mail, em formulários preenchidos pelos operadores, a endereço eletrônico do NFP. Cada fiscal deve analisar e processar as informações relatadas nos formulários correspondentes aos campos ou instalações sob sua responsabilidade.

12. Como esse processo não é automatizado, os fiscais do NFP devem fazer conferências manuais para observar se houve, por exemplo, quedas bruscas na produção, o que significaria erros nos dados fornecidos nos BMPs. Muito embora inexista planejamento para as ações de fiscalização que não acontecem periodicamente, de forma sistemática e rotineira, a ANP procura verificar os fatores de risco, de materialidade, de relevância e de oportunidade, priorizando as inspeções nos campos pagadores de participações especiais e nas instalações com significativos registros de falhas e de problemas.

13. Assim mesmo, diante da inexistência de critérios detalhados e precisos, vários campos deixam de ser fiscalizados por longos períodos de tempo, o que mina a expectativa de controle e aumenta o risco de perda de receita para a Administração Pública.

14. Por fim, inexistente prazo definido para as inspeções prévias obrigatórias nos sistemas de medição que condicionam o início da produção de cada campo, podendo ocorrer entre 15 e 60 dias da solicitação. Tais delongas nessas fiscalizações, realizadas pelo mesmo Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção, dão causa a prejuízos aos operadores que se veem impedidos de produzir e, conseqüentemente, postergam o pagamento dos royalties e das participações especiais quando aplicáveis.

Após essas breves considerações, acolho as conclusões da Unidade Técnica, bem assim as recomendações endereçadas à ANP e constantes do Acórdão que submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 27 de março de 2013.

RAIMUNDO CARREIRO
Relator