

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 015.968/2020-0

Natureza: Relatório de Auditoria

Órgão/Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Representação legal: não há

SUMÁRIO: AUDITORIA OPERACIONAL. PROCEDIMENTOS DE FISCALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DOS CAMPOS PELAS EMPRESAS PRODUTORAS DE ÓLEO E GÁS NATURAL. NECESSIDADE DE AJUSTES NOS INSTRUMENTOS DE FISCALIZAÇÃO. RECOMENDAÇÕES.

RELATÓRIO

Adoto, como Relatório, excerto do Relatório de Auditoria produzido no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPet):

1. Trata-se de relatório de auditoria operacional, integrada com aspectos de conformidade, realizada no período entre 15/4/2020 e 11/9/2020, decorrente do Despacho de 27/3/2020 do Exmo. Min. Walton Alencar Rodrigues, relator da presente fiscalização, que teve por objetivo analisar se os procedimentos de fiscalização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), referentes ao acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos, realizadas pelas empresas produtoras de óleo e gás natural, estão em conformidade ao previsto pelos normativos e são eficazes e eficientes para o acompanhamento do aproveitamento racional das reservas e à maximização dos resultados da União.

2. O objeto da fiscalização englobou os procedimentos de fiscalização da ANP, referentes ao acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo, realizadas pelas empresas produtoras de petróleo e gás natural.

3. A partir do objetivo da auditoria, formularam-se quatro questões de auditoria: i) O processo de análise, aprovação e fiscalização dos Planos de Desenvolvimento (PD) é eficaz, eficiente e está em conformidade aos normativos da ANP?; ii) Os instrumentos regulatórios (BAR, PAP/PAT, BMP) de acompanhamento do desenvolvimento e da produção dos campos são eficazes e eficientes e estão em conformidade aos normativos da ANP?; iii) Qual o grau de maturidade dos processos de gestão de riscos associados às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos regulatórios (PD, BAR, PAP/PAT, BMP) de desenvolvimento e produção dos campos?; e iv) Qual o grau de eficácia e eficiência das ferramentas e dos sistemas auxiliares à fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos?

4. Entre os benefícios estimados desta fiscalização pode-se mencionar o aprimoramento e a implementação de metodologias e procedimentos de análise dos instrumentos de fiscalização da ANP; um maior grau de precisão, clareza, normatização e integração dos procedimentos efetivamente executados pela agência, e de seus normativos correspondentes, incorporando melhorias de modo a sanear as falhas identificadas por meio desta fiscalização; e a mitigação de riscos de análises não padronizadas.

5. Todas essas melhorias favorecem o incremento da capacidade de acompanhamento e fiscalização da ANP, para se aferir o aproveitamento racional das reservas e a maximização dos

resultados da União, em relação às atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo e gás natural.

6. O relatório está organizado em oito seções. As duas primeiras são de apresentação, onde está registrada a importância socioeconômica, e a de introdução, onde estão incluídas a visão geral do objeto, a metodologia utilizada, além de outros aspectos formais da fiscalização.

7. Em seguida, na seção 3 apresenta-se aspectos considerados positivos de atuação da Superintendência de Desenvolvimento da Produção (SDP), e na seção 4 os três achados dessa auditoria. Há ainda uma seção contendo os procedimentos de auditoria que não resultaram em achados e outra reservada aos comentários do gestor. Por fim, as seções finais trazem as conclusões da equipe de auditoria e as propostas de encaminhamento.

8. Finalmente, antes de passar a discorrer sobre a importância socioeconômica do objeto fiscalizado, registra-se que o relator do presente processo é o Exmo. Min. Walton Alencar Rodrigues, definido pelo critério da Lista de Unidades Jurisdicionadas, biênio 2019-2020.

1.1. Importância socioeconômica

9. Na indústria do Petróleo, a Fase de Exploração é aquela em que são executadas as atividades que buscam investigar a existência de recursos petrolíferos. Em seguida, na Fase de Produção as acumulações de petróleo e/ou gás natural descobertas que tiveram sua viabilidade comercial comprovada dão origem a um campo produtor, que será explorado, ou seja, ocorrerá a extração de petróleo e gás natural.

10. A Fase de Produção divide-se em duas etapas: Desenvolvimento da Produção e a de Produção propriamente dita. Segundo a ANP, na etapa de Desenvolvimento da Produção, toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada, como exemplo: a perfuração dos poços produtores; a instalação das plataformas de petróleo; e a construção dos gasodutos que escoarão a produção.

11. A Produção, por sua vez, inicia-se após a instalação de toda a infraestrutura, quando o campo passa a produzir petróleo e/ou gás natural para abastecer o mercado. Essa etapa é a mais longa de todo o ciclo de vida de um campo de petróleo, podendo se estender por décadas, a depender da capacidade produtiva do campo.

12. Segundo o Relatório “A relevância do Petróleo e Gás Natural para o Brasil”, publicado pelo IBP, juntamente com a consultoria Ernst & Young (EY), em 2019, o Brasil com suas reservas provadas atuais de aproximadamente 15 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), ocupa a 21ª posição no ranking mundial de países com maiores reservas de petróleo e gás. Entre as expectativas mais conservadoras das reservas do pré-sal, 40 bilhões de boe poderiam ser adicionados aos atuais 15 bilhões.

13. Estimativas da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) indicam que a adição pode ser de até 150 bilhões de boe, levando o Brasil à posição de um dos maiores detentores de reservas de petróleo. Embora as perspectivas de reservas sejam altas, os níveis atuais de produção de petróleo no Brasil representam em torno de 3% do total mundial.

14. Ainda segundo o relatório, considerando a concretização desse cenário potencial, a produção de petróleo brasileira pode atingir até 6,4 milhões de barris diários em 2030. Ademais, apenas em forma de arrecadação, foram gerados R\$ 1,4 trilhão de reais entre 2007 e 2017 – e espera-se que, nos próximos dez anos, seja gerado mais R\$ 1 trilhão de reais por meio de recursos advindos da arrecadação de tributos, participação especial, bônus e royalties.

15. O Boletim Mensal da Produção de março de 2020 informa que 34 empresas operadoras foram responsáveis pela produção nacional em 305 áreas, entre as concedidas, da partilha e da Cessão onerosa. Segundo esse boletim, as produções de petróleo e gás natural no

Brasil foram aproximadamente de 2,97 MM bbl/d (milhões de barris por dia) e 122 MM m³/d (milhões de m³ por dia), respectivamente, totalizando em torno de 3,74 MM boe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia).

16. Adicionalmente, o setor de Petróleo e Gás impacta diversos setores e alavanca a economia do país através da geração de emprego e renda, do investimento em pesquisa e desenvolvimento local, da contribuição para o resultado positivo da balança comercial e da formação de uma poupança de extrema relevância – o Fundo Social.

2. Introdução

2.1. Deliberação que originou o trabalho

17. Em cumprimento ao Despacho de 27/03/2020 do Exmo. Min. Walton Alencar Rodrigues (TC 010.547/2020-7), realizou-se a auditoria na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, no período compreendido entre 15/4/2020 e 11/9/2020.

18. A primeira razão que motivou este trabalho relaciona-se à auditoria de conformidade realizada em 2019 por esta secretaria por meio do TC 008.028/2019-2. Naquela ocasião foi identificada incompatibilidade das informações do projeto de Fase II do campo de Itapu, da Cessão Onerosa, executado pela Petrobras, com os planos de desenvolvimento correspondentes encaminhados à ANP. Esse cenário apresentava riscos regulatórios à Agência.

19. Tendo em vista que o plano de desenvolvimento fornece apenas a visão estratégica de exploração do campo, neste trabalho buscou-se abordar o problema de acompanhamento do desenvolvimento e produção dos campos de forma sistêmica e integrada, agregando também o exame dos instrumentos de fiscalização de cunho tático e operacional.

20. Além da motivação acima exposta, verifica-se que a SeinfraPetróleo ainda não havia executado trabalho específico na ANP, para verificar a atuação da Agência Reguladora na fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo brasileiros.

21. Por último, destaca-se a importância e materialidade das reservas de petróleo brasileiras como importantes ativos para o incremento de receitas da União, bem como para a geração de emprego e renda por meio do desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural nacional.

2.2. Visão geral do objeto

22. O objeto desta fiscalização englobou os procedimentos de fiscalização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), referentes ao acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo, realizadas pelas empresas produtoras de petróleo e gás natural.

23. Segundo portal da ANP (<http://www.anp.gov.br/institucional>, acesso em 20/8/2020), a Agência, criada pela Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, é o órgão federal responsável pela regulação das indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), é uma autarquia federal especial que executa a política nacional para o setor, com foco na garantia do abastecimento de combustíveis e na defesa dos interesses dos consumidores.

24. A Agência tem atuação “do poço ao posto”, ou seja, regula mais de 110 mil empresas, em atividades desde a prospecção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares do Brasil até os procedimentos para assegurar a qualidade dos combustíveis vendidos ao consumidor final. A atividade de regulação implica, necessariamente, a constante fiscalização do cumprimento das normas estabelecidas.

25. Dentro deste contexto, cabe inicialmente localizar, dentro do organograma

*institucional da ANP, a unidade organizacional responsável por atuar no acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos, a saber, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP). Como demonstra a **Error! Reference source not found.**, a SDP é uma das unidades finalísticas da Agência, estando subordinada à Diretoria I.*

26. Deste modo, o objeto desta fiscalização se concentra primordialmente nas competências institucionais da SDP. De forma residual, como será demonstrado ao longo do relatório, outras duas unidades foram envolvidas na fiscalização, sendo elas a Auditoria Interna (AUD) e a Secretaria Executiva (SEC). Como se observa, essas respondem diretamente ao Diretor Geral da Agência (DG).

27. O Regimento Interno da ANP, Portaria ANP (PANP) 69/2011, define as competências institucionais de todas as Unidades Organizacionais (UORG) da Agência Reguladora. De acordo com esse normativo, cabe destacar as seguintes competências da SDP atinentes ao objeto desta fiscalização (art. 23):

I - gerir os contratos nas etapas de desenvolvimento e produção, bem como fiscalizar e controlar as atividades a elas relativas;

(...)

III - atuar junto aos concessionários, à indústria e aos órgãos públicos, preservando os interesses da União relativos às atividades de desenvolvimento e produção;

IV - propor regulamentação técnica, relativa ao controle da produção de petróleo e gás natural, observando a preservação dos recursos petrolíferos, a segurança das operações e a preservação ambiental, na condução das atividades de desenvolvimento e produção;

V - fiscalizar a execução das atividades de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, visando à conservação e ao uso racional do petróleo e do gás natural;

VI - efetuar a avaliação e o controle, emitindo parecer referente aos planos de desenvolvimento, aos programas anuais de trabalho, orçamento e produção, aos boletins mensais de produção e atividades de desenvolvimento e produção apresentados pelos concessionários;

VII - propor a forma pela qual será individualizada a produção em campos que se estendam por blocos vizinhos;

IX - avaliar, quando houver abandono de áreas de desenvolvimento e produção, se foram cumpridas pelos concessionários as exigências estabelecidas na legislação e no contrato de concessão;

X - administrar os bens reversíveis utilizados nas áreas de desenvolvimento e produção, quando da sua devolução pelos concessionários;

XI - manter atualizado e garantir a qualidade, em conjunto com outras unidades integrantes da estrutura organizacional da ANP, do banco de dados corporativo relativo às atividades de desenvolvimento e produção;

XII - subsidiar a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural no processo de caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural contratados;

(...)

XIX - avaliar as solicitações de continuidade de produção, oriundas de Testes de Longa Duração, após a Declaração de Comercialidade; (grifo nosso)

28. Tendo em vista que este trabalho visa os procedimentos de fiscalização exercidos pela

dispositivo, em caso de êxito na exploração, o concessionário o submeterá à aprovação da ANP, que emitirá seu parecer sobre o plano no prazo máximo de cento e oitenta dias. Decorrido esse prazo estipulado sem que haja manifestação da ANP, o plano considerar-se-á automaticamente aprovado.

37. Segundo a apresentação institucional da SDP (Evidência 1, slide 31), o PD é um instrumento utilizado em toda a Indústria do Petróleo, imprescindível para que a ANP conheça e acompanhe o desenvolvimento do campo, visto que agrupa informações de caráter técnico, operacional, econômico e ambiental relacionados à exploração de um campo petrolífero, incluindo seu abandono.

38. A elaboração dos planos de desenvolvimento é regulamentada pela RANP 17/2015. Segundo esse normativo, o PD deve conter informações suficientes para permitir o conhecimento e acompanhamento dos parâmetros do campo, demonstrar que a exploração se fará em consonância com a legislação vigente e demonstrar que as operações futuras de produção ocorrerão de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo. Ainda de acordo com a Resolução, alterações substanciais na estratégia de exploração do campo, como as listadas em seu art. 9º, podem ensejar em revisões detalhadas dos tópicos do plano de desenvolvimento, devendo as alterações ser comunicadas à ANP.

39. Com uma abordagem tática encontram-se os instrumentos PAP e PAT. O PAP é regulamentado pela PANP 100/2000. Já o PAT é regido pela PANP 123/2000. Ambos os programas devem ser apresentados à ANP até o dia 31 de outubro de cada ano. Eles contêm previsões quinquenais, que incluem o ano subsequente ao do envio e os quatro seguintes, acerca da produção, das atividades e do orçamento a ser dispendido no desenvolvimento e produção de cada campo de petróleo e gás natural.

40. O PAP apresenta em seu conteúdo previsões de produção de petróleo e gás natural, produção e movimentação de água, de queimas e perdas de gás natural, de injeção de fluidos especiais e produção e descarte de resíduos sólidos. As variações maiores que 10% nas previsões de produção de óleo, gás natural e água, com relação ao plano de desenvolvimento vigente, necessitam de justificativa técnica. Por sua vez, o PAT contempla em seu conteúdo previsões para cronograma e orçamento de atividades de desenvolvimento e produção, perfuração de poços e de desativação do campo.

41. No que tange a aspectos operacionais, abordados em horizontes temporais anual e mensal, respectivamente, encontram-se os instrumentos BAR e BMP.

42. O BAR é regulamentado pela RANP 47/2014. Deve ser apresentado à ANP até o dia 31 de janeiro do ano subsequente ao de referência, contemplando os volumes relativos ao dia 31 de dezembro do ano de referência. Os volumes apresentados no BAR estão divididos em reservas provadas, prováveis e possíveis; recursos contingentes, produção acumulada, injeção acumulada de gás natural, estoque de gás natural e retirada do estoque de gás natural. Maiores detalhes acerca das definições apresentadas serão fornecidos ao longo do relatório, em momento oportuno.

43. Consolidando os cinco instrumentos objeto desta fiscalização encontra-se o boletim mensal de produção. O BMP é exigido por meio de cláusulas específicas nos contratos de concessão, partilha e cessão onerosa, bem como pelo art. 6º, do Decreto Presidencial 2.705/1998. Deve ser apresentado até o décimo quinto dia de cada mês, contendo os montantes para cada uma das variáveis realizadas no mês anterior. Apresenta em seu conteúdo volumes efetivamente produzidos de petróleo, gás natural e água. Ademais, inclui as movimentações efetivamente realizadas, como de gás (injeção, consumo interno, queimas/perdas, etc.), água (injeção e descarte) e injeção de fluidos especiais (vapor, CO₂, polímeros, etc.).

44. Segundo cláusula existente nos contratos, o volume efetivamente produzido em cada

mês não poderá variar em mais de 15% em relação ao nível de produção previsto no PAP em curso. Caso tal variação ocorra, deverá ser justificada tecnicamente no BMP.

45. Um ponto importante a se mencionar é que, de acordo com a apresentação institucional da SDP (Evidência 1, Slide 24), a RANP 17/2015 e as PANP 100 e 123/2000 estão passando por um processo de revisão, previsto na Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2020-2021. Deste modo, espera-se que as contribuições geradas por meio desta auditoria possam contribuir de forma tempestiva para esse processo de aperfeiçoamento.

46. Cada um dos cinco instrumentos apresentados possui padrões internos de trabalho, detalhando processos e fluxos de atividades para envio de informações pelo operador, bem como etapas de análise, aprovação ou aceite pelas equipes técnicas da SDP e pelos tomadores de decisão da Agência. Além disso, os instrumentos possuem documentos definindo diretrizes para execução das análises e elaboração da documentação técnica de suporte à tomada de decisão. O exame do arcabouço documental associado aos instrumentos de fiscalização é também objeto desta auditoria. Nas próximas seções deste relatório serão apresentados aspectos específicos acerca desse tema.

47. Como acima mencionado, a cada um dos instrumentos de fiscalização estão associados processos e fluxos de atividades específicos. Deste modo, foi incluído no escopo da auditoria exame do grau de maturidade dos processos de gestão de riscos associados aos processos e atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos regulatórios PD, PAP, PAT, BAR e BMP, utilizados pela SDP.

48. Esse aspecto é de extrema relevância, tendo em vista que no final de 2017 foi publicado o Decreto 9.203, que dispôs sobre a política de governança da Administração Pública Federal e que representa uma importante norma voltada para controles internos, planejamento, gestão, desenvolvimento de políticas públicas e melhorias na prestação de serviços à sociedade. Ademais, com a aprovação da nova lei das agências reguladoras (Lei 13.848/2019), tornou-se obrigatório, por parte das agências, a adoção de práticas de gestão de riscos e de controles internos, bem como a divulgação de um programa de integridade.

49. Ainda com o intuito de delinear os limites do objeto de auditoria tratado nesta fiscalização, registra-se que ao longo da auditoria foi utilizado o Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP) da ANP. O SIGEP reúne, de forma modular, dados e informações carregadas via sistema pelos operadores ou inseridas internamente pelas equipes da SDP. Ele está associado a um banco de dados compartilhado, que contém os principais documentos de controle da SDP. Assim, as análises realizadas pelas equipes, relacionadas aos cinco instrumentos de fiscalização em tela, são registradas nesse sistema.

50. Ressalta-se que outros sistemas e ferramentas auxiliares de suporte à fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos são aplicadas pela SDP. Este tema também será abordado em seção específica do relatório.

51. Por fim, informa-se que também se inclui no objeto desta auditoria uma análise de consistência entre o instrumento plano de desenvolvimento e os Estudos de Viabilidade Técnico-Econômicos (EVTE) associados aos projetos de desenvolvimento e produção de alguns campos de petróleo selecionados. Assim, de forma residual, a Petrobras participou da auditoria em um procedimento específico de circularização de informações. Esse procedimento será tratado mais à frente ao longo das explicações.

2.3. Objetivo e questões de auditoria

52. A presente auditoria teve por objetivo analisar se os procedimentos de fiscalização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), referentes ao

acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos, realizadas pelas empresas produtoras de óleo e gás natural, estão em conformidade ao previsto pelos normativos e são eficazes e eficientes para o acompanhamento do aproveitamento racional das reservas e à maximização dos resultados da União.

53. A partir do objetivo do trabalho, formularam-se as questões adiante indicadas:

a) Questão 1: O processo de análise, aprovação e fiscalização dos Planos de Desenvolvimento (PD) é eficaz, eficiente e está em conformidade com os normativos da ANP?

b) Questão 2: Os instrumentos regulatórios (BAR, PAP/PAT, BMP) de acompanhamento do desenvolvimento e da produção dos campos são eficazes e eficientes e estão em conformidade com os normativos da ANP?

c) Questão 3: Qual o grau de maturidade dos processos de gestão de riscos associados às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos regulatórios (PD, BAR, PAP/PAT, BMP) de desenvolvimento e produção dos campos?

d) Questão 4: Qual o grau de eficácia e eficiência das ferramentas e dos sistemas auxiliares à fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos?

2.4. Metodologia utilizada

54. Os trabalhos foram realizados em conformidade com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (Portaria-TCU n. 280, de 8 de dezembro de 2010, alterada pela Portaria-TCU n. 168 de 30 de junho de 2011) e com observância ao Manual de Auditoria Operacional (Portaria-Segecex n. 4 de 26 de fevereiro de 2010) aos Padrões de Auditoria de Conformidade (Portaria-Segecex n. 26 de 19 de outubro de 2009) estabelecidos pelo TCU.

55. De modo a subsidiar a elaboração da matriz de planejamento da auditoria, foi solicitada uma reunião exploratória junto à SDP. Essa reunião ocorreu em 7/5/2020 e contou com representantes da SDP e da equipe de auditoria. Nela ocorreu uma apresentação institucional (Evidência 1), englobando aspectos como estrutura organizacional da superintendência, legislação aplicável, processos de trabalho, instrumentos de fiscalização, dados de fiscalizações realizadas e sistemas e ferramentas de apoio à fiscalização.

56. A partir dessa apresentação, foram solicitadas informações complementares, por meio de ofícios de requisição, como padrões de trabalho utilizados pelos técnicos da SDP, padrões de carga do SIGEP e exemplos de análises realizadas em fiscalizações passadas envolvendo os cinco principais instrumentos de fiscalização. Com essas informações coletadas, iniciou-se o processo de elaboração da matriz de planejamento e do desenho dos procedimentos a serem aplicados para obtenção de evidências.

57. Decidiu-se por abordar a aplicação dos cinco instrumentos de fiscalização nas questões de auditoria 1 e 2. Dada a relevância dos planos de desenvolvimento na demonstração da estratégia de exploração ótima das reservas, foi dedicada a primeira questão de auditoria a este tema. Os demais instrumentos de fiscalização foram abordados na Questão 2.

58. Tendo em vista que a auditoria é operacional, integrada com aspectos de conformidade, dividiu-se ambas as questões em subquestões, de forma a organizar a aplicação de procedimentos operacionais e de conformidade, em separado. É sabido, contudo, que tal separação não pode ser plenamente realizada, pois como será demonstrado, para se verificar aspectos operacionais, utilizou-se de critérios estabelecidos pelos próprios normativos que regem os instrumentos.

59. Neste sentido, os procedimentos de conformidade focaram em verificar o grau de alinhamento entre os padrões internos de análise dos cinco instrumentos com os dispositivos

contidos em seus respectivos normativos aplicáveis.

60. *Por sua vez, os procedimentos operacionais foram planejados para serem aplicados em uma amostra de campos de petróleo selecionados. O objetivo, neste caso, foi avaliar se as atividades de análise e aprovação realizadas pela SDP, referentes a cada um dos instrumentos de fiscalização, são eficazes e eficientes para o acompanhamento das atividades de desenvolvimento e produção realizadas pelos operadores. Em essência, buscou-se avaliar o grau de atuação da SDP nos casos em que ocorreram divergências entre as informações contidas nos instrumentos encaminhados e os critérios de atendimento, estabelecidos nos normativos.*

61. *Como os procedimentos operacionais envolveram a seleção de uma amostra de campos de petróleo, torna-se necessário uma explanação acerca da estratégia de amostragem adotada pela equipe de auditoria, bem como dos trade-offs envolvidos nessa seleção.*

62. *Partindo da reunião exploratória ocorrida em 7/5/2020, foi identificado que o normativo mais recente envolvendo o instrumento regulatório plano de desenvolvimento é a RANP 17/2015, de 23/4/2015. Assim, com o objetivo de auditar análises mais recentes, realizadas à luz de normativos vigentes, decidiu-se por estabelecer uma janela de corte temporal para aplicação dos procedimentos de auditoria, que vai de janeiro de 2015 a maio de 2020. Cabe ressaltar que para os demais instrumentos, os anos de entrada em vigência dos normativos são, para o BMP, 1998, PAP e PAT, 2000, e BAR, 2014.*

63. *Na mesma reunião também foi identificado (Evidência 1, Slide 4) que existem aproximadamente 305 campos de petróleo em desenvolvimento e/ou produção, terrestres e marítimos. A partir desse número de campos em atividade, e considerando a janela temporal de interesse, pôde-se prever um elevado número de instrumentos de fiscalização a serem examinados, caso se desejasse investigar a totalidade da população de instrumentos de fiscalização disponível.*

64. *Há que se registrar que os maiores gargalos para a realização dos procedimentos é o tamanho de cada um dos planos de desenvolvimento e de suas notas técnicas de análise associadas. Por outro lado, os BMP são menos extensos, contudo, são numerosos, pois o BMP é um instrumento encaminhado mensalmente à Agência. Apenas para se ter como referência, os planos de desenvolvimento dos campos marítimos possuem cerca de 300 a 1.300 páginas. Já as notas técnicas de análise desses planos ficam entre 30 a 100 páginas.*

65. *Como em todos os instrumentos existem elementos textuais, que demandam muitas vezes interpretação do contexto em que se insere, procedimentos automáticos de processamento são dificultados.*

66. *Desta forma, de modo a harmonizar as dimensões escopo, tempo e custo da auditoria, entendeu-se que um procedimento de amostragem era imprescindível. Para isso, a primeira estratégia pensada foi uma amostragem aleatória simples. A amostragem aleatória simples tem como ponto positivo a capacidade de se poder extrapolar os resultados da amostra para toda a população, por meio de inferência estatística. Contudo, o processo de cálculo do tamanho da amostra nem sempre garante um número factível de ser trabalhado na auditoria, como ocorreu neste caso. Ademais, como o processo é aleatório, pode-se incorrer em seleção de uma amostra contendo elementos não substanciais do ponto de vista de materialidade, risco e relevância.*

67. *Tendo em vista a amostragem aleatória simples, para estimativas de proporções, procedeu-se o cálculo do tamanho da amostra necessária para cada um dos cinco instrumentos de fiscalização. O Apêndice B aborda os cálculos utilizados para determinação das amostras mínimas representativas, para um universo de 305 campos de petróleo e uma janela temporal indo de janeiro de 2015 a maio de 2020.*

68. *Foram considerados dois cenários para o Níveis de Confiança (NC) (90% e 95%) e*

três cenários para o erro amostral desejado (5%, 10% e 15%). Os cálculos ainda consideram um dimensionamento mínimo para a estimativa de uma única proporção (critério atendido ou não atendido).

69. Adicionalmente, foram estudados dois cenários, sendo estes casos limites para a decisão de se utilizar um número fixo de 10 PD aleatórios na amostra, que seria um número factível de ser trabalhado. Para esses cenários aplicou-se as equações expostas nas Figuras 20 e 21 do Apêndice B, considerando também o caso conservador para a variância, exposto na **Error! Reference source not found.** do mesmo apêndice.

70. Para todos os cenários foi utilizado o cálculo para estimativas de proporções pois o intuito é determinar, para vários critérios de teste, proporções de atendimento ou não atendimento a um determinado critério de análise. Os critérios abordados na auditoria serão explicitados mais à frente.

71. A Tabela 1 abaixo consolida os principais resultados dos cálculos realizados no Apêndice B. O melhor caso em termos de um menor número de amostras aparece na primeira linha. Já o pior caso, na quarta. Percebe-se que mesmo para um erro amostral alto (15%) e um menor nível de confiança (90%), ainda seriam necessários o exame de 28 planos de desenvolvimento para a realização de uma inferência estatística. Para o melhor caso estudado em termos de incerteza (NC de 95% e erro amostral = 5%), deveriam ser examinados 144 planos de desenvolvimento.

TABELA 1 – AMOSTRA MÍNIMA PARA OS INSTRUMENTOS DE FISCALIZAÇÃO

Número de elementos na amostra mínima (ajuste para populações finitas)	Instrumentos de fiscalização				
	D	MP	AP	AT	AR
Erro amostral = 15%, Z = 1,64 (NC 90%)	8	0	0	0	0
Erro amostral = 10%, Z = 1,64 (NC 90%)	6	8	6	6	6
Erro amostral = 10%, Z = 1,96 (NC 95%)	4	7	3	3	2
Erro amostral = 5%, Z = 1,96 (NC 95%)	44	66	35	35	29
Cenário adicional 1: 10 PD, Erro amostral = 31%, Z = 1,96 (NC 95%), População = 305 campos					
Cenário adicional 2: 10 PD, Erro amostral = 5%, Z = 1,96 (NC 95%), População = 11 campos					

Fonte: elaboração própria com base no Apêndice B.

72. Para o primeiro cenário adicional (quinta linha), considerou-se que para se utilizar apenas 10 PD amostrados, a um NC de 95%, o erro amostral deveria ser de 31%. Já no segundo cenário, última linha, para se utilizar também 10 PD amostrados, a um NC de 95% e erro amostral de 5%, o tamanho da população deveria ser igual a 11 campos de petróleo. Como se vê, para ambos os casos limite os resultados em termos de erro amostral e tamanho de população são impraticáveis.

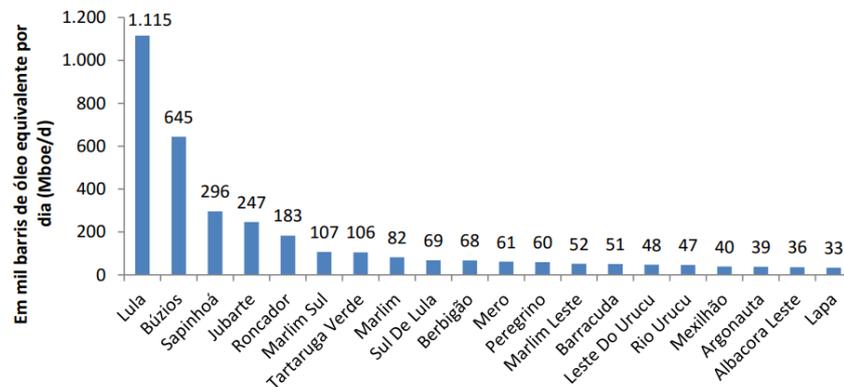
73. Aventou-se ainda o uso de amostragem estratificada ou por conglomerados com o intuito de se diminuir o número de amostras, mas conclui-se pela não aplicabilidade dos conceitos neste problema.

74. Tendo em vista que esses tamanhos de amostra seriam impraticáveis para a auditoria, decidiu-se por investigar critérios de materialidade, risco e relevância para a seleção da amostra. Elegeu-se a variável produção de óleo equivalente (óleo + gás equivalente) como sendo uma variável de interesse para indicar os campos que mais contribuem, atualmente, para a produção nacional. Para isso utilizou-se de informações do BMP de março de 2020, publicado pela ANP.

75. Sobre o cálculo do volume de óleo equivalente é importante esclarecer que ele é uma unidade utilizada pela Indústria do Petróleo para quantificar e comparar a energia relativa a volumes de diferentes combustíveis, onde 1 bbl de Petróleo = 1 boe = 5.800.000 BTU = 1.700 KWh (RANP 25/2013).

76. A Figura 2 abaixo, retirada desse BMP, demonstra os vinte maiores campos produtores em termos de óleo equivalente.

FIGURA 2 – OS VINTE CAMPOS COM MAIOR PRODUÇÃO TOTAL (Mboe/d)



Fonte: BMP de março de 2020 (<http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2020-03-boletim.pdf>, p. 23, acesso em 2/6/2020).

77. Cabe dizer que, apesar da referência utilizada ser mensal, não se percebe, pela análise de outros BMP próximos, alguma variação relevante no ranking apresentado. Ao se comparar o ranking apresentado do mês de março com os dos demais meses entre janeiro de 2020 a junho de 2020, para os nove campos mais produtores, que correspondem a cerca de 76,22 % da produção nacional, verifica-se que no mês fevereiro ocorreu uma troca de posições entre os campos Tartaruga Verde e Marlim Sul. Já no mês abril ocorreu outra troca entre os campos Roncador e Jubarte.

78. Esse fato demonstra uma estabilidade relativa na contribuição da produção dos principais campos. De todo modo, como a contribuição pela produção equivalente é dinâmica, não é garantido que esse seja o cenário de longo prazo.

79. Com base na Figura 2, extraiu-se a Tabela 2 abaixo contendo, em ordem decrescente, o percentual de contribuição dos doze maiores campos para a produção nacional com base na produção média diária. A produção total nacional média diária, em termos de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), para o mês de março de 2020, foi de 3,74 milhões de boe/d.

TABELA 2 – PERCENTUAL DE CONTRIBUIÇÃO DE CADA CAMPO PARA A PRODUÇÃO NACIONAL

<i>Campo</i>	<i>Operador</i>	<i>Produção média diária (x 10³ boe/d)</i>	<i>% do total nacional (boe/d)</i>
<i>Lula</i>	<i>Petrobras</i>	<i>1.115</i>	<i>29,8%</i>
<i>Búzios</i>	<i>Petrobras</i>	<i>645</i>	<i>17,2%</i>
<i>Sapinhoá</i>	<i>Petrobras</i>	<i>296</i>	<i>7,9%</i>
<i>Jubarte</i>	<i>Petrobras</i>	<i>247</i>	<i>6,6%</i>
<i>Roncador</i>	<i>Petrobras</i>	<i>183</i>	<i>4,9%</i>
<i>Marlim Sul</i>	<i>Petrobras</i>	<i>107</i>	<i>2,9%</i>
<i>Tartaruga Verde</i>	<i>Petrobras</i>	<i>106</i>	<i>2,8%</i>
<i>Marlim</i>	<i>Petrobras</i>	<i>82</i>	<i>2,2%</i>
<i>Sul de Lula</i>	<i>Petrobras</i>	<i>69</i>	<i>1,8%</i>
<i>Berbigão</i>	<i>Petrobras</i>	<i>68</i>	<i>1,8%</i>
<i>Mero</i>	<i>Petrobras</i>	<i>61</i>	<i>1,6%</i>
<i>Peregrino</i>	<i>Statoil</i>	<i>60</i>	<i>1,6%</i>

Fonte: elaboração própria com base no BMP de março de 2020.

80. *Com referência à tabela acima, verifica-se que os doze campos acima listados contribuíram com 81,27% do total da produção diária nacional no mês de março. Todos eles estão localizados em ambiente marítimo.*

81. *Ainda de acordo com o BMP em tela, os campos marítimos produziram 96,7% do petróleo e 85,4% do gás natural da produção nacional. Já a produção total dos campos terrestres, em óleo equivalente, foi de 210 mil boe/d, correspondendo a 5,62% do total da produção diária nacional para o mesmo mês. O BMP em epígrafe ainda indica que campos operados pela Petrobras, em consórcio ou não, produziram 94,3% do total de petróleo e gás natural.*

82. *Com base nessas informações, entendeu-se que, por critérios de materialidade, campos marítimos e operados pela Petrobras eram os objetos mais substanciais. Do ponto de vista de relevância, para se verificar a atuação da SDP, entendeu-se que campos altamente produtivos, em ambiente mais complexo, poderiam ser aqueles que ofereceriam à Agência Reguladora maiores desafios de acompanhamento. Por fim, em relação ao aspecto risco, concluiu-se que campos de alto potencial produtivo eram justamente aqueles em que os riscos operacionais poderiam trazer maiores impactos ao aproveitamento das reservas e à maximização dos resultados da União.*

83. *Assim, com base nas análises acima, alternativamente à amostragem probabilística, definiu-se como critério de seleção da amostra a produção diária em óleo equivalente. Há que se destacar que, apesar dos ganhos trazidos pela amostragem baseada em materialidade, perde-se em capacidade de generalização dos resultados. Como será demonstrado, os resultados obtidos com base na amostra selecionada não podem ser generalizados para a totalidade dos 305 campos.*

84. *Entretanto, apesar da perda de generalidade causada por uma amostra não aleatória, ainda foi possível obter resultados satisfatórios, que indicam a existência de problemas com potencial de ocorrência sistêmica.*

85. *Na sequência, foi solicitada à SDP que informasse o número de planos de desenvolvimento existentes associados aos campos acima descritos, bem como encaminhasse os documentos correspondentes. Ademais, requereu-se que a superintendência informasse o estado de conclusão das notas técnicas associadas às análises de aprovação dos respectivos planos e remetesse cópia das notas concluídas na janela de corte da auditoria.*

86. *A partir da resposta da agência verificou-se que, dos campos acima listados, apenas o campo de Marlim não possuía algum plano de desenvolvimento já analisado entre o período de janeiro de 2015 a maio de 2020. Assim, o campo de Marlim foi excluído da amostra.*

87. *Em seguida foi realizado exame superficial do volume de conteúdo recebido. De forma a adequar o volume de informação com a capacidade de análise da equipe de auditoria, foram selecionados, com base na Tabela 2, os oito maiores campos, com exceção de Marlim, para compor a amostra final, cujos instrumentos de fiscalização correspondentes seriam examinados. Os oito campos perfazem, com referência ao BMP de março de 2020, 74,03% da produção nacional em óleo equivalente.*

88. *Ainda em relação aos procedimentos operacionais afetos às Questões 1 e 2, registra-se que para medir o grau de atuação da ANP nas análises realizadas com base nos cinco instrumentos de fiscalização, foram elaborados checklists contendo critérios de teste, extraídos dos normativos correspondentes. Em seguida, esses checklists foram aplicados na amostra de campos selecionada. Deste modo, foi possível examinar como a SDP tratou situações onde ocorreram divergências entre o conteúdo dos instrumentos, elaborados pelos operadores, e os critérios estabelecidos nos normativos. Cabe destacar que para o exame dos instrumentos PAP, PAT, BAR e BMP foram obtidas evidências diretas por meio de acesso remoto ao SIGEP. Maiores detalhes da aplicação dos testes serão fornecidos nas seções pertinentes à frente.*

89. *Dentro da Questão 1 foi também prevista uma análise de consistência entre o instrumento PD e os EVTE dos projetos de desenvolvimento e produção associados, para cada um dos campos selecionados na amostra. Basicamente buscou-se verificar, na janela de corte da auditoria, a existência de algum EVTE aprovado não contemplado no PD correspondente. Neste sentido, foi solicitada à Petrobras um conjunto de estudos aprovados para os campos da amostra. Os projetos contidos nos estudos foram então comparados com o conteúdo dos projetos definidos nos PD.*

90. *Como explicado na visão geral do objeto, também foi analisado o grau de maturidade dos processos de gestão de riscos associados aos processos e atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos regulatórios PD, PAP, PAT, BAR e BMP, utilizados pela SDP. Esse assunto foi tratado por meio da Questão 3.*

91. *Para isso, foi realizado exame do conjunto de normativos, documentos e ações elaboradas pela Agência Reguladora para tratar do tema de gestão de riscos, considerando medidas aplicadas nas três linhas de defesa, a saber, superintendências, gestão da ANP e auditoria interna, especialmente no que tange aos processos afetos à SDP, na gestão de riscos dos instrumentos regulatórios em análise. Com base no diagnóstico do arcabouço normativo e documental existente, e das ações já implementadas e em curso, avaliou-se a maturidade da gestão de riscos da SDP. Neste sentido, utilizou-se como critério de auditoria o Modelo de Avaliação de Maturidade do TCU.*

92. *Por fim, por meio da Questão 4, buscou-se examinar o grau de eficácia e eficiência das ferramentas e dos sistemas auxiliares à fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos. Neste tema foram levantadas as ferramentas e sistemas auxiliares aplicadas pela SDP. Avaliou-se como os sistemas suportam as fiscalizações nas suas diferentes formas. Adicionalmente, comparou-se as contribuições das fiscalizações in loco frente à fiscalização baseada em informações, foco da SDP.*

93. *Como mencionado, durante a execução dos trabalhos, além de meios clássicos de coletas de dados, como os ofícios de requisição, foi possível se conectar remotamente ao SIGEP. Assim, muitas evidências para análise das Questões 1, 2 e 4 foram obtidas diretamente pelos auditores.*

2.5. Limitações inerentes à auditoria

94. Não obstante o volume de informações e a complexidade de avaliação dos planos de desenvolvimento e dos demais instrumentos de fiscalização, bem como dos relatórios de Estudos de Viabilidade Técnico Econômica da Petrobras (EVTE), não foram impostas limitações específicas aos procedimentos e exames técnicos da equipe de auditoria.

2.6. Volume de recursos fiscalizados

95. Conforme mencionado, o objeto desta auditoria abarcou os procedimentos de fiscalização da ANP, referentes ao acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo, realizadas pelas empresas produtoras de petróleo e gás natural.

96. Assim, por meio dos procedimentos de auditoria avaliou-se a adequação das análises realizadas pela agência em uma amostra de campos produtores de petróleo e gás natural, mais especificamente nos instrumentos regulatórios PD, PAP, PAT, BAR e BMP.

97. Contudo, como o escopo concentrou-se na verificação da adequabilidade das análises e na conformidade aos normativos vigentes, e não nos valores envolvidos nas atividades de desenvolvimento da produção, verifica-se que, conforme art. 1º, § 3º, da Portaria-TCU 222/2003, a mensuração do VRF não se aplica.

2.7. Benefícios estimados da fiscalização

98. Entre os benefícios estimados desta fiscalização pode-se mencionar o aprimoramento e a implementação de metodologias e procedimentos de análise dos instrumentos de fiscalização da ANP; um maior grau de precisão, clareza, normatização e integração dos procedimentos efetivamente executados pela agência, e de seus normativos correspondentes, incorporando melhorias de modo a sanear as falhas identificadas por meio desta fiscalização; e a mitigação de riscos de análises não padronizadas.

99. Todas essas melhorias favorecem o incremento da capacidade de acompanhamento e fiscalização da ANP, para se aferir o aproveitamento racional das reservas e a maximização dos resultados da União, em relação às atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo e gás natural.

2.8. Organização dos resultados da auditoria

100. Os resultados obtidos na auditoria foram organizados partindo da análise do instrumento estratégico, haja vista sua relevância e o fato de ser referência para o exame dos demais instrumentos de fiscalização.

101. Ademais, como durante a execução identificou-se a adoção de diversas boas práticas por parte da SDP, decidiu-se por valorizar esse aspecto e introduzir os resultados demonstrando a atuação positiva da superintendência na análise dos instrumentos PD, BAR e BMP, na seção III. Na seqüência, são apresentados os três achados de auditoria na seção IV.

102. Por fim, na seção V, é feita explanação acerca dos procedimentos de auditoria que não resultaram em achados.

3. Atuação positiva da SDP na análise dos instrumentos PD, BMP e BAR

103. De modo a responder à Questão 1: O processo de análise, aprovação e fiscalização dos Planos de Desenvolvimento (PD) é eficaz, eficiente e está em conformidade com os normativos da ANP?, bem como à Questão 2: Os instrumentos regulatórios (BAR, PAP/PAT, BMP) de acompanhamento do desenvolvimento e da produção dos campos são eficazes e eficientes e estão em conformidade aos normativos da ANP?, foram analisados os instrumentos regulatórios PD,

BAR e BMP referentes a uma amostra de oito campos de petróleo e gás natural, selecionados considerando critérios de materialidade, risco e relevância, dentro do período de corte da auditoria, ou seja, janeiro de 2015 a maio de 2020.

104. Esta seção aborda apenas os instrumentos BAR e BMP relativos à Questão 2. Os demais instrumentos, PAP e PAT, relacionados à mesma questão, constituíram achados de auditoria e serão abordados em outras seções do relatório.

105. A partir do exame desses instrumentos pôde-se verificar, de forma geral, uma atuação positiva da SDP no acompanhamento e fiscalização dos campos da amostra.

106. Deste modo, passa-se à apresentação individual dos exames realizados para cada um dos instrumentos tratados nesta seção.

3.1. Do exame dos PD e das notas técnicas relacionadas

107. O PD é um dos principais instrumentos de fiscalização, possuindo cunho estratégico. É um documento exigido pelo art. 26, § 1º, da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo).

108. Segundo a apresentação institucional da SDP (Evidência 1, slide 31), o PD é um instrumento utilizado em toda a Indústria do Petróleo, imprescindível para que a ANP conheça e acompanhe o desenvolvimento do campo, visto que agrupa informações de caráter técnico, operacional, econômico e ambiental relacionados à exploração de um campo petrolífero, incluindo seu abandono. A elaboração dos planos de desenvolvimento é regulamentada pela RANP 17/2015.

109. A partir da amostra selecionada dos oito campos de petróleo, foi solicitada à SDP o conjunto dos PD correspondentes, juntamente com as notas técnicas de proposta de aprovação relacionadas, contemplando desde o primeiro até a última revisão já analisada pela superintendência. Como o período de corte da auditoria está compreendido entre janeiro de 2015 a maio de 2020, PD analisados pela SDP nesse intervalo foram de interesse da auditoria.

110. Todos os PD da amostra referem-se a campos de grande produção. Para esses tipos de campos, a aprovação se dá por meio de Resolução da Diretoria (RD) Colegiada da ANP, após elaboração de uma nota técnica propondo ou não a aprovação do plano, com ou sem condicionantes.

111. Essa nota, seguindo o fluxo estabelecido no processo de aprovação dos PD, após ter sido elaborada pelos técnicos da SDP, é analisada pelo superintendente e encaminhada para comentários do operador. Após os ajustes necessários, a nota, juntamente com o PD, é encaminhada para análise da Diretoria Colegiada da ANP.

112. A Tabela 3 relaciona e destaca, nas células hachuradas, o conjunto de planos e notas técnicas examinadas para os campos da amostra, no período de corte da auditoria. As células indicam as datas de envio dos PD à ANP pelo operador. Como se depreende da tabela, foram examinados nove PD e treze notas técnicas.

113. Para os campos de Lula e Sul de Lula o PD e a nota examinados correspondem ao PD integrado da área que circunscreve os dois campos, pois existe um processo de unitização entre os campos.

114. Da mesma forma, para o campo de Sapinhoá, o PD e a nota correspondem à análise integrada da área de Sapinhoá, que agrega o campo de Sapinhoá e os campos que compõem o Entorno de Sapinhoá.

115. Para o campo de Tartaruga Verde existem PD e notas separadas para as áreas de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça que compõem o campo de Tartaruga Verde. Cabe informar que existe um processo de unitização entre essas áreas.

116. Observou-se que, do conjunto de PD da amostra, três haviam sido elaborados na transição entre a PANP 90/2000 e a RANP 17/2015. A PANP 90/2000 regulamentava a elaboração dos PD antes do normativo em vigor. Como determina o art. 15 da RANP 17/2015, os planos que estavam em elaboração para apresentação em até 180 dias a contar da publicação da resolução, poderiam ser apresentados conforme a PANP 90/2000. Portanto, excepcionalmente para os campos de Marlim Sul, revisão 6, e Tartaruga Verde, revisões 1 e 2, foi observada a aplicação da PANP 90/2000.

117. Cabe dizer que a estrutura proposta pela PANP 90/2000 é similar à da resolução vigente, sendo, contudo, menos detalhada.

TABELA 3 – RELAÇÃO DE PD E NOTAS TÉCNICAS EXAMINADOS

Campo	Data Primeiro PD	Data Revisão 1	Data Revisão 2	Data Revisão 3	Data Revisão 4	Data Revisão 5	Data Revisão 6
Lula	29/12/2010	20/09/2011	27/10/2011	30/12/2013	25/08/2015	03/08/2016 NT 62/2017/SD	
Sul de Lula	25/08/2015 **	03/08/2016 NT 62/2017/SD					
Búzios	28/02/2014	31/01/2017 NT 71/2017/SD	29/07/2019 *				
Sapinhoá	01/03/2012	26/12/2014	29/01/2016 NT 161/2016/SDP	19/07/2018			
Jubarte	10/12/2002	30/04/2004	29/05/2009	29/10/2014	28/11/2018 NT 125/2018/SD		
Roncador	18/09/2000	13/05/2003	22/02/2005	05/06/2009	29/12/2014	29/02/2016	15/12/2019 NT 21/2019/SD
Marlim Sul	28/12/2001	09/10/2002	31/10/2005	30/05/2008	01/08/2012	30/12/2014 *	27/03/2016 NT 174 e 2016/SD
Tartaruga Verde	25/06/2013	31/07/2015 *** NT 89 e 124/2016/SDP	09/09/2015 NT 95 e 123/2016/SDP	04/10/2019 * ****	08/10/2019		

* Sem NT, PD ainda em análise.

** Sem NT, análise suspensa, PD substituído.

*** PD não possui curvas de produção. As curvas estão colocadas nos PD anterior e posterior.

**** PD referente à área de Tartaruga Mestiça.

Fonte: Elaboração própria com base nos PD encaminhados pela SDP.

118. Na sequência, a partir da leitura da RANP 17/2015 pôde-se identificar a estrutura do conteúdo que compõe os PD. De acordo com o normativo, existem três estruturas possíveis para os capítulos dos planos, indicadas nos três anexos da resolução, a saber: Anexo I (planos de grande produção), Anexo II (revisão dos planos de grande produção) e Anexo III (planos de pequena produção). O Anexo I refere-se à estrutura para envio do primeiro PD para um

determinado campo. A depender da situação, a SDP pode exigir que uma determinada revisão seja encaminhada na integralidade disposta pelo Anexo I. Caso este não seja o caso, as revisões para um dado PD é encaminhada seguindo a estrutura do Anexo II.

119. As revisões normalmente tratam de aspectos específicos a serem analisados de um campo, como modificações significativas que ocorreram em algumas disciplinas dos projetos, Acordos de Individualização da Produção (AIP) e pedidos de prorrogação de prazo contratual. O art. 9º da RANP 17/2015 relaciona algumas situações que demandam revisões nos PD. Deste modo, nem todos os capítulos de uma revisão podem estar completamente preenchidos. Isso ocorre se para esses capítulos não foi realizada modificação em relação ao PD anteriormente encaminhado. Essa situação é prevista por meio da resolução, nas disposições gerais dos anexos. Nesses casos deve ser indicada a não aplicabilidade de um determinado item do PD, ou justificativa para sua ausência.

120. Como se verifica da Tabela 3, a totalidade dos PD examinados se referem a revisões. A Tabela 4 relacionada a estrutura dos 21 capítulos que compõem a revisão dos campos, como prevê o Anexo II da RANP 17/2015. Como se observa, o PD contempla diversas disciplinas afetas a um projeto de Exploração e Produção (E&P).

TABELA 4 – ESTRUTURA DO CONTEÚDO DOS PD

Capítulos dos Anexos II da RANP 17/2015				
1. Capa e sumário executivo	5. Geologia da Área do Campo	9. Reservas	13. Unidades de Produção e processamento de fluidos	17. Mapeamento do sistema de Produção
2. Avaliação de alternativas de Desenvolvimento	6. Modelo geológico de Reservatório	10. Previsão de Produção e movimentação de fluidos	14. Sistema de Escoamento da Produção	18. Meio Ambiente
3. Localização do Campo	7. Engenharia de Reservatórios	11. Poços	15. Sistema de Medição	19. Desativação de instalações
4. Histórico da exploração do Campo	8. Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN)	12. Sistema de Coleta da Produção	16. Garantia de escoamento	20. Cronograma de atividades
21. Análise de viabilidade econômica				

Fonte: Elaboração própria com base na RANP 17/2015.

121. A partir dos PD e notas selecionadas, elaborou-se um modelo de checklist para se avaliar a atuação da SDP na análise dos PD e das notas técnicas indicadas na Tabela 3. O modelo indicado na Tabela 5 é composto de três questões relacionadas aos PD e duas relacionadas às notas técnicas.

TABELA 5 – MODELO *CHECKLIST* PD

Plano de Desenvolvimento					Nota Técnica	
campo	revisão PD	Os itens/subitens estão apresentados no PD? ("Não aplicável", "Sim" e "Não")	Os Itens/subitens não apresentados foram identificados e tratados pela ANP? ("Sim" e "Não")	Qual o tipo de tratamento dado para itens/subitens não apresentados?	A ANP identificou divergências nas informações técnicas apresentadas no PD? ("Sim" e "Não")?	Qual o tipo de tratamento dado para as divergências encontradas?

Fonte: Elaboração própria com base na RANP 17/2015 e PANP 90/2000.

122. Em relação ao PD, a primeira questão diz respeito à completude e adequação de cada um dos itens que compõe cada um dos capítulos indicados na estrutura da Tabela 4, à luz das exigências estabelecidas na RANP 17/2015. Por meio da leitura da resolução foi possível elencar aproximadamente 350 itens e subitens relacionados aos capítulos. Assim, para cada PD, confrontou-se essa relação.

123. Em seguida, por meio da segunda questão, foram identificados os itens/subitens que não haviam sido apresentados e não haviam sido tratados pela SDP, por meio de algum questionamento registrado na análise da nota técnica correspondente. Para os itens não apresentados adequadamente, mas que haviam sido tratados pela SDP, foi registrado, por meio da terceira questão, o tipo de tratamento dispendido.

124. Em relação às notas técnicas, por meio da quarta questão, foi observado se a SDP havia identificado alguma divergência, além daquelas relacionadas à estrutura de apresentação das informações, para algum capítulo específico do PD. Ademais, verificou-se, por intermédio da quinta questão, qual o tratamento dado pela SDP nesses casos. As questões afetas às notas buscaram capturar situações em que a SDP identificava divergências por meio de análises das informações do campo, que vão além do exame estrito de conformidade da estrutura do documento proposta pela resolução.

125. Aplicando os testes propostos no modelo da Tabela 5 no exame dos oito campos, verificou-se a existência de nove itens não conformes ao proposto pelas RANP 17/2015 e PANP 90/2000 e não tratados pela SDP. Além disso, observou-se a detecção de onze divergências pela SDP, na análise realizada pela superintendência por meio das notas técnicas.

126. Analisando a proporção dos nove itens em relação ao total de capítulos analisados, sendo 21 na RANP 17/2015 e dezoito na PANP 90/2000, chega-se a um pequeno percentual, de 5%, de itens não conformes e não tratados (9/(3x18 + 6x21)). Contudo, essa proporção é substancialmente menor, sendo irrelevante, ao ser considerada na totalidade de itens analisados, e não de capítulos.

127. Portanto, tendo em vista o baixo número de itens não conformes e não tratados, em relação à totalidade de itens examinados, para os oito campos, a situação encontrada não caracteriza um achado de auditoria.

128. A Tabela 6 demonstra os resultados resumidos dos testes aplicados por meio do modelo da Tabela 5. São apresentados os capítulos associados à cada um dos itens não tratados e divergências identificadas pela SDP. De modo a se buscar uma maior concisão ao relatório, a

tabela completa dos resultados, que engloba o detalhamento para os tratamentos dispendidos pela SDP, em relação à terceira e quinta questões da Tabela 5, são exibidos por meio da **Error! Reference source not found.** do Apêndice C.

TABELA 6 – RESULTADOS RESUMIDOS DA ANÁLISE DOS PD E DAS NOTAS TÉCNICAS

Plano de Desenvolvimento				Nota Técnica
Campo	Revisão PD	Os itens/subitens estão apresentados no PD? ("Não aplicável", "Sim" e "Não")	Os Itens/subitens não apresentados foram identificados e tratados pela ANP? ("Sim" e "Não")	A ANP identificou divergências nas informações técnicas apresentadas no PD? ("Sim" e "Não")?
Lula/Sul de Lula	5/1	NÃO 21. Análise de viabilidade econômica	SIM	SIM 7. Engenharia de Reservatórios
				SIM 9. Reservas
				SIM 19. Desativação de instalações
Búzios	1	NÃO 21. Análise de viabilidade econômica	NÃO	SIM 7. Engenharia de Reservatórios
				SIM 9. Reservas
				SIM 11. Poços
Sapinhoá	2	NÃO 21. Análise de viabilidade econômica	NÃO	NÃO
Jubarte	4	SIM	Não aplicável	SIM 10. Previsão de Produção e movimentação de fluidos
				SIM 19. Desativação de instalações
Roncador	6	NÃO 9. Reservas	NÃO	SIM 4. Histórico da exploração do Campo
Marlim Sul	7	NÃO 10. Previsão de Produção e movimentação de fluidos	NÃO	NÃO
		NÃO 20. Cronograma de atividades		
		NÃO 21. Análise de viabilidade econômica	NÃO	

Plano de Desenvolvimento				Nota Técnica
Campo	Revisão PD	Os itens/subitens estão apresentados no PD? ("Não aplicável", "Sim" e "Não")	Os Itens/subitens não apresentados foram identificados e tratados pela ANP? ("Sim" e "Não")	A ANP identificou divergências nas informações técnicas apresentadas no PD? ("Sim" e "Não")?
		NÃO 20. Análise De Viabilidade Econômica	NÃO	SIM 9. Reservas
		NÃO 20. Análise De Viabilidade Econômica	NÃO	SIM 11. Poços
T artaruga Verde		NÃO 20. Análise De Viabilidade Econômica	NÃO	NÃO
		NÃO 20. Análise De Viabilidade Econômica	NÃO	

Fonte: Elaboração própria com base na análise dos PD e das Notas Técnicas.

129.No decorrer do exame das notas técnicas também se identificou um conjunto de boas práticas aplicadas pela SDP na fiscalização dos campos de petróleo. A Tabela 7, abaixo, destaca dois exemplos de boas práticas relevantes identificadas nos campos de Lula e Roncador. A mesma tabela indica a motivação associada ao encaminhamento de cada um dos PD pelo operador para análise da SDP. Outros exemplos de boas práticas identificadas para os demais campos estão demonstrados à **Error! Reference source not found.** do Apêndice C.

TABELA 7 – EXEMPLOS DE BOAS PRÁTICAS IDENTIFICADAS

<i>Campo</i>	<i>Motivação do envio da revisão do PD</i>	<i>Nota Técnica de referência</i>	<i>Pág.</i>	<i>Boa prática identificada</i>
<i>Lula/Sul de Lula</i>	<i>O PD é parte integrante do AIP da Jazida Compartilhada entre a Área do campo de Lula, Área do Campo de Sul de Lula e a Área Não Contratada</i>	<i>NT 62/2017/SDP</i>	<i>26-33</i>	<i><u>Pressão do reservatório.</u> Identificação de que os valores de pressão do reservatório atendido pelo módulo de produção de Lula Central indicavam a queda da pressão abaixo da pressão de saturação (Psat). A SDP verificou ser necessário a criação de meios para garantir que com esse fato não viesse a ocorrer elevação da Razão Gás-Óleo (RGO). SDP entende como ideal realizar acompanhamento mais regular e mais próximo de vários parâmetros do reservatório. Determinação por meio de Resolução de Diretoria Colegiada (RD 501/2016) para realização de reuniões/Workshops frequentes com a Petrobras.</i>
<i>Roncador</i>	<i>Prorrogação da fase de Produção do Contrato de Concessão do campo</i>	<i>NT 21/2019/SDP</i>	<i>13</i>	<i><u>Cronograma de atividades.</u> Para acompanhamento dos projetos previstos e em estudo, a SDP determinou que a operadora deverá apresentar anualmente relatório com a evolução de cada projeto, bem como a identificação de novas oportunidades, destacando investimentos que sustentarão a curva de produção até 2052.</i>

Fonte: Elaboração própria com base na análise dos PD e das Notas Técnicas.

130. Como se vê pela Tabela 7, de modo a se acompanhar a pressão do reservatório do campo de Lula, adotou-se o procedimento de realização de reuniões regulares junto ao operador. Já no campo de Roncador, foi entendido que era salutar um acompanhamento anual dos projetos do campo, de modo a sustentar a curva de produção até 2052.

131. Como dito, esses exemplos demonstram a aplicação de conhecimentos técnicos aprofundados por parte da SDP, que vão além de uma mera atuação burocrática de verificação de normativos. Esse fato indica que a gestão de conhecimentos é um fator de extrema relevância e que merece atenção da superintendência.

132. Neste sentido, cabe mencionar, entretanto, que não se observa um padrão no registro das análises realizadas pelas notas técnicas. Esse fato é reflexo da inexistência, nos padrões internos da SDP, de modelos mais detalhados a serem seguidos na elaboração das notas. O Padrão SDP-PTEC-002, que estabelece diretrizes para elaboração das notas técnicas, bem como o Roteiro de Análise de PD, traz diretrizes gerais para a execução das análises, contudo, não incorpora um padrão para o conteúdo a ser produzido, que reflita as experiências e lições aprendidas das equipes.

133. Uma análise mais detalhada acerca da conformidade desses padrões será realizada mais à frente, neste relatório, no item IV.3.

134. As divergências identificadas pela SDP, demonstradas na Tabela 6, bem como as boas práticas relacionadas às Tabelas 7 e 29, considerando a amostra avaliada, permitem concluir, que a SDP tem adotado um comportamento responsivo e diligente nas análises do instrumento PD, garantindo eficácia aos seus objetivos institucionais, bem como aos definidos pela Lei do Petróleo,

acerca do acompanhamento do aproveitamento racional das reservas e da maximização dos resultados da União, em relação às atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo e gás natural.

3.2. Do exame dos BAR

135. O BAR é um instrumento de fiscalização regulamentado pela RANP 47/2014. Deve ser apresentado à ANP até o dia 31 de janeiro do ano subsequente ao de referência, contemplando os volumes relativos ao dia 31 de dezembro do ano de referência. Após a análise, é realizado o aceite do boletim pela SDP.

136. Os volumes apresentados no BAR estão divididos em reservas provadas, prováveis e possíveis; recursos contingentes, produção acumulada, injeção acumulada de gás natural, estoque de gás natural e retirada do estoque de gás natural.

137. Nesta auditoria tratou-se apenas das reservas, pois são as quantidades de petróleo e gás natural estimadas de serem comercialmente recuperáveis através de projetos de exploração de reservatórios descobertos, a partir de uma determinada data, sob condições definidas.

138. Segundo o art. 2º da RANP 47/2014, as reservas possíveis dizem respeito à quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as reservas prováveis.

139. Já as reservas prováveis se relacionam à quantidade de petróleo ou gás natural cuja recuperação é menos provável que a das reservas provadas, mas de maior certeza em relação à das Reservas Possíveis.

140. Por sua vez, as reservas provadas se referem à quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos.

141. Ainda de acordo com o art. 2º da RANP 47/2014, as reservas podem ser classificadas em desenvolvidas e não desenvolvidas. As reservas desenvolvidas se referem à quantidade de petróleo ou gás natural que se espera produzir a partir dos poços já perfurados, incluindo as de reservatórios descobertos e não canhoneados. Já as não desenvolvidas englobam quantidades de petróleo ou gás Natural que se espera recuperar por investimentos futuros, em reservatórios descobertos, na data de referência do BAR.

142. Segundo item 3.6 do Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural (RTR), anexo à RANP 47/2014, de modo a se realizar a classificação e categorização das reservas, as reservas podem ser categorizadas como Provadas (1P), Provadas e Prováveis (2P) ou Provadas, Prováveis e Possíveis (3P).

143. A partir desses conceitos trazidos pela RANP 47/2014, identificou-se um critério de auditoria para se aferir o grau de atuação da ANP na análise do instrumento BAR. O critério identificado está registrado por meio do art. 5º da resolução:

Art. 5º As informações contidas no BAR devem estar de acordo com o Plano de Desenvolvimento e com os demais planos e programas submetidos à ANP, relativos ao Campo em referência.

Parágrafo único. Se, em uma reavaliação entre Boletins Anuais de Recursos e Reservas consecutivos, a diferença entre estimativas de Reservas 2P for igual ou superior a 10% (dez por cento), em um determinado Campo, em termos de óleo equivalente, o Operador deverá rever o Plano de Desenvolvimento e o Programa Anual de Produção do Campo, a menos que expressamente dispensado pela ANP. (grifo nosso)

144. Tendo em vista que o rompimento do critério exposto no art. 5º conduz à uma revisão do PD e/ou PAP, concluiu-se que esse critério era oportuno para a execução de testes de auditoria, pois, além de permitir aferir impactos em outros instrumentos de fiscalização, permitiria avaliar como ocorre a evolução das reservas de petróleo e gás natural dos campos, à medida que essas são exploradas.

145. Tendo por base o art. 5º, buscou-se acesso às informações de reservas 2P dos BAR associados aos campos e ao período de corte da auditoria, de modo a se avaliar as variações e a ação da SDP em casos de discrepância maiores que 10%.

146. Para se examinar o instrumento, tentou-se acesso às telas de análise existentes no módulo BAR do SIGEP. Apesar do acesso fornecido pela ANP ao sistema, a tentativa foi frustrada, mesmo com participação da equipe de tecnologia da ANP para resolver a questão. Deste modo, era possível verificar as informações numéricas associadas aos instrumentos, mas não as análises realizadas pela SDP.

147. Registra-se que a inspeção ao módulo BAR mostrou que as informações de reservas registradas no sistema não estavam informadas em volume de óleo equivalente, mas sim isoladamente em volumes de petróleo e gás natural. Deste modo, para examinar corretamente a aplicação do critério do art. 5º, seria necessário obter as informações convertidas.

148. A estratégia foi inicialmente levantar todas as diferenças nas variáveis isoladas e, após a identificação das divergências, requisitar à ANP as justificativas prestadas pelo operador, bem como as análises e solicitações realizadas pelas equipes técnicas da SDP, em cada caso.

149. Nessa linha, procedeu-se a elaboração de um modelo de avaliação, como demonstrado à Tabela 8.

TABELA 8 – MODELO CHECKLIST – EXAME DOS BAR

BAR 2015 a 2019	Total Petróleo			Total Gás	
	2P - Desenvolvida (MMm ³)	2P - Não Desenvolvida (MMm ³)		2P - Desenvolvida (MMm ³)	2P - Não Desenvolvida (MMm ³)
2P BAR anterior	valor	valor	2P BAR anterior	valor	valor
2P BAR atual	valor	valor	2P BAR atual	valor	valor
Soma 2P (BAR anterior)	valor		Soma 2P (BAR anterior)	valor	
Soma 2P (BAR atual)	valor		Soma 2P (BAR atual)	valor	
Diferença Soma 2P Atual - Anterior (%)	%		Diferença Soma 2P Atual - Anterior (%)	%	

Fonte: Elaboração própria.

150. De modo a se cobrir o período de corte da auditoria, utilizou-se informações dos BAR de 2015 a 2019. Relembra-se que os BAR de 2020, referentes a 31/12/2020, serão encaminhados até 31 de janeiro de 2021, portanto, estão fora da amostra.

151. A partir do modelo da Tabela 8 identificou-se, para cada campo, as diferenças percentuais em Reservas 2P (Desenvolvida + Não desenvolvida) contidas em pares de BAR adjacentes. Assim, comparou-se as informações entre os BAR 2016-2015, 2017-2016, 2018-2017 e 2019-2018. No total foram examinados quarenta BAR.

152. Identificadas as divergências, foi requisitado, por meio do Ofício 11-58/2020, que a SDP apresentasse o conteúdo dos campos “Justificativa de Reavaliação”, “Análise” e “Solicitações”, contidas nas telas do módulo BAR do SIGEP, mas indisponíveis à equipe de auditoria devido ao problema supracitado. Ademais, foi solicitado que a SDP informasse as diferenças nos volumes de gás natural em óleo equivalente, de modo que fosse possível aplicar o art. 5º da resolução de forma adequada.

153. Ressalta-se que as justificativas são preenchidas pelo operador ao reavaliar o volume de alguma reserva. Por sua vez, os campos “Análise” e “Solicitações” são preenchidos pelas equipes da SDP, no exame dos instrumentos. Considerando divergências acima de 10%, espera-se que existam justificativas e alguma atuação da SDP registrada por meio dos campos pertinentes.

154. Os resultados das discrepâncias observadas, que estavam acima do critério, ao se aplicar o modelo da Tabela 8 nos oito campos da amostra, é mostrado na Tabela 9. Como se depreende da tabela, existem 21 pares de comparações, contendo as variáveis petróleo e gás natural, cujos volumes, isoladamente, apresentaram variações acima de 10%.

TABELA 9 – RESULTADOS PRELIMINARES DO EXAME DOS BAR

Campo	Variação % - Reservas 2P (Desenvolvida + Não desenvolvida)							
	2016-2015		2017-2016		2018-2017		2019-2018	
	Total Petróleo	Total Gás	Total Petróleo	Total Gás	Total Petróleo	Total Gás	Total Petróleo	Total Gás
Lula	-6,56%	-21,48%	-	-	-	-	-	-
Sul de Lula	4,48%	-40,57%	-	-	-3,24%	41,99%	106,88%	203,01%
Búzios	-	-	-	-	-	-	-3,26%	14,46%
Sapinhoá	-	-	-20,03%	-8,27%	-6,00%	-18,64%	-17,48%	-25,53%
Jubarte	-7,01%	11,39%	-6,29%	-23,53%	-2,63%	-18,67%	18,86%	62,65%
Roncador	-6,56%	-11,61%	-0,03%	-12,06%	-15,10%	-11,34%	-18,39%	-15,71%
Marlim Sul	-12,84%	-17,13%	-14,34%	-15,25%	-	-	-11,19%	1,14%
Tartaruga Verde	-	-	-36,94%	-36,13%	-	-	-12,95%	-12,24%

Fonte: Elaboração própria a partir da aplicação do modelo à Tabela 8.

155. Em resposta ao Ofício 11-58/2020, a SDP alertou quanto à necessidade de se descontar os volumes produzidos e os reinjetados nas reservas. Assim se pronunciou a superintendência, por meio do Ofício 646/2020/SDP/ANP-RJ-e (Evidência 2, p. 1-2):

2. Em atendimento às solicitações, encaminhamos a Planilha do Anexo III modificada, contendo para cada campo solicitado o cálculo da variação de reservas entre os anos dos Boletins Anuais de Reservas. Importante salientar que na análise das reavaliações de reservas necessita-se descontar os volumes que foram produzidos ao longo do ano entre os Boletins e adicionalmente, no caso do gás, os volumes que foram reinjetados.

3. Caso não seja realizada reavaliação, as reservas de um ano para o seguinte teriam que ser necessariamente iguais à reserva do ano anterior menos a produção realizada. Neste caso,

haveria a diferença dos valores nominais informados entre os anos, mas não se configuraria variação.

4. Como ferramenta de controle, foi implementado na carga do BAR a conferência desta necessidade de envio dos dados de reavaliação de reservas, impedindo o seu carregamento sem envio de justificativa. Dessa forma, o sistema de posse dos valores previamente enviados como reserva 1 ano antes e produzidos ao longo do último ano, somente permite a carga do boletim com valores distintos ao calculado pela simples subtração do que foi produzido se forem enviados as informações do conjunto REAVALIAÇÃO_RESERVAS. (grifo nosso).

156. Junto à resposta da SDP, foi encaminhada planilha contendo informações, em óleo equivalente, para as reservas 2P. Ademais, foi informado o volume produzido e reinjetado, em cada caso, e foi apresentado o recálculo das variações das reservas 2P. Com os volumes produzidos e reinjetados é possível aferir a ocorrência de alguma reavaliação nas reservas promovida pelo operador. O cálculo é feito seguindo o seguinte balanço material:

$$\text{Volume de Reavaliação} = \text{Reserv. 2P Atual} - \text{Reserv. 2P Anterior} + \text{Produção} - \text{Reinjeção}$$

157. Como se verifica da resposta da superintendência, como ferramenta de controle, o SIGEP realiza a conferência automática da ocorrência de reavaliações. Assim, com base nas novas informações de volume de reservas, e a partir das informações inseridas e produzidas durante o exercício, ele só permite a carga do boletim com valores distintos ao calculado, por meio da equação do balanço material acima, caso sejam enviadas todas as informações do conjunto reavaliações, o que inclui as justificativas.

158. A resposta da SDP também contemplou as informações contidas nos campos “Justificativa de Reavaliação”, “Análise” e “Solicitações”. A partir do recálculo dos valores, com as novas informações encaminhadas, verificou-se que ao final seis variações de reservas 2P, em óleo equivalente, persistiam com variações acima do critério.

159. Para esses casos inspecionou-se as justificativas, análises e solicitações apresentadas e observou-se que esses receberam tratamento pela SDP. A Tabela 10 demonstra os resultados finais após a consideração do balanço material e o tratamento dado pela SDP.

TABELA 10 – RESULTADOS FINAIS DO EXAME DOS BAR APÓS CONSIDERAÇÃO DO BALANÇO MATERIAL

Campo	Variação % em óleo equivalente - Reservas 2P							
	2016-2015	Tratado pela SDP?	2017-2016	Tratado pela SDP?	2018-2017	Tratado pela SDP?	2019-2018	Tratado pela SDP?
Lula	-5,98%	N/A	-	-	-	-	-	-
Sul de Lula	-1,87%	N/A	-	-	0,58%	N/A	158,25%	SIM
Búzios	-	-	-	-	-	-	2,08%	N/A
Sapinhoá	-	-	-4,22%	N/A	11,66%	SIM	-0,10%	N/A
Jubarte	3,61%	N/A	-2,01%	N/A	2,75%	N/A	37,04%	SIM
Roncador	-0,47%	N/A	5,30%	N/A	-10,06%	SIM	-13,79%	SIM
Marlim Sul	-7,67%	N/A	-7,77%	N/A	-	-	-3,22%	N/A

Tartaruga Verde	-	-	36,05%	SIM	-	-	9,56%	N/A
-----------------	---	---	--------	-----	---	---	-------	-----

N/A – Não aplicável

Fonte: *Elaboração própria a partir das informações contidas no Ofício 646/2020/SDP/ANP-RJ-e (Evidência 2).*

160. Um outro ponto importante a se destacar diz respeito ao um controle adicional informado pela SDP em sua resposta, por meio do Ofício 646/2020/SDP/ANP-RJ-e (Evidência 2, p. 2):

5. Outro controle adicional é a disponibilização, na tela de avaliação do BAR no SIGEP, do cálculo dos valores de variação obtidos separadamente para os fluidos de petróleo e gás e para cada zona produtora. Assim, buscou-se ir além ao estabelecido na Resolução 47/2014, não se limitando ao cálculo da variação em barris de óleo equivalente (BOE) e para o campo como um todo. Entende-se mais adequado o controle em separado dos limites de petróleo e de gás e por zona, tendo em vista a possibilidade de diferentes zonas produtoras com diferentes razões gás-óleo e composições em um mesmo campo. Se todas as variações calculadas e disponibilizadas pelo SIGEP estiverem dentro dos 10% estabelecidos, o total para o campo e em BOE certamente estará, mas sobre o contrário não se pode afirmar. (grifo nosso).

161. Segundo a SDP, por meio desse controle adicional observa-se o cumprimento do art. 5º da RANP 47/2014 para cada volume, isoladamente, não se limitando ao volume total em óleo equivalente. A justificativa para esse refinamento se deve ao fato de diferentes zonas produtoras poderem possuir diferentes razões gás-óleo e composições em um mesmo campo.

162. Cabe mencionar que, como verificado no exame das notas técnicas de aprovação dos PD, não se observa um padrão no registro das análises realizadas dos BAR. Esse fato também é reflexo da inexistência, nos padrões internos da SDP, de modelos a serem seguidos para os registros elaborados. O Padrão SDP-PTEC-010, que estabelece etapas e ações relacionadas às análises do BAR, a serem observadas pelos técnicos da SDP, traz diretrizes para a execução das análises, contudo, não incorpora um padrão para o conteúdo a ser produzido.

163. Como indicado na análise dos PD, uma análise mais detalhada acerca da conformidade desse padrão será realizada mais à frente, neste relatório, no item IV.3.

164. Deste modo, com base nas análises realizadas, e tendo em vista a implementação dos controles de integridade informados pela SDP, conclui-se, analogamente ao que se verificou no exame dos PD, que a SDP tem adotado um comportamento responsivo e diligente nas análises do instrumento PD, garantindo eficácia aos seus objetivos institucionais, bem como aos definidos pela Lei do Petróleo, acerca do acompanhamento do aproveitamento racional das reservas e da maximização dos resultados da União, em relação às atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo e gás natural.

3.3. Do exame dos BMP

165. O BMP é exigido por meio de cláusulas específicas nos contratos de concessão, partilha e cessão onerosa, bem como pelo art. 6º, do Decreto Presidencial 2.705/1998. É um instrumento que proporciona uma visão operacional da produção dos campos.

166. Deve ser apresentado até o décimo quinto dia de cada mês, contendo os montantes para cada uma das variáveis realizadas no mês anterior. Apresenta em seu conteúdo volumes efetivamente produzidos de petróleo, gás natural e água. Ademais, inclui as movimentações efetivamente realizadas, como de gás (injeção, consumo interno, queimas/perdas, etc.), água (injeção e descarte) e injeção de fluidos especiais (vapor, CO₂, polímeros, etc.). Após a análise, é realizado o aceite do boletim pela SDP.

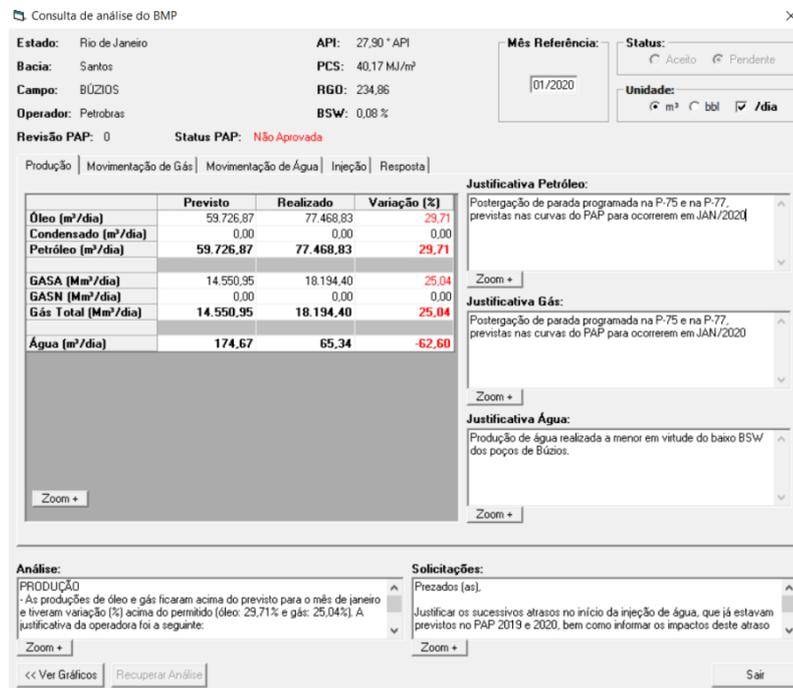
167. Considerando o volume e a importância das informações que compõe o BMP para o acompanhamento das realizações de produção dos campos, identificou-se que as realizações de produção para as variáveis petróleo, gás natural e água eram variáveis centrais no processo de fiscalização da SDP.

168. Segundo cláusula existente nos contratos, o volume efetivamente produzido em cada mês não poderá variar em mais de 15% em relação ao nível de produção mensal previsto no PAP em curso. Caso tal variação ocorra, deverá ser justificada tecnicamente no BMP, de modo que possa ser analisado pela SDP.

169. Como se vê, esse critério permite medir o grau de alinhamento entre o planejamento tático e a execução operacional da produção do campo. Deste modo, com base no critério, buscou-se verificar a forma com a qual a SDP realiza essa fiscalização e atua diante de situações de discrepância que excedam o limite estabelecido.

170. Para isso, foi inspecionado o módulo BMP do SIGEP. A Figura 3, abaixo, demonstra a tela de variações utilizada pela SDP para comparar as realizações mensais nas variáveis de produção de petróleo, gás natural e água com as previsões mensais correspondentes, constantes nos PAP em curso para um determinado exercício. Em ambos os casos é apresentado o BMP de janeiro de 2020, para o campo de Búzios, que utilizou o PAP 2020, revisão zero, como referência.

FIGURA 3 – TELA ANÁLISE BMP – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL – CAMPO DE BÚZIOS



Fonte: Módulo BMP do SIGEP.

171. Tendo em vista que o BMP é um instrumento mensal, para se realizar o exame dos oito campos no período de corte da auditoria, seriam necessários vários acessos às telas. Assim, de modo a otimizar a execução dos procedimentos, foi solicitado que a SDP provesse as informações dos BMP via consulta direta à base de dados do SIGEP, retornando as informações em planilhas, para análise da equipe de auditoria.

172. De posse dos dados, foi elaborado um checklist de modo a se medir o grau de discrepância entre as realizações de produção registradas nos BMP e as previsões nos PAP. Além disso, foram verificadas as situações em que as discrepâncias ultrapassavam o limite de $\pm 15\%$.

Nesses casos, por meio de inspeção nos campos “Justificativa petróleo”, “Justificativa gás”, “Justificativa água”, “Análise” e “Solicitação”, foi observada a atuação da SDP na resolução, investigação e/ou requisição de esclarecimentos das diferenças junto ao operador. As variações são sempre medidas tendo como referência os valores dos PAP.

173.A Tabela 11 demonstra, de modo resumido, o modelo de checklist utilizado.

TABELA 11 – MODELO CHECKLIST BMP

Produções [Petróleo Gás natural Água]						
Nome do Campo	PAP de Referência	BMP de referência	Produção Média Mensal (m ³ /dia ou Mm ³ /dia) prevista	Produção Média Mensal (m ³ /dia ou Mm ³ /dia) realizada	Variação % Realização-Previsão	Divergências acima de (±15%) foram tratadas?

Fonte: Elaboração própria com base nas informações extraídas do SIGEP e na regra contratual de ±15%.

174.No total, foram avaliados 471 BMP, para os oito campos da amostra. A análise completa dos BMP encontra-se apartada ao relatório de auditoria, em Análise BMP (Evidência 3).

175.Com exceção do campo de Sul de Lula, que possui BMP a partir de fevereiro de 2019, portanto dezessete, para os demais campos foram examinados 65 BMP para cada. Como cada BMP possui três variáveis, foram examinadas 1.413 variáveis de produção para o período. Dos 471 BMP, em 344 deles, portanto em 73% dos casos, alguma variável apresentou discrepância maior que 15% na comparação com a previsão mensal contida no PAP correspondente.

176.Contudo, para todos os casos que excederam o critério, ocorreu algum tratamento por parte da SDP. Como mencionado, para se avaliar o tratamento foram consideradas as justificativas trazidas pelo operador e as análises e solicitações realizadas pela SDP. Ademais, sempre se observou o contexto de atuação em que o problema ocorria, de modo a não se avaliar um BMP isoladamente, o que poderia comprometer o diagnóstico.

177.Essa situação, considerando a amostra avaliada, permite concluir que a SDP tem adotado um comportamento responsivo e diligente nas análises do instrumento BMP, garantindo eficácia aos seus objetivos institucionais, bem como aos definidos pela Lei do Petróleo, acerca do acompanhamento do aproveitamento racional das reservas e da maximização dos resultados da União, em relação às atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo e gás natural.

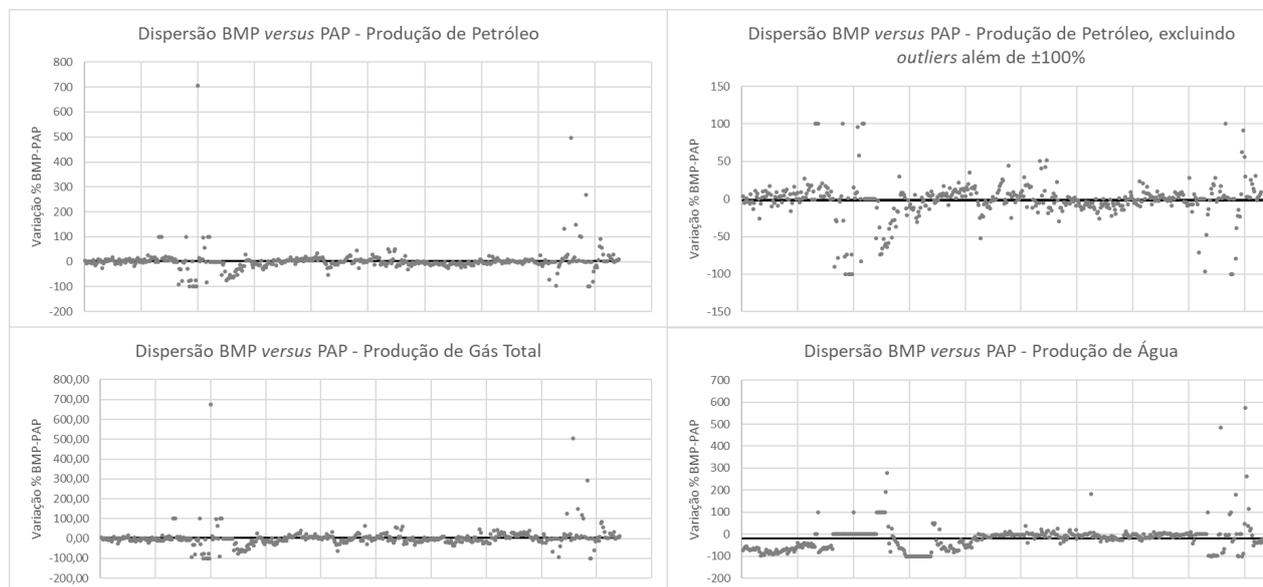
178.A causa da maior parte das divergências decorreu de algum problema operacional no campo. Também se observou situações de atrasos e postergações. Todas essas situações geraram impacto nas variáveis de produção analisadas, de modo a exceder o critério.

179.Antes de se apresentar algumas situações que refletem boas práticas de atuação da SDP, cabe destacar os graus de exatidão e dispersão observados nas comparações entre as variáveis dos BMP e PAP. Essa apresentação é pertinente tendo em vista o grande número de casos que saíram do critério. Busca-se, assim, investigar em maior profundidade as discrepâncias ocorridas.

180.A Figura 4 demonstra gráficos de dispersão que registram as variações percentuais entre os dados dos BMP e PAP, para as três variáveis de produção analisadas nos oito campos. Juntamente com as variações pontuais encontram-se as médias para cada série de dados (linha

mais escura). Apresenta-se também um gráfico adicional, para a produção de petróleo, em que foram retirados outliers além de $\pm 100\%$ de variação.

FIGURA 4 – GRÁFICOS DE DISPERSÃO BMP VERSUS PAP



Fonte: Elaboração própria com base nas informações extraídas do módulo BMP do SIGEP.

181. As séries de dados nos gráficos estão ordenadas cronologicamente (eixo dos x), de 2015 a 2020, na ordem dos oito campos apresentados na Tabela 12, abaixo. Assim, os dados mais próximos à origem referem-se a Lula e os mais distantes à Tartaruga Verde.

182. Como se verifica da Figura 4, exceto por alguns outliers, para as produções de petróleo e gás natural há relativa concentração das variações em torno de suas médias de 2,3%, ocorrendo um desvio padrão de 26,5%, para a série de produção de petróleo sem outliers. Um desvio padrão maior do que 15% reflete o fato de que muitas variações ficaram além do critério. Já para a variável produção de água, ocorre uma maior dispersão, que oscila em torno da média de -20,51%.

183. A Tabela 12 apresenta as médias para as variações percentuais de cada variável e para cada campo, excluindo outliers posicionados além de $\pm 100\%$ de variação. São também indicadas as médias para as variações globais de cada variável, ou seja, para a totalidade dos oito campos analisados.

184. Para as variáveis produção de petróleo e gás natural, as médias globais foram quase coincidentes a -1,7%, divergindo na segunda casa decimal. Já para a produção de água, a média global foi de -25,76%. Uma média próxima a zero, para os oito campos, significa uma alta exatidão nas previsões, como as que se verificam nas produções de petróleo e gás natural.

185. Constata-se um alta correlação (0,98) entre as séries de variações das produções de petróleo e gás natural na Figura 4. Tal fato está refletido na similaridade dos gráficos. Essa correlação é esperada, tendo em vista que essas produções ocorrem na maior parte do tempo de forma concomitante, seguindo uma mesma tendência.

TABELA 12 – MÉDIAS PARA AS VARIAÇÕES PERCENTUAIS BMP VERSUS PAP

Campo	Médias para as variações %, excluindo outliers além de $\pm 100\%$		
	Média variações Produção Petróleo	Média variações Produção Gás total	Média variações Produção Água
Lula	2,9%	-2,6%	-68,4%
Sul de Lula	26,0%	18,2%	-46,9%
Búzios	-20,2%	-21,8%	4,1%
Sapinhoá	2,2%	2,6%	-63,6%
Jubarte	3,1%	2,2%	-3,1%
Roncador	-7,3%	-8,1%	-9,5%
Marlim Sul	1,1%	8,6%	-5,5%
Tartaruga Verde	-0,6%	2,3%	-28,2%
Global	-1,69%	-1,66%	-25,76%

Fonte: Elaboração própria com base nas informações extraídas do módulo BMP do SIGEP.

186. A partir de agora apresentam-se três atuações da SDP refletindo boas práticas na fiscalização por meio do instrumento BMP. Elas estão registradas nas Tabelas 13, 14 e 15.

187. O primeiro exemplo, exibido na Tabela 13, ocorre no campo de Lula, no BMP de fevereiro de 2015. As variações foram: Petróleo (-4,9%), Gás (-4,6%) e Água (-63,3%). A SDP solicitou diversas informações como estimativas, dificuldades, prazos e salientou acerca da persistência do problema, que poderia ensejar em sanções.

TABELA 13 – ANÁLISES BMP – EXEMPLO 1

<i>Justificativa operador</i>	<i>Análise SDP</i>	<i>Solicitação SDP</i>
<p><i>Justificativa de produção de água: A previsão de produção de água ficou abaixo do previsto devido ao atraso na interligação do poço 9-LL-19-RJS, poço do SPA de LULA Norte, interligado ao FPSO Cidade de Paraty em 08/02/2015 e com início da produção em 13/02/2015.</i></p>	<p><i>A produção de óleo e gás natural se apresentou abaixo da previsão, porém dentro do limite de variação de 15%. A produção de água também se apresentou abaixo da previsão em função do atraso da interligação do poço 9-LL-19-RJS ao FPSO Cidade de Paraty. A queima de gás natural foi realizada abaixo da previsão.</i></p>	<p><i>Apresentar uma estimativa do volume de CO2 injetado no reservatório, independentemente do mesmo estar sendo injetado em conjunto com o gás natural. Informar as dificuldades que este concessionário vem enfrentando para apresentar esta informação na planilha correspondente no BMP e apresentar um prazo para a sua solução. Informamos que esta situação já vem se prolongando por meses e que se a mesma não for regularizada em breve, será estudada a possibilidade de aplicação de sanções previstas na legislação vigente.</i></p>

Fonte: Elaboração própria com base nas informações extraídas do módulo BMP do SIGEP.

188. O segundo exemplo, à Tabela 14, ocorre no campo de Búzios, registrado no BMP de fevereiro de 2019. A SDP atuou solicitando resumo de problemas para não atingimento de previsões. As variações foram: Petróleo (-64,4%), Gás (-66,4%) e Água (35,7%).

TABELA 14 – ANÁLISES BMP – EXEMPLO 2

<i>Justificativa operador</i>	<i>Análise SDP</i>	<i>Solicitação SDP</i>
<p><i>Justificativa de produção de petróleo: Realização da produção de óleo a menor devido: 1 Restrição da produção na P-75 em virtude do atendimento ao limite de queima de gás durante os 180 dias de comissionamento; 2 Restrição da produção na P-74 devido a manutenção no sistema de tratamento de gás para aumento de performance.</i></p>	<p><i>Campo vem realizando muito abaixo do previsto desde o ano passado. No início desde ano, mesmo com a revisão da previsão para baixo não vem conseguindo atingir os níveis previstos. Aparentemente vem sofrendo significativamente com ajustes na operação. Queima realizada dentro do previsto percentualmente e volumetricamente. Entrada da P76 no mês. Campo conta com 3 UEP em produção. P74 produzindo a mais de 11 meses. P75 produzindo a 4 meses e agora P76 produzindo a 1 mês.</i></p>	<p><i>Encaminhar maiores informações resumindo os problemas enfrentados que não permitiram o atingimento das previsões nos 2 primeiros meses do ano, mesmo após revisão das previsões para baixo. Quais vem sendo os principais gargalos operacionais? e a que se atribui os gargalos?</i></p>

Fonte: Elaboração própria com base nas informações extraídas do módulo BMP do SIGEP.

189. O último exemplo, à Tabela 15, se apresenta no campo de Marlim Sul, ocorrendo no BMP de junho de 2015. As variações foram: Petróleo (-6,8%), Gás (-24%) e Água (-16,6%). Houve

necessidade de se justificar impactos na produção devido a paradas de produção.

TABELA 15 – ANÁLISES BMP – EXEMPLO 3

<i>Justificativa operador</i>	<i>Análise SDP</i>	<i>Solicitação SDP</i>
<p><i>Justificativa de produção de petróleo: P40: Poços hidratados, após retorno de ESD-2 Emergency Shut Down - Nível 2.</i></p>	<p><i>Segundo justificativa apresentada para a produção de gás, houve um ESD (Emergency Shut Down) na P-40.</i></p>	<p><i>Apresentar detalhes da falha que resultou no ESD na P-40. Apresentar impacto na produção de óleo e gás (previsão - realização), assim como período em que houve indisponibilidade do equipamento, resultando em perda de produção.</i></p>

Fonte: Elaboração própria com base nas informações extraídas do módulo BMP do SIGEP.

190. Cabe mencionar que não se observa um padrão no registro das análises realizadas, como se observou no exame das notas técnicas dos PD e do BAR, o que seria desejável para possibilitar a composição de uma base de dados para investigação de problemas. Esse fato é reflexo da inexistência, nos padrões internos da SDP, de modelos a serem seguidos para os registros elaborados. O Padrão SDP-PTEC-008, que estabelece etapas e ações relacionadas às análises do BMP, a serem observadas pelos técnicos da SDP, traz diretrizes para a execução das análises, contudo, não incorpora um padrão para o conteúdo a ser produzido, o que reforça a atenção necessária à já mencionada gestão do conhecimento.

191. Como apontado na análise dos BAR, uma análise mais detalhada acerca da conformidade desse padrão será realizada mais à frente, neste relatório, no item IV.3.

192. Adicionalmente observa-se que, a partir da implementação de um filtro de dados, cuja fundamentação está lastreada na Nota Técnica 2/2019/SDP, de 8/1/2019, a SDP buscou garantir maior racionalidade e eficiência nos exames realizados no instrumento BMP. Deste modo, a partir de junho de 2019 começou a ser aplicado um algoritmo que, a partir de critérios que identificam situações de baixo risco para as variáveis associadas à produção dos campos, realiza o aceite automático dos BMP no sistema SIGEP.

193. Essa medida, como registra a nota, proporciona um significativo ganho de eficiência nas análises realizadas, sem prejudicar a análise manual de casos que sejam de interesse da SDP. Essa situação retrata, da mesma forma, mais uma boa prática na fiscalização dos campos.

194. Por fim, ressalta-se que os resultados aqui observados valem apenas para a amostra dos oito campos analisados, tendo em vista que nesta auditoria não se aplicou amostragem probabilística, pelas razões já justificadas. De toda forma, pelo longo período de corte da auditoria e pela representatividade da produção dos campos analisados na produção nacional, concluiu-se que os resultados constatados são consistentes e retratam uma atuação positiva da SDP.

4. Achados de auditoria

4.1. Falhas de integração entre o plano de desenvolvimento e os instrumentos PAP e PAT

4.1.1. Situação encontrada

195. De modo a responder à Questão 2: Os instrumentos regulatórios (BAR, PAP/PAT, BMP) de acompanhamento do desenvolvimento e da produção dos campos são eficazes e eficientes e estão em conformidade aos normativos da ANP?, foram analisados os instrumentos regulatórios PAP e PAT, bem como questões de integração desses com o instrumento PD, referentes a uma amostra de oito campos de petróleo e gás natural, selecionados considerando critérios de materialidade, risco e relevância, dentro do período de corte da auditoria, ou seja, janeiro de 2015 a maio de 2020.

196. De modo a se realizar o exame dos instrumentos, foram desenvolvidos checklists contendo critérios de teste retirados dos normativos correspondentes a cada instrumento. A partir do confronto dos checklists desenvolvidos com o conteúdo dos instrumentos de fiscalização, bem como com as respectivas análises de aprovação realizadas pela SDP, pôde-se avaliar a conformidade, bem como aspectos de eficácia e eficiência desses instrumentos regulatórios na fiscalização realizada pela SDP.

197. A partir de agora passa-se a demonstração dos procedimentos aplicados e da situação encontrada relativa a este assunto.

198. Como demonstrado no item 2.2 (Visão geral do objeto), com uma abordagem tática encontram-se os instrumentos PAP e PAT. O PAP é regulamentado pela PANP 100/2000. Já o PAT é regido pela PANP 123/2000. Ambos os programas devem ser apresentados à ANP até o dia 31 de outubro de cada ano. Eles contêm previsões quinquenais, que incluem o ano subsequente ao do envio e os quatro seguintes, acerca da produção, das atividades e do orçamento a ser dispendido no desenvolvimento e produção de cada campo de petróleo e gás natural.

199. Já o PD é um instrumento utilizado em toda a Indústria do Petróleo, imprescindível para que a ANP conheça e acompanhe o desenvolvimento do campo, visto que agrupa informações de caráter técnico, operacional, econômico e ambiental relacionados à exploração de um campo petrolífero, incluindo seu abandono. O PD é regulamentado pela RANP 17/2015.

200. Tendo em vista as previsões quinquenais associadas aos instrumentos PAP e PAT, é conveniente apresentar, neste momento, a lógica de controle de variação de estimativas, comum aos dois instrumentos, realizada pela SDP, dentro do SIGEP, para acompanhamento de tendências nas variáveis contidas nos programas.

201. Até o dia 31 de outubro de cada ano os operadores carregam no SIGEP os PAP e PAT relativos aos exercícios posteriores de cada campo. Os PAP e PAT de um exercício contêm as previsões para o ano de referência e para os quatro exercícios subsequentes. Por exemplo, em 2014 foram carregados os PAP e PAT relativos ao exercício de 2015. Os PAP/PAT 2015 contêm, dessa forma, as previsões para o ano de referência, 2015, e para os exercícios de 2016, 2017, 2018 e 2019.

202. A lógica de controle de variação de estimativas estabelecida pela SDP, e implementada no SIGEP, propõe-se a comparar dois PAP ou dois PAT adjacentes, de modo a se verificar inconsistências internas de previsão, ou seja, entre dois instrumentos do mesmo tipo.

203. A Tabela 16 abaixo demonstra, como a partir de dois instrumentos adjacentes, é possível comparar previsões de até quatro exercícios diferentes que se sobrepõem. Seguindo a linha do exemplo dado, a figura representa a lógica de controle para os PAP/PAT de 2015 e 2016.

TABELA 16 – LÓGICA DE CONTROLE DE VARIAÇÃO DE ESTIMATIVAS – PAP/PAT

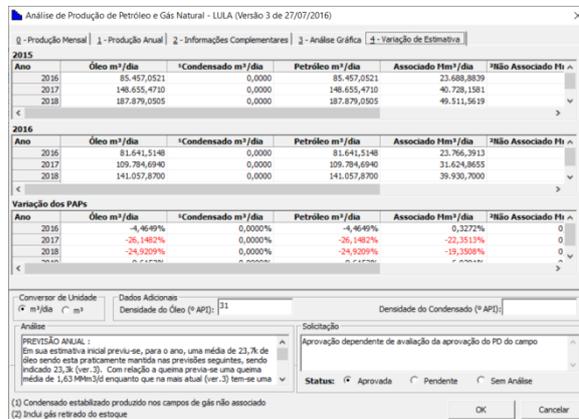
	Ano de referência	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano	5º ano
PAP/PAT 2015	2015	2015	2016	2017	2018	2019
PAP/PAT 2016	2016	2016	2017	2018	2019	2020

Fonte: Elaboração própria com base nos PAINT e RAINTE de 2015 a 2020.

204. Como se vê, com os PAP/PAT de 2015 e 2016 é possível comparar as estimativas trazidas nos instrumentos para os exercícios de 2016, 2017, 2018 e 2019.

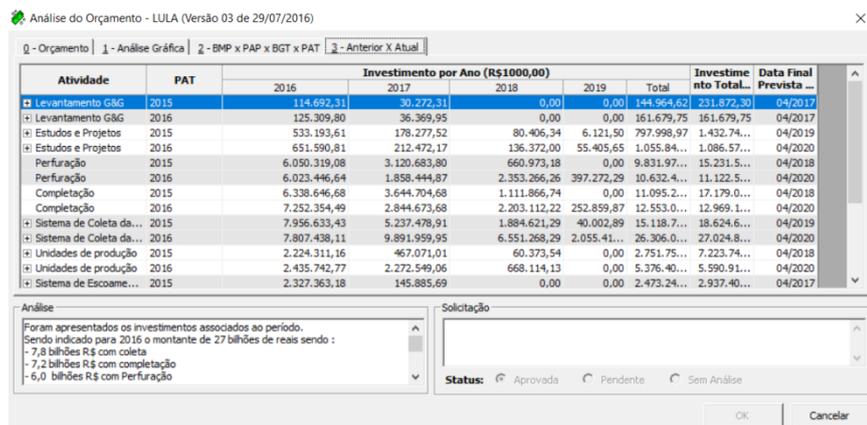
205. Apenas para contextualizar, as Figura 5 e 8, abaixo, demonstram exemplos de telas de variação de estimativas para os PAP e PAT de 2016 do campo de Lula. As telas foram extraídas dos módulos de PAP e PAT do SIGEP. O PAP/PAT de referência sempre carrega informações do PAP/PAT anterior.

FIGURA 5 – EXEMPLO VARIAÇÃO DE ESTIMATIVAS PAP 2016 – CAMPO DE LULA



Fonte: Módulo PAP do SIGEP.

FIGURA 6 – EXEMPLO VARIAÇÃO DE ESTIMATIVAS PAT 2016 – CAMPO DE LULA



Fonte: Módulo PAT do SIGEP.

206. De acordo com as figuras, por meio dessas telas é possível comparar previsões para as variáveis relacionadas aos PAP/PAT de 2015 e 2016, para os exercícios de 2016, 2017, 2018 e 2019, que se sobrepõem entre eles.

207. É importante destacar que a lógica de controle exposta acima, que foi implementada no SIGEP, não está prevista nos normativos que definem os instrumentos. Portanto, é um controle

adicional implementado pela superintendência. A seguir serão demonstradas as regras de controle de estimativas que são exigidas pelos normativos de cada instrumento. Na sequência, essas regras serão comparadas com a que foi implementada pela SDP em cada caso.

208. Um último ponto a se destacar, e que é comum aos instrumentos, diz respeito às revisões. Tanto os PAP quanto os PAT são baseados em revisões. Ou seja, para um mesmo exercício podem ocorrer mais de uma revisão. A sequência de revisões pode ser longa. Ao longo dos exames observou-se que, em alguns casos, as revisões chegaram ao número de sete. Os fatores que levam à ocorrência de mais de uma revisão podem ser, por exemplo: prestações iterativas de informações solicitadas pela SDP com base nas informações constantes nos PAP/PAT anteriores, correção/ajustes nas informações dos PAP/PAT e substituição de instrumentos devido a algum evento ocorrido no campo.

209. A existência de uma ampla gama de revisões agrega mais complexidade à auditoria, tendo em vista que, para se examinar a atuação da SDP de forma adequada, deve-se observar o contexto em que ocorrem os problemas. Deste modo, a análise isolada de uma única revisão pode não trazer o melhor diagnóstico. Nesta seara, cabe dizer ainda que as análises realizadas pela SDP para as variáveis de produção, atividades e orçamento são classificadas em “sem análise”, “pendente”, “não aprovado” e “aprovado”.

210. Tendo em vista essa situação, e de modo a otimizar os procedimentos da auditoria, durante o exame dos PAP/PAT buscou-se adotar a estratégia de se verificar a primeira atuação da SDP na ocorrência de discrepâncias que não atendiam ao critério estabelecido, ou seja, na análise da revisão zero dos instrumentos. Nas situações em que se observou atuação da SDP já na versão zero, não foram verificadas as demais versões, pois entende-se que a superintendência foi responsável à ocorrência de discrepâncias. Contudo, quando não se observava atuação no tratamento das discrepâncias na versão zero, foram visitadas as demais versões em busca da verificação desse tratamento.

211. A partir dessa explanação acerca de aspectos que são comuns aos instrumentos PAP e PAT, são apresentados aspectos específicos acerca do exame de cada instrumento, bem como questões de integração desses com o PD.

4.1.1.1 Do exame dos PAP

212. De modo a se examinar a atuação da SDP na análise dos PAP encaminhados pelos operadores, para os oitos campos selecionados, no período de corte da auditoria, foi elaborado um checklist padrão de testes a partir da leitura do normativo que o rege.

213. A avaliação do normativo PANP 100/2000 demonstra que esse instrumento é composto das seguintes informações, como indicado no item 2.1 do Regulamento Técnico do PAP, anexo ao normativo (Evidência 4, p. 1):

2.1 O Programa Anual de Produção consiste de 5 (cinco) Planilhas e um Anexo, contendo dados sobre as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluidos e resíduos para cada um dos campos produtores a saber:

Planilha 1 - Previsões de Produção de Petróleo e de Gás Natural

Planilha 2 - Previsão de Movimentação de Gás Natural

Planilha 3 - Previsão de Produção e Movimentação de Água

Planilha 4 - Previsão de Queimas e Perdas de Gás Natural

Planilha 5 - Previsão de Injeção de Fluidos Especiais

Anexo 1 - Informações Complementares (grifo nosso)

214. Considerando o volume e a importância das informações que compõe o PAP para o acompanhamento das previsões de produção dos campos, identificou-se que as previsões de produção para as variáveis petróleo, gás natural e água eram variáveis centrais no processo de fiscalização da SDP. Deste modo, buscou-se identificar critérios de conformidade e/ou desempenho para essas variáveis de forma a compor o checklist de auditoria.

215. Ao se observar os conteúdos dos itens 1.3, 2.4 e 2.6 do mesmo regulamento técnico, identificou-se a existência de um critério que abordava as variáveis centrais e ao mesmo tempo proporcionava uma avaliação do grau de integração entre o instrumento tático, o PAP, e o estratégico, o PD. Um critério de integração é desejável pois auxilia no entendimento de como a estratégia de exploração de longo prazo está sendo desdobrada por meio de planos quinquenais.

216. Assim dispõe os itens 1.3, 2.4 e 2.6 do regulamento técnico (Evidência 4, p. 1):

1.3 O Programa Anual de Produção deve ser preparado de acordo com as determinações deste Regulamento Técnico e conter informações, em abrangência e profundidade, suficientes para permitir à ANP avaliar a concordância do mesmo com o Plano de Desenvolvimento ou Complementar, aprovados para o campo ou, se for o caso, com a sua última revisão aprovada pela ANP.

(...)

2.4 As previsões de produção e movimentação de fluidos deverão ser fornecidas em valores médios mensais, para o ano considerado, e médias anuais para os quatro anos subsequentes.

(...)

2.6 Devem ser justificadas no Anexo 1 as variações superiores 10%, para mais ou para menos, nas previsões de produção de petróleo, gás natural e água em relação ao total anual previsto no Plano de Desenvolvimento do campo, aprovado pela ANP. (grifo nosso)

217. Portanto, de acordo com o exposto pelo item 2.6, as previsões de produção de petróleo, gás natural e água contidas nos PAP devem estar distantes de no máximo 10% das previsões anuais contidas no PD de referência aprovado pela Agência. Diferenças maiores devem ser justificadas pelos operadores, no anexo de informações complementares, de modo que os técnicos da ANP possam analisar as causas das discrepâncias.

218. A Figura 5 demonstra os campos de “análise” e “solicitação” que são utilizados pela SDP para registrar e tratar informações técnicas de análises realizadas e solicitações aos operadores, referentes às informações de produção constantes nos PAP, bem como as justificativas trazidas pelos operadores no Anexo I – informações complementares.

219. Ao final desta seção, após a explanação da avaliação quantitativa da atuação da SDP, será apresentada uma avaliação qualitativa das análises e solicitações realizadas pela SDP, tendo como referência os padrões internos da superintendência, a partir dos PAP para os oito campos selecionados.

220. Passa-se a apresentação da avaliação quantitativa acerca da atuação da SDP.

Avaliação quantitativa da atuação da SDP

221. A partir do estabelecido nos itens 2.1 e 2.6 do Regulamento Técnico, foi elaborado o checklist cuja estrutura é exposta na Tabela 17:

TABELA 17 – MODELO DE CHECKLIST - EXAME DOS PAP

		Diferenças % PAP-PD		
Previsões (anos)		Produção de Petróleo (m ³ /d)	Produção de Gás (Mm ³ /d)	Produção de água (m ³ /d)
2015 a 2020		%	%	%

		1º ano do PAP de referência		
PAP	PD de referência	Produção de petróleo (m ³ /d)	Produção de gás (Mm ³ /d)	Produção de água (m ³ /d)
PAP 2015 a 2020	Primeiro PD a 7			
Ocorreram discrepâncias acima do critério ($\pm 10\%$ - Item 2.6 da Portaria ANP 100/2000)? ("Sim", "Não")		S/N	S/N	S/N
Existem justificativas para as discrepâncias? (Informações Anexo I da Portaria 100/2000) ("Sim", "Não")		S/N	S/N	S/N
As discrepâncias acima do critério foram tratadas pela ANP? ("Sim", "Não")		S/N	S/N	S/N

Fonte: Elaboração própria com base na PANP 100/2000.

222. O checklist de exame dos PAP compara individualmente as previsões de produção médias diárias anuais de petróleo, gás natural e água contidas nos PAP de 2015 a 2020, de cada um dos oito campos da amostra, com as previsões correspondentes nas curvas de produção presentes nos PD que estavam vigentes à época da carga dos PAP no SIGEP. Para isso, utiliza-se as previsões do ano de referência de cada PAP, ou seja, o primeiro ano indicado na Tabela 16. Em seguida, são observadas as variações percentuais entre variáveis correspondentes, tendo como referência as curvas associadas ao cenário base dos PD.

223. Como determina a RANP 17/2015, campos de grande produção devem apresentar as curvas de produção em três cenários, a saber, pessimista (P90), base (P50) e otimista (P10). A utilização do cenário base para aplicação do critério do item 2.6 do Regulamento, no checklist, foi confirmada com a SDP.

224. Como se verifica do modelo, a partir das diferenças percentuais obtidas, e com base nas informações trazidas nos PAP e inseridas pela SDP no SIGEP, respondem-se três perguntas do tipo "Sim/Não". Portanto, para cada PAP existem nove respostas possíveis. Considerando os PAP de 2015 a 2020, para cada campo, são cabíveis 54 comparações para se responder às três questões. Assim, para o total dos oito campos pode-se alcançar 432 comparações.

225. Para se avaliar as discrepâncias acima do critério que não foram tratadas pela SDP, conjugou-se as informações contidas nos campos "informações complementares", "Análise" e "Solicitação" dos PAP. Como informado, utilizou-se prioritariamente as revisões zero de cada instrumento, tendo sido visitadas revisões superiores quando as iniciais não eram suficientes para responder as questões.

226. O modelo indica que são utilizadas algumas revisões dos PD nas comparações das previsões. Deste modo, foi necessário inicialmente proceder o alinhamento dos PAP com as revisões dos PD correspondentes, vigentes à época da carga. As Tabelas 18 e 19 destacam, com base no conjunto de PD encaminhados pela SDP, para cada um dos campos da amostra, as revisões que foram utilizadas como referência para as curvas de produção.

TABELA 18 – PD UTILIZADOS COMO REFERÊNCIA PARA COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DE PRODUÇÃO

<i>Campo</i>	<i>Data Primeiro PD</i>	<i>Data Revisão</i>	<i>Data Revisão 2</i>	<i>Data Revisão 3</i>	<i>Data Revisão 4</i>	<i>Data Revisão 5</i>	<i>Data Revisão 6</i>	<i>Data Revisão 7</i>
<i>Lula</i>	<i>29/12/2010</i>	<i>20/09/2011</i>	<i>27/10/2011</i>	<i>30/12/2013</i>	<i>25/08/2015**</i>	<i>03/08/2016</i>		
<i>Sul de Lula</i>	<i>25/08/2015**</i>	<i>03/08/2016</i>						
<i>Búzios</i>	<i>28/02/2014</i>	<i>31/01/2017</i>	<i>29/07/2019</i>					
<i>Sapinhoá</i>	<i>01/03/2012</i>	<i>26/12/2014</i>	<i>29/01/2016</i>	<i>19/07/2018</i>				
<i>Jubarte</i>	<i>10/12/2002</i>	<i>30/04/2004</i>	<i>29/05/2009</i>	<i>29/10/2014</i>	<i>28/11/2018</i>			
<i>Roncador</i>	<i>18/09/2000</i>	<i>13/05/2003</i>	<i>22/02/2005</i>	<i>05/06/2009</i>	<i>29/12/2014</i>	<i>29/02/2016**</i>	<i>15/12/2017</i>	
<i>Marlim Sul</i>	<i>28/12/2001</i>	<i>09/10/2002</i>	<i>31/10/2005</i>	<i>30/05/2008</i>	<i>01/08/2012</i>	<i>30/12/2014***</i>	<i>27/03/2015</i>	<i>13/11/2017</i>
<i>Tartaruga Verde</i>	<i>25/06/2013</i>	<i>31/07/2015****</i>	<i>09/09/2015</i>	<i>04/10/2019</i>	<i>08/10/2019</i>			

* Sem NT, PD ainda em análise.

** Sem NT, análise suspensa, PD substituído.

*** PD não possui curvas de produção. As curvas estão colocadas nos PD anterior e posterior.

**** PD referente à área de Tartaruga Mestiça.

Fonte: Elaboração própria com base nos PD encaminhados pela SDP.

227. Destaca-se que, em algumas situações, para suprir o período de corte da auditoria (2015 a 2020), foi necessário utilizar revisões de PD anteriores a 2015, pois essas eram as previsões ativas no momento da carga de alguns PAP. Como se vê, foi necessário o exame de quinze PD, perfazendo 45 curvas de produção para as três variáveis em análise. É possível observar, por meio das Tabelas 18 e 19, que ocorrem trocas de curvas dentro do período avaliado.

228. Na sequência, a partir do alinhamento realizado e da inspeção dos PAP no SIGEP, aplicou-se oito checklists, um para cada campo. **Error! Reference source not found.** consolida o resultado para os exames realizados.

229. Para o preenchimento da **Error! Reference source not found.** realizou-se a contagem, para as três variáveis de cada PAP, por campo, do total de discrepâncias que excederam o critério de $\pm 10\%$. Em seguida, calculou-se esse número proporcionalmente em relação ao total de comparações realizadas para as variáveis de produção. Como existem seis PAP para cada campo, e três variáveis, foram realizadas dezoito comparações por campo. Excepcionalmente, para o campo de Sul de Lula, existem apenas o PAP de 2019 e 2020, ou seja, seis variáveis possíveis, devido à exploração posterior da área. Deste modo, no total foram realizados 132 ($7 \times 18 + 6$) testes de variáveis de produção.

230. Além disso, contabilizou-se as discrepâncias que excederam o critério e não foram tratadas pela SDP. Para esse item, da mesma forma, avaliou-se esse número proporcionalmente tanto em termos do total de comparações por campo (dezoito), como em relação ao total de discrepâncias que excederam o critério. Por fim, avaliou-se globalmente esses resultados na totalidade dos oito campos.

231. De acordo com a **Error! Reference source not found.**, o total de discrepâncias que excederam o critério corresponde a 59,8% do total de testes de variáveis realizados. Em número absoluto, são 79 discrepâncias observadas. Como em muitos casos foi utilizada prioritariamente a revisão zero dos PAP, não se pode afirmar que esse percentual seja o final, considerando todas as revisões. Entretanto, durante os exames, observou-se que entre a versão inicial e a última não se identifica variações significativas entre os valores das variáveis.

232. Ademais, tem-se que 7,6% do total de testes realizados apresentaram discrepâncias que excederam o critério e não foram tratadas pela SDP. Contudo, quando esse número é avaliado apenas dentro do universo das discrepâncias que excederam o critério, que é o que de fato se pretende avaliar, ou seja, a capacidade de resposta da SDP diante de situações que superem o critério, verifica-se que ele representa 12,7%, portanto, significativo. Em número absoluto, são dez casos.

233. Mais uma vez, cabe reafirmar que os resultados de não conformidade expressos na Tabela 19 não podem ser extrapolados para toda a população de campos acompanhados pela SDP, haja vista que neste trabalho não se aplicou amostragem probabilística. Assim, os resultados em uma base estatística podem ser diferentes dos aqui apresentados. Contudo, a ausência de implementação de uma regra que deve ser aplicada em todos os casos indica risco de ocorrência de erros sistemáticos no acompanhamento realizado pela superintendência.

234. Tendo em vista a concisão do relatório, as justificativas e as observações associadas a cada uma dessas situações estão detalhadas no Apêndice D. O exame detalhado dessas situações pode sinalizar a necessidade de um aprimoramento na lógica de controle implementada no SIGEP.

235. Como foi exemplificado pela Tabela 16, a lógica de controle de variação de estimativas implementada pela SDP verifica a consistência interna das previsões, ou seja, entre dois instrumentos adjacentes. Por outro lado, não se observa a implementação, no SIGEP, da lógica de controle estabelecida pelo item 2.6 do regulamento técnico da PANP 100/2000, ou seja, verificação de consistência externa com os PD. Essa ausência de implementação da regra exigida, causa primária da situação encontrada, favoreceu a ocorrência das situações explicitadas no Apêndice D.

236. Pode-se identificar como causa secundária da situação encontrada o fato de as curvas de produção contidas nos PD não serem carregadas no SIGEP, impossibilitando aplicação automática da regra pelo sistema, diferentemente de como ocorre no caso dos BMP.

237. Ao longo dos testes realizados observou-se, em alguns casos, atenção ao exigido no critério do item 2.6, seja por meio da simples aplicação da lógica de controle já implementada, seja por consulta explícita ao PD, registrada na análise. Em outras situações, não, como as descritas no Apêndice D. Assim, como consequência, não se verifica aplicação sistemática da regra exigida no normativo.

238. O fato de a regra não estar implementada no sistema possibilita que o operador possa deixar sem preenchimento o campo de “informações complementares” na ocorrência de discrepâncias que excedem o critério. Além disso, é possível que na presença das mesmas discrepâncias não ocorra o devido tratamento da situação pela SDP.

239. Isso demonstra que a lógica de controle implementada pela SDP não está sendo suficiente para garantir plena eficácia ao acompanhamento das variações das estimativas com base no critério do item 2.6. Ocorre que, uma vez que a lógica não proporciona pleno rastreamento da estratégia de exploração registrada no PD vigente, a previsão quinquenal recebida a cada exercício pode divergir daquela estratégia aprovada pela SDP, impossibilitando uma crítica do regulador, acerca das mudanças. No limite, ao longo do tempo, pode-se perder referência em relação ao planejamento estratégico para a área.

240. Do ponto de vista de eficiência das análises, esta pode ser melhorada, caso a regra prevista no normativo seja sistematicamente implementada. Atualmente, para que os técnicos possam verificar atendimento ao item 2.6 do regulamento, é necessário inspecionar as curvas de produção dos PD por meio da documentação. Uma vez que essa análise possa ser automatizada, ganha-se eficiência.

241. A título de exemplo, são destacadas abaixo duas situações presentes no Apêndice D. A primeira delas refere-se à possibilidade de o operador deixar o campo de "informações complementares" vazio, retirada do PAP de 2019 do campo de Sapinhoá, para a variável produção de água:

A última revisão é a um. A produção de água está aprovada nas revisões zero e um. Valores próximos para água nas revisões zero e um. Ocorrência de discrepância a menor de 77,9% do PAP em relação ao PD. A análise da SDP não examina a discrepância PAP versus PD. Na revisão um é mencionado que os valores estão coerentes com o AIP para a área. Contudo, analisando os percentuais do AIP, não se observa essa coerência. Campos "Solicitação" vazios em ambas as revisões. Campos de "informações complementares" vazios em ambas as revisões. Como o sistema não possui a curva do PD de referência, ele não identifica as divergências +-10%. Cabe ao operador informar no campo de informações complementares. Se o operador não informar, o campo pode ficar vazio, ao contrário do que ocorre na análise de BMP. No BMP o sistema é capaz de detectar discrepâncias entre BMP e PAP de referência pois possui ambos as informações na base de dados. Assim, o sistema não permite deixar o campo de "informações complementares" vazio. (grifo nosso)

242. A segunda situação, para o Campo de Búzios, no PAP de 2020, refere-se às variáveis produção de petróleo e gás natural, e retrata ausência de análise por parte da SDP:

A última revisão é a seis. As Produções de petróleo e gás natural estão aprovadas nas revisões de zero a seis. Ocorrência de discrepância a menor de 17,0% do PAP em relação ao PD para petróleo. Ocorrência de discrepância a menor de 11,8% do PAP em relação ao PD para gás natural. A análise da SDP não examina a discrepância PAP versus PD. Na análise da revisão zero é mencionado pela SDP: "Produção crescente, compatível com o aumento no processamento nas plataformas P-76 e P-77". No campo de "informações complementares" há uma listagem de paradas programadas. Contudo, não há questionamento da SDP por meio de análises e solicitações se essas paradas já não estavam incorporadas na curva do PD. Para a produção de gás natural, a justificativa apresentada não examina a diferença. Os campos "Solicitação" estão vazios em todas as revisões. (grifo nosso)

243. Tendo em vista a detecção da situação encontrada, bem como a oportunidade de aprimoramento dos processos de trabalho da SDP, como fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, a proposta será no sentido de recomendar à ANP que implemente, de forma sistemática e sistematizada, a regra de controle disposta no item 2.6 do Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção, anexo à PAMP 100/2000, de modo a garantir plena eficácia ao exigido pelo dispositivo e permitir a ocorrência de ganhos de eficiência no processo de análise e aprovação do instrumento de fiscalização PAP da SDP.

244. Em atendimento à análise determinada pela Resolução-TCU 315/2020, art. 11, §2º, considera-se oportuna a recomendação que se propõe, haja vista a sinalização por parte da Agência de que os sistemas de suporte à fiscalização vêm passando por melhorias. Deste modo, considera-se a medida com uma boa relação custo-benefício.

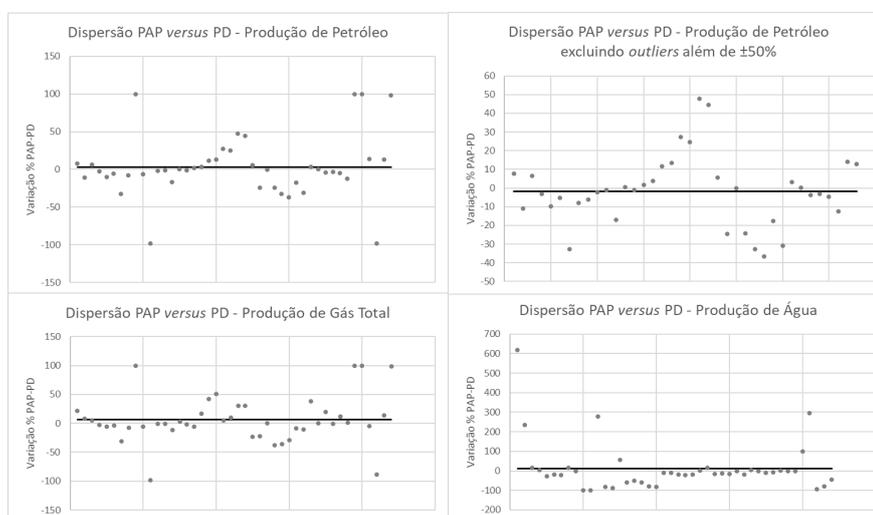
245. Considerando que essa temática poderá ser revisitada em trabalhos futuros na ANP, em cumprimento ao §1º, do art. 7º da Portaria-Segecex 9/2020, que regulamenta a Resolução-TCU 315/2020, não se vislumbra necessidade de monitoramento para essa recomendação.

Avaliação das discrepâncias observadas

246. Como mencionado, de acordo com a **Error! Reference source not found.**, o total de discrepâncias que excederam o critério corresponde a 59,8% do total de testes de variáveis realizados. Tendo em vista o elevado número de casos em que ocorreu o rompimento do critério de $\pm 10\%$, é pertinente destacar os graus de exatidão e dispersão observados nas comparações entre as variáveis dos PAP e PD. Busca-se, assim, investigar em maior profundidade as discrepâncias ocorridas.

247. A Figura 7 demonstra gráficos de dispersão que registram as variações percentuais entre os dados dos PAP e PD, para as três variáveis de produção analisadas nos oito campos. Juntamente com as variações pontuais encontram-se as médias para cada série de dados (linha mais escura). É também apresentado um gráfico adicional, para a produção de petróleo, em que foram retirados outliers além de $\pm 50\%$ de variação.

FIGURA 7 – GRÁFICOS DE DISPERSÃO PAP VERSUS PD



Fonte: Elaboração própria com base nas informações extraídas do módulo PAP do SIGEP.

248. As séries de dados nos gráficos estão ordenadas cronologicamente (eixo dos x), de 2015 a 2020, na ordem dos oito campos apresentados na Tabela 19, abaixo. Assim, os dados mais próximos à origem referem-se a Lula e os mais distantes à Tartaruga Verde.

249. Como se verifica da Figura 7, exceto por alguns outliers, para as produções de petróleo e gás natural há relativa concentração das variações em torno de suas médias de 3,2% e 6,1%, respectivamente, ocorrendo um desvio padrão de 18,6%, para a série de produção de petróleo excluindo outliers além de $\pm 50\%$ de variação. Um desvio padrão maior do que 10% reflete o fato de que muitas variações ficaram além do critério. Já para a variável produção de água a dispersão oscila em torno da média de 11,2%.

250. A Tabela 19 apresenta as médias para as variações percentuais de cada variável e para cada campo, excluindo outliers posicionados além de $\pm 100\%$ de variação. São também indicadas as médias para as variações globais de cada variável, ou seja, para a totalidade dos oito campos analisados.

251. Para as variáveis produção de petróleo e gás natural, as médias globais foram 3,2% e 6,1%, respectivamente. Já para a produção de água, a média global foi de -23,4%. Uma média próxima a zero, para os oito campos, significa uma alta exatidão nas previsões, como as que se verificam nas produções de petróleo e gás natural.

252. Da mesma forma como foi identificado no exame dos BMP, constata-se um alta correlação (0,94) entre as séries de variações das produções de petróleo e gás natural na Figura 7. Tal fato está novamente refletido na similaridade dos gráficos. Como dito quando se analisou os BMP, essa correlação é esperada, e reforça a consistência dos dados analisados.

TABELA 19 – MÉDIAS PARA AS VARIAÇÕES PERCENTUAIS PAP VERSUS PD

Campo	Médias para as variações %, excluindo outliers além de $\pm 100\%$		
	Média variações Produção Petróleo	Média variações Produção Gás total	Média variações Produção Água
Lula	-2,5%	3,9%	-6,4%
Sul de Lula	-20,3%	-19,1%	-3,8%
Búzios	-4,1%	-3,0%	-74,0%
Sapinhoá	5,0%	17,7%	-45,9%
Jubarte	20,9%	5,0%	-12,5%
Roncador	-23,7%	-20,3%	-8,0%
Marlim Sul	-3,5%	11,6%	-2,5%
Tartaruga Verde	37,8%	36,5%	-23,7%
Global	3,2%	6,1%	-23,4%

Fonte: Elaboração própria com base nas informações extraídas do módulo PAP do SIGEP.

Avaliação qualitativa das análises e solicitações realizadas pela SDP

253. Cabe mencionar que, como verificado no exame dos BMP, não se observa um padrão no registro das análises realizadas, o que seria desejável para possibilitar a composição de uma base de dados para investigação de problemas. Esse fato é reflexo da inexistência, nos padrões internos da SDP, de modelos a serem seguidos para os registros elaborados. O Padrão SDP-PTEC-006, que estabelece etapas e ações relacionadas às análises do PAP, a serem observadas pelos técnicos da SDP, traz diretrizes para a execução das análises, contudo, não incorpora um padrão para o conteúdo a ser produzido.

254. Uma análise mais detalhada acerca da conformidade desse padrão será realizada mais à frente, neste relatório, no item IV.3.

4.1.1.2 Do exame dos PAT

255. De modo a se examinar a atuação da SDP na análise dos PAT encaminhados pelos operadores, para os oito campos selecionados, no período de corte da auditoria, foi inspecionado o módulo PAT do SIGEP contendo as informações encaminhadas pelos operadores, bem como as análises e solicitações realizadas pela SDP.

256. A avaliação do normativo PANP 123/2000 demonstra que esse instrumento é composto das seguintes informações, como indicado no item 2.1 do Regulamento Técnico do PAT, anexo ao normativo (Evidência 5, p. 1):

2.1 O Programa Anual de Trabalho e Orçamento consiste de três Planilhas e um Anexo, a

serem preenchidos para cada campo, ou para cada um dos módulos do campo quando se tratar de desenvolvimento modular, a saber:

2.1.1 Planilha 1 - Cronograma de Atividades;

2.1.2 Planilha 2 - Orçamento;

2.1.3 Planilha 3 - Perfuração de Poços;

2.1.4 Anexo 1 - Informações Complementares. (grifo nosso)

257. Considerando o volume e a importância das informações que compõe o PAT, identificou-se que as previsões para o cronograma de atividades e para o orçamento eram variáveis centrais no processo de fiscalização da SDP. Deste modo, buscou-se identificar critérios de conformidade e/ou desempenho para essas variáveis de forma a compor o checklist de auditoria.

258. Ao se observar os conteúdos dos itens 1.3 e 2.8 do mesmo regulamento técnico, identificou-se a existência de dispositivos que indicavam a necessidade de haver integração entre o instrumento tático, o PAT, e o estratégico, o PD. Como mencionado no exame dos PAP, um critério de integração é desejável pois auxilia no entendimento de como a estratégia de exploração de longo prazo está sendo desdobrada por meio de planos quinquenais.

259. Assim dispõe os itens 1.3 e 2.8 do regulamento técnico (Evidência 5, p. 1):

1.3 O Programa Anual de Trabalho e Orçamento deve ser preparado de acordo com as determinações deste Regulamento Técnico e conter informações, em abrangência e profundidade, suficientes para permitir à ANP avaliar a concordância do mesmo com o Plano de Desenvolvimento ou Plano de Desenvolvimento Complementar, aprovados para o campo ou, se for o caso, com a sua última revisão aprovada pela ANP.

(...)

2.8 Devem ser informadas no Anexo 1 (Informações Complementares) as atividades previstas no PAT que estiverem em desacordo (físico ou orçamentário) com as planejadas no Plano de Desenvolvimento do campo, atualizado e aprovado pela ANP, com suas respectivas justificativas. (grifo nosso)

260. Portanto, de acordo com o exposto pelo item 2.8, e com base nos normativos dos instrumentos, foi examinado o conteúdo das informações de atividades, de desenvolvimento e produção, e orçamentárias, que devem compor o PAT, em comparação com as que devem compor o PD, de modo que fosse possível construir um modelo de checklist para identificar situações de discrepância nessas variáveis e se observar a atuação da SDP nesses casos.

261. Entretanto, ao se realizar o exame verificou-se grande incompatibilidade entre os modelos de preenchimento das informações nos dois instrumentos. Tal fato impossibilitou o desenvolvimento de um checklist para comparações e verificação de discrepâncias entre as informações contidas nos PAT e PD dos oito campos.

262. Apesar disso, foi possível acessar as informações no módulo PAT do SIGEP e observar o grau de discrepância das informações entre pares de PAT adjacentes, com base na lógica de controle realizada pela SDP para verificação de inconsistências internas entre instrumentos do mesmo tipo, análoga à aplicada no acompanhamento dos PAP.

263. Assim, alternativamente ao checklist que se pretendia aplicar, foram examinadas as situações em que, com base na lógica de controle implementada no SIGEP, ocorriam discrepâncias entre dois PAT adjacentes. A partir das situações discrepantes buscou-se avaliar o grau de atuação da SDP. Para isso, conjugou-se as informações contidas nos campos “informações complementares”, “Análise” e “Solicitação” dos PAT.

264. Ressalta-se que para a execução do procedimento acima mencionado foram utilizadas as telas de variação de estimativas orçamentárias do SIGEP, exemplificada na Figura 6. A escolha para o uso das informações orçamentárias levou em consideração a facilidade para interpretação dos dados dispostos no SIGEP e o fato de que elas abarcam tanto efeitos de variações nas atividades (quantitativos e durações) quanto variações orçamentárias (quantitativos, preços e custo). Isso se deve ao fato que, de acordo com o Manual de Carga dos PAT no SIGEP, cada atividade do cronograma deverá corresponder a um orçamento e vice-versa.

265. Além disso, utilizou-se prioritariamente as revisões zero de cada instrumento, tendo sido visitadas revisões superiores quando as iniciais não eram suficientes para verificar a atuação. O resultado desse exame é demonstrado ao final desta seção, juntamente com uma avaliação qualitativa das análises e solicitações realizadas pela SDP, tendo como referência os padrões internos da superintendência, a partir dos PAT para os oito campos selecionados.

266. Deste modo, a partir de agora são demonstrados os problemas de integração associados aos instrumentos PAT e PD que impossibilitaram a comparação de atividades e orçamentos, entre esses instrumentos, para os oito campos da amostra.

Problemas de integração dos cronogramas de atividades – PD versus PAT

267. Por meio de inspeção ao conteúdo dos normativos RANP 17/2015 e PANP 123/2000 verificou-se que os modelos de preenchimento das informações de cronograma de atividades apresentam grande incompatibilidade entre si.

268. A Tabela 20 demonstra, por meio de duas colunas, o mapeamento entre as informações nos dois instrumentos.

269. Como se observa pela linha um da tabela, as informações do PAT segregam as etapas dos levantamentos geológicos, geofísicos e geoquímicos. Já o PD apresenta o cronograma de forma integral. Atividades de estudos e projetos são apresentadas de forma isolada nos PAT. Por outro lado, nos PD, essas atividades estão agregadas em outras, como se verifica nas linhas dois, três e quatro, cujas atividades se referem a sistemas de coleta da produção, unidades de produção e sistemas de escoamento da produção, respectivamente. Ainda na linha um, observa-se que as atividades de perfuração são segregadas por tipo de poço. Por sua vez, nos PD, existe uma rubrica única.

270. Passando para a linha dois, constata-se a existência da rubrica agregadora “outros”, no modelo dos PAT, para subatividades que não estão especificadas. Tal fato introduz a incerteza se essa rubrica pode abarcar elementos diferentes daqueles constantes nas três rubricas definidas no modelo dos PD. Ademais, no modelo dos PD a rubrica “construção e instalação de equipamentos do sistema” pode abarcar uma gama maior de equipamentos, comparativamente à segregação única para “manifolds submarinos” no modelo dos PAT.

271. Na mesma linha dois do modelo dos PAT, há separação entre “risers” e “linhas”. A depender da interpretação no momento do preenchimento, pode-se incorrer em sobreposição da mesma informação nas rubricas. Já no modelo dos PD existe uma única rubrica.

272. Pela linha três, no PD, o projeto de engenharia da unidade é apresentado na rubrica de “unidades de produção”. Já no caso dos PAT existe uma rubrica agregadora para “projetos do sistema de produção”, que pode incluir mais informações do que apenas unidades de produção.

273. Por fim, por meio da linha quatro, verifica-se que no modelo dos PAT também existe a rubrica agregadora “outros”. Ademais, no mesmo modelo existe apenas a separação dos equipamentos “compressores”. Já no modelo dos PD existe uma rubrica única agregadora de todos os equipamentos, “construção e instalação de equipamentos do sistema”.

274. *Esse conjunto de diferenças entre os modelos dificulta sobremaneira a tarefa de acompanhamento, de forma integrada, das informações entre os instrumentos estratégico e tático associados aos campos em desenvolvimento e produção. Agrava-se o fato de que, para os PD, essas informações não são carregadas no SIGEP. Assim, além das dificuldades acima mencionadas, obriga-se os técnicos a consultarem manualmente a documentação, diminuindo a eficiência do processo.*

275. *Deste modo, a incompatibilidade normativa entre os modelos de atividades apresentados e a ausência das informações do PD no SIGEP, causas da situação encontrada, favorecem baixa eficácia e eficiência para o disposto no item 1.3 do Regulamento Técnico do PAT, que trata da exigência de integração entre o PD e o PAT.*

TABELA 20 – COMPARATIVO DE MODELOS DE CRONOGRAMA DE ATIVIDADES – PD *VERSUS* PAT

Cronograma de Atividades		
	Anexo III do PD (RANP 17/2015)	Regulamento Técnico PAT - Planilha 1 (PANP 123/2000)
	20.1. Apresentar um cronograma de atividades físicas do Desenvolvimento do Campo, discriminando cada uma das seguintes atividades: levantamento geológico, geofísico e geoquímico; perfuração de poços; completação de poços;	I - Levantamento G&G <i>I.1 Aquisição Sísmica</i> <i>I.2 Processamento</i> <i>I.3 Interpretação</i> <i>I.4 Outros</i> II - Estudos e Projetos <i>II.1 Estudos de Reservatório</i> <i>II.2 Projetos do Sistema de Produção</i> III - Perfuração <i>III.1 Poço Produtor</i> <i>III.2 Poço Injetor</i> <i>III.3 Outros Poços</i> IV - Completação V - Elevação Artificial
	20.4. No item do cronograma referente à instalação do Sistema de Coleta da Produção, discriminar as seguintes atividades: <u>projeto de equipamentos especiais;</u> <u>construção e instalação de equipamentos do sistema;</u> <u>lançamento e interligação de linhas de Produção e injeção.</u>	VI - Sistema de Coleta da Produção <u>VI.1 Linhas</u> <i>VI.1.1 Construção</i> <i>VI.1.2 Lançamento e Interligação</i> <u>VI.2 Manifolds Submarinos</u> <i>VI.2.1 Construção</i> <i>VI.2.2 Instalação</i> <u>VI.3 Risers</u> <i>VI.3.1 Construção</i> <i>VI.3.2 Lançamento e Interligação</i> <u>VI.4 Outros</u> <i>VI.4.1 Construção/fabricação</i> <i>VI.4.2 Instalação/lançamento e Interligação</i>

Cronograma de Atividades		
	Anexo III do PD (RANP 17/2015)	Regulamento Técnico PAT - Planilha 1 (PANP 123/2000)
	20.5. No item do cronograma referente a Unidades de Produção, discriminar separadamente para cada Unidade as seguintes atividades: <u>projeto de engenharia;</u> <u>construção e montagem;</u> <u>instalação da Unidade.</u>	VII - Unidades de Produção VII.1 - Unidades Marítimas VII.1.1 Unidade A VII.1.1.1 <i>Construção e Montagem</i> VII.1.1.2 <i>Instalação</i>
	20.6. No item referente ao Sistema de Escoamento da Produção, discriminar separadamente as seguintes atividades: <u>projeto de equipamentos especiais e instalações auxiliares;</u> <u>construção e instalação de equipamentos do sistema;</u> <u>lançamento e interligação de oleodutos;</u> <u>lançamento e interligação de gasodutos.</u>	VIII - Sistema de Escoamento da Produção VIII.1 Oleodutos VIII.1.1 <i>Fabricação</i> VIII.1.2 <i>Instalação</i> VIII.2 Gasodutos VIII.2.1 <i>Fabricação</i> VIII.2.2 <i>Instalação</i> VIII.3 Compressores VIII.3.1 <i>Fabricação</i> VIII.3.2 <i>Instalação</i> VIII.4 Unidades de Armazenamento VIII.4.1 <i>Construção</i> VIII.4.2 <i>Instalação</i> VIII.5 Outros VIII.5.1 <i>Fabricação</i> VIII.5.2 <i>Instalação</i>

Fonte: Elaboração própria com base nos normativos RANP 17/2015 e PANP 123/2000.

276. Como será visto ao final desta seção, foram identificadas discrepâncias elevadas no exame que comparou PAT adjacentes para os oitos campos da amostra. Neste contexto, a existência de falhas de integração entre os instrumentos pode diminuir a capacidade de a SDP investigar e questionar, de forma adequada, as causas de desvios na estratégia de desenvolvimento e produção dos campos.

Problemas de integração dos orçamentos – PD versus PAT

277. Similarmente às comparações realizadas para os modelos de cronograma de atividades, a partir dos mesmos normativos constatou-se que os modelos de preenchimento das informações dos orçamentos apresentam grande incompatibilidade entre si.

278. A Tabela 21 demonstra, por meio de colunas, o mapeamento entre as informações nos instrumentos PD e PAT.

279. Pela linha um observa-se que, ao contrário do modelo do PAT, o modelo de orçamento existente no PD não detalha os custos para as atividades de levantamentos, estudos e projetos e perfuração.

280. Já pela linha dois percebe-se diferenças entre as rubricas para a o orçamento de unidades de produção. O modelo do PAT detalha o orçamento em atividades de construção e montagem e instalação. Tal situação não ocorre no modelo do PD.

281. Pela linha três verifica-se que no modelo do PD há explicitação e separação dos custos operacionais nas categorias “custos de aluguéis e arrendamentos”, “pagamentos pela retenção de área”, “participação dos superficiários” e “demais custos operacionais”. Os “custos de aluguéis e arrendamentos” agregam, por exemplo, os custos para o serviço de afretamento nos casos de aplicação de unidades que não são próprias do operador.

282. Entretanto, do lado do PAT observa-se que, pelo item 2.3.2 do Regulamento Técnico, os investimentos carregados nos orçamentos devem incluir tanto bens quanto serviços. Portanto, pelo regulamento, não há separação entre o *Operational Expenditure* (Opex) e o *Capital Expenditure* (Capex) dos projetos. Diante da dúvida, questionou-se a SDP, por meio do Ofício 10-58/2020, acerca dessa separação.

283. Em resposta, a SDP se manifestou da seguinte forma, Ofício 612/2020/SDP/ANP-RJ (Evidência 6, p. 1):

Em atendimento às solicitações do item i) esclarecemos que o PAT, conforme Portaria ANP 123/2000, contém apenas previsão de atividades, e respectivos custos, correspondentes a investimentos (CAPEX). A única exceção seriam as atividades de descomissionamento que englobam os investimentos e custos operacionais associados à remoção das instalações.

Sobre o item ii) esclarecemos que não há a comparação entre custos operacionais informados no PD com os informados no PAT. A motivação para a existência da informação dos custos operacionais no PD é apenas compor a análise econômica, a fim de se verificar a viabilidade econômica do desenvolvimento, conforme estudo do operador. Outras UORGs da ANP (SPG e SCL) recebem a informação e utilizam o custo operacional efetivamente realizado com outros fins (aferição de conteúdo local e auditoria de valores deduzidos para cálculo de Participações Especiais).

Do ponto de vista exploratório da jazida, o interesse concentra-se na realização do projeto de desenvolvimento previsto no PD e das expectativas de recuperação, independentemente dos custos efetivamente envolvidos. Se houver a manutenção das atividades, não haveria necessidade de questionamento caso os custos previstos no PAT ou até mesmo os realizados fossem reduzidos em relação à estimativa do PD. (grifo nosso)

284. Como se depreende da resposta, persistem os problemas de integração entre os instrumentos, agora pela dimensão orçamentária, uma vez que, de acordo com a superintendência, o PAT não contemplaria o Opex associado aos projetos, diferentemente como ocorre no PD. Como dito, os custos operacionais podem integrar parcelas importantes do projeto, como custos de afretamento de unidades de produção e de equipamentos aplicados em instalações submarinas. Portanto, são números importantes no acompanhamento do desenvolvimento dos projetos.

285. O exame dos capítulos de avaliação econômica dos planos de desenvolvimento mostrou que somente no Campo de Tartaruga Verde ocorreu a conversão das taxas de serviço de afretamento da unidade de produção em Capex equivalente. Assim dispõem a Revisão 2 do PD da jazida de Tartaruga Verde (Evidência 7, p. 252):

Já com relação à UEP prevista para o Projeto de Desenvolvimento da Jazida de Tartaruga Verde, prevê-se o afretamento de FPSO. Os dispêndios ocorrerão na forma de pagamento de taxa de afretamento e serviço. Porém, para fins de análise econômica, será considerado o CAPEX Equivalente da unidade também presente na Tabela 17.5, sendo este compartilhado entre as jazidas de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça, rateado proporcionalmente ao volume óleo in-place

estimado para cada uma das jazidas. (grifo nosso)

286. Como essa conversão não é a prática observada em todos os PD, essa situação indica risco de que os PAT podem não estar capturando parcelas relevantes do custo dos projetos somente pela carga do Capex no SIGEP.

287. Seguindo na análise da Tabela 21, pela linha quatro constata-se que o modelo do PD é mais detalhado para os custos de desativação dos campos. Ele explicita os custos para remoção de linhas e equipamentos de coleta e escoamento, bem como das unidades de produção. Por sua vez, o modelo do PAT agrega esses custos na rubrica “retirada de equipamentos”.

TABELA 21 – COMPARATIVO DE MODELOS DE ORÇAMENTOS – PD *VERSUS* PAT

Orçamentos		
	Anexo III do PD (RANP 17/2015)	Regulamento Técnico PAT - Planilha 2 (PANP 123/2000)
	21.3.2. Os investimentos devem ser discriminados por componentes do sistema de Produção, conforme detalhamento a seguir: levantamentos geológicos, geofísicos e geoquímicos; estudos e projetos; perfuração de poços; completação de poços; Sistema de Coleta da Produção; Unidades de Produção; Sistema de Escoamento da Produção.	I - Levantamento G&G <i>I.1 Aquisição Sísmica</i> <i>I.2 Processamento</i> <i>I.3 Interpretação</i> II - Estudos e Projetos <i>II.1 Estudos de Reservatório</i> <i>II.2 Projetos do Sistema de Produção</i> III - Perfuração <i>III.1 Poço Produtor</i> <i>III.2 Poço Injetor</i> <i>III.3 Outros Poços</i> IV - Completação V - Elevação Artificial
	21.3.2.4. Para Unidades de Produção Marítimas, discriminar os investimentos necessários <u>à aquisição das estruturas fixas ou flutuantes, sistemas de ancoragem e amarração e plantas de processamento de fluidos e utilidades.</u>	VII - Unidades de Produção <u>Unidades Marítimas</u> <u>VII.1.1 Unidade A</u> <i>Construção e Montagem</i> <i>Instalação</i> <i>Estrutura Marítima</i> <i>Sistema de amarração e ancoragem</i> <i>Plantas de processo e utilidades</i> <i>Outros</i>

Orçamentos		
	Anexo III do PD (RANP 17/2015)	Regulamento Técnico PAT - Planilha 2 (PANP 123/2000)
	21.3.3. Os custos operacionais devem ser discriminados conforme os seguintes agrupamentos: a) custos de aluguéis e arrendamentos mercantis de unidades, identificando e descrevendo os componentes sujeitos a essa modalidade; b) pagamentos pela retenção de área; c) participação dos superficiários; demais custos operacionais.	2.3.2 Os itens principais da Planilha 2 (numerados de I a XI) devem conter a totalidade dos investimentos (bens e serviços) previstos para cada uma das atividades ou componentes do sistema de produção definidos nos respectivos itens;
	21.3.4. Informar os custos previstos para a desativação do Campo, em estrita concordância com o planejamento de operações descrito no capítulo 18, discriminando-os por: <u>abandono de poços;</u> <u>remoção de linhas e equipamentos de Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção;</u> <u>desativação das Unidades de Produção;</u> <u>reabilitação das áreas de instalações.</u>	XI - Desativação do Campo <u>XI.1 Arrasamento e Abandono de Poços</u> <u>XI.2 Retirada de Equipamentos</u> <u>XI.3 Recuperação de áreas</u> <u>XI.4 Outros</u>

Fonte: Elaboração própria com base nos normativos RANP 17/2015, PANP 123/2000 e Manual de Carga dos PAT.

288. Um outro ponto a se destacar diz respeito à moeda utilizada na apresentação dos orçamentos. Os estudos econômicos dos PD, que incluem os orçamentos, são definidos no Capítulo 20 do Anexo III da RANP 17/2015. Eles são registrados na moeda dólar. Já os orçamentos dos PAT, em obediência ao item 2.3 do Regulamento, apresentam-se em reais.

289. Essa situação traz enormes dificuldades na comparação dos orçamentos, pois para se aferir corretamente os custos em reais, deve-se aplicar a mesma taxa de câmbio utilizada pelo operador ao converter as informações de seus estudos. O exame dos PAT adjacentes identificou situações em que, na análise, o técnico utilizou como base a taxa cambial média registrada no PD, elaborado anteriormente ao envio do PAT.

290. Nesta seara, cabe dizer que a PANP 123/200 não exige a apresentação da taxa cambial aplicada na conversão, no momento da carga. Da mesma forma, o Manual de Carga do PAT não demanda essa informação.

291. Em linha ao que se concluiu na análise dos modelos de cronograma de atividades, vê-se que as diferenças acima demonstradas obstam sobretudo a tarefa de acompanhamento, de forma integrada, das informações entre os instrumentos estratégico e tático associados aos campos em desenvolvimento e produção.

292. Assim, observa-se que a incompatibilidade normativa entre os modelos de orçamentos apresentados e a ausência das informações do PD no SIGEP, causas da situação

encontrada, favorecem baixa eficácia e eficiência para o disposto no item 1.3 do Regulamento Técnico do PAT.

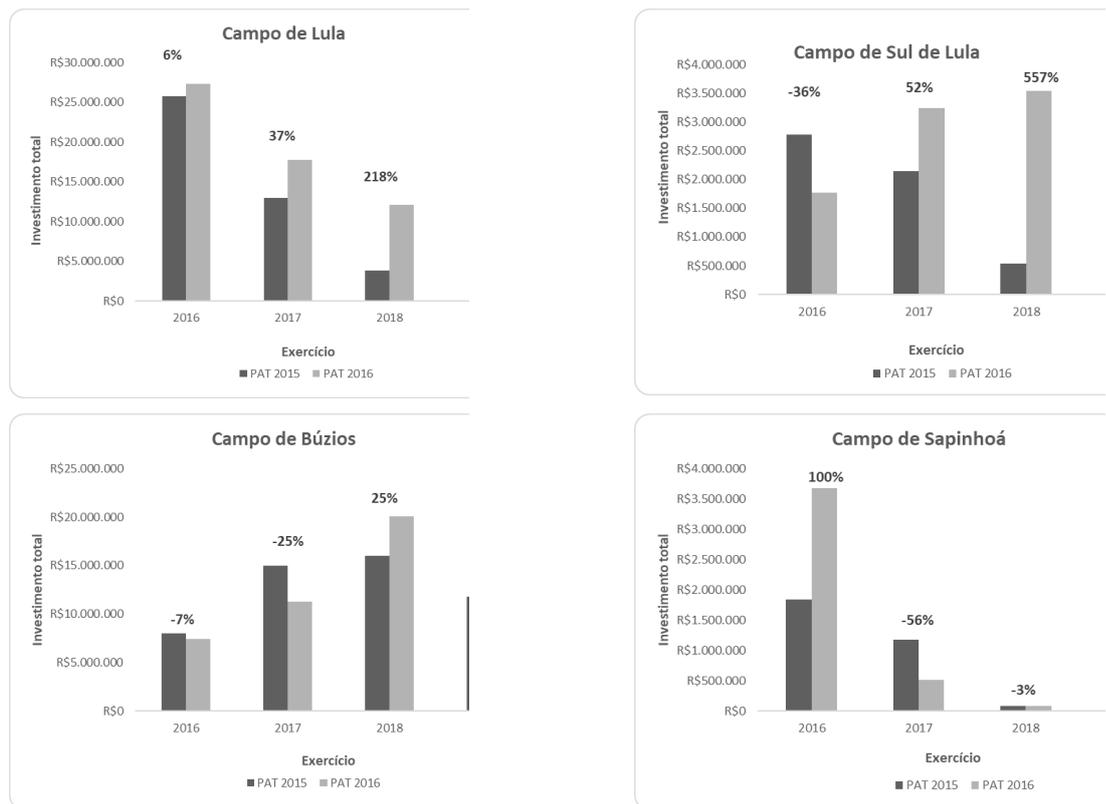
Avaliação quantitativa da atuação da SDP com base na análise de PAT adjacentes

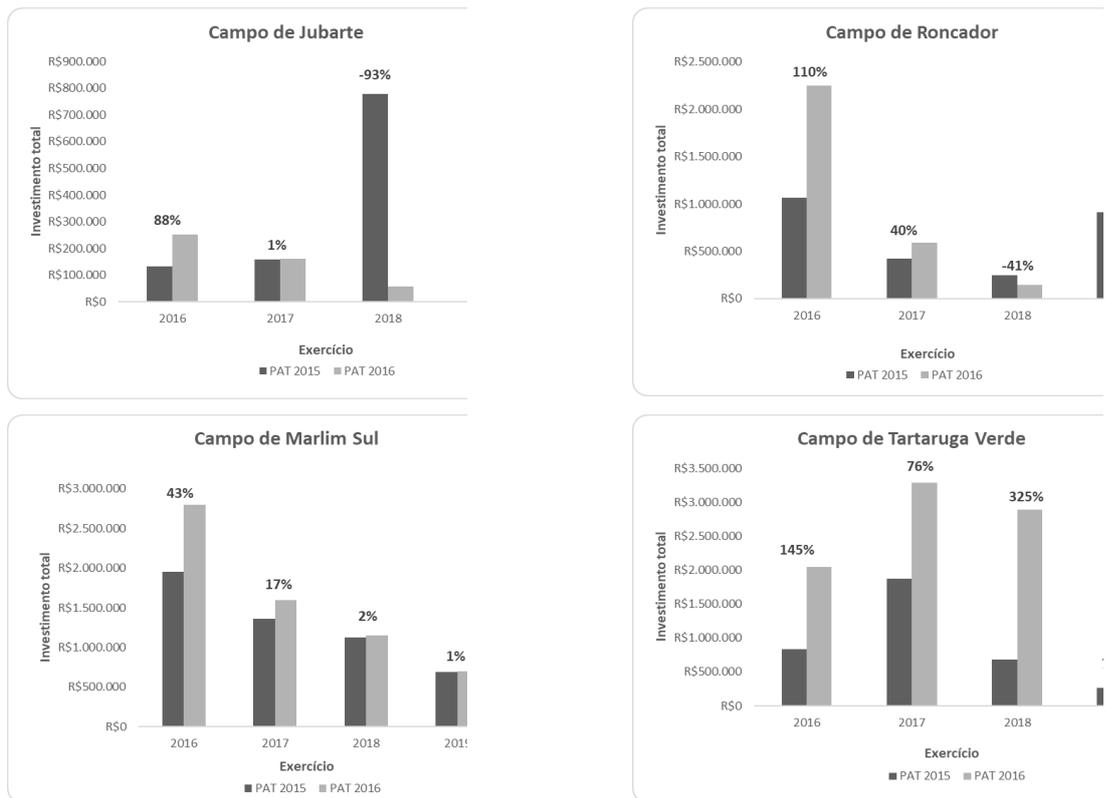
293. A partir das dificuldades encontradas em se comparar informações de cronograma de atividades e orçamentárias com base nos PAT e PD dos oito campos da amostra, buscou-se examinar as informações contidas nos PAT com base na lógica de controle implementada pela SDP no SIGEP.

294. Como a lógica sempre compara dois PAT adjacentes, para cobrir o período de corte da auditoria foram analisados os PAT de 2016 a 2020 para os oito campos. Lembra-se que todo PAT carrega informações do PAT anterior. Assim, é possível comparar informações para os quatro exercícios que se sobrepõe por meio da tela de variação de estimativas orçamentárias do SIGEP.

295. Ao se inspecionar as informações orçamentárias dos PAT, constatou-se grande discrepância entre as estimativas orçamentárias para as atividades de PAT adjacentes, durante os quatro exercícios. A título de exemplo, a Figura 8 apresenta as variações para o orçamento total das atividades previstas para os exercícios de 2016 a 2019, extraídas dos PAT de 2015 e 2016, para os oito campos em análise.

FIGURA 8 – VARIAÇÕES ORÇAMENTÁRIAS ENTRE OS PAT 2015 E 2016





Fonte: Elaboração própria com base nas informações dos PAT extraídos do SIGEP.

296. Como se observa pela Figura 8, podem ocorrer substanciais discrepâncias nas previsões orçamentárias de atividades nos exercícios entre dois PAT. Nesse exemplo, a maior discrepância observada foi de 5.906%, no ano de 2019, no PAT 2016 do campo de Lula. Já em outras situações, as previsões podem estar mais alinhadas, como as que ocorreram no campo de Marlim Sul.

297. A partir de uma primeira impressão do conteúdo dos PAT, elaborou-se um *checklist* para registrar o exame dos PAT adjacentes. A Tabela 22 demonstra a estrutura do documento, bem como os campos utilizados:

TABELA 22 – MODELO *CHECKLIST* PAT ADJACENTES

Campo	PAT	Revisão avaliada	Status	Última revisão	Ocorreram discrepâncias?	Houve tratamento para as discrepâncias?	Observações	Campo Análise ANP	Campo Solicitação ANP
-------	-----	------------------	--------	----------------	--------------------------	---	-------------	-------------------	-----------------------

Fonte: elaboração própria.

298. A partir da consulta ao SIGEP, para cada PAT de cada campo, comparou-se as variações das estimativas orçamentárias para as atividades e para o total do quadriênio entre PAT adjacentes. Ressalta-se que em todos os PAT analisados observou-se variações significativas para as estimativas.

299. Aqui cabe registrar que, quando questionada em relação à ausência de implementação de um critério de tolerância para verificação de discrepâncias nas estimativas entre os PD e os PAT, para fins de cumprimento do item 2.8 do Regulamento Técnico do PAT, a SDP informou que não há um limite percentual estabelecido, sendo analisada a comparação atividade a atividade proposta no PD. Da mesma forma, pelo SIGEP não se observa

implementação de algum limite percentual de tolerância para atuação da SDP na análise com base em PAT adjacentes.

300. Essa ausência de limite de tolerância ao mesmo tempo que torna a análise mais ineficiente, pois obriga a avaliação de todos os casos, mesmo para discrepâncias não tão elevadas para o contexto, introduz certa subjetividade, pois o limiar para uma atuação mais contundente ficará a critério do técnico que analisa o PAT.

301. Portanto, dada essa subjetividade existente, para a análise que foi feita, considerou-se como discrepâncias significativas variações maiores que 10% para os orçamentos entre as mesmas atividades.

302. A partir das discrepâncias observadas e da inspeção dos campos de “informações complementares”, “Análise ANP” e “Solicitação”, avaliou-se a atuação da SDP no tratamento dos casos, indicando se este “ocorreu”, “ocorreu parcialmente” ou “não ocorreu”. Foi considerado tratamento parcial quando se atuava na investigação de apenas parte das atividades que apresentavam discrepâncias.

303. Devido à extensão do documento, e de modo a buscar maior concisão ao relatório, o resultado completo do exame realizado encontra-se no Análise de PAT Adjacentes (Evidência 8). Ao todo foram examinados quarenta PAT para os oito campos. Com base nesses resultados, realizou-se a contagem para os tipos de tratamento verificados. A Tabela 23 demonstra o consolidado quantitativo dos resultados.

TABELA 23 – RESULTADO DO EXAME DOS PAT ADJACENTES

Campo *	PAT com tratamento para as discrepâncias		PAT com tratamento parcial para as discrepâncias		PAT sem tratamento para as discrepâncias	
	Nº	% em relação ao total de PAT do campo	Nº	% em relação ao total de PAT do campo	Nº	% em relação ao total de PAT do campo
Lula	2	40,0%	1	20,0%	2	40,0%
Sul de Lula	2	66,7%	0	0,0%	1	33,3%
Búzios	1	20,0%	2	40,0%	2	40,0%
Sapinhoá	0	0,0%	2	40,0%	3	60,0%
Jubarte	1	25,0%	2	50,0%	1	25,0%
Roncador	0	0,0%	2	50,0%	2	50,0%
Marlim Sul	2	40,0%	2	40,0%	1	20,0%
Tartaruga Verde	0	0,0%	0	0,0%	5	100,0%
Global	8	22,2%	11	30,6%	17	47,2%

* Quatro PAT estavam sem análise e foram retirados das bases de cálculo: Sul de Lula (2016 e 2017), Jubarte (2016) e Roncador (2016).

Fonte: Elaboração própria com base nas informações dos PAT extraídos do SIGEP.

304. Como se verifica da Tabela 23, em 22,2% dos PAT analisados ocorreu tratamento da SDP para as discrepâncias. Em 30,6% esse tratamento se deu de forma parcial. Já em 47,2% dos casos não foi dado tratamento pela SDP, representando uma parcela muito significativa da

amostra.

305. *As causas para o não tratamento das situações podem ser várias, como as dificuldades em se comparar as alterações ocorridas entre PAT com as atividades do PD e a ausência de carga das informações do PD no SIGEP, impossibilitando um mapeamento automático entre atividades e orçamentos.*

306. *Mais uma vez, registra-se que esse percentual de não conformidades identificado não pode ser extrapolado para o universo de todos os campos acompanhados pela SDP. Contudo, conjugando-o com as falhas de integração observadas, causadas pela incompatibilidade normativa entre o PD e o PAT e a ausência de carga das informações do PD no SIGEP, constata-se o risco de que esses problemas podem diminuir, sistematicamente, a capacidade de a SDP investigar e questionar, de forma adequada, as causas de desvios na estratégia de desenvolvimento e produção dos campos.*

307. *Em relação à carga das informações do PD no SIGEP, para fins de comparação com os PAT, a SDP também se manifestou por meio do Ofício 612/2020/SDP/ANP-RJ (Evidência 6, p. 2):*

Paralelamente, já com a visão de aprimoramento contínuo, as revisões tanto da Resolução ANP 17/2015 (PD) quanto da Portaria ANP 123/2000 (PAT) encontram-se na Agenda Regulatória 2020-2021, estando a primeira em estágio bem mais avançado. Ao mesmo tempo, encontra-se em fim de especificação e início de desenvolvimento na STI o novo modelo de carga do PAT. O objetivo é que as atividades de desenvolvimento correspondentes a investimentos sejam enviadas da mesma forma no PD e no PAT, para facilitar comparação, inclusive em banco de dados, mantendo-se a previsão de custos associada a atividades operacionais apenas no PD, pelos motivos expostos acima. (grifo nosso)

308. *Como já mencionado e confirmado pelo Ofício, está em curso um processo de aprimoramento dos normativos RANP 17/2015 e PANP 123/2000. Adicionalmente, observa-se que está em desenvolvimento um novo módulo de carga do PAT que, de acordo com a SDP, irá proporcionar uma maior comparabilidade entre os instrumentos, inclusive por meio de carga em banco de dados. Ressalta-se, mais uma vez, a importância de se considerar a magnitude dos custos operacionais e o risco de não os incluir nos PAT.*

309. *Tendo em vista que a SDP já iniciou um processo de aprimoramento dos normativos e do sistema, para comparação das informações, não se verifica imperativa proposta de adoção de alguma medida adicional por parte desta Corte de Contas, pois se observa favorável a tendência de que a situação encontrada se resolva sem a imposição de medidas pelo Tribunal.*

Avaliação qualitativa das análises e solicitações realizadas pela SDP

310. *Cabe mencionar que, como verificado no exame dos PAT, não se observa um padrão no registro das análises realizadas, o que seria desejável para possibilitar a composição de uma base de dados para investigação de problemas. Esse fato é reflexo da inexistência, nos padrões internos da SDP, de modelos a serem seguidos para os registros elaborados. O Padrão SDP-PTEC-006, que estabelece etapas e ações relacionadas às análises do PAT, a serem observadas pelos técnicos da SDP, traz diretrizes para a execução das análises, contudo, não incorpora um padrão para o conteúdo a ser produzido.*

311. *Uma análise mais detalhada acerca da conformidade desse padrão será realizada mais à frente, neste relatório, no item IV.3.*

4.1.2. Conclusão da equipe de auditoria

312. *De modo a responder à Questão 2, foram analisados os instrumentos regulatórios PAP e PAT, e seus aspectos de integração com o instrumento PD, referentes a uma amostra de oito*

campos de petróleo e gás natural, selecionados considerando critérios de materialidade, risco e relevância, dentro do período de corte da auditoria.

313. De modo a se realizar o exame dos instrumentos, foram desenvolvidos checklists contendo critérios de teste retirados dos normativos correspondentes a cada instrumento. A partir do confronto dos checklists desenvolvidos com o conteúdo dos instrumentos de fiscalização, bem como com as respectivas análises de aprovação realizadas pela SDP, pôde-se avaliar a conformidade, bem como aspectos de eficácia e eficiência desses instrumentos regulatórios na fiscalização realizada pela superintendência.

314. No exame dos PAP identificou-se dez casos contendo discrepâncias que excederam o critério e não foram tratadas pela SDP, correspondendo a 12,7% do total de casos em que ocorreram discrepâncias acima do critério.

315. Demonstrou-se que a lógica de controle implementada pela SDP não está sendo suficiente para garantir plena eficácia ao acompanhamento das variações das estimativas com base no critério definido no item 2.6 do Regulamento Técnico do PAP. Essa ausência de implementação da regra exigida, causa primária da situação encontrada, favoreceu a ocorrência das situações explicitadas no Apêndice D.

316. Identificou-se como causa secundária da situação encontrada o fato de as curvas de produção contidas nos PD não serem carregadas no SIGEP, impossibilitando aplicação automática da regra pelo sistema, diferentemente de como ocorre no caso dos BMP.

317. Verificou-se que, uma vez que a lógica implementada não proporciona pleno rastreamento da estratégia de exploração registrada no PD vigente, a previsão quinquenal recebida a cada exercício pode divergir daquela estratégia aprovada pela SDP, impossibilitando uma crítica do regulador, acerca das mudanças. No limite, ao longo do tempo, pode-se perder referência em relação ao planejamento estratégico para a área.

318. Tendo em vista a detecção da situação encontrada, bem como a oportunidade de aprimoramento dos processos de trabalho da SDP, como fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, a proposta foi no sentido de recomendar à ANP que implemente, de forma sistemática e sistematizada, a regra de controle disposta no item 2.6 do Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção, anexo à PANP 100/2000, de modo a garantir plena eficácia ao exigido pelo dispositivo e permitir a ocorrência de ganhos de eficiência no processo de análise e aprovação do instrumento de fiscalização PAP da SDP.

319. Considerando que essa temática poderá ser visitada novamente em trabalhos futuros na ANP, em cumprimento ao §1º, do art. 7º da Portaria-Segecex 9/2020, que regulamenta a Resolução-TCU 315/2020, não se vislumbrou necessidade de monitoramento para a recomendação que aqui se propõe.

320. Por fim, foi feita uma crítica em relação à ausência de padronização para as análises realizadas pela SDP ao fiscalizar os PAP.

321. Em relação ao exame dos PAT, verificou-se grande incompatibilidade entre os modelos de preenchimento de informações orçamentárias e de cronograma de atividades entre os instrumentos PD e PAT, o que impossibilitou um comparativo entre as informações dos dois instrumentos para os oito campos avaliados.

322. A partir das dificuldades encontradas, buscou-se examinar as informações contidas nos PAT com base na lógica de controle implementada pela SDP no SIGEP. Ao se inspecionar as informações orçamentárias dos PAT, constatou-se grande discrepância entre as estimativas orçamentárias para as atividades de PAT adjacentes, durante os quatro exercícios que se sobrepõem.

323. Identificou-se que em 22,2% dos PAT analisados ocorreu tratamento da SDP para as discrepâncias. Em 30,6% esse tratamento se deu de forma parcial. Já em 47,2% dos casos não foi dado tratamento pela SDP, representando uma parcela significativa da amostra.

324. Constatou-se que as causas para o não tratamento das situações podem ser várias, como as dificuldades em se comparar as alterações ocorridas entre PAT com as atividades do PD e a ausência de carga das informações do PD no SIGEP, impossibilitando um mapeamento automático entre atividades e orçamentos.

325. Reafirmou-se que está em curso um processo de aprimoramento dos normativos RANP 17/2015 e PANP 123/2000. Adicionalmente, identificou-se que está em desenvolvimento um novo módulo de carga do PAT que, de acordo com a SDP, irá proporcionar uma maior comparabilidade entre os instrumentos, inclusive por meio de carga em banco de dados. Neste contexto, ressaltou-se a importância de se considerar a magnitude dos custos operacionais e o risco de não os incluir nos PAT.

326. Tendo em vista que a SDP já iniciou um processo de aprimoramento dos normativos e do sistema, para comparação das informações, não se verificou imperativa proposta de adoção de alguma medida adicional por parte desta Corte de Contas, pois se observa favorável a tendência de que a situação encontrada se resolva sem a imposição de medidas pelo Tribunal.

327. Esse entendimento se baseou na recente racionalização de deliberações promovida pelo TCU, apresentada no art. 16, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, regulamentada pelas Portarias-Segecex n. 9 e 12/2020.

328. Ao final, da mesma forma como foi identificado no caso dos PAP, realizou-se uma crítica acerca da ausência de padronização para as análises realizadas pela SDP ao fiscalizar os PAT.

4.2. Nível de maturidade inicial dos processos de gestão de riscos da SDP

4.2.1. Situação encontrada

329. De modo a responder à Questão 3: Qual o grau de maturidade dos processos de gestão de riscos associados às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos regulatórios (PD, BAR, PAP/PAT, BMP) de desenvolvimento e produção dos campos?, foi realizado exame do conjunto de normativos, documentos e ações elaboradas pela Agência Reguladora para tratar do tema de gestão de riscos, considerando medidas aplicadas nas três linhas de defesa, a saber, superintendências, gestão da ANP e auditoria interna, especialmente no que tange aos processos afetos à SDP, na gestão de riscos dos instrumentos regulatórios em análise.

330. Com base no diagnóstico do arcabouço normativo e documental existente, e das ações já implementadas e em curso, avaliou-se a maturidade da gestão de riscos da SDP. Nesta linha, utilizou-se como critério de auditoria o Modelo de Avaliação de Maturidade do TCU, definido no Roteiro de Avaliação de Maturidade da Gestão de Riscos do TCU, publicado em janeiro de 2018.

331. Passa-se a descrever a situação encontrada referente a este tema.

332. Inicialmente destaca-se que em 22 de novembro 2017 foi publicado o Decreto 9.203, que dispôs sobre a política de governança da Administração Pública Federal, representando uma importante norma voltada para controles internos, planejamento, gestão, desenvolvimento de políticas públicas e melhorias na prestação de serviços à sociedade.

333. As diretrizes destinadas à melhoria e ao aumento da eficiência do setor público foram objeto do art. 3º do mencionado Decreto Federal, que positivou seis princípios básicos de governança pública, dentre eles a integridade. O art. 19 estabeleceu que os órgãos e as entidades

da administração direta, autárquica e fundacional devem instituir programa de integridade em suas organizações, estruturado nos seguintes eixos:

- I - comprometimento e apoio da alta administração;
- II - existência de unidade responsável pela implementação no órgão ou na entidade;
- III - análise, avaliação e gestão dos riscos associados ao tema da integridade; e
- IV - monitoramento contínuo dos atributos do programa de integridade. (grifo nosso)

334. Em abril de 2018, a Controladoria-Geral da União (CGU) publicou a Portaria 1.089, de 25 de abril de 2018, que regulamentou o art. 20 do Decreto 9.203, de 22 de novembro de 2017, estabelecendo procedimentos para estruturação, execução e monitoramento de programas de integridade em órgãos e entidades do Governo Federal. Essa portaria foi posteriormente alterada pela Portaria CGU 57, de 5 de janeiro de 2019, quando a CGU estabeleceu novo prazo para apresentação do Plano de Integridade e detalhou as fases de implantação do Programa de Integridade.

335. Além disso, com a aprovação da nova lei das agências reguladoras, Lei 13.848, de 25 de junho de 2019, por meio de seu art. 3º, § 3º, tornou-se obrigatório, por parte das agências, a adoção de práticas de gestão de riscos e de controles internos, bem como a divulgação de um programa de integridade. Com o advento da nova legislação, os sistemas de gestão de risco das agências reguladoras foram impulsionados a se desenvolver.

336. Por meio de acesso ao portal da ANP na internet, na página específica que trata de sua Gestão de Riscos e Integridade (<http://www.anp.gov.br/gestao-de-riscos-e-integridade>, acesso em 3/6/2020), foi possível identificar um histórico de normativos, documentos e ações elaboradas pela Agência Reguladora para tratar o tema.

337. De acordo com a página de gestão de riscos da ANP:

Para a ANP, a Gestão de Riscos é a arquitetura de princípios, objetivos, estrutura, competências e processos, necessária para se gerenciar riscos eficazmente, aqui materializada na Metodologia de Gestão de Riscos da ANP, instituída pelo Comitê de Governança Riscos e Controles (CGRC).

Já o Plano de Integridade, aprovado pela alta administração, organiza as medidas de integridade a serem adotadas no âmbito do Programa de Integridade da Agência, com práticas institucionais voltadas para à prevenção, detecção, punição e remediação de atos de corrupção, fraudes, irregularidades e desvios éticos e de conduta. A Agência busca, assim, o atingimento dos seus resultados por meio de uma estratégia clara, integrada, eficiente e alinhada aos interesses da sociedade.

338. Com base nas informações encontradas no portal foi possível identificar marcos importantes da gestão de riscos e integridade, realizados até 27 de junho de 2019, quando foi aprovado o primeiro plano de integridade da ANP, para o período de 2019-2020, em cumprimento à Portaria CGU 57, de 4 de janeiro de 2019. Destaca-se que, por meio de acesso posterior realizado em 20/8/2020, foi possível verificar atualizações de atas do Comitê de Governança, Riscos e Controles (CGRC) da ANP, acerca de reuniões realizadas até 17/3/2020. A Figura 9 sintetiza os principais marcos observados de acordo com a documentação encontrada na página em 3/6/2020.

FIGURA 9 – LINHA DO TEMPO DA GESTÃO DE RISCOS E INTEGRIDADE DA ANP (ATÉ JUNHO DE 2019)

Novembro 2018	Janeiro 2019	Janeiro 2019	Fevereiro 2019	Fevereiro 2019	Fevereiro 2019	Março 2019	Abril 2019	Abril 2019	Mai 2019	Jun 2019
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Criação do Comitê de Governança, Riscos e Controles (CGRC) PANP 435/2010	Disciplina a atividade de correição na ANP Instrução Normativa 16/2019	Designação da SEC como Unidade de Gestão da Integridade e (UGI) da ANP PANP 41/2019	Instituição da Política de Gestão de Riscos e Controles Internos da ANP (PGRCI) PANP 42/2019	Servidores da SEC, CRG e AUD - curso de implantação de Programas de integridade e da CGU	AUD ministra curso de Gestão de Controles Internos para servidores da ANP	Aprovada primeira versão da Metodologia de Gestão de Riscos (MGR) da ANP	Criação da Ouvidoria da ANP PANP 147/2019	Início da aplicação da MGR em quatro projetos piloto	Criação da Coordenação de Gestão de Riscos e Integridade da SEC	Aprovação do primeiro Plano de Integridade e da SEC

Fonte: elaboração própria com base no Plano de Integridade ANP/2019-2020 e no Plano de Gestão de Riscos e Controles Internos da ANP, publicado em novembro de 2019.

339. Além dos marcos em destaque na linha do tempo, registra-se que em 31 de janeiro de 2019 foi editada a Instrução Normativa (IN) ANP 16, que disciplina a atividade de correição e padroniza os procedimentos administrativos correccionais no âmbito da Corregedoria da ANP. A partir dos marcos apresentados na Figura 9 e do exame dos documentos referenciados, depreende-se algumas características do sistema de gestão de riscos e integridade da Agência Reguladora.

340. Para coordenar os papéis dos atores envolvidos na gestão de riscos, a ANP trabalha, seguindo as melhores práticas internacionais sobre o tema, com a estrutura de três linhas de defesa, conforme proposto pelo The Institute of Internal Auditors (IIA). Essa estrutura é também prevista pela IN CGU 3, de 9 de junho de 2017, que aprova o Referencial Técnico da Atividade de Auditoria Interna Governamental do Poder Executivo Federal.

341. Segundo essa estrutura, a primeira linha de defesa contempla os controles primários, que devem ser instituídos e mantidos pelos gestores responsáveis pela implementação das políticas públicas durante a execução de atividades e tarefas, no âmbito de seus macroprocessos finalísticos e de apoio. Na ANP, a primeira linha de defesa da gestão de riscos é composta pelos servidores e pelos responsáveis pelo gerenciamento de riscos dos processos organizacionais.

342. As instâncias de segunda linha de defesa estão situadas ao nível da gestão e objetivam assegurar que as atividades realizadas pela primeira linha sejam desenvolvidas e executadas de forma apropriada. Essas instâncias são destinadas a apoiar o desenvolvimento dos controles internos da gestão e realizar atividades de supervisão e de monitoramento das atividades desenvolvidas no âmbito da primeira linha de defesa, que incluem gerenciamento de riscos, conformidade, verificação de qualidade, controle financeiro, orientação e treinamento. Na segunda linha atuam a SEC e o CGRC, diretamente subordinadas à alta administração e à Comissão de Ética.

343. Já a terceira linha de defesa é constituída pelas auditorias internas no âmbito da Administração Pública, uma vez que são responsáveis por proceder a avaliação da operacionalização dos controles internos da gestão (primeira linha de defesa) e da supervisão dos controles internos (segunda linha de defesa). No âmbito da ANP a terceira linha de defesa é constituída pela atuação da Auditoria Interna (AUD).

344. O CGRC, criado em novembro de 2018, tem como competências, por exemplo, auxiliar a Diretoria Colegiada na implementação e na manutenção de processos, estruturas e mecanismos adequados à incorporação dos princípios e das diretrizes da governança previstos no

Decreto 9.203/2017; propor à Diretoria Colegiada mecanismos, instâncias e práticas de governança; apoiar o estabelecimento e a execução do Programa de Integridade na ANP; supervisionar a institucionalização de estruturas adequadas de gestão de riscos e controles internos; aprovar metodologias e mecanismos para comunicação e institucionalização da gestão de riscos e de controles internos; propor à Diretoria Colegiada a Política de Gestão de Riscos e Controles Internos (PGRCI) e suas eventuais alterações; aprovar o Plano de Gestão de Riscos e Controles Internos da ANP, elaborado pela Secretaria Executiva; e promover e acompanhar a implementação das medidas, dos mecanismos e das práticas organizacionais de governança.

345. O CGRC é composto por integrantes das cinco diretorias da Agência Reguladora, além de representantes da AUD, SEC, Corregedoria e Ouvidoria. Deste modo, percebe-se um envolvimento da alta administração no desenvolvimento da gestão de riscos da ANP. Cabe à SEC a coordenação do CGRC.

346. Em fevereiro de 2019 foi aprovado, pela Diretoria Colegiada, a PGRCI, com a finalidade de estabelecer os princípios, objetivos, diretrizes e responsabilidades da gestão de riscos e de controles internos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. Segundo a política, ela se aplica a todas as atividades e UORG da ANP, abrangendo servidores, prestadores de serviço, colaboradores e quem, de alguma forma, desempenhe atividades na ANP.

347. Segundo o art. 6º da PGRCI, a operacionalização da gestão de riscos da ANP será descrita na Metodologia de Gestão de Riscos da ANP (MGR). A PGRCI define responsabilidades para os diversos atores envolvidos na gestão de riscos da Agência, destacando competências para a Diretoria Colegiada (art. 7º), CGRC (art. 9º), SEC (art. 10), gestores das UORG (art. 11) e demais servidores da ANP (art. 12).

348. Destaca-se que, segundo art. 10, compete à SEC propor a MGR e liderar a institucionalização da gestão de riscos e dos controles internos, oferecendo suporte necessário para sua efetiva implementação na ANP.

349. Aos gestores das UORG compete identificar, analisar e avaliar os riscos dos processos sob sua responsabilidade, em conformidade com a política e a metodologia de gestão de riscos; propor respostas e respectivas medidas de controle a serem implementadas nos processos organizacionais sob sua responsabilidade; e monitorar a evolução dos níveis de riscos e a efetividade das medidas de controles implementadas nos processos organizacionais sob sua responsabilidade. Como se vê, a operacionalização da gestão de riscos é em grande medida prevista para ser executada internamente às UORG da ANP.

350. A primeira versão da MGR foi publicada em março de 2019. Sua versão final é de julho de 2019. O documento apresenta os fundamentos, a estrutura e a metodologia de gestão de riscos da ANP, com o objetivo de orientar as unidades a implementá-la em conformidade com a PGRCI.

351. A Figura 10, abaixo, destaca as etapas do processo de gestão de riscos e melhoria de processos prevista na Agência. Como ilustra a figura, a MGR prevê um processo completo de gestão de riscos, partindo da etapa de entendimento do contexto em que se insere os processos de trabalho das UORG até as atividades de monitoramento dos planos de ações mitigadoras, para os riscos residuais resultantes das etapas de identificação, avaliação e priorização, associados aos riscos e problemas inerentes às atividades das unidades. Como dito anteriormente, e de acordo com a MGR, a responsabilidade pela execução das etapas definidas na Figura 10 é majoritariamente da UORG em que se concentra os processos de trabalho submetidos à gestão de riscos.

FIGURA 10 – ETAPAS DO PROCESSO DE GESTÃO DE RISCOS DA ANP



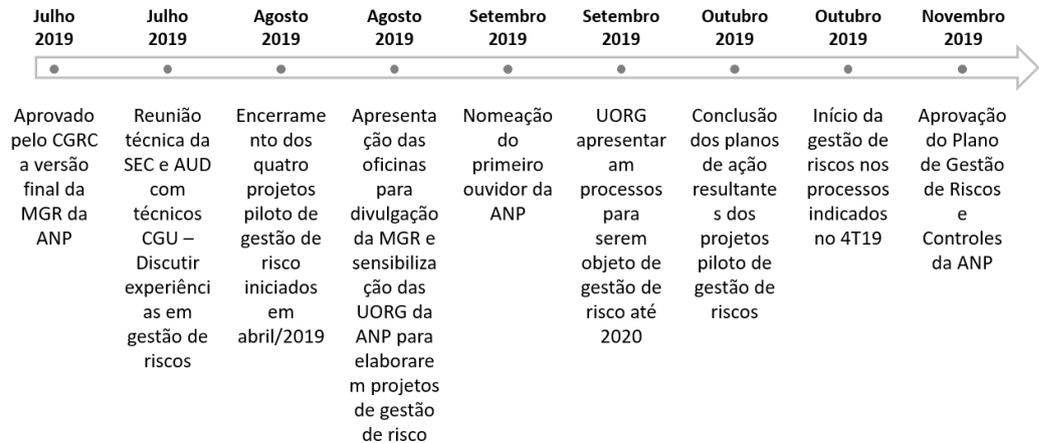
Fonte: MGR da ANP (<http://www.anp.gov.br/arquivos/gestao-riscos/metodologia-gestao-riscos-anp.pdf>, p. 13, acesso em 25/8/2020).

352. Seguindo a linha do tempo exposta pela Figura 9, a partir de abril de 2019 verifica-se que a Agência Reguladora iniciou a aplicação experimental de sua MGR em quatro projetos pilotos. Esses pilotos envolveram processos prioritários das Superintendências de Distribuição e Logística (SDL), de Segurança Operacional e Meio-ambiente (SSM), de Produção de Combustíveis (SPC) e de Gestão Administrativa e Aquisições (SGA).

353. Por fim, em junho de 2019, é aprovado, pela Diretoria Colegiada, o primeiro Plano de Integridade da ANP. O plano organiza as medidas de integridade a serem adotadas no âmbito do Programa de Integridade da Agência, com práticas institucionais voltadas para à prevenção, detecção, punição e remediação de atos de corrupção, fraudes, irregularidades e desvios éticos e de conduta. No Plano são apresentadas as instâncias e as unidades que compõem o programa de integridade da ANP, destacando-se: Comissão de Ética, Ouvidoria, Corregedoria, Auditoria e Assessoria de Inteligência. Além disso, são apresentadas ações em curso e previstas relacionadas à gestão de riscos.

354. Com base nas informações preliminarmente apuradas acerca do sistema de gestão de riscos da Agência, foi solicitado às instâncias responsáveis pelas três linhas de defesa (AUD, SEC e SDP), por meio do Ofício 4-58/2020, informações complementares, de modo a se obter evidências que retratassem o atual estágio de maturidade da gestão de riscos da ANP e dos processos de identificação, avaliação e repostas a riscos associados às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos PD, PAP, PAT, BAR e BMP.

355. Com base nas informações fornecidas pela AUD, SEC e SDP, pode-se visualizar, por meio da Figura 11, a linha do tempo atualizada, a partir de junho de 2019, para as ações relacionadas à gestão de riscos da Agência.

FIGURA 11 – LINHA DO TEMPO DA GESTÃO DE RISCOS E INTEGRIDADE DA ANP (A PARTIR DE JUNHO DE 2019)


Fonte: elaboração própria com base no Plano de Integridade ANP/2019-2020 e no Plano de Gestão de Riscos e Controles Internos da ANP, publicado em novembro de 2019.

356. De acordo com a Figura 11, em julho de 2019 aprovou-se a versão final da MGR a partir da experiência obtida por meio da execução dos quatro projetos pilotos, que encerraram-se em agosto do mesmo ano. Já em setembro, após apresentação de oficinas para divulgação dos resultados, as demais UORG da ANP apresentaram os processos prioritários a serem objeto de gestão de riscos até 2020. Na sequência, em outubro, concluíram-se os planos de ação para tratamento dos riscos residuais resultantes da aplicação da MGR nas superintendências piloto.

357. Os resultados obtidos por meio da aplicação inicial da MGR na ANP foram reportados por meio do Plano de Gestão de Riscos e Controles Internos da ANP (Evidência 9), aprovado em novembro de 2019.

358. Deste modo, a partir de agora são destacadas, individualmente, as informações complementares requisitadas e fornecidas pelas instâncias responsáveis pelas três linhas de defesa da ANP.

Informações complementares da AUD

359. De modo a se obter evidências acerca de ações de gestão de riscos envolvendo a AUD, foram requisitados os Planos Anuais de Atividades de Auditoria Interna (PAINT), referentes aos exercícios de 2015 a 2020, em complemento aos Relatórios Anuais de Atividades de Auditoria Interna (RAINT), de 2015 a 2019, disponibilizados no site da ANP. Em resposta, foram encaminhados os planos solicitados.

360. Por meio de exame documental dos PAINT, verifica-se que o planejamento das ações dos PAINT de 2015 a 2018 foram elaborados com metodologia baseadas em riscos. Observa-se, de forma geral, aplicação de classificação de risco para as ações planejadas. Contudo, é fornecida pouca transparência para a metodologia de riscos aplicada, bem como para a classificação de riscos para as ações não selecionadas. Registra-se que o PAINT de 2015 foi auditado pela CGU em 2014. Naquela ocasião foi detectado embasamento deficiente para a classificação de risco envolvendo áreas e ações não selecionadas no plano. Já para os PAINT de 2019 e 2020 verificou-se aplicação transparente da metodologia de riscos para seleção de ações.

361. As ações planejadas e executadas no período compreendido entre 2015 e 2020 estão demonstradas na Tabela 24, abaixo. As evidências obtidas por meio do exame dos PAINT e RAINTE serão usadas para fundamentar a avaliação de maturidade dos processos da SDP com base no modelo de maturidade do TCU.

TABELA 24 – AÇÕES PLANEJADAS E REALIZADAS PELA AUD ENTRE 2015 E 2020

PAINT				RAINT
Exercício	Ações planejadas	Elaboração de PAINT baseada em riscos? (Aspecto 2.3.5 "a" do Apêndice E)	Escopo e planejamento da natureza, época e extensão dos procedimentos, baseados em risco? (Aspecto 2.3.5 "b" do Apêndice E)	Auditorias realizadas
2015	17 ações planejadas envolvendo 8 UORG diferentes. EDF (1), SDT (1), SEC (1), Escritórios Regionais (1), SFA (4), SFA/SFI (1), SFI (2), SPD (3) e SRH (3).	Embasamento deficiente, conforme identificado no Relatório de auditoria da CGU (Anexo PA-1426-2014), que examinou as ações planejadas no PAINT 2015.	Sim, com base nos procedimentos e resultados dos trabalhos registrados nos RAIN.T.	Trabalhos realizados de acordo com o PAINT (14) . Trabalhos de auditoria interna realizados sem previsão no PAINT (4) - SGP (2), SCI (1) e STI (1).
2016	17 ações planejadas envolvendo 8 UORG diferentes. EDF (2), SAB (1), SBQ (1), SEC (3), SFA(6), SPD (2), SRH (1) e STI (1).	Ocorreu classificação de risco para as ações. Contudo, não há transparência quanto à metodologia de riscos aplicada e em relação à classificação de riscos das áreas não selecionadas.		Trabalhos realizados de acordo com o PAINT (12) . Trabalhos de auditoria interna realizados sem previsão no PAINT (5) - SDB (1), SGP (1) e STI (3).
2017	15 ações planejadas envolvendo 8 UORG diferentes. CDI (1), COR (1), EDF (2), SAB (4), SEC (1), SFA (4), SPD (1), SFI (1).	Ocorreu classificação de risco para as ações. Contudo, não há transparência quanto à metodologia de riscos aplicada e em relação à classificação de riscos das áreas não selecionadas.		Trabalhos realizados de acordo com o PAINT (11) . Trabalhos de auditoria interna realizados sem previsão no PAINT (2) - SGP (1) e SFO (1).

PAINT				RAINT
Exercício	Ações planejadas	Elaboração de PAINT baseada em riscos? (Aspecto 2.3.5 "a" do Apêndice E)	Escopo e planejamento da natureza, época e extensão dos procedimentos, baseados em risco? (Aspecto 2.3.5 "b" do Apêndice E)	Auditorias realizadas
2018	12 ações planejadas envolvendo UORG diferentes. STI (2), AUD (1), SFI (3), Contratos (1), SAB (1), Indicadores (1), DIR (2), SGA (1).	Ocorreu classificação de risco para as ações. Contudo, não há transparência em relação à classificação de riscos das áreas não selecionadas.		Trabalhos realizados de acordo com o PAINT (4). Trabalhos de auditoria interna realizados sem previsão no PAINT (8)
2019	7 ações planejadas envolvendo UORG diferentes. SDL, SDR, SFO (1); SEC (1); SPL, Assessoria, SDB, DG, SEC e DC (2); ANP (1); STI, Comitê de TI e demais áreas da Agência (2) 10 Ações de Gestão e Melhoria da Qualidade da Atividade de Auditoria Interna Governamental.	Sim, com base na metodologia exposta no PAINT. Anexo I: contém as informações sobre a metodologia utilizada para seleção dos trabalhos com base em fatores de risco, viabilidade e oportunidade.		Trabalhos realizados de acordo com o PAINT (7). Trabalhos de auditoria interna realizados sem previsão no PAINT (5)

PAINT			RAINT	
Exercício	Ações planejadas	Elaboração de PAINT baseada em riscos? (Aspecto 2.3.5 "a" do Apêndice E)	Escopo e planejamento da natureza, época e extensão dos procedimentos, baseados em risco? (Aspecto 2.3.5 "b" do Apêndice E)	Auditorias realizadas
2020	6 ações planejadas envolvendo UORG diferentes. STI, SDT e Comitê de TI (1); ANP (3); STI, Comitê de TI e demais áreas da Agência (1); SEC e CGRC (1). 8 Ações de Gestão e Melhoria da Qualidade da Atividade de Auditoria Interna Governamental.	Sim, com base na metodologia exposta no PAINT. Anexo I: Metodologia de seleção de ações.		Não finalizado.

Fonte: Elaboração própria com base nos PAINT e RAINTE de 2015 a 2020.

362. Com base no exame demonstrado por meio da Tabela 24, verifica-se que entre os exercícios de 2015 a 2020 uma ampla gama de UORG da ANP receberam ações de auditoria da AUD. Entretanto, nenhuma dessas ações teve como objeto algum processo relacionado à SDP.

Informações complementares da SEC

363. Para a SEC foi solicitado informar a atualização da situação (a iniciar, em andamento ou concluído) em que se encontravam todas as medidas de integridade e ações listadas no Plano de Integridade da ANP, aprovado em junho de 2019. Ademais, solicitou-se que a Secretaria informasse as ações implantadas e previstas para cada uma das UORG da ANP, no que tange à implementação das etapas de gestão de riscos definidas na MGR da Agência, bem como encaminhasse cópias dos documentos que as evidenciasse.

364. Em resposta, a SEC encaminhou quadro contendo atualização das medidas de integridade implementadas, em curso e previstas, entre o período de janeiro de 2019 a dezembro de 2020. Além disso, informou, por meio do Plano de Gestão de Riscos e Controles Internos da ANP (Evidência 9), acerca das unidades organizacionais da Agência que concluíram a primeira etapa do processo de gestão de riscos e elaboraram os planos de ação para mitigação dos riscos que ficaram acima do apetite definido. Além dos resultados, o plano também apresenta cronogramas

para execução dos planos de ações, bem como o cronograma, até 2020, para aplicação da MGR em outras UORG, incluindo a SDP.

365. A Figura 12, retirado do Plano de Gestão, demonstra os processos das superintendências em que se aplicou a MGR.

FIGURA 12 – PROJETOS PILOTOS REALIZADOS

Unidade Organizacional	Processo
Superintendência de Distribuição e Logística (SDL)	Autorização para Exercício das Atividades de Revenda de Combustíveis Automotivos
Superintendência de Segurança Operacional e Meio-ambiente (SSM)	Obtenção das Diretrizes Ambientais
Superintendência de Produção de Combustíveis (SPC)	Autorização para Exercício das Atividades de Produção de Biocombustível
Superintendência de Gestão Administrativa e Aquisições (SGA)	Gestão e Fiscalização de Contratos de Aquisição de Bens e Serviços

Fonte: Plano de Gestão de Riscos e Controles Internos (Evidência 9, p. 11).

366. A SEC encaminhou os relatórios de gestão de riscos que consolidam os resultados das quatro superintendências, individualmente, contendo os planos de ações mitigadoras. Adicionalmente, foi encaminhado o relatório de gestão de riscos relacionado ao processo “Indicação e Delimitação de Blocos Exploratórios a Serem Ofertados nas Rodadas de Licitação Promovidas pela ANP”, pertencente à Superintendência de Definição de Blocos (SDB). A gestão de riscos a esse processo iniciou-se no quarto trimestre de 2019, tendo sido finalizado em janeiro de 2020.

367. Em relação aos cronogramas para aplicação da MGR em outras UORG, o Plano de Gestão de Riscos inclui um cronograma para ações previstas para ocorrer nos quatro trimestres de 2020, em treze UORG, incluindo dois processos prioritários selecionados para a SDP, a saber “Recebimento de acompanhamento de garantias” e “Acompanhamento das Atividades de E&P (fase de produção)”. Como se depreende da Figura 13, abaixo, essas ações estavam programadas para ocorrer no segundo e terceiro trimestre de 2020.

FIGURA 13 – CRONOGRAMA DE GESTÃO DE RISCOS PARA AÇÕES NA SDP

Área	Processo	Previsão Início 2º Trimestre 2020
SCI	Organização da infraestrutura e execução das ações de comunicação para as Rodadas de Licitação da ANP	previsto
SDP	Recebimento e acompanhamento de garantias	previsto
SIM	2.1 - Autorização para o exercício das atividades de midstream e downstream.	previsto
SFO	Concessão e Prestação de Contas de Suprimento de Fundos	previsto

Área	Processo	Previsão Início 3º Trimestre 2020
SSM	Licenciamento Ambiental (pós assinatura do contrato)	previsto
SPG	Apuração dos preços de referência do petróleo e gás natural, para fins de valoração de participações governamentais e de terceiros	previsto
STI	Administração do backup de dados corporativos	previsto
SDP	Acompanhamento das Atividades de E&P (fase de produção) 5.2	previsto
SEP	Monitoramento da Execução do Programa Exploratório Mínimo	previsto

Fonte: Plano de Gestão de Riscos e Controles Internos (Evidência 9, p. 23).

Informações complementares da SDP

368. Para a SDP demandou-se detalhar as ações implantadas e o cronograma das ações

previstas para os processos prioritários da Superintendência, acerca da aplicação das etapas de gestão de riscos definidas na MGR da ANP, incluindo: i) os processos prioritários identificados para aplicação das atividades de gestão de riscos acima identificadas; ii) Caso os processos identificados incluíssem os processos de análise e aprovação de PD, PAP, PAT, BAR e BMP, que se detalhassem as etapas de gestão de riscos implementadas e previstas, de acordo com a MGR da ANP e; iii) cópias dos artefatos, como documentos, notas técnicas ou relatórios, elaborados pela superintendência, associados às etapas de gestão de riscos já implementadas, incluindo, mas não se limitando às atividades de identificação, análise, avaliação, respostas, monitoramento e comunicação dos riscos associados aos processos da unidade.

369. Em resposta à requisição, a SDP encaminhou o Ofício 535/2020/SDP/ANP-RJ-e (Evidência 10), contendo esclarecimentos da requisição. Os principais pontos da resposta são transcritos abaixo (Evidência 10, p. 1-2):

2. Em atendimento às solicitações à SDP no item v) sobre a Gestão de Riscos da ANP, esclarecemos que os processos escolhidos como prioritários para aplicação das atividades de gestão de riscos, foram o "Recebimento e acompanhamento de garantias" e "Acompanhamento das atividades de E&P (fase de produção)".

3. O processo de recebimento e acompanhamento de garantias financeiras para o descomissionamento de instalações, foi identificado, pois envolve grande risco para a sociedade, caso o descomissionamento não seja realizado após o término da produção econômica dos campos ou o término dos contratos.

4. Já o processo de acompanhamento de atividades de E&P, foi escolhido devido a sua relevância, além de contemplar grande parte das atribuições da SDP e os seus principais instrumentos de fiscalização, os seus impactos podem afetar significativamente a sociedade e a indústria.

5. Em outubro de 2019, em conjunto com a SEC, foi elaborado o cronograma de gestão de risco no qual estavam definidos os prazos para as ações dos processos escolhidos como sendo no segundo e terceiro trimestre de 2020 respectivamente.

6. A escolha de iniciar com o processo "Recebimento e acompanhamento de garantias" se deu devido ao fato deste ser um processo mais simples, que permitiria um aprendizado mais rápido para a Superintendência da Metodologia de Gestão de Risco, além de permitir que a regulação fosse aprimorada de forma mais efetiva, tendo em vista que a resolução que regulamentará os procedimentos para apresentação das garantias financeiras estava, conforme Agenda Regulatória 2020-2021, em cronograma mais avançado.

7. Com o aprendizado neste processo, a SDP poderia desenvolver de forma mais eficiente o processo "Acompanhamento das atividades de E&P (fase de produção)", que apresenta maior complexidade. Ressalta-se que a SDP já havia identificado necessidade de aprimoramentos neste processo, ensejando a inclusão na citada Agenda Regulatória das revisões da Resolução 15/2017 sobre o Plano de Desenvolvimento e das Portarias ANP 100 e 123/2000 sobre os Programas Anuais de Produção e de Trabalho e Orçamento.

8. Considerando que o período para desenvolvimento das atividades coincidiu com a pandemia COVID-19, não houve o prosseguimento e o detalhamento das etapas de gestão de riscos, tendo sido definido pela SEC, a postergação da próxima atividade que tratava-se da "Aplicação de Questionário de Diagnóstico de Integridade". (grifo nosso)

370. Como se vê, a SDP confirma a seleção de dois processos a serem objeto da MGR da ANP. Dentre eles se inclui o macroprocesso "Acompanhamento das atividades de E&P (fase de produção)", que engloba as atividades tratadas nos processos específicos do PD, PAP, PAT, BAR

e BMP.

371. De acordo com a resposta, a SDP registra a pretensão de executar, inicialmente, a gestão de riscos para o processo “Recebimento e acompanhamento de garantias”, devido à sua menor complexidade e maior avanço da resolução que tratará o tema, na agenda regulatória 2020-2021. O aprendizado para esse processo facilitaria a aplicação da metodologia no processo de acompanhamento das atividades do E&P. A resposta reafirma também que os normativos RANP 17/2015 e PANP 100 e 123/2000 passam por revisão regulatória, na mesma agenda para o biênio 2020-2021.

372. Ao final da resposta, a SDP afirma que em função da pandemia causado pelo Covid-19, não houve prosseguimento e detalhamento das etapas de gestão de riscos para os processos selecionados. Portanto, a SDP apenas selecionou os processos objeto da MGR, não tendo sido plenamente iniciada a etapa de entendimento de contexto, primeiro passo da metodologia.

373. Cabe destacar que as informações trazidas pelos novos normativos serão de extrema relevância para a etapa de entendimento de contexto da MGR, na aplicação dos processos, uma vez que relacionam os stakeholders, as responsabilidades e as competências envolvidas e a forma de interação com a SDP.

374. Registra-se que, embora tenha sido solicitado, a resposta da SDP não encaminhou evidências que descrevam a forma de seleção dos processos prioritários a serem objeto da MGR.

Avaliação de maturidade da gestão de riscos dos processos da SDP

375. A partir do conjunto de evidências coletadas acerca das três linhas de defesa da ANP, buscou-se avaliar o grau de maturidade da gestão de riscos da SDP associados às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos PD, PAP, PAT, BAR e BMP. Para isso utilizou-se dos critérios de avaliação de maturidade para processos de gestão de riscos previsto no Modelo de Avaliação de Maturidade do TCU, definido no Roteiro de Avaliação de Maturidade da Gestão de Riscos.

376. O Roteiro de Avaliação de Maturidade da Gestão de Riscos do TCU (Evidência 11) foi aprovado pela Portaria-Segecex 2/2018. Além de um amplo referencial teórico sobre o tema, o roteiro define um modelo de avaliação de maturidade, baseado nas melhores práticas internacionais em uso no setor público, oriundas dos modelos de gerenciamento de riscos COSO GRC (COSO, 2004 e 2016), ABNT NBR ISO 31000 Gestão de Riscos – Princípios e Diretrizes (ABNT, 2009) e Orange Book (UK, 2004 e 2009), bem como da IN-MP/CGU N° 1/2016.

377. A metodologia é baseada em uma avaliação de maturidade em quatro dimensões, sendo elas Ambiente (Liderança, Políticas e Estratégias e Pessoas), Processos (Identificação e Análise de Riscos, Avaliação e Resposta a Riscos, Monitoramento e Comunicação), Parcerias e Resultados (Eficácia da Gestão de Riscos e Resultados Organizacionais).

378. Segundo o modelo, “pode-se falar em maturidade de cada aspecto e de cada uma das dimensões do modelo, como também em nível de maturidade global, ao considerar todas as dimensões do modelo.” (Evidência 11, p. 44). Assim, para a avaliação de maturidade da gestão de riscos da SDP utilizou-se apenas a dimensão Processos.

379. O modelo prevê que o cálculo dos índices de maturidade para cada aspecto da gestão de riscos é realizado atribuindo-se quatro pontos para a presença integral e consolidada da prática ou característica de gestão enfocada, um, dois ou três, quando a presença é parcial, de acordo com sua intensidade, e zero ponto à ausência total, conforme a escala para avaliação de evidências de auditoria. No caso de questões que admitem respostas sim/não, atribuiu-se quatro pontos ao “sim” e zero ponto ao “não”.

380. Para as questões que se desdobram em itens, cada item obterá um número decimal

como pontuação, resultante da divisão dos valores de pontuação possíveis (de zero a quatro, conforme explicado no parágrafo anterior) pelo número de itens que compõem a questão. Por exemplo, para uma questão com cinco itens, cada item poderá receber de zero a no máximo 0,8 (4/5).

381. A Figura 14, abaixo, demonstra a escala para avaliação das evidências de auditoria de cada aspecto da gestão de riscos. Processos é a dimensão 2 do modelo.

FIGURA 14 – ESCALA PARA AVALIAÇÃO DE EVIDÊNCIAS DE AUDITORIA OBTIDAS

Pontuação	0 INEXISTENTE	1 INICIAL	2 BÁSICO	3 APRIMORADO	4 AVANÇADO
Dimensão 1	Prática inexistente, não implementada ou não funcional.	Prática realizada de maneira informal e esporádica em algumas áreas relevantes para os objetivos-chaves da organização.	Prática realizada de acordo com normas e padrões definidos em algumas áreas relevantes para os objetivos-chaves da organização.	Prática realizada de acordo com normas e padrões definidos na maior parte das áreas relevantes para os objetivos-chaves da organização.	Prática realizada de acordo com normas e padrões definidos em todas as áreas relevantes para os objetivos-chaves da organização.
Dimensão 2					
Dimensão 3					
Dimensão 4	Não há evidências de que o resultado descrito tenha sido obtido.	Existe a percepção entre os gestores e o pessoal de que o resultado descrito tenha sido obtido em alguma medida.	Existem indicadores definidos que mostram que o resultado descrito vem sendo obtido em grau baixo.	Existem indicadores consistentes, monitorados periodicamente, que mostram que o resultado descrito vem sendo obtido em grau moderado.	Existem indicadores consistentes, monitorados periodicamente, que mostram que o resultado descrito vem sendo obtido em grau elevado.

Fonte: Roteiro de Avaliação de Maturidade da Gestão de Riscos (Evidência 11, p. 49, Tabela 7.1).

382. Como se verifica da figura, é necessário a obtenção de evidências acerca da gestão de riscos de todas as áreas (ou UORG) em que se aplica o modelo. Como nesta fiscalização o objeto é apenas a SDP, considerou-se as evidências obtidas na SDP, SEC e AUD. As evidências acerca da segunda e terceira linhas de defesa são demandadas pelo modelo de avaliação, tendo em vista a atuação transversal dessas áreas nos processos de gestão de riscos afetos a qualquer unidade.

383. Os critérios e aspectos para avaliação da maturidade em gestão de riscos é disposto no Apêndice 1 do Roteiro de Avaliação de Riscos. Com base nas evidências coletadas e na escala de avaliação de evidências atribui-se a pontuação de 0 a 4 para cada aspecto.

384. Segundo o modelo de maturidade, o índice de maturidade de cada dimensão (Ambiente; Processos; Parcerias; e Resultados) é apurado tomando-se o somatório de pontos do conjunto de questões que a compõe e calculando-se a razão entre a pontuação alcançada e a pontuação máxima possível, expressando esse quociente com um número entre 0% e 100%. Se, por exemplo, uma dimensão obtém 40 pontos de 76 possíveis (19 questões x 4 pontos = 76 pontos), então o índice de maturidade dessa dimensão seria de 52,6% (40/76 x 100).

385. A Figura 15 apresenta os níveis de maturidade propostos na metodologia com base na pontuação encontrada na avaliação.

FIGURA 15 – NÍVEIS DE MATURIDADE DA GESTÃO DE RISCOS

Índice de maturidade apurado	Nível de Maturidade
De 0% a 20%	Inicial
De 20,1% a 40%	Básico
De 40,1% a 60%	Intermediário
De 60,1% a 80%	Aprimorado
De 80,1% a 100%	Avançado

Fonte: Roteiro de Avaliação de Maturidade da Gestão de Riscos (Evidência 11, p. 47, Tabela 6.2).

386. *Com referência ao modelo de maturidade acima exposto, e com base no conjunto de evidências coletadas acerca das três linhas de defesa da ANP, aplicou-se a avaliação de maturidade ao processo “Acompanhamento das atividades de E&P (fase de produção)” (atividades de análise, aprovação e fiscalização dos PD, PAP, PAT, BAR e BMP). Ressalva-se que essa avaliação de maturidade também se aplica à gestão de riscos do processo “Recebimento e acompanhamento de garantias”, haja vista que esse está no mesmo patamar evolutivo que o de acompanhamento.*

387. *O Apêndice E deste relatório apresenta o resultado da avaliação de maturidade realizada. Cabe registrar que essa avaliação se baseia nas informações recebidas até 2/7/2020, por meio da resposta ao Ofício 4-58/2020, não contemplando eventuais avanços ocorridos na SDP a partir dessa data.*

388. *Como se verifica no Apêndice E, a dimensão Processos é segmentada em três seções: 2.1 – Identificação e análise de riscos, 2.2 – Avaliação e respostas a riscos e 2.3 – Monitoramento e comunicação. Os índices de maturidade apurados, com referência à Figura 15, podem ser vistos por seção ou globalmente pela dimensão. Como se depreende do apêndice, a SDP alcançou um nível de maturidade inicial na dimensão Processos (17,2%). As notas em cada uma das seções são: 2.1 (Inicial – 10,4%), 2.2 (Inicial – 0%) e 2.3 (Básico – 31,3%).*

389. *As evidências para cada uma das pontuações estão indicadas em coluna específica na tabela do Apêndice E. Descreve-se, a seguir, pontuações específicas de alguns itens que merecem destaque.*

390. *Na seção 2.1 todos os itens receberam nota “Inexistente”, à exceção dos itens 2.1.1 “a”, “b” e “c” e 2.1.2 “a” e “b”, que receberam nota “Inicial”. Para esses itens considerou-se a documentação de processos já elaborada pela SDP, mesmo que a superintendência ainda não tenha formalizado a etapa de entendimento de contexto da MGR. Os demais itens da seção 2.1 foram considerados “Inexistentes” pois tratam de etapas mais avançadas da MGR. Na seção 2.2 todos os itens foram também considerados “Inexistentes”, pois também tratam de etapas mais avançadas da MGR, ainda não implementadas pela SDP.*

391. *Na seção 2.3 são avaliados aspectos pertinentes às três linhas de defesa. Os itens 2.3.1, 2.3.2 e 2.3.4 contemplam ações da SEC. O item 2.3.1 “a” recebeu nota “Avançada” pois se verifica o estabelecimento de protocolos para viabilizar o compartilhamento de informações sobre riscos. Já ao item 2.3.1 “b” foi atribuída nota “Básico” pois ainda não há evidências de efetiva comunicação em todas as fases do processo de gestão de riscos. Como retratado, a ANP procedeu a gestão de riscos em quatro superintendências piloto e em um processo da SDB.*

392. *Aos itens 2.3.2 “a” e “b” foi atribuída nota “Básico” pois observa-se registro da gestão de riscos apenas por meio de relatórios, não se verificando a implementação de um sistema de informação para tratar o tema. Ademais, não há evidências de registros em todas as etapas do processo, pois como dito, mesmo os projetos piloto ainda não passaram completamente por todas as etapas da MGR. As etapas de monitoramento dos planos de ações ainda estão em curso.*

393. *Em relação aos itens 2.3.4 “a” e “b” foi atribuída nota “Básico” pois a supervisão, por parte da SEC, ainda não se deu em todas as fases da MGR. Ademais, essa supervisão contempla ainda poucas UORG, que estão recebendo a gestão de riscos.*

394. *Os itens 2.3.5 “a”, “b” e “c” tratam da atuação da AUD. A evidenciação para os itens 2.3.5 “a” e “b” está apresentada com maiores detalhes na Tabela 24, deste relatório. Esses itens receberam nota “Avançado”. Já o item 2.3.5 “c”, recebeu nota “Inicial”. Apesar das*

informações trazidas pelos PAIN e RAIN, como ainda não há alguma auditoria realizada com base nas gestões de risco realizadas para as cinco áreas, não há evidências de que os processos de gestão de riscos e controle operam de maneira eficaz e que os riscos significativos são gerenciados adequadamente em todos os níveis da organização.

395. Em relação aos demais itens afetos à SDP foi atribuída nota “Inexistente”, pois tratam de etapas mais avançadas da MGR, ainda não implementadas pela superintendência.

396. Deste modo, com base na avaliação de maturidade aplicada, verifica-se um nível de maturidade inicial para a gestão de riscos da SDP, associada às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos PD, PAP, PAT, BAR e BMP.

397. A causa da situação encontrada refere-se à incompletude de aplicação da metodologia de gestão de riscos, recentemente implementada pela ANP, aos processos da SDP. Como consequências de um nível de maturidade inicial dos processos de gestão de riscos pode-se registrar a não identificação de riscos que podem comprometer os objetivos institucionais da superintendência. No limite, o não alcance desses objetivos pode levar ao comprometimento do acompanhamento do aproveitamento racional das reservas e da maximização dos resultados da União, em relação às atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo e gás natural fiscalizados pela SDP.

398. Tendo em vista que a SDP, supervisionada pela SEC e pela AUD, já iniciou a implementação de sua gestão de riscos, temporariamente postergada devido aos efeitos do novo Coronavírus, não se verifica imperativa proposta de adoção de alguma medida adicional por parte desta Corte de Contas, pois se observa favorável a tendência de que a situação encontrada se resolva sem a imposição de medidas pelo Tribunal.

4.2.2. Conclusão da equipe de auditoria

399. De modo a responder à Questão 3 foram examinados o conjunto de normativos, documentos e ações elaboradas pela Agência Reguladora para tratar do tema de gestão de riscos, considerando medidas aplicadas nas três linhas de defesa, a saber, superintendências, gestão da ANP, via SEC, e auditoria interna, por meio da AUD, especialmente no que tange aos processos afetos à SDP, na gestão de riscos dos instrumentos regulatórios PD, PAP, PAT, BAR e BMP.

400. Como base no conjunto de informações preliminarmente coletadas via acesso ao portal da ANP na internet, em 3/6/2020, foi possível identificar um histórico de normativos, documentos e ações elaboradas pela Agência Reguladora para tratar o tema. A partir desse arcabouço construiu-se uma linha temporal de atuação da ANP acerca da gestão de riscos.

401. Na sequência, foram requisitados documentos complementares de modo a se evidenciar a atuação das três linhas de defesa e, em especial, à atuação da SDP acerca da gestão de riscos dos instrumentos regulatórios em análise. A partir das respostas, pôde-se retratar o estágio evolutivo da gestão de riscos na Agência, até 2/7/2020.

402. Com base no diagnóstico do arcabouço normativo e documental existente, nas instâncias SDP, SEC e AUD, e nas ações já implementadas e em curso, avaliou-se a maturidade da gestão de riscos da SDP. Nesta linha, utilizou-se como critério de auditoria o Modelo de Avaliação de Maturidade do TCU, definido no Roteiro de Avaliação de Maturidade da Gestão de Riscos do TCU, publicado em janeiro de 2018.

403. A aplicação da avaliação de maturidade proposta pelo TCU indicou um nível de maturidade inicial para a gestão de riscos da SDP, associada às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos PD, PAP, PAT, BAR e BMP.

404. Verificou-se que a causa da situação encontrada refere-se à incompletude de aplicação da metodologia de gestão de riscos, recentemente implementada pela ANP, aos

processos da SDP. Como consequências de um nível de maturidade inicial dos processos de gestão de riscos pôde-se registrar a não identificação de riscos que podem comprometer os objetivos institucionais da superintendência. No limite, o não alcance desses objetivos pode levar ao comprometimento do acompanhamento do aproveitamento racional das reservas e da maximização dos resultados da União, em relação às atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo e gás natural fiscalizados pela SDP.

405. Tendo em vista que a SDP, supervisionada pela SEC e pela AUD, já iniciou a implementação de sua gestão de riscos, temporariamente postergada devido aos efeitos do novo Coronavírus, não se verificou imperativa proposta de adoção de alguma medida adicional por parte desta Corte de Contas, pois se observa favorável a tendência de que a situação encontrada se resolva sem a imposição de medidas pelo Tribunal.

406. Esse entendimento se baseou na recente racionalização de deliberações promovida pelo TCU, apresentada no art. 16, inciso II, da Resolução-TCU 315/2020, regulamentada pelas Portarias-Segecex 9 e 12/2020.

4.3. Incompletude, não-padronização e desatualização de roteiros de análise de instrumentos regulatórios

4.3.1. Situação encontrada

407. A fim de verificar a primeira questão de auditoria, relativa ao processo de análise dos PD, foram executados procedimentos de verificação da conformidade dos procedimentos internos da ANP, responsáveis por direcionar tal análise, em comparação aos normativos vigentes.

408. Na sequência, a equipe executou procedimentos para responder a segunda questão de auditoria, relacionada aos procedimentos de análise do PAP, do PAT, do BAR e do BMP para verificar a aderência dos documentos internos relacionados a esses instrumentos, com os respectivos normativos.

4.3.1.1 Dos procedimentos de análise do PD

409. A obrigatoriedade de envio de PD está instituída no o art. 26, §1º, da Lei 9.478/1997, devendo ser entregue à ANP no prazo máximo de 180 dias contados da data de entrega de uma Declaração de Comercialidade do campo, uma vez que o PD é considerado instrumento utilizado em toda a indústria do petróleo, imprescindível para que a ANP conheça e acompanhe o desenvolvimento do campo, visto que agrupa informações de caráter técnico, operacional, econômico e ambiental relacionados à exploração de um campo petrolífero, incluindo seu abandono.

410. Os regulamentos técnicos relacionados ao Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção, a suas revisões e ao Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção foram aprovados pela RANP 17/2015 (Evidência 12).

411. Durante os procedimentos de auditoria, a equipe solicitou, por meio do Ofício 2-58/2020, de 11/5/2020, documento que consolidasse os procedimentos de análise dos PD, e em resposta obteve três documentos: o Roteiro para a análise de PD (Evidência 13); SDP-ITEC-002 – Nota Técnica de Análise do Plano de Desenvolvimento (Evidência 14); e SDP-PTEC-019 – Procedimento Sumário Externo do PD. O procedimento consistiu em confrontar tais documentos internos com as determinações contidas na RANP 17/2015.

412. Ocorre que o Roteiro para análise de PD (Evidência 13) é um documento incompleto, que carece de detalhamento necessário para que a as análises de PD, enviados à ANP, sejam feitas de maneira padronizada pelos técnicos responsáveis.

413. Seus comandos que supostamente deveriam guiar tais análises, em sua maioria,

objetivam verificações meramente burocráticas, tais como: verificar a rodada da ANP da qual o campo é oriundo; o bloco exploratório original (quando aplicável); a data da descoberta e nome do poço descobridor; a área de desenvolvimento e sua localização, incluindo a distância da cidade mais próxima; a data de assinatura do contrato de concessão; a data da declaração de comercialidade (quando aplicável); etc.

414. Outros comandos, muito embora de verificação de caráter técnico do PD, carecem de detalhamento de como devem ser feitas as análises, dificultando a ação dos técnicos e a busca por uma análise uniforme e padronizada, independentemente de quem a realize.

415. São exemplos desses comandos o extrato abaixo, extraído do texto do Roteiro para análise de PD (Evidência 13, p. 1 e 2):

As informações deverão ser comparadas com as constantes do SIGEP. Se houverem divergências, deverão ser questionadas.

Essas informações são usualmente encontradas nos capítulos de Sumário Executivo, Previsão de Produção e Movimentação de Fluido, Cronograma de Atividades e Análise de Viabilidade Econômica.

(...)

- Verificar se a área de desenvolvimento do campo atende ao Parágrafo 9.2 da Cláusula Nona do Contrato de Concessão (Rodada Zero – para os demais contratos deverá ser observado o parágrafo correspondente), no que se refere à faixa circundante de segurança técnica de, no máximo, 01 (um) quilômetro da totalidade da jazida ou jazidas a serem produzidas. Caso contrário, deverá ser solicitada a adequação do “ring fence”;

(...)

- Verificar se a atual versão do plano elaborado com base na Portaria ANP nº 90/2000 ou na Resolução ANP nº 17/2015;

- Composição, ambiente deposicional, idade, formação/membro, características permoporosas e densidade/qualidade do óleo presente nos reservatórios do campo;

- Mecanismo primário de produção;

- Injeção de fluidos com o objetivo de recuperação secundária, armazenamento ou qualquer tipo de estimulação nos reservatórios do campo;

- Data de início da produção do campo, a produção média diária naquele momento, os anos em que ocorreram os picos de produção (ou em que os mesmos são esperados) e a produção diária atual, em bbl/dia ou m³/dia para o óleo e em Mm³/dia para o gás natural, além do seu BSW;

- Quantitativo de poços perfurados na área do campo com os respectivos períodos de perfuração dos mesmos, e quantitativo de poços produzindo atualmente;

- Resumo das atividades previstas no projeto proposto na presente versão do Plano de Desenvolvimento (PD), acompanhado de um cronograma e dos investimentos necessários às mesmas;

- Incremento na produção e nas reservas de óleo e gás natural e nos fatores de recuperação que a realização dessas atividades irá proporcionar ao campo;

- Ano previsto para a desativação do campo e o custo dessa atividade. Verificar a modalidade de garantia financeira de desativação que o concessionário pretende apresentar;

- Verificar se a desativação do campo está prevista para término do contrato e/ou para o limite econômico da sua produção;

- Volumes “in place” de óleo e gás natural do campo (verificar com o último BAR carregado);
- Sistema de coleta, transferência e processamento da produção do campo e o destino final da mesma;
- Curvas de previsão de produção de óleo e gás natural refletindo as atividades propostas para o campo e indicando o limite econômico da mesma;
- Conjunto adicional de curvas de previsão de produção, considerando um cenário de não realização dos investimentos/atividades previstos no Plano de Desenvolvimento (PD);
- Para os campos em que as curvas de produção ultrapassam o prazo final do Contrato de Concessão, solicitar a apresentação de um gráfico contendo o VPL acumulado do projeto proposto no presente Plano de Desenvolvimento (atividades propostas no cronograma) até o limite da curva de produção, com óleo à US\$ 50, 70 e 100/barril.

416. Era de se supor que, em se tratando de instrumento estratégico para atuação da SDP, servindo inclusive de referência para a avaliação dos outros artefatos (PAT, PAP, BAR e BMP), o PD tivesse sua análise guiada por um robusto roteiro de verificação. Ao contrário, o Roteiro para análise de PD (Evidência 13) contém apenas 25 comandos de verificação, dos quais dezesseis estão listados na transcrição acima.

417. Outro ponto que cumpre mencionar é que tal roteiro não contém quaisquer informações sobre a data de sua criação, o responsável pela elaboração ou revisão, controle de revisão, etc. limitando-se a constar no rodapé das apenas duas páginas a seguinte informação: “Documento elaborado por: Coordenação de Produção Terrestre (CPT) da SDP; Versão: 2.0” (Evidência 13, rodapé).

418. Pode-se apenas afirmar que tal documento seria posterior à RANP 17/2015 por ter sido ela mencionada em seu texto, conforme demonstrada na transcrição acima, contida no parágrafo 415.

419. Passou-se então a avaliar o documento SDP-ITEC-002 – Nota Técnica de Análise do Plano de Desenvolvimento (Evidência 14), cujo objetivo descrito em seu primeiro item consta: “Estabelecer diretrizes para a elaboração de Nota Técnica de análise do Plano de Desenvolvimento, no âmbito da SDP, como forma de assegurar a padronização desses documentos na área.”, a fim de se verificar se as lacunas encontradas no roteiro, de alguma maneira seriam supridas por este instrumento.

420. Nesse documento há a folha de rosto com as informações básicas de versão, elaboração e controle de revisão e de imediato encontra-se a informação de que sua aprovação ocorreu na data de 14/10/2014 (Evidência 14, p. 1), ou seja, em data anterior ao da publicação da RANP 17/2015, que é de 23/4/2015, informação corroborada pelas referências contidas em seu item 8 (Evidência 14, p. 3), onde consta a PANP 90/2000, de 31 de maio de 2000, que aprovou o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento, e que foi revogada pela RANP 17/2015.

421. Desta forma, reputa-se que as diretrizes aqui contidas não teriam a possibilidade de sanar a falta de informações do roteiro e assim contribuir com o objetivo de assegurar a padronização das análises de PD, uma vez que o padrão foi construído baseando-se em normativo já revogado, ou seja, a PANP 90/2000, e não apresenta um modelo com requisitos mínimos de completude e integralidade, para elaboração de notas técnicas, a ser seguido pelos técnicos da SDP. Conclui-se, assim, que há uma impropriedade a ser sanada pela SDP.

422. A causa dessa incompletude é a não verificação do normativo que aprovou o regulamento técnico do PD e a consequência é a falta de um procedimento interno adequado para que as análises de PD sejam efetuadas de maneira uniforme, independentemente do técnico que a

execute.

423. Ademais, ficou evidenciada a não atualização do documento que orienta a elaboração das Notas Técnicas aos normativos vigentes, demonstrada tanto pela data de sua elaboração, quanto pela referência à PANP 90/2000 encontrada em sua folha de rosto.

424. A causa da não atualização do documento SDP-ITEC-002 – Nota Técnica de Análise do Plano de Desenvolvimento (Evidência 14) é o desalinhamento temporal entre o momento de elaboração das diretrizes do padrão com o normativo vigente e trouxe como consequência a desatualização do conteúdo das diretrizes de análise de PD com o tal normativo.

425. Sendo assim será recomendada a revisão dos normativos relacionados à análise de PD, de forma a que eles estejam completamente alinhados aos normativos vigentes.

426. No que diz respeito ao documento, SDP-PTEC-019 – Procedimento Sumário Externo do PD, trata-se de documento que visa estabelecer etapas e ações a serem observadas pelos colaboradores da SDP para elaboração do Sumário Externo do PD para publicação na internet, no site da ANP.

427. Tal sumário foi previsto no art. 11 da RANP 17/2015 (Evidência 12), conforme transcrição abaixo:

Art. 11. Uma vez aprovado o Plano de Desenvolvimento, a ANP disponibilizará em sua página da Internet um resumo da concepção do sistema de Produção a ser implantado no Campo, incluindo as seguintes informações:

I - Reunião de Diretoria Colegiada que aprovou o Plano de Desenvolvimento.

II - Identificação do Contratado e do respectivo Contrato.

III - Localização geográfica da Área de Desenvolvimento, no Bloco, na bacia sedimentar, Município e Estado, indicando a lâmina d'água média, quando se tratar de Campo localizado no mar.

IV - Descrição resumidas da geologia da Área do Campo e das características dos Reservatórios.

V - Número de poços produtores e injetores.

VI - Volume in situ nos Reservatórios.

VII - Características principais das Unidades de Produção.

VIII - Descrição do Sistema de Escoamento da Produção.

IX - Previsão de início e término da Produção.

X - Curva de Produção realizada do Campo.

XI - Finalidade e volume estocado de Gás Natural, quando prevista a implantação de ESGN.

428. Portanto, tal instrumento não é utilizado nos processos de análise dos PD, sendo apenas utilizado após a aprovação, com vistas a dar publicidade à algumas informações da exploração dos campos após a aprovação do PD.

4.3.1.2 Dos procedimentos de análise do PAP e do PAT

429. Exigidos pelos contratos de Concessão, Partilha e Cessão Onerosa, o PAP e o PAT são regulamentados tecnicamente pela PANP 100/2000, de 26 de junho de 2000, e pela PANP 123/2000 de 18 julho de 2000, respectivamente e devem ser apresentados à ANP até o dia 31 de outubro de cada ano.

430. *Em termos de procedimento interno, as análises tanto do PAP quanto do PAT são orientadas pelo documento SDP-PTEC-006 – Procedimento de Análise do PAP/PAT (Evidência 15).*

431. *Tal documento é composto pela folha de rosto com as informações de autoria, data de criação e controle de revisão. Há ainda um bloco com informações do documento, tais como: objetivo, definições, responsabilidades, descrição de anexos, etc. Estão presentes ainda o Anexo I – Fluxograma de Análise do PAP/PAT, o Anexo II – Orientações para Análise do PAP/PAT e o Anexo III – Direcionamento da ANP para Análise do PAP/PAT. Uma vez que o documento congrega as orientações para a análise dos dois instrumentos, o Anexo II é separado em duas partes.*

432. *Na parte em que orienta a análise do PAP o documento demonstra alinhamento com a PANP 100/2000 fazendo sempre referência às planilhas nela mencionadas, a saber: Previsões de Produção de Petróleo e de Gás Natural; Previsão de Movimentação de Gás Natural; Previsão de Produção e Movimentação de Água; Previsão de Queimas e Perdas de Gás Natural; Previsão de Injeção de Fluidos Especiais; e o Anexo 1 – Informações Complementares.*

433. *Tais orientações guiam a análise necessária para a aprovação do PAP, indicando inclusive as verificações necessárias das informações constantes do PD, conforme pode-se verificar no seguinte extrato do Procedimento de Análise do PAP/PAT (Evidência 15, p. 11):*

Quando existir PD recente/atualizado, verificar se a previsão de produção apresentada no PAP reflete uma variação máxima de +/-10% em relação a apresentada no PD, devendo constar as devidas justificativas para estas

434. *Já na parte em que orienta a análise do PAT, tal qual foi verificado no Roteiro de análise do PD, foram encontradas orientações bastantes simplificadas de verificação, porém, nesse caso, não encontrando impropriedades com os normativos.*

435. *Ao se observar a PANP 123/2000, as informações solicitadas para preenchimento estão divididas no documento em seções por áreas do conhecimento da Exploração & Produção, a saber: Levantamento Geológico e Geofísico (G&G); Estudos e Projetos; Perfuração; Completação; Elevação Artificial; Sistema de Coleta da Produção; Unidades de Produção; Sistema de Escoamento da Produção; Segurança Operacional; Proteção Ambiental; e Desativação do Campo.*

436. *Nessas seções, são então indicadas as três planilhas previstas para apresentação das informações: Planilha 1 – Cronograma de Atividades; Planilha 2 – Orçamento; Planilha 3 – Perfuração de Poços; e Anexo 1 – Informações Complementares.*

437. *Já nas orientações para análise do PAT são encontradas apenas nove verificações a ser realizadas na planilha de atividades, seis na planilha de orçamento e duas na planilha de perfuração de poços que valem ser transcritas como exemplo (Evidência 15, p. 16):*

- *Verificar se a quantidade de poços previstos confere com o Plano de Desenvolvimento;*
- *Verificar se a quantidade de poços previstos no 1º ano confere com o cronograma de atividades.*

438. *Não se encontra no procedimento qualquer referência a levantamentos sísmicos, estudos de reservatórios, sistemas de produção, métodos de elevação, ou mesmo a cronogramas de unidades de produção. Demonstra-se assim uma incompletude de aspectos a serem verificados na análise do PAT.*

439. *A causa dessa incompletude, tal qual a mencionada para o Roteiro de análise de*

PD, é a não verificação do normativo que estabeleceu as etapas e ações relacionadas à análise do PAT e a consequência é a falta de um procedimento interno adequado para que essas análises sejam efetuadas de maneira uniforme, independentemente de qual técnico a execute.

440. Desta forma, será proposta a inclusão de tal procedimento na recomendação de revisão, já mencionada para os normativos relacionados à análise de PD.

4.3.1.3 Dos procedimentos de análise do BAR e do BMP

441. Em relação ao BAR, cumpre mencionar ter sido ele regulamentado tecnicamente pela RANP 47/2014 e os volumes apresentados de Petróleo e Gás Natural no BAR são divididos em: Volume Original in Situ; Reservas Provadas Desenvolvidas e Não Desenvolvidas; Reservas Prováveis Desenvolvidas e Não Desenvolvidas; Reservas Possíveis Desenvolvidas e Não Desenvolvidas; Recursos Contingentes; Produção Acumulada; Injeção Acumulada de Gás Natural; e Estoque de Gás Natural e Retirada do Estoque de Gás Natural.

442. As informações contidas no BAR devem estar de acordo com o Plano de Desenvolvimento e com os demais planos e programas submetidos à ANP, relativos ao campo em referência.

443. O normativo interno avaliado foi o SDP-PTEC-010 – Procedimento de Análise do BAR em confronto com a RANP 47/2014, que o regulamentou tecnicamente.

444. Em sua parte de Orientações para Análise do BAR, estão descritas verificações que devem ser realizadas da coerência de suas informações com o PD, se foram informados, para os campos que declararam variações no BAR em função de novas acumulações, o desenvolvimento do campo, se já estão em produção, e a produção seria através do atual sistema de produção e se essa variação foi incluída no PD, sendo assim consideradas adequadas para a análise do BAR.

445. Finalmente em relação ao BMP, tal instrumento está previsto no Decreto 2.705/1998, em seu art. 6º.

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.

446. O BMP deve ser apresentado à ANP até o 15º dia de cada mês e apresenta em seu conteúdo: volumes efetivamente produzidos de petróleo, gás natural e água durante o mês em questão; movimentação de gás efetivamente realizada, considerando injeção, consumo interno, queimas/perdas, etc.; movimentação de água efetivamente realizada (injeção, descarte); injeção de fluidos especiais efetivamente realizada, podendo ser vapor, CO₂, polímeros, etc.

447. As minutas de contrato das rodadas de Concessão de blocos exploratórios trouxeram a previsão de que as variações trazidas no BMP não podem ultrapassar o patamar de 15% referente ao apresentado no PAP.

O volume produzido em cada Campo, a cada mês, não poderá sofrer variação superior a 15% (quinze por cento) em relação ao volume referente ao nível de Produção previsto para o mês correspondente no Programa Anual de Produção.

448. Tal comando também é encontrado nas minutas dos contratos de Partilha e no contrato de Cessão Onerosa assinado com a Petrobras e caso tal variação ocorra, deverá ser justificada tecnicamente no BMP.

449. O procedimento SDP-PTEC-008 – Procedimento de Análise do BMP, traz comandos para análise do BMP e traz comandos para verificação da produção de óleo e gás em relação ao

mês anterior e à média do ano anterior, a fim de saber se a produção do campo está em declínio ou em ascensão.

450. No caso de declínio acentuado, as orientações trazem outros itens a averiguar, por exemplo, fechamento de algum poço, produção por poço se aumentou a proporção da produção de água em relação à produção bruta (BSW), gas lift disponível, se for o caso, e o motivo de algum poço tiver parado de produzir e sua possibilidade de retorno.

451. Em caso de aumento acentuado na produção de óleo, as verificações indicadas são quanto a poço novo interligado em um novo reservatório. Nesse último caso, deve ser questionado quanto a pressão no reservatório ou se a pressão está próxima da pressão de saturação.

452. Para aumento acentuado da produção de gás, sem estar associada ao aumento da produção de óleo, o que implicaria em aumento da Razão Gás-Óleo (RGO), o documento orienta a observar a produção por poço, ou por reservatório e verificar quais poços geraram esse aumento RGO no poço. Se o aumento da produção de gás tenha sido por um novo poço, as verificações abarcam procedimentos bastantes técnicos, com termos consagrados da indústria de petróleo e gás natural.

453. Há ainda verificações ao volume de queima e ao percentual de queima em relação à produção, comparando o previsto com o realizado e as atuações nos casos de o percentual estar acima e dependendo da justificativa, a indicação de que poderá ser necessário solicitar revisão do PAP.

454. Outras análises indicadas são relacionadas ao histórico de injeção, juntamente com a variação no RGO, volume bruto produzido, a entrada de novas unidades de produção, o gás escoado.

455. Durante as verificações de auditoria foi apresentada a Nota Técnica n. 002/2019/SDP, com uma nova proposta de critérios para a aprovação automática dos BMP, buscando concentrar a análise manual nos casos de maior relevância, fato considerado positivo pela equipe, conforme abordado na seção 3 do presente relatório.

456. Não obstante as divergências apontadas nos itens 3.2 e 3.3, as orientações de análise do BAR e do BMP foram consideradas adequadas e em conformidade com os respectivos normativos.

4.3.2. Conclusão da equipe de auditoria

457. A equipe de auditoria executou procedimentos de forma a avaliar o processo de análise dos artefatos de regulação denominados PD, PAP, PAT, BAR e BMP, utilizados pela ANP. Muito embora o resultado dessas análises, a elaboração das respectivas Notas Técnicas e a atuação da SDP tenham sido consideradas positivas, conforme tratado na seção 3 deste relatório, foi encontrada a desatualização, notadamente na instrução interna para elaboração de Notas Técnicas de análise de PD com a RANP 17/2015, e incompletudes nos padrões relacionados às análises de PD e do PAT.

458. A causa da desatualização do Roteiro de análises de PD é o desalinhamento temporal entre o momento de elaboração das diretrizes do padrão com o normativo vigente e a causa das incompletudes dos padrões relacionados ao PD e ao PAT é a não verificação dos normativos que aprovaram o regulamento técnico do PD e que estabeleceu as etapas e ações relacionadas ao PAT.

459. Tais ações tiveram como consequência a falta de procedimentos internos adequados para que as análises do PD e do PAT sejam efetuadas de maneira uniforme, independentemente de qual técnico a execute.

460. Dessa forma será proposta a recomendação para que a ANP, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, efetue a revisão dos procedimentos internos de análise do PD e do PAT de modo a que eles fiquem aderentes aos normativos relacionados vigentes. Considerando que essa temática poderá ser visitada novamente em trabalhos futuros na ANP, em cumprimento ao §1º, do art. 7º da Portaria-Segecex 9/2020, que regulamenta a Resolução-TCU 315/2020, não se vislumbra necessidade de monitoramento para a recomendação que aqui se propõe.

461. Em atendimento à análise determinada na Resolução-TCU 315/2020, art. 11, §2º, considera-se oportuna a recomendação de revisão dos roteiros de análise dos instrumentos regulatórios, tendo em vista que durante a fiscalização a equipe de auditoria foi informada que a RANP 17/2015, a PANP 100/2000 e a PANP 123/2000, normativos que regulamentam o PD, o PAP e o PAT, estão incluídos no processo de revisão previsto na Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2020-2021.

5. Procedimentos de auditoria que não resultaram em achados

462. A fim de avaliar o grau de eficácia e eficiência das ferramentas e dos sistemas auxiliares à fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos, quarta questão de auditoria, a equipe de fiscalização executou procedimentos para identificar, analisar e avaliar como as ferramentas e sistemas suportam as fiscalizações de desenvolvimento da produção à cargo da SDP.

463. Também foram verificados os planos de fiscalização in loco nas unidades e instalações de produção, sendo ainda solicitados os Documentos de Fiscalização (DF) a fim de verificar se tais documentos contemplariam atividades de verificação das informações declaradas nos instrumentos regulatórios (PD, PAP, PAT, BAR e BMP).

5.1. Análise das ferramentas e dos sistemas auxiliares à fiscalização da SDP

464. Na apresentação institucional realizada pela ANP, além dos aspectos de estrutura organizacional da superintendência, legislação aplicável, processos de trabalho, instrumentos de fiscalização, dados de fiscalizações realizadas, foram apresentados os sistemas e ferramentas de apoio à fiscalização.

465. Por meio do Ofício 4-58/2020, de 3/6/2020, a equipe de fiscalização solicitou informações relacionadas às ferramentas e sistemas auxiliares à fiscalização, incluindo nesse rol as informações sobre as fiscalizações in loco. Foram então identificadas pela SDP as seguintes ferramentas: SIGEP; modelos de simulação de fluxo; Oil & Field Manager (OFM®); certificação de reservas; Situação Operacional de Poço (SOP); e sistema DPP (De Poço ao Posto).

466. Passa-se a análise dessas ferramentas e sistemas auxiliares, concluindo com as informações sobre as fiscalizações in loco.

5.1.1. Da análise dos sistemas SIGEP, DPP e SOP

467. Principal ferramenta auxiliar de fiscalização utilizada pela SDP, o SIGEP é um software desenvolvido pela ANP desde os primeiros anos de sua criação e tem como objetivo fornecer aos usuários da ANP a visualização e a edição de informações que constam no banco de dados, além de informações gerenciais da ANP, que estão organizadas em diversos módulos, customizados às necessidades operacionais de cada unidade organizacional.

468. No caso da SDP, o SIGEP é utilizado na análise de todos os principais documentos de fiscalização documental (PD, PAT, PAP, BAR e BMP), além de vários outros de menor porte. O SIGEP serve, primeiramente, como visualizador dos dados carregados pelos operadores via i-SIGEP e i-ENGINE.

469. Dentre os documentos mencionados acima, apenas o PD não tem o conteúdo completo carregado no sistema na forma de banco de dados, visto que a maior parte do documento é composta de texto. A solução definida é a de armazenar uma versão em PDF de cada plano de desenvolvimento e de suas revisões aprovados pela ANP.

470. Adicionalmente, o SIGEP possui telas onde são possíveis realizar cruzamentos com informações oriundas de outros documentos, ou de outros cadastros básicos do campo no banco de dados, de modo a facilitar e otimizar as análises, evitando a exportação de dados para análise por fora do sistema.

471. No caso do PAP e do PAT, é fundamental a comparação das informações de previsão de produção e de atividades para os anos seguintes com aquelas informadas para a versão anterior, que foram enviadas no ano anterior, para aquele mesmo ano, o que é facilitado pelo SIGEP.

472. No caso do BMP a comparação é das informações de produção realizada com o que foi informado no PAP, já no BAR a comparação é da produção prevista até o limite econômico, também informada no PAP, a fim de facilitar a identificação de desvios maiores que os permitidos contratualmente (15%).

473. Por fim, o registro da análise, realizado no próprio sistema para o PD, PAP, PAT, BAR e BMP, é comunicado ao operador após sua conclusão. Portanto, o SIGEP é utilizado mandatoriamente na análise dos documentos supramencionados, conforme estabelecido pela superintendência, e que permitiu a realização de todos os procedimentos de auditoria.

474. Cabe ressaltar, entretanto, que o SIGEP vem sendo desenvolvido desde os primeiros anos de criação da ANP, no ano de 1997, fato notado durante a fiscalização, dada a modalidade de acesso remoto que foi providenciado para a equipe e de limitações tecnológicas para extração de dados, sendo necessário inclusive a intervenção da equipe da Superintendência de Tecnologia da Informação da ANP para envio de dados solicitados pela equipe.

475. Atualmente a ANP também desenvolve um novo sistema denominado Do Poço ao Posto (DPP) que irá substituir, no futuro, o SIGEP. O DPP possui linguagem computacional e arquitetura mais modernas, onde novas cargas de dados, cargas reformuladas e cadastro novos de maior vulto já constam incorporados a este novo sistema. A SDP já possui alguns cadastros que funcionam no DPP e outros que estão sendo desenvolvidos.

476. A SDP utiliza ainda o Situação Operacional de Poços (SOP), um relatório diário enviado pelo operador, por meio de carga via internet pelo sistema i-ENGINE e visualizada no SIGEP, contendo a descrição de operações realizadas no dia anterior quando da intervenção em poços. Este documento existe no SIGEP há muito tempo (início dos anos 2000), porém foi regulamentado pela RANP 699/2017, que estabelece seu conteúdo, forma e periodicidade de envio e que, conforme citado no parágrafo 35, não foi escopo da presente fiscalização.

5.1.2. Dos modelos de simulação de fluxo

477. A SDP se utiliza ainda de modelos de simulação de fluxo (ou modelos dinâmicos) de reservatório, que são representações matemáticas de jazidas, a partir dos dados obtidos pelas atividades de campo, tais como: levantamentos sísmicos, dados de poços e histórico de produção das medições de vazões e pressões.

478. Para simular o comportamento do reservatório durante a sua exploração, são empregadas equações que buscam representar o fenômeno físico do escoamento em meio poroso, por meio das células da qual é composto o modelo. As equações utilizam a Lei de Darcy, equações de estado e equações de conservação de massa, possuindo como incógnitas a pressão e saturações de cada fase em cada célula do modelo, a partir das condições de contorno, que são os controles

aplicados aos poços.

479. O modelo dinâmico parte do modelo geológico de reservatório, ou modelo estático, que contém a geometria do reservatório, as falhas geológicas mais representativas, e as características petrofísicas de entrada, dentre elas, a porosidade, as permeabilidades, as saturações iniciais e relação entre volume poroso líquido e bruto, denominada *net to gross*. A este modelo estático são incorporadas propriedades de rocha e fluido necessárias para as equações empregadas: permeabilidades relativas; pressões capilares; dados de pressão, volume, temperatura e composição do fluido; para então efetuar a simulação de fluxo.

480. Além disso, é incorporada a estratégia de desenvolvimento, que envolve os poços, sua quantidade, as localizações, geometria ao longo do reservatório, características geométricas para cálculo da produtividade, definição sobre sua função, seja produção ou injeção, e fluidos injetados. São consideradas ainda as capacidades de processamento, exportação e injeção das unidades de produção, as características do sistema de coleta refletidas por meio das relações entre a pressão de fundo no reservatório e a pressão na chegada à unidade de produção, para diferentes condições de produção: vazão, *Basic Sediments and Water (BSW)*, *RGO*, e o equipamento de elevação artificial.

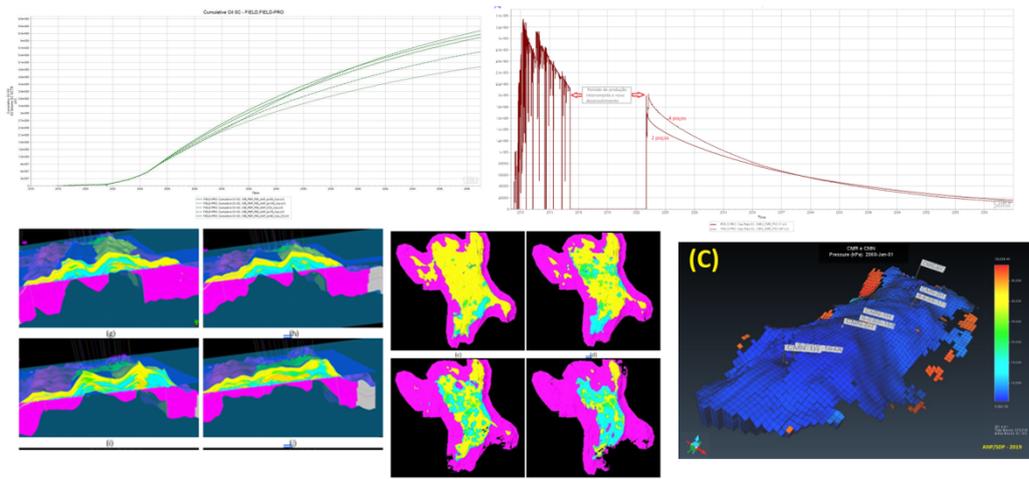
481. Os dados de entrada do modelo são calibrados da melhor forma a refletir os dados observados, de vazões e pressões, sendo então seu principal objetivo obter a previsão do comportamento do reservatório em função da estratégia adotada, a fim de se buscar o desenvolvimento mais otimizado para o campo, levando-se em consideração aspectos econômicos e de recuperação da jazida.

482. As principais saídas a serem analisadas são: o comportamento das vazões de cada fluido (óleo, gás e água) ao longo do tempo, para cada poço e para a jazida como um todo; o comportamento da pressão no reservatório ao longo do tempo, que influi no resultado principal, que é a vazão produzida; o comportamento da saturação de fluidos no reservatórios ao longo do tempo e de sua extensão, também utilizado para entender o resultado em termos de vazões e propor alterações na estratégia de desenvolvimento.

483. Existem softwares comerciais utilizados para realizar as simulações de fluxo, que contém embutida uma tecnologia relativamente complexa, e se encontram em constante evolução a fim de representar matematicamente o fenômeno físico da forma mais próxima da realidade possível.

484. A ANP possui licenças do software *Eclipse*[®], comercializado pela *Schlumberger*, e da suíte da *CMG (Computer Modelling Group)*. Sua principal contribuição no trabalho da *SDP* é na análise do *PD*, na fase de avaliação da estratégia de desenvolvimento adotada pelo operador.

485. A Figura 16 traz um exemplo de curvas de produção, variação em estratégias de desenvolvimento, mapas e seções com saturações e pressões dos modelos de simulação de fluxo obtidos no *CMG* e no *Eclipse*[®].

FIGURA 16 – MODELOS DE SIMULAÇÃO DE FLUXO: CMG e ECLIPSE


Fonte: Apresentação institucional SDP (Evidência 1, slide 50).

486. Deve-se ressaltar que a análise em um ambiente de simulação é realizada apenas para casos de maior relevância, e que boa parte de campos de pequena produção não possuem modelos de simulação construídos. A RANP 17/2015 faculta à ANP a solicitação de modelos de simulação de fluxo para utilização na análise do PD, que permite avaliar o efeito no reservatório da estratégia proposta ou já implantada, para o caso de revisão de PD, pelo operador, e testar variações na estratégia, considerando a quantidade e localização de poços, o tipo de poço em termos de geometria e completação, os métodos de elevação artificial, o número de unidades de produção, os fluidos e as vazões injetadas, observando seus efeitos nas vazões e recuperações finais, bem como considerar incertezas de reservatórios inerentes à atividade (transmissibilidade de falhas, modelo de permeabilidade, heterogeneidades, consideração de fraturas naturais, atuação de aquíferos).

487. Portanto, a análise via modelo de simulação pode ser utilizada na discussão sobre possíveis variações na estratégia de desenvolvimento, a critério do técnico, sem uma rotina formal estabelecida. Os dados de entrada e saída ficam salvos no projeto do software, e as conclusões são incorporadas na Nota Técnica de análise do PD.

5.1.3. Da análise do OFM®

488. Outra ferramenta utilizada na SDP é o OFM® (Oil Field Manager), um software comercializado pela Schlumberger com o objetivo de auxiliar no gerenciamento da produção de campos de hidrocarbonetos. Por meio de consulta a bancos de dados que contenham informações históricas de produção, o OFM® gera tabelas, gráficos, mapas e relatórios correlacionando diversos dados, facilitando a visualização e consequente a interpretação a fim de se chegar a conclusões sobre possíveis medidas a serem adotadas no gerenciamento de reservatórios. Uma vantagem é que já possui em sua biblioteca padrões para geração das feições acima mencionadas, de acordo com aquelas usualmente empregadas na indústria do petróleo. Outra funcionalidade é a utilização de análise por curvas de declínio para geração de ajuste de histórico e previsão de produção.

489. Na ANP, o OFM® consulta, por meio de views, o banco de dados do SIGEP, sendo a atualização automática. Atualmente, a principal utilização do OFM® na SDP é na geração das curvas de referência durante a análise de PD que acompanham solicitações de redução de alíquota de royalties sobre produção incremental prevista na RANP 749/2018, utilizando a última funcionalidade acima mencionada, que facilita muito a geração de curvas de previsão de produção a partir do declínio histórico, conforme determinado pela resolução, sendo esse um método mais simples, utilizado desde a década de 1940, para se estimar produção futura de hidrocarbonetos.

490. *As curvas de referência são fundamentais no processo de concessão da redução da alíquota de royalties, pois a partir delas define-se o que é produção incremental, com base no histórico de produção do campo de acordo com seu potencial.*

491. *A análise de declínio também pode ser utilizada, em algumas situações, na análise do BAR, em campos que têm histórico razoavelmente grande, e sem projetos de desenvolvimento complementar, a fim de verificar a consistência das reservas informadas com aquelas obtidas pela previsão de produção a partir da curva de declínio.*

492. *O OFM[®] também é utilizado para controle do tempo em que os campos têm produção interrompida, para aplicação da Resolução CNPE 2/2016, que determina que a ANP deve notificar o operador de campo que esteja há mais de seis meses sem produzir para que a produção seja retomada ou ele tenha seus direitos cedidos em até doze meses, sob pena de abertura de processo de extinção contratual. Isso é feito a partir de tabela construída e que é automaticamente atualizada em função dos dados dos BMP.*

493. *Outra utilização é no próprio acompanhamento da produção do campo, reportada nos BMP. O OFM[®] permite a comparação entre as curvas realizadas e previstas, com maior flexibilidade em relação às consultas do SIGEP. Atualmente o menor nível de informação é o poço. Portanto, pode-se investigar o comportamento da produção poço a poço, de forma mais dinâmica que no SIGEP, bem como visualizar a distribuição dos poços e suas respectivas produções, em mapas, podendo-se identificar, por exemplo, regiões com maior produção de água e sua evolução ao longo do tempo, indicando as linhas de fluxo no reservatório.*

494. *Ressalta-se que essa utilização ainda não está sendo feita em larga escala na SDP. Está ocorrendo, junto à Superintendência de Tecnologia da Informação da ANP uma reformulação nas views que o OFM[®] consulta do banco de dados da ANP, a fim de tornar as verificações mais ágeis e incorporar os dados de produção por zona produtora, podendo-se então fazer análises mais específicas por reservatório de cada campo.*

495. *A utilização do OFM[®] não é discriminada em fluxo de trabalho de análise dos documentos da SDP, até porque as licenças foram adquiridas após sua confecção, sendo aplicada por cada analista conforme a necessidade. Apesar de, como mencionado acima, o software facilitar bastante determinadas análises, algumas delas podem ser feitas com extração de dados do SIGEP e manipulação em planilhas Excel, o que é mais laborioso.*

496. *Sua utilização deve ser incluída no trabalho de revisão dos procedimentos da SDP. No entanto, já consta da Nota Técnica 003/2020/SDP como o meio adequado para se trabalhar na geração da curva de referência a ser aplicada no cálculo da produção incremental de campos com redução de alíquota de royalties sobre produção incremental aprovada.*

497. *Os trabalhos realizados no software ficam salvos em projetos, cada um com vários templates que se referem aos gráficos, tabelas, relatórios e mapas gerados. No caso da previsão da curva de produção gerada por análise de declínio, após sua geração ela fica salva em banco de dados do software, conforme procedimento estabelecido, conferindo rastreabilidade aos dados de entrada utilizados (período selecionado para o ajuste de histórico) e aos parâmetros da equação correspondente à curva gerada.*

498. *Além disso, o resultado é incorporado na análise consubstanciada nas notas técnicas de análise do PD, bem como, no caso de outras utilizações, suas conclusões constam das análises do BAR e do BMP registradas no SIGEP.*

5.1.4. Das certificações de reservas

499. *A certificação de reservas é um procedimento internacionalmente utilizado por companhias de petróleo para conferir confiabilidade a suas estimativas de reservas,*

principalmente junto a organismos do mercado financeiro. Ela deve ser realizada por entidade independente, denominada certificadora, a fim de comprovar a isenção na análise. A certificadora realiza uma análise com base nos dados fornecidos pela companhia e a partir dos resultados obtidos emite um parecer isento das estimativas de reservas.

500. A reserva tem como ponto de partida conceitos geológicos e de engenharia relativos ao projeto de desenvolvimento, porém existe um forte viés econômico no seu cálculo, incluindo questões contratuais. O Petroleum Resource Management System (PRMS), elaborado em conjunto pelas principais entidades internacionais de classe de geofísica, geologia e engenharia de petróleo, é o documento de referência no estabelecimento de critérios na contabilização de reservas, podendo ser adaptado conforme conveniência por organismos regionais. A certificadora utiliza normalmente o PRMS como base para sua análise, verificando-se se suas premissas foram seguidas no cálculo de reservas por parte da companhia.

501. Na SDP, a certificação de reservas é utilizada durante as análises do BAR. Verifica-se a consistência entre os valores das reservas que o operador enviou em relação àqueles que constam da certificação, eventualmente, solicita-se esclarecimentos, bem como a revisão do boletim no caso de identificação de divergências.

502. A utilização da certificação de reservas foi regulamentada pela RANP 47/2014 e atualmente encontra-se em elaboração procedimento que estabeleça formalmente os critérios utilizados pela SDP na solicitação de envio da certificação junto ao BAR. A resolução fornece a prerrogativa da solicitação, de forma discricionária, mas considerou-se conveniente que os critérios estejam pré-estabelecidos. A utilização desta ferramenta fica registrada na análise do BAR, no SIGEP.

5.1.5. Das fiscalizações in loco

503. Durante a fiscalização, por meio do Ofício 4-58/2020, de 3/6/2020, a equipe solicitou o envio dos planos anuais de fiscalização, bem como quaisquer outros planos que incluíssem fiscalizações in loco da SDP relacionados aos exercícios de 2015 a 2020.

504. Foram solicitados ainda os Documentos de Fiscalização (DF) das fiscalizações in loco da SDP e que se informasse se outras Superintendências avaliariam as informações declaradas nos instrumentos de fiscalização de responsabilidade da SDP (PD, PAP, PAT, BAR e BMP) em suas próprias fiscalizações.

505. Como resposta, foi informado que o comitê de Planejamento Integrado do Upstream, havia sido instituído em agosto de 2016, e que a IN 3/2016, de 11/3/2016 foi o instrumento que padronizou o planejamento e a execução das ações externas de fiscalização realizadas pelas unidades organizacionais da ANP, pois anteriormente ao comitê, as ações de fiscalização in loco ocorriam sobre demanda ou atreladas ao planejamento orçamentário de cada uma.

506. Dessa forma, foram encaminhados os documentos de fiscalização solicitados. Quanto aos planos anuais, foram enviadas as propostas para o Upstream dos anos de 2018 e 2019, e, mais especificamente da SDP, foram enviadas Nota Técnica 44/2017/SDP (Evidência 16), contendo diretrizes e critérios utilizados pela superintendência para ações de fiscalização in loco para o período de agosto de 2017 a julho de 2018 e a Nota Técnica 111/2018/SDP (Evidência 17), datada de 29/10/2019, mas que não faz referência ao período.

507. Na parte da contextualização, o conteúdo das duas notas técnicas é idêntico, exceto na indicação de como a SDP se estruturou em coordenações com o intuito de fiscalizar as atividades de desenvolvimento e produção. Para o período 2017/2018 eram três coordenações, divididas em: campos de pequena produção; campos de grande produção; e Pré-sal – Bacia de Santos. Em seguida passaram a ser duas coordenações: campos terrestres e campos marítimos.

508. Cabe destaque parte do texto de contextualização de ambas as Notas Técnicas (Evidência 16, p. 2 e Evidência 17, p. 2):

A periodicidade da fiscalização in loco depende da necessidade e disponibilidade de servidores para executarem a atividade, uma vez que a SDP prioriza a fiscalização documental. A fiscalização deve ocorrer quando identificada a necessidade, por exemplo, para entendimento do campo no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento, ou da verificação da execução das atividades conforme projeto aprovado pela ANP, ou na inspeção das condições das instalações no âmbito do processo de devolução de áreas. A fiscalização in loco pode ser realizada no Campo de maneira parcial, por exemplo, em algumas Unidades Estacionárias de Produção vinculadas a um Campo, Estações de Coleta e Tratamento. (grifo nosso)

509. Na definição dos critérios, a Nota Técnica 44/2017/SDP define os seguintes critérios: *prorrogação contratual; áreas potenciais para futuras rodadas de licitações; postergação/cancelamento de investimentos; campos com previsão de investimentos significativos; e baixa eficiência operacional. Já na Nota Técnica 111/2018/SDP, apenas o segundo critério foi alterado para: áreas potenciais para oferta permanente.*

510. Em cada critério, a Superintendência vai apresentando nas Notas Técnicas a possibilidade ou impossibilidade de se prever os campos que serão fiscalizados com base no respectivo critério.

511. Na parte da conclusão, as duas notas (Evidência 16, p. 7 e Evidência 17, p. 7) se repetem ao afirmar:

Para o cumprimento do estabelecido no Regimento Interno de: "fiscalizar a execução das atividades de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, visando à conservação e ao uso racional do petróleo e do gás natural", a SDP realiza fiscalização majoritariamente documental, não implicando muitas vezes em fiscalização in loco.

512. Na Nota Técnica 44/2017/SDP (Evidência 16, p. 7), a SDP chega a afirmar que não consideraria oportuno apresentar o plano anual de fiscalização in loco, conforme trecho a seguir:

A SDP não considera oportuno apresentar um planejamento de fiscalização in loco para o período de agosto de 2017 a julho de 2018, sendo que eventuais ações de fiscalização in loco seguirão os critérios de seleção apresentados nesta Nota Técnica.

513. Na Nota Técnica 111/2018/SDP não se encontra tal afirmação, porém, da mesma forma não são apresentados os campos para compor o plano de fiscalização, concluindo a nota (Evidência 17, p. 7) com o seguinte trecho:

Ressaltamos ainda que as ações de fiscalização da SDP serão realizadas em conformidade com os critérios estabelecidos nesta Nota Técnica a saber: Prorrogação Contratual, Áreas Potenciais para Oferta Permanente, Postergação / Cancelamento de Investimentos, Campos com Previsão de Investimentos Significativos e Baixa Eficiência Operacional, podendo ser alterados mediante aprovação da gestão, em função de:

(i) Restrições orçamentárias;

(ii) Redução ou aumento da mão-de-obra designada para a atividade de fiscalização;

(iii) Demandas não programadas de ações de fiscalização decorrentes de denúncias ou determinadas por autoridade superior.

514. Dessa forma, o Plano Anual de Fiscalização das unidades organizacionais integrantes do Comitê do Upstream, para o ano de 2018, trouxe, sucintamente, a informação de que a SDP realizaria treze ações de fiscalização, pelo critério de Renovações Contratuais, a um custo de R\$ 32.000,00.

515. Já para o Plano de 2019, em atendimento à solicitação da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), a SDP respondeu por meio do Memorando 354/2018/SDP, indicando as ações, conforme a figura abaixo:

FIGURA 17 – PROGRAMAÇÃO DE FISCALIZAÇÃO *IN LOCO* SDP 2019

Programação Ação Fiscalização 2019											
CAMPO/ÁREA	Ambiente	Origem/Destino	1º Semestre	2º Semestre	Critério	Nº Diárias	Mela Diária (dia de Volta)	Nº Equipe	Diárias (TOTAL)	Deslocamento	SubTotal
Estreito	Terra	Rio de Janeiro / Natal	X		Prorrogação Contratual	3	0,5	2	R\$ 1.844,51	R\$ 190,00	R\$ 2.034,51
Alto do Rodrigues	Terra	Rio de Janeiro / Natal	X		Prorrogação Contratual	3	0,5	2	R\$ 1.844,51	R\$ 190,00	R\$ 2.034,51
Massapé e Taquipe	Terra	Rio de Janeiro / Salvador	X		Prorrogação Contratual	3	0,5	2	R\$ 1.844,51	R\$ 190,00	R\$ 2.034,51
Fazenda Balsamo	Terra	Rio de Janeiro / Salvador		X	Prorrogação Contratual	3	0,5	2	R\$ 1.844,51	R\$ 190,00	R\$ 2.034,51
Bacia do Espírito Santo	Terra	Rio de Janeiro / Vitória	X		Oferta Permanente	3	0,5	2	R\$ 1.844,51	R\$ 190,00	R\$ 2.034,51
Bacia do Recôncavo	Terra	Rio de Janeiro / Salvador		X	Oferta Permanente	3	0,5	2	R\$ 1.844,51	R\$ 190,00	R\$ 2.034,51
Enchova	Mar	-	X		Desinvestimento / Baixa Eficiência Operacional	1	0,5	3	R\$ 1.217,70	R\$ 285,00	R\$ 1.502,70
Pampo	Mar	-		X	Desinvestimento / Baixa Eficiência Operacional	1	0,5	3	R\$ 1.217,70	R\$ 285,00	R\$ 1.502,70
TOTAL PREVISTO										R\$ 15.212,46	

Fonte: Memorando 354/2018/SDP.

516. Em relação a avaliação das informações declaradas nos instrumentos fiscalizatórios (PD, PAT, PAP, BAR e BMP) por outras Superintendências em suas respectivas fiscalizações *in loco*, foram encaminhados à equipe os esclarecimentos da SSM, por meio do Ofício 553/2020/SSM/ANP-RJ-e, e do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural, por meio do Ofício 681/2020/NFP/ANP-RJ-e.

517. A SSM informou que sua atuação se limita à verificação das regulações e respectivos regulamentos técnicos de segurança das operações de E&P, circunscritos por suas atribuições regimentais, não sendo objeto da avaliação os instrumentos de fiscalização de responsabilidade da SDP.

518. O Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção, informou que, em relação ao PD, não haveria, a priori, nenhuma verificação realizada em ações de fiscalização *in loco*. Em se tratando dos volumes informados nos Boletins Mensais de Produção, o núcleo faz uma comparação entre os valores informados com os dados obtidos a partir dos sistemas de medição autorizados, processo chamado de validação, que, nos dias atuais, não demandaria fiscalização *in loco*, visto que utiliza as informações encaminhadas por meio de arquivos XML. Em casos excepcionais, ou na hipótese de dúvida do que foi verificado, poderia ser realizada fiscalização *in loco* com a finalidade de sanar questões em aberto ou buscar provas do cometimento de determinadas irregularidades.

519. Dessa forma, reforça-se as questões descritas no achado que indicou as falhas de integração entre o PD e os instrumentos PAT e PAP (item 4.1) e no achado que evidenciou a incompletude, não-padronização e desatualização dos roteiros de análise do PD e do PAT (item **Error! Reference source not found.**), e a importância das correções, dada a prioridade da fiscalização documental indicada pela SDP e reforçada pela informações das fiscalizações *in loco*, aqui descritas.

520. Conclui-se que, ressalvadas as observações apontadas nos achados, as ferramentas e os sistemas auxiliares, implementadas pela ANP no âmbito da SDP, são eficazes e eficientes para as atividades de fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos.

5.2. Análise de consistência entre os PD e os relatórios de EVTE dos projetos da Petrobras

521. A equipe de fiscalização executou procedimentos para identificar se o processo de análise, aprovação e fiscalização dos PD seria eficaz e eficiente. Para tanto, tal qual explicado na metodologia utilizada, entre os parágrafos 61 e 89, foram solicitados à Petrobras os relatórios de Estudos de Viabilidade Técnico Econômica (EVTE) dos projetos relacionados a oito campos, confrontando as informações com as dos documentos dos respectivos PD.

522. Na seleção dos relatórios analisados, observou-se também as datas de aprovação das fases dos projetos, previstas nas sistemáticas da Petrobras, a fim de que fossem comparadas as decisões com a lógica temporal indicada nos PD, verificando ainda a existência de projetos aprovados que ensejariam o envio de revisões desses instrumentos.

523. Dessa forma, foram excluídos os projetos os quais os portões foram aprovados fora do intervalo da amostra, de janeiro de 2015 a maio de 2020, restando os que tiveram o Portão 2 ou o Portão 3 aprovados nesse período

524. Cabe destaque que houve a coincidência de projetos para os campos de Lula e Sul de Lula, sendo então avaliados os mesmos relatórios de EVTE com os PD correspondentes. Os projetos da Petrobras relacionados aos campos e a situação de avaliação estão indicados na **Error! Reference source not found.** abaixo:

525. Os quesitos avaliados na comparação da coerência dos projetos com os PD foram: a malha de drenagem, mais especificamente a quantidade de poços produtores e injetores; e as características das unidades de produção, verificando a quantidade de unidades, o tipo e a capacidade de processamento de óleo. A escolha desses quesitos se deu, pelo fato de que alterações dessa natureza ensejam o envio de revisão do PD previamente encaminhado.

526. (...)

527. Ressalva-se que durante a análise foi necessário recorrer a PD anteriores, mesmo que fora do intervalo da amostra, uma vez que alguns dos PD analisados eram de revisão, em que apenas as alterações são destacadas, e ainda, nos relatórios de EVTE de alguns projetos constavam apenas parte do desenvolvimento indicado no PD. Mesmo assim foi possível identificar a malha de drenagem coerente e as informações das unidades de produção consistentes com as dos planos apresentados à época.

528. (...)

6. Análise dos comentários dos gestores

529. Em cumprimento aos arts. 14 e 15 da Resolução-TCU 315/2020, que dispõe sobre a elaboração de deliberações que contemplem medidas a serem tomadas pelas unidades jurisdicionadas no âmbito do Tribunal de Contas da União, a ANP foi instada a apresentar considerações acerca do relatório preliminar de auditoria (peça 10).

530. A Agência, por sua vez, apresentou sua manifestação por intermédio das peças 15 e 16.

531. Por meio da peça 16, a ANP reiterou os benefícios apontados pelo relatório oriundos da auditoria. Em relação aos normativos da Agência, consignou que no contexto da Agenda Regulatória ANP 2020-2021 e da Portaria ANP 232/2020, publicada em 6/8/2020, que disciplina os trabalhos de revisão e consolidação dos atos normativos no âmbito da ANP, determinados pelo Decreto 10.139/2019, as principais resoluções e portarias da SDP estão em processo de revisão, no qual serão de extrema importância os achados e recomendações desta auditoria.

532. No que tange aos sistemas de suporte às fiscalizações dos campos, ressaltou a importância, conforme apontado pelo relatório, da sistematização e automação das análises através dos sistemas de informação e banco de dados da Agência, para uma fiscalização eficiente e eficaz.

533. Por fim, a ANP ratificou seu compromisso com a melhoria contínua de seus processos de fiscalização, agradecendo as oportunidades de avanço apontadas no relatório, e reconhecendo que elas favorecerão sua capacidade de identificação de discrepâncias entre os instrumentos de controle e de acompanhamento da ANP das atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo brasileiros.

534. Quanto aos comentários apresentados, não foi solicitada qualquer mudança quanto às propostas de encaminhamento. Assim, à luz do art. 15 da Resolução-TCU 315/2020, conclui-se pela manutenção das propostas de encaminhamento preliminares, apresentadas à peça 10, pois não foram apresentadas, pela ANP, consequências negativas ou soluções de melhor custo-benefício para a correção das impropriedades apontadas pela equipe de auditoria.

7. Conclusão

535. A presente auditoria teve por objetivo analisar se os procedimentos de fiscalização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), referentes ao acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos, realizadas pelas empresas produtoras de óleo e gás natural, estão em conformidade ao previsto pelos normativos e são eficazes e eficientes para o acompanhamento do aproveitamento racional das reservas e à maximização dos resultados da União.

536. Dentro deste contexto, coube inicialmente localizar a unidade organizacional responsável por atuar no acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos, a saber, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP).

537. Verificou-se que para atingir o objetivo proposto pelas competências elencadas pelo art. 23 da PANP 69/2011, a SDP se utiliza dos instrumentos de fiscalização elencados na competência VI, a saber: Planos de Desenvolvimento (PD), Programa Anual de Produção (PAP), Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT) e Boletins Mensais de Produção (BMP). Adicionalmente, como prevê a RANP 47/2014, a SDP tem como instrumento de trabalho os Boletins Anuais de Reservas e Recursos (BAR).

538. Esses instrumentos, associados aos seus processos de trabalho e a ferramentas e sistemas auxiliares de fiscalização, compuseram o objeto de auditoria desta fiscalização.

539. A partir do objetivo do trabalho e a fim de se avaliar em que medida se dava a atuação da SDP, formularam-se quatro questões de auditoria. A primeira e a segunda dizem respeito aos cinco instrumentos de fiscalização adotados pela SDP. Buscou-se, assim, verificar se esses eram eficazes e eficientes, e estavam em conformidade aos normativos vigentes, para a tarefa de fiscalização dos campos de petróleo e gás natural.

540. Por sua vez, a terceira questão de auditoria teve como objetivo medir o grau de maturidade dos processos de gestão de riscos associados às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos PD, PAP, PAT, BAR e BMP.

541. Por último, a quarta questão buscou verificar o grau de eficácia e eficiência das ferramentas e dos sistemas auxiliares à fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos.

542. Na fase de planejamento, balizou-se a seleção de uma amostra a partir da identificação dos maiores campos produtores de petróleo, considerando a produção em barris de óleo equivalente/dia. Deste modo, foram selecionados os campos de Lula, Sul de Lula, Búzios, Sapinhoá, Jubarte, Roncador, Marlim Sul e Tartaruga Verde, que contribuíram com 74,03% da produção nacional, em março de 2020. Para esses campos, planejou-se o exame dos instrumentos de fiscalização aplicados pela SDP no período de corte da auditoria, a saber, janeiro de 2015 a maio de 2020.

543. Da aplicação dos procedimentos de auditoria relacionados à primeira e segunda questões resultou a identificação de aplicação de boas práticas, por parte da SDP, na fiscalização dos instrumentos PD, BAR e BMP, configurando uma atuação positiva por parte da superintendência, descrita na seção III.

544. Também associada à segunda questão resultou o primeiro achado de auditoria,

descrito no item IV.1, decorrente de falhas de integração entre o plano de desenvolvimento e os instrumentos PAP e PAT.

545. Em relação ao instrumento PAP, não se observou a implementação, no Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP), da lógica de controle estabelecida pelo item 2.6 do regulamento técnico da PANP 100/2000, ou seja, consistência dos PAP com as curvas de produção definidas nos PD. Essa ausência de implementação da regra exigida, causa primária da situação encontrada, favoreceu a ocorrência das situações explicitadas no Apêndice D.

546. Uma vez que a lógica vigente não proporciona pleno rastreamento da estratégia de exploração registrada nos PD, a previsão quinquenal recebida a cada exercício pode divergir daquela estratégia aprovada pela SDP, impossibilitando uma crítica do regulador, acerca das mudanças. No limite, ao longo do tempo, pode-se perder referência em relação ao planejamento estratégico para a área em produção.

547. Tendo em vista a detecção da situação encontrada, bem como a oportunidade de aprimoramento dos processos de trabalho da SDP, como fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, a proposta foi no sentido de recomendar à ANP que implemente, de forma sistemática e sistematizada, a regra de controle disposta no item 2.6 do Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção, anexo à PANP 100/2000, de modo a garantir plena eficácia ao exigido pelo dispositivo e permitir a ocorrência de ganhos de eficiência no processo de análise e aprovação do instrumento de fiscalização PAP da SDP.

548. Em relação ao exame dos PAT, verificou-se grande incompatibilidade entre os modelos de preenchimento de informações de cronograma de atividades e orçamentárias entre os instrumentos PD e PAT, o que impossibilitou um comparativo entre as informações dos dois instrumentos para os oito campos avaliados.

549. Constatou-se que as causas para o não tratamento das situações podem ser várias, como as dificuldades em se comparar as alterações ocorridas entre PAT com as atividades do PD e a ausência de carga das informações do PD no SIGEP, impossibilitando um mapeamento automático entre atividades e orçamentos.

550. Confirmou-se que está em curso um processo de aprimoramento dos normativos RANP 17/2015 e PANP 123/2000. Adicionalmente, identificou-se que está em desenvolvimento um novo módulo de carga do PAT que, de acordo com a SDP, irá proporcionar uma maior comparabilidade entre os instrumentos, inclusive por meio de carga em banco de dados. Devido a isso, não se verificou imperativa proposta de adoção de alguma medida adicional por parte desta Corte de Contas, pois se observa favorável a tendência de que a situação encontrada se resolva sem a imposição de medidas pelo Tribunal.

551. Com base na aplicação dos procedimentos referentes à terceira questão, resultou o segundo achado de auditoria, indicado no item IV.2, relacionado ao nível de maturidade inicial dos processos de gestão de riscos da SDP.

552. Com base no diagnóstico do arcabouço normativo e documental existente, nas instâncias SDP, Secretaria Executiva (SEC) e Auditoria Interna (AUD), e nas ações já implementadas e em curso, avaliou-se a maturidade da gestão de riscos da SDP. Nesta linha, utilizou-se como critério de auditoria o Modelo de Avaliação de Maturidade do TCU, definido no Roteiro de Avaliação de Maturidade da Gestão de Riscos do TCU, publicado em janeiro de 2018.

553. A aplicação da avaliação de maturidade proposta pelo TCU indicou um nível de maturidade inicial para a gestão de riscos da SDP, associada às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos PD, PAP, PAT, BAR e BMP. A avaliação de riscos completa foi registrada na tabela do Apêndice E.

554. Verificou-se que a causa da situação encontrada refere-se à incompletude de aplicação da metodologia de gestão de riscos, recentemente implementada pela ANP, aos processos da SDP. Como consequências de um nível de maturidade inicial dos processos de gestão de riscos, pôde-se registrar a não identificação de riscos que podem comprometer os objetivos institucionais da superintendência.

555. Tendo em vista que a SDP, supervisionada pela SEC e pela AUD, já iniciou a implementação de sua gestão de riscos, temporariamente postergada devido aos efeitos do novo Coronavírus, não se verificou imperativa proposta de adoção de alguma medida adicional por parte desta Corte de Contas, pois também se observa favorável a tendência de que a situação encontrada se resolva sem a imposição de medidas pelo Tribunal.

556. Com base nos achados acima retratados, e considerando as ressalvas registradas, observa-se que, do ponto de vista de uma fiscalização integrada, os instrumentos estratégicos e operacionais estão sendo fiscalizados adequadamente pela SDP, garantindo eficácia aos objetivos institucionais da ANP, bem como aos definidos pela Lei do Petróleo.

557. Por outro lado, nos instrumentos táticos, PAP e PAT, foram detectadas falhas que necessitam ser sanadas pela ANP, a partir da implementação de melhorias nesses instrumentos, o que irá permitir um incremento na capacidade de acompanhamento do desenvolvimento e produção dos campos de petróleo brasileiros.

558. Ainda a partir da aplicação dos procedimentos referentes à primeira e segunda questões, também resultou um terceiro achado de auditoria, apontado no item IV.3, referente à incompletude, não-padronização e desatualização de roteiros de análise de instrumentos em relação a normativos vigentes.

559. Conforme tratado no item IV.3 deste relatório, foi encontrada a desatualização, notadamente no padrão interno SDP-ITEC-002 - Nota Técnica de Análise do Plano de Desenvolvimento, utilizado pela SDP para elaboração de Notas Técnicas de análise de PD, com a RANP 17/2015, e incompletudes nos padrões Roteiro para a análise de Plano de Desenvolvimento (PD) e SDP-PTEC-006 - Procedimento de Análise do PAP/PAT, relacionados, respectivamente, às análises de PD e do PAT.

560. Identificou-se que a causa da desatualização do roteiro de análises de PD é o desalinhamento temporal entre o momento de elaboração das diretrizes do padrão com o normativo vigente e a causa das incompletudes dos artefatos relacionados ao PD e ao PAT é a não verificação dos normativos que aprovaram o regulamento técnico do PD e que estabeleceu as etapas e ações relacionadas ao PAT.

561. Tais ações tiveram como consequência a falta de procedimentos internos adequados para que as análises do PD e do PAT sejam efetuadas de maneira uniforme, independentemente de qual técnico a execute.

562. Dessa forma, foi proposta recomendação para que a ANP, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, efetue a revisão dos procedimentos internos de análise do PD e do PAT de modo a que eles fiquem aderentes aos normativos relacionados vigentes.

563. Destaca-se que a aplicação das quatro questões de auditoria não resultou em achados para parte do objeto examinado, tema tratado na seção V.

564. Em relação a este tema, a fim de avaliar o grau de eficácia e eficiência das ferramentas e dos sistemas auxiliares à fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos foi avaliado como as ferramentas e sistemas suportam as fiscalizações de desenvolvimento da produção à cargo da SDP e foram verificados os planos de fiscalização *in loco* nas unidades e instalações de produção.

565. Concluiu-se que, ressalvadas as observações apontadas nos achados, as ferramentas e os sistemas auxiliares, implementadas pela ANP no âmbito da SDP, são eficazes e eficientes para o acompanhamento das atividades de fiscalização das etapas de desenvolvimento e produção dos campos.

566. Ainda sobre os procedimentos que não resultaram achados, a equipe de auditoria avaliou a consistência entre os PD e os relatórios de EVTE para os campos da amostra operados pela Petrobras, não resultando em discrepâncias.

567. Em cumprimento aos arts. 14 e 15 da Resolução-TCU 315/2020, que dispõe sobre a elaboração de deliberações que contemplem medidas a serem tomadas pelas unidades jurisdicionadas no âmbito do Tribunal de Contas da União, a ANP foi instada a apresentar considerações acerca do relatório preliminar de auditoria (peça 10). A Agência, por sua vez, apresentou sua manifestação por meio das peças 15 e 16.

568. Quanto aos comentários apresentados, não foi solicitada qualquer mudança quanto às propostas de encaminhamento. Assim, à luz do art. 15 da Resolução-TCU 315/2020, concluiu-se pela manutenção das propostas de encaminhamento preliminares, pois não foram apresentadas, pela ANP, consequências negativas ou soluções de melhor custo-benefício para a correção das impropriedades apontadas pela equipe de auditoria.

569. A ANP ratificou seu compromisso com a melhoria contínua de seus processos de fiscalização, agradecendo as oportunidades de avanço apontadas no relatório, e reconhecendo que elas favorecerão sua capacidade de identificação de discrepâncias entre os instrumentos de controle e de acompanhamento da ANP das atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo brasileiros.

570. Por fim, acerca da classificação de confidencialidade da informação, fundamenta-se uma proposta no mesmo sentido da deliberação prolatada no Acórdão 3.343/2015-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Vital do Rêgo. No voto condutor daquele *decisum* defendeu-se ser de amplo interesse público que a apreciação da matéria não seja afastada do escrutínio social e, ainda, que não se poderia olvidar que a publicidade deve ser a regra e a confidencialidade a exceção, motivo pelo qual o próprio relatório da fiscalização deveria ser tornado público.

571. Tomando como base tal deliberação, propõe-se que a presente instrução seja tornada pública, à exceção dos parágrafos 526 e 528; das Tabelas 26 e 27; e da Figura 19.

8. Proposta de encaminhamento

572. Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, com posterior envio ao gabinete do Exmo. Min. Walton Alencar Rodrigues, para no mérito propor:

572.1. recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, que:

a) implemente, de forma sistemática e sistematizada, a regra de controle disposta no item 2.6 do Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção, anexo à PANP 100/2000, de modo a garantir plena eficácia ao exigido pelo dispositivo e permitir a ocorrência de ganhos de eficiência no processo de análise e aprovação do instrumento de fiscalização denominado Programa Anual de Produção (PAP) pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) (item IV.1.1.1);

b) efetue a revisão dos procedimentos internos denominados Roteiro para a Análise de Plano de Desenvolvimento (PD) e SDP-ITEC-002 - Nota Técnica de Análise do Plano de Desenvolvimento, de modo que esses padrões estejam aderentes ao normativo vigente, atualmente a RANP 17/2015, e permitam a uniformidade das análises realizadas pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) (item IV.3.1.1);

c) efetue a revisão do procedimento interno denominado SDP-PTEC-006 - Procedimento de Análise do PAP/PAT, especialmente nas orientações de análise do Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), de modo que esses padrões estejam alinhados ao normativo vigente, atualmente a PANP 123/2000, e permitam a uniformidade das análises realizadas pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) (item IV.3.1.2);

572.2. Nos termos do art. 8º da Resolução-TCU 315, de 2020, fazer constar, na ata da sessão em que estes autos forem apreciados, comunicação do relator ao colegiado no sentido de:

a) tornar o presente relatório público, à exceção dos parágrafos 526 e 528; das Tabelas 26 e 27; e da Figura 19; e fazer incidir sobre as peças e papéis de trabalho deste processo a classificação proposta no aplicativo “Classificação de peças do e-TCU com restrição de acesso”, de modo que a concessão de vistas e cópias destes autos seja feita de acordo com as restrições ou permissões ali constantes; e

b) com fundamento no art. 169, inciso V, considerando ter sido alcançado os objetivos desta ação de controle, encerrar o presente processo, após a realização das comunicações pertinentes.

VOTO

Trata-se de auditoria operacional realizada pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPet), em cumprimento ao Despacho por mim exarada nos autos do TC 010.547/2020-7, com o intuito de analisar os procedimentos de fiscalização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), no tange ao acompanhamento das atividades de desenvolvimento e produção dos campos, a cargo das empresas produtoras de óleo e gás natural, com vistas à avaliação de sua eficiência e eficácia, bem como de sua conformidade com normativos vigentes.

Conforme consignado no Relatório de Auditoria, parcialmente reproduzido no Relatório que fundamenta este Voto, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) é a unidade organizacional, no âmbito da ANP, responsável pelas atividades objeto da presente auditoria, cujas competências estão elencadas no art. 23 do Regimento Interno da Agência Reguladora, Portaria ANP (PANP) 69/2011.

No cumprimento desse mister, a SDP utiliza os seguintes instrumentos de fiscalização: i) Planos de Desenvolvimento (PD); ii) Programa Anual de Produção (PAP), iii) Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT); iv) Boletins Mensais de Produção (BMP); e v) Boletins Anuais de Reservas e Recursos (BAR).

A equipe de fiscalização desta Corte de Contas identificou, inicialmente, boas práticas em relação ao PD, ao BAR e ao BMP, bem assim a existência de falhas de integração entre o PD e os instrumentos PAP e PAT.

Tais achados, levaram a unidade técnica a propor a implementação, de forma sistematizada, da regra de controle de que trata o item 2.6 do Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção, anexo à PANP 100/2000, com vistas ao seu efetivo cumprimento e ao ganho de eficiência no processo de análise e aprovação do PAP.

Não foram sugeridas determinações em relação ao PAT, uma vez que a equipe considerou que o novo módulo de carga do Programa, em fase de desenvolvimento, irá solucionar a questão.

No curso da auditoria, foi avaliado, ainda, o grau de maturidade dos processos de gestão de riscos associados às atividades de análise, aprovação e fiscalização dos instrumentos PD, PAP, PAT, BAR e BMP.

Nesse aspecto, foi identificado que a metodologia de gestão riscos não está devidamente concluída e madura, tendo em vista que sua implementação teve de ser postergada em virtude da pandemia do novo Coronavírus. Considerando que os respectivos trabalhos foram retomados, a equipe de auditoria considerou desnecessária a adoção de medidas adicionais.

Por fim, o relatório de auditoria apontou a incompletude, a ausência de padronização e desatualização dos roteiros de análise dos instrumentos em relação a normativos vigentes, o que ensejou proposta de recomendação à ANP, para que efetue a revisão dos procedimentos internos de análise do PD e do PAT de modo a ficarem aderentes aos normativos vigentes.

Conforme previsto nos arts. 14 e 15 da Resolução-TCU 315/2020, os achados de auditoria e a proposta de encaminhamento da secretaria especializada foram submetidos à manifestação da ANP, que os considerou pertinentes e capazes de aperfeiçoar o controle e o acompanhamento das atividades de desenvolvimento e produção dos campos de petróleo brasileiros.



Sendo assim, louvando o percuciente trabalho da equipe de fiscalização, manifesto-me de acordo com os pareceres da SeinfraPet e voto no sentido de que este Tribunal acolha a minuta de acórdão que submeto à deliberação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 8 de dezembro de 2021.

WALTON ALENCAR RODRIGUES
Relator

ACÓRDÃO Nº 2936/2021 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 015.968/2020-0.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V - Auditoria Operacional.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgão/Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
5. Relator: Ministro Walton Alencar Rodrigues.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPet).
8. Representação legal: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de auditoria operacional, destinada a avaliar os procedimentos de fiscalização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), referentes ao acompanhamento da execução das atividades de desenvolvimento e produção dos campos, realizadas pelas empresas produtoras de óleo e gás natural;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão Plenária, diante das razões expostas pelo relator, nos termos do art. 250, inciso III, c/c o art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, em:

9.1. recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que:

9.1.1. implemente a regra de controle prevista no item 2.6 do Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção, anexo à PANP 100/2000, de modo a garantir a plena eficácia do dispositivo e permitir ganhos de eficiência no processo de análise e aprovação do instrumento de fiscalização denominado Programa Anual de Produção (PAP) pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP);

9.1.2. efetue a revisão dos procedimentos internos denominados “Roteiro para a Análise de Plano de Desenvolvimento (PD)” e “SDP-ITEC-002 - Nota Técnica de Análise do Plano de Desenvolvimento”, de modo que fiquem aderentes ao normativo vigente, atualmente a RANP 17/2015, e permitam a uniformidade das análises realizadas pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP);

9.1.3. efetue a revisão do procedimento interno denominado “SDP-PTEC-006 - Procedimento de Análise do PAP/PAT”, especialmente nas orientações de análise do Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), de modo que fiquem alinhados ao normativo vigente, atualmente a PANP 123/2000, e permitam a uniformidade das análises realizadas pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP);

9.2. determinar à SeinfraPetroleo que observe os normativos internos do TCU acerca da concessão de vistas e cópias das peças e informações deste processo com restrição de acesso;

9.3. dar ciência deste Acórdão e do Relatório e Voto que o fundamentam à ANP.

10. Ata nº 48/2021 – Plenário.
11. Data da Sessão: 8/12/2021 – Telepresencial.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2936-48/21-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Bruno Dantas (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues (Relator), Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro, Vital do Rêgo e Jorge Oliveira.

13.2. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

BRUNO DANTAS

Vice-Presidente, no exercício da Presidência

(Assinado Eletronicamente)

WALTON ALENCAR RODRIGUES

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

LUCAS ROCHA FURTADO

Procurador-Geral, em exercício