RELATÓRIO DE POSICIONAMENTO FINAL DA CONSULTA E AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 28/2022

Período de realização da consulta: 21/12/2022 a 24/04/2023

OBJETIVO: Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de resolução que dispõe sobre o regime de segurança operacional para as instalações de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural e aprova o regulamento técnico do sistema de gestão da segurança operacional (SGSO)

Tabela 1. Consolidação das contribuições sobre a minuta de resolução

Item da minuta	Contribuição recebida	Justificativa apresentada	Identificação do participante	Avaliação da ANP	Ação ANP
Artigo 2º	Parágrafo 3º As sondas de perfuração ou intervenção terrestres e marítimas fixas estão sujeitas exclusivamente ao Apêndice A do regulamento técnico do SGSO.	Parágrafo 3º - Conforme é sugerido, alternativamente, aplicar apenas o apêndice A para as unidades que operam em terra e águas rasas independente do ciclo de vida ou tipo de bloco. Entende-se que a aplicação exclusiva do apêndice A pode ser estendida para a atividade de sondagem terrestre e águas rasas, em todas as etapas do ciclo de vida, tanto em blocos exploratórios como em blocos de desenvolvimento. Quando comparados com o cenário de perfuração em bloco exploratório, os riscos envolvidos e requisitos necessários para a garantia da segurança operacional em outros ciclos de vida em áreas explotatórias são tipicamente inferiores, não havendo justificativa para a não inclusão desses cenários na sujeição exclusiva do apêndice A.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Foi acatado parcialmente sem a necessidade de especificar as sondas e simplificar o texto. Excluir as unidades marítimas que hoje estão sujeitas ao arcabouço seria um retrocesso regulatório injustificado.	Acatar parcialmente

Artigo 3º	Art 3º (itens com comentários): V – (...) sobre a prática de gestão nº 11 (elementos críticos de segurança operacional) do regulamento técnico do SGSO, a ser produzido por equipe autônoma e independente ou de terceira parte com conhecimento apropriado;	V - Acrescentar o termo "equipe autônoma e independente", de modo a evitar o acréscimo de um novo custo ao processo, com a contratação de uma entidade externa, podendo utilizar a força de trabalho da Companhia especializada, independente da área operacional e que terá autonomia para a realização do diagnóstico necessário. V - Cada grupo de elemento critico pode ter uma terceira parte, pontuar que devido o processo licitatório da empresa essa demanda pode impactar os testes necessários e o atendimento em itens da PG 11.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Acatado com ajuste de redação. Permitir que o exame de elementos críticos possa também ser realizado por equipe independente da operação, não necessariamente por terceira parte.	Acatar parcialmente
Artigo 1º	As diretrizes deste regime de segurança operacional para as instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) deve ser contemplado pelos planos estratégicos de todas as organizações com o objetivo de assegurar os recursos para seu planejamento, implantação, gestão, avaliação, execução e evolução.	As companhias de E&P precisam assegurar que os níveis estratégicos estão comprometidos com com esta resolução e para isto, a orientação nela contida deve fazer parte das diretrizes estratégicas das empresas, para garantir a provisão necessária de recursos para sua operacionalização.	Fredjoger Barbosa Mendes	A ANP corrobora com o entendimento proposto, que já consta na "Prática de Gestão nº 1: liderança, cultura de segurança e responsabilidade da alta administração", conforme justificativa apresentada na Nota Técnica nº 41/2022/SSM/ANP-RJ.	Não Acatar

Artigo 1º	Art 1º - Incluir Parágrafo único: Para instalações afretadas com contratos de sondas ou unidades de intervenção, cujo projeto e construção não foi executado para um campo específico, o ciclo de vida das instalações se limita ao tempo definido em contrato, não sendo aplicáveis as fases e itens referentes a projeto, construção, conversão de uso e descomissionamento.	Unidades de intervenção em poços (perfuração, completação etc) são projetadas e construídas com projetos padronizados para atuação em diversos cenários e diferentes países. Devido a este motivo, as operadoras que afretam este tipo de unidade não tem participação no projeto de construção das unidades, tampouco na desmobilização. Para gestão dos riscos são estabelecidas especificações técnicas mínimas e parâmetros de operação e de segurança no momento da contratação, sendo considerados os regulamentos vigentes e as práticas de segurança da empresa contratante. O texto original impacta e inviabiliza o mercado da Sondagem no Brasil, uma vez que esse exige itens que não são executados no mercado internacional e na construção das Sondas.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	As unidades sondas frequentemente passam por ajustes em estaleiro para adequação a Normas e Regulamentações exigidas no Brasil. Assim, por mais que os projetos de unidades sejam previos ao estabelecimento de contrato, deve haver requisitos específicos estabelecidos pelo Operador de contrato que permitam o atendimento mínimo ao sistema de gestão estabelecido por este próprio Operador. Além disto, o item é idêntico ao do regulamento vigente, não afetando a aplicação em unidades de intervenção / sondas.	Não Acatar

Artigo 1º	§ 1º O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis durante a vigência do contrato que outorga os direitos de E&P, abrangendo o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações, que compreende desde as outorga os direitos de E&P, abrangendo as etapas iniciais de projeto, montagem, comissionamento e inspeções iniciais, passando pelas etapas de rotineiras de operação, inspeções periódicas, manutenção preventiva, manutenção preditiva, reparos e recuperação de equipamentos, até a etapa final de descomissionamento, independentemente da interrupção, programada ou não, das atividades.	§ 1º: Atualização do texto, melhor descrevendo, de forma mais completa e abrangente, as atividades ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P. Padronizar ao longo do texto o termo "CICLO TOTAL DE VIDA" (das instalações) ao invés dos termos "TODO O CICLO DE VIDA" ou "CICLO DE VIDA" como está sendo utilizado.	Roberval Bulgarelli	A proposta do proponente não altera o entendimento do texto. O termo "todo" subtende-se que são todas as fases que compõem o ciclo de vida da instalação. Dessa forma, sugere-se manter na resolução e no corpo do regulamento.	Não Acatar

Artigo 1º	Incluir: Para instalações afretadas com contratosde sondas ou unidades de intervenção, cujo projeto e construção não foi executado para um campo específico, o ciclo de vida das instalações se limita ao tempo definido em contrato, não sendo aplicáveis as fases e itens referentes a projeto, construção, conversão de uso e descomissionamento.	Unidades de intervenção em poços (perfuração, completação, etc...) são projetadas e construídas com projetos padronizados para atuação em diversos cenários e diferentes países. Devido a este motivo as operadoras que afretam este tipo de unidade não tem participação no projeto de construção das unidades, tampouco na desmobilização. Para gestão dos riscos são estabelecidas especificações técnicas mínimas e parâmetros de operação e de segurança no momento da contratação, sendo considerados os regulamentos vigentes e as práticas de segurança da empresa contratante. O texto original impacta e inviabiliza o mercado da Sondagem no Brasil, uma vez que esse exige itens que não são executados no mercado internacional e na contrução das Sondas.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	As unidades sondas frequentemente passam por ajustes em estaleiro para adequação a Normas e Regulamentações exigidas no Brasil. Assim, por mais que os projetos de unidades sejam previos ao estabelecimento de contrato, deve haver requisitos específicos estabelecidos pelo Operador de contrato que permitam o atendimento mínimo ao sistema de gestão estabelecido por este próprio Operador. Além disto, o item é idêntico ao do regulamento vigente, não afetando a aplicação em unidades de intervenção / sondas.	Não Acatar

Artigo 2º	Art. 2º (itens com comentários): O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis: I - às seguintes instalações de contrato de E&P: a) instalações de armazenamento e transferência dos fluidos produzidos em campo de petróleo e gás natural; b) instalações de produção; c) poços de E&P; d) sistemas de coleta e escoamento da produção (à exceção de dispositivos de testes aos quais não tenham tido contato com a planta de produção). e) sondas de perfuração ou intervenção flutuantes.	I - Sugere-se usar o termo "instalações" para adequar à definição de "Instalação" presente no Apêndice D - item D.37 c) Elucidar que o escopo da Resolução é aplicável a poços de E&P e não a poços construídos para outros fins. d) Elucidar que monobóias ou outros dispositivos de teste que não tenham tido contato com a produção não são escopo do SGSO. e) A aplicação integral e indistinta do SGSO para sondas que operam em terra e águas rasas, no mesmo nível de requisito de unidades flutuantes, se mostra desproporcional às distintas categorias de complexidade envolvidas nos ciclos de vida dessas instalações. Tal desproporcionalidade tem potencial de se tornar fator inviabilizador da atividade de sondagem em campos maduros, principalmente com um cenário nacional de participação crescente de novas cessionárias de menor porte.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	I - . O termo ativo foi substituído por instalações que abarca todos os tipos de instalações do E&P, inclusive os poços e os sistemas de coleta e escoamento. Quanto às demais sugestões, sugere-se não acatar, pois tratam de possíveis exceções que não devem entrar na regra geral, ou delimitação de escopo (E&P) que já consta no corpo do inciso I.	Acatar parcialmente
Artigo 2º	Parágrafo 1º - O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO não são aplicáveis a etapas e situações do ciclo de vida que tenham finalizado previamente à data de publicação desta Resolução.	Parágrafo 1º - O texto atual não afasta o risco de retroação regulatória, algo crítico especialmente para poços abandonados permanentemente em épocas pré-SGIP. Sugere-se também identificar o marco relacionado ao início do ciclo de vida das instalações como sendo após a sanção do projeto de desenvolvimento do campo.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	§ 1º: a vigência da resolução se dará a partir da data de sua vigência, conforme art. 32. Portanto, não há que se falar em efeitos retroativos.Os poços abandonados permanentemente em épocas anteriores à publicação do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Integridade de Poços (SGIP) são avaliados conforme regulamento vigente à época. (...)	Não acatar

Artigo 2º	Parágrafo 5º As instalações que se encontram em descomissionamento poderão ser dispensadas parcialmente das exigências deste Resolução, desde que comprovado à ANP que houve uma atenuação do cenário de risco relacionado a esta fase do ciclo de vida.	Parágrafo 5º - A fase do ciclo de vida traz diferentes tipos de risco. Na fase de descomissionamento especificamente, por exemplo quando já estiver com a planta sem óleo/gás devem ser levados em conta os riscos relacionados à essa fase do ciclo de vida. Desta forma, de acordo com o requisito do Regulamento, pode ser aplicável ou não. A motivação é utilizar o conceito de gestão baseada em risco para unidades nessa fase (ou seja, unidades que estão em final de vida útil e sem inventário de hidrocarbonetos por ex.)	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis durante a vigência do contrato que outorga os direitos de E&P contemplando **todo o ciclo de vida das instalações**, que compreende as fases desde o projeto até o descomissionamento, independentemente da interrupção, programada ou não, das atividades. Diversos incidentes tem sido reportados em unidades com produção interrompida ou em descomissionamento, reforçando a necessidade do SSGO incidir em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar
Artigo 2º	Art. 2º O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis: II - às seguintes atividades de E&P: d) teste de poço, independentemente da fase do contrato;	Recomenda-se substituir "teste de longa duração" por "teste de poço", pois assim abrangerá tanto o teste de formação como o teste de longa duração.	SEP	Teste de poço abrange todo tipo de teste no poço na fase de exploração e pesquisa de formação do poço. A nova minuta se restringiu ao status de início de produção no campo.	Não Acatar

Artigo 2º	§ 1º O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO contemplam todo o ciclo de vida das instalações, que compreende as fases de projeto, construção, instalação, operação e descomissionamento, independentemente da interrupção, programada ou não, das atividades.	Diferentemente da fase de produção, na fase de exploração, podem haver obrigações remanescentes, que são aquelas que ocorrem após o término da fase de exploração. Dessa forma, caso o contratado opte por devolver o bloco, não haverá mais um contrato vigente, porém, ainda assim, poderão haver atividades a serem realizadas.	SEP	Optou-se em manter por o regulamento ser mais destinado às atividades abarcadas no contrato de E&P. Independente do bloco ser devolvido, as obrigações da empresa podem permanecer e seguir as diretrizes da ANP. Qualquer alteração a isto, deve estar mais explicito nas resoluções relativas à fase de exploração.	Não acatar
Artigo 2º	§ 2º As instalações terrestres de produção poderão ser dispensadas parcialmente das exigências desta resolução, conforme Anexo II.	Observar que o Anexo II utiliza a terminologia "campos terrestres" e não "instalações terrestres".	SEP	§ 2º: Texto alterado a fim de estar em conformidade ao Anexo II.	Acatar
Artigo 2º	§ 1º O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis durante a vigência do contrato que outorga os direitos de E&P, abrangendo o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações, que compreende desde as outorga os direitos de E&P, abrangendo as etapas iniciais de projeto, montagem, comissionamento e inspeções iniciais, passando pelas etapas de rotineiras de operação, inspeções periódicas, manutenção preventiva, manutenção preditiva, reparos e recuperação de equipamentos, até a etapa final de descomissionamento, independentemente da interrupção, programada ou não, das atividades.	§ 1º: Atualização do texto, melhor descrevendo, de forma mais completa e abrangente, as atividades ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P.	Roberval Bulgarelli	A proposta do proponente não altera o entendimento do texto. O termo "todo" subtende-se que são todas as fases que compõem o ciclo de vida da instalação. Dessa forma, sugere-se manter na resolução e no corpo do regulamento.	Não Acatar

Artigo 2º	Art. 2º O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis: I - às seguintes instalações de contrato de E&P: a) instalações de armazenamento e transferência dos fluidos produzidos em campo de petróleo e gás natural; b) instalações de produção; c) poços de E&P; d) sistemas de coleta e escoamento da produção (à exceção de dispositivos de testes aos quais não tenham tido contato com a planta de produção). e) sondas de perfuração ou intervenção flutuantes.	Art 2º I - Sugere-se usar o termo "instalações" para adequar à definição de "Instalação" presente no Apêndice D - item D.37 c) Elucidar que o escopo da Resolução é aplicável a poços de E&P e não a poços construídos para outros fins. d) Elucidar que monoboias ou outros dispositivos de teste que não tenham tido contato com a produção não são escopo do SGSO. e) A aplicação integral e indistinta do SGSO para sondas que operam em terra e águas rasas, no mesmo nível de requisito de unidades flutuantes, se mostra desproporcional às distintas categorias de complexidade envolvidas nos ciclos de vida dessas instalações. Tal desproporcionalidade tem potencial de se tornar fator inviabilizador da atividade de sondagem em campos maduros, principalmente com um cenário nacional de participação crescente de novas cessionárias de menor porte.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	I - . O termo ativo foi substituído por instalações que abarca todos os tipos de instalações do E&P, inclusive os poços e os sistemas de coleta e escoamento. Quanto às demais sugestões, sugere-se não acatar, pois tratam de possíveis exceções que não devem entrar na regra geral, ou delimitação de escopo (E&P) que já consta no corpo do inciso I.	Acatar parcialmente
Artigo 2º	Parágrafo 1º - O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO não são aplicáveis a etapas e situações do ciclo de vida que tenham finalizado previamente à data de publicação desta Resolução.	Parágrafo 1º - O texto atual não afasta o risco de retroação regulatória, algo crítico especialmente para poços abandonados permanentemente em épocas pré-SGIP. Sugere-se também identificar o marco relacionado ao início do ciclo de vida das instalações como sendo após a sanção do projeto de desenvolvimento do campo.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	§ 1º: a vigência da resolução se dará a partir da data de sua vigência, conforme art. 32. Portanto, não há que se falar em efeitos retroativos.Os poços abandonados permanentemente em épocas anteriores à publicação do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Integridade de Poços (SGIP) são avaliados conforme regulamento vigente à época. (...)	Não Acatar

Artigo 2º	Parágrafo 3º As sondas de perfuração ou intervenção terrestres e marítimas fixas estão sujeitas exclusivamente ao Apêndice A do regulamento técnico do SGSO.	Parágrafo 3º - Conforme é sugerido, alternativamente, aplicar apenas o apêndice A para as unidades que operam em terra e águas rasas independente do ciclo de vida ou tipo de bloco. Entende-se que a aplicação exclusiva do apêndice A pode ser estendida para a atividade de sondagem terrestre e águas rasas, em todas as etapas do ciclo de vida, tanto em blocos exploratórios como em blocos de desenvolvimento. Quando comparados com o cenário de perfuração em bloco exploratório, os riscos envolvidos e requisitos necessários para a garantia da segurança operacional em outros ciclos de vida em áreas explotatórias são tipicamente inferiores, não havendo justificativa para a não inclusão desses cenários na sujeição exclusiva do apêndice A.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	As unidades sondas frequentemente passam por ajustes em estaleiro para adequação a Normas e Regulamentações exigidas no Brasil. Assim, por mais que os projetos de unidades sejam previos ao estabelecimento de contrato, deve haver requisitos específicos estabelecidos pelo Operador de contrato que permitam o atendimento mínimo ao sistema de gestão estabelecido por este próprio Operador. Além disto, o item é idêntico ao do regulamento vigente, não afetando a aplicação em unidades de intervenção / sondas.	Acatar parcialmente

Artigo 2º	Parágrafo 5º As instalações que se encontram em descomissionamento poderão ser dispensadas parcialmente das exigências deste Resolução, desde que comprovado à ANP que houve uma atenuação do cenário de risco relacionado a esta fase do ciclo de vida.	Parágrafo 5º - A fase do ciclo de vida traz diferentes tipos de risco. Na fase de descomissionamento especificamente, por exemplo quando já estiver com a planta sem óleo/gás devem ser levados em conta os riscos relacionados à essa fase do ciclo de vida. Desta forma, de acordo com o requisito do Regulamento, pode ser aplicável ou não. A motivação é utilizar o conceito de gestão baseada em risco para unidades nessa fase (ou seja, unidades que estão em final de vida útil e sem inventário de hidrocarbonetos por ex.)	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis durante a vigência do contrato que outorga os direitos de E&P contemplando **todo o ciclo de vida das instalações**, que compreende as fases desde o projeto até o descomissionamento, independentemente da interrupção, programada ou não, das atividades. Diversos incidentes tem sido reportados em unidades com produção interrompida ou em descomissionamento, reforçando a necessidade do SSGO incidir em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar

Artigo 2º	Art. 2ºO regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis: I -aos seguintes instalações integrantes de contrato de E&P: a)instalações de armazenamento e transferência dos fluidos produzidos em campo de petróleo e gás natural; b)instalações de produção; c)poços de E&P; d)sistemas de coleta e escoamento da produção (à exceção de dispositivos de testes aos quais não tenham tido contato com a planta de produção). e)sondas de perfuração ou intervenção flutuantes.	Elucidar que o escopo da Resolução é aplicável a poços de E&P e não a poços construídos para outros fins. Elucidar que monoboias ou outros dispositivos de teste que não tenham tido contato com a produção não são escopo do SGSO. e) A aplicação integral e indistinta do SGSO para sondas que operam em terra e águas rasas, no mesmo nível de requisito de unidades flutuantes, se mostra desproporcional às distintas categorias de complexidade envolvidas nos ciclos de vida dessas instalações. Tal desproporcionalidade tem potencial de se tornar fator inviabilizador da atividade de sondagem em campos maduros, principalmente com um cenário nacional de participação crescente de novas cessionárias de menor porte. Sugere-se usar o termo "instalações" para adequar à definição de "Instalação" presente no Apêndice D - item D.37	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	I - . O termo ativo foi substituído por instalações que abarca todos os tipos de instalações do E&P, inclusive os poços e os sistemas de coleta e escoamento. Quanto às demais sugestões, sugere-se não acatar, pois tratam de possíveis exceções que não devem entrar na regra geral, ou delimitação de escopo (E&P) que já consta no corpo do inciso I.	Acatar parcialmente

Artigo 2º	§ 1º O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis durante a vigência do contrato que outorga os direitos de E&P contemplando todo o ciclo de vida das instalações, que compreende as fases desde a sanção do projeto até o descomissionamento, independentemente da interrupção, programada ou não, das atividades. O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO não são aplicáveis a etapas e situações do ciclo de vida que tenham finalizado previamente à data de publicação desta Resolução	§ 1º O texto atual não afasta o risco de retroação regulatória, algo crítico especialmente para poços abandonados permanentemente em épocas pré-SGIP. § 1º Sugere-se identificar o marco relacionado ao início do ciclo de vida das instalações como sendo após a sanção do projeto de desenvolvimento do campo.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	§ 1º: a entrada em vigor da resolução se dará a partir da data de sua data de vigência ou publicação, conforme art. 32. Portanto, não há que se falar em efeitos retroativos.Os poços abandonados permanentemente em épocas anteriores à publicação do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Integridade de Poços (SGIP) são avaliados conforme regulamento vigente à época. (...)	Não acatar

Artigo 2º	§ 3º As sondas de perfuração ou intervenção terrestres e marítimas fixas estão sujeitas exclusivamente ao Apêndice A do regulamento técnico do SGSO.	§ 3º Conforme é sugerido, alternativamente, aplicar apenas o apêndice A para as unidades que operam em terra e águas rasas independente do ciclo de vida ou tipo de bloco Entende-se que a aplicação exclusiva do apêndice A pode ser estendida para a atividade de sondagem terrestre e águas rasas, em todas as etapas do ciclo de vida, tanto em blocos exploratórios como em blocos de desenvolvimento. Quando comparados com o cenário de perfuração em bloco exploratório, os riscos envolvidos e requisitos necessários para a garantia da segurança operacional em outros ciclos de vida em áreas explotatórias são tipicamente inferiores, não havendo justificativa para a não inclusão desses cenários na sujeição exclusiva do apêndice A.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	As unidades sondas frequentemente passam por ajustes em estaleiro para adequação a Normas e Regulamentações exigidas no Brasil. Assim, por mais que os projetos de unidades sejam previos ao estabelecimento de contrato, deve haver requisitos específicos estabelecidos pelo Operador de contrato que permitam o atendimento mínimo ao sistema de gestão estabelecido por este próprio Operador. Além disto, o item é idêntico ao do regulamento vigente, não afetando a aplicação em unidades de intervenção / sondas.	Acatar parcialmente
Artigo 2º	Art. 2º O regime de segurança operacional e o regulamento técnico do SGSO são aplicáveis: I - às seguintes instalações integrantes de contrato de E&P:	Sugere-se usar o termo "instalações" para adequar à definição de "Instalação" presente no Apêndice D - item D.37	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	I - . O termo ativo foi substituído por instalações que abarca todos os tipos de instalações do E&P, inclusive os poços e os sistemas de coleta e escoamento.	Acatar parcialmente

Artigo 3º	Referente ao subitem 7.2.1 do item 7.2 Planejamento da auditoria, da Prática de Gestão 7: Auditorias, do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional: - Realizar auditorias internas ou de terceira parte considerando todas as Instalações, abarcando todos os requisitos do sistema de gestão da Segurança Operacional ao final de um ciclo de auditorias. A auditoria de terceira parte, realizada por empresas certificadoras, no meu ponto de vista, por não terem vínculo e serem independentes dos Operadores do Contrato, será conduzida com maior criticidade, tendo em vista o know-how e expertise dos auditores destas organizações externas (certificadoras).	Garantir que as auditorias realizadas, possam ser conduzidas com abordagem de elevado nível de criticidade, visando verificar se as práticas adotadas pelos Operadores de Contrato estão compatíveis com as exigências do Regulamento Técnico (SGSO).	Carlos Eduardo dos Santos / CE Consultoria e Auditoria em Segurança do Trabalho	Não houve proposta de alteração de texto, somente uma opinião sobre outro item referente ao subitem 7.2.1 do item 7.2 Planejamento da auditoria, da Prática de Gestão 7 fo Regulamento.	Não Acatar

Artigo 3º	Art 3º (itens com comentários): II - dispor de sistema de gestão que seja compatível com a dimensão, a natureza, a complexidade e o risco das atividades e instalações e que considerem as melhores práticas recomendadas da indústria do petróleo e atendam à legislação aplicável e ao regulamento técnico do SGSO;	II - Se o requisito normativo solicita que o sistema de gestão seja compatível com a diversidade das instalações é necessário que o sistema de gestão reflita as particularidades das instalações em termos de localidades, complexidade e dimensões.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Inciso II: o sistema de gestão é da empresa detentora de direitos de E&P e não da instalação, o que exige, portanto, que ele seja único. No entanto, o estabelecimento de um único sistema de gestão não impede que as particularidades das instalações sejam consideradas. Não houve justificativa para inclusão do termo "recomendadas" em "melhores práticas recomendadas da indústria de petróleo". Porém, a terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e	Não Acatar

Artigo 3º	Art 3º (itens com comentários): VI - Inserir após o inciso VI, novo inciso ou parágrafo:	VI - Parágrafo inserido após o inciso VI - Deixar claro que é necessário um "marco zero" na data de contagem do ciclo de 2 anos. Entende-se que no período de implantação de 6 meses para a PG07, é o período para o Operador ajustar seu processo, adequar sistemas informatizados, reciclar auditores, revisar trilhas de auditorias de acordo com o novo regulamento e estabelecer o cronograma de auditorias para o novo ciclo. Alteração necessária, pois deixa dúvidas de quando passa a contar o ciclo, visto que o regulamento além de ser alterado, estão sendo aglutinados 5 regulamentos, portanto ocorrerá aglutinação de escopo. Não há ganhos em realizar auditorias imediatas neste período de 6 meses de implantação, visto que nesta janela será verificado na auditoria interna os requisitos válidos à época (regulamento vigente), que "estarão desatualizados" em 6 meses. Os novos requisitos não poderão ser exigidos durante período de implantação, assim como descreve como será realizada a Fiscalização da ANP.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Parágrafo proposto após o inciso VI: o inciso VI faz menção ao regulamento técnico, que por sua vez terá um período de adequação. Dessa forma, o ciclo de auditorias se inicia após o período de adequação do regulamento técnico. O período de adequação servirá para o "Operador ajustar seu processo, adequar sistemas informatizados, reciclar auditores, revisar trilhas de auditorias de acordo com o novo regulamento e estabelecer o cronograma de auditorias para o novo ciclo", conforme justificativa da contrbuição. Portanto, não há necessidade de inclusão de um novo parágrafo.	Não Acatar

Artigo 3º	Art 3º (itens com comentários): VII - declarar ciência sobre os estudos de risco qualitativos quinquenais e alinhar o plano de resposta à emergência das afretadas ao plano de emergência do operador do contrato.	VII - A operadora da instalação tem seu próprio sistema de gestão. O operador do contrato tem suas responsabilidades definidas no Bridging Document.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Inciso VII: o inciso é decorrente de cláusula de contrato de E&P, que por sua vez é originária de recomendação do acidente com o FPSO Cidade de São Mateus (CDSM_R05). Conforme a recomendação, o Operador do Contrato de E&P deve participar dos estudos de risco das plataformas de produção afretadas e aprová-los, já que ele é formalmente responsável perante a União, representada pela ANP, pela gestão dos ativos.	Não Acatar
Artigo 3º	Art 3º (itens com comentários): VIII - prover acesso de outros operadores (sempre que devidamente justificado pela ANP e de forma planejada com o operador do contrato) ou que se faça necessário ao cumprimento de obrigações decorrentes de acordo ou determinações legais.	VIII - Evitar acesso a áreas que firam o direito de propriedade intelectual, segredo industrial e interfiram na resposta a emergência e operações complexas	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Inciso VIII: texto alterado para "prover acesso de outros operadores, desde que devidamente justificado pela ANP e de forma planejada com o operador do contrato de E&P, ou sempre que se faça necessário ao cumprimento de obrigações decorrentes de acordo ou determinações legais", conforme proposto, com pequenas adaptações.	Acatar

Artigo 3º	Art 3º (itens com comentários): X - estabelecer e publicar anualmente em seu sítio eletrônico um conjunto de indicadores reativos e proativos, limites de alerta de segurança operacional;	X - Excluir "metas de responsabilidade socioambiental" - Os indicadores, limites de alerta e metas de responsabilidade social fazem parte da estratégia de negócio do operador, por isso é importante que o mesmo defina os dados que serão publicados. Suprimir a parte de de responsabilidade socioambiental, pois não é escopo deste regulamento. Tema de competência do IBAMA - item baseado na LO.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Inciso X: Os indicadores serão estabelecidos pelos Operadores e, a partir de então, deverão ser publicados. Portanto, não há influência na "estratégia de negócio" da empresa. Ademais, são clausulas contratuais de controle ambiental (21.1 e 21.2 e 21.7) onde o Concessionário deverá dispor de um sistema de gestão de segurança e meio ambiente, com obrigações de cunho ambiental, responsabilidade social e sustentabilidade aderente às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.	Não Acatar
Artigo 3º	Art 3º (itens com comentários): XI - Suprimir.	XI - Suprimir item relacionado a ações de responsabilidade socioambiental. Tema de competência do IBAMA - item baseado na LO.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	São clausulas contratuais do concessionário de E&P o controle ambiental (21.1 e 21.2 e 21.7) onde o Concessionário deverá dispor de um sistema de gestão de segurança e meio ambiente, com obrigações de cunho ambiental, de responsabilidade social e sustentabilidade aderente às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.	Não Acatar

Artigo 3º	Art. 3º No regime de segurança operacional, são obrigações do operador de contrato de E&P: XI - publicar anualmente em seu sítio eletrônico o relatório das ações de responsabilidade socioambiental implementadas no ano anterior	Melhoria de texto	SEP	São clausulas contratuais do concessionário de E&P o controle ambiental (21.1 e 21.2 e 21.7) onde o Concessionário deverá dispor de um sistema de gestão de segurança e meio ambiente, com obrigações de cunho ambiental, de responsabilidade social e sustentabilidade aderente às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.	Acatar
Artigo 3º	Art. 3 II - dispor de um único sistema de gestão integrado ...	Art. 3 II: Pode haver diferentes sistemas de gestão para diferentes ativos. No entanto, todos eles devem estar integrados, dentro de um processo “único” do Operador de Contrato de E&P. Exemplo: Pode haver diferentes sistemas informatizados para Sistema de Gestão de contenção de Vasos de Pressão, sistema de gestão de Segurança Operacional, Sistema de gestão de Segurança Industrial, Sistema de Gestão de Suprimento de Bens e Serviços, Sistema de Gestão de Equipamentos e Instalações em Atmosferas Explosivas, Sistema de Gestão de Certificação de Competências Pessoais, Sistema de Engenharia, Sistema de Gestão de Grandes Máquinas, Sistema de Gestão de Fogo e Gás. Estes sistemas geralmente não estão totalmente integrados em um “único” sistema ERP (Enterprise Resource Planning), mas devem ser devidamente “integrados”, administrados e geridos pelo Operador de Contrato de E&P.	Roberval Bulgarelli	Melhorar entendimento	Acatar

Artigo 3º	Art. 3º IV - Ver justificativa sobre sistema de gestão INTEGRADO apresentada para Art. 3 II.	Art. 3º IV: Pode haver diferentes sistemas de gestão para diferentes ativos. No entanto, todos eles devem estar INTEGRADOS, dentro de um processo “único” do Operador de Contrato de E&P. Exemplo: Pode haver diferentes sistemas informatizados para Sistema de Gestão de contenção de Vasos de Pressão, sistema de gestão de Segurança Operacional, Sistema de gestão de Segurança Industrial, Sistema de Gestão de Suprimento de Bens e Serviços, Sistema de Gestão de Equipamentos e Instalações em Atmosferas Explosivas, Sistema de Gestão de Certificação de Competências Pessoais, Sistema de Engenharia, Sistema de Gestão de Grandes Máquinas, Sistema de Gestão de Fogo e Gás. Estes sistemas geralmente não estão totalmente integrados em um “único” sistema ERP (Enterprise Resource Planning), mas devem ser devidamente “INTEGRADOS”, administrados e geridos pelo Operador de Contrato de E&P.	Roberval Bulgarelli	Comentário pertinente ao Art.3º - II.	Não Acatar
Artigo 3º	Art 3º VI - garantir o estabelecimento de ciclos de auditorias, com PERIODICIDADE máxima de dois anos, do seu sistema de gestão da segurança operacional conforme prescrito no regulamento técnico do SGSO	Art 3º VI - Os intervalos entre as auditorias representam a PERIODICIDADE das auditorias e não a sua DURAÇÃO	Roberval Bulgarelli	Acatado	Acatar
Artigo 3º	Item V - remoção da expressão "a ser produzido por terceira parte", uma vez que o artigo já prevê "verificador independente".	Busca-se evitar o acréscimo de uma nova burocracia (processo licitatório e seus respectivos custos e prazos envolvidos) para a contratação de uma entidade externa, uma vez que pode-se utilizar a força de trabalho especializada da própria companhia, que seja independente da área operacional e que terá autonomia para a realização do diagnóstico necessário. Há ainda dúvidas se o mercado conseguiria dar conta da demanda de todos os operadores.	Camila Manfredini / Equinor	Acatado com ajuste de redação. Permitir que o exame de elementos críticos possa também ser realizado por equipe independente da operação, não necessariamente por terceira parte.	Acatar parcialmente

Artigo 3º	Art 3º II - dispor de sistema de gestão que seja compatível com a dimensão, a natureza, a complexidade e o risco das atividades e instalações e que considerem as melhores práticas recomendadas da indústria do petróleo e atendam à legislação aplicável e ao regulamento técnico do SGSO;	Art 3º II - Se o requisito normativo solicita que o sistema de gestão seja compatível com a diversidade das instalações é necessário que o sistema de gestão reflita as particularidades das instalações em termos de localidades, complexidade e dimensões.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Inciso II: o sistema de gestão é da empresa detentora de direitos de E&P e não da instalação, o que exige, portanto, que ele seja único. No entanto, o estabelecimento de um único sistema de gestão não impede que as particularidades das instalações sejam consideradas. Não houve justificativa para inclusão do termo "recomendadas" em "melhores práticas recomendadas da indústria de petróleo". Porém, a terminologia "melhores práticas	Não Acatar
Artigo 3º	Art 3º V - examinar os elementos críticos de segurança operacional por meio de um diagnóstico periódico e padronizado de um verificador independente sobre a prática de gestão nº 11 (elementos críticos de segurança operacional) do regulamento técnico do SGSO, a ser produzido por equipe autônoma e independente ou de terceira parte com conhecimento apropriado;	Art 3º V - Acrescentar o termo "equipe autônoma e independente", de modo a evitar o acréscimo de um novo custo ao processo, com a contratação de uma entidade externa, podendo utilizar a força de trabalho da Companhia especializada, independente da área operacional e que terá autonomia para a realização do diagnóstico necessário. V - Cada grupo de elemento critico pode ter uma terceira parte, pontuar que devido o processo licitatório da empresa essa demanda pode impactar os testes necessários e o atendimento em itens da PG 11.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Acatado com ajuste de redação. Permitir que o exame de elementos críticos possa também ser realizado por equipe independente da operação, não necessariamente por terceira parte.	Acatar parcialmente

Artigo 3º	Art 3º VI - Inserir após o inciso VI, novo inciso ou parágrafo: Após publicação da Resolução, o Operador deve definir cronograma de execução de auditorias, em conformidade com o preconizado na PG-07, estabelecendo o ciclo de auditoria, com duração máxima de dois anos, a contar a partir do período de implantação de 6 meses da Resolução;	Art 3º VI - Parágrafo inserido após o inciso VI - Necessário deixar claro que é necessário um "marco zero" na data de contagem do ciclo de 2 anos. Entende-se que no período de implantação de 6 meses para a PG-07, é o período para o Operador ajustar seu processo, adequar sistemas informatizados, reciclar auditores, revisar trilhas de auditorias de acordo com o novo regulamento e estabelecer o cronograma de auditorias para o novo ciclo. Alteração necessária, pois deixa dúvidas de quando passa a contar o ciclo, visto que o regulamento além de ser alterado, estão sendo aglutinados 5 regulamentos, portanto ocorrerá aglutinação de escopo, não há ganhos em realizar auditorias imediatas neste período de 6 meses de implantação, visto que nesta janela será verificado na auditoria interna os requisitos válidos à época (regulamento vigente), que "estarão desatualizados" em 6 meses. Os novos requisitos não poderão ser exigidos durante período de implantação, assim como Art que descreve como será realizada a Fiscalização da ANP.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Parágrafo proposto após o inciso VI: o inciso VI faz menção ao regulamento técnico, que por sua vez terá um período de adequação. Dessa forma, o ciclo de auditorias se inicia após o período de adequação do regulamento técnico. O período de adequação servirá para o "Operador ajustar seu processo, adequar sistemas informatizados, reciclar auditores, revisar trilhas de auditorias de acordo com o novo regulamento e estabelecer o cronograma de auditorias para o novo ciclo", conforme justificativa da contrbuição. Portanto, não há necessidade de inclusão de um novo parágrafo.	Não Acatar

Artigo 3º	Art 3º VII - declarar ciência sobre os estudos de risco qualitativos quinquenais e alinhar o plano de resposta à emergência das afretadas ao plano de emergência do operador do contrato.	Art 3º VII - A operadora da instalação tem seu próprio sistema de gestão. O operador do contrato tem suas responsabilidades definidas no Bridging Document.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Inciso VII: o inciso é decorrente de cláusula de contrato de E&P, que por sua vez é originária de recomendação do acidente com o FPSO Cidade de São Mateus (CDSM_R05). Conforme a recomendação, o Operador do Contrato de E&P deve participar dos estudos de risco das plataformas de produção afretadas e aprová-los, já que ele é formalmente responsável perante a União, representada pela ANP, pela gestão dos ativos.	Não Acatar
Artigo 3º	Art 3º VIII - prover acesso de outros operadores (sempre que devidamente justificado pela ANP e de forma planejada com o operador do contrato) ou que se faça necessário ao cumprimento de obrigações decorrentes de acordo ou determinações legais.	Art 3º VIII - Evitar acesso a áreas que firam o direito de propriedade intelectual, segredo industrial e interfiram na resposta a emergência e operações complexas	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Inciso VIII: texto alterado para "prover acesso de outros operadores, desde que devidamente justificado pela ANP e de forma planejada com o operador do contrato de E&P, ou sempre que se faça necessário ao cumprimento de obrigações decorrentes de acordo ou determinações legais", conforme proposto, com pequenas adaptações.	Acatar

Artigo 3º	Art 3º X - estabelecer e publicar anualmente em seu sítio eletrônico um conjunto de indicadores reativos e proativos, limites de alerta de segurança operacional; e	Art 3º X - Excluir "metas de responsabilidade socioambiental" - Os indicadores, limites de alerta e metas de responsabilidade social fazem parte da estratégia de negócio do operador,por isso é importante que o mesmo defina os dados que serão publicados. Suprimir a parte de responsabilidade socioambiental, pois não é escopo deste regulamento. Tema de competência do IBAMA - item baseado na LO.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Inciso X: Os indicadores serão estabelecidos pelos Operadores e, a partir de então, deverão ser publicados. Portanto, não há influência na "estratégia de negócio" da empresa. Ademais, são clausulas contratuais de controle ambiental (21.1 e 21.2 e 21.7) onde o Concessionário deverá dispor de um sistema de gestão de segurança e meio ambiente, com obrigações de cunho ambiental, responsabilidade social e sustentabilidade aderente às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.	Não Acatar
Artigo 3º	Art 3º XI - Suprimir.	Art 3º XI - Suprimir item relacionado a ações de responsabilidade socioambiental. Tema de competência do IBAMA - item baseado na LO.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	São clausulas contratuais do concessionário de E&P o controle ambiental (21.1 e 21.2 e 21.7) onde o Concessionário deverá dispor de um sistema de gestão de segurança e meio ambiente, com obrigações de	Não Acatar

Artigo 3º	II -dispor de sistema de gestão que seja compatível com a dimensão, a natureza, a complexidade e o risco das atividades e instalações e que considerem as melhores práticas recomendadas da indústria do petróleo e atendam à legislação aplicável e ao regulamento técnico do SGSO;	II - Se o requisito normativo solicita que o sistema de gestão seja compatível com a diversidade das instalações é necessário que o sistema de gestão reflita as particularidades das instalações em termos de localidades, complexidade e dimensões. Adicionalmente, tendo em vista as diversas formas de operação constituídas atualmente no Brasil (afretamento, operação de perfuração e intervenção, entre outras), não há que se falar em sistema único de gestão, mas sim na diversidade de sistemas que compõem o sistema de gestão daquela operação. A interconexão dos sistemas e a gestão dos mesmos será alinhada através de contrato e de documento de interface (bridging document), estabelecendo aplicação e responsabilidade perante o operador do contrato de concessão.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Inciso II: o sistema de gestão é da empresa detentora de direitos de E&P e não da instalação, o que exige, portanto, que ele seja único. No entanto, o estabelecimento de um único sistema de gestão não impede que as particularidades das instalações sejam consideradas. Não houve justificativa para inclusão do termo "recomendadas" em "melhores práticas recomendadas da indústria de petróleo". Porém, a terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e	Não Acatar

Artigo 3º	V - examinar os elementos críticos de segurança operacional por meio de um diagnóstico periódico e padronizado de um verificador independente sobre a prática de gestão nº 11 (elementos críticos de segurança operacional) do regulamento técnico do SGSO, a ser produzido por equipe autônoma e independente ou de terceira parte com conhecimento apropriado;	V - Cada grupo de elemento critico pode ter uma terceira parte, pontuar que devido o processo licitatório da empresa essa demanda pode impactar os testes necessários e o atendimento em itens da PG 11 Acrescentar o termo "equipe autônoma e independente", de modo a evitar o acrescimo de um novo custo ao processo, com a contratação de uma entidade externa, podendo utilizar a força de trabalho da Companhia especializada, independente da área operacional e que terá autonomia para a realização do diagnóstico necessário. Há dúvidas se o mercado conseguiria dar conta da demanda.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Acatado com ajuste de redação. Permitir que o exame de elementos críticos possa também ser realizado por equipe independente da operação, não necessariamente por terceira parte.	Acatar parcialmente
Artigo 3º	VII - declarar ciência sobre os estudos de risco qualitativos quinquenais e alinhar o plano de resposta à emergência das afretadas ao plano de emergência do operador do contrato.	VII - A operadora da instalação tem seu próprio sistema de gestão. O operador do contrato tem suas responsabilidades definidas no Bridging Document. A palavra aprovação pressupõe que o operador do contrato tem amplo conhecimento técnico a ponto de rebater um estudo de risco feito por equipe multidisciplinar do operador. Visando abarcar diversas formas de operação (afretamento, sondas, etc) entende-se que o operador do contrato declara ciência as informações do estudo de risco, mas que as responsabilidades do mesmo são estabelecidas através de mecanismos contratuais e listadas em bridging documents, quando aplicável, sugere-se ajuste no texto de forma que o mesmo abarque as especificidades das práticas já estabelecidas no sistema de gestão e práticas usadas pela indústria no Brasil e no mundo.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Inciso VII: o inciso é decorrente de cláusula de contrato de E&P, que por sua vez é originária de recomendação do acidente com o FPSO Cidade de São Mateus (CDSM_R05). Conforme a recomendação, o Operador do Contrato de E&P deve participar dos estudos de risco das plataformas de produção afretadas e aprová-los, já que ele é formalmente responsável perante a União, representada pela ANP, pela gestão dos ativos.	Não Acatar

Artigo 3º	VIII - prover acessso de outros operadores (sempre que devidamente justificado pela ANP e de forma planejada com o operador do contrato) ou que se faça necessário ao cumprimento de obrigações decorrentes de acordo ou determinações legais.	VIII - Evitar acesso a areas que firam o direito de propriedade intelectual, segredo industrial e interfiram na resposta a emergência e operações complexas.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Inciso VIII: texto alterado para "prover acesso de outros operadores, desde que devidamente justificado pela ANP e de forma planejada com o operador do contrato de E&P, ou sempre que se faça necessário ao cumprimento de obrigações decorrentes de acordo ou determinações legais", conforme proposto, com pequenas adaptações.	Acatar
Artigo 3º	X - estabelecer e publicar anualmente em seu sítio eletrônico um conjunto de indicadores reativos e proativos de segurança operacional e metas de responsabilidade socioambiental; e	X - Os indicadores e metas de responsabilidade social fazem parte da estratégia de negócio do operador,por isso é importante que o mesmo defina os dados que serão publicados.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Inciso X: Os indicadores serão estabelecidos pelos Operadores e, a partir de então, deverão ser publicados. Portanto, não há influência na "estratégia de negócio" da empresa. Ademais, são clausulas	Não Acatar
Artigo 3º	XI - Suprimir.	XI - Não é competência da ANP criar obrigação de publicação em sítio eletrônico de dados ambientais. Obrigação não decorre dos contratos de concessão de E&P, mas sim do processo licenciamento ambiental do órgão competente.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	São clausulas contratuais do concessionário de E&P o controle ambiental (21.1 e 21.2 e 21.7) onde o Concessionário deverá dispor de um sistema de gestão de segurança e meio ambiente, com obrigações de cunho ambiental, de responsabilidade social e sustentabilidade aderente às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.	Não Acatar

Artigo 3º	Remover alínea V do artigo.	Alínea V - O requisito 7.2.1 do regulamento de SGSO já estabelece a necessidade de realização de auditorias internas ou de terceira parte que abrangem todas as prática de gestão, incluindo a prática de gestão n° 11. A manutenção deste requisito seria na realidade uma auditoria da auditoria, uma vez que já estaria contemplada na prática de gestão nº 7, sendo a diferença entre os dois requisitos a obrigação de produção do diagnóstico por terceira parte (inciso V do art. 3) contra a opção de realização por terceira parte (Anexo I requisito 7.2.1). Sobre tal obrigatoriedade de realização por terceira parte, ressaltamos que tal imposição pode gerar sérias limitações de mercado, uma vez que o número de unidades em operação é expressivo e a quantidade de empresas de auditoria com conhecimento apropriado e aptas a realizar este diagnóstico é limitada. Sendo assim, recomendamos a remoção do item, uma vez que estaria em duplicidade com o regulamento de SGSO. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ALCANÇÁVEL de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	O diagnóstico é necessário conforme indicado na NT do SGSO para comprovar a verificação de fincionalidade e desempenho dos elementos críticos de segurança. O texto foi alterado para permitir que o exame de elementos críticos possa também ser realizado por equipe independente da operação, não necessariamente por terceira parte.	Não Acatar

Artigo 3º	Alterar texto da alínea VII para "VII - conhecer os estudos de risco e o plano de resposta à emergência de instalação afretada;"	Alínea VII - A aprovação formal de documentos nos sistemas de diferentes empresas pode encontrar dificuldades técnicas e gerar burocracia excessiva. A manutenção deste requisito também pode afetar significativamente obrigações contratuais vigentes entre as empresas, podendo ocasionar, em situações extremas, a inviabilidade do formato atual de afretamento, com sérios impactos na indústria. Como o operador de contrato de E&P já possui corresponsabilidade legal com as afretadas, entendemos que o ganho desta aprovação formal seria desprezível. O operador de contrato de E&P também já tem que garantir que a afretada atenda ao regulamento de SGSO, conforme inciso III do art. 3. Desta forma, sugere-se que a obrigação seja de garantir que o operador de contrato de E&P demonstre conhecimento dos estudos de risco e plano de resposta à emergência da instalação afretada. Esta comprovação pode ser verificada durante a própria auditoria, em entrevistas com os fiscais do operador de contrato de E&P, de forma semelhante as entrevistas já realizadas com a equipe do operador da instalação de E&P. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ALCANÇAVEL de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Inciso VII: o inciso é decorrente de cláusula de contrato de E&P, que por sua vez é originária de recomendação do acidente com o FPSO Cidade de São Mateus (CDSM_R05). Conforme a recomendação, o Operador do Contrato de E&P deve participar dos estudos de risco das plataformas de produção afretadas e aprová-los, já que ele é formalmente responsável perante a União, representada pela ANP, pela gestão dos ativos.	Não Acatar

Artigo 3º	"II -dispor de sistema de gestão que seja compatível com a dimensão, a natureza, a complexidade e o risco das atividades e instalações e que considerem as melhores práticas recomendadas da indústria do petróleo e atendam à legislação aplicável e ao regulamento técnico do SGSO;"	II - Se o requisito normativo solicita que o sistema de gestão seja compatível com a diversidade das instalações é necessário que o sistema de gestão reflita as particularidades das instalações em termos de localidades, complexidade e dimensões. Adicionalmente, tendo em vista as diversas formas de operação constituídas atualmente no Brasil (afretamento, operação de perfuração e intervenção, entre outras), não há que se falar em sistema único de gestão, mas sim na diversidade de sistemas que compõem o sistema de gestão daquela operação. A interconexão dos sistemas e a gestão dos mesmos será alinhada através de contrato e de documento de interface (bridging document), estabelecendo aplicação e responsabilidade perante o operador do contrato de concessão. Se há a imposição da Agência para a criação de um único sistema de gestão, há insegurança jurídica nos contratos já vigentes e implicações nas obrigações contratuais e no sistema de operação atualmente utilizados.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Inciso II: o sistema de gestão é da empresa detentora de direitos de E&P e não da instalação, o que exige, portanto, que ele seja único. No entanto, o estabelecimento de um único sistema de gestão não impede que as particularidades das instalações sejam consideradas. Não houve justificativa para inclusão do termo "recomendadas" em "melhores práticas recomendadas da indústria de petróleo". Porém, a terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e	Não Acatar

Artigo 3º	"V - examinar os elementos críticos de segurança operacional por meio de um diagnóstico periódico e padronizado de um verificador independente sobre a prática de gestão nº 11 (elementos críticos de segurança operacional) do regulamento técnico do SGSO, a ser produzido por equipe autônoma e independente, do Operador ou de empresa terceira, com conhecimento apropriado, podendo este diagnóstico ser parte da auditoria interna estabelecida na Prática de Gestão 7."	V - "Sugere-se alterar a nomenclatura proposta pela Agência para ""equipe autônoma e independente"", de modo a possibilitar a utilização de mão de obra do operador do contrato ou terceiros, quando assim escolhido, para a realização do diagnóstico necessário. Além disso, entende-se que essa avaliação pode ser realizada dentro da atividade de auditoria interna, já estabelecida pelo processo de avaliação e melhoria, sem necessidade de criação de mais um rito de avaliação."	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Acatado com ajuste de redação. Permitir que o exame de elementos críticos possa também ser realizado por equipe independente da operação, não necessariamente por terceira parte.	Acatar parcialmente
Artigo 3º	VII - Conhecer sobre os estudos de risco qualitativos quinquenais e alinhar o plano de resposta à emergência das afretadas ao plano de emergência do operador do contrato.	VII - Visando abarcar diversas formas de operação (afretamento, sondas, etc) entende-se que o operador do contrato deve conhecer as informações do estudo de risco e participar das discussões, mas não aprovar os estudos de risco do operador da unidade. É importante ressaltar que devido aos diferentes sistemas de gestão e possíveis diferentes metodologias aplicadas nas análises de risco, não deve-se haver interferência em sistema de gestão do operador da unidade (seja ela afretamento ou sonda).	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Inciso VII: o inciso é decorrente de cláusula de contrato de E&P, que por sua vez é originária de recomendação do acidente com o FPSO Cidade de São Mateus (CDSM_R05). Conforme a recomendação, o Operador do Contrato de E&P deve participar dos estudos de risco das plataformas de produção afretadas e aprová-los, já que ele é formalmente responsável perante a União, representada pela ANP, pela gestão dos ativos.	Não Acatar

Artigo 3º	VIII - prover acessso de outros operadores (sempre que devidamente justificado pela ANP e de forma planejada com o operador do contrato) ou que se faça necessário ao cumprimento de obrigações decorrentes de acordo ou determinações legais	VIII - Alteração do texto visa garantir que o acesso as instalações ou informações serão pautados em justificativas técnicas ou jurídicas aplicáveis e será alinhado previamente com o operador do contrato para planejamento e disponibilidade de time responsável para acompanhamento do acesso.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Inciso VIII: texto alterado para "prover acesso de outros operadores, desde que devidamente justificado pela ANP e de forma planejada com o operador do contrato de E&P, ou sempre que se faça necessário ao cumprimento de obrigações decorrentes de acordo ou determinações legais", conforme proposto, com pequenas adaptações.	Acatar
Artigo 3º	Contribuição em letra maiúscula... V - examinar os elementos críticos de segurança operacional por meio de um diagnóstico periódico e padronizado, PREFERENCIALMENTE de um verificador independente sobre a prática de gestão nº 11 (elementos críticos de segurança operacional) do regulamento técnico do SGSO, a ser, PREFERENCIALMENTE, produzido por terceira parte com conhecimento apropriado;	Entende-se as argumentações já feitas nas notas técnicas, no entanto, considerando a maturidade da indústria de óleo e gás no Brasil, e os resultados de auditorias realizadas por próprio pessoal, não estão obviamente distante das auditorias realizadas por terceira parte. Uma opção adicional, é permitir que este requerimento, em específico, entre em vigor 2 anos após a publicação do novo regulamento técnico, de modo que a indústria esteja melhor posicionada.	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	Acatado com ajuste de redação. Permitir que o exame de elementos críticos possa também ser realizado por equipe independente da operação, não necessariamente por terceira parte.	Acatar parcialmente

Artigo 3º	Remoção do inciso IV. Alteração da redação do inciso V do requerimento para: “V - examinar os elementos críticos de segurança operacional por meio de um diagnóstico periódico, amostral e baseado em risco, padronizado sobre a prática de gestão nº 11 (elementos críticos de segurança operacional) do regulamento técnico do SGSO, a ser produzido por um verificador independente (interno ou de terceira parte) com conhecimento apropriado.” Ou considerar inserção do requerimento dentro da Prática de Gestão 7 do Regulamento Técnico do SGSO;	Sobre o inciso IV, a proposta de alteração tem como objetivo evitar a redundância com o que já está estabelecido no regulamento técnico do SGSO. A PG12, em seu requerimento 12.3.2.l) estabelece: “Identificar perigos e analisar riscos, considerando: [...] riscos digitais e tecnológicos que possam comprometer a Segurança Operacional” Desta forma, sugere-se a remoção do inciso proposto na minuta de resolução. Caso a agência opte por manter o item em questão, propõe-se um alinhamento com a redação apresentada no regulamento técnico, que restringe os riscos tecnológicos àqueles que possam comprometer a segurança operacional. Sobre o inciso V, a proposta sugere a remoção da obrigatoriedade de os elementos críticos de segurança operacional serem examinados através de um diagnóstico executado por terceira parte. Entende-se que o processo de auditoria deva ser independente e imparcial conforme estabelece, por exemplo, a referência normativa ABNT NBR ISO 19001. No entanto, a imparcialidade e independência do processo não implica necessariamente que seja executada por uma terceira parte. A indústria vem promovendo discussões e contribuições contínuas ao longo dos últimos anos a fim de otimizar a execução de auditorias internas dos sistemas de gestão	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	IV- Não há conflitos entre a resolução e o regulamento. Os riscos ciberneticos estão embutidos nos riscos da digitalização e tecnológicos. A resolução traz como responsabilidade do operador do contrato para deixar mais claro essa ameaça a considerar em seu sistem de gestão, uma vez que vem se tornado mais frequente atualmente. V- O requerimento exige um diagnóstico periódico de todos os elementos críticos, justamente por ser o principal elemento que atua na prevenção e na mitigação de um incidente. Com relação a possibilidade de verificador independente ou terceira parte foi acatado após avaliação interna.	Acatar parcialmente

Artigo 4º	As melhorias de desempenho deverão ser evidenciadas objetivamente com fatos e dados consistentes de forma a demonstrar a evolução contínua e abrangente dos operadores E&P no desempenho de seus sistemas de segurança operacional, e no exercício de sua responsabilidade sócio ambiental.	Somente obrigatoriedade da apresentação de fatos e dados consistentes, pode assegurar o comprometimento das operadoras de E&P com a a melhoria contínua do sistema, e isto precisa ficar claro logo no início do documento de forma a direcionar estrategicamente todas as demais definições.	Fredjoger Barbosa Mendes	O art. 9º da minuta de resolução dispõe que "o operador de contrato de E&P deverá enviar à ANP anualmente dados de desempenho de segurança operacional referentes aos seus ativos até o dia 28 de fevereiro do ano subsequente". Adicionalmente, a prática de gestão nº 6 apresenta requisitos que objetivam o monitoramento, a avaliação da eficácia e a promoção da melhoria contínua do sistema de gestão da segurança operacional. Por se tratar de requisitos de desempenho e melhoria contínua, entende-se como mais apropriado mantê-los no regulamento técnico para serem considerados no âmbito do sistema de gestão, e não transferi-los para a resolução. Por fim, não houve sugestão de alteração no texto.	Não Acatar

Artigo 4º	Art 4º (item com comentário): I - propor metas de segurança operacional para os operadores de contrato de E&P quando constatado desempenho de segurança operacional insuficiente. O Operador de Contrato devera avaliar as metas propostas em até 15 dias após notificação, justificando tecnicamente as que não forem factíveis;	I - O operador do contrato deve avaliar as metas propostas pela ANP e justificar se são ou não factíveis. “Estabelecer metas” é um ato de gestão da empresa, não cabendo a Órgão Reguladores definir qual meta de desempenho uma empresa deve ter, sendo esta uma decisão de negócio. Sugestão de trocar o verbo "estabelecer" por "propor".	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	O estabelecimento de ações regulatórias globais em prol da melhoria contínua, as quais podem gerar obrigações ao agente regulado, se dará em um espectro mais amplo da indústria (conjunto de instalações, conjunto de operadores) e não individualmente (uma instalação, um operador). O estabelecimento de metas pela ANP ocorrerá de forma excepcional, apenas quando constatado desempenho de segurança insuficiente.	Não Acatar
Artigo 4º	Remover item I. Ou alternativamente incluir sub-item prevendo que o operador do contrato terá prazo para avaliar as metas propostas.	Metas de segurança operacional devem ser objeto de discussão e acordo, até para fins de medição e garantia de cumprimento, a depender da capacidade técnica e de recursos da empresa, entre operador do contrato e o regulador, sem que este seja única e exclusivamente inserido de forma impositiva pelo regulador. Metas impostas unilateralmente correm o risco de não serem factíveis. Ademais, vão na contramão do modelo de diálogo e colaboração proposto pela ANP para melhoria contínua do desempenho do setor em segurança operacional.	Camila Manfredini / Equinor	O estabelecimento de ações regulatórias globais em prol da melhoria contínua, as quais podem gerar obrigações ao agente regulado, se dará em um espectro mais amplo da indústria (conjunto de instalações, conjunto de operadores) e não individualmente (uma instalação, um operador). O estabelecimento de metas pela ANP ocorrerá de forma excepcional, apenas quando constatado desempenho de segurança insuficiente.	Não Acatar

Artigo 4º	Art 4º I - propor metas de segurança operacional para os operadores de contrato de E&P quando constatado desempenho de segurança operacional insuficiente. O Operador de Contrato devera avaliar as metas propostas em até 15 dias após notificação, justificando tecnicamente as que não forem factíveis;	Art 4º I - O operador do contrato deve avaliar as metas propostas pela ANP e justificar se são ou não factíveis. “Estabelecer metas” é um ato de gestão da empresa, não cabendo a Órgão Reguladores definir qual meta de desempenho uma empresa deve ter, sendo esta uma decisão de negócio. Sugestão de trocar o verbo "estabelecer" por "propor".	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O estabelecimento de ações regulatórias globais em prol da melhoria contínua, as quais podem gerar obrigações ao agente regulado, se dará em um espectro mais amplo da indústria (conjunto de instalações, conjunto de operadores) e não individualmente (uma instalação, um operador). O estabelecimento de metas pela ANP ocorrerá de forma excepcional, apenas quando constatado desempenho de segurança insuficiente.	Não Acatar
Artigo 4º	I - propor metas de segurança operacional para os operadores de contrato de E&P quando constatado desempenho de segurança operacional insuficiente. O Operador de Contrato devera avaliar as metas propostas em até 15 dias após notificação, justificando tecnicamente as que não forem factíveis; e	O operador do contrato deve avaliar as metas propostas pela ANP e justificar se são ou não factíveis. “Estabelecer metas” é um ato de gestão da empresa, não cabe ao Órgão fiscalizador definir qual a meta de desempenho uma empresa deve ter, sendo esta uma decisão de negócio. O termo "desempenho insuficiente" também seria muito abrangente e subjetivo, faltando clareza em que momento isso seria desencadeado. Metas de segurança operacional devem ser objeto de discussão e acordo, até para fins de medição e garantia de cumprimento, a depender da capacidade técnica e de recursos da empresa, entre operador do contrato e o regulador, sem que este seja única e exclusivamente inserido de forma impositiva pelo regulador.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O estabelecimento de ações regulatórias globais em prol da melhoria contínua, as quais podem gerar obrigações ao agente regulado, se dará em um espectro mais amplo da indústria (conjunto de instalações, conjunto de operadores) e não individualmente (uma instalação, um operador). O estabelecimento de metas pela ANP ocorrerá de forma excepcional, apenas quando constatado desempenho de segurança insuficiente.	Não Acatar

Artigo 4º	"I - propor metas de segurança operacional para os operadores de contrato de E&P quando constatado desempenho de segurança operacional insuficiente. O Operador de Contrato devera avaliar as metas propostas em até 15 dias após notificação, justificando técnicamente quando da impossibilidade de atendimento das mesmas."	Metas de segurança operacional devem ser objeto de discussão e acordo, até para fins de medição e garantia de cumprimento, a depender da capacidade técnica e de recursos da empresa, entre operador do contrato e o regulador, sem que este seja única e exclusivamente inserido de forma impositiva pelo regulador.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O estabelecimento de ações regulatórias globais em prol da melhoria contínua, as quais podem gerar obrigações ao agente regulado, se dará em um espectro mais amplo da indústria (conjunto de instalações, conjunto de operadores) e não individualmente (uma instalação, um operador). O estabelecimento de metas pela ANP ocorrerá de forma excepcional, apenas quando constatado desempenho de segurança insuficiente.	Não Acatar
Artigo 4º	Remoção do requerimento.	Sugere-se a remoção do requerimento por entendimento de que o estabelecimento unidirecional das metas de segurança por parte do órgão regulador pode ser desalinhado com fatores críticos para definição de objetivos, como complexidade de operações, risco associado às atividades, recursos disponíveis, entre outros. Desta forma, entende-se que o regulamento técnico do SGSO já estabelece em suas diversas práticas de gestão (principalmente as PG1 e PG6), que os operadores definam as metas do sistema de gestão de segurança operacional e monitore seu desempenho de forma adequada. Considerando o exposto, a agência pode identificar através de suas ações de fiscalização o não-atendimento aos requerimentos estabelecidos, no entanto a tratativa e readequação do sistema de gestão deve ser feita pelo operador dentro do seu processo de melhoria contínua.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O estabelecimento de ações regulatórias globais em prol da melhoria contínua, as quais podem gerar obrigações ao agente regulado, se dará em um espectro mais amplo da indústria (conjunto de instalações, conjunto de operadores) e não individualmente (uma instalação, um operador). O estabelecimento de metas pela ANP ocorrerá de forma excepcional, apenas quando constatado desempenho de segurança insuficiente.	Não Acatar

Artigo 5º	Art. 5º I - unidade marítima destinada à produção, ao processamento primário, ao armazenamento, à transferência, à compressão ou à injeção dos fluidos;	Art. 5º, inciso I: Recomenda-se verificar a necessidade de padronização: unidade marítima x instalação marítima.	SEP	Texto do art. 5º, inciso I alterado para: "instalação marítima destinada à produção (...)" e texto do §1º alterado para: (...) também se aplica às instalações marítimas (...)", de forma a compatibilizar com a definição de "instalação" presente no apêndice D - item D.37. Não houve necessidade de alteração em outros artigos da resolução.	Acatar
Artigo 5º	Art. 5º § 1º A determinação do caput também se aplica às unidades marítimas destinadas à realização de teste de poço, independentemente da fase do contrato.	Art. 5º, inciso III: Conforme o inciso I do art. 2º, campo terrestre não é um ativo.	SEP	O campo terrestre se enquadrará ao SGSO de acordo com o Anexo II, se são dispensados da submissão da DSO.	Não Acatar
Artigo 5º	Art. 5º § 1º A determinação do caput também se aplica às unidades marítimas destinadas à realização de teste de poço, independentemente da fase do contrato.	Recomenda-se substituir "teste de longa duração" por "teste de poço", pois assim abrangerá tanto o teste de formação como o teste de longa duração.	SEP	Não acatar conforme descrito no art. 2º, inciso II, alínea (d), que define a abrangência do regime de segurança operacional e regulamento técnico do SGSO.	Não Acatar

Artigo 6º	Art 6º (itens com comentário): II - e 60 dias após o aumento da capacidade de unidades terrestres que passarem a entrar no critério do anexo II.	II - englobar também unidades que tiverem aumento de produção e passarem a se enquadrar no critério do anexo II.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Os campos terrestres que deixarem de ser dispensados do atendimento de parte das exigências da resolução, já terão cadastrado suas informações conforme o "inciso II - até sessenta dias da data prevista para o início da operação de campos terrestres dispensados da permissão de segurança operacional, conforme os critérios do Anexo II". Caso haja necessidade de atualização das informações, ela deverá ser feita a qualquer tempo.	Não Acatar
Artigo 6º	Art 6º (itens com comentário): III - Remover item III	III - início da operação de dutos ou sistemas submarinos, não estão presentes nas instalações do artigo 5°	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	No que se refere aos dutos e sistemas submarinos, o cadastramento de informações deverá ser feito para qualquer instalação por ser instalação regulada pela ANP, visto o SGSS e o RTDT, independentemente dela possuir uma Documentação de Segurança Operacional (DSO) associada. O fluxo de cadastramento de informações e independente do fluxo de submissão de DSO.	Não Acatar

Artigo 6º	Art. 6º II - até sessenta dias da data prevista para o início da operação de campos terrestres dispensados da obtenção da permissão de segurança operacional, conforme os critérios do Anexo II;	Inciso II: melhoria de texto	SEP	Texto alterado conforme proposto para: "até sessenta dias da data prevista para o início da operação de campos terrestres dispensados da obtenção da permissão de segurança operacional, conforme os critérios do Anexo II;"	Acatar
Artigo 6º	Art. 6º Parágrafo único. As informações deverão estar em conformidade com os manuais disponibilizados no sítio eletrônico da ANP na Internet (www.gov.br/anp).	Páragrafo único: O caput já estabelece que as informações serão enviadas via sistema informatizado.	SEP	Texto alterado conforme proposto para: "As informações deverão estar em conformidade com os manuais disponibilizados no sítio eletrônico da ANP na Internet (www.gov.br/anp)."	Acatar

Artigo 6º	Parágrafo único: As informações enviadas via sistema informatizado DEVEM estar em conformidade com os manuais disponibilizados no sítio eletrônico da ANP na Internet (www.gov.br/anp).	Art. 6 - Parágrafo único: Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este "critério" ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre "quando" os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar
Artigo 6º	Art 6º II - e 60 dias após o aumento da capacidade de unidades terrestres que passarem a entrar no critério do anexo II.	Art 6º II - englobar também unidades que tiverem aumento de produção e passarem a se enquadrar no critério do anexo II.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os campos terrestres que deixarem de ser dispensados do atendimento de parte das exigências da resolução, já terão cadastrado suas informações conforme o "inciso II - até sessenta dias da data prevista para o início da operação de campos terrestres dispensados da permissão de segurança operacional, conforme os critérios do Anexo II". Caso haja necessidade de atualização das informações, ela deverá ser feita a qualquer tempo.	Não Acatar

Artigo 6º	Art 6º III - Remover item III	Art 6º III - início da operação de dutos ou sistemas submarinos, não estão presentes nas instalações do artigo 5°	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No que se refere aos dutos e sistemas submarinos, o cadastramento de informações deverá ser feito para qualquer instalação por ser instalação regulada pela ANP, visto o SGSS e o RTDT, independentemente dela possuir uma Documentação de Segurança Operacional (DSO) associada. O fluxo de cadastramento de informações	Não Acatar
Artigo 6º	II - e 60 dias após o aumento da capacidade de unidades terrestres que passarem a entrar no critério do anexo II.	II - englobar também unidades que tiverem aumento de produção e passarem a se enquadrar no critério do anexo II.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Os campos terrestres que deixarem de ser dispensados do atendimento de parte das exigências da resolução, já terão cadastrado suas informações conforme o "inciso II - até sessenta dias da data prevista para o início da operação de campos terrestres dispensados da permissão de segurança operacional, conforme os critérios do Anexo II". Caso haja necessidade de atualização das informações, ela deverá ser feita a qualquer tempo.	Não Acatar
Artigo 6º	(remover item III)	III - início da operação de dutos ou sistemas submarinos, não estão presentes nas instalações do artigo 5°	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No que se refere aos dutos e sistemas submarinos, o cadastramento de informações deverá ser feito para qualquer instalação por ser instalação	Não Acatar

Artigo 7º	Art. 7º (item com comentário): O operador de contrato de E&P deverá enviar à ANP um mapa de vulnerabilidades socioambientais para cada campo terrestre sob contrato (Necessidade de citar critérios a serem utilizados. (por ex. CETESB?)), compreendendo a delimitação geográfica (...)	Realização de AQR é suficiente? Quem vai estabelecer os critérios aceitáveis? Sem os critérios se chega apenas a um valor, mas e quanto à aceitabilidade deste?	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A metodologia e os critérios deverão ser estabelecidos pelo Operador, assim como ele faz para os demais estudos de risco.	Não Acatar
Artigo 7º	Art. 7º O operador de contrato de E&P deverá enviar à ANP um mapa de vulnerabilidades socioambientais para cada campo terrestre, compreendendo a delimitação geográfica georreferenciada das áreas potencialmente afetadas pelos cenários acidentais identificados pelas análises de risco, considerando:	Art. 7º: Exclusão de "sob contrato", conforme sugestão feita para o art. 2º, §1º. Dúvida se o mapa de vulnerabilidades socioambientais não caberia também para blocos terrestres.	SEP	O mapa de vulnerabilidades socioambientais não cabe para blocos terrestres, visto que as sondas atuando em bloco exploratório terrestre estão sujeitas exclusivamente ao Apêndice A. "Art. 2º, § 3º As sondas de perfuração ou intervenção terrestres em operação em bloco exploratório terrestre no qual estiver sendo realizada exclusivamente atividade de perfuração estão sujeitas exclusivamente ao Apêndice A do regulamento técnico do SGSO".	Não Acatar
Artigo 6º	II - em até sessenta dias da data prevista para o início da operação de campos terrestres dispensados da obtenção da permissão de segurança operacional, conforme critérios do Anexo II.	II - Sugestão de padronização com base no inciso II do art. 6º.	SEP	Não se percebeu alteração relevante na proposta.	Não Acatar

Artigo 7º	Art. 7º O operador de contrato de E&P deverá enviar à ANP um mapa de vulnerabilidades socioambientais para cada campo terrestre sob contrato (Necessidade de citar critérios a serem utilizados. (por ex. CETESB?)), compreendendo a delimitação geográfica georreferenciada das áreas potencialmente afetadas pelos cenários acidentais identificados pelas análises de risco, considerando:	Art 7º Realização de AQR é suficiente? Quem vai estabelecer os critérios aceitáveis? Sem os critérios se chega apenas a um valor, mas e quanto à aceitabilidade deste?	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A metodologia e os critérios deverão ser estabelecidos pelo Operador, assim como ele faz para os demais estudos de risco.	Não Acatar
Artigo 7º	Retirar	Não ser atribuição da ANP + falta de critérios estabelecidos de forma clara.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No DECRETO Nº 2.455, DE 14 DE JANEIRO DE 1998, Art. 4º , IX, compete à ANP: fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente; Dessa forma, considera-se que compete à ANP estabelecer os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos concessionários nas Instalações de perfuração e produção de petróleo e gás natural, e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações. Assim, os critérios previstos na minuta vem fortalecer as boas práticas de proteção ambiental e segurança da população, uma vez que se relaciona com os cenários possíveis de acidentes nos campos terrestres, sem sobrepor as attribuições dos órgãos ambientais.	Não Acatar

Artigo 7º	Remoção dos requerimentos estabelecidos nos Art. 7 e Art. 24.	A sugestão de remoção do requerimento tem como base os requerimentos já estabelecidos dentro da Prática de Gestão 12 do regulamento técnico para avaliação e seleção das metodologias de análise de risco a serem utilizadas pelos operadores. Considerando as peculiaridades do ambiente onshore, as análises de riscos devem ser contribuintes motivadores para a adoção de técnicas específicas como as análises de consequências e análise de vulnerabilidades. Sendo assim, cabe ao operador e seu sistema de gestão de riscos nortear que tipos de análise são necessárias para a operação de seus ativos. Adicionalmente, critérios de vulnerabilidades estabelecidos no Anexo II, como a identificação de áreas de preservação ambiental, territórios indígenas, entre outros, são objetos do processo de licenciamento ambiental. Os órgãos ambientais definem requerimentos específicos de avaliação de riscos e impactos socioambientais de acordo com as vulnerabilidades da região e características intrínsecas ao empreendimento a ser licenciado. Sendo assim, propõe-se a remoção do requerimento apresentado no Art.7 a fim de deixar a cargo do sistema de gestão do operador a definição das metodologias de análises de risco e vulnerabilidades a serem implementadas para seus ativos. Sugere-se a inclusão das análises de risco das instalações como conteúdo integrante da DSO. Desta forma, caso	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	No DECRETO Nº 2.455, DE 14 DE JANEIRO DE 1998, Art. 4º , IX, compete à ANP: fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente; Dessa forma, considera-se que compete à ANP estabelecer os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos concessionários nas Instalações de perfuração e produção de petróleo e gás natural, e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações. Assim, os critérios previstos na minuta vem fortalecer as boas práticas de proteção ambiental e segurança da população, uma vez que se relaciona com os cenários possíveis de acidentes nos campos terrestres, sem sobrepor as attribuições dos órgãos ambientais.	Não Acatar

Artigo 8º	Art. 8º (item com comentário): O operador da instalação de E&P deverá manter atualizados o mapa de vulnerabilidade, as informações cadastrais e a DSO, sempre que ocorrer alterações permanentes que impactem o documento, submetendo a versão atualizada em até trinta dias após a efetivação do ato que lhe deu causa.	- Indisponibilidade temporária de barreiras por exemplo não se faz necessária a revisão dos documentos da DSO, nesse caso são gerenciadas pelo processo de GM (Gestão de Mudança). - Importante deixar claro que o mapa de vulnerabilidade é do campo terrestre visto que o artigo anterior pede somente para esse empreendimento. - Devido à característica do conteúdo destas documentações, DSO e dados cadastrais são de responsabilidade do Operador da Instalação e não do Operador do Contrato de E&P. Fazem parte do Sistema de Gestão do Operador da Instalação. Adicionalmente, conforme o próprio Art 3º da Minuta de Resolução, são responsabilidades do operador de contrato de E&P: I - garantir a segurança operacional das instalações, com o objetivo de proteger a vida humana, o meio ambiente e os ativos; III - garantir que o operador da instalação disponha de um sistema de gestão que atenda aos requisitos do regulamento técnico do SGSO.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Os artigos não podem ser lidos isoladamente. À título de exemplo, o próprio art. 8º menciona a DSO, que deve ser apresentada apenas para aqueles campos terrestres que não forem dispensandos da permissão de segurança operacional, conforme critérios do Anexo II. Ou seja, assim como para o mapa de vulnerabilidades, há condições que já foram tratadas em artigos anteriores. A repetição de informações pode prejudicar o entendimento do objetivo do art. 8º. O contrato de E&P é firmado entre a ANP e o operador do contrato, sendo este último responsável pela comunicação com a ANP. O operador da instalação é uma empresa contratada pelo operador do contrato, assim como outras empresas contratadas, que não possui relação administrativa e	Não Acatar
Artigo 8º	Art. 8º O operador de contrato de E&P deverá manter atualizados a DSO, as informações cadastrais e o mapa de vulnerabilidades socioambientais, submetendo a versão atualizada em até trinta dias após a efetivação do ato que lhe deu causa.	Melhoria de redação	SEP	Texto alterado conforme proposto para: "O operador de contrato de E&P deverá manter atualizados a DSO, as informações cadastrais e o mapa de vulnerabilidades socioambientais, submetendo a versão atualizada em até trinta dias após a efetivação do ato que lhe deu causa."	Acatar

Artigo 8º	Art. 8 - Parágrafo único. As informações sobre poços DEVEM ser atualizadas conforme Resolução ANP nº 699, de 6 de setembro de 2017.	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este "critério" ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre "quando" os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	Os artigos não podem ser lidos isoladamente. À título de exemplo, o próprio art. 8º menciona a DSO, que deve ser apresentada apenas para aqueles campos terrestres que não forem dispensandos da permissão de segurança operacional, conforme critérios do Anexo II. Ou seja, assim como para o mapa de vulnerabilidades, há condições que já foram tratadas em artigos anteriores. A repetição de informações pode prejudicar o entendimento do objetivo do art. 8º. O contrato de E&P é firmado entre a ANP e o operador do contrato, sendo este último responsável pela comunicação com a ANP. O operador da instalação é uma empresa contratada pelo operador do contrato, assim como outras empresas contratadas, que não possui relação administrativa e	Não Acatar

Artigo 8º	Art. 8º O operador da instalação de E&P deverá manter atualizados o mapa de vulnerabilidade, as informações cadastrais e a DSO, sempre que ocorrer alterações permanentes que impactem o documento, submetendo a versão atualizada em até trinta dias após a efetivação do ato que lhe deu causa e para os estudos de vulnerabilidade 180 dias.	Art 8º - Indisponibilidade temporária de barreiras por exemplo não se faz necessária a revisão dos documentos da DSO, nesse caso são gerenciadas pelo processo de GM (Gestão de Mudança). - Importante deixar claro que o mapa de vulnerabilidade é do campo terrertre visto que o artigo anterior pede somente para esse empreendimento. - Devido à característica do conteúdo destas documentações, DSO e dados cadastrais são de responsabilidade do Operador da Instalação e não do Operador do Contrato de E&P. Fazem parte do Sistema de Gestão do Operador da Instalação. Adicionalmente, conforme o próprio Art 3º da Minuta de Resolução, são responsabilidades do operador de contrato de E&P: I - garantir a segurança operacional das instalações, com o objetivo de proteger a vida humana, o meio ambiente e os ativos; III - garantir que o operador da instalação disponha de um sistema de gestão que atenda aos requisitos do regulamento técnico do SGSO. - A realização de estudos de vulnerabilidade requer contratação e execução de estudos por empresas especializadas o que inviabiliza a realização em 30 dias após a efetivação do ato que lhe deu causa	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os artigos não podem ser lidos isoladamente. À título de exemplo, o próprio art. 8º menciona a DSO, que deve ser apresentada apenas para aqueles campos terrestres que não forem dispensandos da permissão de segurança operacional, conforme critérios do Anexo II. Ou seja, assim como para o mapa de vulnerabilidades, há condições que já foram tratadas em artigos anteriores. A repetição de informações pode prejudicar o entendimento do objetivo do art. 8º. O contrato de E&P é firmado entre a ANP e o operador do contrato, sendo este último responsável pela comunicação com a ANP. O operador da instalação é uma empresa contratada pelo operador do contrato, assim como outras empresas contratadas, que não possui relação administrativa e	Não Acatar

Artigo 8º	Art. 8º Para atividades terrestres o operador da instalação de E&P deverá manter atualizados o mapa de vulnerabilidade, as informações cadastrais e a DSO, sempre que ocorrer alterações permanentes que impactem o documento, submetendo a versão atualizada em até trinta dias após a efetivação do ato que lhe deu causa.	Indisponibilidade temporária de barreiras por exemplo não se faz necessária a revisão dos documentos da DSO, nesse caso são gerenciadas pelo processo de GM (Gestão de Mudança). Deixar claro que o mapa de vulnerabilidade é do campo terrertre visto que o artigo anterior pede somente para esse empreendimento. Devido à característica do conteúdo destas documentações, DSO e dados cadastrais são de responsabilidade do Operador da Instalação e não do Operador do Contrato de E&P. Fazem parte do Sistema de Gestão do Operador da Instalação. Adicionalmente, conforme o próprio Art 3º da Minuta de Resolução, são responsabilidades do operador de contrato de E&P: I - garantir a segurança operacional das instalações, com o objetivo de proteger a vida humana, o meio ambiente e os ativos; III - garantir que o operador da instalação disponha de um sistema de gestão que atenda aos requisitos do regulamento técnico do SGSO.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Os artigos não podem ser lidos isoladamente. À título de exemplo, o próprio art. 8º menciona a DSO, que deve ser apresentada apenas para aqueles campos terrestres que não forem dispensandos da permissão de segurança operacional, conforme critérios do Anexo II. Ou seja, assim como para o mapa de vulnerabilidades, há condições que já foram tratadas em artigos anteriores. A repetição de informações pode prejudicar o entendimento do objetivo do art. 8º. O contrato de E&P é firmado entre a ANP e o operador do contrato, sendo este último responsável pela comunicação com a ANP. O operador da instalação é uma empresa contratada pelo operador do contrato, assim como outras empresas contratadas, que não possui relação administrativa e	Não Acatar
Artigo 9º	Art. 9º O operador de contrato de E&P deverá enviar à ANP dados de desempenho de segurança operacional do ano anterior referentes aos seus ativos até o dia 28 de fevereiro do ano subsequente.	Já dá a entender que é anualmente.	SEP	Texto alterado conforme proposto para: "O operador de contrato de E&P deverá enviar à ANP dados de desempenho de segurança operacional do ano anterior referentes aos seus ativos até o dia 28 de fevereiro do ano subsequente."	Acatar parcialmente

Artigo 9º	Art. 9 - Parágrafo único. Os dados DEVEM ser enviados via sistema informatizado e estar em conformidade com o manual disponibilizado no sítio eletrônico da ANP.	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este "critério" ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre "quando" os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar
Artigo 9º	Após data de vigência do regulamento em questão, o operador de contrato de E&P deverá enviar à ANP anualmente dados de desempenho de segurança operacional referentes aos seus ativos até o dia 28 de fevereiro do ano subsequente.	Objetivo do ajuste é garantir que o requerimento seja requerido apenas após a implementação do regulamento e não como parte indivudializada após sua publicação. Há que ser ressaltado que ainda não há sistema ou manual disponíveis para submissão das informações à Agência.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Já existe na resolução o item de período de adequação Art. 21 e o Art. 26. Ao fim do prazo de adequação estabelecido no art. 21. Desta forma já está claro que a resolução é válida a partir de sua vigência.	Não Acatar
Artigo 9º	Parágrafo único. Os dados deverão ser enviados via sistema informatizado e estar em conformidade com o manual disponibilizado no sítio eletrônico da ANP.	Parágrafo único: Solicita-se que haja sessão para a indústria, pelo menos 60 dias antes do lançamento do sistema no sítio da ANP, para apresentação e retirada de dúvidas para utilização do sistema. Adicionalmente, solicita que esta Agência coloque como forma de consulta pública o manual em questão, visando garantir que as informações sendo solicitadas pela Agência estejam aderentes com os dados geridos pelos operadores de contrato e instalação.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Alterou-se para deixar uniformizado ao parágrafo único do art. 6º	Acatar parcialmente

Artigo 9º	Ampliar a abrangência do Relatório Anual de Seguranca Operacional, como informações semlehantes a já incluída para SGSO, RTSGI e SGSS, para a área de dutos (RTDT) e Refinarias (RANP 02/2014).	O Planejamento de ações para estas áreas não abrangidas pelo Relatório ficam carentes de dados gerais da Industria para focar suas ações preventivas que considere o comportamento da Industria, e o direcionamento que a ANP identifica para estas áreas.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE_BRC	Item pertinente a sugestão para o Relatório Anual de Segurança. A ser avaliado internamente pela Agência.	Não Acatar
Artigo 10	Art 10º (itens com comentário): I - realizar auditoria da prática de gestão nº 4 (fatores humanos) do regulamento técnico do SGSO, durante a fase de projeto, quando esta fase for aplicável.	Art 10º I - Para sondas e unidades de intervenção cujo projeto e construção não foi executado para um campo específico, o ciclo de vida das instalações se limita ao tempo definido em contrato, não sendo aplicáveis as fases de projeto, construção, conversão de uso e descomissionamento.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Optou-se por excluir o item I do art. 10 por entender estar incorporado ao item II. No entanto, é necessário a aplicação do item II para sondas, mesmo que durante a fase de projeto, ou durante o comissionamento da unidade.	Não Acatar
Artigo 10	Art 10º (itens com comentário): I- apresentar à ANP a descrição das concepções, as avaliações de risco e os critérios de tomada de decisão, no período compreendido entre a escolha da concepção de desenvolvimento do campo marítimo e o início da sanção do projeto; e	Art 10º I - Sugere-se substituir "início do projeto" por "sanção do projeto". Cada operadora pode ter uma metodologia com nomenclaturas diferenciadas para o desenvolvimento do projeto até sua sanção pela Diretoria executiva, mas provavelmente todas elas passam pela escolha da concepção e pela sanção do projeto, nesta ordem.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Optou-se por manter termo pois cada operador tem o seu procedimento e nomeclaturas.	Não Acatar

Artigo 10	Parágrafo único. Para campo marítimo, a ANP pode solicitar ainda certificados emitidos por entidade técnica especializada independente, confirmando que o projeto foi executado segundo as melhores práticas recomendadas da indústria do petróleo.	Parágrafo único e I - No parágrafo 6° e parágrafo 4° da Resolução da ANP 17/2015, já está prevista a apresentação à ANP da descrição das concepções e critérios de decisão, com base em tecnologia, recuperação, economicidade, segurança e meio ambiente. Assim, torna-se redundante o inciso I desse parágrafo único. Além disso, esse processo está relacionado à gestão do Plano de Desenvolvimento, sendo, aparentemente, mais adequado ser tratado apenas na Resolução da ANP 17/2015 para evitar problemas de interpretação da legislação vigente. II – A Petrobras possui todas as unidades marítimas certificadas e com seguros adequados à atividade. Adicionalmente, são realizadas auditorias internas nas contratadas com especialistas da companhia. No entanto, as certificações dos sistemas são diversas. Portanto, recomenda-se deixar a possibilidade da Agência solicitar especificamente a certificação que seria requerida de acordo com a situação. II - "melhores práticas da indústria" - Deve ocorrer uma mudança transversal na resolução, toda vez que o termo aparecer no documento. Acrescentar no glossário definição.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Os requisitos estabelecidos para a fase-pré-operacional estão no bojo das ações regulatórias (supervisão) em prol da melhoria contínua, na tentativa de garantir que a instalação está com seu projeto em conformidade com as normas e as melhores práticas da indústria no espectro da segurança. A ação de fiscalização pela ANP em estaleiros já vem sendo realizada e a exigência da certificação por entidade independente a ANP vê como uma boa prática aplicada internacional da indústria.	Não Acatar
Artigo 10	Art. 10. O operador de contrato de E&P, na fase pré-operacional, deverá: I - apresentar à ANP a descrição das concepções, as análises de riscos e os critérios de tomada de decisão, no período compreendido entre a escolha da concepção de desenvolvimento do campo marítimo e o início do projeto; e	I - No regulamento técnico do SGSO, utiliza-se "análises de riscos".	SEP	Acatada alteração	Acatar

Artigo 10	CAPÍTULO III - CICLO TOTAL DE VIDA DAS INSTALAÇÕES Art. 10. O operador de contrato de E&P DEVE, na fase pré-operacional: ...	CAPÍTULO III - Padronizar ao longo do texto o termo "CICLO TOTAL DE VIDA" (das instalações) ao invés dos termos "TODO O CICLO DE VIDA" ou "CICLO DE VIDA", como estão sendo utilizados. Art. 10. Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido. Com relação ao alterar "ciclo de vida" ou "todo ciclo de vida" por "ciclo de vida total" , não se vislumbra acrescímo no texto, tendo apenas a necessidade de padronizar em todos documentos.	Não Acatar

Artigo 10	Remover item II.	Entende-se que o mercado já dispõe de mecanismos para aferição da qualidade e segurança do projeto executado, tais como as sociedades classificadoras. A adição de uma nova verificação e certificação cria nova burocracia, com novos custos e novos processos licitatórios. Ademais, há o risco de 'gargalo' no mercado fornecedor, dado o elevado número de projetos de diversas operadoras entrando em produção nos próximos anos.	Camila Manfredini / Equinor	Os requisitos estabelecidos para a fase-pré-operacional estão no bojo das ações regulatórias (supervisão) em prol da melhoria contínua, na tentativa de garantir que a instalação está com seu projeto em conformidade com as normas e as melhores práticas da indústria no espectro da segurança. A ação de fiscalização pela ANP em estaleiros já vem sendo realizada e a exigência da certificação por entidade independente a ANP vê como uma boa prática aplicada internacional da indústria.	Não Acatar
Artigo 10	Art 10º I - realizar auditoria da prática de gestão nº 4 (fatores humanos) do regulamento técnico do SGSO, durante a fase de projeto, quando esta fase for aplicável.	Art 10º I - Para sondas e unidades de intervenção cujo projeto e construção não foi executado para um campo específico, o ciclo de vida das instalações se limita ao tempo definido em contrato, não sendo aplicáveis as fases de projeto, construção, conversão de uso e descomissionamento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Optou-se por excluir o item I do art. 10 por entender estar incorporado ao item II. No entanto, é necessário a aplicação do item II para sondas, mesmo que durante a fase de projeto, ou durante o comissionamento da unidade.	Não Acatar

Artigo 10	Art 10º I- apresentar à ANP a descrição das concepções, as avaliações de risco e os critérios de tomada de decisão, no período compreendido entre a escolha da concepção de desenvolvimento do campo marítimo e o início da sanção do projeto; e	Art 10º I - Sugere-se substituir "início do projeto" por "sanção do projeto". Cada operadora pode ter uma metodologia com nomenclaturas diferenciadas para o desenvolvimento do projeto até sua sanção pela Diretoria executiva, mas provavelmente todas elas passam pela escolha da concepção e pela sanção do projeto, nesta ordem.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Optou-se por manter termo pois cada operador tem o seu procedimento e nomeclaturas.	Não Acatar
Artigo 10	Art 10º Parágrafo único. Para campo marítimo, a ANP pode solicitar ainda certificados emitidos por entidade técnica especializada independente, confirmando que o projeto foi executado segundo as melhores práticas recomendadas da indústria do petróleo.	Art 10º Parágrafo único e I - No parágrafo 6° e parágrafo 4° da Resolução da ANP 17/2015, já está prevista a apresentação à ANP da descrição das concepções e critérios de decisão, com base em tecnologia, recuperação, economicidade, segurança e meio ambiente. Assim, torna-se redundante o inciso I desse parágrafo único. Além disso, esse processo está relacionado à gestão do Plano de Desenvolvimento, sendo, aparentemente, mais adequado ser tratado apenas na Resolução da ANP 17/2015 para evitar problemas de interpretação da legislação vigente. II – A Petrobras possui todas as unidades marítimas certificadas e com seguros adequados à atividade. Adicionalmente, são realizadas auditorias internas nas contratadas com especialistas da companhia. No entanto, as certificações dos sistemas são diversas. Portanto, recomenda-se deixar a possibilidade da Agência solicitar especificamente a certificação que seria requerida de acordo com a situação. II - "melhores práticas da indústria do petróleo" - Deve ocorrer uma mudança transversal na resolução, toda vez que o termo aparecer no documento. Acrescentar no glossário definição do termo.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os requisitos estabelecidos para a fase-pré-operacional estão no bojo das ações regulatórias (supervisão) em prol da melhoria contínua, na tentativa de garantir que a instalação está com seu projeto em conformidade com as normas e as melhores práticas da indústria no espectro da segurança. A ação de fiscalização pela ANP em estaleiros já vem sendo realizada e a exigência da certificação por entidade independente a ANP vê como uma boa prática aplicada internacional da indústria.	Não Acatar

Artigo 10	I - realizar auditoria da prática de gestão nº 4 (fatores humanos) do regulamento técnico do SGSO, durante a fase de projeto, quando esta fase for aplicável. (...)	Para sondas e unidades de intervenção cujo projeto e construção não foi executado para um campo específico, o ciclo de vida das instalações se limita ao tempo definido em contrato, não sendo aplicáveis as fases de projeto, construção, conversão de uso e descomissionamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Optou-se por excluir o item I do art. 10 por entender estar incorporado ao item II. No entanto, é necessário a aplicação do item II para sondas, mesmo que durante a fase de projeto, ou durante o comissionamento da unidade.	Não Acatar
Artigo 10	Remover item II	Remover II: Entende-se que o mercado já dispõe de mecanismos para aferição da qualidade e segurança do projeto executado, tais como as sociedades classificadoras. A adição de uma nova verificação e certificação cria nova burocracia, com novos custos e novos processos licitatórios. Ademais, há o risco de 'gargalo' no mercado fornecedor, dado o elevado número de projetos de diversas operadoras entrando em produção nos próximos anos.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Os requisitos estabelecidos para a fase-pré-operacional estão no bojo das ações regulatórias (supervisão) em prol da melhoria contínua, na tentativa de garantir que a instalação está com seu projeto em conformidade com as normas e as melhores práticas da indústria no espectro da segurança. A ação de fiscalização pela ANP em estaleiros já vem sendo realizada e a exigência da certificação por entidade independente a ANP vê como uma boa prática aplicada internacional da indústria.	Não Acatar

Artigo 10	Alterar texto da alínea II para "II - realizar a verificação e a certificação de projeto de instalação marítima de produção, por entidade técnica especializada independente, confirmando que o projeto foi executado segundo as melhores práticas da indústria do petróleo. Por entidades técnicas especializadas, entende-se as entidades geradoras de normas, as associações da indústria geradoras de guias de boas práticas e as Sociedades Classificadoras."	O texto como apresentado não é claro quanto a quais entidades técnicas estariam aptas a realizar a certificação exigida. Conforme os exemplos discutidos durante o workshop (API, IBP e Sociedades Classificadoras), sugere-se especificar a que tipos de entidades a resolução se refere. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ESPECIFICIDADE de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Os requisitos estabelecidos para a fase-pré-operacional estão no bojo das ações regulatórias (supervisão) em prol da melhoria contínua, na tentativa de garantir que a instalação está com seu projeto em conformidade com as normas e as melhores práticas da indústria no espectro da segurança. A ação de fiscalização pela ANP em estaleiros já vem sendo realizada e a exigência da certificação por entidade independente a ANP vê como uma boa prática aplicada internacional da indústria.	Não Acatar
Artigo 10	Letras em maiúscula são adicionadas/recomendadas... Art. 10. O operador de contrato de E&P deverá, na fase pré-operacional: I - realizar auditoria EM TODOS OS REQUISITOS da prática de gestão nº 4 (fatores humanos) do regulamento técnico do SGSO, durante a fase de projeto;	O item I estabelece que a prática de gestão #4 precisa ser auditada antes das operações (fase pré-operacional), cujo requerimento é legado da versão da RANP:43 2007, e o mesmo ocorre com o item III. No entanto, o item II, da forma que está escrito, tende a indicar que 'todas' as práticas devem ser auditadas nessa fase, não simplesmente 'todos os requisitos' das práticas 4 e 11. Sendo assim, observa-se que o item II poderia ser subitem do item I, ou simplesmente eliminá-lo, de modo que seja claro que apenas as práticas #4 e #11 devem ser auditadas nessa fase.	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	Optou-se por excluir o item I do art. 10 por entender estar incorporado ao item II.	Acatar

Artigo 10	Art. 10. O operador de contrato de E&P deverá, na fase pré-operacional: ELIMINAR ESSE ITEM -> II - realizar auditoria que considere todos os requisitos do regulamento técnico do SGSO; e III - verificar os elementos críticos de segurança operacional.	O item I estabelece que a prática de gestão #4 precisa ser auditada antes das operações (fase pré-operacional), cujo requerimento é legado da versão da RANP:43 2007, e o mesmo ocorre com o item III. No entanto, o item II, da forma que está escrito, tende a indicar que 'todas' as práticas devem ser auditadas nessa fase, não simplesmente 'todos os requisitos' das práticas 4 e 11. Sendo assim, observa-se que o item II poderia ser subitem do item I, ou simplesmente eliminá-lo, de modo que seja claro que apenas as práticas #4 e #11 devem ser auditadas nessa fase.	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	Optou-se por excluir o item I do art. 10 por entender estar incorporado ao item II.	Acatar
Artigo 10	"II -dispor de sistema de gestão que seja compatível com a dimensão, a natureza, a complexidade e o risco das atividades e instalações e que considerem as melhores práticas recomendadas da indústria do petróleo e atendam à legislação aplicável e ao regulamento técnico do SGSO;"	"Se o requisito normativo solicita que o sistema de gestão seja compatível com a diversidade das instalações é necessário que o sistema de gestão reflita as particularidades das instalações em termos de localidades, complexidade e dimensões. Adicionalmente, tendo em vista as diversas formas de operação constituídas atualmente no Brasil (afretamento, operação de perfuração e intervenção, entre outras), não há que se falar em sistema único de gestão, mas sim na diversidade de sistemas que compõem o sistema de gestão daquela operação. A interconexão dos sistemas e a gestão dos mesmos será alinhada através de contrato e de documento de interface (bridging document), estabelecendo aplicação e responsabilidade perante o operador do contrato de concessão. Se há a imposição da Agência para a criação de um único sistema de gestão, há insegurança jurídica nos contratos já vigentes e implicações nas obrigações de outros contratos ja formalizados pelos operadores e no sistema de operação atualmente utilizados. "	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A contribuição não equivale ao artigo.	Não Acatar

Artigo 10	Alteração da redação do inciso I para: I - realizar auditoria da prática de gestão nº 4 (fatores humanos) do regulamento técnico do SGSO, durante a fase de projeto, sendo aplicável para projetos concebidos para operação sob regime de segurança operacional.	Sobre o inciso I: A proposta de revisão visa especificar critério de abrangência do requerimento em questão. Para sondas e unidades de intervenção, por exemplo, cujo projeto e construção não foram realizados para operações em ativos específicos, o requerimento não seria aplicável. Sendo assim, sugere-se especificar que o requerimento está direcionado para projetos que, já em sua concepção, estejam destinados a operar sob o regime de segurança operacional estabelecido pela agência.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Optou-se por excluir o item I do art. 10 por entender estar incorporado ao item II. No entanto, é necessário a aplicação do item II para sondas, mesmo que durante a fase de projeto, ou durante o comissionamento da unidade.	Não Acatar
Artigo 10	Remover item II do requerimento que estabelece o seguinte: II - realizar a verificação e a certificação de projeto de instalação marítima de produção, por entidade técnica especializada independente, confirmando que o projeto foi executado segundo as melhores práticas da indústria do petróleo.”	Sobre o Inciso II: Já existe mecanismos para aferição da qualidade e segurança do projeto executado, tais como as sociedades classificadoras. A previsão em questão adiciona uma nova verificação e certificação, gerando burocracia, com novos custos e novos processos licitatórios. A ABPIP também entende que pode haver dificuldade do mercado atender tal demanda, considerando o alto número de projetos de diferentes operadoras entrando em produção nos próximos anos.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Os requisitos estabelecidos para a fase-pré-operacional estão no bojo das ações regulatórias (supervisão) em prol da melhoria contínua, na tentativa de garantir que a instalação está com seu projeto em conformidade com as normas e as melhores práticas da indústria no espectro da segurança. A ação de fiscalização pela ANP em estaleiros já vem sendo realizada e a exigência da certificação por entidade independente a ANP vê como uma boa prática aplicada internacional da indústria.	Não Acatar

Artigo 11	Art 11º (item com comentário): Parágrafo 2º A operação dos ativos descritos no Art. 5° fica condicionada à expedição de permissão de segurança operacional pela ANP, excetuando-se os campos terrestres enquadrados nos critérios do Anexo II.	A proposta de alteração visa melhorar o entendimento e aplicação do requisito, bem como alinhar o texto com a redação do Caput do Art 11°.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Melhoria e clareza no texto.	Acatar parcialmente
Artigo 11	Art 11º Parágrafo 2º A operação dos ativos descritos no Art. 5° fica condicionada à expedição de permissão de segurança operacional pela ANP, excetuando-se os campos terrestres enquadrados nos critérios do Anexo II.	Art 11º A proposta de alteração visa melhorar o entendimento e aplicação do requisito, bem como alinhar o texto com a redação do Caput do Art 11°.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Melhoria e clareza no texto.	Acatar parcialmente
Artigo 11	§ 2º A operação dos ativos descritos no Art. 5° fica condicionada à expedição de permissão de segurança operacional pela ANP, exectuando-se os campos terrestres enquadrados nos critérios do Anexo II.	A proposta de alteração visa melhorar o entendimento e aplicação do requisito, bem como alinhar o texto com a redação do Caput do Art 11°.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Melhoria e clareza no texto.	Acatar parcialmente

Artigo 11	"V - examinar os elementos críticos de segurança operacional por meio de um diagnóstico periódico e padronizado de um verificador independente sobre a prática de gestão nº 11 (elementos críticos de segurança operacional) do regulamento técnico do SGSO, a ser produzido por equipe autônoma e independente ou de terceira parte com conhecimento apropriado, podendo este diagnóstico ser parte da auditoria interna estabelecida na Prática de Gestão 7."	"Sugere-se alterar a nomenclatura proposta pela Agência para ""equipe autônoma e independente"", de modo a possibilitar a utilização de mão de obra do operador do contrato ou terceiros, quando assim escolhido, para a realização do diagnóstico necessário. Além disso, entende-se que essa avaliação pode ser realizada dentro da atividade de auditoria interna, já estabelecida pelo processo de avaliação e melhoria, sem necessidade de criação de mais um rito de avaliação."	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Este requisito já consta no Art. 3° V e foi alterado conforme nova minuta.	Não Acatar

Artigo 12	Art 12º (itens com comentários): A ANP se manifestará sobre a permissão de segurança operacional no prazo de quinze dias contados da solicitação.	Uma unidade em fase de permissão de segurança operacional está pronta para operar, 60 dias trará um impacto muito grande na operação das novas instalações. Por experiência neste período é necessário que a ANP trate os itens com celeridade. O prazo dado para reanálise acaba impactando o andamento do empreendimento. O aumento do prazo para reanálise impacta outros compromissos assumidos em contrato de concessão.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Na proposta de resolução, para melhor englobar a pluralidade de ações regulatórias no processo de aprovação de instalações, mostrou-se mais adequada a "Permissão de Segurança Operacional", e para esta permissão estabeleceu-se no Art. 11 os seguintes critérios: verificação da DSO; verificação das informações cadastrais; verificação do mapa de vulnerabilidades socioambientais (instalações terrestres) e a avaliação da demonstração de capacidade operacional, (a critério da ANP, que poderá ocorrer por meio de ação de fiscalização pré-operacional ou de análise documental). Desta forma, entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das	Não Acatar
Artigo 12	Art 12º (itens com comentários): § 1º A ANP poderá notificar o operador de contrato de E&P a apresentar modificações ou informações complementares após a análise e verificação das informações e documentação apresentadas, e manifestará no prazo de cinco dias contados da resposta a notificação.	Uma unidade em fase de permissão de segurança operacional está pronta para operar, 60 dias trará um impacto muito grande na operação das novas instalações. Por experiência neste período é necessário que a ANP trate os itens com celeridade. O prazo dado para reanálise acaba impactando o andamento do empreendimento. O aumento do prazo para reanálise impacta outros compromissos assumidos em contrato de concessão.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais	Não Acatar

Artigo 12	Art 12º (itens com comentários): § 2º Retirar	Uma unidade em fase de permissão de segurança operacional está pronta para operar, 60 dias trará um impacto muito grande na operação das novas instalações. Por experiência neste período é necessário que a ANP trate os itens com celeridade. O prazo dado para reanálise acaba impactando o andamento do empreendimento. O aumento do prazo para reanálise impacta outros compromissos assumidos em contrato de concessão.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais exequível. O prazo de reanálise poderá ser menor que este prazo (60 dias), visto que já houve uma pré-análise.	Não Acatar

Artigo 12	Art. 12 § 1º A ANP PODE notificar o operador de contrato de E&P a apresentar modificações ou informações complementares ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar
Artigo 12	Após a ANP solicitar modificações e informações complementares, o prazo de reanálise deveria ser de 30 dias, não 60 dias.	A Nota Técnica 40 traz subsídios sobre a dificuldade de observância do prazo de 30 dias por parte da ANP, gerando alto custo administrativo. Contudo, há que se considerar que após a solicitação de informações complementares, o prazo não deveria retornar ao inicial, tendo em vista que é uma complementação do pacote de documentos já submetido, cuja análise deveria levar menor tempo. Há a preocupação da indústria de muitas submissões e pedidos de revisão da documentação considerando a fase de adaptação e a submissão de documentos novos, que irão gerar dúvidas ou pedido de esclarecimento por parte do órgão regulador. Como resultado, haverá imprevisibilidade de quando esse processo será finalizado.	Camila Manfredini / Equinor	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais exequível. O prazo de reanálise poderá ser menor que este prazo (60 dias), visto que já houve uma pré-análise.	Não Acatar

Artigo 12	Art 12º A ANP se manifestará sobre a permissão de segurança operacional no prazo de quinze dias contados da solicitação.	Art 12º Uma unidade em fase de permissão de segurança operacional está pronta para operar, 60 dias trará um impacto muito grande na operação das novas instalações. Por experiência neste período é necessário que a ANP trate os itens com celeridade. O prazo dado para reanálise acaba impactando o andamento do empreendimento. O aumento do prazo para reanálise impacta outros compromissos assumidos em contrato de concessão.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Na proposta de resolução, para melhor englobar a pluralidade de ações regulatórias no processo de aprovação de instalações, mostrou-se mais adequada a "Permissão de Segurança Operacional", e para esta permissão estabeleceu-se no Art. 11 os seguintes critérios: verificação da DSO; verificação das informações cadastrais; verificação do mapa de vulnerabilidades socioambientais (instalações terrestres) e a avaliação da demonstração de capacidade operacional, (a critério da ANP, que poderá ocorrer por meio de ação de fiscalização pré-operacional ou de análise documental). Desta forma, entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das	Não Acatar

Artigo 12	Art 12º § 1º A ANP poderá notificar o operador de contrato de E&P a apresentar modificações ou informações complementares após a análise e verificação das informações e documentação apresentadas, e manifestará no prazo de cinco dias contados da resposta a notificação.	Art 12º Uma unidade em fase de permissão de segurança operacional está pronta para operar, 60 dias trará um impacto muito grande na operação das novas instalações. Por experiência neste período é necessário que a ANP trate os itens com celeridade. O prazo dado para reanálise acaba impactando o andamento do empreendimento. O aumento do prazo para reanálise impacta outros compromissos assumidos em contrato de concessão.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais exequível. O prazo de reanálise poderá ser menor que este prazo (60 dias), visto que já houve uma pré-análise.	Não Acatar

Artigo 12	Art 12º § 2º Retirar	Art 12º Uma unidade em fase de permissão de segurança operacional está pronta para operar, 60 dias trará um impacto muito grande na operação das novas instalações. Por experiência neste período é necessário que a ANP trate os itens com celeridade. O prazo dado para reanálise acaba impactando o andamento do empreendimento. O aumento do prazo para reanálise impacta outros compromissos assumidos em contrato de concessão.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Na proposta de resolução, para melhor englobar a pluralidade de ações regulatórias no processo de aprovação de instalações, mostrou-se mais adequada a "Permissão de Segurança Operacional", e para esta permissão estabeleceu-se no Art. 11 os seguintes critérios: verificação da DSO; verificação das informações cadastrais; verificação do mapa de vulnerabilidades socioambientais (instalações terrestres) e a avaliação da demonstração de capacidade operacional, (a critério da ANP, que poderá ocorrer por meio de ação de fiscalização pré-operacional ou de análise documental). Desta forma, entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das	Não Acatar

Artigo 12	A ANP se manifestará sobre a permissão de segurança operacional no prazo de trinta dias contados da solicitação.	A Nota Técnica 40 traz subsídios sobre a dificuldade de observância do prazo de 30 dias por parte da ANP, gerando alto custo administrativo. Contudo, há que se considerar que após a solicitação de informações complementares, o prazo não deveria retornar ao inicial, tendo em vista que é uma complementação do pacote de documentos já submetido, cuja análise deveria levar menor tempo.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Na proposta de resolução, para melhor englobar a pluralidade de ações regulatórias no processo de aprovação de instalações, mostrou-se mais adequada a "Permissão de Segurança Operacional", e para esta permissão estabeleceu-se no Art. 11 os seguintes critérios: verificação da DSO; verificação das informações cadastrais; verificação do mapa de vulnerabilidades socioambientais (instalações terrestres) e a avaliação da demonstração de capacidade operacional, (a critério da ANP, que poderá ocorrer por meio de ação de fiscalização pré-operacional ou de análise documental). Desta forma, entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das	Não Acatar

Artigo 12	§ 1º A ANP poderá notificar o operador de contrato de E&P a apresentar modificações ou informações complementares após a análise e verificação das informações e documentação apresentadas. Após resposta à notificação para complementação das informações, a ANP se manifestará em até 15 dias.	A Nota Técnica 40 traz subsídios sobre a dificuldade de observância do prazo de 30 dias por parte da ANP, gerando alto custo administrativo. Contudo, há que se considerar que após a solicitação de informações complementares, o prazo não deveria retornar ao inicial, tendo em vista que é uma complementação do pacote de documentos já submetido, cuja análise deveria levar menor tempo.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais exequível. O prazo de reanálise poderá ser menor que este prazo (60 dias), visto que já houve uma pré-análise.	Não Acatar

Artigo 12	Alterar texto do artigo para "Art. 12. A ANP se manifestará sobre a permissão de segurança operacional no prazo de quinze dias contados da solicitação."	O texto como apresentado gera baixa previsibilidade, pois considera um período muito longo e reinicia a contagem de sessenta dias mesmo para esclarecimentos que sejam realizados de forma imediata. Como esta permissão é necessária tanto para o início das operações (primeiro óleo) como para a retomada de operação de unidades com condicionantes, o prazo de 60 dias após a apresentação das evidências de fechamento e condicionantes, o qual se renovaria a cada comentário da Agência, pode ter impacto significativo no negócio e afetar acordos com outras superintendências da Agência, tais como acordos de concessão. Sugere-se um prazo mais razoável para a análise inicial e resposta a informações complementares ou o prazo que restar do período anterior, o que for maior. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de OPORTUNA de metas SMART. Adicionalmente, entendemos que as verificações dos incisos I, II e III do art. 11 podem ocorrer em paralelo a avaliação de demonstração de capacidade operacional referente ao inciso IV do art. 11. Da forma como o texto é apresentado, todo o processo é suspenso até o fechamento dos condicionantes do inciso IV do art. 11. No entanto, entendemos que as verificações dos incisos I, II e III do art. 11 podem ocasionar mais comentários, enquanto a do inciso IV do art. 11 é independente das demais e pode ser mais objetiva. Desta forma, a suspensão do processo impediria que esclarecimentos	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais exequível. O prazo de reanálise poderá ser menor que este prazo (máximo de 60 dias) a depender da celeridade de resposta do operador, visto que já houve uma pré-análise.	Não Acatar

Artigo 12	Alterar texto do primeiro parágrafo para "§ 1º A ANP poderá notificar o operador de contrato de E&P a apresentar modificações ou informações complementares após a análise e verificação das informações e documentação apresentadas, interrompendo o prazo de análise da ANP, que será de cinco dias ou o tempo que restar do prazo original estabelecido no caput, o que for maior."	O texto como apresentado gera baixa previsibilidade, pois considera um período muito longo e reinicia a contagem de sessenta dias mesmo para esclarecimentos que sejam realizados de forma imediata. Como esta permissão é necessária tanto para o início das operações (primeiro óleo) como para a retomada de operação de unidades com condicionantes, o prazo de 60 dias após a apresentação das evidências de fechamento e condicionantes, o qual se renovaria a cada comentário da Agência, pode ter impacto significativo no negócio e afetar acordos com outras superintendências da Agência, tais como acordos de concessão. Sugere-se um prazo mais razoável para a análise inicial e resposta a informações complementares ou o prazo que restar do período anterior, o que for maior. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de OPORTUNA de metas SMART. Adicionalmente, entendemos que as verificações dos incisos I, II e III do art. 11 podem ocorrer em paralelo a avaliação de demonstração de capacidade operacional referente ao inciso IV do art. 11. Da forma como o texto é apresentado, todo o processo é suspenso até o fechamento dos condicionantes do inciso IV do art. 11. No entanto, entendemos que as verificações dos incisos I, II e III do art. 11 podem ocasionar mais comentários, enquanto a do inciso IV do art. 11 é independente das demais e pode ser mais objetiva. Desta forma, a suspensão do processo impediria que esclarecimentos	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais exequível. O prazo de reanálise poderá ser menor que este prazo (máximo de 60 dias) a depender da celeridade de resposta do operador, visto que já houve uma pré-análise.	Não Acatar

Artigo 12	Alterar texto do primeiro parágrafo para "§ 2º A emissão da permissão de segurança operacional só ocorrerá após a avaliação de demonstração de capacidade operacional referente ao inciso IV do art. 11 e a comprovação da implementação de medidas de adequação exigidas nessa avaliação."	O texto como apresentado gera baixa previsibilidade, pois considera um período muito longo e reinicia a contagem de sessenta dias mesmo para esclarecimentos que sejam realizados de forma imediata. Como esta permissão é necessária tanto para o início das operações (primeiro óleo) como para a retomada de operação de unidades com condicionantes, o prazo de 60 dias após a apresentação das evidências de fechamento e condicionantes, o qual se renovaria a cada comentário da Agência, pode ter impacto significativo no negócio e afetar acordos com outras superintendências da Agência, tais como acordos de concessão. Sugere-se um prazo mais razoável para a análise inicial e resposta a informações complementares ou o prazo que restar do período anterior, o que for maior. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de OPORTUNA de metas SMART. Adicionalmente, entendemos que as verificações dos incisos I, II e III do art. 11 podem ocorrer em paralelo a avaliação de demonstração de capacidade operacional referente ao inciso IV do art. 11. Da forma como o texto é apresentado, todo o processo é suspenso até o fechamento dos condicionantes do inciso IV do art. 11. No entanto, entendemos que as verificações dos incisos I, II e III do art. 11 podem ocasionar mais comentários, enquanto a do inciso IV do art. 11 é independente das demais e pode ser mais objetiva. Desta forma, a suspensão do processo impediria que esclarecimentos	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais exequível. O prazo de reanálise poderá ser menor que este prazo (60 dias), visto que já houve uma pré-análise.	Não Acatar
Artigo 3º	VII - Receber e manter em seus registros os estudos de risco qualitativos quinquenais e ajustar o plano de resposta à emergência das afretadas ao plano de emergência do operador do contrato.	Visando abarcar diversas formas de operação (afretamento, sondas, etc) entende-se que o operador do contrato deve conhecer as informações do estudo de risco, mas que as responsabilidades do mesmo são estabelecidas através de mecanismos contratuais e listadas em bridging documents, quando aplicável, sugere-se ajuste no texto de forma que o mesmo abarque as especificidades das práticas já estabelecidas no sistema de gestão e práticas usadas pela indústria no Brasil e no mundo.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	No art. 3º da minuta de resolução traz como responsabilidades do operador do contrato, VII, de aprovar os estudos de risco e o plano de resposta à emergência de instalação afretada. Entende-se como suficiente para abarcar a sugestão do proponente.	Não Acatar

Artigo 12	Alteração da redação do requerimento para: A ANP se manifestará sobre a permissão de segurança operacional no prazo de trinta dias contados da solicitação.	A ANP compartilhou sobre o desafio em atender o atual prazo de 30 dias, além do custo administrativo adicional. A ABPIP considera que 15 dias para a avaliação das informações complementares corrobora para sanar este problema. Entende-se que após a solicitação de informações complementares, não é razoável o prazo retornar ao início, tendo em vista que é apenas uma complementação ao pacote de documentos já enviado e que já teve um prazo de 30 dias para avaliação.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Na proposta de resolução, para melhor englobar a pluralidade de ações regulatórias no processo de aprovação de instalações, mostrou-se mais adequada a "Permissão de Segurança Operacional", e para esta permissão estabeleceu-se no Art. 11 os seguintes critérios: verificação da DSO; verificação das informações cadastrais; verificação do mapa de vulnerabilidades socioambientais (instalações terrestres) e a avaliação da demonstração de capacidade operacional, (a critério da ANP, que poderá ocorrer por meio de ação de fiscalização pré-operacional ou de análise documental). Desta forma, entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das	Não Acatar

Artigo 12	§ 1º A ANP poderá notificar o operador de contrato de E&P a apresentar modificações ou informações complementares após a análise e verificação das informações e documentação apresentadas.	A ANP compartilhou sobre o desafio em atender o atual prazo de 30 dias, além do custo administrativo adicional. A ABPIP considera que 15 dias para a avaliação das informações complementares corrobora para sanar este problema. Entende-se que após a solicitação de informações complementares, não é razoável o prazo retornar ao início, tendo em vista que é apenas uma complementação ao pacote de documentos já enviado e que já teve um prazo de 30 dias para avaliação.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A nova proposta de resolução traz a figura da "Permissão de Segurança Operacioanl" conforme Art. 11. Entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das instalações, seria o mais exequível. O prazo de reanálise poderá ser menor que este prazo (máximo de 60 dias) a depender da celeridade de resposta do operador, visto que já houve uma pré-análise.	Não Acatar

Artigo 12	Inclusão da alínea: “Parágrafo único: A ANP se manifestará em até 15 dias após receber as respostas com a complementação solicitada, conforme previsto no § 1º”	A ANP compartilhou sobre o desafio em atender o atual prazo de 30 dias, além do custo administrativo adicional. A ABPIP considera que 15 dias para a avaliação das informações complementares corrobora para sanar este problema. Entende-se que após a solicitação de informações complementares, não é razoável o prazo retornar ao início, tendo em vista que é apenas uma complementação ao pacote de documentos já enviado e que já teve um prazo de 30 dias para avaliação.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Na proposta de resolução, para melhor englobar a pluralidade de ações regulatórias no processo de aprovação de instalações, mostrou-se mais adequada a “Permissão de Segurança Operacional”, e para esta permissão estabeleceu-se no Art. 11 os seguintes critérios: verificação da DSO; verificação das informações cadastrais; verificação do mapa de vulnerabilidades socioambientais (instalações terrestres) e a avaliação da demonstração de capacidade operacional, (a critério da ANP, que poderá ocorrer por meio de ação de fiscalização pré-operacional ou de análise documental). Desta forma, entendeu-se que o prazo de 60 dias, considerando a alocação de recursos humanos da ANP, sem prejuízo as expectativas do operador para o início da operação, dada a sua previsibilidade e os riscos das	Não Acatar

Artigo 13	Art. 13. A permissão de segurança operacional PODE ser revogada ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 13	Propõe-se: a) mudança do termo *revogação* para *suspensão condicionada*, evitando o início do processo de permissão do zero, que tem previsão de 60 dias para ser analisado pela ANP, o que poderia ser um gargalo; b) inclusão das situações específicas em que a revogação poderia ser solicitada pela ANP, evitando termos imprecisos como está a redação do artigo atual c) inclusão da possibilidade de o operador ter prazo para apresentação de esclarecimentos adicionais e medidas de mitigação antes da execução da medida:	A Nota Técnica 40 apresenta as situações em que já foi requerida a revogação da aprovação da DSO: término da operação da instalação de produção, término do contrato do detentor de direitos com a operador da instalação marítima de perfuração, cessão de direitos e *acidentes operacionais*. Para o caso de acidentes operacionais, verificou-se a necessidade de revogação em situações muito específicas, em que o operador não havia demonstrado capacidade de entendimento plena do acidente e da incorporação de lições aprendidas. Para esta situação específica, foi apresentada uma redação muito mais abrangente e imprecisa, em que não estão estabelecidas de forma clara as situações em que haveria revogação da permissão de segurança operacional ("poderá ser revogada na hipótese de ocorrência de fatos ou circunstâncias que configurem ou indiquem possível mudança no nível de risco ou de incertezas associadas à operação, a critério da ANP"). Adicionalmente, ao optar por 'revogação' ao invés de 'suspensão', cria-se uma carga administrativa maior para ambos os lados, inclusive com prazos longos para reanálise por parte da ANP do processo de permissão de segurança operacional (hoje previsto em 60 dias).	Camila Manfredini / Equinor	O Art. 13 da minuta de resolução foi alterada e acrescido o Art. 14 com as hipóteses de revogação da permissão de segurança operacional, aproximando-se da sugestão do proponente. As hipóteses de "suspensão" serão tratadas somente para sondas marítimas, em casos específicos em interrupções de campanhas para atendimento de mais de um operador, conforme novo artigo 13. Com relação a revogação por ocorrência de fatos ou circunstâncias que configurem ou indiquem possível mudança no nível de risco ou de incertezas associadas à operação, decidiu-se manter pois como dito na proposta, são situações bem específicas, não podendo esgotar todas as hipóteses numa resolução.	Acatar parcialmente

Artigo 13	Parágrafo único: Na hipótese de cancelamento (ou suspensão condicionada) da permissão de segurança operacional, o operador será notificado pela Agência e terá até 72h para prover esclarecimentos e documentos adicionais que visem afastar os riscos identificados pela ANP ou apresentar proposta de mitigação para os mesmos, até que sua correção seja efetuada e haja retorno das operações para nível ALARP.	Por fim, sugere-se que seja incluído o seguinte parágrafo único: Na hipótese de cancelamento (ou suspensão condicionada) da permissão de segurança operacional, o operador será notificado pela Agência e terá até 72h para prover esclarecimentos e documentos adicionais que visem afastar os riscos identificados pela ANP ou apresentar proposta de mitigação para os mesmos, até que sua correção seja efetuada e haja retorno das operações para nível ALARP.	Camila Manfredini / Equinor	O artigo em questão foi reformulado abrangendo as situações passíveis de revogação da permissão de segurança operacional. Sempre caberá ao interessado a possibilidade do recurso administrativo, caso discorde da decisão.	Não Acatar

Artigo 13	Inclusão - Parágrafo Único. Na hipótese de cancelamento (ou suspensão condicionada) da permissão de segurança operacional, o operador será notificado pela Agência e terá até 72h para prover esclarecimentos e documentos adicionais que visem afastar os riscos identificados pela ANP ou apresentar proposta de mitigação para os mesmos, até que sua correção seja efetuada e haja retorno das operações para nível ALARP. Proposta de ajuste do texto de revogada para suspensa.	Esse artigo cria insegurança jurídica ao conferir à ANP total discricionariedade para avaliar e revogar permissões em segurança operacional emitidas, sem sinalizar qualquer obrigação de comunicação prévia, período de cura ou procedimento administrativo (procedimentalização dos atos administrativos). É verdade que uma permissão, enquanto ato administrativo unilateral, é discricionário e pode ser revogado a qualquer tempo. Por outro lado, uma vez concedida, a permissão reconhece e consolida direitos e gera expectativas legítimas, daí a necessidade de garantia jurídica (observando o equilíbrio entre prerrogativas e sujeições). Por isso, a revogação não pode ser feita se o critério utilizado pela ANP não estiver fundamentado e sem a oportunidade de manifestação do concessionário. Ademais, caso a DSO precise ser submetida do zero, a unidade irá passar pelo processo completo semelhante a uma nova unidade, contando aí os 60 dias de prazo para uma avaliação por parte da ANP? A revogação da permissão de segurança operacional de maneira discricionária da ANP é vista como um ato que gera insegurança jurídica aos operadores de contrato. É verdade que uma permissão, enquanto ato	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O artigo em questão foi reformulado abrangendo as situações passíveis de revogação da permissão de segurança operacional. Sempre caberá ao interessado a possibilidade do recurso administrativo, caso discorde da decisão.	Não Acatar
Artigo 13	Alteração do requerimento para: “A permissão de segurança operacional poderá ser suspensa na hipótese de ocorrência de fatos ou circunstâncias que configurem ou indiquem possível mudança no nível de risco ou de incertezas associadas à operação, a critério da ANP.”	A revogação da permissão de segurança operacional de maneira discricionária da ANP é vista como um ato que gera insegurança jurídica às Operadoras.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O artigo em questão foi reformulado abrangendo as situações passíveis de revogação da permissão de segurança operacional. Sempre caberá ao interessado a possibilidade do recurso administrativo, caso discorde da decisão.	Não Acatar

Artigo 13	Inclusão da seguinte alínea: “ Parágrafo Único. O operador será notificado pela Agência, em um cenário de possível cancelamento ou suspensão condicionada da permissão de segurança operacional, e deverá em até 72h encaminhar os esclarecimentos e documentos com o objetivo de afastar os riscos identificados pela ANP ou apresentar proposta de mitigação para os mesmos, até que sua correção seja efetuada e haja retorno das operações para nível ALARP.”	A permissão concedida reconhece e consolida direitos. Por isso, entendemos que a inclusão de uma notificação, de forma que haja instrumento regulatório estabelecido para manifestação e prestação de esclarecimentos ou informações pelo concessionário em processo de avaliação de revogação da licença, atende ao desejo da ANP e corrobora com a segurança jurídica ao processo.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O artigo em questão foi reformulado abrangendo as situações passíveis de revogação da permissão de segurança operacional. Sempre caberá ao interessado a possibilidade do recurso administrativo, caso discorde da decisão.	Não Acatar
Artigo 14	Art 14º (item com comentários): O operador de contrato de E&P deverá limitar o período de abandono temporário não monitorado de poços a um prazo máximo de três anos, salvo se aprovado pela ANP mediante análise das motivações e condição de risco associada.	Excluir "não prorrogáveis" e incluir o texto conforme indicado. Alinhamento com regulamentos e práticas internacionais recomendadas de referência. A alteração visa contemplar situações específicas onde o risco das operações para viabilizar o monitoramento não são ALARP.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	O texto está já alinhado com regulamentos internacionais e foi discutido durante a elaboração da Resolução ANPn° 46/2016. Os prazos nas melhores práticas internacionais variam de 2-5 anos.	Não Acatar
Artigo 14	Parágrafo único - Não se aplica o disposto no caput caso sejam estabelecidos os conjuntos solidários de barreiras (CSB) permanentes, conforme os requisitos de abandono permanente estabelecidos no art. 15, ou configuração de barreiras com confiabilidade equiparada para o período do abandono.	Parágrafo único - Abrangência a casos em que é possível demonstrar que o nível de risco da configuração de abandono é equiparável à configuração com CSBs permanentes.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A alteração sugerida está em desacordo com as melhores práticas internacionais.	Não Acatar

Artigo 14	Art. 14. O operador de contrato de E&P deverá limitar o período de abandono temporário não monitorado de poços a um prazo máximo de três anos, prorrogáveis conforme aprovação de Plano de Descomissionamento submetido e aprovado pela ANP.	Visando a limitação de recursos humanos e operacionais, possibilitar as empresas com um largo "backlog" de poços, principalmente devido a compra de ativos, o planejamento de abandono de poços.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O texto está já alinhado com regulamentos internacionais e foi discutido durante a elaboração da Resolução ANPn° 46/2016. Os prazos nas melhores práticas internacionais variam de 2-5 anos.	Não Acatar
Artigo 14	Art. 14. O operador de contrato de E&P DEVE limitar o período de abandono temporário ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar
Artigo 14	Art 14º O operador de contrato de E&P deverá limitar o período de abandono temporário não monitorado de poços a um prazo máximo de três anos, salvo se aprovado pela ANP mediante análise das motivações e condição de risco associada.	Art 14º Excluir "não prorrogáveis" e incluir o texto conforme indicado. Alinhamento com regulamentos e práticas internacionais recomendadas de referência. A alteração visa contemplar situações específicas onde o risco das operações para viabilizar o monitoramento não são ALARP.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto está já alinhado com regulamentos internacionais e foi discutido durante a elaboração da Resolução ANPn° 46/2016. Os prazos nas melhores práticas internacionais variam de 2-5 anos.	Não Acatar

Artigo 14	Parágrafo único - Não se aplica o disposto no caput caso sejam estabelecidos os conjuntos solidários de barreiras (CSB) permanentes, conforme os requisitos de abandono permanente estabelecidos no art. 15, ou configuração de barreiras com confiabilidade equiparada para o período do abandono.	Parágrafo único - Abrangência a casos em que é possível demonstrar que o nível de risco da configuração de abandono é equiparável à configuração com CSBs permanentes.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A alteração sugerida está em desacordo com as melhores práticas internacionais.	Não Acatar
Artigo 14	Não se aplica o disposto no caput caso sejam estabelecidos os conjuntos solidários de barreiras (CSB) permanentes, conforme os requisitos de abandono permanente estabelecidos no art. 15, ou configuração de barreiras com confiabilidade equiparada para o período do abandono.	Abrangência a casos em que é possível demonstrar que o nível de risco da configuração de abandono é equiparável à configuração com CSBs permanentes.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A alteração sugerida está em desacordo com as melhores práticas internacionais.	Não Acatar
Artigo 15	Art 15 (itens com comentários): III - estabelecer, no mínimo, dois CSBs permanentes, a fim de impedir o fluxo para o meio externo dos fluidos dos: b) intervalos sobrepressurizados portadores de água de qualquer natureza que apresentem potencial de surgência;	Art 15º III b) - Considerando que os intervalos sobrepressurizados portadores de óleo móvel ou gás já estão cobertos pelo item (a), apenas os intervalos portadores de água que apresentem sobrepressão em relação ao gradiente de pressão estimado para a área, que efetivamente apresentem potencial de surgência ou algum risco a integridade do poço seriam isolados. Evita-se assim a recorrência de pedidos de derrogação, além de atuar diretamente na simplificação e redução dos riscos das operações de abandono definitivo, completação para produção e projetos de perfuração.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Os aquíferos com interesses públicos devem ser preservados. O fluxo oriundo de formações saturadas de águas salobras pode causar danos a reservatórios de água potável.	Não Acatar

Artigo 15	Art 15 (itens com comentários): IV - posicionar o CSB permanente secundário o mais próximo possível do CSB permanente primário, desde que isso não implique em riscos adicionais.	Art 15º IV - deixar clara esta condição.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Proposta de alteração vaga e sem justificativa técnica.	Não Acatar
Artigo 15	Art 15 (itens com comentários): V - Garantir que os comprimentos e os posicionamentos dos elementos dos CSB Permanentes estejam aderentes às melhores práticas da indústria e às normas pertinentes. Para o elemento rocha selante, por se tratar de uma barreira natural, o seu comprimento mínimo, assim como o do elemento adjacente à rocha, será determinado pela sua extensão original caso não existam comprimentos aderentes à melhores práticas.	Art 15º V - Existem situações em que a extensão natural da rocha selante não permite que tenhamos 2 CSBs independentes com 30 m cada. A rocha selante é um elemento de CSB criado pela natureza onde não já gestão sob o seu comprimento mínimo. Por exemplo, é impossível atender aos 30 m preconizados como boa prática da indústria num cenário de se ter uma rocha selante bem caracterizada de 20 m de espessura isolando um intervalo de aquífero de um intervalo com hidrocarbonetos.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A aderência a melhores práticas já pressupõe que o comprimento das formações selantes, desde que adequadamente verificada como elemento de barreira, seja inferior ao especificado para demais tipo de elementos de barreira peramentente.	Não Acatar

Artigo 15	Art 15 (itens com comentários): VI - prover o isolamento através de CSBs : a) entre aquíferos passíveis de serem destinados ao uso público ou industrial e intervalos portadores de qualquer fluido, desde que apresentem a possibilidade de fluxo para eles e que não estejam conectados naturalmente; b) entre os aquíferos de manutenção de pressão de um reservatório de óleo móvel ou gás para o meio externo, desde que exista potencial de surgência; c) entre os aquíferos de manutenção de pressão de um reservatório de óleo móvel ou gás e intervalos portadores de fluidos de qualquer natureza, desde que o fluxo entre eles gere perda significativa na recuperação de hidrocarbonetos.	Art 15º VI - O texto proposto estabelece a separação de tratamento entre dois tipos de aquíferos, sejam: (i) aquíferos de uso público e industrial, e (ii) os aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás. Os aquíferos passíveis de serem destinados ao uso público ou industrial ficariam protegidos de qualquer tipo de contaminação oriunda de qualquer fluxo não intencional, seja de intervalos portadores de hidrocarbonetos móveis, água salgada ou mesmo de outros aquíferos destinados ao uso público que estejam isolados naturalmente por intervalos sem capacidade de fluxo (selantes). Os aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás seriam isolados para o meio externo apenas quando ocorrer a possibilidade de surgência. Estes aquíferos seriam isolados entre si e de outros intervalos com potencial de fluxo apenas nas situações em que possa ocorrer perda na recuperação de hidrocarbonetos, reduzindo a complexidade das operações, diminuindo riscos operacionais e possibilitando a construção de poços auto injetáveis (trata-se de uma prática utilizada na indústria) sem a necessidade de solicitação de derrogações.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Optou-se por texto alternativo pela simplcidade da redação.	Acatar parcialmente

Artigo 15	Art 15 (itens com comentários): VII - a) sejam impermeáveis aos fluidos que estarão expostos ou possuam permeabilidade equiparada a cimento ou formação selante; f) sejam aderentes aos tubulares e formações no seu entorno ou apresentem propriedades que resultem em manutenção de posicionamento e vedação na interface com tubulares e formações no seu entorno.	Art 15º VII - a) Alinhar requisito aos paradigmas admitidos pela indústria: cimento e formação selante. f) Além de revestimento o CSB permanente pode ter interface com outros tubulares, como coluna de produção/injeção. Adicionalmente, deve-se incluir possibilidade de atender a requisitos de posicionamento e vedação na interface por meio de características funcionais alternativas que não a aderência (exemplo: interferência por expansão).	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Alterar somente item f). Quanto ao item a) a permeabilidade deve seguir os especificados nas melhores práticas.	Acatar parcialmente
Artigo 15	Art 15 (itens com comentários): VIII - remover os cabos e as linhas de controle ou injeção nos trechos onde forem posicionados os elementos dos CSB Permanentes, caso não sejam implementadas ações mitigatórias para prevenir vazamento por estes equipamentos e respectivas interfaces.	Art 15º VIII - Alinhamento com boas práticas internacionais recomendadas de referência (Norsok D-010 Rev. 5 e Well Decommissioning Guidelines Issue 7).	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	O texto está já alinhado com regulamentos internacionais e foi discutido durante a elaboração da Resolução ANPn° 46/2016	Não Acatar

Artigo 15	Art. 15. Para o abandono permanente de poços, o operador de contrato de E&P DEVE: ... d) tenham propriedades mecânicas adequadas para a acomodação das cargas a que SÃO sujeitos;	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar
Artigo 15	Art 15º III - estabelecer, no mínimo, dois CSBs permanentes, a fim de impedir o fluxo para o meio externo dos fluidos dos: b) intervalos sobrepressurizados portadores de água de qualquer natureza que apresentem potencial de surgência;	Art 15º III b) - Considerando que os intervalos sobrepressurizados portadores de óleo móvel ou gás já estão cobertos pelo item (a), apenas os intervalos portadores de água que apresentem sobrepressão em relação ao gradiente de pressão estimado para a área, que efetivamente apresentem potencial de surgência ou algum risco a integridade do poço seriam isolados. Evita-se assim a recorrência de pedidos de derrogação, além de atuar diretamente na simplificação e redução dos riscos das operações de abandono definitivo, completação para produção e projetos de perfuração.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os aquíferos com interesses públicos devem ser preservados. O fluxo oriundo de formações saturadas de águas salobras pode causar danos a reservatórios de água potável.	Não Acatar

Artigo 15	Art 15º IV - posicionar o CSB permanente secundário o mais próximo possível do CSB permanente primário, desde que isso não implique em riscos adicionais.	Art 15º IV - deixar clara esta condição.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Proposta de alteração vaga e sem justificativa técnica.	Não Acatar
Artigo 15	Art 15º V - Garantir que os comprimentos e os posicionamentos dos elementos dos CSB Permanentes estejam aderentes às melhores práticas da indústria e às normas pertinentes. Para o elemento rocha selante, por se tratar de uma barreira natural, o seu comprimento mínimo, assim como o do elemento adjacente à rocha, será determinado pela sua extensão original caso não existam comprimentos aderentes à melhores práticas.	Art 15º V - Existem situações em que a extensão natural da rocha selante não permite que tenhamos 2 CSBs independentes com 30 m cada. A rocha selante é um elemento de CSB criado pela natureza onde não já gestão sob o seu comprimento mínimo. Por exemplo, é impossível atender aos 30 m preconizados como boa prática da indústria num cenário de se ter uma rocha selante bem caracterizada de 20 m de espessura isolando um intervalo de aquífero de um intervalo com hidrocarbonetos.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A aderência a melhores práticas já pressupõe que o comprimento das formações selantes, desde que adequadamente verificada como elemento de barreira, seja inferior ao especificado para demais tipo de elementos de barreira peramentente.	Não Acatar

Artigo 15	Art 15º VI - prover o isolamento através de CSBs : a) entre aquíferos passíveis de serem destinados ao uso público ou industrial e intervalos portadores de qualquer fluido, desde que apresentem a possibilidade de fluxo para eles e que não estejam conectados naturalmente; b) entre os aquíferos de manutenção de pressão de um reservatório de óleo móvel ou gás para o meio externo, desde que exista potencial de surgência; c) entre os aquíferos de manutenção de pressão de um reservatório de óleo móvel ou gás e intervalos portadores de fluidos de qualquer natureza, desde que o fluxo entre eles gere perda significativa na recuperação de hidrocarbonetos.	Art 15º VI - O texto proposto estabelece a separação de tratamento entre dois tipos de aquíferos, sejam: (i) aquíferos de uso público e industrial, e (ii) os aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás. Os aquíferos passíveis de serem destinados ao uso público ou industrial ficariam protegidos de qualquer tipo de contaminação oriunda de qualquer fluxo não intencional, seja de intervalos portadores de hidrocarbonetos móveis, água salgada ou mesmo de outros aquíferos destinados ao uso público que estejam isolados naturalmente por intervalos sem capacidade de fluxo (selantes). Os aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás seriam isolados para o meio externo apenas quando ocorrer a possibilidade de surgência. Estes aquíferos seriam isolados entre si e de outros intervalos com potencial de fluxo apenas nas situações em que possa ocorrer perda na recuperação de hidrocarbonetos, reduzindo a complexidade das operações, diminuindo riscos operacionais e possibilitando a construção de poços auto injetáveis (trata-se de uma prática utilizada na indústria) sem a necessidade de solicitação de derrogações.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Optou-se por texto alternativo pela simplcidade da redação.	Acatar parcialmente

Artigo 15	Art 15º VII - a) sejam impermeáveis aos fluidos que estarão expostos ou possuam permeabilidade equiparada a cimento ou formação selante; f) sejam aderentes aos tubulares e formações no seu entorno ou apresentem propriedades que resultem em manutenção de posicionamento e vedação na interface com tubulares e formações no seu entorno.	Art 15º VII - a) Alinhar requisito aos paradigmas admitidos pela indústria: cimento e formação selante. f) Além de revestimento o CSB permanente pode ter interface com outros tubulares, como coluna de produção/injeção. Adicionalmente, deve-se incluir possibilidade de atender a requisitos de posicionamento e vedação na interface por meio de características funcionais alternativas que não a aderência (exemplo: interferência por expansão).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Alterar somente item f). Quanto ao item a) a permeabilidade deve seguir os especificados nas melhores práticas.	Acatar parcialmente
Artigo 15	Art 15º VIII - remover os cabos e as linhas de controle ou injeção nos trechos onde forem posicionados os elementos dos CSB Permanentes, caso não sejam implementadas ações mitigatórias para prevenir vazamento por estes equipamentos e respectivas interfaces.	Art 15º VIII - Alinhamento com boas práticas internacionais recomendadas de referência (Norsok D-010 Rev. 5 e Well Decommissioning Guidelines Issue 7).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto está já alinhado com regulamentos internacionais e foi discutido durante a elaboração da Resolução ANPn° 46/2016	Não Acatar

Artigo 15	V - garantir que os comprimentos e os posicionamentos dos elementos dos CSBs permanentes estejam aderentes às melhores práticas da indústria do petróleo e às normas aplicáveis. Incluir o seguinte trecho: "Para o elemento rocha selante, por se tratar de uma barreira natural, o seu comprimento mínimo, assim como o do elemento adjacente à rocha, será determinado pela sua extensão original caso não existam comprimentos aderentes à melhores práticas".	Para o item V: Existem situações em que a extensão natural da rocha selante não permite que tenhamos 2 CSBs independentes com 30 m cada. A rocha selante é um elemento de CSB criado pela natureza onde não já gestão sob o seu comprimento mínimo. Por exemplo, é impossível atender aos 30 m preconizados como boa prática da indústria num cenário de se ter uma rocha selante bem caracterizada de 20 m de espessura isolando um intervalo de aquífero de um intervalo com hidrocarbonetos.	Camila Manfredini / Equinor	A aderência a melhores práticas já pressupõe que o comprimento das formações selantes, desde que adequadamente verificada como elemento de barreira, seja inferior ao especificado para demais tipo de elementos de barreira peramentente.	Não Acatar
Artigo 15	VIII - remover os cabos e as linhas de controle ou de injeção nos trechos onde forem posicionados os elementos dos CSBs permanentes; Acrescentar o seguinte trecho: "caso não sejam implementadas ações mitigatórias para prevenir vazamento por estes equipamentos e respectivas interfaces".	Para o items VIII: Alinhamento com boas práticas internacionais de referência (Norsok D-010 Rev. 5 e Well Decommissioning Guidelines Issue 7).	Camila Manfredini / Equinor	O texto está já alinhado com regulamentos internacionais e foi discutido durante a elaboração da Resolução ANPn° 46/2016	Não Acatar

Artigo 15	III - estabelecer, no mínimo, dois CSBs permanentes, a fim de impedir o fluxo para o meio externo dos fluidos dos: b) intervalos sobrepressurizados portadores de água de qualquer natureza que apresentem potencial de surgência;	III b) Considerando que os intervalos sobrepressurizados portadores de óleo móvel ou gás já estão cobertos pelo item (a), apenas os intervalos portadores de água que apresentem sobrepressão em relação ao gradiente de pressão estimado para a área, que efetivamente apresentem potencial de surgência ou algum risco a integridade do poço seriam isolados. Evita-se assim a recorrência de pedidos de derrogação, além de atuar diretamente na simplificação e redução dos riscos das operações de abandono definitivo, completação para produção e projetos de perfuração.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A aderência a melhores práticas já pressupõe que o comprimento das formações selantes, desde que adequadamente verificada como elemento de barreira, seja inferior ao especificado para demais tipo de elementos de barreira peramentente.	Não Acatar
Artigo 15	IV - posicionar o CSB permanente secundário o mais próximo possível do CSB permanente primário, desde que isso não implique em riscos adicionais.		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Proposta de alteração vaga e sem justificativa técnica.	Não Acatar
Artigo 15	V - Garantir que os comprimentos e os posicionamentos dos elementos dos CSB Permanentes estejam aderentes às melhores práticas da indústria e às normas pertinentes. Para o elemento rocha selante, por se tratar de uma barreira natural, o seu comprimento mínimo, assim como o do elemento adjacente à rocha, será determinado pela sua extensão original caso não existam comprimentos aderentes à melhores práticas.	V - Existem situações em que a extensão natural da rocha selante não permite que tenhamos 2 CSBs independentes com 30 m cada. A rocha selante é um elemento de CSB criado pela natureza onde não já gestão sob o seu comprimento mínimo. Por exemplo, é impossível atender aos 30 m preconizados como boa prática da indústria num cenário de se ter uma rocha selante bem caracterizada de 20 m de espessura isolando um intervalo de aquífero de um intervalo com hidrocarbonetos.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A aderência a melhores práticas já pressupõe que o comprimento das formações selantes, desde que adequadamente verificada como elemento de barreira, seja inferior ao especificado para demais tipo de elementos de barreira peramentente.	Não Acatar

Artigo 15	VI - prover o isolamento através de CSBs : a) entre aquíferos passíveis de serem destinados ao uso público ou industrial e intervalos portadores de qualquer fluido, desde que apresentem a possibilidade de fluxo para eles e que não estejam conectados naturalmente; b) entre os aquíferos de manutenção de pressão de um reservatório de óleo móvel ou gás para o meio externo, desde que exista potencial de surgência; c) entre os aquíferos de manutenção de pressão de um reservatório de óleo móvel ou gás e intervalos portadores de fluidos de qualquer natureza, desde que o fluxo entre eles gere perda significativa na recuperação de hidrocarbonetos.	VI - O texto proposto estabelece a separação de tratamento entre dois tipos de aquíferos, sejam: (i) aquíferos de uso público e industrial, e (ii) os aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás. Os aquíferos passíveis de serem destinados ao uso público ou industrial ficariam protegidos de qualquer tipo de contaminação oriunda de qualquer fluxo não intencional, seja de intervalos portadores de hidrocarbonetos móveis, água salgada ou mesmo de outros aquíferos destinados ao uso público que estejam isolados naturalmente por intervalos sem capacidade de fluxo (selantes). Os aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás seriam isolados para o meio externo apenas quando ocorrer a possibilidade de surgência. Estes aquíferos seriam isolados entre si e de outros intervalos com potencial de fluxo apenas nas situações em que possa ocorrer perda na recuperação de hidrocarbonetos, reduzindo a complexidade das operações, diminuindo riscos operacionais e possibilitando a construção de poços auto injetáveis (trata-se de uma prática utilizada na indústria) sem a necessidade de solicitação de derrogações.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Optou-se por texto alternativo pela simplcidade da redação.	Acatar parcialmente

Artigo 15	VII - utilizar materiais para a composição dos elementos dos CSBs permanentes que, no mínimo: a) sejam impermeáveis aos fluidos que estarão expostos ou possuam permeabilidade equiparada a cimento ou formação selante; (...) f) sejam aderentes aos tubulares e formações no seu entorno ou apresentem propriedades que resultem em manutenção de posicionamento e vedação na interface com tubulares e formações no seu entorno.	VII - a) Alinhar requisito aos paradigmas admitidos pela indústria: cimento e formação selante. (...) f) Além de revestimento o CSB permanente pode ter interface com outros tubulares, como coluna de produção/injeção. Adicionalmente, deve-se incluir possibilidade de atender a requisitos de posicionamento e vedação na interface por meio de características funcionais alternativas que não a aderência (exemplo: interferência por expansão).	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Alterar somente item f). Quanto ao item a) a permeabilidade deve seguir os especificados nas melhores práticas.	Acatar parcialmente
Artigo 15	VIII - remover os cabos e as linhas de controle ou injeção nos trechos onde forem posicionados os elementos dos CSB Permanentes, caso não sejam implementadas ações mitigatórias para prevenir vazamento por estes equipamentos e respectivas interfaces.	VIII - Alinhamento com boas práticas internacionais de referência (Norsok D-010 Rev. 5 e Well Decommissioning Guidelines Issue 7).	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O texto está já alinhado com regulamentos internacionais e foi discutido durante a elaboração da Resolução ANPn° 46/2016	Não Acatar

Artigo 15	Remoção do requerimento.	Os requisitos mínimos para a composição dos elementos dos CSB permanentes podem colocar a operadora em uma situação desfavorável, uma vez que esta fica sujeita aos certificados de origem entregues pelos fornecedores. Além disso, a sugestão é que a reguladora deveria alinhar este item às melhores práticas da indústria do petróleo, em vez de estabelecer requisitos específicos para a composição dos elementos dos CSB permanentes, e pela possibilidade de surgir novas tecnologias. A NORSOK D-010, por exemplo, estabelece as propriedades da barreira permanente como recomendação e boa prática a ser adotada - de forma não mandatória (9.9.2 – [...]A permanent well barrier should have the following characteristics: a) provide long term integrity (eternal perspective) [...]). Nesse sentido, uma alternativa seria retirar a prescrição dos requisitos mínimos para a composição dos elementos dos CSB permanentes e deixar a cargo da operadora a escolha dos materiais que serão utilizados, desde que estes estejam aderentes às melhores práticas da indústria do petróleo. Isso pode dar mais liberdade à operadora para escolher os materiais que sejam mais adequados para cada caso, desde que atendam aos padrões de segurança e qualidade requeridos pela reguladora. Além disso, essa alteração pode contribuir para a redução de custos e para a melhoria da eficiência operacional, sem	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O texto que especifica os requisitos minimos para estabelecer abandono permanente foi amplamente discutido na elaboração da Resolução ANP n° 46/2016. Ademais está em consonância com os Regulamentos e Melhores Práticas internacionais permitindo ainda a flexibilidade do Operador para escolha de materias e a evolução de tecnologias de abandono. O artigo estabelece as formações que devem ser isoladas e enumera as propriedades mínimas necessárias para os elementos de barreira o que não restringe o uso de novos materiais e técnicas de abandono.	Não Acatar

Artigo 16	Art. 16. O operador de contrato de E&P que tiver interesse em operar uma instalação para além da sua vida útil de projeto, ou que pretenda utilizar a instalação para outros fins, DEVE comunicar à ANP, via sistema informatizado, ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar
Artigo 17	Iniciar a sentença com letra minúscula	Regra legística	SEP	Texto de acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP".	Acatar

Artigo 17	Art. 17. É exigida nova permissão de segurança operacional .... Parágrafo único. A nova permissão de segurança operacional DEVE ser solicitada: I - Pela cessionária, em caso de mudança de operador de contrato de E&P, que PODE endossar as informações II - Pelo operador do contrato de E&P, em caso de alteração do operador da instalação, que DEVE solicitar a nova permissão de segurança operacional	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 18	Art. 18. O operador de contrato de E&P, ou a cessionária em caso de mudança de operador de contrato de E&P, DEVE avaliar e gerenciar a mudança de operador ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 19	Art. 19. No caso de mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção, a cedente deverá, previamente à efetivação da cessão: II - dar ciência à cessionária do inventario completo dos ativos e passivos ambientais relacionados ao contrato de E&P objeto da cessão; III - transferir à cessionária os dados, informações e documentos de segurança operacional e meio ambiente, incluindo aqueles contidos no Manual de Procedimento de Cessão de que trata a Resolução ANP nº 785, de 16 de maio de 2019; VII - observar o disposto na Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020, quanto às responsabilidades no descomissionamento de instalações.	Não caberia também na fase de exploração?	SEP	O artigo em questão foca na fase de produção, devido à maior diversidade de instalações e aos riscos associados também às atividades de produção, escoamento, transferência, etc., geralmente ausentes, ou em menor escala na fase de exploração.	Não Acatar

Artigo 19	Art. 19. No caso de mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção, a cedente DEVE, previamente à efetivação da cessão:	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar
Artigo 20	Art. 20. No caso de mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção, a cessionária deverá:	Não caberia também na fase de exploração?	SEP	Alterou-se por entender que alguns requisitos do artigo podem ser aplicáveis à fase de exploração.	Acatar parcialmente

Artigo 20	Art. 20. No caso de mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção, a cessionária DEVE:	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 21	Art 21º (itens com comentários): O operador de contrato de E&P que já possua permissão concedida nos termos do § 52 do art. 32 da Resolução ANP n2 43, de 6 de dezembro de 2007, ou do § 42 do art. 32 da Resolução ANP n2 2, de 14 de janeiro de 2010, deverá adequar o seu sistema de gestão da segurança operacional ao regulamento técnico do SGSO no prazo máximo de seis meses, contado a partir da data de entrada em vigor desta Resolução.	Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais/novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso. Ainda, cabe salientar, que foi realizada uma análise do tempo de implantação do Novo Regulamento SGSO, considerando a interligação e interdependência das Prática de Gestão e considerando as adequações necessárias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional hoje existente, de forma a subsidiar a proposta de alteração para a revisão do Art. 21º da Minuta de Resolução (alteração do tempo de implantação do Novo RT-SGSO) para 2 anos. Arquivos em anexo: Análise tempo de implantação.pdf e Interligação PGs_Análise tempo implantação.pdf Arquivos em anexo: Análise tempo de implantação.pdf e	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Parágrafo 1º O prazo máximo citado no caput poderá ser estendido para operadores de campos terrestres, mediante solicitação com fundamentação técnica.	Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 2º O operador de contrato de E&P para os itens Anexo III Item 1 d) da Resolução, itens 5.3.2, 9.5.1, 12.4.2, 16.3.1 b), 16.3.4.1 deverá estar adequado em até 1 (um) ano, contados da publicação desta Resolução.	Anexo III Item 1 d) da Resolução – O documento de Interface (Bridging Document) deve ser construído em parceria com a afretada, sendo necessária equipe multidisciplinar para avaliar todas as interfaces do Sistema de Gestão Concessionária e Operador e acompanhar a implementação de adequação. Todas estas etapas ocorrem em sequência, ou em simultaneidade parcial, com sua complexidade conforme exposto, justificando a solicitação de tempo proposta. Mantido alinhamento com o prazo e justificativa apresentados para o item 5.3.2. - Item 5.3.2 – Para atender as diretrizes para elaboração de Documento de Interface, durante o ciclo de vida da Instalação, para operações com impacto na Segurança Operacional será preciso as seguintes etapas para concluir a implantação do item: negociação/aditamento contratual para os contratos em andamento, revisão de todos os procedimentos de contratação para inclusão da nova exigência, adequação do mercado de prestadores de serviço à nova prática, revisão dos documentos de interface existentes e dos protocolos de responsabilidade dos projetos submarinos com todas as partes envolvidas, para adequação ao novo regulamento. Todas estas etapas ocorrem em sequência, ou em simultaneidade parcial, com sua complexidade conforme exposto, justificando a solicitação de tempo proposta. Mantido alinhamento com o prazo e justificativa apresentados para o Anexo III – Item 1 alínea d)	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 3º O operador de contrato de E&P para os itens Art. 3º, inciso IV da Resolução, Anexo III, Item 1 c) da Resolução, itens 4.4, 10.6.2, 11.3, 11.4, 12.2.2, 12.3.2 m) e 13.3.1 deverá estar adequado em até 2 (dois) anos, contados da publicação desta Resolução.	Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será preciso treinar as equipes de Segurança da Informação, para que tenham conhecimento sobre o SGSO, bem como o inverso. Processo precisará ser estruturado. - Anexo III, Item 1 c) da Resolução – Necessária mão de obra especializada interna para coordenar estudos de risco, aplicando bow tie (técnica minuciosa e lenta), bem como equipes multidisciplinares para atender a produção de grande volume de estudos para as instalações. Necessidade de adequações internas de equipe, quanto de contratação. Mercado com dificuldade de atender grande demanda. Todas estas etapas ocorrem em sequência, ou em simultaneidade parcial, com sua complexidade conforme exposto, justificando a solicitação de tempo proposta. - Item 4.4 – A metodologia para Análise de Confiabilidade Humana (uso de técnicas quali e quanti, identificação de tarefas críticas, erros humanos e fatores influenciadores, efetivo mínimo) requer tempo para que o mercado desenvolva profissionais que possam transferir este conhecimento para a área de O&G. Posteriormente há a necessidade de qualificação de grande quantitativo de profissionais da empresa que não possuem proficiência no assunto e em seguida iniciarão as análises após capacitação (implantação propriamente dita). Todas estas	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 4º O operador de contrato de E&P para os itens Art. 3º, inciso V da Resolução, deverá estar adequado em até 3 (três) anos, contados da publicação desta Resolução.	Art. 3º, inciso V da Resolução - Existe necessidade de desenvolvimento do mercado para realização do Diagnóstico de elementos críticos. Necessária disponibilidade no mercado de prestadores de serviço (terceira parte), com conhecimento apropriado, para atender grande demanda (considerando todas os Concessionários que terão que se adequar ao novo Regulamento). Estando o mercado minimamente desenvolvido, existirá em seguida os processos de contratação e em seguida a implantação da prática propriamente dita para todas as instalações. Todas estas etapas ocorrem em sequência, ou em simultaneidade parcial, com sua complexidade conforme exposto, justificando a solicitação de tempo proposta.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 5º Os parágrafos 1º, 2º, 3º e 4º podem ter seus prazos prorrogados por igual período, mediante solicitação antes do término do prazo e aprovação da ANP.	Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais/novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso. Justificativas específicas: - Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada. - Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será preciso treinar as equipes de Segurança da Informação, para que tenham conhecimento sobre o SGSO, bem como o inverso. Processo precisará ser estruturado. - Art. 3º, inciso V da Resolução - Existe necessidade de	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 6º Para o Art. 6º , inciso III da Resolução, o Operador de contrato de E&P deverá estar adequado em até 6 (seis) meses, a partir da disponibilização do sistema pela ANP.	Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais/novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso. Justificativas específicas: - Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada. - Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será preciso treinar as equipes de Segurança da Informação, para que tenham conhecimento sobre o SGSO, bem como o inverso. Processo precisará ser estruturado. - Art. 3º, inciso V da Resolução - Existe necessidade de	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Parágrafo 7º Para o item 9.5.1, o período de implantação de 1 ano é válido a partir do exercício anual seguinte ao período de implantação.	Parágrafo 7º - Como trata-se de requisito de relatório anual, importante que seja contado a partir do exercício do ano seguinte, pois o período de implantação é para adequação dos requisitos, para que no ano seguinte possa ser gerado o relatório anual, referente aos dados do ano anterior. Importante diferenciar, pois caso contrário será cobrado relatório anual com requisitos que ainda estarão em implantação.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 8º Para a Prática de Gestão 12, a implantação dos requisitos deve ocorrer nos prazos estabelecidos no presente artigo, devendo ser considerado o estudo de risco que esteja válido nesta data.	Parágrafo 8º Para a Prática de Gestão 12, a implantação dos requisitos deve ocorrer nos prazos estabelecidos no presente artigo, devendo ser considerado o estudo de risco que esteja válido nesta data. Necessário prever este critério de transição para toda a PG12, devido ao tempo de validade dos estudos. Pode dar interpretação errada, que todos os estudos (mesmo que válidos) devem ser imediatamente revisados, gerando um alto Hh para revisão de documentação sem efetividade, visto que o documento está válido, com as premissas atualizadas e com os cenários e recomendações devidamente geridos. Os novos requisitos devem ser incluídos conforme ocorra a atualização do documento (seja por prazo de validade que termina, seja por requisitos específicos de mudanças conforme PG-12).	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Parágrafo 9º Por solicitação do operador de contrato de E&P, durante o prazo de adequação, a fiscalização do seu sistema de gestão de segurança operacional pela ANP poderá avaliar a conformidade com o regulamento técnico do SGSO aprovado por esta Resolução.	Parágrafo 9º Unidades em desinvestimento concluído em curto prazo não necessitariam de ter a necessidade de cumprimento de determinados itens, visto que já estariam desinvestindo. Existem requisitos específicos que devem de fato ser olhados para a segurança operacional nesta fase. Outros requisitos, podem não se justificar.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 10º A não conformidade identificada até o fim do prazo de adequação terá o seu saneamento verificado com base no regulamento técnico violado na data da identificação, e com base na Resolução ANP n 851, de 2021.	Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais/novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso. Justificativas específicas: - Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada. - Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será preciso treinar as equipes de Segurança da Informação, para que tenham conhecimento sobre o SGSO, bem como o inverso. Processo precisará ser estruturado. - Art. 3º, inciso V da Resolução - Existe necessidade de	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Art. 21. O operador de contrato de E&P que já possua permissão concedida nos termos do § 5º do art. 3º da Resolução ANP nº 43, de 6 de dezembro de 2007, ou do § 4º do art. 3º da Resolução ANP nº 2, de 14 de janeiro de 2010, deverá adequar o seu sistema de gestão da segurança operacional ao regulamento técnico do SGSO no prazo máximo de 12 meses, contado a partir da data de entrada em vigor desta Resolução, prorrogáveis conforme aprovação de Plano de Adequação submetido a ANP.	Art. 21. Visando a limitação de recursos humanos e operacionais, possibilitar as empresas com um largo "backlog" de poços, principalmente devido a compra de ativos, o planejamento de abandono de poços.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	§ 1º O prazo máximo citado no caput poderá ser estendido, mediante solicitação com fundamentação técnica e submissão de Plano de Adequação aprovado pela ANP, não devendo exceder 06 meses.	§ 1º Retirado do termo campos terrestres, fazendo com que texto seja abrangente as demais operadoras.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	§ 3º A não conformidade identificada até o fim do prazo de adequação terá o seu saneamento verificado com base no regulamento técnico violado na data da identificação e na Resolução ANP nº 851, de 2021.	Melhoria de redação	SEP	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Art. 21. O operador de contrato de E&P que já possua permissão concedida nos termos do § 5º do art. 3º da Resolução ANP nº 43, de 6 de dezembro de 2007, ou do § 4º do art. 3º da Resolução ANP nº 2, de 14 de janeiro de 2010, DEVE adequar o seu sistema de gestão da segurança operacional ao regulamento técnico do SGSO ... § 1º O prazo máximo citado no caput PODE ser estendido para operadores de campos terrestres, ... § 2º Por solicitação do operador de contrato de E&P, durante o prazo de adequação, a fiscalização do seu sistema de gestão de segurança operacional pela ANP PODE avaliar a conformidade ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este "critério" ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre "quando" os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Art 21º O operador de contrato de E&P que já possua permissão concedida nos termos do § 52 do art. 32 da Resolução ANP n2 43, de 6 de dezembro de 2007, ou do § 42 do art. 32 da Resolução ANP n2 2, de 14 de janeiro de 2010, deverá adequar o seu sistema de gestão da segurança operacional ao regulamento técnico do SGSO no prazo máximo de dois anos, contado a partir da data de entrada em vigor desta Resolução.	Art 21º Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso sugerido. Desta forma, propomos postergação para alguns itens específicos. Ainda, cabe salientar, que foi realizada uma análise do tempo de implantação do Novo Regulamento SGSO, considerando a interligação e interdependência das Prática de Gestão e considerando as adequações necessárias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional hoje existente, de forma a subsidiar a proposta de alteração para a revisão do Art. 21º da Minuta de Resolução (alteração do tempo de implantação do Novo RT-SGSO) para 2 anos.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Parágrafo 1º O prazo máximo citado no caput poderá ser estendido para operadores de campos terrestres, mediante solicitação com fundamentação técnica.	Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 2º O operador de contrato de E&P para os itens Anexo III Item 1 d) da Resolução, itens 5.3.2, 9.5.1, 12.4.2, 16.3.1 b), 16.3.4.1 deverá estar adequado em até 1 (um) ano, contados da publicação desta Resolução.	Anexo III Item 1 d) da Resolução – O documento de Interface (Bridging Document) deve ser construído em parceria com a afretada, sendo necessária equipe multidisciplinar para avaliar todas as interfaces do Sistema de Gestão Concessionária e Operador e acompanhar a implementação de adequação. Todas estas etapas ocorrem em sequência, ou em simultaneidade parcial, com sua complexidade conforme exposto, justificando a solicitação de tempo proposta. Mantido alinhamento com o prazo e justificativa apresentados para o item 5.3.2. - Item 5.3.2 – Para atender as diretrizes para elaboração de Documento de Interface, durante o ciclo de vida da Instalação, para operações com impacto na Segurança Operacional será preciso as seguintes etapas para concluir a implantação do item: negociação/aditamento contratual para os contratos em andamento, revisão de todos os procedimentos de contratação para inclusão da nova exigência, adequação do mercado de prestadores de serviço à nova prática, revisão dos documentos de interface existentes e dos protocolos de responsabilidade dos projetos submarinos com todas as partes envolvidas, para adequação ao novo regulamento. Todas estas etapas ocorrem em sequência, ou em simultaneidade parcial, com sua complexidade conforme exposto, justificando a solicitação de tempo proposta. Mantido alinhamento com o prazo e justificativa apresentados para o Anexo III – Item 1 alínea d)	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 3º O operador de contrato de E&P para os itens Art. 3º, inciso IV da Resolução, Anexo III, Item 1 c) da Resolução, itens 4.4, 10.6.2, 11.3, 11.4, 12.2.2, 12.3.2 m) e 13.3.1 deverá estar adequado em até 2 (dois) anos, contados da publicação desta Resolução.	Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será preciso treinar as equipes de Segurança da Informação, para que tenham conhecimento sobre o SGSO, bem como o inverso. Processo precisará ser estruturado. - Anexo III, Item 1 c) da Resolução – Necessária mão de obra especializada interna para coordenar estudos de risco, aplicando bow tie (técnica minuciosa e lenta), bem como equipes multidisciplinares para atender a produção de grande volume de estudos para as instalações. Necessidade de adequações internas de equipe, quanto de contratação. Mercado com dificuldade de atender grande demanda. Todas estas etapas ocorrem em sequência, ou em simultaneidade parcial, com sua complexidade conforme exposto, justificando a solicitação de tempo proposta. - Item 4.4 – A metodologia para Análise de Confiabilidade Humana (uso de técnicas quali e quanti, identificação de tarefas críticas, erros humanos e fatores influenciadores, efetivo mínimo) requer tempo para que o mercado desenvolva profissionais que possam transferir este conhecimento para a área de O&G. Posteriormente há a necessidade de qualificação de grande quantitativo de profissionais da empresa que não possuem proficiência no assunto e em seguida iniciarão as análises após capacitação (implantação propriamente dita). Todas estas	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 4º O operador de contrato de E&P para os itens Art. 3º, inciso V da Resolução, deverá estar adequado em até 3 (três) anos, contados da publicação desta Resolução.	Art 21º Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso sugerido. Desta forma, propomos postergação para alguns itens específicos: Justificativas específicas: - Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada. - Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 5º Os parágrafos 1º, 2º, 3º e 4º podem ter seus prazos prorrogados por igual período, mediante solicitação antes do término do prazo e aprovação da ANP.	Art 21º Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso sugerido. Desta forma, propomos postergação para alguns itens específicos: Justificativas específicas: - Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada. - Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 6º Para o Art. 6º , inciso III da Resolução, o Operador de contrato de E&P deverá estar adequado em até 6 (seis) meses, a partir da disponibilização do sistema pela ANP.	Art 21º Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso sugerido. Desta forma, propomos postergação para alguns itens específicos: Justificativas específicas: - Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada. - Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Parágrafo 7º Para o item 9.5.1, o período de implantação de 1 ano é válido a partir do exercício anual seguinte ao período de implantação.	Parágrafo 7º - Como trata-se de requisito de relatório anual, importante que seja contado a partir do exercício do ano seguinte, pois o período de implantação é para adequação dos requisitos, para que no ano seguinte possa ser gerado o relatório anual, referente aos dados do ano anterior. Importante diferenciar, pois caso contrário será cobrado relatório anual com requisitos que ainda estarão em implantação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 8º Para a Prática de Gestão 12, a implantação dos requisitos deve ocorrer nos prazos estabelecidos no presente artigo, devendo ser considerado o estudo de risco que esteja válido nesta data.	Parágrafo 8º Para a Prática de Gestão 12, a implantação dos requisitos deve ocorrer nos prazos estabelecidos no presente artigo, devendo ser considerado o estudo de risco que esteja válido nesta data. Necessário prever este critério de transição para toda a PG12, devido ao tempo de validade dos estudos. Pode dar interpretação errada, que todos os estudos (mesmo que válidos) devem ser imediatamente revisados, gerando um alto Hh para revisão de documentação sem efetividade, visto que o documento está válido, com as premissas atualizadas e com os cenários e recomendações devidamente geridos. Os novos requisitos devem ser incluídos conforme ocorra a atualização do documento (seja por prazo de validade que termina, seja por requisitos específicos de mudanças conforme PG-12).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Parágrafo 9º: As instalações, que se encontram com o PDI aprovado até a publicação dessa Resolução, estão dispensadas de adequação na DSO.	Parágrafo 9º Unidades em desinvestimento concluído em curto prazo não necessitariam de ter a necessidade de cumprimento de determinados itens, visto que já estariam desinvestindo. Existem requisitos específicos que devem de fato ser olhados para a segurança operacional nesta fase. Outros requisitos, podem não se justificar.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 10º Por solicitação do operador de contrato de E&P, durante o prazo de adequação, a fiscalização do seu sistema de gestão de segurança operacional pela ANP poderá avaliar a conformidade com o regulamento técnico do SGSO aprovado por esta Resolução.	Art 21º Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso sugerido. Desta forma, propomos postergação para alguns itens específicos: Justificativas específicas: - Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada. - Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Parágrafo 11º A não conformidade identificada até o fim do prazo de adequação terá o seu saneamento verificado com base no regulamento técnico violado na data da identificação, e com base na Resolução ANP n2 851, de 2021.	Art 21º Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para itens específicos, de acordo com a complexidade do mesmo. Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte do regulamento existente e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso sugerido. Desta forma, propomos postergação para alguns itens específicos: Justificativas específicas: - Parágrafo 1º - excluir "não devendo exceder 1 ano" - Não deve estar limitado de forma genérica. Deve depender da justificativa técnica apresentada. - Art. 3º, inciso IV da Resolução – Apesar de já existir na indústria a gestão do risco cibernético em um conceito mais amplo, este é um processo que precisa se convergir para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Será	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	O operador de contrato de E&P que já possua permissão concedida nos termos do § 5º do art. 3º da Resolução ANP nº 43, de 6 de dezembro de 2007, ou do § 4º do art. 3º da Resolução ANP nº 2, de 14 de janeiro de 2010, deverá adequar o seu sistema de gestão da segurança operacional ao regulamento técnico do SGSO no prazo máximo de 1 (um) ano contado a partir da data de entrada em vigor desta Resolução.	Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para todo o regulamento, e acima de 2 anos para itens específicos, de acordo com a complexidade dos mesmos. Com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos entende-se que 1 ano proposto acima será o necessário para uma avaliação global das mudanças e para a implantação dos ajustes necessários nos sistemas de gestão das empresas (alterações no sistema de gestão ensejam engajamento com a matriz na Noruega e avaliação holística, o que leva, em média, 6 meses). Deve-se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso sugerido. Desta forma, propomos postergação para alguns itens específicos: - Art. 3º, inciso V da Resolução - Existe necessidade de desenvolvimento do mercado para realização do Diagnóstico de elementos críticos. Necessária disponibilidade no mercado de prestadores de serviço	Camila Manfredini / Equinor	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	§ 4º O operador de contrato de E&P para os itens da Resolução Art 3 - V, Art 10 - Parágrafo único item II, Anexo III - item 1c (diagramas bow tie) e para os itens do Regulamento Técnico 4.4 e 4.5 , 12.3.2 e 12.5.1.1 deverá estar adequado em até 2 (dois) anos, contados da publicação desta Resolução.	Sugestão de nova redação para o Art 21º considerando a necessidade de prazo de implantação superior a 6 meses para todo o regulamento, e acima de 2 anos para itens específicos, de acordo com a complexidade dos mesmos. Com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos entende-se que 1 ano proposto acima será o necessário para uma avaliação global das mudanças e para a implantação dos ajustes necessários nos sistemas de gestão das empresas (alterações no sistema de gestão ensejam engajamento com a matriz na Noruega e avaliação holística, o que leva, em média, 6 meses). Deve-se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação conforme cada caso sugerido. Desta forma, propomos postergação para alguns itens específicos: - Art. 3º, inciso V da Resolução - Existe necessidade de desenvolvimento do mercado para realização do Diagnóstico de elementos críticos. Necessária disponibilidade no mercado de prestadores de serviço	Camila Manfredini / Equinor	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	O operador de contrato de E&P que já possua permissão concedida nos termos do § 5º do art. 3º da Resolução ANP nº 43, de 6 de dezembro de 2007, ou do § 4º do art. 3º da Resolução ANP nº 2, de 14 de janeiro de 2010, deverá adequar o seu sistema de gestão da segurança operacional ao regulamento técnico do SGSO no prazo máximo de dois anos contado a partir da data de entrada em vigor desta Resolução.	Entende-se que parte do novo regulamento já faz parte dos regulamentos existentes e com os ajustes incluídos e aglutinação dos 5 regulamentos os 6 meses propostos para implantação serão suficientes para os ajustes necessários. No entanto, há de se considerar que a nova minuta propõe novos requisitos e melhorias que impactam em revisão de procedimentos, reciclagem de treinamento de um grande quantitativo de pessoal, ajustes de sistemas informatizados, execução de aditivos contratuais, elaboração de novos contratos, necessidade de desenvolvimento do conhecimento no mercado brasileiro, havendo portanto necessidade de período maior para implantação. O novo regulamento traz grandes ganhos na unificação do sistema de gestão e permite maior clareza quanto à interligação e interdependência das Prática de Gestão. Em contrapartida, devido esta interligação e interdependência entre as PGs, em muitos casos as ações de implantação não serão necessariamente simultâneas. Uma determinada ação de implantação precisará aguardar a conclusão de outra ação subsequente. Por exemplo: estabelecimento/adequação de algum critério técnico específico. Ordem da implantação: 1) definição/adequação do critério 2) implantação do critério propriamente dito 3) revisão de procedimento 4) treinamento/reciclagem 5) realização de auditoria 6) avaliação de eficácia. Este exemplo é bem genérico e simplificado de forma a ilustrar que os requisitos das PGs	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Incluir parágrafo "§ 4º O prazo máximo citado no caput será de 1 (um) ano para o Anexo III item 1 c); e Anexo I requisito 12.4.2.".	Anexo III, item 1 c) – Necessário a capacitação interna para a aplicação da técnica de bow tie ou a contratação externa, o que pode ocasionar limitação de mercado devido à alta demanda gerado pelo novo regulamento. Desta forma, é necessário, um maior tempo para adequação da indústria. - Anexo I, requisito 12.4.2 – Para demonstrar de forma efetiva que as medidas de controle implementadas são suficientes, é necessário o desenvolvimento de metodologias internas e de profissionais nas empresas e no mercado em geral para atender a demanda que será gerada por este requisito. Desta forma, é necessário tempo adicional para desenvolver profissionais capacitados a avaliar estes estudos, sem gerar impacto relevante na indústria.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Incluir parágrafo "§ 5º O prazo máximo citado no caput será de 2 (dois) anos para o Anexo III item 1 d); e Anexo I requisitos 4.4, 5.3.2, 12.3.2 m) e 13.3.1.".	Anexo III, item 1 d) e Anexo I, requisito 5.3.2 – O Documento de Interface requer análise complexa multidisciplinar para avaliar todas as interfaces entre os Sistemas de Gestão das empresas. Deve ser observado que tanto operadores de contrato de E&P podem trabalhar com diversas afretadas como operadores de instalação podem trabalhar com diversas concessionárias. Desta forma, como a equipe multidisciplinar pode ter elementos comuns, haveria dificuldade em analisar diversos Documentos de Interface em paralelo. Mesmo para os casos em que já haja Documento de Interface disponível, a própria adequação ao novo regulamento por parte das empresas pode gerar mudanças significativas em ambos os Sistemas de Gestão, gerando necessidade de revisão. Desta forma, se faz necessário um prazo maior para execução ou atualização do Documento de Interface, após o período de execução. - Anexo I, requisitos 4.4 e 12.3.2 m) – As metodologias para Análise de Confiabilidade Humana ainda se encontram em implantação na indústria, requerendo tempo para o desenvolvimento de metodologias internas e de profissionais nas empresas e na indústria para atender a demanda que será gerada por este requisito. Desta forma, é necessário tempo adicional para desenvolver profissionais capacitados a avaliar estes estudos e a não criar limitação aos agentes. - Anexo I, requisito 13.3.1 – Será necessário a revisão de padrões para a adequação do processo de ressuprimento	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Incluir parágrafo "§ 6º O prazo máximo citado no caput será de 5 (cinco) anos para os requisitos 12.3 e 12.4 do Anexo I, somente para identificações de perigos e análises de risco que tenham sido executadas até a data de entrada em vigor desta Resolução e desde que uma revisão das mesmas não seja requerida conforme requisito 12.5 do Anexo I.".	Anexo I, requisitos 12.3 e 12.4 – a implantação imediata deste requisito necessitaria a revisão de todos os estudos de risco vigentes no prazo de 6 meses, o que seria inviável e geraria impacto relevante na indústria. Desta forma, deve se considerar que os estudos permaneçam válidos, desde que os critérios do requisito 12.5 não sejam atingidos. Neste caso, os estudos deveriam ser revisados conforme o novo regulamento.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Incluir parágrafo "§ 7º O prazo máximo citado no caput será o primeiro dia útil do ano subsequente ao fim do prazo de adequação do Sistema de Gestão, para o Anexo I requisito 6.2.".	Anexo I, requisito 6.3 – Indicadores são em geral definidos anualmente. Portanto, é necessário o início do próximo período de avaliação após o término do prazo de adequação para implementar as modificações que sejam necessárias.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Incluir parágrafo "§ 8º O prazo máximo citado no caput será o último dia útil do ano subsequente ao fim do prazo de adequação do Sistema de Gestão, para o Anexo I requisito 6.4 e 9.5.".	Anexo I, requisitos 6.4 e 9.5 – Para a avaliação sistemática de indicadores e incidentes é necessário gerar um volume de dados suficiente para permitir esta avaliação. Como parte destes dados é inexistente e dependerá de atividades a serem realizadas durante o período de adequação, tais como o desenvolvimento de novos indicadores e processos, é necessário um prazo maior para que esta avaliação seja efetiva.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Incluir parágrafo "§ 9º Ficam dispensadas a adequação ao requisito 10.2 as unidades cujo projeto tenha sido iniciado anteriormente a data de entrada em vigor desta Resolução.".	Anexo I, requisito 10.2 – Este requisito se aplica exclusivamente para a fase de projeto, podendo não ser retroativamente demonstrável para unidades em operação ou em construção.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 21	Incluir parágrafo "§ 10º Ficam dispensadas a adequação à prática de gestão 16 as mudanças cujo processo tenha sido iniciado anteriormente a data de entrada em vigor desta Resolução e estejam adequadas aos requisitos da prática de gestão nº 16 do regulamento técnico de SGSO aprovado pela Resolução ANP nº 43 de 6 de dezembro de 2007.".	Anexo I, prática nº 16 – Para processos de gestão de mudanças iniciados anteriormente a entrada em vigor no novo regulamento, é impraticável garantir o cumprimento deste regulamento, uma vez que fatos passados não podem ser sanados. Para estes casos, deve ser considerado o regulamento vigente no momento de abertura do processo de modo a evitar possível insegurança jurídica.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 21	Em letra maiúscula a contribuição... Art. 21. O operador de contrato de E&P que já possua permissão concedida nos termos do § 5º do art. 3º da Resolução ANP nº 43, de 6 de dezembro de 2007, ou do § 4º do art. 3º da Resolução ANP nº 2, de 14 de janeiro de 2010, deverá adequar o seu sistema de gestão da segurança operacional ao regulamento técnico do SGSO no prazo máximo de seis meses, contado a partir da data de entrada em vigor desta Resolução. EM SITUAÇÕES ESPECIAIS, O PRAZO MÁXIMO PODERÁ SER ALTERADO, A CRITÉRIO DA ANP E MEDIANTE FUNDAMENTAÇÃO TÉCNICA, NÃO DEVENDO EXCEDER 12 MESES.	Considerando a maturidade da indústria, a adequação do processo, recomenda-se permitir um prazo maior de implementação para determinados itens, que, a critério da ANP, pode alterar o prazo baseado em fundamentação técnica. Entende-se que o principal assunto, que é fatores humanos, não é algo novo, e a maioria das referências datam de poucos a alguns decênios. No entanto organizar a estrutura para atingir o requerimento do futuro novo regulamento, solicita-se encarecidamente avaliar a proposta na contribuição :)	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 22	Art 22º (item com comentário): O operador de contrato de E&P que não possua instalação com DSO aprovada até a data da publicação desta Resolução e solicite permissão de segurança operacional durante o prazo de adequação estabelecido no art. 21 deverá estar adequado ao regulamento técnico do SGSO vigente até o prazo de adequação estabelecido no art, 21.	Algumas propostas para a DSO demandam adequações internas de processos. Dessa forma, o envio da DSO no novo formato demandará tempo para ser realizado.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 22	Art. 22. O operador de contrato de E&P que não possua instalação com DSO aprovada até a data da publicação desta Resolução e solicite permissão de segurança operacional durante o prazo de adequação estabelecido no art. 21 DEVE estar adequado ao regulamento técnico do SGSO.	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este "critério" ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre "quando" os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	O artigo em questão foi reformulado abrangendo as situações passíveis de revogação da permissão de segurança operacional.	Não Acatar
Artigo 22	Art 22º O operador de contrato de E&P que não possua instalação com DSO aprovada até a data da publicação desta Resolução e solicite permissão de segurança operacional durante o prazo de adequação estabelecido no art. 21 deverá estar adequado ao regulamento técnico do SGSO vigente até o prazo de adequação estabelecido no art, 21.	Art 22º não está compatível com Art 21º. Pelo Art 21º, existe um período de implantação para o regulamento. No entanto, no Art 22º, ao exigir que para instalação que ainda não esteja com DSO aprovada (ou seja instalações novas), a solicitação da permissão de segurança operacional já segue o novo regulamento, significa que para estes casos a implantação do regulamento se torna imediata. Como está preconizado no Art 21º, existe um tempo de implantação. Porém pelo Art 22º, se for uma instalação nova, este tempo de implantação deixa de existir já que é exigido de imediato o novo modelo. Considerando que para o novo formato de DSO demanda adequações de processos, o envio da DSO no novo formato demanda tempo para ser realizado (que deve ser coerente com o tempo de implantação definido pelo Art 21º, seja ele qual for), não sendo portanto imediato.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 22	O operador de contrato de E&P que não possua instalação com DSO aprovada até a data da publicação desta Resolução e solicite permissão de segurança operacional durante o prazo de adequação estabelecido no art. 21 deverá estar adequado ao regulamento técnico do SGSO vigente até o prazo de adequação estabelecido no art, 21.	Durante este período importante de adaptação, conceder 6 meses para atualização de DSOs de todas as unidades atualmente operando no Brasil acarretaria um esforço enorme num momento em que a ANP já se encontra sobrecarregada para realizar qualquer análise. Dado os novos requerimentos a serem providos como parte da atualização do DSO, não é factível submeter uma revisão do documento em tão pouco tempo dada a complexidade de análise, elaboração de documentos, avaliação do sistema perante os requerimentos reformulados do regulamento em questão. Motivo pelo qual se solicita que o prazo para submissão de DSO revisada esteja aderente com a implementação do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar
Artigo 22	Alterar o texto do artigo para "Art. 22. O operador de contrato de E&P que não possua instalação com DSO aprovada até a data da publicação desta Resolução e solicite permissão de segurança operacional durante o prazo de adequação estabelecido no art. 21 deverá submeter a DSO em conformidade com o conteúdo estabelecido no Anexo III desta Resolução.".	O texto apresentado impossibilita o início da operação de qualquer unidade que tenha primeiro óleo previsto para o intervalo entre a data da publicação desta Resolução e o prazo de adequação estabelecido no art. 21. Para estas unidades, seria impossível a emissão da DSO uma vez que a Matriz de Correlação em relação ao novo regulamento estaria incompleta sem o período de adequação e a unidade pode não possuir Diagramas Bow Tie e Documento de Interface, documentos que passaram a integrar a nova DSO e não eram requeridos no regulamento de SGSO vigente. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de OPORTUNA de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Não Acatar

Artigo 22	Incluir parágrafo "§ 1º Para DSO submetida até o fim do prazo de adequação estabelecido no art. 21, as Matrizes de Correlação (documento 8 do Anexo III) devem fazer referência ao regulamento técnico do SGSO vigente (Resolução ANP nº 43, de 6 de dezembro de 2007)".	O texto apresentado impossibilita o início da operação de qualquer unidade que tenha primeiro óleo previsto para o intervalo entre a data da publicação desta Resolução e o prazo de adequação estabelecido no art. 21. Para estas unidades, seria impossível a emissão da DSO uma vez que a Matriz de Correlação em relação ao novo regulamento estaria incompleta sem o período de adequação e a unidade pode não possuir Diagramas Bow Tie e Documento de Interface, documentos que passaram a integrar a nova DSO e não eram requeridos no regulamento de SGSO vigente. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de OPORTUNA de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Acatar parcialmente
Artigo 22	Incluir parágrafo "§ 2º Para DSO submetida até o fim do prazo de adequação estabelecido no art. 21, é dispensada a apresentação de Diagramas Bow Tie (documento 6 do Anexo III) e Documento de Interface (documento 10 do Anexo III).".	O texto apresentado impossibilita o início da operação de qualquer unidade que tenha primeiro óleo previsto para o intervalo entre a data da publicação desta Resolução e o prazo de adequação estabelecido no art. 21. Para estas unidades, seria impossível a emissão da DSO uma vez que a Matriz de Correlação em relação ao novo regulamento estaria incompleta sem o período de adequação e a unidade pode não possuir Diagramas Bow Tie e Documento de Interface, documentos que passaram a integrar a nova DSO e não eram requeridos no regulamento de SGSO vigente. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de OPORTUNA de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Acatar parcialmente

Artigo 22	Incluir parágrafo "§ 3º O operador de contrato de E&P deverá submeter a atualização da DSO até o fim do prazo de adequação estabelecido no art. 21.".	O texto apresentado impossibilita o início da operação de qualquer unidade que tenha primeiro óleo previsto para o intervalo entre a data da publicação desta Resolução e o prazo de adequação estabelecido no art. 21. Para estas unidades, seria impossível a emissão da DSO uma vez que a Matriz de Correlação em relação ao novo regulamento estaria incompleta sem o período de adequação e a unidade pode não possuir Diagramas Bow Tie e Documento de Interface, documentos que passaram a integrar a nova DSO e não eram requeridos no regulamento de SGSO vigente. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de OPORTUNA de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Este artigo foi excluído. A proposta atual não contempla prazo de adequação, e está baseada no período de vacatio legis da norma.	Acatar parcialmente
Artigo 23	Parágrafo único. O operador de contrato de E&P DEVE submeter a atualização da DSO em conformidade com o conteúdo estabelecido no Anexo III desta Resolução até o fim do prazo de adequação estabelecido no art. 21.	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 23	Parágrafo único. O operador de contrato de E&P deverá submeter a atualização da DSO em conformidade com o conteúdo estabelecido no Anexo III desta Resolução no período de 1 (um) ano após a publicação desta Resolução.	Durante este período importante de adaptação, conceder 6 meses para atualização de DSOs de todas as unidades atualmente operando no Brasil acarretaria um esforço enorme num momento em que a ANP já se encontra sobrecarregada bem como as operadoras. Dado os novos requerimentos a serem providos como parte da atualização do DSO (como os diagramas bow-tie), não é factível submeter uma revisão do documento em tão pouco tempo dada a complexidade de análise, elaboração de documentos, avaliação do sistema perante os requerimentos reformulados do regulamento em questão. Inclusive já foi solicitado em outro formulário um prazo de 2 (dois) anos para a elaboração de diagramas bow-tie de todas as unidades operando atualmente.	Camila Manfredini / Equinor	O texto foi alterado.	Acatar parcialmente
Artigo 24	Art. 24. O operador de contrato de E&P deverá enviar à ANP um mapa de vulnerabilidades socioambientais, nos termos do art. 7 º, para cada campo terrestre no prazo de adequação estabelecido no art. 21.	Art.24: Exclusão de "sob contrato", conforme sugestão feita para o art. 2º, §1º.	SEP	Acatado.	Acatar

Artigo 24	Art. 24. O operador de contrato de E&P DEVE enviar à ANP um mapa de vulnerabilidades socioambientais, ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 26	"Art. 7º Para fins de prazos de adequação a esta resolução e ao RTDT, a Ampliação de Dutos Existentes É tratada como Dutos Novos, caso ainda não tenha recebido a autorização para construção da ampliação.” (NR) ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 27	Art. 27. Ao fim do prazo de adequação estabelecido no art. 21, a Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014, PASSA a vigorar com as seguintes alterações: ... “Art. 16. O Operador DEVE implementar procedimentos operacionais ... “Art. 22. DEVEM ser aplicados ao fraturamento hidráulico em reservatório não convencional ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 28	"Art. 3º A empresa titular de Autorização É a responsável pela inclusão e atualização das informações ... § 2º-B Para os Dutos Novos que sejam autorizados para construção ou operação pela ANP após o dia 15 de junho de 2017 SÃO aplicadas as regras ... § 10. A empresa titular de Autorização ASSUME inteira responsabilidade ... "Art. 4º A empresa titular de Autorização DEVE adequar seus Dutos e Sistemas Submarinos ... § 1º Com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias do fim do prazo do caput, a empresa titular de Autorização PODE, ... 2º Para fins de prazos de adequação a esta resolução e ao SGSS, a ampliação de Dutos e Sistemas Submarinos Existentes É tratada como Dutos e Sistemas Submarinos Novos	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este "critério" ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre "quando" os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 29	4.1.5 Caso não haja a completa remoção de duto ou trecho de duto desativado permanentemente, DEVEM ser removidos ...	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	De acordo com o documento "Manual para a Elaboração de Atos Normativos da ANP" ambos os tempos verbais citados (presente ou o futuro simples do presente do modo indicativo) podem ser utilizados no texto da norma legal e optou-se pelo futuro simples do presente do modo indicativo nos dispositivos mencionados, mesma forma utilizada nos contratos de E&P e na Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997). Acrescenta-se que como a norma produz efeitos após a sua publicação, não se vinslumbra qualquer óbice à utilização do tempo verbal escolhido.	Não Acatar

Artigo 31	Art 31º rever inciso VI.	Atualmente, temos basicamente três processos de encaminhamento de documentos para o descomissionamento de dutos do seguimento E&P: 1. Envio de Programa de Descomissionamento das Instalações – PDI para ANP, Marinha e IBAMA em até 5 anos da parada de produção da unidade, conforme Art.66 da Resolução 817/20 e Despacho n° 127/2020 de 17/07/2020. A abrangência são os dutos que foram aprovados via Plano de Desenvolvimento - PD (Resolução 17/2015) em áreas de contrato de exploração e produção de petróleo. Isso inclui dutos de escoamento de óleo ou de gás. 2. Envio de Plano de Desativação Permanente da Instalação e documento de aprovação do órgão ambiental para ANP com 90 dias de antecedência, conforme Art. 26 da Resolução 52/2015. A abrangência são os dutos de instalações de movimentação de produtos regulados pela ANP. 3. Envio de Plano de Desativação Permanente com 90 dias de antecedência, conforme item 51 do RTDT da Resolução 06/2011. A abrangência são os dutos de instalações terrestres. Portanto, sugere-se:	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A partir da vigência da atual minuta de resolução, as instalações de produção de áreas sob contrato, incluindo dutos terrestres e sistemas submarinos abarcados no escopo do regulamento, deverão atender tanto o novo SGSO quanto a RANP nº 817/2020. A desativação de dutos terrrestres e submarinos deverão ser regidos pelos apêndices B e C, respectivamente, deste novo regulamento. A desativação da instalação não se confunde com o descomissionamento conforme definições D.23 e D.24 do apêndice D. O descomissionamento é aplicável para a devolução de área. Atividade regulamentada pela Resolução ANP nº 817/2020.	Não Acatar

Artigo 31	VI - os incisos IV e V do art. 66 da Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020.	a)Revisar a minuta para evitar que existam tratamentos diferenciadas entre dutos que podem ter serviços similares, uma vez que o PDI, o Plano de Desativação do RTDT e o Plano de Desativação da Resolução 52/2015 são distintos e exigem um grau de detalhamento diferente. b)Uniformizar o relacionamento entre ANP e o órgão ambiental competente para dutos com serviços similares. c)Deixar mais claro se deve ser utilizado o Plano de Desativação Permanente do RTDT para dutos terrestres de escoamento de gás ou petróleo ou deve ser submetido um PDI, conforme 817/2020.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A partir da vigência da atual minuta de resolução, as instalações de produção de áreas sob contrato, incluindo dutos terrestres e sistemas submarinos abarcados no escopo do regulamento, deverão atender tanto o novo SGSO quanto a RANP nº 817/2020. A desativação de dutos terrrestres e submarinos deverão ser regidos pelos apêndices B e C, respectivamente, deste novo regulamento. A desativação da instalação não se confunde com o descomissionamento conforme definições D.23 e D.24 do apêndice D. O descomissionamento é aplicável para a devolução de área. Atividade regulamentada pela Resolução ANP nº 817/2020.	Não Acatar

Comentários gerais	Comentários finais: a) Revisar a minuta para evitar que existam tratamentos diferenciadas entre dutos que podem ter serviços similares, uma vez que o PDI, o Plano de Desativação do RTDT e o Plano de Desativação da Resolução 52/2015 são distintos e exigem um grau de detalhamento diferente.	a) Revisar a minuta para evitar que existam tratamentos diferenciadas entre dutos que podem ter serviços similares, uma vez que o PDI, o Plano de Desativação do RTDT e o Plano de Desativação da Resolução 52/2015 são distintos e exigem um grau de detalhamento diferente.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A partir da vigência da atual minuta de resolução, as instalações de produção de áreas sob contrato, incluindo dutos terrestres e sistemas submarinos abarcados no escopo do regulamento, deverão atender tanto o novo SGSO quanto a RANP nº 817/2020. A desativação de dutos terrrestres e submarinos deverão ser regidos pelos apêndices B e C, respectivamente, deste novo regulamento. A desativação da instalação não se confunde com o descomissionamento conforme definições D.23 e D.24 do apêndice D. O descomissionamento é aplicável para a devolução de área. Atividade regulamentada pela Resolução ANP nº 817/2020.	Não Acatar

Comentários gerais	Comentários finais: b) Uniformizar o relacionamento entre ANP e o órgão ambiental competente para dutos com serviços similares.	b) Uniformizar o relacionamento entre ANP e o órgão ambiental competente para dutos com serviços similares.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A partir da vigência da atual minuta de resolução, as instalações de produção de áreas sob contrato, incluindo dutos terrestres de produção/escoamento abarcados no escopo do regulamento, deverão atender ao novo SGSO . A desativação de dutos terrrestres será regido pelo apêndice B deste novo regulamento. Cada órgão da federação possui autonomia para editar e estabelecer as diretrizes de licenciamento ambiental.	Não Acatar

Comentários gerais	Comentários finais: c) Deixar mais claro se deve ser utilizado o Plano de Desativação Permanente do RTDT para dutos terrestres de escoamento de gás ou petróleo ou deve ser submetido um PDI, conforme 817/2020.	c) Deixar mais claro se deve ser utilizado o Plano de Desativação Permanente do RTDT para dutos terrestres de escoamento de gás ou petróleo ou deve ser submetido um PDI, conforme 817/2020.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A partir da vigência da atual minuta de resolução, as instalações de produção de áreas sob contrato, incluindo dutos terrestres e sistemas submarinos abarcados no escopo do regulamento, deverão atender tanto o novo SGSO quanto a RANP nº 817/2020. A desativação de dutos terrrestres e submarinos deverão ser regidos pelos apêndices B e C, respectivamente, deste novo regulamento. A desativação da instalação não se confunde com o descomissionamento conforme definições D.23 e D.24 do apêndice D. O descomissionamento é aplicável para a devolução de área. Atividade regulamentada pela Resolução ANP nº 817/2020.	Não Acatar

Comentários gerais	Comentários finais: d) Entendimento de que para alguns itens podem ser suficientes 6 meses de implantação, desde que sejam estabelecidas regras de transição para o item (prazos a contar a partir do vencimento do documento). Motivação: evitar movimento de revisão de toda e qualquer documentação mesmo que vigente no momento da aprovação do Regulamento, principalmente documentações de longo tempo de elaboração e de validade (por ex. estudos de extensão de vida útil, estudos de risco etc). Importante ter a clareza, que na virada de data da implantação, determinados documentos estejam válidos e serão atualizados quando de seu término de validade, ou em mudanças específicas conforme requisitos específicos de determinadas PGs. Importante também destacar documentos complexos que tiveram sua elaboração iniciada antes da data de implantação ser atingida, estando com as permissões já todas definidas.	d) Entendimento de que para alguns itens podem ser suficientes 6 meses de implantação, desde que sejam estabelecidas regras de transição para o item (prazos a contar a partir do vencimento do documento). Motivação: evitar movimento de revisão de toda e qualquer documentação mesmo que vigente no momento da aprovação do Regulamento, principalmente documentações de longo tempo de elaboração e de validade (por ex. estudos de extensão de vida útil, estudos de risco etc). Importante ter a clareza, que na virada de data da implantação, determinados documentos estejam válidos e serão atualizados quando de seu término de validade, ou em mudanças específicas conforme requisitos específicos de determinadas PGs. Importante também destacar documentos complexos que tiveram sua elaboração iniciada antes da data de implantação ser atingida, estando com as permissão já todas definidas.	Claudia Vasconcellos Rodrigues de Oliveira e Corrêa / PETROBRAS	A proposta atual não contemplará prazo de adequação, está baseada no período de vacatio legis da norma, ou seja, a partir de sua entrada em vigor.	Não Acatar

Comentários gerais	a) Revisar a minuta para evitar que existam tratamentos diferenciadas entre dutos que podem ter serviços similares, uma vez que o PDI, o Plano de Desativação do RTDT e o Plano de Desativação da Resolução 52/2015 são distintos e exigem um grau de detalhamento diferente.	a) Revisar a minuta para evitar que existam tratamentos diferenciadas entre dutos que podem ter serviços similares, uma vez que o PDI, o Plano de Desativação do RTDT e o Plano de Desativação da Resolução 52/2015 são distintos e exigem um grau de detalhamento diferente.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A partir da vigência da atual minuta de resolução, as instalações de produção de áreas sob contrato, incluindo dutos terrestres e sistemas submarinos abarcados no escopo do regulamento, deverão atender tanto o novo SGSO quanto a RANP nº 817/2020. A desativação de dutos terrrestres e submarinos deverão ser regidos pelos apêndices B e C, respectivamente, deste novo regulamento. A desativação da instalação não se confunde com o descomissionamento conforme definições D.23 e D.24 do apêndice D. O descomissionamento é aplicável para a devolução de área. Atividade regulamentada pela Resolução ANP nº 817/2020.	Não Acatar
Comentários gerais	b) Uniformizar o relacionamento entre ANP e o órgão ambiental competente para dutos com serviços similares.	b) Uniformizar o relacionamento entre ANP e o órgão ambiental competente para dutos com serviços similares.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Cada órgão da federação possui autonomia para editar e estabelecer as diretrizes de licenciamento ambiental. Este item citado pertence ao critério de dispensa para campo terrrestre do Mapa de Vulnerabilidade Socioambiental do novo SGSO.	Não Acatar

Comentários gerais	c) Deixar mais claro se deve ser utilizado o Plano de Desativação Permanente do RTDT para dutos terrestres de escoamento de gás ou petróleo ou deve ser submetido um PDI, conforme 817/2020.	c) Deixar mais claro se deve ser utilizado o Plano de Desativação Permanente do RTDT para dutos terrestres de escoamento de gás ou petróleo ou deve ser submetido um PDI, conforme 817/2020. er atingida, estando com as permissões já todas definidas.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A partir da vigência da atual minuta de resolução, as instalações de produção de áreas sob contrato, incluindo dutos terrestres e sistemas submarinos abarcados no escopo do regulamento, deverão atender tanto o novo SGSO quanto a RANP nº 817/2020. A desativação de dutos terrrestres e submarinos deverão ser regidos pelos apêndices B e C, respectivamente, deste novo regulamento. A desativação da instalação não se confunde com o descomissionamento conforme definições D.23 e D.24 do apêndice D. O descomissionamento é aplicável para a devolução de área. Atividade regulamentada pela Resolução ANP nº 817/2020.	Não Acatar

Comentários gerais	Inserir Artigo Novo: Entendimento de que para alguns itens podem ser suficientes 6 meses de implantação, desde que sejam estabelecidas regras de transição para o item (prazos a contar a partir do vencimento do documento). Motivação: evitar movimento de revisão de toda e qualquer documentação mesmo que vigente no momento da aprovação do Regulamento, principalmente documentações de longo tempo de elaboração e de validade (por ex. estudos de extensão de vida útil, estudos de risco etc). Importante ter a clareza, que na virada de data da implantação, determinados documentos estejam válidos e serão atualizados quando de seu término de validade, ou em mudanças específicas conforme requisitos específicos de determinadas PGs. Importante também destacar documentos complexos que tiveram sua elaboração iniciada antes da data de implantação ser atingida, estando com as permissões já todas definidas.	Inserir Artigo novo: Entendimento de que para alguns itens podem ser suficientes 6 meses de implantação, desde que sejam estabelecidas regras de transição para o item (prazos a contar a partir do vencimento do documento). Motivação: evitar movimento de revisão de toda e qualquer documentação mesmo que vigente no momento da aprovação do Regulamento, principalmente documentações de longo tempo de elaboração e de validade (por ex. estudos de extensão de vida útil, estudos de risco etc). Importante ter a clareza, que na virada de data da implantação, determinados documentos estejam válidos e serão atualizados quando de seu término de validade, ou em mudanças específicas conforme requisitos específicos de determinadas PGs. Importante também destacar documentos complexos que tiveram sua elaboração iniciada antes da data de implantação ser atingida, estando com as permissões já todas definidas. Nesta regra de transição temos 2 situações: 1) Documentos de período de elaboração extensa (como por ex. documentos de projeto, extensão de vida útil), que iniciaram sua elaboração antes da data de implementação do regulamento, com premissas vigentes à época, porém por serem de “longa duração” ainda estão em estágio de elaboração/conclusão. Não fica claro	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A proposta atual não contemplará prazo de adequação, está baseada no período de vacatio legis da norma, ou seja, a partir de sua entrada em vigor.	Não Acatar
Anexo II	Nota 2 I - ocupação permanente de pessoas; II - empreendimento que possa ter eventual permanência de pessoas que poderão ser atingidas; ou	Melhoria de texto	SEP - Superintendência de Exploração	Acatado para melhorar a escrita do texto.	Acatar

Anexo II	1 - Regra Geral I a) das cláusulas contratuais, dentre as quais são exigidas a operação segura e a adoção das melhores práticas da indústria do petróleo; e avaliação das melhores práticas da indústria.	1 - Regra Geral - I a) Sem definição do que seria a melhor prática da indústria e se seria aplicável para aquela instalação. Necessidade de acrescentar no Glossário o termo "melhores práticas da indústria."	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	1- A terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Sua definição foi incluída está definido no contrato de concessão, cláusula 1.2.23 do Contrato De Concessão Para Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural. Para se adotar as melhores práticas, já pressupõe-se uma avaliação daquilo que é viável, não sendo necessário incluir no texto a complementação proposta. Caso a adoção das melhores práticas não seja viável, os riscos precisarão ser mitigados.	Não Acatar
Anexo II	2 - Critérios de Dispensa II- Surgência Campo terrestre que possui poços injetores.	2 - Critérios de Dispensa - II- Surgência Determinação do que seria influência por poços injetores. Entender que tipo de influência a ANP quer dizer com poços injetores. Reescrever o texto para melhor clareza do requisito.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A surgência quer dizer Influencia de pressão, ou seja a injeção afeta a pressão de zona atravessada pelo poço.	Acatar parcialmente

Anexo II	Estabelecer como critério de dispensa: Os campos terrestres que cumprem os critérios de produção (óleo inferior a 50m³/dia e gás natural inferior a 5000 m³/dia) e não possuem poços surgentes (aplicando o conceito de fail-safe), seguindo os conceitos descritos na Nota técnica nº39/2022, ficam dispensados da submissão de DSO e deste regulamento, estando sujeitos apenas aos termos de contrato.	Referente aos critérios de vulnerabilidade socioambiental, sugere-se a remoção conforme proposta estabelecida para o Art. 7. Entende-se que foram adotados de parâmetros associados a indústria mineradora que tem um potencial de milhões de metros cúbicos associados as bacias de rejeito, enquanto o maior poço produtor de óleo, conforme dados de produção terrestre de 11/2022 da Agência (7-TIE-4HE-BA), tem o potencial de menos de 100 m³/dia. Sendo assim seu impacto é substancialmente menor as infraestruturas de mobilidade, equipamentos urbanos e infraestruturas socioeconômicas, e por tanto não foram considerados na proposta. No que diz respeito a injeção, o fato de ser um campo sobre a influência de poços injetores de água não necessariamente implica em um maior risco aos poços ou operações, quando gerenciado de acordo com os parâmetros geomecânicos. O projeto de injeção pode ser recente e o aumento da pressão de reservatório ainda não apresentar mudanças significativas, ou ainda, existe a possibilidade de os poços não serem surgentes mesmo sob influência de injeção, o que diminui os riscos associados a suas operações.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Os critérios de dispensa descritos na minuta de resolução, anexo III, estão de acordo com a NOTA TÉCNICA Nº 39/2022/SSM/ANP-RJ, não havendo necessidade de alteração de texto. A justificativa do proponente não se relaciona com o comentário e proposta de alteração.	Não Acatar
Anexo III	Nota 6 Diagramas bow tie ou, a critério da ANP, meio alternativo de representação de riscos, contendo os resultados dos relatórios de análise de riscos, que permitam a visualização gráfica de todos os cenários acidentais associados a grandes emergências, apresentando: • condições que possam reduzir ou anular a eficácia de um ou mais elementos críticos de segurança operacional. Caso uma mesma empresa seja designada como operadora da instalação por diferentes operadores de contratos de E&P, estes compartilharão o mesmo processo administrativo destinado à MC referente ao sistema de gestão desta empresa, o qual atenderá a mais de uma DSO	Melhoria de texto e padronização	SEP - Superintendência de Exploração	Texto alterado conforme proposto. O outro parágrafo de comentário se refere a outro item.	Acatar

Anexo III	1 Conteúdo Item 1 - Tabela : 4 - Diagrama de Ancoragem para instalações ancoradas (4) Diagrama de ancoragem : Nota 4: Incluir "Não aplicável para instalações marítimas fixas, terrestres e sondas marítimas de perfuração/intervenção"	1 Conteúdo - Item 1 - Tabela - ITEM 4 - Instalações de posicionamento dinâmico não possuem a documentação solicitada (4) Deixar claro a não aplicabilidade do documento. No caso das sondas marítimas ancoradas, essas unidades possuem um diagrama de ancoragem para cada localidade que ela vai operar, como elas estão sempre se deslocando entre as operações em diferentes blocos/campos, acabaria gerando múltiplas revisões em curto espaço de tempo.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Na tabela 1 do anexo III (Conteúdo) já é indicado o diagrama de ancoragem (item 4). Caso não seja aplicável à instalação, identificar a "não aplicabilidade" no documento enviado.	Não Acatar
Anexo III	1 Conteúdo Item 1 - Tabela : (1) Carta de Apresentação: excluir obrigatoriedade dos três primeiros itens para sondas de perfuração/intervenção.	1 Conteúdo - Item 1 - Tabela - (1) As sondas de perfuração/intervenção não operam de modo estacionário, como elas estão sempre se deslocando entre as operações em diferentes blocos/campos a aplicabilidade desse item gerariam múltiplas revisões doo documento em espaço muito curto de tempo.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Conforme o Art. 5º "O operador de contrato de E&P deverá submeter a Documentação de Segurança Operacional (DSO) à ANP, de acordo com a forma e o conteúdo do Anexo III, a fim de obter a permissão de segurança operacional para a operação, estabelecida no art. 11, dasos seguintes instalações e áreas sob contrato : II -sonda marítima de perfuração ou intervenção; (...) Desta forma, para início da operação pelo Operador, todas as informações deverão ser encaminhadas na DSO, inclusive da sonda que estará em operação no campo, independente do período de atuação da mesma. No caso de alteração, as informações deverão ser atualizadas junto à ANP. É de suma importância para a agência o conhecimento prévio do local onde a sonda irá operar, dessa forma é possível avaliar a compatibilidade operacional da instalação com os locais de operação.	Não Acatar

Anexo III	1 Conteúdo Item 1 - Tabela : (6) Diagrama de Bowtie: Doc 6 - Colocar Referência normativa para confecção da ferramenta. Acrescentar ao Glossário definição de cenários de grandes emergências (ou de acidente maior, ou seja, do termo que ficar no item) - Nota 6: Retirar termo a "critério da ANP". Substituir o termo grandes emergências por acidente maior.	1 Conteúdo - Item 1 - Tabela - (6) Prazo concedido para implementação da ferramenta Bow tie é insuficiente, frente ao número de unidade operando atualmente. Nota 6: A escolha para o meio alternativo da ferramenta de representação gráfica dos riscos deve ser feita pelo Operador da Instalação, a ANP irá analisar o documento e caso tenha alguma crítica em relação a técnica adotada, irá solicitar melhorias na documentação. Acidente maior é um termo amplamente conhecido pela indústria e definido em referências normativas.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os cenários de grandes emergências são identificados pelo Operador na Análise de riscos da instalação conforme PG-12. O termo "a critério da ANP" se mantem por pode requerer ou aceitar o uso de outras ferramentas. O diagrama Bow tie é uma forma de apresentar os resultados de uma análsie de riscos amplamente difundidad na indústria, por facilitar a visualização simples e global de um evento, inclusive a influência de elementos do sistema de gestão de segurança no funcionamento das barreiras. O diagrama de bow-tie dentre os documentos produzidos na análsie de risco de um empreendimento é considerado boa prática para a indústria química e de processos (Manton M. et. al. Standardisation of Bow Tie Methodology and Terminology via a CCPS/EI Book Hazard 27.2017. In proceeding of Symposium Series nº 162. Institute of Chemical Engineers.)	Não Acatar
Anexo III	1 Conteúdo Item 1 - Tabela : (7) Planos de Emergências: Doc 7: Plano de emergência da unidade.	1 Conteúdo - Item 1 - Tabela - (7) Doc 7: Fazer referência clara à unidade, para o PRE, uma vez q a DSO é por unidade operacional.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item 7 está relacioando aos planos de emergência pertinentes à instalação conforme referenciado na tabela 1.	Não Acatar
Anexo III	1 Conteúdo Item 1 - Tabela : (9) Estrutura Organizacional: Doc 9: Documento contendo a Tabela de fainas ou documento contendo a classificação de cargos e funções da estrutura organizacional de emergência, sem necessidade de identificação dos ocupantes dos cargos.	1 Conteúdo - Item 1 - Tabela - (9) Doc 09: DSO é uma documentação solicitada para início de operação da instalação, a tabela de faina é um termo conhecido e exigido por outros órgão normativos e está relacionada a estrutura organizacional da instalação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item 9 está relacionado a estrutura organizacional estabelecida para a operação da instalação conforme tabela 1 (1 Conteúdo). Este documento pode ter denominações diferenciadas de acordo o operador, por isto, foi chamado "documento contendo a classificação de cargos e funções".	Não Acatar

Anexo III	1 Conteúdo Item 1 - Tabela : (10) Bridging Document: nota 10 - Não aplicável quando o operador do contrato e da instalação pertencer a mesma empresa.	1 Conteúdo - Item 1 - Tabela - (10) Doc 10: Necessidade de maior prazo para desenvolvimento e aplicação de BD entre Operador de Contrato e o Operador da Instalação. Sugestão de 2 anos para aplicação do doc D.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Quando o documento não for aplicável à instalação, identificar a "não aplicabilidade" no item. Com relação ao período de envio deverá ser especificado na minuta de resolução.	Não Acatar
Anexo III	2 Protocolo Revisar redação de forma a conferir maior clareza ao requisito.	Protocolo: 1) Quando um Operador de Instalação estiver com unidades operando para Concessionários distintos, quem terá a obrigação de peticionar a revisão da única MC protocolada por sistema de gestão do Operador da Instalação? 2) Será criada a possibilidade dentro do processo de DSO, que o Operador da Instalação peticione diretamente os documentos sob sua responsabilidade junto a ANP?	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Não há sugestão de melhoria, apenas comentário genéricos que poderão ser encaminhados à ANP.	Não Acatar
Anexo III	3 Endosso Revisar redação de forma a conferir maior clareza ao requisito.	3 Endosso - Como será operacionalizada essa nova proposta? Como se terá acesso aos processos administrativos de documentos anteriormente protocolados por outro Operador de Contrato? O prazo para avaliação por parte da ANP permanece o mesmo de uma DSO totalmente nova (60 dias a cada peticionamento)?	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Não há sugestão de melhoria, apenas comentário genéricos que poderão ser encaminhados à ANP. Os prazos de análise da DSO estão reportados no Art. 12 da minuta de resolução.	Não Acatar

Anexo III	Item I: "A) Carta de Apresentação : Doc 1: excluir obrigatoriedade dos três primeiros itens para sondas de perfuração/intervenção.	"A) Doc 1: As sondas de perfuração/intervenção não operam de modo estacionário, como elas estão sempre se deslocando entre as operações em diferentes blocos/campos a aplicabilidade desse item gerariam multiplas revisões doo documento em espaço muito curto de tempo.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Conforme o Art. 5º "O operador de contrato de E&P deverá submeter a Documentação de Segurança Operacional (DSO) à ANP, de acordo com a forma e o conteúdo do Anexo III, a fim de obter a permissão de segurança operacional para a operação, estabelecida no art. 11, dasos seguintes instalações e áreas sob contrato : II -sonda marítima de perfuração ou intervenção; (...) Desta forma, para início da operação pelo Operador, todas as informações deverão ser encaminhadas na DSO, inclusive da sonda que estará em operação no campo, independente do período de atuação da mesma. No caso de alteração, as informações deverão ser atualizadas junto à ANP. É de suma importância para a agência o conhecimento prévio do local onde a sonda irá operar, dessa forma é possível avaliar a compatibilidade operacional da instalação com os locais de operação.	Não acatar
Anexo III	Item I: B) Diagrama de ancoragem : Nota 4: Incluir ""Não aplicável para instalações marítimas fixas, terrestres e sondas marítimas de perfuração/intervenção""	B) Doc 4: Deixar claro a não aplicabilidade do documento. No caso das sondas marítimas ancoradas, essas unidades possuem um diagrama de ancoragem para cada localidade que ela vai operar, como elas estão sempre se deslocando entre as operações em diferentes blocos/campos, acabaria gerando multiplas revisões em curto espaço de tempo.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Na tabela 1 do anexo III (Conteúdo) já é indicado o diagrama de ancoragem (item 4). Caso não seja aplicável à instalação, identificar a "não aplicabilidade" no documento enviado.	Não Acatar

Anexo III	Item I: C) Diagrama de Bowtie: Doc 6 - Colocar Referência normativa para confecção da ferramenta. Acrescentar ao Glossário definição de cenários de grandes emergências (ou de acidente maior, oou seja, do termo que ficar no item) - Nota 6: Retirar termo a ""critério da ANP"". Substituir o termo grandes emergências por acidente maior.	C) Doc 6: Prazo concedido para implementação da ferramenta Bow tie é insuficinete, frente ao número de unidade operando atualmente. Nota 6: A escolha para o meio alternativo da ferramenta de representação gráfica dos riscos deve ser feita pelo Operador da Instalação, a ANP irá analisar o documento e caso tenha alguma crítica em relação a técnica adotada, irá solicitar melhorias na documentação. Acidente maior é um termo amplamente conhecido pela industria e definido em referências normativas.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Os cenários de grandes emergências são identificados pelo Operador na Análise de riscos da instalação conforme PG-12. O termo "a critério da ANP" se mantem por pode requerer ou aceitar o uso de outras ferramentas. O diagrama Bow tie é uma forma de apresentar os resultados de uma análsie de riscos amplamente difundidad na indústria, por facilitar a visualização simples e global de um evento, inclusive a influência de elementos do sistema de gestão de segurança no funcionamento das barreiras. O diagrama de bow-tie dentre os documentos produzidos na análsie de risco de um empreendimento é considerado boa prática para a indústria química e de processos (Manton M. et. al. Standardisation of Bow Tie Methodology and Terminology via a CCPS/EI Book Hazard 27.2017. In proceeding of Symposium Series nº 162. Institute of Chemical Engineers.)	Não Acatar
Anexo III	Item I: C) Planos de Emergências: Doc 7: Plano de emergência da unidade.	C) Doc 7: Fazer referência clara à unidade, para o PRE, uma vez q a DSO é por unidade operacional.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O item 7 está relacioando aos planos de emergência pertinentes à instalação conforme referenciado na tabela 1.	Não Acatar
Anexo III	Item I: D) Estrutura Organizacional: Doc 9: Documento contendo a Tabela de fainas ou documento contendo a classificação de cargos e funções da estrutura organizacional de emergência, sem necessidade de identificação dos ocupantes dos cargos.	D) Doc 09: DSO é uma documentação solicitada para início de operação da instalação, a tabela de faina é um termo conhecido e exigido por outros órgão normativos e está realcionada a estrutura organizacional da instalação.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O item 9 está relacionado a estrutura organizacional estabelecida para a operação da instalação conforme tabela 1 (1 Conteúdo). Este documento pode ter denominações diferenciadas de acordo o operador, por isto, foi chamado "documento contendo a classificação de cargos e funções".	Não Acatar

Anexo III	Item I: D) Bridge Document: nota 10 - Não aplicável quando o operador do contrato e da instalação pertencer a mesma empresa."	D) Doc 10: Necessidade de maior prazo para desenvolvimento e aplicação de BD entre Operador de Contrato e o Operador da Instalação. Sugestão de 2 anos para aplicação do doc D."	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Quando o documento não for aplicável à instalação, identificar a "não aplicabilidade" no item. Com relação ao período de envio deverá ser especificado na minuta de resolução.	Não Acatar
Anexo III	Item I - c) Diagramas bow tie. O texto referencia "Diagramas bow tie ou meio alternativo de representação de riscos, a critério da ANP". Remover o trecho "a critério da ANP".	A escolha para o meio alternativo da ferramenta de representação gráfica dos riscos deve ser feita pelo Operador da Instalação. A ANP deverá analisar o documento e, caso tenha alguma crítica em relação a técnica adotada, poderá solicitar melhorias na documentação. Não deveria caber à ANP definir a metodologia a ser utilizada, desde que atenda o propósito proposto.	Camila Manfredini / Equinor	O termo "a critério da ANP" se mantem por pode requerer ou aceitar o uso de outras ferramentas.	Não Acatar
Anexo III	Verificar a possibilidade do alinhamento ou unificação entre a DUM e a DIM (solicitada pela NR37) para composição da DSO.	Há muita similaridade entre os dois documentos, sendo assim possível a unificação, além disso, há dificuldade de manter homogeneidade de atualizações das duas documentações.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	São regulamentos divergentes, porém complementares para a segurança do processo e das pessoas..	Não Acatar

Anexo III	Alterar o requerimento do documento Nº 6 – Diagrama Bowtie para: “Análises de Risco da Instalação” Alterar texto de descrição do documento para: “Relatórios de análise de riscos da instalação, incluindo análises específicas para cenários associados a grandes emergências.“	Entende-se que cabe ao operador da instalação estabelecer as metodologias e técnicas de análises de riscos utilizadas para avaliar seus ativos e operações, desde que atendam às melhores práticas da indústria. Inclusive, é o que define o requerimento 12.2.3 do Regulamento Técnico do SGSO - “Estabelecer metodologia para identificação de perigos e análise de riscos, demonstrando sua compatibilidade com a complexidade do cenário e sua adequação ao escopo e aos objetivos.” Ao estabelecer o requerimento de que diagramas bow tie, ou meio alternativo de representação de riscos, sejam apresentados como conteúdo mandatório da Documentação de Segurança Operacional, a agência vai contra a definição de responsabilidade do operador preconizada na PG12 do regulamento técnico. Diversas referências normativas internacionais (HSE, ISO, IEC) estabelecem orientações para seleção de metodologias e técnicas de análise de risco. A publicação do HSE - “Offshore Information Sheet No. 3/2006 - Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations”, por exemplo, estabelece uma abordagem para seleção de técnica de análise de risco baseada na complexidade do ativo/operação, risco associado e tipo de informação disponível. Esses e outros fatores são fundamentais para a escolha da metodologia e podem definir a melhor aplicabilidade para cada operação ou sistema avaliado. Sendo assim, entende-se que cabe à operadora da instalação, dentro de sua competência, selecionar as técnicas de análise	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Os cenários de grandes emergências são identificados pelo Operador na Análise de riscos da instalação conforme PG-12. O diagrama Bow tie é uma forma de apresentar os resultados de uma análsie de riscos amplamente difundidad na indústria, por facilitar a visualização simples e global de um evento, inclusive a influência de elementos do sistema de gestão de segurança no funcionamento das barreiras. O diagrama de bow-tie dentre os documentos produzidos na análsie de risco de um empreendimento é considerado boa prática para a indústria química e de processos (Manton M. et. al. Standardisation of Bow Tie Methodology and Terminology via a CCPS/EI Book Hazard 27.2017. In proceeding of Symposium Series nº 162. Institute of Chemical Engineers.)	Não Acatar