

Nota Técnica nº 258/SSM/2016

Rio de Janeiro, 24 de Junho de 2016.

NOTA TÉCNICA

Assunto: Proposta de Regulamentação para o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) e Análise dos Impactos Regulatórios (AIR).

Referência: [1] Processo nº 48610.007763/2015-14, de 06/08/2015;
[2] Processo nº 48610.001173/2014-13, de 08/10/2014.

Anexos: [A] Referências da Nota Técnica nº 258/SSM/2016;
[B] Reuniões externas para elaboração do SGIP: modelo de participação colaborativa;
[C] Emails com contribuições para o SGIP;
[D] Reuniões internas para elaboração do SGIP;
[E] Memorandos sobre o SGIP;
[F] Auditorias Piloto do SGIP;
[G] Proposta de Resolução do SGIP; e
[H] Minuta do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP).

1. OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem como objetivo apresentar as motivações e justificativas que irão subsidiar a proposta de regulamentação que institui o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural e que aprova o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP).

Esta proposta de regulamentação define os requisitos essenciais e os padrões mínimos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente, relacionados às atividades de poço, a serem atendidos pelas empresas detentoras de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural reguladas pela ANP.

Este documento tem ainda como objetivo analisar os efeitos da publicação da Resolução que estabelece o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços para os agentes que operam no setor de



Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil.

2. INTRODUÇÃO

Esta proposta de regulamentação foi desenvolvida com base em normas, regulamentos internacionais e nas melhores práticas da indústria, orientando o foco para a melhoria contínua do desempenho do sistema de gerenciamento da integridade ao longo de todo o ciclo de vida de um poço. O regulamento proposto define práticas de gestão que apresentam requisitos mínimos a serem atendidos para garantir que a vida humana, o meio ambiente, o patrimônio e as atividades econômicas do agente regulado e de terceiros estejam protegidos contra riscos inerentes às operações relacionadas aos poços de petróleo e gás.

No regulamento técnico proposto e na presente análise técnica, as empresas detentoras dos direitos de Exploração e Produção são denominadas Operadores do Contrato, seja por contrato de concessão, partilha, cessão onerosa ou outros que a ANP venha a celebrar.

2.1. Histórico de Desenvolvimento da Regulamentação

O tratamento da gestão da integridade de poços pela ANP iniciou-se com as auditorias de conformidade legal da Resolução ANP nº 43/2007 em unidades marítimas de perfuração.

Após o acidente de Cancã (2009) e Macondo (2010), a Coordenadoria de Segurança Operacional (CSO) da ANP identificou a necessidade de criação de um grupo específico para tratar das disciplinas relacionadas à perfuração de poços. Nessa época, acreditava-se que o SGSO, aplicável aos operadores das instalações marítimas de perfuração, era o mecanismo mais adequado para verificação dos aspectos de segurança operacional das atividades relacionadas à gestão da integridade de poços.

Dessa forma, foi estabelecido um plano de capacitação para qualificação dos servidores da ANP e, em paralelo, foram iniciados os estudos necessários ao desenvolvimento de um regulamento específico para a perfuração de poços terrestres.

A partir dos incidentes de *underground blowout* ocorridos no Campo de Frade em 2011 (Área 1) e 2012 (Área 2), onde as causas raiz e fatores causais apontaram essencialmente para falhas no atendimento das melhores práticas da indústria e dos procedimentos elaborados pelo próprio agente regulado, foi identificada pela ANP a necessidade de desenvolvimento de mecanismos para verificação da adequação dos projetos de poço às melhores práticas da indústria. Foi realizada ampla revisão bibliográfica das melhores práticas vigentes na Indústria de Petróleo, ao mesmo tempo em que foram iniciados ciclos de reunião com os principais Operadores do Contrato, bem como o IBP e outras entidades de classe.

Naquele momento, a Agenda Regulatória da ANP passou a contemplar o desenvolvimento das resoluções de: (i) perfuração de poços terrestres; (ii) projeto de poços e (iii) revisão da portaria ANP nº

25/2002, que trata do abandono de poços.

Com o tempo, estas propostas de regulamentação supracitadas foram unificadas para o estabelecimento de uma única resolução que versaria sobre a gestão da integridade de poços, cuja abordagem observaria poços terrestres e marítimos, desde a etapa de projeto até a etapa de abandono permanente. Ou seja, a nova proposta de regulamentação contemplaria todo o ciclo de vida de um poço, a saber: projeto, construção (perfuração, completação e teste de formação), produção, intervenção e abandono.

Paralelamente ao desenvolvimento da presente regulamentação, a ANP iniciou o processo de avaliação da integridade de poços durante os processos de aprovação das DSO (Documentação de Segurança Operacional) exigida pela Resolução ANP nº 43/2007 e das DAIA (Documentação para Autorização de Início de Atividade).

Nesta mesma época, também eram realizadas análises da aderência dos projetos de abandono permanente de poços exploratórios à Portaria ANP nº 25/2002 e às melhores práticas da indústria.

A alta demanda por aprovações de processos de DSO e DAIA limitava o tempo útil para o desenvolvimento da presente proposta de regulamentação. Foi então que a Nota Técnica nº 299/SSM/2014, de 02 de Setembro de 2014, apresentou uma nova abordagem transitória, para as análises dos projetos de poços, até que a Regulamentação do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) estivesse instituída.

O Ofício Circular nº 004/SSM/2014 de 12/09/2014 instituiu o conceito de projeto de poço crítico, estabelecendo uma metodologia de avaliação da integridade de poços a partir das auditorias do SGSO das unidades de perfuração marítima. Tal abordagem possibilitou um controle mais eficiente das informações sobre poços críticos e otimizou o tempo para o desenvolvimento da minuta do Regulamento Técnico do SGIP.

Por fim, ressalta-se que a abordagem utilizada para o desenvolvimento da presente minuta de regulamentação foi realizada de forma colaborativa com a Indústria de E&P brasileira e apoiada em normas, regulamentos internacionais e nas melhores práticas da indústria.

De forma análoga às demais regulamentações de segurança operacional da ANP, esta proposta manteve-se fiel à filosofia não prescritiva, ou seja, calcada na melhoria contínua do desempenho do sistema de gerenciamento da integridade ao longo de todo o ciclo de vida dos poços.

A partir do estabelecimento de práticas de gestão, a presente proposta de regulamentação apresenta requisitos mínimos a serem atendidos para garantir que a vida humana, o meio ambiente, o patrimônio e as atividades econômicas do Operador do Contrato e de terceiros tenham seus riscos minimizados nas atividades de E&P relacionadas a poços exploratórios e exploratórios.

3. GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE POÇOS

O tema gerenciamento da integridade de poços surge da necessidade da indústria de petróleo e gás garantir que os poços permaneçam íntegros durante todo o seu ciclo de vida. Dessa forma, a indústria define o gerenciamento da integridade de poços como sendo a aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais que visam reduzir os riscos de influxo descontrolado de fluidos da formação, durante todo o ciclo de vida do poço (Norsok D-010, 2013).

Para tanto, a integridade dos poços deve ser assegurada a partir da existência e da funcionalidade de, pelo menos, dois conjuntos solidários de barreira durante todo o ciclo de vida do poço. Logo, um envelope de um ou mais elementos de barreiras, dependentes entre si, que tem como objetivo prevenir o fluxo não intencional de fluidos da formação para outras formações ou para a superfície. Estes elementos devem ser definidos antes do início das atividades, para estabelecimento e verificação dos critérios de aceitação e monitoramento.

4. PANORAMA DOS POÇOS NO MUNDO E NO BRASIL

A evolução da indústria de Petróleo está intimamente relacionada com o desenvolvimento das técnicas de perfuração dos poços de petróleo e gás, por ser identificado como um dos métodos mais econômicos de exploração.

Apesar de relatos históricos sobre perfurações no Oriente Médio e China, o primeiro poço moderno foi perfurado em 1848 em Baku. Já o primeiro poço de petróleo perfurado com "sucesso" nos Estados Unidos data de agosto de 1859 em Titusville, graças aos esforços e à persistência do "coronel" E.L. Drake. O poço de Drake não era surgente, o que levou a instalação de um sistema de bombeamento para a superfície (Yergin, 2010).

Em abril de 1861, tem-se o relato do primeiro poço surgente nos Estados Unidos. O fluxo do petróleo para a superfície causou sua ignição, levando ao óbito de 19 pessoas. As chamas duraram 3 dias e mostraram ao mundo o potencial de riscos da atividade. Muito ainda estava pendente de desenvolvimento no que se refere às técnicas de perfuração e à garantia da segurança durante estas atividades (Yergin, 2010).

A primeira menção à exploração de petróleo no Brasil data do ano de 1864, referente ao Decreto nº 3.352-A, que concedia a Thomas Denny Sargeni a permissão pelo prazo de 90 anos para extraír turfa, petróleo e outros minerais nas comarcas de Camamu e Ilhéus, na província da Bahia, mas não existem relatos da exploração de petróleo na época do Império (Miranda, 2004).

Uma referência da perfuração de poços de petróleo no Brasil remonta ao ano de 1897, quando foi perfurado um poço até a profundidade de 480 m, tendo sido retirados dois barris de óleo. Os gastos elevados e o pouco resultado obtido determinaram o abandono das atividades (Miranda, 2004).

Sob a chancela do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, foram realizadas 51 perfurações entre 1919 e 1930 nos estados do Paraná, São Paulo, Rio Grande do Sul, Bahia, Alagoas e Pará. Muito embora não tenham sido relatadas descobertas, tais perfurações serviram como fomento para a capacitação de uma equipe de geólogos brasileiros (Miranda, 2004).

Um dos grandes marcos da descoberta do petróleo no Brasil foi a perfuração de um poço em Lobato na Bahia em 21/01/1939, o qual rapidamente perdeu sua vazão. O primeiro campo comercial de petróleo seria descoberto em Candeias, em 1941, seguido da descoberta de gás no Campo de Aratú. Em 1942 houve uma descoberta de petróleo em Itaparica (Miranda, 2004).

Em 1953, foi criada a Petrobras, que teria como uma de suas missões a capacitação e a expansão de seu corpo técnico para atender as novas demandas (Miranda, 2004).

Em 1968 foi descoberto o Campo de Guaricema, resultado do projeto da Petrobras de iniciar a exploração da plataforma continental, que foi evoluindo de águas rasas até chegar aos campos gigantes de Marlim e Albacora em águas profundas, entre novembro de 1984 e fevereiro de 1985 (Miranda, 2004).

Em 1998, com a implementação da ANP, deu-se início a uma nova regulamentação relacionada às atividades de exploração e produção de poços de petróleo e gás, sendo implementadas as rodadas dos contratos de concessão. Nesse processo destacam-se as rodadas de 2000 e 2001, em que foram licitados blocos no cluster do pré-sal e que tiveram em 2006 as descobertas de grandes reservas.

As descobertas das reservas do pré-sal deram origem em 2010 ao novo marco regulatório do contrato de cessão onerosa, para a capitalização da Petrobras a partir do óleo do pré-sal. Além disso, foi estabelecido o novo regime de partilha da produção que, em 2013, resultou no primeiro leilão do regime de partilha do Campo de Libra.

4.1. Distribuição dos poços de petróleo e gás natural no Brasil

De acordo com as informações cadastradas no banco de dados da ANP, existem, atualmente no Brasil, cerca de 21.587 poços de desenvolvimento e produção e 7.695 poços exploratórios, totalizando 29.282 poços de petróleo e gás natural (Figura 1).

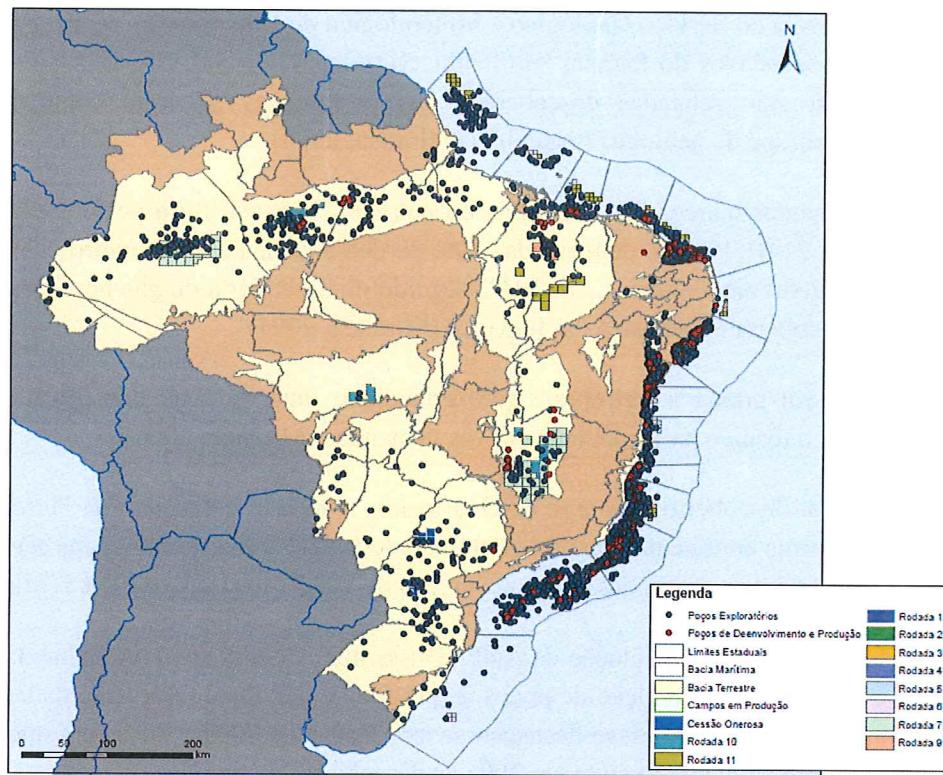


Figura 1. Distribuição dos poços de petróleo e gás natural no Brasil. Fonte: BDEP/ANP.

Como pode ser observado, estes poços estão localizados, em sua maioria, nas bacias terrestres de Potiguar, do Recôncavo e de Sergipe (Figura 2).

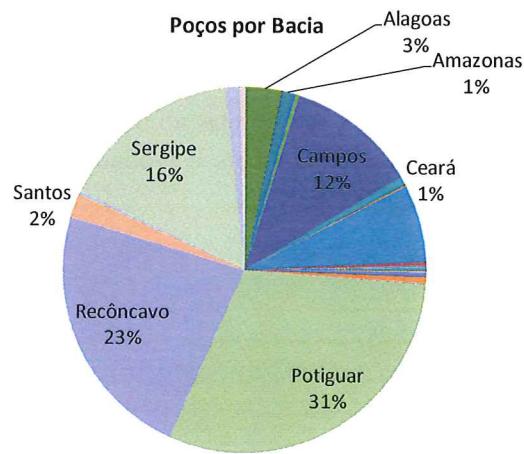


Figura 2. Poços por bacia sedimentar brasileira. Fonte: SIGEP/ANP.

A figura abaixo apresenta a distribuição dos poços perfurados no país entre 2005 a 2015. Observa-se um predomínio da perfuração de poços terrestres em relação aos marítimos.

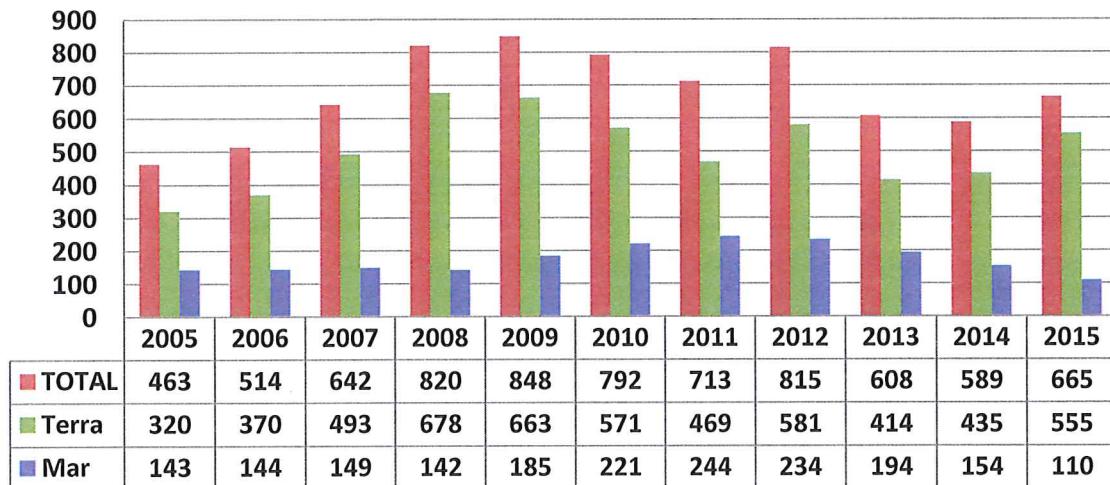


Figura 3. Poços perfurados, por localização (terra e mar). Fonte: ANP.

O número total de poços perfurados entre 2014 e 2015 aumentou em 12%. Tal incremento deve-se às atividades de perfuração terrestres que aumentaram 26% neste mesmo período, muito embora a quantidade de poços perfurados no mar tenha reduzido em 29%. Portanto, considerando o período de 2005 a 2015, foram perfurados em média, 679 poços por ano no Brasil.

A quantidade de poços produtores existentes ao longo dos anos é apresentada abaixo:

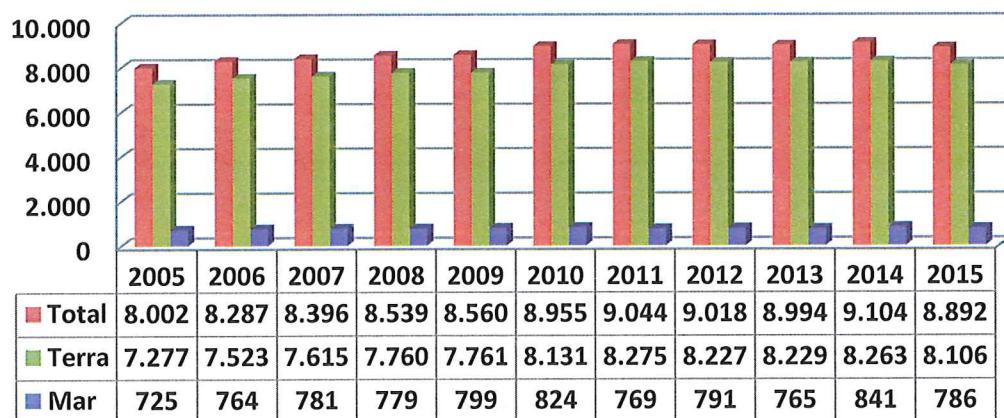


Figura 4. Poços produtores, por localização (terra e mar) - 2006-2015. Fonte: ANP.

Observa-se uma ampla predominância de poços produtores terrestres, com o total de 8106 poços em 2015, ou seja, representando 91% dos poços produtores no Brasil. Em contrapartida, no mesmo período, existem 786 poços marítimos produtores, os quais correspondem a 9% do total dos poços produtores no Brasil.

No que se refere à produção de petróleo e gás natural no Brasil, temos os seguintes cenários:

Produção de Petróleo

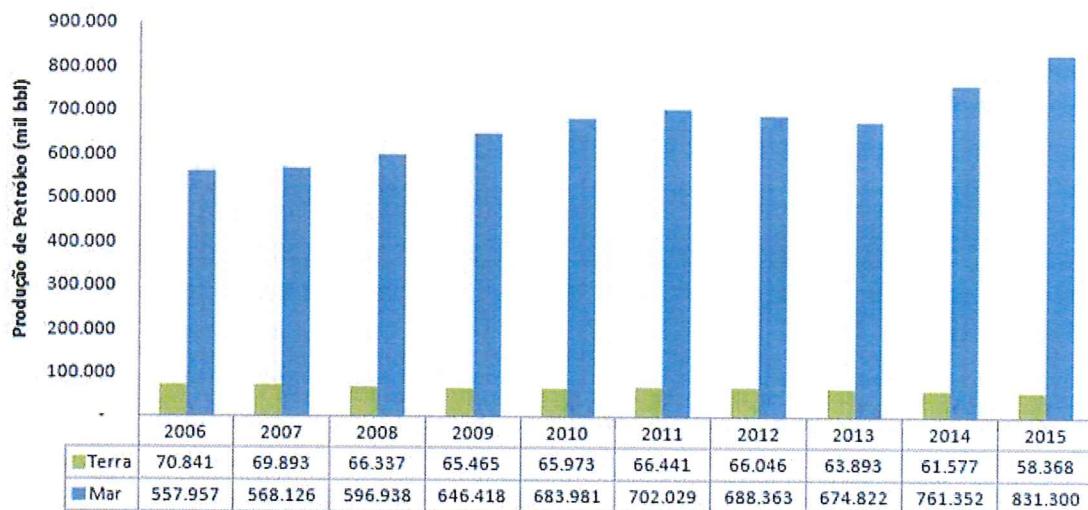


Figura 5. Produção de petróleo, por localização (terra e mar) - 2006-2015. Fonte: ANP.

Produção de Gás Natural

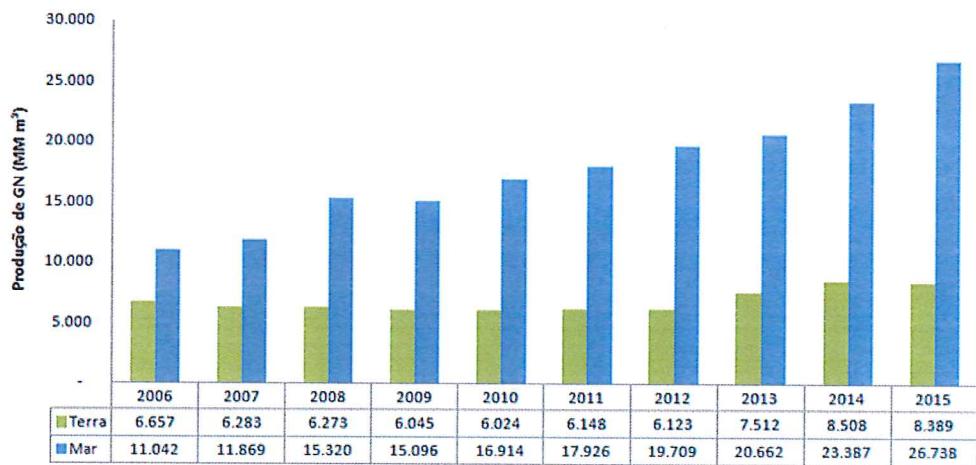


Figura 6. Produção de gás natural, por localização (terra e mar) - 2006-2015. Fonte: ANP.

Desta forma, observa-se que em 2015, os poços produtores marítimos foram responsáveis, respectivamente, por 93% e 76% de todo petróleo e gás natural produzidos no Brasil. Portanto, constata-se que os poços produtores marítimos possuem uma produtividade muito superior aos poços produtores terrestres.

Em linhas gerais, em 2015 foram produzidos 889 milhões de barris de petróleo e 35 bilhões de metros cúbicos de gás natural.

A partir de 2008, iniciou-se a produção do petróleo e gás natural provenientes dos campos do pré-sal (Figuras 7 e 8).

Produção Offshore de Petróleo

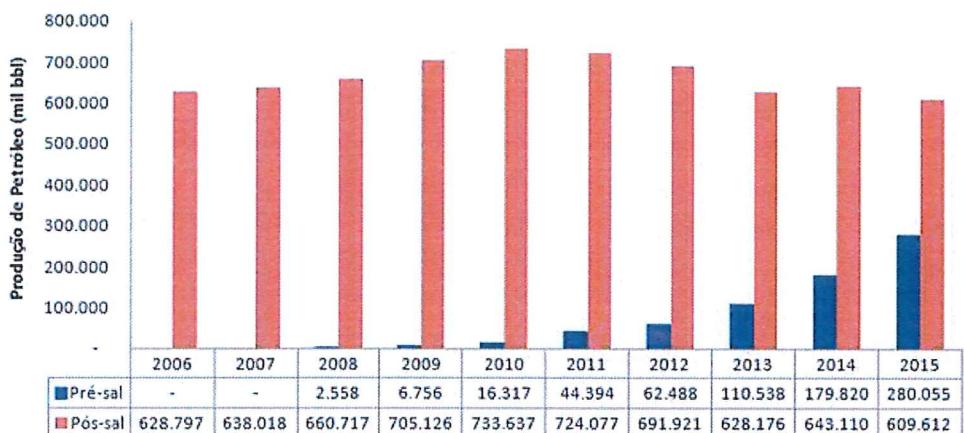


Figura 7. Produção marítima de petróleo por localização (pós-sal e pré-sal) – 2006-2015. Fonte: ANP.

Produção Offshore de Gás Natural

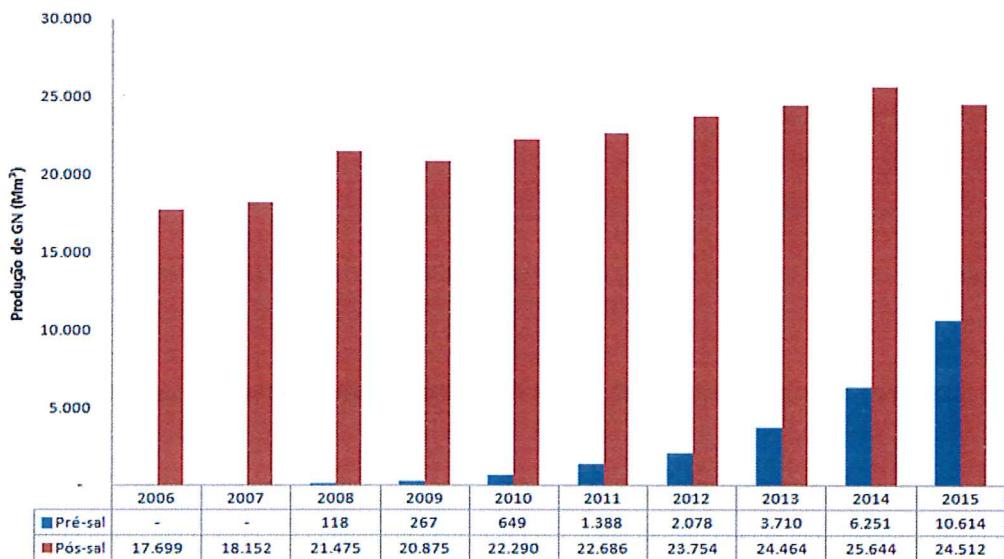


Figura 8. Produção marítima de gás natural por localização (pós-sal e pré-sal) – 2006-2015. Fonte: ANP.

Os esforços implementados no sentido de elevar a produção advinda destes campos tiveram como resultado a ampliação da representatividade desta produção em relação ao petróleo produzido no Brasil. Em 2015, a produção do pré-sal atingiu o patamar de 31% do total do petróleo e 30% do total de gás natural no Brasil.

Em dezembro de 2015, os 20 poços com maior produtividade no Brasil estavam localizados no polígono do pré-sal, conforme tabela abaixo:

Tabela 1. Poços do pré-sal com maior produção. Fonte: SDP/ANP.

Nome do Poço	Campo	Bacia	Petróleo (bbl/d)	Gás natural (Mm³/d)	Produção Total (boe/d)
7LL31DRJS	Lula	Santos	34.288	1.714	45.069
7SPH7DSPS	Sapinhoá	Santos	36.389	1.235	44.156
9LL2RJS	Lula	Santos	32.184	1.651	42.570
7LL27RJS	Lula	Santos	31.788	1.603	41.871
7JUB34HESS	Jubarte	Campos	33.897	1.172	41.268
4BRSA711RJS	Lula	Santos	31.123	1.590	41.121
7LL11RJS	Lula	Santos	30.839	1.295	38.987
9LL20DRJS	Lula	Santos	28.460	1.402	37.280
7LL22DRJS	Lula	Santos	30.238	1.097	37.138
9LL6ARJS	Lula	Santos	27.078	1.329	35.438
7LL3DRJS	Lula	Santos	28.471	986	34.671
9BRSA716RJS	Lula	Santos	22.237	1.743	33.201
7SPH8SPS	Sapinhoá	Santos	27.089	922	32.886
7LL36ARJS	Lula	Santos	25.228	1.216	32.878
3BRSA788SPS	Sapinhoá	Santos	26.434	946	32.382
3BRSA496RJS	Lula	Santos	21.975	1.143	29.163
7SPH5SPS	Sapinhoá	Santos	23.140	796	28.146
9LL19RJS	Lula	Santos	21.748	723	26.293
7SPH4DSPS	Sapinhoá	Santos	21.771	714	26.262
7LL28DRJS	Lula	Santos	21.327	743	26.002

Em relação ao abandono permanente de poços no Brasil, temos o seguinte panorama:

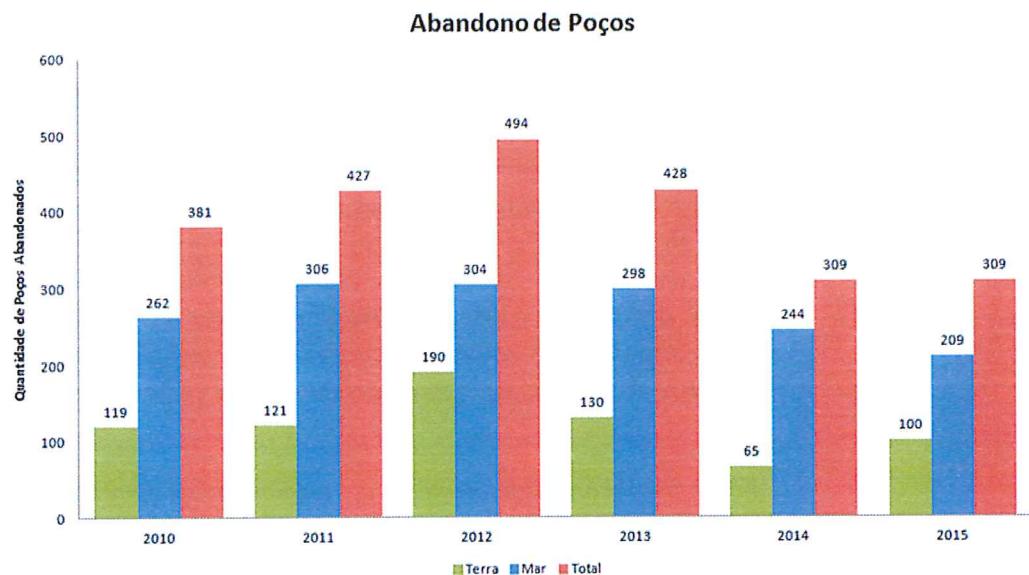


Figura 9. Poços abandonados permanentemente no Brasil, por localização (terra e mar). Fonte: ANP.

Observa-se que, em média, são abandonados permanentemente 391 poços por ano no país. A maior parte dos abandonos permanentes se refere a poços marítimos.

5. ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

É fundamental que todo ato administrativo, – no caso em tela, a resolução e o regulamento técnico a ser instituído pela ANP – quando calcado na discretionarytécnica, esteja fundamentado em necessidades públicas e tenha motivação técnica, ponderando os diversos fatores e suas consequências. Portanto, serão abordados os seguintes tópicos na presente Nota Técnica para justificar a regulamentação proposta:

- (i) Análise do estoque regulatório e necessidade de ação do órgão regulador:
 - a. Segurança do público, da força de trabalho e proteção do meio ambiente;
 - b. Melhores Práticas Internacionais da Indústria;
- (ii) Objetivos da ação reguladora;
- (iii) Identificação de opções e seus impactos;
- (iv) Escolha da opção:

5.1. Análise do estoque regulatório e necessidade de ação do órgão regulador

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe no artigo 8º que a ANP tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria de petróleo, de gás natural e de biocombustíveis. Nas alíneas VII, IX, X, XVII e XXVIII do artigo 8º, é possível encontrar a fundamentação legal para a regulação das atividades relacionadas à manutenção da segurança dos poços de petróleo e gás natural.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

(...)

VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm - art58

(...)

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

(...)

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

(...)

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação;

(...)

XXVIII - articular-se com órgãos reguladores estaduais e ambientais, objetivando compatibilizar e uniformizar as normas aplicáveis à indústria e aos mercados de gás natural.

A Lei nº 9.966, de 28 de abril de 2000, que dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob a

jurisdição nacional, estabelece no inciso V do artigo 27 as competências do órgão regulador da Indústria de Petróleo e diz que cabe à ANP fiscalizar às atividades de pesquisa, perfuração e produção de petróleo e gás natural.

Art. 27. São responsáveis pelo cumprimento desta Lei:

(...)

V – o órgão regulador da indústria do petróleo, com as seguintes competências:

- a) fiscalizar diretamente, ou mediante convênio, as plataformas e suas instalações de apoio, os dutos e as instalações portuárias, no que diz respeito às atividades de pesquisa, perfuração, produção, tratamento, armazenamento e movimentação de petróleo e seus derivados e gás natural;*
- b) levantar os dados e informações e apurar responsabilidades sobre incidentes operacionais que, ocorridos em plataformas e suas instalações de apoio, instalações portuárias ou dutos, tenham causado danos ambientais;*
- c) encaminhar os dados, informações e resultados da apuração de responsabilidades ao órgão federal de meio ambiente;*
- d) comunicar à autoridade marítima e ao órgão federal de meio ambiente as irregularidades encontradas durante a fiscalização de instalações portuárias, dutos, plataformas e suas instalações de apoio;*
- e) autuar os infratores na esfera de sua competência.*

Diante do exposto, fica caracterizada a competência da ANP para regular e fiscalizar as atividades realizadas ao longo de todo o ciclo de vida dos poços de petróleo e gás existentes no país.

A fim de atingir os interesses da sociedade e das empresas do setor de petróleo e gás natural e, concomitantemente, cumprir seu papel em questões de segurança operacional, a Agência vem ampliando sua atuação através do desenvolvimento de regulamentos, dentre os quais se citam:

- Portaria ANP nº 25/2002, que dispõe sobre o abandono de poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás.
- Resolução ANP nº 43/2007, que aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGSO);
- Resolução ANP nº 44/2009, que regulamenta o procedimento de comunicação de incidentes a ser adotado pelos concessionários e empresas autorizadas pela ANP a exercerem as atividades da indústria de petróleo, de gás natural e de biocombustíveis;
- Resolução ANP nº 02/2010, que aprova o Regulamento Técnico do Sistema de

Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI);

- Resolução ANP nº 06/2011, que aprova o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT);
- Resolução ANP nº 05/2014, que aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional para Refinarias de Petróleo;
- Resolução ANP nº 21/2014, que estabelece os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural que executarão a técnica de Faturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional;
- Resolução ANP nº 37/2015, que estabelece a aplicação de não conformidades para ajuste de conduta dos Agentes Regulados ao disposto na legislação aplicável e nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sem a aplicação imediata das penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999; e
- Resolução ANP nº 41/2015, que aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (RTSGSS).

As atividades de E&P das instalações marítimas de perfuração, de produção e de armazenamento e transferência estão cobertas pela Resolução ANP nº 43/2007, que estabelece o SGSO. As atividades realizadas pelos Operadores da Instalação se referem à perfuração, à completação e à restauração de poços, à produção de petróleo e gás natural, ao processamento primário de petróleo, ao armazenamento e transferência de petróleo e à compressão e transferência do gás natural. Por outro lado, as instalações terrestres de produção e de armazenamento e transferência são cobertas pela Resolução ANP nº 02/2010, sem incluir, contudo, as instalações terrestres de perfuração, completação, teste e intervenção que operam tanto em blocos, quanto em campos de petróleo e gás natural do Brasil.

A partir do atual arcabouço regulatório da ANP, observa-se que existem lacunas regulatórias para normatizar todas as atividades pertinentes ao ciclo de vida dos poços de petróleo e gás natural. Para tanto, faz-se necessária à regulamentação das atividades dos Operadores do Contrato relativas a:

- Projeto do poço;
- Construção do poço, que envolve a gestão dos contratados do Operador do Contrato que realizam atividades específicas e importantes para a integridade dos poços e que não são necessariamente apenas os Operadores da Instalação;
- Aspectos relacionados à perfuração terrestre que não estão cobertos por regulamentações específicas de segurança operacional.
- Produção do poço e as interações com as Unidades de Produção;

- Intervenção do poço, que envolve a gestão dos contratados que realizam atividades específicas na intervenção e gestão da integridade dos poços de petróleo e gás;
- Revisão da Portaria ANP nº 25/2002, que trata do abandono de poços, que se encontra obsoleta e não aborda os conceitos atuais das melhores práticas da indústria de petróleo e gás.

Portanto, esta proposta de regulamento visa também substituir e revogar a Portaria ANP nº 25/2002, que trata de abandono de poço, atualizando o conceito de conjunto solidário de barreiras, atualmente disposto nas melhores práticas da indústria.

Em função das lacunas regulatórias supracitadas, depreende-se que não há hoje instrumento regulatório no Brasil que aborde adequadamente um Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços.

5.1.1. SEGURANÇA DO PÚBLICO, DA FORÇA DE TRABALHO E PROTEÇÃO DO MEIO AMBIENTE.

A indústria de petróleo e gás natural é bastante impactada pela ocorrência de incidentes em função dos danos em termos de perda de vidas humanas, prejuízos ambientais, econômicos e, consequentemente, à imagem deste setor perante a sociedade civil.

Deste modo, percebe-se que, a cada grande incidente surgem importantes modificações e atualizações nas leis e dispositivos infra-legais dos países envolvidos. Esta dinâmica foi observada, principalmente, nos países da Europa detentores de campos produtores maduros, dentre os quais, se destacam o Reino Unido e a Noruega.

Assim, os incidentes de grande magnitude ocorridos nas décadas de 1970 e 80, tais como: (i) sonda semissubmersível *Alexander L. Kielland*; (ii) plataforma *Ekofisk-B*, na Noruega; e (iii) plataforma inglesa *Piper Alpha*, tornaram-se importantes marcos para a transição de uma regulamentação prescritiva para uma baseada em parâmetros de desempenho e gestão (performance).

Entretanto, percebe-se que grandes acidentes continuaram a ocorrer em todo o globo. Fato bem emblemático ocorreu nos Estados Unidos em 2010, no prospecto de Macondo na sonda *Deepwater Horizon*, que resultou na reformulação dos agentes reguladores norte-americanos e também na introdução de um modelo misto. Tal abordagem, antes essencialmente prescritiva, passou a exigir a obrigatoriedade de um sistema de gestão baseado em metas de segurança e no gerenciamento do risco das atividades realizadas nos Estados Unidos.

Ressalta-se que o incidente na sonda *Deepwater Horizon*, contratada pela *British Petroleum* (BP) para exploração em águas ultraprofundas, resultou na morte de 11 pessoas, em quase 5 milhões de barris de petróleo extravasados para o mar (equivalente a dois dias da produção nacional brasileira), na perda total da unidade de perfuração, na moratória das atividades de perfuração no Golfo do México norte-americano e que causou, consequentemente, vastos danos ao meio ambiente e à economia local.

Assim, ao que se seguiu à erupção descontrolada de hidrocarbonetos (*blowout*) e ao incêndio com completa destruição da sonda, foram diagnosticadas após a investigação do incidente, as causas raiz e fatores causais deste sinistro. Verificaram-se nesta ocorrência importantes falhas relacionadas ao Gerenciamento da Integridade de Poços que perpassam pela fase de concepção de projeto, ausência de responsabilidades técnico-gerenciais e fatores humanos.

Citam-se, portanto, falhas na cimentação, inadequação do BOP, cultura de segurança prejudicada, inaptidão na identificação de riscos, procedimentos insuficientemente detalhados, treinamento inadequado e comunicação ineficiente.

Assim, a título de ilustração, a tabela disposta abaixo apresenta incidentes relacionados à integridade de poços, que foram determinantes para embasamento da presente proposta de regulamentação.

Tabela 2. Incidentes recentes relacionados com perda de integridade de poços no mundo. Fonte: ANP.

Área/Ano	Incidente	Cacterização	Principais Causas Identificadas
Azerbaijão, 2013	Campo de Bulla Deniz, Poço N-90. Etapa do Ciclo de Vida: Construção	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Blowout</i> seguido de incêndio durante perfuração de poço exploratório. • Perda da plataforma fixa. • 62 trabalhadores evacuados sem fatalidades. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pressão acima da esperada na zona de produção.
Golfo do México, EUA, 2013.	Campo Timbalier-Sul, Bloco 220, Poço A-3. Etapa do Ciclo de Vida: Construção	<ul style="list-style-type: none"> • Perda do controle de poço durante operação de completação com incêndio. • Perda de plataforma. • Evacuação de 44 trabalhadores sem fatalidades. 	<ul style="list-style-type: none"> • Falha na atuação do BOP.
Reino Unido, 2012.	Campo de Elgin, Poço G4. Etapa do Ciclo de Vida: Produção	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás na cabeça do poço durante operação de descomissionamento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão no revestimento. • Falha no anular levando ao vazamento.
Nigéria, 2012	Campo de Funiwa Etapa do Ciclo de Vida: Construção	<ul style="list-style-type: none"> • Perda da Jackup KS Endeavour • Morte de dois trabalhadores 	<ul style="list-style-type: none"> • Falha em equipamentos de superfície.
EUA, Macondo, 2010	Etapa do Ciclo de Vida: Construção	<ul style="list-style-type: none"> • 5 milhões de barris despejados para o meio ambiente. • Morte de 11 empregados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cimentação inadequada. • Falha de Conjunto Solidário de Barreiras (CSB). • Falha de BOP.
Austrália, 2009.	Campo de Montara, Poço H1. Etapa do Ciclo de Vida: Abandono	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento descontrolado de óleo e gás (<i>blowout</i>) de 1.000 barris por dia, 30.000 no total. • Incêndio na sonda durante 	<ul style="list-style-type: none"> • Trabalho de cimentação falho (barreira primária). • Instalação incompleta da barreira secundária. • Operações fora dos padrões

		operação de abandono.	internacionais da indústria.
Noruega, 2004.	Campo de Snorre-A, Poço 32A. Etapa do Ciclo de Vida: Intervenção	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de gás proveniente de <i>kick</i> durante a intervenção no poço (retirada da coluna de produção). 	<ul style="list-style-type: none"> Falha de planejamento, procedimentos e avaliação de risco. Falha no extintor do <i>flare</i> (nitrogênio insuficiente). Falha em <i>handover</i>.

A tabela a seguir relaciona os incidentes mais recentes relacionados à integridade de poço ocorridos no Brasil:

Tabela 3. Incidentes recentes relacionados com perda de integridade de poços no Brasil. Fonte: ANP.

Área/Ano	Incidente	Caracterização	Principais Causas Identificadas
Dom João Mar, 2015	<i>Kick</i> no poço 7-DJM-885H-BAS Etapa do Ciclo de Vida: abandono após evento de <i>kick/prisão</i> de coluna	<ul style="list-style-type: none"> Pressão na cabeça de poço. Falha na integridade de CSB permanente (tampão de abandono). 	<ul style="list-style-type: none"> Reservatório influenciado por injetor Prisão de coluna por diferencial de pressão resultante de sobrepressão do injetor Falha na cimentação para abandono de poço. Isolamento de zonas com potenciais de fluxo diferentes. Anular da Coluna de perfuração com o poço cimentado com passagem de pressão
Sapinhoá, 2013	<i>Kick/ Underground blowout</i> de água no Poço 8-SPH-11-SPS Etapa do Ciclo de Vida: construção (perfuração)	<ul style="list-style-type: none"> Perda do Poço 	<ul style="list-style-type: none"> Não realizada abrangência de incidentes ocorridos em poços similares construídos pelo mesmo Operador do Contrato. Gestão de mudança não contemplou todos os cenários de riscos.
Campo de Marlim, 2013	Poço 7-MRL-131HP-RJS Etapa do Ciclo de Vida: abandono temporário (sem monitoramento)	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de 111 litros de petróleo pela árvore de natal de poço desconectado da plataforma. 	<ul style="list-style-type: none"> Abertura inadvertida das válvulas da árvore de natal. Falha do CSB.
Campo de Frade, Área 2, 2012.	<i>Underground blowout</i> do Poço 8-FR-28D-RJS Etapa do Ciclo de Vida: produção	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de 55 litros de petróleo. Fratura do reservatório até o leito marinho. 	<ul style="list-style-type: none"> Pressão de injeção maior que a resistência da rocha. Gestão de mudança inadequada. Não atendimento às boas melhores práticas.
Campo de Frade, Área 1, 2011.	<i>Kick/ Underground blowout</i> do Poço 9-FR-50DP-RJS. Etapa do Ciclo de Vida: projeto/construção	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de 3.700 barris de petróleo. <i>Underground blowout</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> Falha de projeto na estimativa da pressão de poros. Paredes do poço submetidas a pressões superiores ao seu limite de resistência. Premissas de projeto inadequadas para a incerteza da pressão de poros.

Cancã, 2009	Campo de Cancã Poço 7-CNC-3-ES Etapa do Ciclo de Vida: construção	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Blowout</i> • Perda da sonda. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cimentação de zona portadora de gás. • Falha na cimentação. • Falha na detecção do <i>kick</i>. • BOP sem pressão hidráulica (sonda em DMT). • Torque insuficiente nos parafusos das portas do BOP. • Falha do material do selo. • Teste inadequado do BOP.
Campo de Marlim Sul, 2004	Poço 8-MLS-61HPA Etapa do Ciclo de Vida: produção	<ul style="list-style-type: none"> • Fratura do reservatório até o leito marinho. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pressão de injeção maior que a resistência da rocha (reservatório compartimentado).
Taquipe, 2000	Poço TQ-82 Etapa do Ciclo de Vida: produção	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de água de injeção para o entorno do poço. 	<ul style="list-style-type: none"> • Falha dos elementos de barreira (coluna de injeção e revestimento de produção). • Falta de gestão da pressão dos anulares.
Plataforma de Enchova, 1984 e 1988	Campo de Enchova Etapa do Ciclo de Vida: intervenção	<ul style="list-style-type: none"> • Morte de 42 trabalhadores em 1984. (Nota: Relacionadas à queda da baleeira durante evacuação – Enchova 1984) • Destrução da Plataforma em 1988. 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Blowout Preventer</i> (BOP) não estava em condições de operação durante conversão de poço de óleo para gás. • Vazamento em um dos poços conectados à plataforma.

Dessa forma, a motivação para elaboração de uma regulamentação específica sobre gestão da integridade de poços recai no potencial de ocorrência de incidentes no decorrer do ciclo de vida de poço e das consequências para vida humana, meio-ambiente e atividades econômicas.

No Brasil observa-se uma menor severidade nos incidentes relacionados a poços em comparação com outras partes do mundo. Entre 2012 a 2016, houve a ocorrência de 9 eventos de *blowout*, dentro de um conjunto de 61 ocorrências de controle de poço comunicados à ANP.

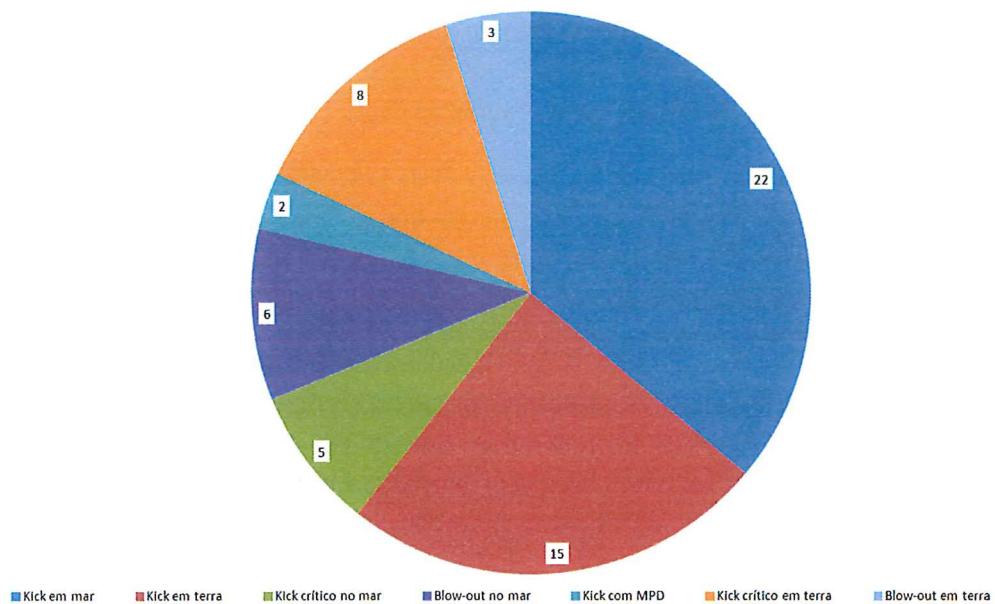


Figura 10. Incidentes com perda de Controle de Poço no Brasil. Fonte: ANP.

A premissa básica do Gerenciamento da Integridade de Poços é prover um quantitativo suficiente de barreiras de segurança, de forma a impedir o fluxo não intencional dos fluidos durante todo o ciclo de vida do poço.

Outro destaque na gestão de integridade dos poços se refere aos aspectos relacionados aos fatores humanos. Premissa de projetos, margens de segurança, interpretações e previsões de dados geomecânicos e detecção e fechamento de poços, realizados de maneira inadequada, têm levado à ocorrência de incidentes que podem estar relacionados à gestão do fator humano e à competência da força de trabalho.

Os incidentes de grande vulto e seus impactos são marcos que devem ser efetivamente observados pela indústria, para que esta possa propor medidas e ações preventivas, corretivas e mitigadoras a fim de evitar a recorrência de eventos similares.

Dessa forma, os incidentes são falhas observadas no sistema de gestão ou na condução das recomendações previstas nas normas e nas determinações dos reguladores. Portanto, a partir do histórico de incidentes ocorridos no Brasil e no exterior, nota-se a importância que os órgãos reguladores e representantes da indústria de petróleo e gás têm em não serem complacentes aos riscos inerentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

Externamente à ANP, podem ser encontradas regulamentações ambientais aplicáveis ao ciclo de vida do poço que remetem aos impactos ambientais por este ocasionados. Podemos citar a Resolução CONAMA nº 398, de 11 de junho de 2008, que dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo em Águas Jurisdicionais Brasileiras - AJB.

A principal diferença entre regulamento técnico ora proposto e as regulamentações vigentes dos

demais órgãos legisladores, diz respeito ao fato de que o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços trata da prevenção de influxos descontrolados de poços para o meio ambiente e prevê a elaboração de um Plano de Resposta a Emergência para Controle de Poço.

Ademais, é importante mencionar o artigo 44 da Lei 9.478/1997, o qual apresenta as obrigações constantes dos contratos de concessão que estabelecem que os Operadores de Contrato adotem “*em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente*” e “*as melhores práticas da indústria internacional do petróleo*”.

5.1.2. MELHORES PRÁTICAS INTERNACIONAIS DA INDÚSTRIA

A partir de uma vasta revisão bibliográfica, foram avaliadas regulamentações internacionais e normas que determinam as melhores práticas da indústria quando realizadas atividades em poços.

A adoção das melhores práticas da indústria tornam as operações relacionadas ao ciclo de vida de um poço mais adequadas e seguras em uma indústria que é cada vez mais globalizada e complexa. Dessa forma, a indústria petróleo e gás faz uso de várias normas, além de um número ainda maior de especificações de projetos, procedimentos e diretrizes dos Operadores do Contrato.

Por outro lado, as regulamentações para a indústria de petróleo e gás são normalmente definidas pelas autoridades reguladoras nacionais, com algumas exceções que seriam as normas internacionais relacionadas à OIT e à IMO.

Com isso, existem diferentes tipos e estilos de regulamentações em todo o mundo, resultado dos aspectos relacionados ao grau de desenvolvimento tecnológico do regulador, do grau de maturidade regulatória e da percepção de risco e da cultura de segurança dos regulados.

O fato é que a grande maioria dos reguladores utilizam as melhores práticas da indústria na definição de seus esquemas, regulamentos, diretrizes e outros documentos normativos, quer seja incorporando-os, ou até mesmo fazendo exigências adicionais para a redução dos riscos de forma prescritiva ou baseada em desempenho.

Os Operadores de Contrato e reguladores internacionais têm desenvolvido esforços para estabelecer maior transversalidade dos regulamentos e das melhores práticas da indústria. Inclusive, o tema da adoção das melhores práticas da indústria é um dos objetivos do IRF (*International Regulators' Forum*), do qual a ANP é membro.

Tipicamente, a hierarquia dos documentos é ilustrada a seguir:

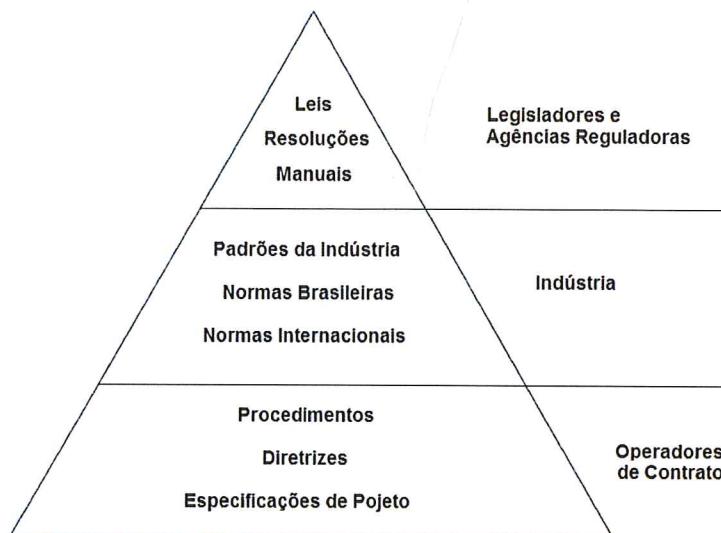


Figura 11. Hierarquia dos documentos. Fonte: *OGP Regulator's use of standards*, Report Nº. 426, 03/2010.

Para desenvolver e manter grandes volumes de normas, procedimentos e padrões, faz-se necessário grande quantidade de recursos a serem entregues por seus usuários e partes interessadas. Por isso, a capacidade de inovação da indústria na busca da otimização de processos e na segurança das operações pode ser influenciada negativamente pelo tipo de regulamentação adotada.

Tabela 4. Resumo das regulamentações internacionais estudadas.

Regulamento	País
<i>The Framework Regulations</i>	Noruega
<i>The Management Regulations</i>	Noruega
<i>The Activities Regulations</i>	Noruega
<i>The Facilities Regulations</i>	Noruega
<i>Offshore Instalations and Wells (Design and Constructions, etc) Regulations</i>	Inglaterra
<i>The Offshore Instalations(Safety Case) Regulations</i>	Inglaterra
<i>Well Construction Standard</i>	Inglaterra
Diretiva 2013/30/EU	UE
30 CFR 250 “Oil and gas and sulphur operations in the Outer Continental Shelf”	EUA
NTL No. 2009-G36- <i>Using Alternate Compliance in Safety Systems for Subsea Production Operations</i>	EUA
<i>Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Regulations</i>	Austrália
<i>Well operations management plan content and level of detail (Guidance note)</i>	Australia
<i>Canada Oil and Gas Operations Act (COGOA)</i>	Canadá
Diretivas do ERCB (Regulador onshore do Distrito de Alberta)	Canadá

O sistema norte-americano utilizado na indústria de petróleo e gás é essencialmente prescritivo. Após o incidente de Macondo houve a introdução da obrigatoriedade de um sistema para gerir a segurança das operações *offshore*, em aderência a norma API RP 75.

O regime norueguês é essencialmente baseado em performance, com elementos suplementares prescritivos, mas os Operadores do Contrato podem adotar outras abordagens, desde que demonstrem que são efetivas para atingir os objetivos propostos.

O *National Energy Board* (NEB - Canadá) adotou um sistema híbrido que combina o uso de requerimentos prescritivos e baseados em desempenho, dependendo qual é considerado mais apropriado. (Pembina, 2016)

O Reino Unido usa uma abordagem baseada em desempenho que se utiliza da fixação de metas de desempenho (*goal setting*), requerendo das empresas a demonstração da adoção de medidas para minimizar os riscos de suas atividades até um nível ALARP (*as low as reasonably practicable* ou risco tão baixo quanto seja exequível) (Pembina, 2016).

A Autoridade Norueguesa para a Segurança Petrolífera (PSA) afirma que existe uma tendência entre os reguladores de segurança em todo o mundo ao longo dos últimos 30 anos para trazer seus regimes regulatórios na direção de uma regulação com maior grau de orientação para o desempenho (baseadas em performance).

Observa-se no mundo, uma tendência crescente da utilização de regulações baseadas em desempenho ou em metas, por apresentarem maior flexibilidade para introdução de inovações, quando comparadas com regulamentos prescritivos.

Assim, existe uma tendência mundial para a exigência da adoção de sistemas de gestão de segurança operacional e de programas de gerenciamento de integridade que se pautem pela adoção das melhores práticas da indústria.

5.2. Objetivo da ação reguladora

Considerando os potenciais impactos à vida humana, ao meio ambiente, às instalações e às atividades econômicas de terceiros e do próprio Operador do Contrato, provenientes das diversas atividades que ocorrem ao longo do ciclo de vida dos poços de petróleo e gás natural no Brasil, espera-se que a proposta deste regulamento atinja os seguintes objetivos gerais:

- i. Garantir que os Operadores do Contrato implementem um sistema de gestão, adequado ao porte de suas atividades, que considere os aspectos relacionados ao Gerenciamento da Integridade de Poços;
- ii. Normatizar as melhores práticas da indústria, tornando-as juridicamente exigíveis pela ANP; e
- iii. Minimizar a ocorrência de incidentes em poços;

- iv. Fornecer diretrizes coerentes para o Gerenciamento da Integridade dos Poços de petróleo e gás, de forma a desenvolver isonomia e transparência na ação do Estado;
- v. Ser compatível com a Lei do Petróleo e outros instrumentos regulatórios.

A partir dos objetivos gerais supracitados é possível detalhar os seguintes objetivos específicos ao ciclo de vida de um poço:

- a) Garantir o uso consistente das melhores práticas da indústria para o gerenciamento da integridade de poços e dos riscos por parte da indústria de petróleo e gás;
- b) Organizar e otimizar a capacidade do Brasil para a preparação e resposta a emergências potenciais relacionadas a eventos de controle de poços que afetem a vida humana, o meio ambiente, o patrimônio e a atividade econômica de terceiros e do Operador do Contrato;
- c) Normatizar as disposições e os requisitos mínimos que devem ser seguidos pelos Operadores do Contrato, definindo responsabilidades e obrigações; e
- d) Garantir a melhoria contínua do desempenho do sistema de gestão que abranja a integridade de poços, reduzindo assim o risco de incidentes que resultem em danos ambientais, materiais, ferimentos e fatalidades.

5.3. Identificação de Opções e seus impactos

São identificadas as seguintes alternativas que, posteriormente, tiveram avaliadas as respectivas viabilidades quanto à introdução de uma Resolução no arcabouço jurídico brasileiro, a saber:

- i. Instituição de um regulamento técnico;
- ii. Autorregulação da indústria; e
- iii. Abstenção.

A partir destas opções, foram considerados os seguintes parâmetros para avaliação de impactos:

- i. Custos de conformidade, incluindo recursos, tempo e custos financeiros;
- ii. Custos administrativos, incluindo custos potenciais e limitações de tempo para o Estado;
- iii. Impacto sobre o mercado: concorrência e barreiras à entrada;
- iv. Custos sociais ou impactos na sociedade;
- v. Impactos ambientais;
- vi. Impactos cumulativos das opções regulatórias; e
- vii. Resumo dos custos e benefícios

Com isto, foram considerados através de uma análise quantitativa e qualitativa, os custos e benefícios de uma gama de opções, incluindo a opção de não regular. Isso permite uma comparação das opções com base nos custos e seus impactos.

5.3.1.OPÇÃO 1 – INSTITUIÇÃO DE UM REGULAMENTO TÉCNICO

Para essa opção, considerou-se a instauração de um regime regulatório para garantir a integridade dos poços perfurados no país. Esta decisão passou por avaliação quanto à aplicação de uma abordagem com foco em sistema de gestão e/ou em um regulamento meramente prescritivo, para alcance do objetivo proposto.

Conforme supramencionado, a regulação internacional da indústria de petróleo e gás situa-se em um espectro entre os requisitos prescritivos e os fundamentados em desempenho. Ressalta-se que muitos dos regimes regulatórios incluem elementos com ambas abordagens (Pembina, 2016).

Um regulamento prescritivo possui foco em requisitos específicos de estruturas, equipamentos e operações que previnem acidentes e mitigam os riscos. As autoridades regulatórias especificam tais requisitos de segurança e fiscalizam a aderência às normas. A regulação prescritiva define elementos de ordem técnica e procedural que os agentes regulados devem apresentar. Este modelo regulatório é adotado quando a compulsoriedade da conformidade é desejada.

Por outro lado, regulamentos com foco em desempenho envolvem a especificação de práticas a serem atingidas ou mantidas pela indústria. Nesse caso, o papel do regulador é definir requisitos mínimos de segurança que os agentes regulados precisam alcançar, através do monitoramento do sistema de gerenciamento que permita tal aderência. A regulação baseada em desempenho identifica os resultados que devem ser alcançados e permite maior flexibilidade aos operadores sobre os meios para consecução destes objetivos.

Dessa forma, os regulamentos baseados em desempenho são empregados quando as circunstâncias variam significativamente entre os regulados, ou quando são esperados resultados superiores a serem alcançados em função de inovação ou desenvolvimento tecnológico. Além disso, o desenvolvimento acelerado da Indústria de Petróleo faz com que a prescrição específica de uma norma seja menos eficaz com o decorrer do tempo, pois novas tecnologias surgem sem, contudo, ser o regulamento atualizado.

As resoluções com foco em desempenho também permitem a adoção de mecanismos mais proativos, ao possibilitar que as empresas identifiquem e assumam a responsabilidade por resolver questões que lhe são próprias. Historicamente, a abordagem prescritiva, muitas vezes, acabou por incentivar uma atitude passiva entre as empresas. Assim, elas esperavam que o regulador inspecionasse, identificasse erros ou deficiências e explicasse a forma como estes deveriam ser corrigidos. Como resultado, as autoridades tornaram-se, em certo sentido, fiadores da segurança na indústria, assumindo responsabilidade que deveria repousar, de fato, somente com as empresas.

Adicionalmente, é consenso na indústria de petróleo e gás que a prescrição de requisitos específicos de projeto, inspeção e manutenção (independente da adoção de normas e padrões gerais) pode encorajar uma atitude passiva entre os agentes regulados. Esse foi o motivo pelo qual Sundby e Anfinsen (2014) apontaram para as regulações internacionais terem migrado de regulamentos prescritivos das décadas de 70 e 80 para regulamentos baseados em desempenho, tal como aconteceu na Noruega.

Foi possível observar que o sistema de gestão proposto pela Resolução ANP nº 43/2007, além de ser aplicado apenas para atividades marítimas, é orientado aos Operadores de Instalações e baseado em desempenho. Na integridade de poços, a atuação mais importante está com o Operador do Contrato e envolve diversos contratados deste, inclusive em momento prévio e posterior à atuação das instalações marítimas de perfuração e produção nos poços.

De forma similar, o Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural de Instalações Terrestres, publicado através da Resolução ANP nº 02/2010, não engloba as atividades relativas a poços terrestres, sejam eles de campos ou blocos de petróleo e gás natural.

Destarte, o regulamento vem por exigir que os Operadores do Contrato estabeleçam sistemas de gestão que abranjam os eventos inerentes a todo o ciclo de vida dos poços terrestres e marítimos no Brasil. Para tanto, o normativo deve ser baseado na implementação de sistema de gestão nas empresas de petróleo e gás natural, voltado para o gerenciamento da integridade de poços, de forma análoga ao estabelecido para instalações marítimas de perfuração e produção, com a Resolução ANP nº 43/2007 e para as instalações terrestres de produção, com a Resolução ANP nº 02/2010. A partir do atual arcabouço regulatório da ANP, observa-se que existem lacunas regulatórias para normatizar todas as atividades pertinentes ao ciclo de vida dos poços de petróleo e gás natural.

Tal lacuna na regulamentação é minimizada com a instituição de um regulamento baseado em performance, uma vez que as normas e melhores práticas de engenharia passam a ser reforçadas pela Agência fiscalizadora e a serem assimiladas pelos operadores de acordo com as situações que se façam prementes.

Por fim, a ANP exerce a opção por Regulamento Técnico que, embora contenha alguns elementos prescritivos, manifesta-se por ser, sobretudo, um instrumento com base no desempenho, uma vez que fornece à indústria uma margem considerável quanto à forma de alcançar resultados de gestão da integridade de poços.

Com isto, considera-se que a presente proposta de regulamento especifica os requisitos mínimos que devem estar cobertos pelo sistema de gestão dos Operadores do Contrato, sem necessariamente prescrever normas ou códigos a serem utilizados. É uma abordagem que objetiva suportar um resultado melhor ao que atualmente é alcançado por estes agentes regulados.

Assim, a implementação de tal regramento pretende tornar as boas práticas da indústria, jurídica e administrativamente exigíveis pela ANP, conforme expresso por força da lei que cria esta Autarquia.

5.3.2. OPÇÃO 2 – AUTORREGULAÇÃO DA INDÚSTRIA

Nessa opção, a indústria seria responsável por projetar, construir, operar e manter seus poços em regime de segurança operacional auto gerenciado, isto é, sem a necessidade da existência de um normativo definido pelo Regulador. Ou seja, a indústria estaria livre para determinar sua maneira de atuação e os dados de desempenho que, por ventura, fossem por ela utilizados.

No entanto, o Estado ainda precisaria realizar um papel substancial de acompanhamento das atividades com o objetivo de evitar ou minimizar a ocorrência de falhas decorrentes da gestão da integridade de poços com potencial de geração de consequências desastrosas à sociedade e ao meio ambiente.

No caso da Autorregulação, a fiscalização das atividades passaria a ser a única garantia do Regulador de que a Indústria está atuando de maneira preventiva à proteção da vida, do meio ambiente e do patrimônio. Ademais, sem um instrumento eficaz para normatizar as melhores práticas da indústria, as fiscalizações tornar-se-iam mais discricionárias, dificultando o julgamento de infrações e a transparência das ações governamentais.

No caso do abandono de poços, já existe a Portaria ANP nº 25/2002 regulamentando esta atividade. Portanto, a autorregulação não seria uma opção para este caso. Porém, ressalta-se que a Portaria ANP nº 25/2002 encontra-se obsoleta, demandando dos Operadores do Contrato consulta à ANP, uma vez que grande número de casos não é previsto na Portaria.

Então, é possível concluir que a abordagem de autorregulação insere um risco inaceitavelmente elevado, dados os possíveis impactos, caso a integridade dos poços de petróleo e gás natural não seja devidamente gerenciada, conforme pode ser observada nas tabelas 2 e 3.

5.3.3. OPÇÃO 3 – ABSTENÇÃO

A opção de não fazer nada foi considerada, sendo este o ambiente da "não regulação". Ou seja, não haveria definição de requisitos mínimos para os Operadores de Contrato seguirem quanto ao gerenciamento da integridade dos poços durante o projeto, construção, produção e intervenção, para prevenção e mitigação de grandes emergências.

Com a implantação da Lei do Petróleo, o Governo quebrou o monopólio das atividades ligadas à exploração e produção de petróleo e gás natural e instituiu meios para o exercício do poder de polícia sobre os Operadores de Contrato. Essa lei criou a Agência Nacional do Petróleo, que é a responsável pela regulamentação e fiscalização das atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

Esta opção não foi considerada de forma mais detalhada na presente análise de impacto regulatório, pois a política governamental já previu meios de fiscalizar as atividades por imposição de lei. E, mais uma vez, no caso do abandono, já existe a Portaria ANP nº 25/2002.

5.4. Análise de Impacto da Opção 1 – Instituição de Regulamento Técnico

5.4.1. CUSTOS DE CONFORMIDADE, INCLUINDO RECURSOS, TEMPO E CUSTOS FINANCEIROS

Os custos de conformidade incluem os custos diretos impostos sobre a indústria como o resultado das exigências regulatórias e incluem o seguinte:

- Desenvolver ou adaptar um sistema de gestão;
- Implementar os procedimentos do sistema de gestão;
- Elaborar e documentar relatórios sobre o sistema de gestão;
- Definir e monitorar metas e indicadores de desempenho;
- Realizar auditoria do sistema de gestão; e
- Adequar os equipamentos de poço especificados no regulamento.

Os custos administrativos para o Estado e para os agentes regulados foram quantificados tendo como base dados disponibilizados pela Análise de Impacto Regulatório realizada pelo Escritório de Administração, Regulamentação e Supervisão de Energia Oceânica dos Estados Unidos (Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement – BOEMRE). Assim, estimou-se que o custo de conformidade no *offshore* norte-americano totalizava US\$ 26,9 milhões por ano. Os custos foram baseados nas exigências para os Operadores do Contrato atuarem de acordo com os requerimentos de um sistema de gestão em linha com o normativo API RP 75, que se tornou mandatório a partir de 2011.

Para o caso brasileiro, onde há menos operadores e a preponderância de uma determinada empresa no mercado, este valor pode ser considerado minimizado. Assim, os custos necessários para instituir o novo regulamento no ambiente marítimo foram considerados compatíveis ao norte-americano.

Ademais, o regulamento proposto utiliza como base normas, padrões e códigos usuais internacionalmente reconhecidos, além das melhores práticas da indústria. Portanto, não deve haver custos significativos para os agentes regulados atuantes no ambiente marítimo, havendo, predominantemente, adaptações nos seus sistemas de gestão já existentes.

Em decorrência da realização das Auditorias Piloto do SGIP realizadas pela ANP durante os meses de março e abril de 2016, estimou-se que o custo para implementação do SGI (Resolução ANP nº 02/2010) estaria em torno de R\$ 215 mil (este valor considerou a contratação de empresa especializada para implementação do SGI). Logo, os custos necessários para instituir o novo regulamento no ambiente terrestre foram considerados compatíveis ao estimado para implementação do SGI.

Porém, tem-se conhecimento que, para o ambiente terrestre, os custos de implementação do SGIP serão mais sensíveis para os Operadores de menor porte (Operador D).

Nesta opção 1, os agentes regulados diretamente impactados pela proposta de resolução seriam os Operadores do Contrato de E&P de reservas de petróleo e gás natural. A partir das informações obtidas na base de dados da ANP, foram listados 74 operadores com contrato, conforme tabela abaixo:

Tabela 5. Operadores do Contrato em operação no Brasil. Fonte: ANP (Base - junho/2016).

Qualificação dos Operadores de Contrato do Brasil							
1	Allpetro	Terra	D	38	Oceania	Terra	D
2	Alvopetro	Terra	C	39	Oeste de Canoas	Terra	C

3	Anadarko	Mar	B	40	OGX	Mar	B
4	Arclima	Terra	D	41	Oil M&S	Terra	C
5	Barra Bonita	Terra	D	42	OP Energia	Mar/Terra	A
6	BG Brasil	Mar	A	43	Ouro Preto	Mar/Terra	B
7	BHP Billiton Brasil	Mar	A	44	Panergy	Terra	D
8	BP Energy	Mar	A	45	Parnaíba Gás Natural	Terra	C
9	BPMB Parnaíba	Terra	C	46	Partex Brasil	Terra	C
10	Brasoil Manati	Mar/Terra	B	47	Perenco Brasil	Mar	A
11	Cemes	Terra	C	48	Perícia	Terra	C
12	Central Resources	Terra	C	49	Petra Energia	Terra	B
13	Chariot Brasil	Mar	B	50	Petro Rio	Mar/Terra	A
14	Chevron Frade	Mar	A	51	Petroborn	Terra	D
15	Cisco	Terra	C	52	Petrobras	Mar/Terra	A
16	Cowan Petróleo e Gás	Terra	C	53	Petrogal Brasil	Terra	B
17	Ecopetrol Óleo e Gás	Mar	A	54	Petrosynergy	Terra	C
18	Egesa	Terra	D	55	Premier Oil Brasil	Mar	A
19	Engepet	Terra	D	56	Proen	Terra	C
20	EPG Brasil	Terra	D	57	Queiroz Galvão	Mar/Terra	A
21	Espigão	Terra	D	58	Ral Engenharia	Terra	C
22	ExxonMobil Brasil	Mar	A	59	Recôncavo E&P	Mar	B
23	G3 Óleo e Gás	Terra	C	60	Recôncavo Energia	Terra	C
24	Galp Energia Brasil	Terra	B	61	Repsol Sinopec	Mar	A
25	Genesis 2000	Terra	C	62	Rosneft	Terra	B
26	Geopark Brasil	Terra	C	63	Santana	Terra	C
27	Gran Tierra	Terra	B	64	Severo Villares	Terra	B
28	Guto & Cacal	Terra	D	65	SHB	Terra	B
29	Imetame	Terra	C	66	Shell Brasil	Mar	A
30	IPI	Terra	D	67	Silver Marlin	Terra	C
31	Karoon	Mar	A	68	Statoil Brasil O&G	Mar	A
32	Máxima 07	Terra	C	69	Tek	Terra	C
33	Newo	Terra	D	70	TOG Brasil	Terra	C
34	Niko Brasil	Mar	A	71	Total E&P do Brasil	Mar	A
35	Nord	Terra	C	72	UP Petróleo*	-	-
36	Nova Petróleo	Terra	C	73	UTC EP	Terra	C
37	Nova Petróleo Rec	Terra	C	74	Vipetro	Terra	C

* A UP Petróleo não passou pelo atual processo de qualificação a época em que adquiriu seu respectivo contrato de concessão por meio de processo de Cessão de Direitos.

A classificação dos operadores refere-se à qualificação financeira segundo o patrimônio líquido que possuem, conforme tabela a seguir.

Tabela 6. Valores mínimos de patrimônio líquido para qualificação econômico-financeira como operador, segundo Edital de Licitações da 13ª Rodada para Áreas Inativas.

Nível de qualificação	Ambientes operacionais de atuação	Patrimônio líquido mínimo
Operador A	Águas ultraprofundas, profundas, rasas, áreas terrestres e acumulações marginais	R\$ 122.000.000,00
Operador B	Águas rasas, áreas terrestres e acumulações marginais	R\$ 67.000.000,00
Operador C	Áreas terrestres e acumulações marginais	R\$ 4.500.000,00
Operador D	Áreas inativas com acumulações marginais	R\$ 700.000,00

Em resumo, temos o seguinte quadro:

- i. 18 Operadores A;
- ii. 13 Operadores B;
- iii. 29 Operadores C; e
- iv. 13 Operadores D.

E no que se refere a operações em terra ou mar, temos o seguinte cenário:

Tabela 7. Operadores do Contrato por ambiente de operação. Fonte: SIGEP/ANP.

Ambiente	Qtd.
Terra	49
Terra/Mar	6
Mar	18

Dessa forma, podemos observar a existência de maior quantidade de poços e Operadores de Contrato em campos e blocos terrestres. Porém, a maior parcela da produção de petróleo e gás natural provém do ambiente marítimo. Apenas 6 (seis) Operadores do Contrato atuam tanto em ambiente marítimo quanto no terrestre.

A resolução ANP nº 02/2010 estabelece em seu Art. 6º que os operadores de instalações que já dispõem de um sistema de gestão em conformidade com as práticas do SGSO, instituído pela Resolução ANP nº 43/2007, deverão estender o sistema de gestão de segurança já praticado em instalações marítimas aos campos terrestres de produção.

Dessa forma, os 6 (seis) Operadores do Contrato (Tabela 7) que operam em ambos ambientes, *offshore* e *onshore*, não deverão sofrer maiores impactos na implementação do SGIP, face a similaridade entre a norma proposta e o SGSO.

Por outro lado, os 49 Operadores do Contrato (Tabela 5) que operam exclusivamente no ambiente terrestre, apresentam realidades distintas no que se refere a aderência à resolução ANP nº 02/2010, principalmente porque em seu Art. 4º, § 2º, item III, ficou estabelecido que campos com produção de óleo inferior a 15 m³/dia e/ou produção de gás natural inferior a 2.000 m³/dia estão dispensados do cumprimento do SGI. Ou seja, existem operadores do contrato que não são obrigados a atender as Resoluções ANP nº 02/2010 e, tampouco, a nº 43/2007, e, portanto, se encontram atualmente desprovidos de qualquer obrigação de implementação de um regime de segurança operacional.

No que se refere ao período de adequação dos agentes regulados a presente proposta de regulação, foi identificada, através das auditorias piloto, a questão crucial do tempo necessário para elaboração, implementação e capacitação nos procedimentos exigíveis pelo regulamento técnico. Dessa forma, consta na atual proposta de regulamentação que os operadores terão um período de adequação à norma de até 02 (dois) anos, para os casos de poços marítimos, e de até 03 (três) anos para os demais casos.

Os períodos de adequação propostos levam em consideração o tempo de adequação concedido pelos demais regulamentos de segurança publicados pela Agência (Resoluções ANP nº 43/2007 e nº 41/2015). No caso dos operadores de poços terrestres, foi concedido maior prazo de adequação, pois foi identificado que, em muitos casos, os operadores não possuem quaisquer sistemas de gestão implementados.

5.4.2. CUSTOS ADMINISTRATIVOS, INCLUINDO CUSTOS POTENCIAIS E LIMITAÇÕES DE TEMPO PARA O ESTADO

Os custos administrativos diretos para o Estado associados com a proposta do regulamento incluem:

- Prestação de orientação/informação ao agente regulado;
- Avaliação do sistema adotado pelo agente regulado;
- Avaliação do desempenho; e
- Fiscalizações em Operadores do Contrato para verificar adequação ao regulamento.

Os custos administrativos do Estado são relativos ao pessoal, à capacitação do corpo técnico e à logística das atividades de fiscalização.

Com o intuito de otimizar as operações de fiscalização, a ANP vem aprimorando a aplicação de indicadores de desempenho e de técnicas de estimativa de criticidade de unidades e de operações, a partir dos dados solicitados aos operadores. Seguindo esta proposta, as ações de fiscalização do SGIP serão realizadas seguindo também conceitos de inteligência sobre dados, mitigando, assim, o tempo e os custos para a União.

As fiscalizações do SGIP poderão ser realizadas em conjunto com as demais regulamentações de segurança operacional que tratam das instalações de perfuração e/ou produção terrestres e marítimas. Existe também a possibilidade de fiscalização sobre um conjunto de poços, que constituem o ativo a ser abordado pelo Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços do Operador do Contrato, tornando ainda mais eficientes e eficazes as ações de fiscalização da ANP e, por conseguinte, diminuindo os custos para a União.

5.4.3. IMPACTO SOBRE O MERCADO: CONCORRÊNCIA E BARREIRAS À ENTRADA

O regulamento proposto não impede a criação de novas empresas que atuem nos segmentos de projeto, construção e operação de poços no Brasil.

O regulamento proposto traz equidade aos diversos agentes do mercado quando considerados o porte e o escopo de atuação destes. Para tanto, foram contempladas na proposta de regulamentação exceções que permitem o cumprimento parcial da norma para operadores do contrato que somente possuam poços exploratórios terrestres não surgentes, em campos não influenciados por injetores.

Dessa forma, percebe-se que o maior impacto para a implementação do SGIP seria nos Operadores do Contrato detentores, apenas, de campos com produção de óleo inferior a 15 m³/dia e/ou produção de gás natural inferior a 2.000 m³/dia, dispensados do atendimento do SGI, mas que apresentam poços surgentes ou realizam operações de injeção de fluidos nos reservatórios.

Ainda assim, a título de comparação dos valores envolvidos, dispõem-se, em sequência, as quantias que as empresas vencedoras comprometeram para arrematar blocos na 12^a e na 13^a Rodadas de Licitações da ANP.

Tabela 8. Resultado com as empresas vencedoras da 12^a Rodada. Fonte: <http://www.brasil-rounds-data.anp.gov.br/relatoriosbid/Empresa/VencedorasDesktop/17>.

Razão Social	Blocos Arrematados		Investimento Mínimo Previsto (R\$)	Bônus Ofertado (R\$)	Total Comprometido (R\$)
	Como operadora	Como não-operadora			
Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural	4	0	13,159,400.00	1,346,942.08	14,506,342.08
Bayar Empreendimentos e Participações Ltda.	0	7	41,560,600.00	5,008,000.00	46,568,600.00
Companhia Paranaense de Energia	0	4	23,415,600.00	3,744,000.00	27,159,600.00
Cowan Petróleo e Gás S.A.	2	8	38,981,160.00	9,349,304.60	48,330,464.60
GDF Suez Energy Latin América Participações Ltda.	0	6	4,913,400.00	1,505,825.00	6,419,225.00
Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.	2	0	8,234,600.00	1,063,865.00	9,298,465.00
Nova Petróleo S.A. - Exploração e Produção	4	3	12,245,500.00	6,947,515.00	19,193,015.00
Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	0	7	8,461,840.00	4,988,049.60	13,449,889.60
Petra Energia S.A.	7	0	41,560,600.00	5,008,000.00	46,568,600.00
Petróleo Brasileiro S.A.	43	6	272,088,700.00	120,176,207.80	392,264,907.80
Trayectoria Oil & Gas	10	0	31,099,200.00	4,810,887.00	35,910,087.00
Tucumann Engenharia e Empreendimentos Ltda.	0	4	7,805,200.00	1,248,000.00	9,053,200.00
Total de Empresas Vencedoras: 12			503,525,800.00	165,196,596.08	668,722,396.08

Tabela 9. Resultado com as empresas vencedoras da 13ª Rodada. FONTE: <http://www.brasil-rounds-data.anp.gov.br/relatoriosbid/Empresa/VencedorasDesktop/22>.

Razão Social	Blocos Arrematados		Investimento Mínimo Previsto (R\$)	Bônus Ofertado (R\$)	Total Comprometido (R\$)
	Como operadora	Como não-operadora			
Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural	4	0	3,264,300.00	463,132.80	3,727,432.80
BPMB Parnaíba S.A.	1	2	14,619,150.00	2,041,595.70	16,660,745.70
GDF Suez E&P Brasil Participações Ltda.	0	6	23,817,150.00	2,349,379.20	26,166,529.20
Geopar - Geosol Participações S.A.	0	1	2,660,850.00	135,000.00	2,795,850.00
Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.	4	0	15,037,650.00	1,308,800.00	16,346,450.00
Imetame Energia Ltda.	4	0	12,906,000.00	1,710,000.00	14,616,000.00
OP Energia Ltda.	3	0	6,241,500.00	1,808,125.75	8,049,625.75
Oil M&S Perfurações Brasil Ltda.	2	0	1,800,000.00	350,000.00	2,150,000.00
Parnaíba Gás Natural S.A.	6	0	69,020,550.00	7,314,200.00	76,334,750.00
Parnaíba Participações S.A.	0	1	2,782,350.00	615,255.30	3,397,605.30
Petrosynergy Ltda.	1	0	4,500,000.00	309,408.00	4,809,408.00
Phoenix Empreendimentos Ltda.	0	2	1,390,500.00	236,000.00	1,626,500.00
Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	2	0	36,600,000.00	100,003,699.98	136,603,699.98
Tarmar Energia e Participações Ltda.	5	0	5,737,500.00	746,000.00	6,483,500.00
Tek Óleo e Gás Ltda.	1	0	9,778,500.00	201,000.00	9,979,500.00
UTC Exploração e Produção S.A.	3	0	2,205,000.00	407,000.00	2,612,000.00
Vipetro Petróleo S.A.	1	0	3,681,000.00	1,111,000.00	4,792,000.00
Total de Empresas Vencedoras: 17			216,042,000.00	121,109,596.73	337,151,596.73

Reitera-se que estes valores referem-se ao comprometimento mínimo inicial aos quais as empresas terão que desembolsar para desempenhar suas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, sem considerar as muitas outras atividades necessárias para o desenvolvimento dos campos de petróleo.

Com relação à oferta de áreas marginais na 13^a Rodada, houve a aquisição com a oferta de bônus conforme descrito na tabela a seguir:

Tabela 10. Resultado da 13^a Rodada de áreas com acumulações marginais. Fonte: http://www.brasil-rounds.gov.br/round_13AM/portugues_R13/setores.asp .

Razão Social	Áreas Arrematadas		Bônus Ofertado (R\$)
	Como operadora	Como não-operadora	
Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural	1	0	283,000,00
Bildung Participações Ltda	1	0	211,501,00
ENGEPET - Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda.	1	0	267,750,00
EPG Brasil LTDA	1	0	2,577,700,00
Imetame Energia Ltda.	1	0	260,000,00
Newo Equipamentos Industriais Ltda - ME	1	0	251,700,00
Oeste de Canoas Petróleo e Gás LTDA.	1	0	227,300,00
Perícia Engenharia e Construção Ltda.	1	0	67,750,00
Vipetro Petróleo S.A.	1	0	101,500,00
Total de Empresas Vencedoras: 9			4,248,201,00

Frente aos resultados da rodada para áreas marginais e aos bônus de assinatura ofertados, observa-se que o valor de implementação de um sistema de gestão no ambiente terrestre, estimado em R\$ 215 mil, pode ser um montante significativo para Operadores do Contrato deste ambiente. Constatou-se que, até a classificação de operador C, tais valores podem ser diluídos dentro do patrimônio líquido mínimo da empresa.

Dessa forma, resta à análise a consideração dos impactos sobre eventuais operadores D, de modo a evitar a entrada de novos participantes em leilões da ANP. Na condição mais extrema da 13^a rodada para áreas inativas com acumulações marginais, houve uma oferta de um bônus de assinatura de quase 70 mil reais vencedora de um operador D. Assim, considerando o cenário mais severo de implementação do SGIP de forma integral, o valor de R\$ 215 mil poderia ser um limitante a entrada de novos operadores em campos de acumulações marginais que apresentem poços surgentes ou que realizam injeção de fluidos no reservatório. Para o caso dos poços não surgentes de Operadores do Contrato de campos de acumulações marginais, onde não seria obrigatório o atendimento de todos os itens do SGIP, os custos seriam muito inferiores aos supracitados pela simplicidade das operações.

Nesse sentido, verificou-se que, face ao investimento mínimo necessário para arrematar blocos exploratórios, a implementação de Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços requer montantes significativamente menores que aqueles necessários para a execução de atividades do ciclo de vida dos poços.

Entretanto, estes valores se mostram expressivos frente aos custos incorridos para aquisição de áreas com acumulações marginais. Assim, a implementação do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços pode afetar a entrada de novas empresas de menor porte, sobretudo de operadores classificados como D, pois estas necessitarão arcar com custos adicionais relativos à implantação de sistemas de gestão. Nos casos onde houver aquisição de áreas com poços surgentes ou que possuam influência de poços injetores, será mandatória a implementação de um sistema de gestão, segundo o SGIP, para que haja um comprometimento com a segurança operacional e com a proteção do meio ambiente. Portanto, espera-se que empresas de maior capital atuem neste cenário. Observa-se que, em campos terrestres que possuam poços não surgentes e/ou que operam sem injeção de fluidos nos reservatórios, o hidrocarboneto a ser produzido já constitui o primeiro conjunto solidário de barreira, tendo tratamento excepcional pelo SGIP.

Por fim, a implementação do SGIP não enseja, isoladamente, a criação de barreiras à entrada, visto que a Indústria de Petróleo faz girar grandes quantias de recursos financeiros e que os custos do SGIP, nesse sentido, são significativamente inferiores aos demais aportes das atividades de E&P.

5.4.4. CUSTOS SOCIAIS OU IMPACTOS NA SOCIEDADE

A regulamentação proposta tem impactos positivos na sociedade, pois tem como objetivo a redução da severidade e da ocorrência de incidentes envolvendo poços de petróleo e gás natural. Adicionalmente, não foram identificados custos sociais relacionados à implementação da proposta de regulamentação.

5.4.5. IMPACTOS AMBIENTAIS

O regulamento proposto, em sua prática de gestão nº 17 (Preservação Ambiental), tem o objetivo de garantir que a execução das atividades associadas ao ciclo de vida do poço ocorra de acordo com a legislação ambiental e as melhores práticas da indústria, visando prevenir e minimizar os impactos ao meio ambiente e os riscos à integridade do poço.

5.4.6. IMPACTOS CUMULATIVOS DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS

O regulamento proposto define critérios para a adequação do sistema de gestão para o gerenciamento da integridade de poços, com requisitos quanto à realização de projetos, construção, produção, intervenção e abandono de poços.

Conforme supramencionado, os impactos dessa nova proposta de resolução são avaliados sob os aspectos do ambiente em que se realizam as atividades relacionadas à gestão da integridade de poços, se subdividindo em ambientes marítimo e terrestre.

Assim, existem a Resolução ANP nº 43/2007, a Resolução ANP nº 2/2010 e a Resolução ANP nº 41/2015 que abordam, respectivamente, os procedimentos a serem adotados pelo Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Unidades Marítimas, de Instalações Terrestres e de Sistemas Submarinos. O regulamento proposto complementa as informações de tais instrumentos, sem

entrar em conflito, tornando mais específica a responsabilidade do Operador do Contrato e seus contratados perante as questões técnicas relacionadas ao ciclo de vida do poço.

Deste modo, fornece-se a tabela comparativa entre o SGIP e o Regulamento que estabelece o SGSO, para os casos marítimos onde este já está implementado:

Tabela 11. Comparativo entre o SGSO e o SGIP. Fonte: ANP.

Prática de Gestão	SGSO (Resolução ANP nº 43/2007)	SGIP
1	Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial	Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
2	Envolvimento do Pessoal	Envolvimento da Força de Trabalho
3	Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal	Gestão de Competências
4	Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos	Fatores Humanos
5	Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas	Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas
6	Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho	Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
7	Auditórias	Auditórias
8	Gestão da Informação e da Documentação	Gestão da Informação e da Documentação
9	Investigação de Incidentes	Incidentes
10	Projeto, Construção, Instalação e Desativação	Etapas do Ciclo de Vida do Poço
11	Elementos Críticos de Segurança Operacional	Elementos Críticos de Integridade de Poço
12	Identificação e Análise de Riscos	Análise de Riscos
13	Integridade Mecânica	Integridade do Poço
14	Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	Planejamento e Gerenciamento de Emergências de Controle de Poço
15	Procedimentos Operacionais	Procedimentos
16	Gerenciamento de Mudanças	Gestão de Mudanças
17	Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos em Atividades Especiais.	Preservação Ambiental

Para o caso daqueles que já se enquadram ao SGI, estabelece-se um paralelo entre a adequação a este regulamento e ao SGIP, conforme exemplificado pela tabela em sequência.

Tabela 12. Comparativo entre o SGI e o SGIP. Fonte: ANP.

SGI (Resolução ANP nº 02/2010)	SGIP
Item 6 – Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
Item 6 – Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	Envolvimento da Força de Trabalho
Item 6 – Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	Gestão de Competências

Item 12.1 Desenvolvimento do Projeto da Instalação	Fatores Humanos
Item 6 – Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas
-----	Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
-----	Auditórias
Item 7 – Informação e Documentação	Gestão da Informação e da Documentação
Item 9.7 – Investigação de Acidente	Incidentes
Itens 12 – Projeto da Instalação, 13 – Construção e Montagem da Instalação, 17 – Operação e Processo e 18 – Desativação da Instalação.	Etapas do Ciclo de Vida do Poço
Item 14 - Elementos Críticos de Segurança Operacional	Elementos Críticos de Integridade de Poço
Item 8 – Identificação e Análise de Riscos	Análise de Riscos
Itens 15 – Inspeção de Equipamentos e Tubulação e 16 – Manutenção de equipamentos e tubulações.	Integridade do Poço
Item 9 – Plano de emergência	Planejamento e Gerenciamento de Emergências de Controle de Poço
Itens 15 – Inspeção de Equipamentos e Tubulação, 16 – Manutenção de equipamentos e tubulações e 17 – Operação e Processo.	Procedimentos
Item 17.5 – Gerenciamento de Mudanças	Gestão de Mudanças
Disperso no Regulamento	Preservação Ambiental

Observa-se que as práticas de gestão propostas no SGIP não guardam correlação direta com os itens definidos no SGI. Já a comparação com o SGSO evidencia maior similaridade entre as práticas de gestão, exceto a prática de gestão nº 17 que discorre sobre preservação ambiental. Contudo, os principais elementos de um sistema de gestão estão presentes em todos estes regulamentos de segurança operacional.

A gestão da segurança operacional das atividades relacionadas à perfuração terrestre está coberta apenas pela cláusula relacionada à segurança operacional e meio ambiente constante nos contratos de concessão, cessão onerosa e partilha de produção. Esta cláusula exige a adoção das melhores práticas da indústria. Logo, atualmente as atividades realizadas em poços terrestres ocorrem em ambiente sem regulamentação específica aplicável a segurança operacional. A Resolução ANP nº 44/2009, referente à comunicação e investigação de incidentes, possibilita apenas uma ação reativa por parte da ANP. Dessa forma, foi identificada a necessidade de uma abordagem mais proativa, sendo o SGIP a proposta que vem suprir tal lacuna no ambiente terrestre.

Com a preterida revogação da Portaria ANP nº 25/2002, através da publicação do SGIP, todas as etapas do ciclo de vida do poço ficarão cobertas por um único instrumento regulatório instituído pela ANP, para ambos ambientes terrestres e marítimos brasileiros, abordando os aspectos de segurança e meio ambiente.

Por fim, cita-se a previsão do artigo 44 da Lei 9.478/1997 para que os concessionários adotem, *“em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros*

recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente” e adotem “as melhores práticas da indústria internacional do petróleo”, obedecendo “às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes”.

Com isto, nota-se que o objetivo principal do regulamento proposto é preencher a lacuna regulatória existente e promover, através das melhores práticas, a adequada segurança operacional e a proteção do meio ambiente nas atividades relacionadas ao ciclo de vida do poço.

5.4.7. RESUMO DOS CUSTOS E BENEFÍCIOS DO REGULAMENTO

Existem três benefícios principais da instituição do regulamento técnico do SGIP:

- i. Redução dos incidentes relacionados à integridade de poços.
- ii. Redução dos impactos sociais oriundos de possíveis incidentes; e
- iii. Redução dos impactos ambientais oriundos de possíveis incidentes.

Embora tenham sido feitas tentativas para quantificar os benefícios supracitados, a análise realizada foi majoritariamente de natureza qualitativa, devido à ampla gama de incertezas associadas à medição e à quantificação de questões relacionadas a impactos sociais e ambientais.

O regulamento proposto tem efeito de reduzir os impactos negativos para a sociedade em relação a:

- Acidentes graves, incluindo fatalidades; e
- Danos materiais e ambientais.

As duas principais causas de impactos sociais estão relacionadas com a perda de contenção e eventos catastróficos de liberação de hidrocarbonetos, com consequências para atividades de pesca, turismo, agricultura, habitação e para o meio ambiente.

No Brasil, os incidentes observados em poços de petróleo apresentam menor severidade quando comparados aos ocorridos no resto do mundo. Muito embora seja observada uma menor magnitude destes incidentes, a perda de integridade de poços de alta produtividade de poços do pré-sal geraria efeitos catastróficos tanto à sociedade quanto ao meio ambiente brasileiro. Neste contexto, a ANP buscou promover, através da proposta do SGIP, a adoção das melhores práticas e o constante monitoramento dos conjuntos solidários de barreiras de segurança. Portanto, prevê-se a diminuição da incidência de acidentes maiores, evitando eventuais acidentes maiores, ao se dispor de um sistema de gestão consolidado e uma fiscalização mais eficaz e contundente.

Os custos estimados para a implementação do presente regulamento depende de fatores abaixo elencados:

- Ambiente *offshore* ou *onshore*;

- Aderência do Operador do Contrato a regulamentos relacionados com gestão de segurança operacional; e
- Cultura de segurança do Operador do Contrato.

No Brasil, a existência de um Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional no arcabouço regulamentar da ANP é aplicável a partir de 2009 e 2012 para os ambientes *offshore* e *onshore*, respectivamente. Logo a presente resolução sendo a presente resolução uma continuidade do modelo de regulamentação de segurança operacional no E&P adotado pela ANP.

O custo inicial de implementação de um sistema de gestão no ambiente *offshore* foi estimado em US\$ 26,9 milhões. Para o ambiente *onshore*, foi estimado um custo de implementação do SGIP em torno de R\$ 215 mil para os Operadores de Contrato que estejam dispensados da abrangência do SGI.

Ressalta-se a característica intangível dos benefícios relacionados à preservação da vida humana e à proteção ao meio ambiente, através de um sistema de gestão da integridade de poços. Porém, os custos relativos à um acidente de dimensões catastróficas, tal como o acidente de Macondo, podem ser facilmente quantificados:

- 11 vidas perdidas;
- US\$ 40 bilhões em multas;
- Despesas da estrutura de resposta;
- Perda de um poço; e
- Perda da unidade de perfuração, avaliada em U\$S760 milhões.

5.5. Análise de Impacto da Opção 2 – Autorregulação

5.5.1. CUSTOS DE CONFORMIDADE, INCLUINDO RECURSOS, TEMPO E CUSTOS FINANCEIROS

Na opção 2 de autorregulação, parte-se da premissa que as empresas são capazes de desenvolver e implementar sistemas de gestão para integridade de poços como parte de seus procedimentos, baseados nas melhores práticas, sem a necessidade da força regulatória.

Entende-se como autorregulação o atual cenário encontrado para a gestão da integridade de poços em todo o ciclo de vida, excetuando-se o abandono (regulamentado através da Resolução ANP nº 25/2002). Logo, espera-se para esta opção, custos de conformidade menores que àqueles indicados para a Opção 1 (Instituição de um Regulamento Técnico).

Assim, os custos de conformidade na opção de "autorregulação" podem variar muito entre as empresas, dependendo da política e dos processos dentro de cada organização. Portanto, considerou-se neste estudo que os custos estimados da indústria permaneceriam inalterados, caso a ANP tomasse a decisão por prosseguir com o cenário da opção 2.

5.5.2. CUSTOS ADMINISTRATIVOS, CUSTOS POTENCIAIS E LIMITAÇÕES DE TEMPO PARA O ESTADO

A opção autorregulação acarreta na maior necessidade de ação do Estado para garantia da manutenção segura das instalações e para minimizar as interferências das atividades nos aspectos ambientais.

Acredita-se que, nesta opção 2 (autorregulação), o Estado apresente maiores custos de administração relacionados à fiscalização, à investigação de falhas e incidentes relativos às operações de poços no Brasil. Neste caso a ação do Estado pressupõe uma abordagem específica de cada agente regulado (“caso à caso”) acarretando maiores custos devido a necessidade de grande quantidade de mão de obra especializada.

5.5.3. IMPACTO SOBRE O MERCADO: CONCORRÊNCIA E BARREIRAS À ENTRADA

Através da opção da autorregulação não se identifica impacto significativo sobre a concorrência. Neste cenário, não foram identificados impedimentos para entrada de novos operadores para realização das atividades inerentes à Exploração e Produção no Brasil, uma vez que cada operador determina seus próprios requisitos de segurança, procedimentos para garantia e monitoramento do desempenho da integridade de poços.

5.5.4. CUSTOS SOCIAIS OU IMPACTOS NA SOCIEDADE

De acordo com a base de dados da ANP proveniente das atividades de fiscalização em unidades marítimas, instalações terrestres e dutos, o Brasil possui elevada proporção de fatalidades em relação ao número de incidentes comunicados. Tal estatística revela um desequilíbrio quando comparada à pirâmide de Frank Bird ideal, conforme estudo de AIR (Análise de Impacto Regulatório – NT nº 132/SSM/2015) já efetuado por esta Agência, quando da implementação do SGSS através da Resolução ANP nº 41/2015. Assim, entende-se que a capacidade de elaborar planos realistas e favoráveis para evitar acidentes, bem como dar tratamento adequado aos quase acidentes é prejudicada na opção de autorregulação.

Portanto, avaliou-se que a opção pela autorregulação possui maior potencial de geração de custos sociais, devido à maior ocorrência de incidentes e menor percepção dos riscos das atividades por parte dos operadores do contrato.

5.5.5. IMPACTOS AMBIENTAIS

O principal impacto ambiental associado à opção de autorregulação refere-se ao aumento do risco de perda da integridade dos poços, com ocorrência de possíveis vazamentos catastróficos que afetariam a vida, o meio ambiente e o patrimônio. Este aumento se deve ao fato da opção pela autorregulação não apresentar claramente requisitos para o gerenciamento dos riscos associados à operação dos poços.

5.5.6. IMPACTOS CUMULATIVOS DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS

Nenhum impacto cumulativo de opções legislativas foi identificado.

5.5.7. RESUMO DOS CUSTOS E BENEFÍCIOS DO REGULAMENTO

Parte-se da premissa que os custos relativos à abordagem da autorregulação serão compatíveis ou permanecerão inalterados em relação aos já praticados pela indústria, que já vem incorporando as melhores práticas conforme critérios próprios. Por outro lado, verificou-se que o Estado terá custos administrativos significativos na abordagem da autorregulação, para garantia de operações seguras.

Por fim, verificou-se um maior risco de ocorrência de acidentes, que podem gerar custos ambientais e sociais significativos, além daqueles relacionados à imagem da indústria de petróleo e gás natural.

Os benefícios previstos nesta opção, em grande parte dizem respeito a maior flexibilidade para a indústria escolher seus próprios métodos para garantir a segurança das etapas do ciclo de vida dos poços.

5.6. Escolha da opção

A opção pela autorregulação é frequentemente citada como uma alternativa à regulamentação. No entanto, essa opção só é eficaz caso a indústria possua cultura de segurança fortemente estabelecida e se uma elevada percentagem dos agentes atuantes seja membro de organizações privadas relevantes. É necessário ainda que existam sanções governamentais suficientes para assegurar o cumprimento das normas e códigos internacionalmente reconhecidos.

Nessa opção, a indústria tem um código de conduta voluntário, mas que pode permitir interpretações variáveis. Adicionalmente, as sanções aplicadas à indústria podem ter efeito limitado sobre a segurança pública e o meio ambiente, vindo frequentemente a se tornarem medidas meramente reativas, oriundas de incidentes já ocorridos. Portanto, este ambiente da autorregulação não seria efetivo para a garantia da prevenção de incidentes.

Para garantir operações seguras com a proteção eficaz e eficiente da vida humana e do meio ambiente, gerar ambiente regulatório transparente e com baixa insegurança jurídica, recomenda-se como mais adequada ao cenário brasileiro a adoção pela Opção 1, qual seja, a instituição do Regulamento Técnico ora proposto.

Com a adoção da opção 1, institui-se um regulamento híbrido, fundamentalmente baseado em performance, porém, possuindo alguns elementos prescritivos. Com isso, tem-se um instrumento de desempenho que permite flexibilidade considerável para a Indústria alcançar os resultados de segurança e de gestão desejados, sem que a regulamentação cause restrição ao processo de inovação tecnológica, característico do segmento de E&P.

O resultado esperado dessa ação regulatória é a geração de um ambiente de atuação proativo no âmbito da segurança operacional, por parte dos agentes regulados.



A aprovação desta proposta de regulamento assegura ao Estado um nível satisfatório de garantia de que a sociedade e o meio ambiente tenham proteção criteriosa, sem colocar obrigações excessivas aos agentes regulados.

Este regulamento vem então conferir a adequada densidade normativa frente aos incidentes de grande proporção, que ocorreram nos últimos anos devido à falta de gerenciamento da integridade de poços de petróleo e gás natural. Assim, tem-se como benefícios para a sociedade brasileira, o alavancamento das atividades de E&P pautados no gerenciamento da integridade de poços, permitindo a execução das atividades alinhadas com as melhores práticas da indústria.

6. REFERÊNCIAS PARA ELABORAÇÃO DO SGIP

Na etapa de revisão bibliográfica foram estudadas normas de referência para a elaboração do regulamento técnico do gerenciamento da integridade de poços (ou *Well Integrity Management System – WIMS*), dentre as quais, destacam-se:

- NORSO Standard D-010 rev. 04, *Well Integrity in Drilling and Well Operations*;
- IOGP Report 502, *Guidelines for implementing Well Operations Crew Resource Management training*;
- IOGP Report 501, *Crew Resource Management for Well Operations team*;
- ISO/TS 16530-2:2013(E), *Well Integrity for the Operational Phase*;
- ISO 16530-1: 2014(DIS Stage), *Well integrity - Part1: Life cycle governance; Oil and Gas UK Well integrity guidelines*;
- API Bull 97, *Well Construction Interface Document Guidelines*;
- Norwegian Oil & Gas 117, *Guidelines for Well Integrity*;
- API RP 96, *Deep water well design and construction*;
- API RP 75, *Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities*.

Além dos documentos destacados acima, as tabelas a seguir relacionam todos os códigos, as normas e os padrões relacionados à integridade de poços:

Tabela 13. Padrões Relevantes do API (American Petroleum Institute).

Padrão / Prática Recomendada	Título
API BULL E3	<i>Environmental Guidance Document: Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations</i>
API BULL 5C2	<i>Performance Properties of Casing, Tubing, and Drillpipe</i>

API TR 5C3	<i>Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing or Tubing; and Performance Properties Tables</i>
API RP 5C7	<i>Recommended Practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services</i>
API Spec 5CT	<i>Specification for Casing and Tubing</i>
API Spec 5DP	<i>Specification for Drill Pipe</i>
API Spec 6A	<i>Specification for Wellhead and Christmas</i>
API Spec 6FA	<i>Fire Test for Valves</i>
API Spec 6FB	<i>Fire Test for End Connections</i>
API Spec 6FC	<i>Specification For Fire Test For Valves With Automatic Backseats</i>
API TR 6AF	<i>Capabilities of API Flanges Under Combinations of Load</i>
API RP 7G	<i>Recommended Practice for Drill Stem Design and Operation Limits</i>
API RP 14B	<i>Design, Installation, Operation, Test, and Redress of Subsurface Safety Valve Systems</i>
API Spec 10A	<i>Specification for Cements and Materials for Well Cementing</i>
API RP 10B-3	<i>Recommended Practice on Testing of Deepwater Well Cement Formulations</i>
API RP 10B-4	<i>Recommended Practice on Preparation and Testing of Foamed Cement Slurries at Atmospheric Pressure</i>
API RP 10B-5	<i>Recommended practice on Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure</i>
API RP 10B-6	<i>Recommended Practice on Determining the Static Gel Strength of Cement Formulations</i>
API Spec 11V1	<i>Specification for Gas Lift Valves, Orifices, Reverse Flow Valve, and Dummy Valves</i>
API Spec 14A	<i>Specification for Subsurface Safety Valve Equipment</i>
API Spec 16A	<i>Drill through equipment (BOPs)</i>
API Spec 16C	<i>Choke and kill systems</i>
API Spec 16D	<i>Control systems for drilling well control equipment and diverter equipment</i>
API Spec 16RCD	<i>Drill Through Equipment Rotating Control Devices</i>
API Spec 17D	<i>Design and Operation of Subsea Production Systems – Subsea Wellhead and Tree Equipment</i>
API Spec 17L1	<i>Specification for Flexible Pipe</i>
API RP 17N	<i>Subsea Reliability and technical Risk management</i>
API Spec 17W	<i>Subsea Capping Stacks</i>
API RP 49	<i>Recommended Practice for Drilling and Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide</i>
API Std 53	<i>BOP equipment systems for drilling wells</i>
API RP 17L2	<i>Guidelines for flexible pipe ancillary equipment</i>
API RP 53	<i>Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells</i>
API RP 54	<i>Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations</i>
API RP 59	<i>Well Control Operations</i>
API RP 64	<i>Diverter Systems Equipment and Operations</i>
API RP 65	<i>Cementing Shallow Water Flow Zones in Deepwater Wells</i>
API Std 65-2	<i>Isolation Potential Flow Zones During Well Construction</i>

API RP 75	<i>Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities</i>
API RP 90-1	<i>Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells</i>
API RP 90-2	<i>Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells</i>
API RP 92U	<i>Underbalanced Drilling Operations</i>
API RP 96	<i>Deepwater well design and construction</i>

Tabela 14. Padrões Relevantes da Organização Internacional para Padronização (ISO, International Organization for Standardization).

Padrão	Título
ISO TR 10400	<i>Equations and calculations for the properties of casing, tubing, drill pipe and line pipe used as casing or tubing</i>
ISO 10405	<i>Care and use of casing and tubing</i>
ISO 10418	<i>Basic Surface process safety systems</i>
ISO 10423	<i>Wellhead and Christmas Tree Equipment</i>
ISO 10426-1	<i>Cements and materials for well cementing</i>
ISO 10426-2	<i>Testing of well cements</i>
ISO 10426-3	<i>Testing of deepwater well cement formulations</i>
ISO 10426-4	<i>Preparation and testing of foamed cement slurries at atmospheric pressure</i>
ISO 10426-5	<i>Determination of shrinkage and expansion of well cement formulations at atmospheric pressure</i>
ISO 10426-6	<i>Methods for determining the static gel strength of cement formulations</i>
ISO 40427-3	<i>Performance testing of cementing float equipment</i>
ISO 11960	<i>Casing and tubing for wells</i>
ISO 11961	<i>Steel drill pipe</i>
ISO TR 13881	<i>Classification and conformity assessment of products, processes and services</i>
ISO 13354	<i>Shallow gas diverter equipment</i>
ISO 13624-1	<i>Design, selection and operation of marine drilling riser systems</i>
ISO 13625	<i>Marine drilling riser couplings</i>
ISO 13628-1	<i>Design and operation of subsea production systems</i>
ISO 13628-2	<i>Unbonded flexible pipe systems for subsea and marine applications</i>
ISO 13628-4	<i>Subsea wellhead and tree equipment</i>
ISO 13628-5	<i>Subsea umbilicals</i>
ISO 13628-6	<i>Subsea production control systems</i>
ISO 13628-7	<i>Completion / workover riser systems</i>
ISO 13628-8	<i>Remotely operated tools and interfaces on subsea production systems</i>
ISO TR 12489	<i>Reliability modeling and calculation of safety systems</i>
ISO 13628-16	<i>Petroleum and natural industries – Design and operation of subsea production systems – Specifications for flexible pipe ancillary equipment</i>
ISO 13628-17	<i>Petroleum and natural industries – Design and operation of subsea production systems – Guidelines for flexible pipe ancillary equipment</i>

ISO 14998	<i>Completion accessories</i>
ISO 16339	<i>Well control equipment for HPHT (High Pressure High Temperature) drilling operations</i>
ISO 16530	<i>Well integrity lifecycle governance</i>
ISO TS 16530-2	<i>Well integrity in the operational phase</i>
ISO 17969	<i>Guidelines on competency for wells personnel</i>
ISO 13628-11	<i>Flexible pipe systems for subsea and marine applications</i>
ISO 13679	<i>Procedures for testing of casing and tubing connections</i>
ISO 13680	<i>CRA casing and tubing</i>
ISO 14224	<i>Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment</i>
ISO 14310	<i>Packers and bridge plugs</i>
ISO 15156	<i>Materials for Use in H2S-contacting Environments in Oil and Gas Production</i>
ISO 20815	<i>Production assurance and reliability management</i>
ISO 23251	<i>Pressure relieving and depressurising systems</i>
ISO 28300	<i>Venting of atmospheric and low-pressure storage tanks</i>
ISO 28781	<i>Subsurface barrier valves and related equipment</i>
ISO 13702	<i>Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations</i>
ISO 15544	<i>Requirements and guidelines for emergency response</i>
ISO 17776	<i>Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment</i>

Tabela 15. Padrões Relevantes da Associação dos Operadores Offshore do Reino Unido (Oil and Gas UK).

Título
<i>Guidelines for qualification of materials for the suspension and abandonment of wells</i>
<i>Guidelines for the suspension and abandonment of wells</i>
<i>Guidelines on well abandonment cost estimation</i>
<i>UK North Sea Well Abandonment Study</i>
<i>Guidelines on competency for wells personnel</i>
<i>Guidelines for well-operators on competency of well examination</i>
<i>Guidelines for well-operators on well examination</i>
<i>Well integrity guidelines</i>
<i>Guidelines on subsea BOP systems 20 July 2012</i>
<i>Guidelines on relief well planning</i>

Tabela 16. Padrões Relevantes da Organização para Padronização do Offshore Norueguês (Norsk Sokkels Konkuranseposisjon, NORSO).

Padrão	Título
D-001	<i>Drilling facilities</i>



D-002	<i>System requirements well intervention equipment</i>
D-SR-007	<i>Well testing system</i>
D-010	<i>Well integrity in drilling and well operations</i>
S-002	<i>Working environment</i>
S-003	<i>Environmental Care</i>
Z-008-11	<i>Risk based maintenance and consequence classification</i>
Z-013-10	<i>Risk and emergency preparedness assessment</i>
Z-007	<i>Mechanical Completion and Commissioning</i>

A opção por instituir o Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP) para os Operadores do Contrato seguiu a mesma filosofia regulatória já adotada pela Resolução ANP nº 43/2007 (Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural - SGSO).

Tanto o SGSO quanto o SGIP estabelecem um sistema de gestão derivado de normatizações internacionais de referência, como as que são descritas pela ISO, API e pelas normas norueguesas e britânicas.

7. ELABORAÇÃO DO SGIP

O regulamento técnico Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) proposto reflete as melhores práticas de segurança operacional na gestão de integridade de poços. Este regulamento descreve os requisitos e diretrizes que deverão ser atendidos pelos agentes regulados, com contrato com a ANP, durante a condução das atividades em poços. Ademais, o SGIP permite que a ANP tenha os instrumentos necessários ao controle e à fiscalização das condições de gerenciamento da integridade ao longo de todo o ciclo de vida dos poços, a saber: (i) projeto; (ii) construção; (iii) produção; (iv) intervenção; e (v) abandono. Resumidamente, pode-se afirmar que o objetivo do SGIP é normatizar a adoção das melhores práticas da indústria, tornando-as juridicamente exigíveis pela ANP.

7.1. Revogação da Portaria ANP nº25/2002

A proposta de regulamentação do SGIP pretende revogar a Portaria ANP nº 25/2002, que trata de abandono de poços e que se encontra tecnicamente defasada em relação às melhores práticas da indústria.

Neste tocante, assinalam-se atividades notáveis já praticadas pelos Operadores do Contrato, no Brasil e no mundo, porém descobertas de normativo vigente. Nestes casos, destacam-se: (i) a realização de abandonos de poços através da técnica *thru-tubing* (realizado pelo interior da coluna de produção) e (ii) o abandono temporário de poços fechados pela árvore de natal sem monitoramento. Ademais, a Portaria ANP nº 25/2002 prescreve questões de comprimento e distância para posicionamento dos

tampões de cimento, sem necessariamente repercutir o estabelecimento de conjuntos solidários de barreiras (CSB).

Assim, a confecção de regulamento técnico com ênfase na integridade de poços imprime as providências necessárias para que as diversas práticas relacionadas ao abandono de poços sejam executadas com segurança.

Reforça-se que a Agência estipula os objetivos que devem ser alcançados e que as especificidades técnicas para a consecução destas metas se pautam pelas melhores práticas internacionais, e que estas estão em constante revisão a partir dos resultados das operações cada vez mais exigentes ao redor do mundo.

A abordagem do SGIP vai ao encontro do preconizado na Indústria, isto é, o risco é inerente à atividade e este deve ser avaliado e gerido pelos Operadores de Contrato que devem, assim, adotar as medidas de mitigação e controle específicas para cada caso. O SGIP também apresenta outro aprimoramento em relação ao regulamento anterior, no que se refere à flexibilidade quanto à inovação tecnológica, ou seja, permite que novos materiais e equipamentos sirvam como elementos de barreira.

O balizamento por parte da Agência neste sentido é de que as diversas empresas não construam passivo com risco crescente ao longo do tempo, em que não se há a segurança de que as barreiras do poço estão íntegras, sobretudo em uma situação de devolução destes para a União.

Com isso, este regulamento técnico promove atualização do conteúdo do dispositivo a ser revogado, para um alinhamento com as melhores práticas da indústria, favorecendo que as atividades executadas para o abandono de um poço sejam planejadas desde as primeiras etapas do ciclo de vida.

7.2. Inclusão de Prática de Preservação Ambiental

O estabelecimento de uma prática de gestão específica associada à preservação ambiental resulta, em boa parcela, das observações reais das atividades de fiscalização realizadas pela ANP. De forma costumeira, especialmente nas fiscalizações de áreas terrestres, são verificadas questões associadas à inapropriada gestão das locações, tais como: ocorrência de processos erosivos, inadequação de sistemas de drenagem, inexistência de projetos de locação que contemplem a adequada previsão de instalações, equipamentos e utilidades na locação.

Tais aspectos, em maior ou menor grau, foram considerados como contribuintes para a eventual redução da integridade dos poços e, por consequência, do aumento da potencialidade de ocorrência de impactos ambientais.

A prática de gestão de preservação ambiental vem suprir a ausência de um conjunto específico de regras que também permite a compreensão por parte dos concessionários de que, ao executar o adequado gerenciamento da integridade de poços, se estabelece um canal direto para que sejam minimizados os impactos ao meio ambiente.

Por fim, no âmbito das regulamentações já estabelecidas pela ANP, sempre houve grande

dificuldade de enquadramento das não conformidades com foco em meio ambiente observadas em campo. Ademais, no âmbito da Resolução ANP N° 02/2010, referente ao SGI, as instalações terrestres de perfuração não são abrangidas pelo regulamento.

7.3. Desenvolvimento do Regulamento: modelo de participação colaborativa

As minutas do regulamento e da resolução foram discutidas em diversas reuniões internas na ANP, primeiramente no âmbito da Coordenação de Perfuração (CPERF) da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), e depois com o restante das Coordenações da SSM. Um dos destaques desse processo de interação foi o desenvolvimento da 17^a prática de gestão, denominada Preservação Ambiental.

Posteriormente, as minutas foram enviadas para recebimento de comentários por parte das Superintendências de Desenvolvimento e Produção (SDP), Exploração (SEP) e Dados Técnicos (SDT).

Durante o processo de elaboração da minuta do SGIP, foram realizadas diversas reuniões/Workshop com o IBP, ABPIP e o IADC para receber oportunidades de melhoria ao regulamento proposto. Diversas trocas de opiniões técnicas foram efetivadas com diversas entidades, como a Abespetro, Abrisco, entidades classificadoras e universidades.

7.4. Eventos, Cursos e Visitas Técnicas

A fim de se obter uma capacitação técnica adequada para elaboração da minuta do SGIP, servidores da SSM participaram, durante os últimos anos, de diversos cursos e eventos reconhecidos internacionalmente.

Essas conferências/cursos proporcionaram um importante intercâmbio de experiências com diversos especialistas do mercado internacional, proporcionando o aumento de conhecimento sobre as melhores práticas internacionais do setor.

Esse conhecimento subsidiou os servidores com uma maior capacitação técnica para preparar o Regulamento do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços e auxiliar as futuras atividades de fiscalização desse regulamento.

7.5. Auditorias Piloto

Como etapa final do desenvolvimento do presente regulamento técnico, foram realizadas 07 (sete) auditorias pilotos, para verificação da adequação da resolução, do regulamento técnico e para coleta de dados que subsidiassem a elaboração do estudo de impacto regulatório.

Para tanto, foram escolhido agentes regulados de perfis econômicos distintos, atuantes nos ambientes marítimo e terrestre, a fim de verificar a abrangência do regulamento proposto. Adicionalmente, foram escolhidas condições operacionais de poços que se enquadrassem na exceção prevista na minuta do SGIP, a saber: poço não surgente sem influência de poços injetores.



Portanto, para realização das auditorias piloto foram selecionados: (i) operador nacional de grande porte atuante no ambiente marítimo; (ii) operador estrangeiro de grande porte atuante no ambiente marítimo; (iii) operador de grande porte atuante no ambiente marítimo terrestre; (iv) operador de menor porte atuante no ambiente terrestre; (v) operador de área inativa de acumulação marginal.

As auditorias-piloto transcorreram de forma satisfatória, tendo contribuído para a melhoria do escopo da minuta do Regulamento Técnico, sobretudo para avaliação do regime de exceção ao SGIP, calibração do período de adequação à regulamentação e fornecimento de dados para elaboração do estudo de impacto regulatório.

8. ESTRUTURA DO REGULAMENTO PROPOSTO

A minuta da Resolução do SGIP foi elaborada de forma coerente com as outras resoluções de segurança operacional desta Agência, tendo por base, a Resolução ANP nº 43/2007. Assim, o SGIP adota uma estrutura robusta, com práticas de gestão que se complementam.

Como resultado, o SGIP manteve-se voltado para o gerenciamento de riscos, exigindo que os operadores executem as atividades dentro das melhores práticas da indústria de petróleo e gás, com gestão baseada no desempenho e na melhoria contínua.

O Operador do Contrato é responsável por avaliar permanentemente suas atividades e por manter o nível de risco de suas operações o mais baixo quanto exequível (ALARP). Porém, ressalta-se que é conferida autonomia decisória aos operadores dos contratos dentro das melhores práticas da indústria.

Observa-se que o regulamento enfatiza a necessidade de elaboração, documentação e implementação de todos os processos, procedimentos e etapas do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços.

Apesar de os regulamentos existentes deixarem implícitas essas três etapas, percebeu-se a necessidade de mencionar tal responsabilidade, de forma que o sistema de gerenciamento seja mais facilmente auditável e que, ao aperfeiçoar a organização do sistema como um todo, possibilite seu melhor funcionamento.

Em linhas gerais, a principal exigência a ser imposta pelo SGIP aos Operadores do Contrato é a implementação de um sistema de gestão similar aos já exigidos pela ANP, porém contemplando características específicas do gerenciamento da integridade de poços. Estas especificidades possuem os seguintes objetivos:

- Consolidação da cultura de segurança;
- Garantir o comprometimento dos Operadores de Contratos com a melhoria contínua do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços;

- Promover o envolvimento, a conscientização e a participação da força de trabalho na aplicação do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços;
- Garantir que a força de trabalho seja competente e que exerça suas funções de maneira segura;
- Promover um ambiente de trabalho adequado e que considere os fatores humanos durante todo o ciclo de vida do poço;
- Minimizar a possibilidade de ocorrência de incidentes;
- Projetar, construir, produzir, intervir e abandonar poços em conformidade com a legislação e com as melhores práticas da indústria;
- Identificar e gerenciar os elementos críticos da integridade de poço;
- Manter os riscos em níveis toleráveis ao longo de todo ciclo de vida do poço;
- Estabelecer os requisitos mínimos para o gerenciamento de integridade de poços;
- Implementar a correta utilização de procedimentos operacionais, manuais e normas;
- Desenvolver plano de emergência para controle do poço;
- Realizar auditorias para garantir que o Operador do Contrato e seus contratados estejam em conformidade com o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços;
- Garantir a preservação do meio ambiente;
- Garantir o controle adequado dos documentos relacionados à integridade dos poços; e
- Atender às exigências legais e normativas.

Desta forma, o SGIP foi estruturado em 17 Práticas de Gestão, detalhadas a seguir.

8.1. Prática de Gestão nº 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial

Nesta prática, o regulamento traz como obrigação o estabelecimento de valores e políticas relacionadas à gestão de integridade de poço, através da implementação de estrutura organizacional para realização das atividades em poços pelos Operadores de Contrato.

A estrutura organizacional deve prever metas e planos para o alcance do desempenho necessário para o Gerenciamento de Integridade de Poços, além dos recursos necessários para a implementação e funcionamento do SGIP.

Ressalta-se ainda que esta prática exige do Operador do Contrato o atendimento da conformidade legal relativa às atividades realizadas ao longo do ciclo de vida do poço.

8.2. Prática de Gestão nº 2: Envolvimento da Força de Trabalho

A Prática 2 trata do envolvimento da força de trabalho e das condições que garantam que esta participe no desenvolvimento, implementação e revisão periódica do gerenciamento da integridade de poços.



Assim, esta prática define que devem ser promovidas atividades de conscientização da força de trabalho relacionadas à identificação de problemas e situações inseguras decorrentes da perda de integridade de poços.

8.3. Prática de Gestão nº 3: Gestão de Competências

A prática 3 trata da gestão de competência da força de trabalho com o objetivo que esta realize suas atribuições e responsabilidades de forma segura dentro do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços.

Esta prática do SGIP, apesar de ser similar à descrita no SGSO, apresenta uma evolução de seu escopo ao apresentar aspectos mais abrangentes relacionados com a Gestão de Competências, que coaduna com os esforços de outros reguladores (International Regulators Forum - IRF) e organismos internacionais IADC (International Association of Drilling Contractors), IOGP (International Association of Oil & Gas Producers), principalmente após os incidentes de Macondo (EUA) e Montara (Austrália).

Assim, a redação desta prática permite que a ação de fiscalização do regulador evidencie a eficácia e a competência da força de trabalho em garantir o controle a integridade durante todas as etapas do ciclo de vida do poço.

8.4. Prática de Gestão nº 4: Fatores Humanos

A indústria de petróleo e gás, em determinados aspectos, apresenta um nível de automação que exige a considerável atuação do ser humano na interface dos seus processos. Dessa forma, esta prática reflete a consciência do regulador de que o aspecto “Fator Humano” é de vital importância para a gestão de integridade de poços.

Ou seja, esta prática estabelece que o Operador do Contrato deve desenvolver e implementar metodologias para avaliação dos fatores humanos durante a execução das atividades relacionadas ao ciclo de vida do poço. Para isso, são necessárias à implementação de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente.

8.5. Prática de Gestão nº 5: Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas

Esta prática tem como objetivo que as atividades realizadas pelas empresas contratadas não acarretem riscos adicionais às atividades relacionadas à gestão de integridade de poços, uma vez que as atividades de poço envolvem quantidade significante de diferentes empresas atuantes sob responsabilidade do Operador do Contrato.

Deste modo, a implementação de critérios para seleção e avaliação periódica de desempenho das contratadas reflete prática já praticada pela indústria, sobretudo no ambiente marítimo.

A prática estabelece que deve ser criado um documento para alinhar e coordenar procedimentos, normas, manuais, equipamentos e materiais das diferentes empresas envolvidas no gerenciamento da integridade de poços.

8.6. Prática de Gestão nº 6: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho

Esta prática estabelece ao Operador do Contrato a adoção de indicadores de desempenho e metas que permitam avaliar a evolução e melhoria contínua do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços, permitindo a adoção de ações corretivas e preventivas quando do diagnóstico de desempenho considerado insuficiente.

8.7. Prática de Gestão nº 7: Auditorias

Esta prática estabelece que o Operador do Contrato realize auditorias para avaliação da conformidade do seu sistema de gerenciamento em relação ao SGIP. Essas auditorias devem ser igualmente realizadas nas empresas contratadas que possuam atividades relacionadas ao Gerenciamento da Integridade de Poços.

Esta prática define as etapas minimamente necessárias para o planejamento, elaboração e execução das auditorias, com a geração de relatórios que identifiquem a aderência ao SGIP e às melhores práticas da indústria, apontando o correto tratamento das não conformidades e observações evidenciadas. Os resultados da auditoria devem ser avaliados pelo Operador do Contrato de forma a verificar a abrangência para todos os ativos, poços e contratados.

8.8. Prática de Gestão nº 8: Gestão da Informação e da Documentação

Esta prática tem por objetivo estabelecer os requisitos mínimos necessários para o adequado controle da documentação relativa ao gerenciamento de integridade de poços.

Desta forma, a prática 8 (oito) define que o Operador da Contrato estabeleça o controle da informação e da documentação relativa ao Gerenciamento da Integridade de Poços com o adequado acesso pela força de trabalho às informações necessárias para o desempenho de suas funções.

Por fim, a prática 8 (oito) define as informações mínimas que devem compor a documentação de entrega do poço (*well handover*).

8.9. Prática de Gestão nº 9: Incidentes

O SGIP tem como premissa básica a atuação de forma preventiva para evitar a ocorrência de incidentes.

Esta prática define que os incidentes devem ser registrados, com o objetivo de se realizar uma análise de tendência, ou seja, toda e qualquer falha de um elemento de CSB (Conjunto Solidário de Barreiras) deve ser considerada como um incidente, devendo ser registrado e gerido.



Ademais, essa prática tem o propósito de estabelecer os requisitos mínimos que devem ser considerados para a condução da investigação de incidentes relacionados à integridade de poços, determinando os fatores causais e as causas raíz e a implementação das ações corretivas, preventivas, análise de abrangência e emissão de alertas para evitar recorrências.

8.10. Prática de Gestão nº 10: Etapas do Ciclo de Vida do Poço

A prática de gestão 10 (dez) descreve os requisitos mínimos a serem observados durante as etapas do ciclo de vida de um poço, a saber: (i) projeto; (ii) construção; (iii) produção; (iv) intervenção; e (v) abandono. Ao final de cada etapa, a documentação de entrega do poço deve ser elaborada, atualizada e passada para o responsável pela próxima etapa do ciclo de vida do poço.

O item 10.1 aborda a etapa de desenvolvimento dos projetos e/ou programas do poço relacionados à perfuração, completação, avaliação da formação e abandonos temporários ou definitivos.

O Operador do Contrato deve dispor de manual, procedimento ou norma que descreva as premissas para o desenvolvimento de um projeto de poço, de forma a garantir a aderência aos requisitos legais e às melhores práticas da indústria. Esta etapa é considerada relevante, pois, deve ser avaliada a adequação do poço à todas as demais etapas do seu ciclo de vida.

O poço deve ser projetado de forma que permita o seu controle, em casos de *kick* ou *blowout*, seu abandono e que sejam minimizados os impactos aos seres humanos e ao meio ambiente. Neste contexto, destaca-se a importância do isolamento dos aquíferos atravessados durante a construção do poço.

O item 10.2, aborda a etapa de construção do ciclo de vida do poço. Esta compreende a execução do projeto do poço, através do programa estabelecido, com as garantias necessárias para que o mesmo esteja aderente aos requisitos legais e às melhores práticas da indústria.

Ressalta-se ainda no item 10.2 a importância do monitoramento e avaliação contínua dos parâmetros operacionais estabelecidos, onde requisitos adicionais são exigidos para os casos de poços críticos marítimos e terrestres.

O item 10.3, trata-se da etapa de produção do ciclo de vida do poço. Esta compreende as atividades relacionadas à exploração de óleo e gás natural. Nessa etapa, os elementos dos CSB estabelecidos devem ser monitorados e gerenciados conforme os requisitos legais e as melhores práticas da indústria. Destaca-se nesta etapa a necessidade de gerenciamento das pressões dos anulares.

O item 10.4 refere-se à etapa de intervenção do ciclo de vida do poço. Esta compreende a atividade de reentrada no poço para realização de operações específicas, após a etapa de construção. A intervenção do poço deve estar aderente aos requisitos legais, às melhores práticas da indústria e ao programa ou procedimento estabelecidos.

O item 10.5 refere-se à etapa de abandono do ciclo de vida do poço. Esta comprehende o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) para realização dos abandonos temporários ou permanentes de poços, visando à integridade atual e futura do poço. Este item do regulamento do SGIP promoverá a revogação da Portaria ANP nº 25/2002 que se encontra, tecnicamente, obsoleta.

Desta forma, o item 10.5 do normativo retira grande parte do caráter prescritivo da resolução anterior, ao passo que estabelece como meta de desempenho o isolamento dos diversos intervalos permeáveis através de um número adequado de conjuntos solidários de barreiras.

Em relação ao abandono temporário, para os casos onde não haja monitoramento, há a definição de um prazo máximo de três anos, não prorrogáveis, para que o Operador do Contrato retorne ao poço.

Entretanto, a motivação do regulamento em evitar a degradação dos elementos de barreiras temporárias estabelecidas nos poços, afeta um Operador do Contrato específico que dispõe de passivo no que tange ao monitoramento de poços na condição de abandono temporário. Porém, uma mitigação relativa a este caso é a existência de diversos poços em *status* de abandono temporário que possuem barreiras consideradas permanentes. Outra mitigação é o estabelecimento pelo SGIP de prazo para que os Operadores do Contrato se adequem a este regulamento.

8.11. Prática de Gestão nº 11: Elementos Críticos de Integridade de Poço

É demandado que durante todas as etapas do ciclo de vida existam, no mínimo, 02 (dois) CSB independentes (Primário e Secundário), devidamente selecionados, instalados, verificados e aprovados, em aderência com procedimentos, critérios de aceitação e às melhores práticas da indústria.

Destaca-se que medidas de contingenciamento devem ser demandadas quando não for possível compor 02 (dois) CSB ou quando houver compartilhamento de elementos de barreira entre os CSB.

Esta prática define que são considerados elementos críticos de integridade de poços os equipamentos, sistemas e procedimentos responsáveis pela ativação e pela integridade dos elementos do CSB, monitoramento das condições do poço, assim como o sistema *diverter*.

A prática 11 do regulamento define ainda que a DHSV/DSSS (válvula de segurança subsuperfície) deve ser instalada em poços surgentes para a etapa de produção.

8.12. Prática de Gestão nº 12: Análise de Riscos

Esta prática visa à identificação dos perigos e a mitigação dos riscos de forma a mantê-los dentro dos limites de segurança aceitáveis ao longo de cada etapa do ciclo de vida do poço.

O Operador do Contrato deve dispor de procedimento para descrever como serão geridos os riscos relativos à gestão da integridade dos poços ao longo de todo o ciclo de vida.

Um relatório de análise de riscos deve ser emitido por uma equipe multidisciplinar e as recomendações, medidas de controle e medidas mitigadoras implementadas previamente a realização das

atividades. A força de trabalho deve ser informada dos riscos das atividades e as medidas de controle, medidas mitigadoras e recomendações implementadas para controle dos riscos. Por fim, são estabelecidos requisitos mínimos para a revisão das análises de riscos.

8.13. Prática de Gestão nº 13: Gerenciamento da Integridade

Esta prática trata do Gerenciamento da Integridade de Poço durante todo seu ciclo de vida, a partir da implementação de critérios de aceitação, planos e procedimentos de inspeção, verificação, manutenção e monitoramento da integridade dos poços, em aderência com as melhores práticas da indústria.

Desta forma, as disposições desta prática enfatizam que os CSB devem estar funcionais a todo o tempo e adequados e disponíveis ao uso. Portanto, as falhas detectadas no poço devem ser geridas, ou através de procedimento de gestão de mudança ou através da gestão da falha.

8.14. Prática de Gestão nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Emergências de Controle de Poço

Esta prática visa à proteção da vida humana, do meio ambiente, do patrimônio e ao atendimento às exigências legais em caso de ocorrência de eventos de emergência de controle de poço.

O Operador do Contrato deve estabelecer, documentar e implementar um plano de resposta à emergência para controle de poço. Ressalta-se que sistemas de capeamento e contenção devem ser alocados no plano de resposta à emergência dos poços passíveis de sua utilização.

É demandada a realização de simulados do plano de resposta à emergência de controle de poços, bem como, os simulados de fechamento de poço nas etapas do ciclo de vida de construção e intervenção.

8.15. Prática de Gestão nº 15: Procedimentos

Esse item do regulamento determina que todas as atividades relacionadas ao Gerenciamento da Integridade de Poços sejam cobertas por procedimentos alinhados aos requisitos legais e às boas práticas da indústria. Não obstante, a força de trabalho pertinente deve estar devidamente treinada em relação aos procedimentos definidos, com a definição de mecanismos para avaliação da conformidade a estes.

Essa prática determina que os Operadores dos Contratos desenvolvam metodologias que definam critérios de criticidade de poços e as respectivas medidas de controle adicionais a serem estabelecidas nestes casos.

Como algumas atividades relacionadas ao ciclo de vida do poço envolvem a atuação de empresas contratadas para realização de tarefas específicas, o regulamento estabelece que a gestão das operações conjuntas deva ser feita pelo Operador do Contrato.

8.16. Prática de Gestão nº 16: Gestão de Mudanças

Esse item do regulamento determina que mudanças permanentes ou temporárias relacionadas à integridade de poço sejam devidamente avaliadas e gerenciadas.

Deve ser implementado procedimento de gestão de mudanças aplicável ao Gerenciamento da Integridade de Poços, de modo que os riscos advindos dessa alteração permaneçam em níveis aceitáveis. Quaisquer mudanças nas etapas do ciclo de vida do poço não devem comprometer o atendimento à esse regulamento e às melhores práticas da indústria.

Consequente a isto, devem ser implementados Planos de Ação para a execução das mudanças, bem como das recomendações, medidas de controle e medidas mitigadoras oriundas de Análise de Risco.

8.17. Prática de Gestão nº 17: Preservação Ambiental

A elaboração dessa prática de gestão tem como objetivo prevenir e minimizar os impactos ao meio ambiente e os riscos à integridade durante as atividades realizadas em todo o ciclo de vida do poço. Para tanto, esta prática define as obrigações do Operador do Contrato quanto à gestão da locação do poço, gestão de materiais, equipamentos, produtos e resíduos e licenças ambientais.

9. IMPLEMENTAÇÃO E MONITORAMENTO DO SGIP

A presente proposta de resolução se aplica a todos os poços terrestres e marítimos relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Contudo, o regulamento do SGIP exclui sua aplicação a dutos e umbilicais, já abrangidos pela Resolução nº 41/2015.

As exceções ao SGIP foram ajustadas com base na Análise de Impacto Regulatório (AIR) e nos resultados obtidos através das auditorias piloto supramencionadas na presente nota técnica. Com isso, o Operador do Contrato que detenha somente poços exploratórios terrestres não surgentes em campos não influenciados por poços injetores, não precisará aplicar o SGIP por completo. Nesses casos, o Operador do Contrato irá atender apenas aos seguintes requisitos:

- Capítulo 1, Disposições Gerais;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 1;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 8;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 10;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 11;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 12;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 13;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 14, exceto 14.2.3, 14.2.5, 14.2.6.1;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 15; e
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 17.

9.1. Período de adequação ao regulamento

A proposta de regulamentação apresentada através do SGIP, estabelece períodos distintos de adequação para os ambientes *offshore* e *onshore*. Tal diferenciação se faz necessária devido ao nível de aderência dos Operadores de Contrato à sistemas de gestão, principalmente em relação ao ambiente *onshore* para o qual não há um regulamento específico para as atividades de perfuração de poços. Em relação ao prazo para a etapa de abandono do ciclo de vida de poços, foi estabelecido período de adequação, improrrogável, de apenas 6 (seis) meses tanto para o ambiente terrestre quanto marítimo. Dessa forma estão previstos os seguintes prazos de adequação para o SGIP:

Tabela 17. Período de adequação proposto para o SGIP.

Ambiente	Período de Adequação ao SGIP*
<i>Offshore</i>	2 anos
<i>Onshore</i>	3 anos

* exceto para a etapa de abandono do ciclo de vida de poços.

Tabela 18. Período de adequação para o abandono de poços segundo o SGIP.

Ambiente	Período de Adequação ao SGIP para o abandono de poços
<i>Offshore e Onshore</i>	6 meses

O Operador do Contrato poderá solicitar à ANP, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias do término dos prazos estabelecidos nas Tabelas 17 e 18, desde que o faça mediante fundamentação idônea que demonstre a ocorrência de situação de caráter excepcional.

O desempenho da proposta deste regulamento será permanentemente acompanhado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ao abrigo da Lei nº 9.478/1997, através da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) e Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), através da fiscalização e monitoramento da indústria, durante todo o período que o regulamento estiver em vigor.

9.2. Dados de Segurança de Poços (DSP)

Em paralelo a elaboração da nova regulamentação do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços, está em curso um trabalho de organização dos dados relativos à segurança de poços (DSP) enviados a Agência. O DSP terá como objetivo otimizar as informações enviadas pelos Operadores do

Contrato, permitindo melhor direcionamento das atividades de fiscalização do E&P promovidas pela Agência.

Um levantamento interno detectou que a Agência solicita aos Operadores de Contrato cerca de 20 (vinte) cargas distintas de dados relacionados a poços. Com o intuito de otimizar estas cargas já existentes, diversas superintendências (SSM, SEP, SDP e SDT) estão se reunindo para promover a reformulação destas. Uma nova resolução específica irá prover o arcabouço regulamentar para a exigência de conformidade dos dados de poços e período de envio dos mesmos.

Para o monitoramento do cumprimento do SGIP por parte dos Operadores do Contrato, a SSM está desenvolvendo uma nova carga de dados que complementará as informações relativas à segurança de poços para as etapas de produção e abandono. Esta carga será denominada Notificação de Conjunto Solidário de Barreiras (NCSB) e, através desta, será verificado a conformidade do estabelecimento de dois conjuntos solidários de barreiras.

Portanto, o DSP não se trata de uma única carga de dados, mas sim de um conjunto de informações obtidas de diversas cargas já existentes. Estes dados serão declaratórios e possibilitarão eventual intervenção da agência em caso de inadequação às normas vigentes.

Os dados referentes à criticidade serão então enviados para todos os poços e assim será desenvolvida uma nova metodologia que pondere estas informações para direcionar as ações de fiscalização.

A figura abaixo apresenta a estrutura do que serão os Dados de Segurança de Poços. O conceito envolve diversas cargas de dados que ocorrerão em momentos diferentes do ciclo de vida e possibilitarão o acompanhamento do estado dos poços em relação à segurança.

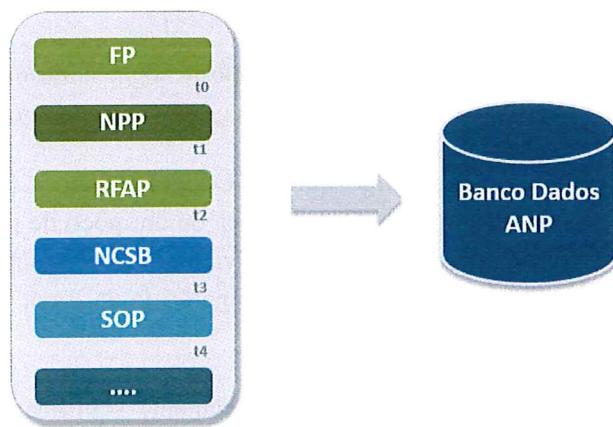


Figura 12. Carga de dados que formam os Dados de Segurança de Poço (DSP).

A implantação do DSP se dará de forma paralela, porém independente à publicação do SGIP. Enquanto o sistema para envio destas informações não estiver concluído, os dados de NCSB serão também encaminhados à ANP via planilha.

Quando todos os dados de poço estiverem sendo adequadamente carregados, será desenvolvida uma ferramenta que acessará diretamente a base de dados, na forma de somente leitura. Este sistema interpretará as informações automaticamente emitindo alertas e indicações de que operações devem ser reformuladas ou acompanhadas em ações de fiscalizações.

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente Nota Técnica teve por objetivo oferecer respostas às considerações sobre a nova regulamentação para Sistemas De Gerenciamento De Integridade De Poço.

Ao longo das seções anteriores reforçou-se a motivação pela opção regulatória que reflete as preocupações do setor sobre a necessidade de uma melhor gestão dos ativos relacionados à integridade de poços de petróleo e gás.

Também foram apresentadas as referências utilizadas na elaboração do regulamento, assim como as justificativas da inclusão dos requisitos específicos de gestão não abrangidos em outros regulamentos técnicos de segurança operacional desta Agência. Assim, a regulamentação proposta foi elaborada após estudos das referências internacionais tanto em termos de tecnologias disponíveis quanto em termos das melhores práticas da indústria.

Portanto, no seu papel de fomentar o desenvolvimento de uma cultura de segurança para o Gerenciamento da Integridade de Poços, focada na prevenção dos incidentes, gestão dos riscos, fatores humanos e melhoria contínua, a ANP adotou uma metodologia para desenvolvimento do presente regulamento que propiciou um amplo debate com diversos representantes da indústria, através de auditorias piloto, reuniões, workshop, conferências, entre outros.

Como resultado, o Regulamento Técnico proposto segue a mesma filosofia, predominantemente baseada em performance, já adotada pela a ANP para a gestão da segurança operacional no E&P.

A regulamentação proposta exige que os Operadores do Contrato garantam, entre outros requisitos, a adequada gestão das barreiras de segurança de um poço de petróleo e gás ao longo do todo seu ciclo de vida de uma forma mais ampla, que envolva tanto os elementos de um conjunto solidário de barreira como a gestão dos fatores humanos e da competência da força de trabalho, quanto a busca da melhoria contínua da segurança operacional.

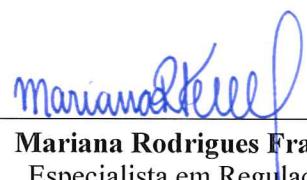
Os aspectos de incremento de custos relativamente significativos para a implementação da presente resolução e seu regulamento técnico foram identificados para os Operadores de Contrato que trabalham no regime de exclusão do SGI e que operam em campos com poços surgentes e/ou com influência de poços injetores. Neste contexto, espera-se que o período de adequação proposto e a aplicação de regimes de exceção ao regulamento sejam medidas mitigadoras aos impactos estimados.

Constata-se que a regulamentação proposta foi elaborada de forma a propiciar um ambiente de melhoria contínua da gestão da integridade de poços, em aderência com as melhores práticas da indústria, com o objetivo de preservar a vida humana, o meio ambiente e as atividades econômicas do Operador do Contrato e de terceiros.

O principal instrumento para atingir tais objetivos, é o estabelecimento de um regime regulatório baseado em desempenho que faça com que a Indústria demonstre e assegure à Agência Reguladora que os riscos de incidentes nas atividades petrolíferas encontram-se em um nível tão baixo quanto razoavelmente exequível (*as low as reasonably practicable, ALARP*).



Carlos Agenor Onofre Cabral
Especialista em Regulação
Superintendência de Segurança Operacional e
Meio Ambiente



Mariana Rodrigues França
Especialista em Regulação
Superintendência de Segurança Operacional e
Meio Ambiente

De acordo,



Marcelo Mafra Borges de Macedo
Superintendente de Segurança
Operacional e Meio Ambiente