



MEIO AMBIENTE E DESCOMISSIONAMENTO OFFSHORE: DESAFIOS PARA A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Renan Jorge Menezes Ribeiro¹

Victor Gumieri Ribeiro²

Reaproveitamento, Reutilização e Tratamento de Resíduos Sólidos e Líquidos

Resumo

O presente estudo visa apresentar os principais riscos ambientais para a água e a biota marinha quando do descomissionamento das instalações e equipamentos na fase de encerramento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural das jazidas brasileiras. Evidencia, particularmente, a desmobilização das plataformas em águas rasas marítimas *offshore* (mar) e dos sistemas *topside* e *subsea* (acima e abaixo do espelho d'água). Para isso, elenca o arcabouço jurídico regulatório em vigor para a atividade, os maiores riscos ao meio ambiente e os dados de investimentos, em subsídio aos órgãos públicos e à indústria, na gestão sustentável para os descomissionamentos. Propõe adequação normativa e ações mitigatórias ao ecossistema marinho. O Brasil, muito em breve, será o terceiro mercado mundial dessa atividade, tendo em vista, o crescente número de instalações próximas do fim de sua vida útil. O estudo conclui pela necessidade de aprimoramento do marco regulatório, aplicação das melhores práticas técnica-operacionais de engenharia e pela necessidade de maior sensibilização dos atores envolvidos, principalmente da cadeia produtiva da indústria de petróleo e gás natural. A sustentabilidade está ligada aos desenvolvimentos tecnológico e econômico sem agressão ao meio ambiente, usando os recursos naturais de maneira adequada, assim como na destinação dos rejeitos gerados. A responsabilidade socioambiental deve nortear o planejamento, a execução e a gestão corporativa na destinação e tratamento dos resíduos sólidos e líquidos da indústria petrolífera, incorporando a sustentabilidade como garantia a um meio ambiente equilibrado no presente e para o futuro.

Palavras-chave: Tratamento de resíduos; Descomissionamento; Plataformas petrolíferas.

¹Ministério de Minas e Energia – SNPGB/DEPG – Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Departamento de Política de E&P de Petróleo e Gás Natural, renan.ribeiro@mme.gov.br
²Agathos Soluções em Engenharia Ltda. - Engenheiro Civil, victorgumieri98@gmail.com



INTRODUÇÃO

O descomissionamento das instalações e equipamentos da infraestrutura utilizada quando do final da fase de produção dos campos de petróleo e gás natural no Brasil, tem sido um desafio e oportunidade de mercado no fornecimento de bens e serviços para a indústria petrolífera. Nicho de mercado em setor de alta tecnologia, de grande importância para a recuperação dos ativos das empresas e para o meio ambiente. Abriga mão-de-obra qualificada e representa uma atividade de complexa execução, principalmente em ambiente marítimo, sendo tema inédito para as melhores práticas internacionais do setor petrolífero e de recente regulação pelos órgãos de controle e fiscalização. A exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural abarca duas fases principais: a de exploração e a de produção, ambas geridas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A primeira fase, de pesquisa e viabilidade econômica, pode atingir de 6 a 10 anos até que a Declaração de Comercialidade (DC) solicitada pelo operador ou concessionária adquirente do direito de exploração, seja concedida pela ANP. A operação pode ocorrer no regime de partilha, cessão onerosa e de concessão. A segunda fase é a de produção, que dura em média 27 anos de acordo com seu contrato. Ao final, é necessária a desmobilização da infraestrutura e a recuperação da área explorada incluindo a remoção dos resíduos gerados. Portanto, essas instalações e equipamentos geram potenciais riscos ao meio ambiente. A figura 1 ilustra o fluxo de caixa, a linha do tempo e a curva de produção de um projeto-tipo de óleo e gás, com destaque para a fase do descomissionamento dos equipamentos e das instalações (Ab).

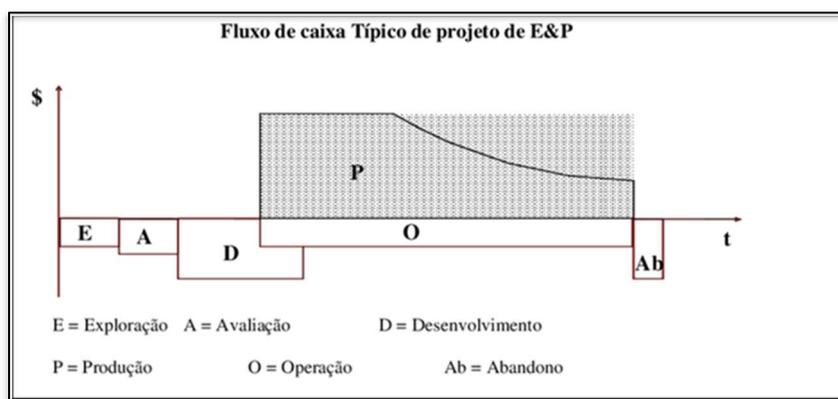


Figura 1: Fluxo de Caixa projeto E&P. Fases: E, P e Abandono (Ab). Fonte: **Pereira, A.** (2000).

Realização



O objeto desse trabalho é avaliar o descomissionamento da infraestrutura de instalações e equipamentos *offshore*, em águas rasas, em plataformas do tipo fixas ou rígidas, que serviram ou que ainda servem às operações de produção, a partir das jazidas locais no fornecimento de insumo de *comodities* de óleo à cadeia industrial. Não inclui as instalações em terra (*onshore*) e as plataformas do tipo móveis ou navios (FPSO-*Floating Production Storage and Offloading*) - Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência, por serem relativamente de mais fácil locomoção ou reaproveitadas. Não obstante, são as infraestruturas fixas em águas rasas, em maior número, hoje instaladas e próximas do término de sua vida útil, ainda em função do vencimento de prazos contratuais firmados a partir das décadas de 1980/2000, antes mesmo, do incremento de exploração em águas profundas, a partir da descoberta do Pré-Sal nas bacias sedimentares do Sudeste.

Esse estudo tem também como objetivo abordar sobre os principais riscos à biota marinha, que devem ser instrumentos de prevenção, manutenção e remoção de resíduos, por meio das atividades de desativação ou descomissionamento das infraestruturas localizadas em mar, em águas rasas e fixadas no leito marinho. Atualmente, compõe grande parte das instalações e equipamentos da logística do setor em fase final de produção, causando riscos ambientais.

METODOLOGIA

Foram elencados os principais riscos ao meio ambiente, ao fim da fase de produção e em especial às águas rasas, para a fauna e solo marinhos, quando das atividades das empresas da indústria de petróleo e gás natural. Com foco na atividade de desmobilização dos equipamentos e instalações, cujo processo é gerido e fiscalizado pela ANP enquanto órgão regulador, também, quanto ao planejamento e execução da atividade, monitoradas pelo MME e coordenadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Ainda participam o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e a Marinha do Brasil. Por meio de fontes primárias, realiza-se uma análise quantitativa dos dados e qualitativa das informações eleitas. Apresentam-se as etapas do ciclo de exploração e produção de E&P, o nível de investimento, as garantias financeiras para as ações de recuperação ao meio ambiente, ao longo do cronograma-físico e do fluxo

Realização





de caixa do projeto. O estudo, apresenta os principais equipamentos e instalações de produção de óleo, objeto de desmobilização. Incorpora o escopo jurídico regulatório, seleciona as fontes da legislação em vigor e os principais problemas ou desafios técnicos e ambientais a serem enfrentados. Propõe ações mitigatórias aos danos ambientais através do diagnóstico, aprimoramento do marco regulatório e dos procedimentos das atividades de descomissionamento.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Segundo a Resolução nº 817/2020 da ANP (2020), define-se como descomissionamento: “o conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área”. Dentre os procedimentos regulados, por essa resolução, a previsão do Programa de Descomissionamento das Instalações (PDI) conceitual e executivo, onde o contratado deve apresentar o escopo do planejamento, as informações, projeto e estudos necessários à atividade de desmobilização. A reabilitação da área, visando atingir um nível de risco tolerável durante o uso para a produção e finalmente, a recuperação ambiental, para devolver ao ambiente suas características naturais, como sua estabilidade e equilíbrio.

No Brasil existem sete tipos de plataformas entre fixas e flutuantes, três tipos de plataforma *offshore* (em mar) de águas rasas: as fixas, as rígidas a autoelevável (até 150 m de profundidade), ilustradas na Figura 2. As fixas, são adequadas para lâmina d’água de até 300 m de profundidade, apresentam funções de perfuração e produção, situadas adjacentes à costa litorânea e ancoradas por estacas rígidas no subleito marinho. Já as flutuantes, FPSO (Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência) são usadas em águas profundas (de 1.500 a 3.000 m de coluna d’água no Pré-sal e de 3.000 a 5.000 m no Pós-Sal), entre elas: TLWP, FPSO, FPSO monocoluna, semissubmersível e navio-sonda. A escolha de uma ou de outra depende das condições naturais da região. Em águas profundas só é possível operar com plataformas flutuantes, mas as mais numerosas a descomissionar são as fixas, tendo a Petrobras mais de 100 (cem) plataformas instaladas e muitas em fase final de operação (ANP,2023).

Realização



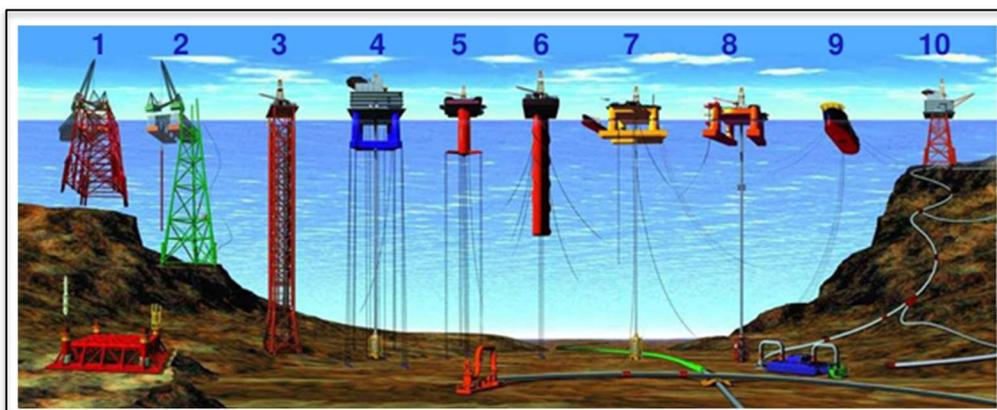


Figura 2: Tipos de plataformas: fixa Jacket (1), fixa (2), CT (3), TLP (4), Truss Spar (5), Spar Tower (6), TLWP (7), semi FPS (8), semissubmersível-7, FPSO (9), rígida (10).

Fonte: Adaptado de **Galeria NOAA Ocean Explorer**, (2008)

É crescente a preocupação mundial com o descomissionamento e a legislação sobre o tema, muito devido aos movimentos ambientais. Porém, os marcos regulatórios, mesmo em países desenvolvidos, não são completos e satisfatórios. Em 2016, no Golfo do México, havia 1.357 plataformas operando e destas, 157 já descomissionadas. Estima-se que entre 2017 e 2025 outras 206 unidades sejam desativadas. No Brasil, um número expressivo de unidades de produção estará inoperantes; somente na bacia de Campos. Das 64 unidades locadas nesta área, 15 unidades de produção estão fora de operação (OIL & GAS UK, 2017). A figura 3 ilustra uma plataforma fixa e exemplifica um tipo de descomissionamento, com a retirada *in situ*, após supressão parcial da superestrutura.



Figura 3: a) Plataforma tipo fixa em operação-*topside*, (b) Plataforma em descomissionamento.

Fonte: Adaptado de Blog **Infopetro**-Wordpress.com (2017)

Realização



Os principais equipamentos submarinos presentes na logística de captação e transporte, desde o poço até a Unidade de Processamento (Figura 4), ocorrem via sistemas de produção denominados *topside* (acima do espelho d'água), combinados com o sistema *subsea*, isto é, o conjunto de equipamentos localizados no solo marinho ou ao longo da lâmina d'água, como *manifolds*, *templates*, *risers*, árvores de “natal” e cabos de ancoragem.

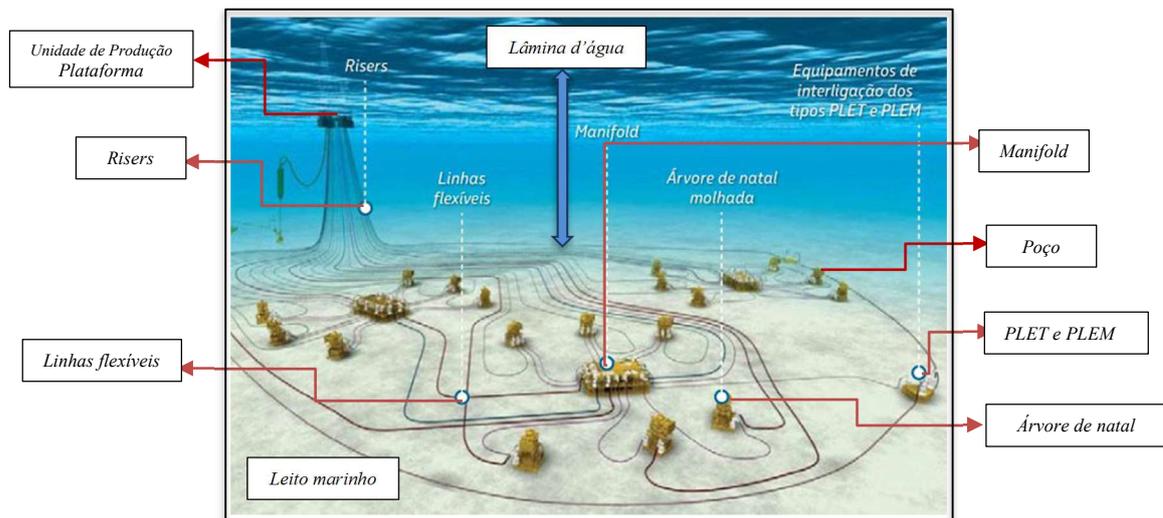


Figura 4. Principais equipamentos/instalações em água e subleito – Sistema *subsea*.
Fonte: Adaptado de **Petrobras** (2023).

Quanto ao arcabouço jurídico da regulamentação, a partir da Constituição Federal (BRASIL,1988), da Lei nº 9.478/1997 (BRASIL,1997) (Lei do Petróleo) e da Lei nº 6.938/1981 (BRASIL,1981), que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, a matéria é, sobretudo, regulamentada por normativos infraconstitucionais: instruções, resoluções e recomendações das melhores práticas internacionais.

Dentro da metodologia empregada, a Resolução ANP nº 817/2020 (ANP, 2020) trata do descomissionamento das instalações de E&P e utiliza de cinco critérios estabelecidos: segurança, ambiental, social, técnico e econômico; o uso de quantidade e duração das atividades no descomissionamento em mar e em solo, considerando as dimensões das estruturas manuseadas nos pátios de descomissionamento, transporte e uso de infraestrutura marítima, portuária e rodoviária. Entretanto, segundo Steenhagen (2020), as alternativas de descomissionamento e suas análises, apresentam subjetividade, desde a remoção total até a permanência *in loco* dos equipamentos, por não usar de métodos quantitativos de avaliação. Soma-se a isso, a aplicação de normas muito gerais pelo IBAMA

Realização



e pela Marinha do Brasil, tornando complexo o processo de elaboração e aprovação dos programas.

As recentes Resoluções nº 854/2021 e 925/2023 da ANP regulamentam as garantias financeiras a serem ofertadas pelas concessionárias, buscando garantir que em até dois anos antes do final do contrato, as empresas executem o descomissionamento. No entanto, ainda há uma defasagem entre a fase das maiores receitas do projeto e o momento ideal de incremento dos recursos destinados à atividade de desmobilização. Também restam dificuldades de base de dados históricos, à realidade local, quanto aos seus reais custos de descomissionamentos. Podem ser apresentadas garantias financeiras nas modalidades: termo, penhor de óleo e gás natural, seguro garantia, carta de crédito, garantia corporativa e fundo de provisionamento, cujos custos são aferidos por cotação, casos análogos ou certificação e atualizados anualmente.

As Resoluções nº 41/2015, 46/2016 e 43/2007 da ANP visam a segurança operacional e seu sistema de gerenciamento, respectivamente, com auditorias próprias ou de terceira parte, prevendo que a empresa continua responsável pelas atividades de monitoramento pós-descomissionamento, que são reguladas pelas autoridades ambientais. Esse monitoramento é ainda de baixa eficácia ou incipiente, salientando que os equipamentos e as instalações se encontram, parte delas, submersas ou a longa distância, necessitando de logística em bases de apoio, (helicópteros, embarcações especiais) e os órgãos de controle e fiscalização não dispõem de mão-de-obra e logística adequadas. Salvo iniciativas das próprias operadoras ou efeitos deletérios de maior monta ao ambiente, com indícios ou evidências claras, não far-se-á chegar ao conhecimento da real conjuntura.

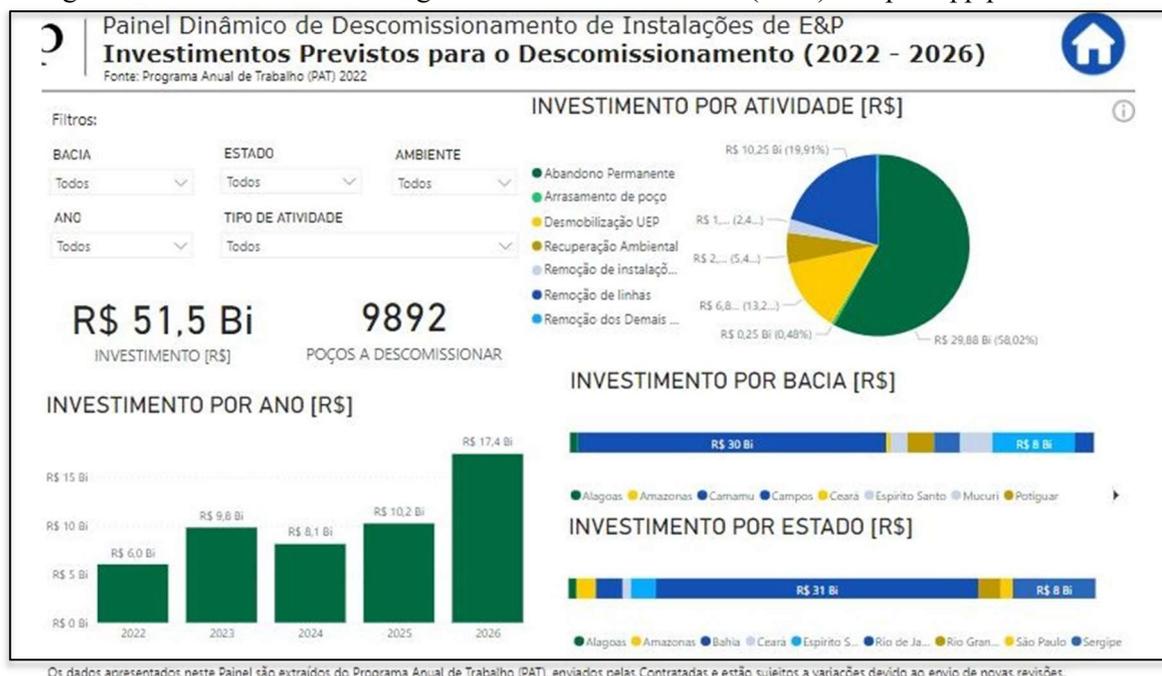
O Quadro 1 apresenta, segundo a ANP (2023), os dados de investimentos previstos até 2026, a serem realizados pela iniciativa privada na atividade de descomissionamento. São crescentes, atingindo um patamar de R\$ 51,5 bilhões de reais e 9.892 poços de petróleo e gás natural a serem descomissionados. Destes recursos, 5,4% são referentes à recuperação ambiental e 58 % em abandono permanente, com destaque para o estado do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos. Os dados corroboram com a importância do tema, frente aos atributos ambientais e operacionais diagnosticados nesse estudo, e que tem como um dos objetivos, despertar para que as empresas se tornem ecologicamente mais sustentáveis.

Realização





Quadro 1: Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P
 Diagnóstico de investimentos - região/atividade. Fonte: ANP (2023) <<https://app.powerbi.com>>



Dentre as principais ameaças ao meio ambiente, a extração do petróleo gera impactos ambientais e sociais tanto diretos quanto indiretos, positivos e negativos. São positivas as receitas com as participações especiais governamentais (PE), através do repasse de royalties, o giro com a dinâmica da economia regional e a absorção de trabalhadores, além do aumento da arrecadação tributária (TCU,2021). A Lei nº 12.734/2021, dispõe sobre a distribuição das PEs, dentre as quais os royalties, estabelecendo alíquotas tanto ao ente municipal como estadual, para além da retenção da União. Um dos critérios para a arrecadação fiscal é o alinhamento geográfico dos territórios municipais, tangentes às áreas produtoras das bacias (reservas das jazidas) ou que abriguem pontos de medição, coleta, processamento e distribuição dos insumos ou da matéria-prima explorada.

Por outro lado, são nocivos ao meio ambiente: o derramamento de petróleo por decorrência dos navios petroleiros (tipo plataforma ou em trânsito), navios dedicados a tanques de reservas ou aliviadores, vazamento nas plataformas de extração e nos oleodutos de distribuição, além de flanges e linhas do sistema *subsea* causados por falhas estruturais ou humanas, sendo de alta toxicidade e de difícil reparação ou contenção, em

Realização



especial para os animais marinhos e aves migratórias (como no acidente de Macondo, México, em 2010). Também, contaminar o solo com resíduos de petróleo, cuja inerência recalcitrante acarreta grande tempo de residência desses nos leitos. Outro risco relevante, é a fixação de espécies exógenas invasoras, como o Coral-Sol (*Tubastraea-T. coccínea*), que conseguem se adaptar e colonizar nas estruturas submersas, além da sua migração através dos cascos das embarcações de trânsito até a costa litorânea, causando desequilíbrio do ecossistema marinho local e com perda da biodiversidade. A alta volatilidade dos gases em mistura ao óleo e suas respectivas reinjeções, a queima dos gases do tipo GEE (Gases Efeito Estufa) e as altas temperaturas e pressão quando da operação, o enchimento e a rolagem da vazão do óleo visando o locupletamento na extração da jazida, fazem ampliar os riscos operacionais. Ainda que tamponados os poços inativos antes do descomissionamento, dado o volume e a escala que envolve a dinâmica das atividades, há elevados riscos. São grandes os volumes de resíduos líquidos e sólidos em curto espaço de tempo.

Como proposições de melhoria do processo e controle nas atividades de descomissionamento o estudo propõe: incentivar a otimização da reciclagem e logística reversas, o reuso dos resíduos sólidos, que são de grande monta e oriundos das estruturas desmobilizadas, de forma a atingir o menor percentual de rejeitos gerados a partir dos resíduos sólidos e seu reaproveitamento na cadeia produtiva. Visa também possibilitar a melhoria dos canais de comunicação e troca de dados ou informações entre os agentes públicos e as empresas concessionárias, operadoras responsáveis pela execução dos serviços. Objetivando melhor fiscalização e controle da atividade, tendo em vista que o Programa de Descomissionamento das Instalações (PDI) é regido pela ANP; sugere a criação de um banco de dados com plataforma acessível e transparente, dentro do gerenciamento. O Processamento de Dados (EAD) como suporte, aprimorando a Resolução CONAMA nº 398/2008 (MMA,2008) dentro do escopo de rejeitos líquidos, que hoje trata dos incidentes de poluição por óleo, em águas sob jurisdição nacional. No que tange a formas de controle externo, o Tribunal de Contas da União (TCU) recomendou ao IBAMA, por meio do Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário (TCU, 2021): incorporar a utilização de ferramentas de análise que permitam a avaliação de alternativas de descomissionamento

Realização





em um contexto de múltiplas variáveis; apresentar um plano de estruturação da área responsável pelas análises de projetos de descomissionamento de instalações para garantir, a contento, a análise dos processos relativos ao estoque de unidades de produção a serem desativadas nos anos vindouros. O TCU (2021), instruiu ainda a monitorar as recomendações, bem como a execução de matriz de competências a ser elaborada pela ANP e as ações realizadas no âmbito do Programa Coral-Sol. O Quadro 2 (ANP, 2023) ilustra o número de processos de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI), atualmente em tramitação na ANP, estando 81 aprovados, dos 104 protocolados, mormente, nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Potiguar (RN).

Quadro 2: Processos com PDI por Bacia Sedimentar. Fonte: ANP (2023)



Rente às demais proposições desse estudo estão: incluir a atividade de descomissionamento, nos fóruns de comitês dentro dos programas do MME, como o recente programa ‘Potencializa E&P’, na melhoria da aplicação das regras e práticas ambientais e no incentivo às empresas nacionais na esfera do Conteúdo Local (CL). O CL reserva parte dos recursos monetizados provenientes do setor de exploração e produção (E&P), sendo uma ferramenta de política brasileira, que visa incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural. O Programa ‘Potencializa E&P’ do MME (2023), visa desenvolver soluções, em bases sustentáveis, para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, com incentivo a tecnologias e às

Realização



empresas nacionais. Esse ensaio, sugere também, a vinculação da atividade de descomissionamento ao Plano de Emergência Individual (PEI) e ao Plano de Controle Ambiental (PCA) por parte do IBAMA. Quanto à participação da Marinha do Brasil, através da Comissão Interministerial para Recursos do Mar (CIRM), atuar junto ao grupo de Mergulhadores de Combate (MEC), na difusão da formação, socorro e diagnóstico dos procedimentos de mergulho em auxílio às atividades fiscalizadoras de monitoramento, transporte e destinação dos fluxos de resíduos e de rejeitos nos descomissionamentos.

CONCLUSÕES

O Brasil será o terceiro mercado global de descomissionamento de instalações e equipamentos destinados ao abandono de poços e plataformas, o que demandará sondas terrestres e marítimas, embarcações para o transporte de grandes cargas (*heavy-lift*) e serviços especializados. Este cenário envolverá esforços para a viabilidade ambiental, técnica e econômica, além da segurança para os trabalhadores. Todos os critérios de segurança ambiental, social e econômica devem ser considerados, de forma clara e objetiva. Quanto à regulação, o cenário enseja revisão e aprimoramento da metodologia atual pela ANP e IBAMA, objetivando simplificação, clareza e melhor controle e fiscalização, ainda em harmonia às decisões embasadas nas melhores práticas da engenharia e da indústria.

No tocante aos atributos ambientais, a indústria de E&P de petróleo e gás natural, deve dar tratamento relevante ao final da fase de produção, ou seja, o descomissionamento das instalações e equipamentos utilizados durante a vida útil no projeto. Não apenas, preventivamente, com garantias financeiras ou parâmetros normativos, mas de forma pragmática, no momento de sua execução, sobretudo, na prevenção, manutenção e recuperação da biota e da qualidade das águas marítimas. Evitando espécies exóticas invasoras, vazamentos e derramamentos de óleos, queimas ou emissões em demasia de gases (GEE), comprometimento do solo marinho, desperdícios ou abandonos de super ou infraestruturas; substancialmente, por meio da adequada destinação e tratamento dos resíduos sólidos gerados por essa atividade.

As empresas do seguimento de petróleo e gás natural devem incorporar, nas suas políticas e processos corporativos de gestão, o desenvolvimento sustentável nas atividades

Realização





de descomissionamento de instalações e equipamentos, exercendo assim, um papel socialmente responsável gerando impacto positivo nas comunidades, recuperando e preservando o meio ambiente no presente e para o futuro.

REFERÊNCIAS

ANP, (2023). **Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P**:Diagnóstico de investimentos - região/atividade. Disponível:<<https://app.powerbi.com>> Acesso em 03/06/2023.

ANP, (2023). **Processos PDI-Programa Descomissionamento Instalações por Bacia Sedimentar**. Disponível :< <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp>> Acesso 20/06/23.

ANP, (2007, 2015,2016). **Resoluções nº 43/2007**.Regulamento Técnico Sistema Gerenciamento Segurança Operacional. **Resolução nº 41/2015**. Regime Segurança Operacional Sistemas Submarinos. **Resolução nº 46/2016**. Segurança Operacional Integridade de Poços Petróleo e Gás.

ANP, (2020,2021,2023). **Resolução nº 817/2020**. Trata do descomissionamento de instalações de E&P. **Resoluções nº 854/2021 e 925/2023**.Garantias financeiras descomissionamento P&G.

BRASIL, (2012.2013). CNPE. **Resoluções do Conselho Nacional de Política Energética**: nº 3, de 18 de dezembro de 2012. nº 2, de 19 de fevereiro de 2013. Resolução CNPE nº 17/2017.

BRASIL, (1997). **Lei nº 9.478 de 06 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional. Brasília, DF. DOU Diário Oficial da União, 06 de agosto de 1997.

BRASIL, (1981). Presidência da República. **Lei 6.938 de 31 de agosto de 1981**. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 09 de agosto 1981.

BRASIL, (2021). TCU. Tribunal de Contas da União. **Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário**.

BRASIL, (2021). TCU. Tribunal de Contas da União. **Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore**; Relator Ministro Walton A. Rodrigues. – SeinfraPetroleo, 2021. 21 p. : il. Sumário Executivo.

CONAMA, (1986). Conselho Nacional do Meio Ambiente. **Resolução Conama nº 398/2008**.

NOAA, (2023).<<https://oceanexplorer.noaa.gov/explorations>> Acesso em 15 de maio de 2023.

OIL & GAS UK, (2017). <https://oilandgasuk.cld.bz/Decommissioning-Insight-2017>. Acesso 17/05/2023.

STEENHAGEN, M. M. **A regulação do descomissionamento de instalações marítimas de produção de petróleo e gás e sua relação com a viabilidade dos campos maduros no Brasil**. Rio de Janeiro: ESG, 2020. 68 f.

Realização

