

DESMANTELAMENTO DA PRODUÇÃO PETROLÍFERA: MÉTODOS DE DESCOMISSIONAMENTO E CAPTURA DE CO₂

Davi R. de Oliveira ¹

Diego V. Losekann ²

Laila F. da Costa ³

Thiago Luis Felipe Brito ⁴

Hirdan Katarina de Medeiros Costa ⁵

RESUMO

O descomissionamento de uma plataforma offshore, que consiste na desativação e desinstalação das estruturas utilizadas para exploração de petróleo, é um processo delicado e, portanto, que requer métodos bem detalhados e delineados. Este trabalho apresenta e discute os principais métodos de descomissionamento offshore, tais como: remoção completa, remoção parcial e tombamento da plataforma. Além disso, este estudo aborda o uso alternativo para plataformas offshore atuais para quando a produção de hidrocarbonetos cessar. Discutimos em detalhes a possibilidade de captura e armazenamento de carbono (CCS), que pode trazer compensações ambientais. Concluímos que o descomissionamento de instalações da indústria de exploração e produção ainda é um grande desafio, principalmente no Brasil. Por isso, é necessário estabelecer procedimentos regulatórios e critérios adequados de execução, de forma a minimizar os riscos às pessoas e ao meio ambiente. A captura e armazenamento de carbono ainda enfrentam desafios em termos de custos e tecnologia, como a separação de CO₂ e metano. No entanto, avanços recentes na pesquisa têm mostrado soluções viáveis para essas questões.

Palavras-chave: Descomissionamento, Produção offshore, Captura e Armazenamento de Carbono (CCS), Custos.

INTRODUÇÃO

A cadeia de exploração e produção de petróleo (E&P), também conhecida como *upstream*, é dividida em quatro grandes fases que são: exploração, desenvolvimento, produção e abandono (descomissionamento) (MARIANO, 2007). Esta última fase é definida como o processo de desmontagem e remoção de equipamentos que ocorre ao final desse período. Em 2019, eram cerca de 7.850 plataformas de produção de óleo e gás instaladas em mais de 53 países, 105 das quais no Brasil. Essas plataformas de produção de petróleo e gás são projetadas para servir a produção de campo por cerca de 30 anos (SILVA, 2019), mas estima-se que cerca de 6.500 plataformas de produção offshore serão descomissionadas até

¹ Graduando do Curso de Geologia da Universidade de São Paulo - SP, davi.rocha.oliveira@usp.br;

² Graduando do Curso de Direito da Universidade de São Paulo - SP, diego.losekann@usp.br;

³ Graduando do Curso de Geologia da Universidade de São Paulo - SP, laila.fc@usp.br;

⁴ Doutor pelo Programa de Energia da Universidade de São Paulo - SP, thiagobrito@usp.br;

⁵ Professora do Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo - SP, hirdan@usp.br.

2025. O custo total de descomissionamento será de aproximadamente 40 bilhões de dólares, dos quais 15 bilhões virão do Mar do Norte (SILVA, 2019).

Existem atualmente cinco opções de descomissionamento para estruturas no meio marinho: (a) remoção completa com descarte em terra; (b) remoção completa com disposição no fundo do oceano; (c) remoção parcial; (d) depósito no local; (e) deixar a estrutura no local para uso alternativo (Albuquerque, 2019). Para cada uma dessas opções, há um maior ou menor grau de impacto, variando de região para região, de acordo com as variáveis ambientais da biodiversidade local, econômicas, sociais e políticas.

Devido aos grandes danos ambientais e elevados custos associados ao descomissionamento de plataformas de petróleo, existe uma crescente demanda por técnicas alternativas no que diz respeito ao fechamento de montante. O presente trabalho visa compreender as questões técnicas ligadas ao descomissionamento de plataformas offshore e verificar a possibilidade de associar a captura de carbono a qualquer uma das etapas de descomissionamento, e possivelmente atribuir um uso alternativo às plataformas.

METODOLOGIA

A metodologia do presente artigo consiste em revisão da literatura sobre descomissionamento, que tange a pesquisa sobre a parte técnica e jurídica vinculada ao processo de descomissionamento de plataformas de petróleo offshore. Ademais, realizou-se pesquisa em plataformas digitais de divulgação científica com a finalidade de explorar modelos alternativos, inovações sobre o tema e ampliação do campo de análise, em especial a captura e armazenamento de Carbono.

REFERENCIAL TEÓRICO

O descomissionamento é um processo delicado, pois requer um método muito detalhado e delineado. Por isso, requer uma equipe multidisciplinar, envolvendo as diferentes áreas como engenharia, meio ambiente, finanças e segurança do trabalho. Além disso, depende das políticas, regulamentação e bem-estar social atuais (ALMEIDA et al., 2017).

A fase de abandono ocorre quando o poço atinge o final de sua vida útil ou quando não é considerado economicamente viável. Nessa etapa, o poço é selado com tampas de concreto e os condutores são cortados abaixo do nível do mar. O descomissionamento de

plataformas offshore é o procedimento para encerrar a operação de produção e ocorre por diversos motivos que podem estar diretamente relacionados ao esgotamento natural, esgotamento econômico ou fatores políticos. Segundo Teixeira (2013) o descomissionamento dos sistemas de produção offshore ocorre em cinco etapas:

1. Desenvolvimento, avaliação e seleção de opções de fechamento;
2. Término da produção de petróleo ou gás, tamponamento e abandono de poços;
3. Remoção de toda ou parte da estrutura offshore;
4. Descarte ou reciclagem de equipamentos removidos;
5. Monitoramento ambiental do local onde a estrutura estava localizada.

Os operadores têm diferentes opções de remoção e descarte para cada tipo de instalação offshore. A melhor opção depende principalmente da legislação pertinente, bem como de fatores como configuração e tipo de estrutura, peso, tamanho, distância da costa, consistência do solo marinho, condições climáticas, custos, complexidade na execução das operações e tecnologias disponíveis, etc. (MARTINS, 2015). A opção de deixar a estrutura offshore no local é aceita apenas em caso de uso alternativo, como, por exemplo, a transformação da plataforma em centros de pesquisa, sítios de ecoturismo, cultivo marinho, base para fontes alternativas de energia como eólica offshore, pesca esportiva local. A manutenção de algumas instalações também pode encontrar usos para a captura de carbono, conforme será descrito na próxima sessão.

Em relação aos custos, os gastos com descomissionamento ocorrem em um momento em que o projeto não gera mais receita para cobrir esses custos. Os custos de descomissionamento dependem da estratégia de desmobilização e de diversos fatores externos à estratégia dos empreendedores, como as características do projeto, os requisitos do marco regulatório e as possíveis contingências decorrentes das condições climáticas (Prado, 2015). Por esse motivo, os custos totais podem variar significativamente entre diferentes projetos, inclusive aqueles com características tecnológicas semelhantes. Existe uma vasta literatura sobre estimativa de custos de descomissionamento. No entanto, a análise dessa literatura é uma tarefa complexa, pois não há convergência nas abordagens de estimativa de custos, dificultando a comparação dos diferentes estudos (COLOMER e ALMEIDA, 2017).

De acordo com a *Climate and Pollution Agency* (ØEN et al., 2010), órgão vinculado ao Ministério do Meio Ambiente da Noruega, é comum nos processos de descomissionamento identificar diferentes tipos de resíduos, inclusive perigosos, como metais pesados, materiais radioativos e amianto, com altas concentrações de gás metano sendo

detectadas acima dos poços desativados (BOOTHROYD, 2016). As atividades de extração e produção de óleo e gás podem gerar acúmulo de materiais radioativos de ocorrência natural (*Natural Occurring Radioactive Material* - NORM), com a presença de radionuclídeos como radio-226, radio-228, Po-210 e Pb-210 (SCHENATO et al., 2013). A maior parte desse material permanece armazenada provisoriamente em instalações de produção de óleo e gás, portanto, no descomissionamento pode haver NORMs e equipamentos contaminados que precisam de descarte adequado, como aterros licenciados que atendem aos regulamentos da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEM).

Segundo Albuquerque (2019) os seguintes problemas ambientais podem ocorrer na fase de descomissionamento:

- Vazamentos de óleo podem causar manchas e ser adsorvidos por sedimentos;
- Falta de tratamento ou disposição final de cascalhos de perfuração (lubrificantes, polímeros, detergentes, radionuclídeos naturais derivados de rochas perfuradas, etc.), que normalmente são mantidos em pilhas próximas à área perfurada. Isto pode causar toxicidade ambiental e poluição térmica, em função do contato da água confinada ou do processo com o mar, causando um maior consumo de oxigênio no entorno para manter o equilíbrio térmico da área;
- Consumo de resíduos tóxicos por alguns organismos, com potencial de bioacumulação nos tecidos adiposos, podendo ter efeito tóxico no organismo e, conseqüentemente, em toda a cadeia alimentar;
- Disposição de grandes partes da estrutura ou infraestrutura de transporte;
- Presença de compostos químicos residuais e resíduos de perfuração.

Portanto, a melhor forma de minimizar ou evitar os problemas ambientais é garantir que controles rigorosos sobre os parâmetros de qualidade ambiental, em conformidade com as leis e convenções internacionais, sejam praticados ao longo da vida produtiva do empreendimento. A Organização Marítima Internacional (IMO), agência das Nações Unidas especializada em assuntos marítimos, define que as plataformas de até quatro mil toneladas e que operam em profundidades de até 55m devem ser totalmente removidas. Com o Brasil sendo signatário, a opção usual adotada é a retirada parcial da estrutura, visto que a lâmina d'água é superior a 55m as unidades pesam mais de 4 mil toneladas (COELHO, 2010).

A remoção completa da plataforma é basicamente um processo de instalação reversa. As principais operações na remoção completa são corte, içamento, carregamento e layout de

seção. A instalação pode ser dividida, dependendo do tamanho e capacidade da embarcação que irá rebocá-la. Esta opção, dependendo da localização, requer remoção a uma profundidade suficiente abaixo do fundo do mar (cerca de 5 metros), para eliminar qualquer interferência com usuários locais, como pescadores e barcos (SILVA e MAINER, 2008).

Mesmo sendo o tipo de remoção mais caro e mais agressivo ao meio ambiente, uma das principais vantagens na remoção completa é a possibilidade de recuperação do local, retornando às condições ambientais próximas às condições anteriores à instalação da plataforma (PRADO, 2015). Outra vantagem é a possibilidade de continuar a navegação na área em que ocorre, mas também há uma alta incidência de acidentes devido ao grande número de ações realizadas e às grandes dimensões e pesos das estruturas presentes. Não permite também o aparecimento de recifes artificiais, sendo necessária uma limpeza minuciosa do restante local da instalação (COELHO, 2010).

Em terra, estruturas, equipamentos e materiais desativados podem ser reformados ou adaptados para uso em outro campo de produção ou, quando viável, ser encaminhados para reciclagem ou descartados em locais licenciados (PRADO, 2015). Além disso, muitos materiais provenientes de plataformas desativadas podem ser utilizados como estruturas para a formação de recifes artificiais, que podem ser instalados fora das áreas de produção de petróleo, criando zonas produtivas de pesca. Em várias partes do mundo, as estruturas descartadas são cuidadosamente limpas e trabalhadas para serem afundadas em locais previamente avaliados seguindo os propósitos de habitats (BASTOS, 2005).

A remoção parcial é a opção em que tudo o que estiver acima da linha d'água é removido e as pilhas do fundo são mantidas. Durante este processo, o impacto na vida marinha não é tão significativo quanto a remoção total, e contribui positivamente para a criação de recifes artificiais (COELHO, 2010). A remoção parcial é recomendada pelas diretrizes da IMO e pela legislação internacional apenas para grandes estruturas. A estrutura pode ser parcialmente removida, desde que permita uma coluna d'água desobstruída, e a profundidade dependerá dos requisitos legais de cada local. As diretrizes da IMO exigem uma coluna de água livre de 55 metros para instalações localizadas acima de 75 metros.

A seção removida pode ser encaminhada para reciclagem ou descartada como lixo, podendo ser deixada próxima ao restante da estrutura. Outra opção viável é rebocar e dispor da estrutura previamente limpa, em local licenciado em águas profundas, ou pelo menos a uma distância mínima da costa mais próxima (ALBUQUERQUE, 2019). A remoção parcial pode representar benefícios econômicos e de segurança para os operadores, e deve haver

algum benefício para o ambiente marinho (especialmente em conjunto com programas de recifes artificiais). No entanto, esta opção apresenta algumas desvantagens, pois a forma mais eficiente de separar os componentes é por meio de cargas explosivas.

O descomissionamento por tombamento da estrutura é muito semelhante à remoção parcial, portanto, quando comparado à remoção total, gera menos danos à vida marinha. Além disso, devido à eliminação dos custos de transporte, também é mais barato. Inicialmente, os *topsides* são removidos e, em seguida, toda a subestrutura cai sobre o local, observando se há uma coluna de água livre para não interferir negativamente nas atividades de pesca e navegação (SILVA e MAINER, 2008). Uma vez disposta no fundo do oceano, dependendo da profundidade, a subestrutura pode atuar como habitat para a vida marinha, podendo ser utilizada como área de lazer para mergulho e pesca comercial, principalmente se a subestrutura for próxima ao litoral.

O alto grau de precisão e controle necessário para que o procedimento de basculamento da subestrutura seja seguro aumenta o grau de complexidade desta opção. Cargas explosivas são usadas para seccionar membros críticos em uma sequência controlada de cortes e, às vezes, é necessário usar um rebocador para fornecer força extra para a subestrutura tombar (COELHO, 2010).

No caso do Brasil, cujo o sistema de plataformas chega a grandes profundidades no mar, o processo de descomissionamento cria grandes desafios, uma vez que os custos são calculados em virtude da distância alcançada pelas estruturas em nível subaquático. A retirada completa de todo sistema subsea pode resultar em custos extremamente elevados, especialmente em campos de elevada profundidade. A título de exemplo, a desativação do campo de Brent, que apresenta um nível de complexidade elevada, demandou 10 anos de estudos para avaliação das melhores opções (COLOMER e ALMEIDA, 2017).

Dessa forma, afim de minimizar o panorama de gastos e de selecionar a melhor alternativa de manejo para a estrutura desativada, torna-se essencial a elaboração de um plano estratégico para qualquer projeto de descomissionamento que deva ser iniciado. Infelizmente, a regulação para essa prática, que envolve órgãos como a ANP, o IBAMA, a Marinha e a Receita Federal, ainda encontra-se em desenvolvimento, carecendo assim de informações claras que apontem as melhores medidas a serem executadas. Essa situação gera um cenário de grande incerteza, uma vez o orçamento para o descomissionamento de plataformas flutua, e não há normas técnicas específicas que possam garantir a segurança do meio ambiente e dos operários envolvidos na atividade.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Durante a operação das plataformas, a liberação de CO₂ (dióxido de carbono) é alta. Muitas petroleiras, inclusive a Petrobras, adotaram o mecanismo de reinjeção de gás carbônico, o denominado *Advanced Oil Recovery* (AOR), cujo objetivo é acelerar o processo de obtenção de petróleo. No início, isso só era possível com o petróleo, sendo necessário reinjetar o gás natural como um todo nos poços de petróleo. Com as melhorias tecnológicas, agora é possível separar o gás natural útil do CO₂. Em termos práticos, o gás natural a ser utilizado é separado do CO₂ dentro dos campos de exploração e o dióxido de carbono é armazenado, por meio de membranas nas próprias plataformas de exploração (JULIANI e ANSCHAU, 2014). A separação por membranas demanda alto consumo de energia e ocupa parcela significativa da área de processamento de um navio plataforma tipo Floating Production Storage and Offloading (FPSO), utilizado na exploração do pré-sal brasileiro.

O processo de captura do dióxido de carbono consiste nas etapas de captura, compressão, transporte e armazenamento do gás. A captura é comumente realizada usando quatro métodos diferentes: absorção, adsorção, membranas porosas e criogenia. Destes, a absorção é a mais econômica. O processo utiliza um solvente que reage com o gás de queima, dando origem a um produto intermediário que, quando submetido ao calor, permite a separação do CO₂. Após a separação e recuperação do gás, ele é comprimido sob alta pressão, a cerca de 1200 psi (RAVAGNANI, 2007).

O meio de transporte depende de cada projeto específico, visto que diferentes ambientes requerem uma análise situacional individual, a fim de determinar a melhor estratégia a ser seguida. Geralmente, o transporte do gás é feito pelo sistema de dutos, que é a melhor opção para cobrir curtas distâncias. A instalação dos dutos varia de acordo com a topografia da área percorrida, e sua utilização deve ser pensada levando em consideração aspectos importantes, como a segurança da população local.

Depois de transportado, o gás pode ter dois destinos: armazenamento e uso. O primeiro consiste na injeção de gás em reservatórios geológicos onshore ou offshore, como reservatórios de gás e petróleo esgotados, florestas, oceanos, aquíferos e bacias sedimentares. O objetivo é que o CO₂ fique preso por centenas ou milhares de anos, para que não entre em contato com a atmosfera. O segundo destino é *Advanced Oil Recovery* (AOR), em que o CO₂

é injetado em formações geológicas ativas com o objetivo de deslocar o petróleo, possibilitando sua extração e aumento da produção.

O CAPEX e o OPEX derivados do sequestro de CO₂ são avaliados entre 1 e 7 euros por tonelada de CO₂ armazenada. Nas operações offshore podem chegar a 20 euros por tonelada. Esses custos variam dependendo da metodologia utilizada no processo de captura, da quantidade de compressão necessária, da distância da fonte de emissão até o local de armazenamento e das características do local onde o CO₂ é injetado. Esses fatores constituem uma grande dificuldade de acessibilidade ao método mencionado, tornando o desenvolvimento de novas tecnologias que reduzam o preço final de captura de CO₂ um desafio a ser superado (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2010).

A captura e a compressão são responsáveis por demandar grande parte dos CAPEX e OPEX envolvidos no processo, principalmente no que diz respeito ao uso de energia elétrica. Também há despesas com mão de obra, equipamentos de resfriamento e desidratação, produtos químicos, colunas de absorção e outros recursos necessários (HENDRIKS et al., 2004). O transporte do gás geralmente é feito pelo sistema de dutos, mas pode se tornar caro dependendo do projeto em questão, já que certos aspectos da geometria do duto e da topografia do terreno têm grande influência no preço final. De acordo com Heddle et al. (2003), os custos de construção de um gasoduto são estimados em US \$ 21.000/in/km.

Do ponto de vista de armazenamento, os preços estão relacionados à perfuração de poços e à operação/manutenção do sistema. Depende de uma longa série de variáveis: área de implantação, gastos com injeção, dimensões e profundidade do reservatório, temperatura média, monitoramento, vazão, entre outras. Além disso, sabe-se que os reservatórios marinhos têm um custo de armazenamento maior do que os reservatórios terrestres.

Esse cenário tem levado as empresas a buscar alternativas viáveis para realizar o armazenamento de CO₂. Pesquisadores do Centro de Pesquisa para Inovação em Gás (RCGI), da Universidade de São Paulo, em estudo financiado pela Shell e FAPESP, estão desenvolvendo um sistema que separa o gás carbônico do metano por gravidade. Esse processo permitiria o armazenamento de CO₂ no interior das cavernas de sal subaquáticas, que, devido à alta pressão, mantém o CO₂ em seu estado líquido, tendo um risco muito menor de vazamento de dióxido de carbono (MAIA DA COSTA et al., 2019a).

Para isso, é necessário escavar as camadas de sal pelo processo de lixiviação. São abertos poços verticais ou direcionados, que, após terem sua estrutura reforçada, sendo devidamente cimentados e revestidos, viabilizam a abertura de uma caverna por dissolução da

rocha salina. Na cavidade recém perfurada são introduzidos dois tubos: o primeiro, que garante o aporte de água do mar, responsável por solubilizar o sal; o segundo, que funciona como via de retorno para a salmoura resultante (MAIA DA COSTA, 2018). Dessa maneira, utilizando a pressão da água do mar para moldar as cavernas, são criados reservatórios com capacidade para armazenar até 8 milhões de toneladas de CO₂. O gás (CO₂ + CH₄) sob alta pressão seria injetado nas cavernas com a ajuda de uma camada de um fluido sintético que separa os gases da água do mar, evitando que os dois se misturem e repelam tanto o gás quanto a salmoura. Isso se deve à altíssima pressão a que o dióxido de carbono está sendo submetido (de 500 a 600 atm), mantendo-o em um estado em que a densidade é semelhante à de um líquido, mas a viscosidade é menor que a de um gás (MAIA DA COSTA et al., 2019b).

Nesse estado, o CO₂, mais pesado, se concentra no fundo da caverna, enquanto o gás natural vai para o topo da caverna, onde pode ser extraído e vendido. Na caverna, e sem CH₄, é possível diminuir a pressão interna e transformar o CO₂ em gás. Assim, a caverna pode receber mais dióxido de carbono. Então, quando a caverna estiver cheia, ela pode ser lacrada e abandonada. Esse método não precisa levar o processo de separação para dentro da plataforma, o que reduz o custo de reinjeção para armazenamento e economiza tempo, além de ser menos prejudicial ao meio ambiente. Segundo Julio Romano Meneghini (USP), “A separação em caverna permitirá liberar espaço nas plataformas para ampliar o processamento de óleo. Com isso, podemos até cogitar a construção de plataformas menores e mais econômicas no futuro”. Mesmo que ocorram casos extremos de terremotos nas camadas onde o gás é armazenado, não há risco de vazamentos, já que a própria rocha salina tem capacidade de auto reparação, mantendo o conteúdo dentro da caverna (GOULART et al., 2020).

Vale ressaltar que o processo de Captura e Armazenamento de Carbono no Brasil ainda não é vinculada a uma Autoridade Federal Competente, que, de acordo com a literatura internacional, é uma necessidade para regulamentar a CCS. Hoje, no quesito regulamentação, é necessário avaliar qual setor econômico a atividade está relacionada, como está sendo tratado a questão da CCS como alternativa ao descomissionamento de plataformas, o cenário ideal será a regulamentação pela ANP, tendo em vista que a regulamentação de plataformas é regida pelo órgão. Contudo, seria necessário enquadrar o CO₂ como hidrocarbonetos (para ser aplicada a Lei 11.909/2009) ou uma mudança legislativa que permita que a ANP legisle sobre o gás carbônico nestas situações de CCS. Ainda, seria necessário a criação de uma equipe técnica e responsável pela captura de CO₂, sendo ainda mais apropriado a criação de uma regulamentação específica para a CCS (COSTA et al, 2020).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo analisou os projetos de descomissionamento de exploração e produção de hidrocarbonetos, nos quais deve ser efetuada a desativação e desinstalação das estruturas utilizadas para a exploração de petróleo. A desativação de instalações na indústria de exploração e produção ainda é um grande desafio no Brasil. Ainda é necessário estabelecer procedimentos regulatórios e critérios adequados de execução, de forma a minimizar riscos às pessoas e ao meio ambiente, bem como garantir economia, ampliar a capacidade técnica e a disponibilidade da cadeia de atendimento. Portanto, é importante que esse arcabouço possibilite a aplicação de técnicas modernas, sustentáveis e atraentes para os investidores durante o planejamento antecipado da etapa de descomissionamento e possibilite um maior e melhor aproveitamento dos campos.

Tendo em vista que o CO₂, um dos principais gases de efeito estufa, pode ser armazenado em diferentes tipos de reservatórios, incluindo campos de petróleo e gás esgotados, a aplicação de técnicas de captura, armazenamento e uso de carbono (CCUS) é uma alternativa tecnicamente viável. Ao analisar as possíveis opções para o descomissionamento de plataformas offshore, manter as estruturas representa uma escolha a ser considerada da perspectiva do uso para sequestro de carbono. Promover a adaptação das instalações, evitando assim sua demolição, é forma interessante de reciclagem, sendo de grande utilidade para o meio ambiente. Entretanto, para que isso torne-se viável, seria necessário transpor grandes empecilhos atrelados à execução deste tipo de tecnologia. Somente a separação de CO₂ do gás natural já possui um custo alto e é um processo demorado. Além disso, ainda existem deficiências técnicas e financeiras em relação ao armazenamento e transporte de grande quantidade de CO₂ para plataformas desativadas, e deficiências jurídicas quanto a regulamentação da CCS no Brasil.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio do Projeto Gasbras Rede de P&D Finep 01.14.0215.00, através da concessão de bolsas de pesquisa. Agradecemos o apoio do RCGI – Research Centre for Gas Innovation, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural

e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação. Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).

REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, R. S. (2019). Descomissionamento de plataformas de petróleo offshore: revisão sistemática (Doctoral dissertation, Universidade de São Paulo).

ALMEIDA, E.L.F. DE, COLOMER, M., VITTO, W.A.C., NUNES, L., BOTELHO, F., COSTA, F., FILGUEIRAS, R., 2017. Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil. Rio de Janeiro.

BASTOS, L. F., 2005. O uso de recifes artificiais como instrumento de suporte à pesca em regiões produtoras de petróleo offshore. Dissertação de mestrado, Sistema de Gestão - UFF: Niterói.

BOOTHROYD, I. M., ALMOND, S., QASSIM, S. M., WORRALL, F., & DAVIES, R. J. (2016). Fugitive emissions of methane from abandoned, decommissioned oil and gas wells. *Science of the Total Environment*, 547, 461-469.

COELHO, A. C. C. (2010). Risco Operacional no Descomissionamento de Unidade Marítima Fixa de Exploração e Produção de Petróleo.

COLOMER, M., AND ALMEIDA, E (2017). Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil. (Grupo de Economia da Energia Blog Infopetro.)

GLOBAL CCS INSTITUTE, 2010. The Costs of CO2 Storage: Post-demonstration CCS in the EU. Euro 1–53.

GOULART, M.B.R., COSTA, P.V.M. DA, COSTA, A.M. DA, MIRANDA, A.C.O., MENDES, A.B., EBECKEN, N.F.F., MENEGHINI, J.R., NISHIMOTO, K., ASSI, G.R.S., 2020. Technology readiness assessment of ultra-deep Salt caverns for carbon capture and storage in Brazil. *Int. J. Greenh. Gas Control* 99, 103083. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103083>

COSTA, H. K.M., MUSSARA, R.M.L.M., MACHADO, I.M., NUNES, R.C., MASCARENHAS, K.L., PAES, R. F., ARAUJO, I.L., CUPERTINO, S.A., Aspectos jurídicos do CCS offshore na região do Pré-sal. *Rio Oil and Gas*, 2020.

HEDDLE, G., HERZOG, H.J., KLETT, M., 2003. The Economics of CO2 Storage. *Massachusetts Inst. Technol. Lab. Energy Environ. MIT LFEE* 2, 111.

HENDRIKS, C., WINA, G., BERGEN V., F., 2004. Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs. Report.

JULIANI, L. I. E ANSCHAU, C. T., (2014) A Tecnologia de Separação e Injeção de Dióxido De Carbono Na Camada Pré-Sal - Revista Científica Tecnológica - Uceff Faculdades | V.1 | n.1

MAIA DA COSTA, A., V. M DA COSTA, P., D. UDEBHULU, O., CABRAL AZEVEDO, R., F. F. EBECKEN, N., C. O. MIRANDA, A., M. DE ESTON, S., DE TOMI, G., R. MENEGHINI, J., NISHIMOTO, K., RUGGIERE, F., MALTA, E., ÉLIS ROCHA FERNANDES, M., BRANDÃO, C., BREDÁ, A., 2019. Potential of storing gas with high CO₂ content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil. *Greenh. Gases Sci. Technol.* 9, 79–94. <https://doi.org/10.1002/ghg.1834>

MAIA DA COSTA, A., V.M. COSTA, P., C.O. MIRANDA, A., B.R. GOULART, M., D. UDEBHULU, O., F.F. EBECKEN, N., C. AZEVEDO, R., M. DE ESTON, S., DE TOMI, G., B. MENDES, A., R. MENEGHINI, J., NISHIMOTO, K., MUELLER SAMPAIO, C., BRANDÃO, C., BREDÁ, A., 2019b. Experimental salt cavern in offshore ultra-deep water and well design evaluation for CO₂ abatement. *Int. J. Min. Sci. Technol.* 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2019.05.002>

V. M DA COSTA, P. (2018). Potencial de estocagem subterrânea de gás natural em cavernas de sal abertas por dissolução em domo salino offshore no Brasil. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia.

MARIANO, J. B. (2007). Proposta de metodologia de avaliação integrada de riscos e impactos ambientais para estudos de avaliação ambiental estratégica do setor de petróleo e gás natural em áreas offshore. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MARTINS, C. F. (2015). O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil. Monografia-Curso de Pós Graduação em Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória.

ØEN, S., IVERSEN, P.E., STOKKE, R., NIELSEN, F., HENRIKSEN, T., NATVIG, H., DRETVIK, Ø., MARTINSEN, F., BAKKE, G., 2010. Decommissioning of offshore installations. Climate and Pollution Agency with input from the Norwegian Radiation Protection Authority and Petroleum, Health and Fisheries Directorates, Oslo.

PRADO, D. (2015). Desmobilização De Dutos Em Sistemas Marítimos De Produção De Petróleo - Uma Proposta De Método De Suporte Ao Planejamento. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro;

RAVAGNANI, T. F. S. G. A. Modelagem Técnico-Econômica de Sequestro de CO₂ considerando Injeção em Campos Maduros, Tese de doutorado - curso: Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas. Campinas (2007).

SCHENATO, F.; AGUIAR, L. A.; LEAL, M. A.; RUPERTI JR., N., 2013. Deposição de NORM gerado pelas indústrias de petróleo e gás no Brasil. In: IX Latin American IRPA Regional Congress on Radiation Protection and Safety - Rio de Janeiro.

SILVA, R. S. L.; MAINIER, F. B., 2008. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. In: IX Congresso Nacional de Excelência em Gestão - Rio de Janeiro. Resumos.

TEIXEIRA, B. M., 2013. Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração. Tese de doutorado, Pós graduação em Meio Ambiente - UERJ: Rio de Janeiro.