

Descomissionamento *offshore* no Brasil

A produção de petróleo, em maior escala no Brasil, começou na década de 80 com a descoberta de áreas com grandes potenciais de petróleo, como a bacia de Campos localizada no litoral do Rio de Janeiro. Após cerca de vinte e cinco anos, no fim da vida útil, os campos de petróleo podem se tornar comercialmente desfavoráveis. Portanto, sistemas, equipamentos e poços de petróleo necessitam ser descomissionados e abandonados. Alternativamente, podem ser revitalizados e ter sua vida útil estendida.

O descomissionamento de instalações e equipamentos, bem como o abandono de poços, são previstos para todos os campos petrolíferos e representam alto custo ao final do projeto (Figura 1). De acordo com a BBC, em 2017 o Reino Unido teve custo da ordem de 60 bilhões de libras esterlinas, cerca de 80 bilhões de dólares, com o descomissionamento de seus campos. Devido ao custo dessa etapa do ciclo de vida dos campos de petróleo, as empresas o consideram na determinação da viabilidade de exploração do respectivo bloco ou campo e acrescentam este ao custo operacional (OPEX).

Rafaela Furtado é geógrafa (UFF), pós-graduada em petróleo e gás pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) e graduanda em engenharia de Petróleo e Gás pela Universidade Veiga de Almeida, tendo atuado em projetos nessa área, com ênfase em tecnologias de abandono de poços.



Priscilla de Almeida Barnabé é graduada em Engenharia de Recursos Hídricos e Meio Ambiente pela Universidade Federal Fluminense (UFF), com experiência no setor de petróleo e gás e análise ambiental regulatória desde 2016.



Ana Beatriz Azevedo Loureiro é pós-graduada em gestão de negócios pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (Ibmecc) e bacharel em engenharia de petróleo pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Atua no setor de óleo e gás desde 2015, tendo experiência em sistemas submarinos, dutos e poços de petróleo.



Cenário brasileiro

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (ANP), as reservas provadas no Brasil são de aproximadamente 12,8 bilhões de barris de óleo e 369 bilhões de m³ de gás natural (MAFRA, 2018). Existem atualmente 158 instalações de produção *offshore* e 24 sondas de perfuração. Além disso, há previsão de 18 novas unidades de produção até 2022.

No que se refere aos tipos de instalações marítimas em operação, são 88 plataformas fixas (3 de concreto); 48 unidades marítimas do tipo FPSO (sigla em inglês para unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência); 16 semissubmersíveis; 4 FSO (apenas armazenamento e escoamento); 1 FPU (unidade de produção flutuante) e 1 TLP (plataforma de pernas atirantadas) em operação no país (MAFRA, 2018). Ainda de acordo com a ANP, existem 64 plataformas de produção com idade superior a 25 anos. O gráfico a seguir (Figura 2), mostra a distribuição dessas unidades por bacia e idade.

Com relação ao número de poços perfurados, segundo dados da ANP, estima-se que do total de quase 30 mil poços, 20 mil ainda serão abandonados no Brasil a médio prazo.

No Brasil, a Resolução ANP nº 27 de 2006 define os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especifica as condições para a devolução de áreas de concessão na fase de produção. A referida resolução, que se encontra em processo de revisão, estabelece que as instalações de produção marítima deverão ser sempre removidas da área de concessão, salvo em casos excepcionais previstos na



Figura 1: Fluxo de caixa de um projeto de exploração de petróleo, onde E - exploração; A - avaliação; D - desenvolvimento; P - produção. | Fonte: Martins (2015).



Figura 2: Distribuição, por bacia brasileira, das plataformas offshore
Fonte: Adaptado de Mafra (2018).

legislação ou com recomendação contrária a retirada expedida pela autoridade competente.

A nova resolução de descomissionamento que irá substituir a em vigor tem publicação prevista para o final de 2018e, embora ainda não esteja publicada, os órgãos envolvidos neste processo, tais como Marinha, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e ANP, têm apresentado versões prévias das diretrizes que nortearão essa legislação.

O novo regulamento terá como premissa a necessidade de remoção de todas as estruturas submarinas, assim como resolução atualmente em vigor. No entanto, será possível requerer aos órgãos reguladores a permanência de alguns equipamentos. Para

isso, o contratado deverá realizar uma avaliação comparativa que justifique a escolha desta opção e que não seja baseada apenas em aspectos econômicos.

A avaliação comparativa possibilitará a previsão dos riscos associados, promovendo sua mitigação, redução dos custos e prevenção de incidentes. Adicionalmente, de acordo com a ANP, deverão ser utilizados como critérios para nortear a definição da melhor alternativa de descomissionamento os aspectos técnicos, econômicos, de segurança, sociais e ambientais.

A nova proposta de resolução da ANP visa aumentar a integração entre as operadoras e os outros órgãos envolvidos na etapa de desativação de instalações, ou seja, Ibama e Marinha (IBP,

2017). Desta forma, haverá uma padronização dos documentos requeridos para a autorização do plano de descomissionamento, que atenderão aos interesses dos principais atores envolvidos na aprovação dos programas.

O programa de descomissionamento deverá ser enviado, com antecedência de três a cinco anos, aos reguladores para que seja avaliado previamente. Adicionalmente, o novo regulamento irá solicitar monitoramento ambiental das áreas pós descomissionamento e programa de inspeções das instalações parcialmente removidas ou não removidas.

Abandono de poços

A atividade de abandono permanente dos poços de petróleo faz parte do escopo de descomissionamento de um campo. É realizada quando não há interesse de reentrada futura em um poço, seja por razões operacionais, econômicas ou estratégicas. Esta é uma operação prevista para todos os poços de óleo e gás, sejam eles exploratórios, explotatórios (produtores de hidrocarbonetos), injetores, ou até mesmo quando o resultado da perfuração é um poço seco, ou seja, sem hidrocarbonetos ou água. O principal objetivo do abandono de poços é manter o poço em condição segura, sem que haja fluxo de fluidos para o poço, meio ambiente e leito marinho, além de evitar a contaminação de aquíferos.

Destaca-se que antes do abandono permanente de poços de petróleo existentes no campo, é importante verificar se o reservatório atingiu o fator de recuperação esperado ou se está depletado. O fator de recuperação indica, em porcentagem, o volume de petróleo que foi extraído de um reservatório em relação ao volu-

me total nele existente. No Brasil, o fator de recuperação é de cerca de 21%, sendo que na bacia de Campos apenas 14% do hidrocarboneto é recuperado, enquanto que mundialmente seu valor médio é de 35%.

De acordo com Marcelo Ma-fra, superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP, para cada 1% de aumento no fator de recuperação na bacia de Campos, acrescenta-se quase 1 bilhão de barris de óleo equivalente explorado.

No caso de verificação da depleção do reservatório, deve-se averiguar as pressões (estática e do fundo do poço) e a razão gás óleo (RGO) do reservatório de petróleo. Após a verificação dessas variáveis, primeiramente é confirmado se o abandono permanente será realizado para, posteriormente, iniciar o descomissionamento dos equipamentos e das instalações.

Uma alternativa ao descomissionamento ocorre quando o reservatório ainda possui óleo e gás recuperáveis e o contrato de concessão celebrado entre a União e o operador está próximo do término, tornando a extensão dos contratos de concessão uma alternativa para a maior exploração de petróleo.

Destaca-se que o descomissionamento deve ser uma alternativa para o campo quando este tiver produzido o máximo de petróleo possível. Outra possibilidade, além da citada anteriormente, é baseada no abandono temporário de poços e na relicitação de poços para operadores de menor porte, dado que estes não teriam capacidade financeira de investir em compras de blocos nas licitações, em projetos exploratórios e perfuração de poços. Estas empresas petrolíferas independentes poderiam se inte-

ressar por ativos da magnitude dos campos marginais, que já foram explorados e, por isso, possuem menor investimento e riscos, além de receitas garantidas.

Outra opção para se evitar o descomissionamento é a extensão de vida útil de um poço de petróleo, que pode ocorrer por métodos que promovam a postergação do abandono de poços, como, por exemplo, os métodos de recuperação avançada de petróleo. Estes métodos possibilitam a exploração de maiores volumes de hidrocarbonetos por meio do aumento da eficiência de recuperação. Existem diversos métodos, como a injeção de hidrocarbonetos, CO₂, térmicos e químicos. A escolha do método mais adequado depende, majoritariamente, das características do petróleo e do reservatório.

Estas soluções podem contribuir para a elevação do fator de recuperação para até 50%. Entretanto, possuem um custo adicional que pode inviabilizar o projeto. Desta forma, um desafio para a indústria é tornar viável a utilização destes métodos de recuperação, a fim de evitar o abandono prematuro de poços.

Com o objetivo de viabilizar essa alternativa, é importante que não somente haja redução do custo de recuperação, como também minimização de tributos e incentivos para a recuperação de hidrocarbonetos de campos no final da vida produtiva.

Caso seja optado pelo abandono, é necessário considerar o capítulo 10.5 da Resolução ANP nº 46 de 2016, que estabelece os requisitos para abandono de poços, sendo a principal a necessidade o estabelecimento de pelo menos, dois Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) independentes. A resolução define CSB permanente como "conjunto cujo obje-

tivo é impedir o fluxo não intencional atual e futuro de fluidos da formação, considerando todos os caminhos possíveis".

No projeto de abandono de poços os seguintes elementos devem existir de forma horizontalmente alinhada: formação com característica selante, cimentação dos anulares de boa qualidade, revestimentos e tampões de abandono estanques. Caso não haja o alinhamento desses elementos de forma concomitante, não há configuração do CSB exigido pela resolução. Além disso, é necessário que os elementos que compõe os CSBs sejam verificados por meio de teste e confirmação.

O abandono de poços de petróleo representa alto custo e ausência de retorno financeiro. Os custos variam de acordo com a complexidade dos poços, lâmina d'água, integridade do poço e regulamentação. Embora não haja divulgação do custo de abandono de um poço de petróleo do Brasil, estima-se que o custo seja superior a 24 milhões de dólares, visto que as operações *offshore* tem duração de cerca de dois meses com custo diário médio de sondas de 400 mil dólares. Deve-se adicionar a esta estimativa custo com mão de obra, prestação de serviços e materiais por exemplo.

O gráfico a seguir (Figura 3) explicita a variação no custo de abandono de poços quando comparado Mar do Norte e Golfo do México.

Após a operação de abandono, são gerados diversos tipos de rejeitos, incluindo colunas de produção ou injeção, linhas de controle, válvulas, bombas de fundo de poço, resíduo de cimento, fluidos de características diversas e equipamentos submarinos. Ressalta-se que todos estes resíduos podem estar contaminados com

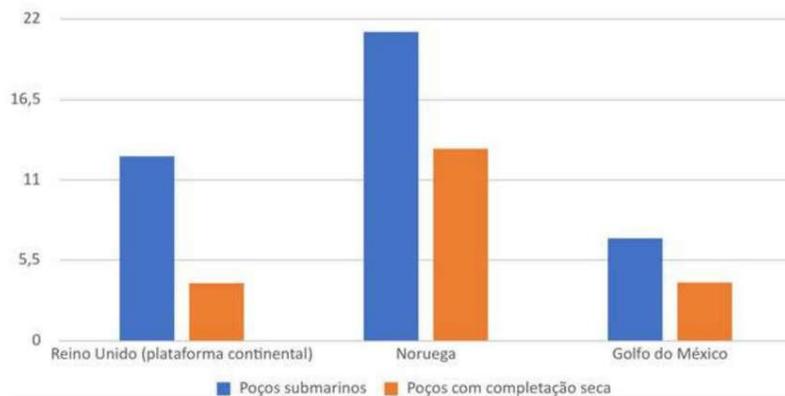


Figura 3: Custo unitário médio de abandono de poços de petróleo em milhões de dólares. Fonte: Elaboração própria a partir de IBP (2017).

hidrocarbonetos, outras substâncias químicas e até mesmos radioativas de ocorrência natural (provenientes da reação de substâncias presentes nos reservatórios, tais como sulfato de bário e estrôncio, com o oxigênio). Por esse motivo, é importante realizar o correto gerenciamento dos resíduos gerados nessa fase e a limpeza das instalações antes da fase de descomissionamento.

Desativação permanente do sistema submarino

O Regulamento Técnico de Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS), instituído pela Resolução ANP nº 41 de 2015, aborda, em seu item 26, o descomissionamento e a desativação dos sistemas submarinos.

Pela definição da própria Resolução 41 de 2015, os sistemas submarinos abrangem dutos rígidos e flexíveis, risers, manifolds, PLETs (Pipeline End Termination), PLEMs (Pipeline End Manifold), umbilicais, unidades de processamento submarino, dentre outros equipamentos destinados à elevação, injeção ou escoamento dos fluidos produzidos e/ou movimentados.

Os principais métodos de descomissionamento de equipa-

mentos submarinos consistem na manutenção das estruturas em ambiente marinho, remoção parcial ou total das mesmas. A escolha do método mais adequado depende de diversos fatores, tais como a avaliação do ambiente marinho criado no entorno desses equipamentos, do risco operacional tanto para os equipamentos que serão descomissionados, quanto para os que continuarão em operação (Figuras 4a e 4b). Além disso, deve ser avaliada a liberação de resíduos para o meio ambiente, a destinação final da proteção catódica e dos equipamentos removidos.

Independentemente do método escolhido, deverá haver um programa de desativação permanente a ser aprovado pelas instituições competentes, ANP, IBA-MA e Marinha.

O SGSS é um regulamento baseado em desempenho e, por isso, não é prescritivo quanto à técnica a ser utilizada. É necessário seguir as normas e padrões aplicáveis e as melhores práticas da indústria. No entanto, ao elaborar o programa de descomissionamento, é importante atentar ao que cada um dos três órgãos supracitados exige, até a resolução de descomissionamento que está sendo elaborada entrar em vigor,

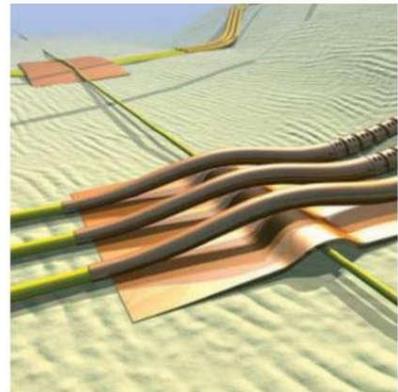


Figura 4a: Cruzamento de dutos submarinos. | Fonte: Prado (2015).



Figura 4b: Duto enterrado com trecho exposto. | Fonte: Prado (2015).

quando será exigido um documento único para os três órgãos governamentais.

A decisão de retirar todo o sistema submarino, apenas parte dele ou não remover nada deve ser pautada em análise de riscos ambientais, operacionais e na viabilidade técnica do projeto, ou seja, uma análise multicritérios. É de extrema importância a elaboração desta análise antes do descomissionamento, para avaliar os riscos advindos dessa operação. Esta possibilita a previsão dos perigos associados, promovem sua mitigação, redução dos custos e prevenção de incidentes.

Antes do descomissionamento, é necessário realizar a despressurização e limpeza dos equipamentos e, para os dutos, passagem de equipamento de limpeza

descomissionamento

(pig). Posteriormente, deve ser feito o preenchimento dos dutos com água do mar, corte e tamponamento das extremidades.

Caso seja decidido pela retirada total do sistema submarino, pelo aspecto econômico, os custos iniciais para remoção serão maiores, porém não haverá custos futuros com inspeções e com a possibilidade de retirada futura das estruturas remanescentes. Com relação à segurança operacional, a retirada de todas as estruturas gera menor risco a longo prazo, à medida que os possíveis riscos estão concentrados na remoção. Pelo aspecto ambiental, pode ocorrer vazamento de óleo dos equipamentos, durante suas retiradas, e a perda de um sistema biótico formado ao redor das estruturas que estiveram presentes no ambiente marinho por muito tempo e se tornaram parte integrante do habitat de diversos seres vivos.

Os maiores desafios da remoção total das estruturas estão no transporte de equipamentos e estruturas metálicas, bem como no tratamento dos resíduos gerados pelo descomissionamento, seu armazenamento e disposição final dos materiais.

A segunda opção é a retirada parcial. Nela, os custos iniciais não são tão elevados quanto na opção mencionada anteriormente, porém haverá custos com monitoramento e inspeção dos equipamentos não operacionais remanescentes e, possivelmente, com suas retiradas futuras.

Ademais, no que tange aos dutos, se forem devidamente descomissionados, ou seja, limpos, preenchidos com água do mar, tiverem suas extremidades tampoadas e forem soterrados no próprio leito marinho, estes não deverão representar riscos ambientais em longo período de tem-

		Limpeza e garantia de segurança	Ações adicionais de Desmobilização
Norte e Centro	Extensão (em km)	1.300,00	807
	Custo total (em £ mil)	125.000,00	490.000,00
	Custo por km (em £ mil / km de duto)	96,15	607,19
Sul e Irlanda	Extensão (em km)	2.200,00	2.470,00
	Custo total (em £ mil)	285.000,00	150.000,00
	Custo por km (em £ mil / km de duto)	129,55	60,73
Total	Extensão (em km)	3.500,00	3.277,00
	Custo total (em £ mil)	410.000,00	640.000,00
Média	Custo por km (em £ mil / km de duto)	117,14	195,3

Tabela 1: Custos com o descomissionamento de dutos no Mar do Norte em 2014.

Fonte: Prado (2015).

po. Assim, ocorrerão menos perturbações ao meio e menor risco operacional. No entanto, por ainda envolver a retirada de equipamentos, poderá haver vazamento de material oleoso para o mar.

A última opção é a que possivelmente será a mais atrativa tecnicamente e monetariamente para os concessionários no cenário brasileiro é a decisão por não retirar os equipamentos submarinos. Isso porque, a exploração *offshore* no Brasil, se comparada com outras áreas do mundo, utiliza sistemas submarinos maiores, mais complexos e em água profundas, além de possuir diversos campos com completação molhada (com mais equipamentos submarinos) e enorme quantidade de dutos (devido à exploração em águas profundas e ultraprofundas) (IBP, 2017).

Neste caso, o custo inicial é baixo e basicamente relacionado à limpeza, tamponamento e soterramento. Entretanto, existe a necessidade de monitoramento e inspeção dessas estruturas, com o objetivo de assegurar a integridade e evitar vazamento de material oleoso, ocasionando um custo incerto em longo prazo. Deve-se avaliar ainda se houve crescimento da vida marinha e aumento da diversidade biológica nas regiões no entorno das estruturas.

A exemplo, apenas com relação aos custos para descomissionamento de dutos, foram gastos no Mar do Norte em média 410 mil dólares em 2014 por quilômetro de duto descomissionado, considerando limpeza, garantia de segurança e ações adicionais, conforme observa-se na Tabela 1.

Dessa forma, para a tomada de decisão adequada sobre a retirada parcial, total ou a manutenção dos equipamentos, é necessário identificar todos os materiais perigosos ou poluentes que serão deixados no local. Deve-se avaliar o nível de incertezas dos efeitos em longo prazo da manutenção desses equipamentos no ambiente marinho, bem como os custos, a viabilidade técnica do projeto de descomissionamento, complexidade e confiabilidade das condições das instalações submarinas.

Desativação de plataformas

Estima-se que, entre 2021 e 2040, serão descomissionados 2000 projetos offshore no mundo, com valor total estimado de US\$ 210 bilhões. A região com maior quantidade de plataformas a serem descomissionadas é o Golfo do México. Ressalta-se que o Golfo do México também é a região com maior número de instalações já descomissionadas (IHS MARKIT, 2016). De acordo



Figura 5: Descomissionamento da plataforma Brent Spar no Mar do Norte. | Fonte: Brent Spar Dossier – Shell (2008).

com Ruivo (2001), no processo de descomissionamento, deve ser realizada, primeiramente, uma inspeção na plataforma, acima e abaixo da lâmina d'água, para determinar a condição estrutural e diagnosticar possíveis problemas. Além disso, antes da chegada das embarcações de apoio para a atividade de descomissionamento, deve ser efetuada a limpeza de todas as tubulações e equipamentos, bem como outros serviços adicionais.

As instalações do tipo FPSO e semissubmersíveis possuem capacidade de mobilidade e por esse motivo não apresentam tantas dificuldades operacionais de descomissionamento quanto as plataformas fixas. Essas unidades, caso necessário, serão movimentadas até um estaleiro e, posteriormente, desmontadas.

No caso da plataforma fixa, há algumas formas de descomissioná-las. A parte submersa da estrutura das plataformas pode ser removida totalmente, parcialmente ou deixada no local. Já a parte superior da plataforma, chamada de topside, normalmente é transportada para o continente para reciclagem ou reutilização (DECOM NORTH SEA, s.d.).

O afundamento era uma alternativa de descomissionamento bastante utilizada até o final da década de 1980, entretanto, após a ocupação da plataforma Brent Spar (figura 5) por ativistas em

1995, a opinião pública passou a refletir sobre os problemas causados por essa alternativa (LUCZYNSKI, 2002).

As operações de descomissionamento devem ser viáveis economicamente e ambientalmente. Segundo Ferris (2014), ao término da produção de petróleo, os principais aspectos que precisam ser considerados são: gestão de resíduos, crescimento marinho, cortes, detritos no fundo do mar, preocupações socioeconômicas, substâncias perigosas e impacto direto ao ecossistema marinho.

Dessa forma, a melhor opção de descomissionamento será escolhida por meio da análise de diversos fatores, tais como: tipologia e peso da estrutura, distância da costa, solo marinho, condições climáticas e complexidade das operações a serem executadas (SILVA; MAINIER, 2008). Nestes casos, a análise multicritério também pode ser empregada.

Há que ressaltar que a retirada das estruturas pode ocasionar maior risco às pessoas e outros usos marítimos, como pesca e turismo, além do consumo energético dos recursos e impactos nos organismos marinhos. Analogamente ao que ocorre com os sistemas submarinos, a retirada total da plataforma apresenta alto custo inicial e as vantagens consistem na dispensa de monitoramento e a inexistência de passivos futuros. Por outro lado,

a opção de manutenção da plataforma impõe a necessidade de monitoramento e garantia da segurança e integridade.

Outro aspecto importante nesta fase é a presença de espécies invasoras, como o Coral-Sol. A introdução acidental do Coral-Sol no Brasil ocorreu nas décadas de 1980 e 1990. Dentre as consequências de uma infestação deste coral, pode-se citar: alteração de habitats, predação e deslocamento de espécies nativas, bem como aumento da capacidade de sobrevivência das espécies invasoras. Dado o exposto, as medidas de prevenção são extremamente importantes para garantir que este não se expanda para outro território (IBAMA, 2018).

Os principais mecanismos para remoção desses organismos em plataformas e outras estruturas associadas são: jateamento com águas nas superfícies contaminadas, raspagem dos organismos, exposição dos vetores ao mar (morte por dessecação) ou imersão em dique com salinidade contrária (morte por choque osmótico), e envelopamento das estruturas (morte por anoxia e inanição) (IBAMA, 2018 apud IPIECA/OGP, 2010).

No Golfo do México, existe a opção para doação das jaquetas para o Programa de Recifes Artificiais (Figura 6). Até abril de 2018, 532 plataformas previamente instaladas na Plataforma Continen-

descomissionamento

tal Exterior (Outer Continental Shelf – OCS) foram transformadas em recifes (BSEE, s.d.).

No Brasil, a maioria das plataformas a serem descomissionadas é operada pela Petrobras, sendo 74 unidades deste operador, contra 5 dos demais operadores (IBP, 2017). Atualmente, estão em análise, pelos órgãos competentes, os seguintes projetos de descomissionamento das seguintes instalações offshore: P-07, P-12, P-15, P-33, FPSO Cidade do Rio de Janeiro e FPSO Piranema Spirit.

Recentemente, a ANP publicou a Resolução nº 749 de 2018, aplicável a todos os contratos de concessão, que tem por objetivo conceder a redução de royalties para até 5% sobre a produção incremental de campos maduros, fomentando as atividades em campos maduros e alavancar investimentos de curto prazo (E&P BRASIL, 2018).

A Resolução em questão define campo maduro como sendo um campo em produção a mais de 25 anos ou que já produziu 70% ou mais de suas reservas provadas. No presente cenário, a Petrobras possui um programa de desinvestimento com a tentativa de venda de 106 ativos, sendo que 65 campos se encontram em produção por mais de 25 anos. Assim, cerca de dois terços dos ativos postos à venda pela Petrobras seriam beneficiados com a possibilidade de continuidade de produção por empresas independentes.

Este processo de venda de campos de baixa produtividade é importante do ponto de vista da Petrobras, devido à baixa vazão de petróleo, que os torna pouco atrativos financeiramente e possibilita que os recursos sejam direcionados para outras áreas de maior interesse econômico. Por outro lado, para operadores independentes, que possuem menor capacidade



Figura 6: Plataforma transformada em recife artificial no Golfo do México.

Fonte: Rigs to Reefs.

financeira, estes campos representam retorno financeiro garantido, visto que as reservas são comprovadas e possuem estrutura pronta para produção.

Conclui-se que, em consequência de o Brasil possuir dimensões continentais, existem diversos cenários de descomissionamento, abrangendo desde águas rasas até ultraprofundas, que podem chegar a mais de 5000 metros, além de biotas e ecossistemas variados. Além disso, observa-se grande diversidade nos equipamentos empregados na exploração de petróleo, não havendo padronização das estruturas submarinas, poços e plataformas.

Adicionalmente, as operações de abandonos de poços e descomissionamento apresentam altos custos. Dessa forma, é necessário e desafiador que haja uma abordagem regulatória que permita que as operações sejam realizadas com custo tão baixo quanto exequível, sem que haja prejuízos ao meio ambiente ou apresente riscos operacionais. É importante que a nova regulação que está sendo elaborada seja pouco prescritiva de forma a permitir

que sejam adotadas as melhores soluções para cada cenário. Além disso, é preciso atentar ao seu alinhamento com as demais resoluções da Agência que abordam o tema, tais como as Resoluções 41 de 2015 e 46 de 2016. Ressalta-se que a proteção ambiental e a segurança operacional são critérios que devem ser considerados nos projetos de descomissionamento.

Devido ao alto investimento previsto nas operações de descomissionamento, é importante também que haja evolução tecnológica por meio de inovações que proporcionem maior eficiência nas operações.

Por outro lado, tendo em vista a necessidade de remoção de todas as estruturas submarinas e plataformas, constrói-se oportunidade para entrada no mercado de empresas prestadoras de serviço que executem serviços tais como corte, remoção, transporte e destinação final de resíduos. Neste nicho de mercado, as embarcações para transporte de plataformas, dutos e equipamentos submarinos se apresentam como possível elemento restritivo devido à baixa disponibilidade destas no país. ■

REFERÊNCIAS

- ANP. Redução de royalties. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/noticias/4581-anp-faz-audiencia-publica-para-debater-reducao-de-royalties-em-producao-incremental-de-campos-maduros>> Acesso em 04/07/2018
- ANP. Dados de E&P: Plataformas em Operação em Maio de 2018. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>> Acesso em 09/07/2018
- ANP. Resolução 46/2016 - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) (2016).
- ANP. Resolução 749/2018. Redução dos royalties para campos maduros. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2018/setembro&item=ranp-749-2018>> Acesso em 03/10/2018
- ANP. Regulamento Técnico de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos. Resolução 41/2015, Brasil, publicada em 13 de outubro de 2015.
- BBC. Projected offshore decommissioning costs 'fall by almost £2bn'. Disponível em: <<https://www.bbc.com/news/uk-scotland-scotland-business-44614593>> Acesso em: 05/07/2018
- BRASIL. Acesso aos Dados Técnicos. <http://www.anp.gov.br/images/Artigos/Producaoopoco/tabela_de_pocos_maio_2018.xlsx>. Acesso em: 05/06/2018.
- BSEE. RigstoReefs. Disponível em <<https://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-focuses/rigs-to-reefs>> Acesso em 09/07/2018
- DECOM NORTH SEA. Decommissioning options. Disponível em <<http://decomnorthsea.com/decom-explained/decom-options>> Acesso em 04/07/2018
- E&P Brasil. Redução de royalties. Disponível em <<http://epbr.com.br/reducao-de-royalties-podera-beneficiar-60-dos-ativos-a-venda-da-petrobras/>>
- FMC Technologies. Disponível em < Disponível em <<http://www.fmctechnologies.com/en/SubseaSystems/GlobalProjects/South%20America/Brazil/PetrobrasMarlimCB.aspx>> Acesso em 21/07/2018.
- IBAMA. Diagnóstico sobre a invasão do Coral-Sol (*Tubastraea* spp.) no Brasil. Disponível em <http://www.ibama.gov.br/phocadownload/consultapublica/2018/2018-01-diagnostico-coral-sol-consulta-publica_revisaoMMA.pdf> Acesso em 09/07/2018.
- IBP (2017). Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do upstream no Brasil. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/regulacao-do-descomissionamento-e-seus-impactos-para-a-competitividade-do-upstream-no-brasil/>> Acesso em 05/07/2018
- IHS MARKIT. IHS Markit Offshore Decommissioning Study Report. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<http://news.ihsmarkit.com/press-release/energy-power-media/decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si>> Acesso em 04/07/2018.
- LUCZYNSKI, E. Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção. São Paulo, 2002.
- MAFRA, M. Descomissionamento de instalações marítimas: Perspectivas para o Brasil. 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Palestras/redepetro_mafra_12_07_2018.pdf> Acesso em 03/10/2018.
- Martins, Cecília Freitas. O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil. Vitória, 2015.
- Prado, Diogo Diederichs. Desmobilização de dutos em sistemas marítimos de produção de petróleo - uma proposta de método de suporte ao planejamento. Rio de Janeiro, 2015.
- RIG2REEF. Underwater Photography. Disponível em: <<http://www.rig2reefexploration.org/new-gallery-5/em98o22v5s5gjhj4xtzous73g-mrmd>> Acesso em 21/07/2018
- SILVA, R.S.L.; MAINIER, F.B. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. IV Congresso Nacional de Excelência em Gestão. Niterói, 2008.
- SUBSEA WORLD BRAZIL MAGAZINE. Engenharia e economia do Descomissionamento. Rio de Janeiro: Zoom Out, Edição 07, 2017.
- SHELL. Brent Spar Dossier. 2018. Disponível em: <https://www.shell.co.uk/sustainability/decommissioning/brent-spar-dossier/_jcr_content/par/textimage.stream/1426853000847/6b0c52ecc4c60be5fa8e78ef26c4827ec4da3cd3cd73747473b4fc60f4d12986/brent-spar-dossier.pdf> Acesso em 21/07/2018.