

OPINIÃO

Descomissionamento de unidades inservíveis no Brasil: discutindo fantasmas não nascidos

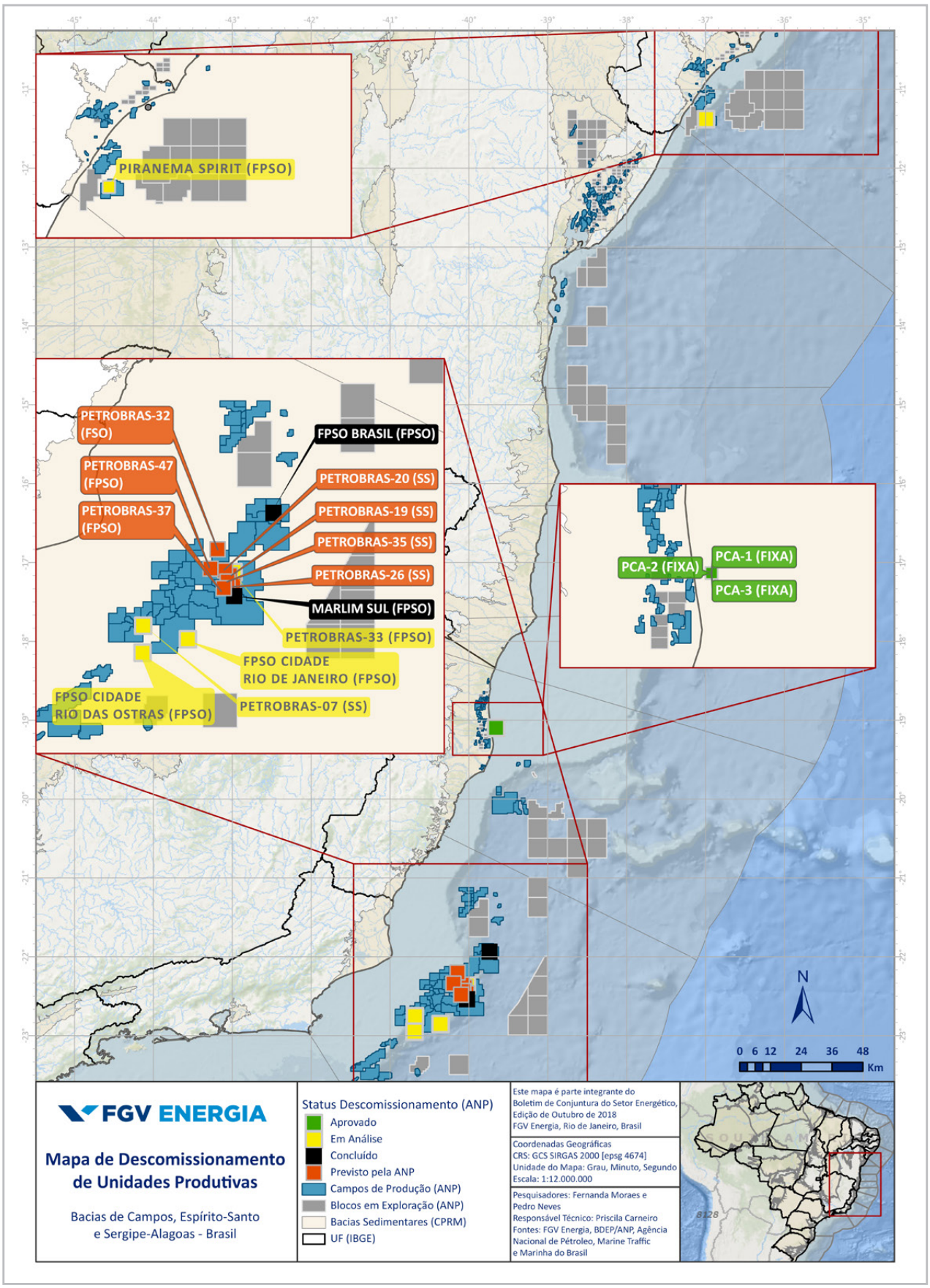
*Por Fernanda Moraes e Pedro Neves **

O amadurecimento de campos produtores de petróleo no Brasil, e seu consequente declínio de produção, trazem à tona a necessidade de discussão sobre o descomissionamento, isto é, a adoção de medidas para a desativação de todo um empreendimento, ou parte dele, ao final da sua vida útil. Em sistemas de exploração de óleo e gás o fim da vida útil das estruturas e poços situa-se em torno de 25 anos.

No Mar do Norte a idade média das plataformas é superior a 20 anos, sendo 26 anos para as plataformas do Reino Unido e 24 anos para as plataformas norueguesas (ALMEIDA *et al.*, 2017). O Brasil também se insere nesse cenário de sistemas de produção maduros. Segundo a ANP (2018), das 158 unidades estacionárias no Brasil, 41% estão em operação há mais de 25 anos e 15% das unidades de produção tem entre 15 e 25 anos. A maioria dessas instalações são plataformas fixas de atuação em águas rasas, principalmente na bacia de Campos, sendo esta responsável por 47% da produção nacional de petróleo atualmente.

De acordo com a ANP (2018), no Brasil já foram descomissionadas as unidades FPSO Brasil (Campo de Roncador) e FPSO Marlim Sul (Campo Marlim Sul). Todavia, nesses casos apenas a unidade produtora foi descomissionada e os poços, tamponados. Todos os outros poços interligados a elas foram remanejados para outras unidades e o seu sistema submarino redirecionado, não exigindo o descomissionamento do campo por completo nem uma maturidade exploratória na condução da atividade. Além desses dois casos já finalizados, foi aprovado o programa de descomissionamento de três plataformas fixas vinculadas ao Campo de Cação e existem também programas de descomissionamento em análise pela ANP, como o das unidades estacionárias P-07 (Bicudo), P-12 (Linguado), P-15 (Piraúna), P-33 (Marlim), o FPSO Cidade do Rio de Janeiro (Espadarte) e o FPSO Piranema Spirit (Piranema). A Figura 1 apresenta um mapa das localizações dessas unidades assim como dos seus respectivos campos.

Figura 1: Plataformas em processo de descomissionamento no Brasil



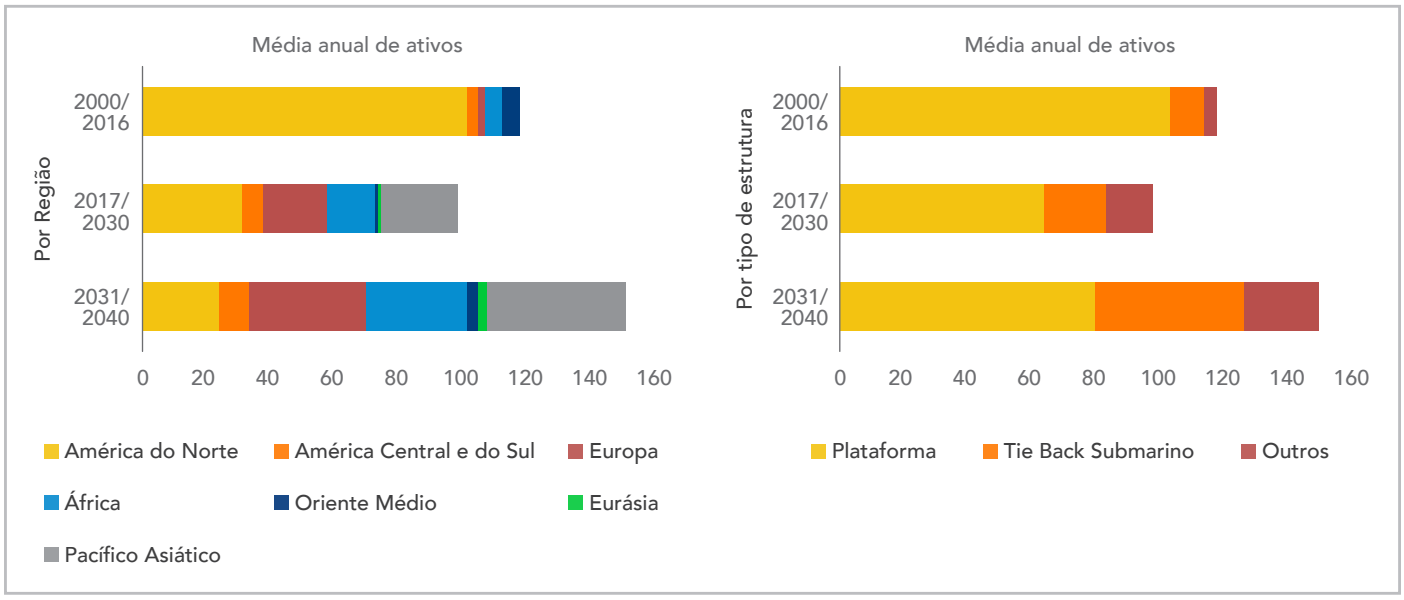
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A atividade, contudo, ainda se apresenta como um dos maiores e crescentes desafios da indústria petrolífera *offshore*. Mesmo que esforços múltiplos e variados estejam em andamento para o estabelecimento de padrões internacionais de melhores práticas para o setor, os países ainda desfrutam de poder discricionário bastante amplo ao praticarem um estilo nacional particular na regulamentação das atividades de desativação, seja por motivos físicos (lâminas d'água, proximidade da costa diferentes), passivos ambientais e até devido às diferenças em suas unidades produtivas.

No caso brasileiro, por exemplo, há campos em águas profundas e ultra profundas, que para descomissionar são tecnicamente complexos e não vistos em outras regiões do mundo; a maior parte dos dutos utilizados são flexíveis e com grande comprimento, diferente da tecnologia utilizada em outros países; também há o desafio dos passivos ambientais, como os NORM[1] e o Coral-sol[2]; e, por fim, a baixa disponibilidade de embarcações específicas que conduzam o processo. Todas essas especificidades encarecem o procedimento no Brasil.

De acordo com a IEA, numa prévia da sua publicação Offshore Energy Outlook (2018), entre 2.500 e 3.000 projetos estão para serem descomissionados entre hoje e 2040. O foco da demanda, que até 2016 foi o Golfo do México, passa a se orientar para a Europa, África e Ásia. Ao mesmo tempo, as plataformas de aço seguem como o tipo de estrutura majoritário, mas com maior participação de *tie backs* e outros tipos. A Figura 2 apresenta com maior detalhamento esse cenário mundial, ilustrando o número de ativos por região e tipo de estrutura.

Figura 2: Média anual de demanda por descomissionamento por região e tipo de estrutura



Fonte: Adaptado de IEA, 2018

[1] NORM são materiais radioativos de ocorrência natural. Diz respeito aos materiais radioativos que não sofreram nenhum tipo de interação humana.

[2] São corais das espécies invasoras do gênero *Tubastraea spp*. Atualmente o coral-sol é encontrado em mais de 20 municípios, ao longo de mais de três mil quilômetros da costa brasileira, além de ter sido registrado em 23 vetores, desde Santa Catarina até o Sergipe. O coral-sol vem causando sérios impactos ecológicos, econômicos e sociais, que conflitam com um meio ambiente saudável.

Para muitos países, o valor envolvido no manuseio desses projetos pode chegar a bilhões de dólares, sendo um desafio muito dispendioso. Estimativas agregadas para o descomissionamento no Mar do Norte começam em cerca de US$ 150 bilhões, cobrindo o custo de remoção de mais de 600 instalações fixas e mais de 7.000 abandonos de poços (P&A) (OUDENOT, WHITTAKER e VASQUEZ, 2018). Uma estimativa de custo para a atividade no Brasil ainda é desconhecida.

Talvez pelo alto custo da atividade, o movimento atual por investimento em técnicas que visem o aumento da eficiência e do fator de recuperação dos campos maduros esteja em alta no Brasil. O capital acumulado após a implementação dessas técnicas pode servir para adiar o descomissionamento ou até mesmo gerar recursos para o financiamento do mesmo, já que no início das atividades de exploração de óleo e gás não se falava em um plano para o descomissionamento e nem um orçamento estipulado para a atividade. Ademais, nas últimas décadas, as operadoras de óleo e gás vem se mostrando cada vez mais conscientes em relação aos impactos ao meio ambiente.

No Brasil, o descomissionamento é regulado pela Resolução nº 27/2006 (ANP, 2006), que busca orientar o processo exigindo dos concessionários um Programa de Desativação de Instalações descrevendo uma justificava para a desativação, detalhes de todas as ações necessárias com cronograma, operações de limpeza, descarte de resíduos e recuperação ambiental. Além das instalações, a Resolução nº 46/2016 também da ANP traz exigências para o abandono dos poços. Junto à ANP, o IBAMA se responsabiliza pela regulação ambiental por meio da Resolução nº 001/86 do IBAMA–CONAMA e pelo processo de licenciamento dos resíduos sólidos, dado pela Lei 12.305/2010. Por fim, a Marinha também tem suas próprias exigências no processo. No caso das plataformas fixas, é necessário submeter um memorial descritivo sobre o desmonte contendo: planejamento, cronograma e fases do desmonte; informações quanto à retirada de resíduos ou sobras resultantes; destinação final pretendida; local do desmonte, se for o caso; e possíveis efeitos de redução/aumento da profundidade local.

Ainda que os mecanismos regulatórios aparentem ser claros, falta coordenação entre os órgãos, assim como atualização das normas à realidade atual brasileira. Nesse momento, os três estão reunidos em busca de uma revisão da Resolução 27/2006 da ANP, que a transforme numa referência para a condução da atividade em território nacional.

Os órgãos reguladores não prescreverão um planejamento detalhado. No entanto, esses órgãos geralmente são os que aprovarão detalhes do operador sobre como as atividades atribuídas serão executadas e monitoradas dentro do marco regulatório (PHILIP *et al.*, 2014). Nesse contexto, a metodologia mais adequada para auxiliar na condução do descomissionamento ainda se encontra em discussão no Brasil. A Petrobras, responsável pela maior parte dos campos maduros atualmente, está desenvolvendo, em parceria com outras empresas, estudos para a criação de um guia para a atividade. Este guia tem o intuito de descrever uma visão geral de um plano de descomissionamento que poderia ser usado para atender às obrigações típicas exigidas pelos marcos regulatórios.

A necessidade do desenvolvimento de um programa de descomissionamento para orientar, auxiliar, julgar e apoiar a tomada de decisões em momentos críticos no desenvolvimento do projeto é de grande importância. Ele pode ajudar a determinar uma opção de

baixo risco, custo efetivo e tecnicamente viável para o programa, levando em consideração os vários desafios técnicos, ambientais, de segurança e regulatórios que são frequentemente encontrados durante o projeto (PHILIP et al., 2014). A utilização de exemplos internacionais, como Estados Unidos e Reino Unido, que já tem legislação e planos de descomissionamento mais bem definidos, já se mostrou em outros países e no próprio Brasil como um fio condutor desse processo de atualização, porém não suficiente para aprovar o processo de desativação, já que cada país tem uma realidade diferente.

Por fim, e de posse de todas as informações apresentadas até aqui, surge a questão: existe demanda, para o caso brasileiro, da inserção de uma indústria em torno da atividade? A própria Figura 2 já esclarece que, para um horizonte considerável, a demanda pela atividade se mostrou pequena, o marco regulatório segue indefinido, ainda não existe uma convergência na metodologia de tomada de decisão para o que deve ser feito e, talvez o mais importante, fica claro que o mercado em torno da atividade será dominado por um número pequeno de empresas e, provavelmente por isso, ele tenha tomado uma proporção tão grande nos últimos meses. Para que o descomissionamento de sistemas de produção de óleo e gás se torne um negócio no Brasil, será necessário pensar a atividade de forma conjunta. Hoje contratados por projeto, esses serviços precisam de um novo modelo de negócios para que tanto operadoras quanto fornecedores se beneficiem da atividade. O fomento a discussão precisa ser incitado e a dimensão do mercado disponível precisa estar bem definida. Esse é o único jeito de avançar do desconhecido e levar a diante as discussões, para que a própria atividade ganhe espaço e volume de negócios.

Como um fantasma não nascido, a atividade de descomissionamento hoje no Brasil ainda não é uma realidade vívida, apenas uma discussão abstrata, ainda não concreta em uma coalizão de regulamentos, procedimentos e órgãos responsáveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Philipe, NS, Wilde, S., Arshad, R., Washash, I. e Al-Sayed, T. a R. Processo de Descomissionamento de Dutos Submarinos. Exposição e Conferência Internacional de Petróleo de Abu Dhabi (pp. 1–10). Abu Dhabi, 2014.

Oudenot, E., Whittaker, P., Vasquez, M. Preparing for the Next Wave of Offshore Decommissioning. Disponível em: https://www.bcg.com/de-de/publications/2018/preparing-for-next-wave-offshore-decommissioning.aspx. Acesso em: 15/10/2018.

Almeida, E.; Colomer, M.; Vitto W. A. C.; Figueiras, R.; Nunes, L.; Botelho, F.; Costa, F.; *et al*. Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do upstream no Brasil. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia, 2017.

ANP. RESOLUÇÃO ANP Nº 27/2006 ANEXO V. 2009.

ANP. Dados Estatísticos. Disponível em: http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos. Acesso em: 15/10/2018.

IEA. Offshore Energy Outlook. 2018. Disponível em; https://www.iea.org/weo/offshore/. Acesso em: 18/10/2018.



Pedro Neves é mestrando em Engenharia Química pelo PPGEQ/UFF e pós-graduando em Engenharia de Segurança do Trabalho pela Universidade Cândido Mendes. Engenheiro Químico formado pela Universidade Federal Fluminense (UFF), sua linha de pesquisa envolve a investigação de metodologias de auxílio a tomada de decisão dos impactos ambientais do descomissionamento de sistemas de produção offshore. Foi estagiário do laboratório de simulação de processos na Engenharia Química da UFF e participou de programa de iniciação científica no laboratório de físico-química computacional, também na UFF. Na FGV Energia, atua como pesquisador no setor de petróleo e gás realizando análises setoriais, serviços de inteligência de mercado e é responsável pela linha de pesquisa sobre descomissionamento de instalações *offshore*.



Fernanda Moraes é mestranda em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ com ênfase em Engenharia de Decisão e Gestão e pesquisadora pela COPPETEC na área de descomissionamento subsea e métodos multicritérios. Graduada em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Foi estagiária na Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustível (ANP) na superintendência de Participações Governamentais e participou do Laboratório de Gestão Ambiental (UFF). Como pesquisadora da FGV Energia, atua na área de óleo e gás.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.