Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana
n. 8 (2018) pp. 34-40

http://www.fsma.edu.br/RESA

Descomissionamento - definições e questões em aberto

Mauro Destri

***Resumo*— Neste artigo nós analisamos o processo de descomissionamento, definido como o conjunto de atividades, desde o abandono de poços submarinos de maneira permanente, passando pelo descomissionamento de linhas e equipamentos submarinos e, finalmente, do descomissionamento das plataformas de produção, sejam elas fixas, ou móveis. Verificamos suas condições e seus impactos por toda a cadeia produtiva de óleo e gás, além de detalhar também os requisitos produtivos, legais e normas ambientais, para sua correta execução.**

***Palavras-chave*— Descomissionamento; Petróleo; Cadeia Produtiva; Óleo; Gás.**

I. Introdução

Em uma reunião em fevereiro de 2018, após uma apresentação sobre o tema "Descomissionamentos de unidades Offshore", ficou estabelecido que um grupo de representantes de cada segmento, comigo como organizador, iria organizar um encontro em Macaé sobre o tema.

Este seminário se mostrava de fundamental importância pois existe uma verdadeira “enxurrada” de artigos; eventos; cursos, reportagens, acerca do tema, oriundos dos mais diversos segmentos e entidades. Neste contexto, o empresariado da região e do Estado, vêm se perguntando se realmente estamos diante de uma nova e promissora indústria ou, se mais uma, dentre todas as atividades previstas nos planos de negócios de todas as operadoras e, que serão executados com os recursos ora conhecidos e contratados (barcos; sondas; logística, etc.), sem gerar novos volumes de OPEX ou CAPEX.

Esta dúvida pode ser sanada se analisamos a cadeia produtiva na área de O&G, em sua interação ideal, que culmina com o Descomissionamento, cadeia esta que pode ser vista na Figura 1..

Como podem ver, antes de ser um “novo” negócio, o descomissionamento, está (ou pelo menos deveria estar), previsto desde o EVTE (estudo de viabilidade técnico econômica), que gerou a implantação de um sistema de produção em um campo de Petróleo. Portanto, é incorreto dizer que se trata de algo novo. No máximo, podemos dizer que se trata de algo que a Indústria de Petróleo, no Brasil, não estava colocando de forma clara em seu radar.

Note-se que a questão tem sido ignorada majoritariamente no Brasil, porque em outros países o processo de descomissionamento é discutido e praticado, de forma estruturada, há pelo menos, 10 anos.

Figura 1 - Cadeia produtiva na área de óleo e gás

Dada a existência de dúvidas em um assunto tão importante quanto este, achei necessário esclarecer as questões relativas ao processo de descomissionamento, em cada fase da cadeia de óleo e gás (O&G).

Isto é ainda mais importante pois o REPETRO ganhou notoriedade, tornando-se um assunto extremamente tempestivo para o Rio de Janeiro.

O Repetro é um regime fiscal aduaneiro que suspende a cobrança de tributos federais na importação de equipamentos para o setor de petróleo e gás, principalmente as plataformas de exploração [1].

As linhas e equipamentos submarinos são bens que podem ser incluídos neste regime tarifário especial (“Repetráveis”, no jargão da indústria) e ao final da vida útil do bem ou do fim de seu período de validade, considerando se o bem é para utilização temporária ou permanente, os bens são destruídos, nacionalizados ou reexportados.

Assim sendo, o processo de descomissionamento que estamos discutindo apresenta outras complexidades legais, além das questões técnicas e financeiras que lhe são subjacentes.

Note-se que os bens submarinos são considerados como permanentes, o que implica ou termos de abandoná-los, com autorização do IBAMA e da RFB, ou ainda, em termos de retirá-los, conforme exigências do próprio IBAMA e, então,

neste caso, estes terão de serem destruídos após inspeção por técnico da RFB.

Caso seja necessária a retirada de linhas e equipamentos submarinos, surgem então novos problemas que complicam a situação. Além de altíssimos custos e algumas dificuldades técnicas, que serão discutidos adiante neste documento, as próprias legislações em vigor no pais são contraditórias. Por exemplo, na situação em que haja infestação de corais, deve-se tratá-los no próprio mar ou levá-lo para a terra? Em caso de levá-los para a terra, devem ser queimados ou descartados de alguma forma? Existem outros problemas, mas este já demonstra que existem grandes dilemas e dúvidas associados a este assunto.

Por outro lado, equipamentos "não submarinos" só são destruídos após a inspeção de um técnico da Receita Federal do Brasil (RFB) e baixa da DI.

Entretanto, em qualquer uma das três hipóteses citadas acima (destruição, nacionalização ou reexportação),os equipamentos submarinos teriam de serem retirados do fundo do mar. Entretanto, este é um assunto complexo, pois a retirada de linhas e equipamentos submarinos, além de incorrerem em altíssimos custos e algumas dificuldades técnicas, existem contradições entre as legislações em vigor no pais são contraditórias ou nos causam imensas dúvidas em assuntos de relevância ambiental.

Para sanar estas dúvidas, a RFB, publicou a Instrução Normativa RFB nº 1415, de 04 de dezembro de 2013 , que dentre várias normatizações para pacificar estes assuntos, trazia que:

> § 9º O pedido de extinção da aplicação do regime na modalidade destruição deverá ser instruído: (Incluído(a) pelo(a) Instrução Normativa RFB nº 1781, de 29 de dezembro de 2017)
>
> I - com a licença ambiental ou documento que ateste a sua dispensa; e (Incluído(a) pelo(a) Instrução Normativa RFB nº 1781, de 29 de dezembro de 2017)

Na prática, isto quer dizer que, caso o IBAMA autorize a não retirada das linhas e equipamentos submarinos, a RFB, irá considerar que o bem foi "Destruído" e efetuará a baixa na DI, extinguindo assim, o processo de RFEPETRO, para aquele bem.

Na confusão legal que impera no país, houve uma sequência de normas e legislações, sendo a IN1415 recepcionada em dezembro de 2017 pela IN1743, na sequência, ainda em dezembro pela IN1781; posteriormente, no início de 2018, pela IN1798. Entretanto, para o gáudio das operadoras, a essência da possibilidade de não retirar os elementos e considerá-los destruídos caso o IBAMA assim o autorize foi mantida.

Esta questão é de suma importância, posto que se não houvesse esta autorização, além de todas as indefinições e lacunas nas leis, as operadoras teriam até dezembro de 2020, vigência do REPETRO antigo, de retirar tudo que estiver em localização submarina apenas para atender às exigências da RFB, não importando se o bem ainda estivesse em operação.

Isto causaria um caos operacional. Para entender, considere um exemplo de uma árvore de natal molhada (ANM) de um poço de 3.000 bpd, com produção prevista no mínimo até 2025. No caso do regime anterior, ele teria que ser retirada e, por conseguinte, toda a produção daquele poço teria de ser interrompida ou a ANM nacionalizada, o que, podemos comprovar através de um rápido estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE), poderia retirar a economicidade de uns dois anos.

Como dito acima, antes de ser um "novo" negócio, o descomissionamento, está (ou pelo menos deveria estar), previsto desde o EVTE (estudo de viabilidade técnico econômica), que gerou a implantação de um sistema de produção em um campo de Petróleo, com todas as nuances acima, devidamente previstas e, muitas outras que ainda serão discutidas neste documento.

Entretanto, deve ser razoavelmente óbvio que o · descomissionamento não era o foco quando implantaram um sistema de produção, mas sim, produzir Oil and Gas com segurança e eficiência. Ainda assim, sua importância não pode ser minimizada, tanto pelas questões técnicas e financeiras colocadas acima (e que serão discutidas com mais detalhes aqui), como também por várias questões ambientais das quais ainda falaremos com detalhes.

Para realizar estas discussões, este artigo está organizado da seguinte maneira. Na seção II definimos formalmente o que é descomissionamento. Na seção III, discutiremos sobre o descomissionamento e, finalmente, na seção IV, colocamos algumas considerações finais sobre o assunto para concluir a discussão.

II. DEFINIÇÕES

Nesta seção, vou falar um pouco sobre algumas siglas e definições, porque muita confusão ainda se faz com a profusão destas, contidas em um projeto (alguns chamam de programa) de descomissionamento.

Vamos começar pela definição básica da ANP:

Descomissionamento: Conjunto de ações legais, procedimentos técnicos e de engenharia aplicados de forma integrada a um Sistema Offshore, visando assegurar que sua desativação ou cessação de produção atinjam as condições de segurança, condições de preservação ambiental, confiabilidade e rastreabilidade de informações e documentos [2].

O primeiro grande ponto, está dentro da própria definição. Vejam que começa com Descomissionamento, então, temos de ver o que o dicionário do Petróleo diz (dicionários tradicionais não retiram as dúvidas):

descomissionamento / decommissioning: Processo de retirada de operação de um equipamento ou uma instalação e reestabelecimento das condições originais do local onde foi instalado o equipamento ou a instalação industrial [4].

Todavia, dentro regulamento, vemos a palavra "Desativação". E para desativação, temos a seguinte definição, também oriunda do mesmo dicionário (não existe no tal dicionário, a palavra Desativação, sozinha, sem acompanhamento):

desativação da plataforma de produção / decommissioning: Processo que acontece no término da vida de uma plataforma de produção, que deve ser totalmente desativada, começando pelo abandono permanente dos poços a ela interligados.

Olhando-se com atenção, podemos perceber que as duas definições são virtualmente idênticas em significado, ainda que variem na forma.

A análise de termos não é uma perda de tempo, mas sim uma forma de deixar claro que aquilo que o mundo chama de "*Desommissioning*" não se traduz como desativação, mas sim, como descomissionamento,

Então porque muitos insistem em procurar nas definições acima, defesas para chamar de um ou de outro?

Esta confusão de termos não se restringe à nomenclarutra básica descrita acima. Para entender isto, devemos saber que um projeto (e não um programa) de Descomissionamento leva em torno de 08 anos, desde o seu início, até a sua última atividade. Seu início, aquilo que podemos chamar de *portão 1* deste projetos, quando aprovado, gera de imediato dois principais documentos, além de procedimentos internos em quaisquer operadoras que vou explicar em artigos vindouros:

- IBAMA: PD – Projeto de Descomissionamento. Vejam que falo de um projeto, ou seja, pela definição proveniente do PMBOK, tem início / meio e fim;
- ANP: PDI - Programa de Desativação de instalações.

Percebam, por favor, que aqui, apesar de ambos os órgãos reguladores fazerem requerimentos extremamente parecidos, já aparece na definição da ANP a palavra "Programa" e não projeto e a palavra "desativação" e não Descomissionamento, dando ênfase à confusão de termos que mencionamos anteriormente.

Isto pode ser considerado um paradoxo, posto que os dois documentos, imensos, pedem quase a mesma coisa. Ademais, ainda existe a questão de que a ANP somente aceita o PDI, com o protocolo do PD no IBAMA, em anexo ao seu PDI, apesar das interseções evidentes em ambos os documentos.

Todas estas questões suscitam dúvidas e elicitam a necessidade de uma definição concisa e completa. Assim, eu criei minha própria definição de DECOM:

> "*Conjunto de atividades para abandonar poços submarinos permanentemente, remover facilidades de superfície; abandonar de forma segura, equipamentos submarinos; dutos rígidos e flexíveis, de forma restaurar a área da concessão nas condições anteriores a atividade de exploração e produção, ou manter de forma segura e ambientalmente sustentável, as formas de vida nascidas ao longo da vida produtiva de um campo, por meio de seus sistemas de produção*"

Dada esta definição completa, podemos passar para uma visão geral do processo de descomissionamento, em todo o espectro da cadeia produtiva de O&G.

III. A INDÚSTRIA DE DESCOMISSIONAMENTO

Nesta seção vamos analisar a cadeia de produção de descomissionamento, de acordo com os trabalhos existentes hoje em dia no mercado de O&G brasileiro.

Antes de entender esta questão, vamos analisar a descrição da única Família de fornecimentos de Bens e Serviços criada pela Petrobras para Descomissionamento de unidades, que é a seguinte:

> *Descomissionamento de plataformas fixas de petróleo: Consiste nos serviços de desmontagem e desativação (EPRD – Engenharia, Preparação, Remoção e Disposição) de plataformas fixas. Tais serviços englobam engenharia de planejamento, preparação e condicionamento da planta com a limpeza, desinstalação e desmontagem dos equipamentos, corte, remoção e transporte de equipamentos e estruturas metálicas, tratamento de resíduos, armazenamento e disposição final de materiais.*

A Petrobras fez uma RFI (*request for information*, ou consulta ao mercado) em julho/2017 e após a mesma, pairava uma grande expectativa no mercado sobre como seria definida esta família, o que ela poderia proporcionar de novos negócios. Entretanto, ela ainda foca somente nas unidades fixas.

O problema desta questão é que, conforme podemos ver na Tabela I, o mercado para fixas, começando já por Cação, se restringe a unidades na UO-BC, onde estão as maiores e mais robustas, na UO-SEAL, mais antigas e menores, tirando Piranema, e UO-RNCE, onde estão as mais antigas e menores. Assim, mercado para a nova família, está restrito a algo em torno de 78 plataformas fixas, sendo, a depender de interpretações aqui e ali, em torno de 10 de grande porte e o resto consistindo em unidade de portes bem menores.

Unidades Operacionais	Fixa	SS	FPSO	TLWP
UO-BC	13	11	10	1
UO-Rio	-	5	8	-
UO-ES	3	-	5	-
UO-BS	2	-	12	-
UO-RNCE	36	-	-	-
UO-Seal	24	-	1	-
Total	**78**	**16**	**36**	**1**

Tabela I - Quantidade de equipamentos existentes que podem ser descomissionados, separados por tipo e por unidade operacional.

Conforme vemos na tabela I, universo de unidades fixas a serem descomissionadas, é de 78 plataformas no total, sendo 13 na UO-BC, onde estão 08 das 10 consideradas de grande porte e, consequentemente, de alta complexidade para descomissionamento.

Todavia, a UO-BC produz com todas as suas fixas, concessões do BID zero, o que significa que poderá produzir com elas até 2025, se não houver extensão de prazo de concessão, que a Petrobras vem pedindo sequencialmente.

Outro ponto é que, o Brent volta à casa dos U$ 60 (dezembro/2018) e chegando a US$70 pode tornar mais atraente estas concessões para prováveis desinvestimentos, o que pode provocar um adiamento ainda maior para o descomissionamento destas unidades fixas da UO-BC.

Outro ponto importante, já tivemos a 14ª. Rodada de BID do Pós Sal e, a 15ª. Vem aí. Pode ser que, concessões próximas a estas unidades sejam arrematadas e, isto torne ainda mais atrativo a continuidade de produção destas unidades fixas., pela possibilidade de interligação de novos poços.

Mais outro ponto importante, toda empresa de Petróleo, tem uma carteira de projetos considerada "B", ou seja, onde as condições de preços do Barril de Petróleo ou tecnologias disponíveis, não permitem tornar tais projetos economicamente viáveis. Mas uma mudança de cenário, com esta de brent a US$70, pode viabilizar projetos desta carteira "B" de tal forma, que também adie o Descomissionamento destas unidades, também pela possibilidade de interligação de novos poços, ou workovers (manutenções) em antigos.

Então, se pensarmos em um mercado imediato, estamos falando das unidades do ES e do Nordeste, um mercado que consiste em cerca de 65 plataformas.

Cabe lembrar que, fala-se em vários artigos de um universo de 2.000 unidades pelo mundo em ponto de DECOM, entre 2021 e 2040, sendo uma média de 10 por ano e, a maioria unidades fixas. Além disso, no mesmo link abaixo, poderão ver que 600 projetos irão ser descomissionados nos próximos 05 anos, uma média de 120 por ano [3].

Assim sendo, para analisar se efetivamente existe uma nova indústria de descomissionamento, conforme delimitada pela Família Petrobras, até agora, em torno somente das fixas e, conhecendo as quantidades destas espalhadas pelo país, a pergunta que se impõe é: quais empresas sozinhas no Brasil (falo de nova indústria), poderiam se cadastrar e participar dos certames licitatório?

Para responder esta questão, vamos olhar a família e ver o que ela diz, para tentar compreendê-la melhor.

A. *Descomissionamento de plataformas fixas de petróleo*

A RFI citada citada acima permitiu publicar esta Família. Entretanto, se usarmos as informações coletadas pela RFI, podemos efetivamente compreender os seguintes pontos:

1. RFI recebidas de empresas somente no exterior, ou ainda, de consórcios de empresas brasileiras com empresas internacionais, identificaram que existem empresas que podem atender às exigências de tal família, ou então não seria publicada;
2. O mercado e as informações obtidas informalmente indicam que existem empresas no exterior que, sozinhas, atendem a toda família
3. As mesmas informações indicam que no Brasil não existem empresas que poderiam atender todo o processo ou teriam de se consorciar ou quarterizar alguma atividade;
4. Caso no Brasil, não existam empresas que, sozinhas, possam atender à toda família, o edital da licitação permitirá consórcios (mas se não temos indústria até agora, já temos um consórcio formado); ou permitirá quarteirizações?

Note-se que apesar da definição procurar ser clara e abrangente, existem exclusões da família. Por exemplo, vejam que a Família não cita nada sobre abandono de poços; retirada de Templates, por exemplo.

No caso de a Plataforma possuir poços satélites ligados à uma unidade fixa, ainda assim a família não cita que abandonos e retiradas de linhas e equipamentos submarinos são por conta da empresa Licitante.

É importante lembrar que unidades com PCE-1, por exemplo, têm poços satélites ligados a mesma. No Nordeste, também temos este caso. Então, os licitantes para esta família, não terão de preocupar com este problemão, por enquanto, a não ser que, no caso das unidades do Nordeste, ou quando chegar à vez de PCE-1, a Petrobras, decida colocar na licitação, mais esta atividade por conta da licitante, aí teremos de voltar ao assunto.

Postas estas questões, Vamos prosseguir analisando o que diz a definição de família colocada acima e tentando identificar se existe ou não a tal indústria de descomissionamento.

B. *Análise da definição*

Nesta seção vamos analisar a definição de descomissionamento, parte por parte, de forma a entendê-la dentro do contexto da realidade da indústria de petróleo brasileira.

a) Consiste nos serviços de desmontagem e desativação (EPRD – Engenharia, Preparação, Remoção e Disposição) de plataformas fixas. Tais serviços englobam engenharia de planejamento

Neste universo, estão todas as empresas de engenharia, de projetos, civil ou naval, mas que terão de dominar outras disciplinas, como Custos / Mecânica / Elétrica / Instrumentação / Ambiental (TNORM e riscos ambientais, como a presença de espécies invasoras, como os corais sol), etc.

A Petrobras esperará que a empresa cuide da Derrota (a rota de retirada)? Qual seria o melhor caminho para onde ela será transportada?

E se tiver houver riscos ambientais, como a presença de coral sol em seu casco? Quem cuidará do licenciamento e da intersecção com Marinha / IBAMA / ANP para retirada será a empresa?

Outro ponto importante é que, apesar da Petrobras não citá-lo na definição da família, é ponto quase certo que ela espera da vencedora do certame licitatório, asolução de descarte para a plataforma de menor custo possível. Isto pode decorrer do

espírito da lei 8666, apesar das dúvidas jurídicas quanto à submissão da Petrobras à mesma.

Em termos de custos, a solução *Rig to Reef*, isto é, o uso destes equipamentos como recifes, seria a melhor solução, do ponto. Mas, analisando somente o que está escrito na família, a Petrobras, estaria deixando que a destinação final fosse proposta pela vencedora. É razoável afirmar que, se uma conseguir um projeto ambientalmente sustentável que convença aos órgãos reguladores de sua viabilidade, esta empresa sairá muito na frente das outras.

Por outro lado, se analisarmos do ponto de vista tributário, caso a empresa vencedora de um certame, decida por um desmonte em terra, em algum porto/estaleiro nacional, as partes e peças, separadas, precisarão de um apoio tributário. Podemos afirmar isso porque, quaisquer cargas tributárias "normais" sem algum tipo de incentivo, podem inviabilizar a venda destas peças e partes, fazendo com que o preço final para a Petrobras, e o Brasil, por conseguinte, fique ainda maior.

Olhando para o mercado nacional, é patente que a grande maioria das empresas, em termos de Engenharia de Planejamento, consiga sozinha, sem parcerias ou quarterizações, atender a todas as disciplinas.

b) preparação e condicionamento da planta com a limpeza,

Este item, aparentemente inócuo, obriga a empresa vencedora do certame também a conhecer de comissionamentos e descomissionamentos de equipamentos. Isto impõe várias perguntas que precisarão ser respondidas. Entre as principais, podemos destacar as seguintes:

- Os equipamentos estão inservíveis?
- Serão destruídos e vendidos como sucata ou podem ser reutilizados; estão inertizados?
- Qual ordem de descomissionamento destes se estiverem ligados, por exemplo, à salvatagem?
- Com será a seletividade para o descarte de cargas usadas por geradores próprios?

Fica claro que a definição cria dificuldade e dúvidas que precisam ser efetivamente esclarecidas e resolvidas antes de se considerar que a questão está devidamente tratada.

c) desinstalação e desmontagem dos equipamentos, corte, remoção

Este pedaço da definição traz várias questões de logística e, principalmente, ambientais, que são de suma importância para um projeto de descomissionamento.

Mesmo sem hidrocarbonetos sendo produzidos, a empresa terá de conhecer bem da legislação ambiental, porque resíduos terão que passar pela seguinte cadeia:

- serem retirados;
- armazenados de forma adequada para transporte;
- transportados de forma adequada;
- armazenados em terra; e
- depois descartados, se não for TENORM, etc.

Os ambientes deverão estar seguros para os tais cortes e remoções e, depois entrar no círculo vicioso de armazenar para transporte / transporte / armazenar em terra / descarte / reutilização / etc.

Na linha sob a água, existem empresas no mundo especialistas em cortes de estruturas. Todavia, pode-se perguntar se tal expertise já existe no Brasil.

Ademais, existem várias incertezas em relação a estes procedimentos. Algumas delas são as seguintes:

- Como o IBAMA e outros órgãos reguladores enxergam os cortes?
- Poderão ficar estruturas no fundo? Se sim, a que altura?
- Ou deverão ser totalmente desenterradas? Se sim, já temos empresas no Brasil que façam isso?
- As empresas estão se situando e se enxergando aqui?

Do nosso ponto de vista, existem empresa de construção e montagem que fazem grande parte deste processo, ou seu todo, sem investimentos adicionais, mas como ainda não foi feito, esta questão ainda está em aberto.

Obviamente, a expertise em licenciamentos ambientais ainda terá de ser descoberta, especialmente se levarmos em consideração a gama de questões ainda em aberto.

d) e transporte de equipamentos e estruturas metálicas

Aqui as empresas, que possuem embarcações de transporte de grande porte, precisam analisar as capacidades de carga e altura de seus guindastes, capacidade de armazenamento e espaço de seus conveses, calados de portos no Brasil, caso estas sejam transportadas para dentro de nossas fronteiras, etc.

Não estamos negando aqui a possibilidade de fazê-lo, mas sim que para cada equipamento descomissionado existe uma análise complexa a ser feita para que o processo seja considerado tecnicamente viável.

e) tratamento de resíduos, armazenamento e disposição final de materiais

Este pequeno fragmento de definição impões questões de suma dificuldade.

A empresa e seu setor de engenharia de planejamento, citado mais acima, terá de entender bem, também, da Lei nº 12.305/10, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), legislações sobre resíduos de hidrocarbonetos, como por exemplo a LEI No 9.966, DE 28 DE ABRIL DE 2000 que dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas nacionais; de TNORM CAT I e CAT II (rejeitos de Bário e Estrôncio contidos na exploração e produção de Petróleo, caso haja); como armazenar em consonância com a CNEM, por exemplo, etc.

Ou seja, existe uma miríade de legislações ambientais, que podem até ser mutuamente excludentes que impõem uma série de restrições à operação de descomissionamento. E,

obviamente, a Petrobras vai exigir que as mesmas sejam respeitadas.

O conceito de disposição final, inclusive, traz outras dificuldades que podem ser melhor entendidas através do seguinte exemplo.

Digamos que a limpeza da planta, gere 50 tambores com resíduos de hidrocarboneto, misturados em trapos, madeiras, luvas de raspa, etc.

Uma vez que tudo está misturado, pode-se perguntar: temos empresas especializadas neste tratamento? Com certeza, porque a Petrobras convive com isto todos os dias, mas a empresa licitante, terá de cuidar disto também. Logo, se a licitação não permitir quarteirizar, ou por compliance, ou porque as RFI indicaram empresa internacionais que o fazem, qual empresa no Brasil, teria esta atividade em seu Portfolio? Não esqueçam de consultar, entre muitas outras, a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 01/11 Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 01/11;

Digamos que tenhamos resíduos TNORM CAT I. Este precisa de um tratamento especial antes de seu descarte, que requer no mínimo, um aterro sanitário com licenciamento específico para este fim, e isto não tem custos atrativos.

Imagine ainda a situação de dejetos TNORM CAT II. Hoje, não tenho conhecimento de tratamento para este resíduo, quiçá como descartá-lo. O que se conhece é como acondicioná-lo conforme a legislação. Para isto, é necessário possuir grandes áreas para armazenar, mas por quanto tempo? Qual tamanho do problema e da área, consequentemente?

Procurem por analogias em descomissionamentos no exterior, são poucas as empresas capazes de fazer este tipo de tratamento da forma estabelecida por nossa legislação.

IV. Considerações finais

A questão do descomissionamento de equipamentos de petróleo é de extrema importância e ainda está sendo discutida de forma incipiente no Brasil.

Entretanto, o limite de operação pensado para várias instalações se aproxima velozmente, impondo a importância desta discussão para o setor de petróleo, especialmente se pensarmos no estabelecimento de uma indústria nacional nesta área e se quisermos levar em conta aspectos de economia, como por exemplo a questão a ser pensada se a redução de custos com descomissionamento pode ser revertida em Investimentos que prolonguem a atividade de produção, mantendo ou gerando mais empregos.

Outro ponto importante a ser considerado é a questão dos prazos propriamente ditos. Por exemplo, toda empresa de Petróleo, tem uma carteira de projetos considerada “B”, ou seja, onde as condições de preços do Barril de Petróleo ou tecnologias disponíveis, não permitem tornar tais projetos economicamente viáveis. Mas uma mudança de cenário, com esta de Brent a US$70, pode viabilizar projetos desta carteira “B” de tal forma, que também adie o descomissionamento destas unidades.

Existe também a importante questão do fator de recuperação (FR) dos poços nacionais. Ao longo da vida útil de um poço, as melhorias (vamos pensar em novas tecnologias), podem proporcionar ou, uma redução drástica de custos, ou uma extensão da vida útil (EVU) que permita obter maior recuperação do campo, trazendo mais produção e aumentando seu FR e trazer uma maior economicidade para determinado campo.

Assim, a ampliação da sobrevida de um poço pode aumentar a receita de um poço, gerando um balanço positivo. Nesta situação, temos que entender que descomissionar pode gerar receitas para este ou aquele segmento da indústria. Entretanto, produzir óleo e gás, significa receita para todo um país. Assim sendo, os maiores esforços têm que ser envidiados no sentido de ampliar a vida útil dos equipamentos e o seu FR, ampliando as receitas para todo o país.

Note-se que a decisão pela EVU não é simples e precisa levar em consideração diversos fatores técnicos e econômicos, como as condições do poço, que podem ou não requerer uma manutenção, a necessidade de trocar ou consertar equipamentos devido à extensão de sua vida útil, a segurança e a integridade da plataforma, para o período adicional de operação e assim por diante.

Todas estas questões incorrem custos e impõem a necessidade da realização de um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE), mas podem dar sustentação à ideia de produzir mais e por mais tempo em poços já existentes.

É claro que existe uma dicotomia em relação aos dois objetivos (estender a produção versus descomissionar), mas estudos de viabilidade econômica devem ser feitos para garantir que a opção mais vantajosa para o país como um todo seja aquela adotada no final.

Quando se fala em estabelecimento de uma indústria específica, a análise da conjuntura econômica é de fundamental importância e estas questões ainda não foram respondidas com clareza solar.

Existem ainda múltiplas questões que não foram tratadas neste artigo e que merecem uma expansão. Por exemplo, do ponto de vista ecológico, temos que discutir de forma mais extensiva a questão do Coral Sol, uma espécie invasora que causa grande risco à fauna e flora marinha nacional.

Entretanto, mesmo com as questões em aberto, a pergunta que colocamos no começo deste artigo ainda está em aberto: existe uma indústria de descomissionamento no Brasil?

Na minha opinião, não há a menor dúvida de que existem segmentos que poderão usufruir de forma rentável e sustentável deste momento da indústria do Petróleo.

Note-se, entretanto, que existem sérias restrições legais neste processo (tanto do âmbito da operação propriamente dita quanto de questões ambientais e legais) que podem fazer com que seja muito difícil para uma ou mais empresas realizar as tarefas que são necessárias para atingir o objetivo do descomissionamento de todas as unidades que o necessitarem.

Ademais, possuir uma equipe com *know-how* e uma coordenação competente, será fundamental. E a formação de tal equipe é totalmente dependente de se entender completamente o problema e seus desafios, tarefa esta que iniciamos neste artigo.

Existem ainda muitas questões em aberto, que precisam ser tratadas, mas a discussão está devidamente iniciada e os principais desafios foram discutidos com clareza solar. É nosso objetivo fundamental que todos possuam o conhecimento necessário para colaborar para que juntos possamos fazer aquilo que é melhor para o nosso país.

REFERÊNCIAS

[1] Estado de São Paulo, "Entenda o que é o REPETRO", reportagem online, disponível em https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,entenda-o-que-e-o-repetro,70002131415. Último acesso em 10/07/2018.

[2] ANP, Resolução 27/2006, disponível em https://www.diariodasleis.com.br/busca/exibelink.php?numlink=1-6-34-2006-10-18-27, último acesso em 12/07/2018.

[3] WORLDOIL, "OVER 600 OFFSHORE PROJECTS TO BE DECOMMISSIONED OVER THE NEXT FIVE YEARS ", ARTIGO DA INTERNET DISPONÍVEL NO ENDEREÇO DADO POR HTTP://WWW.WORLDOIL.COM/NEWS/2016/11/29/OVER-600-OFFSHORE-PROJECTS-TO-BE-DECOMMISSIONED-OVER-THE-NEXT-FIVE-YEARS, ÚLTIMO ACESSO EM 17/07/2018.

[4] FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, E.; PEDROSA JUNIOR, O. A.; PINHO, A. C.; "DICIONÁRIO DO PETRÓLEO EM LÍNGUA PORTUGUESA", DISPONÍVEL ONLINE EM HTTP://DICIONARIODOPETROLEO.COM.BR/. ÚLTIMO ACESSO EM 19/12/2018.