

O descomissionamento aplicado às instalações offshore de produção de petróleo sob a visão crítica ambiental

Renato Saraiva Lima da Silva, renato_saraiva@bol.com.br

Fernando B. Mainier, UFF, mainier@nitnet.com.br

RESUMO

No passado o objetivo era produzir petróleo. Atualmente, na lógica da preservação ambiental e no amadurecimento dos campos petrolíferos, o descomissionamento dos sistemas de produção offshore vem ganhando importância tanto no planejamento industrial, quanto na visão governamental dos países produtores de petróleo. Desta forma, a principal intenção deste trabalho é motivar uma avaliação crítica das questões tratadas, descrevendo as principais razões para o encerramento da produção e/ou o abandono das instalações de exploração e produção de petróleo e, também apresentar algumas das tendências em relação ao descomissionamento de instalações offshore.

Palavras-Chave: Petróleo; Plataformas Offshore, Meio Ambiente

1. INTRODUÇÃO

As estruturas offshore evoluíram de simples torres de perfuração fabricadas em madeira instaladas próximas à costa, para robustas instalações, pesando milhares de toneladas, fabricadas em aço-carbono e outras ligas, instaladas a vários quilômetros adentro do oceano (Figura 1).

Além disso, a infra-estrutura de produção é composta de milhares de quilômetros de oleodutos que, através de uma complexa rede de transmissão, transfere óleo e gás entre os sistemas de produção offshore e os pontos de recepção em terra.

As primeiras plataformas offshore foram instaladas no Golfo do México, Estados Unidos, em 1947. Desde então, a exploração e a produção offshore vem crescendo constantemente.



FIGURA 1 – Passado e presente: torre de perfuração em madeira (1880) e plataforma offshore (2004). Fonte: Petrobras

O termo descomissionamento em questão refere-se ao procedimento de encerrar a operação de produção no final da vida produtiva de um campo petrolífero. É, essencialmente, multidisciplinar, pois, requer um método detalhado e ponderado com atuação envolvendo as diversas áreas da engenharia (ambiental, financeira e segurança do trabalho), a política e o bem-estar social (RUIVO, 2001).

Segundo Ferreira (2003), existem cerca de 7.850 plataformas de produção de petróleo e gás instaladas nas plataformas continentais de mais de 53 países ao redor do mundo. O Brasil possui, aproximadamente, 105 plataformas de produção offshore. Geralmente, as estruturas de produção de petróleo & gás estão dimensionadas para atender, por cerca de 30 anos, a produção de um determinado campo.

Durante esse período, as estruturas de aço que ficam submersas tornam-se parte integrante do ecossistema submarino, de tal forma, que se tornam pontos de atração e proteção para as mais variadas espécies de peixes. Em simbiose com algas, corais e moluscos, suas barras de aço verticais, horizontais e oblíquas, ficam cobertas pela vida marinha, graças não apenas à natureza, mas também, às legislações ambientais, cada vez mais severas (Figura 2)

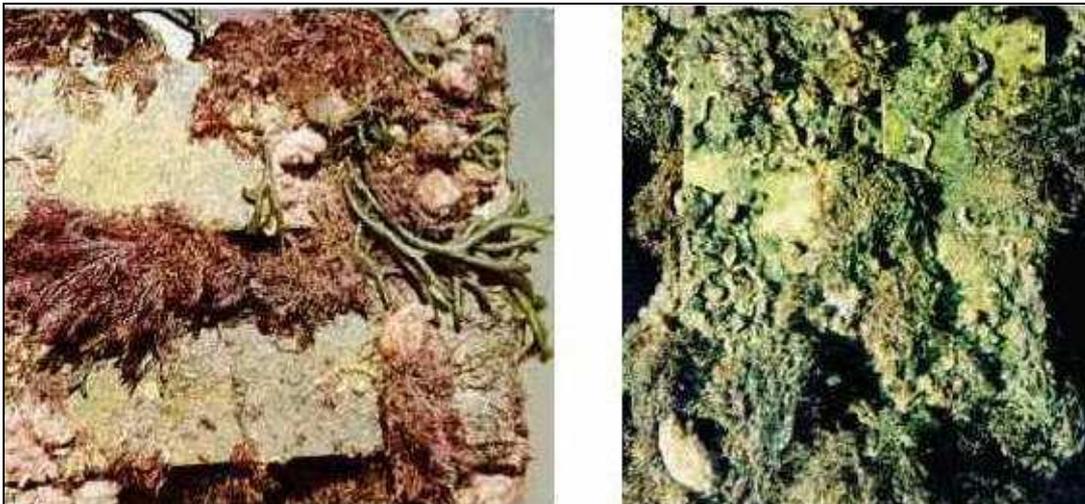


Figura 2 – Depósitos marinhos aderentes às superfícies metálicas

Na área de produção de petróleo & gás as operações de descomissionamento estão relacionadas, principalmente, aos seguintes fatores:

- Amadurecimento dos campos produtores;
- Problemas ambientais;
- Montante dos custos totais.

O fato do amadurecimento dos campos produtores trouxe a cena os custos de remoção e a disposição das instalações e equipamentos que foram necessários ao desenvolvimento comercial de um campo petrolífero.

A pergunta que tem sido feita, constantemente, é: o que fazer com as instalações após serem removidas?

Muitas destas instalações estão próximas à costa, em águas utilizadas pela navegação para diversos fins, sem compromisso com a indústria petrolífera. O fator ambiental no passado, praticamente, não era levado em consideração. O importante era produzir petróleo até a qualquer custo. Atualmente, na lógica dos impactos ambientais e das relações com a sociedade organizada, o descomissionamento tem sido objeto das agendas, nacionais e internacionais, dos financiamentos dos projetos, empreendimentos e certificadoras.

Existem estimativas de descomissionamento de cerca de 6500 plataformas de produção offshore até o ano de 2025 com o montante de 40 milhões de dólares. Desse total, segundo Griffin Jr. (1997), 15 bilhões de dólares (aproximadamente, 37,5%) seriam oriundos da região do Mar do Norte, apesar desta ser a responsável por apenas 5,8% do número total de instalações. Para efeito de comparação, a região do Golfo do México, responsável por 61,5% do número total de instalações, participaria apenas com 12,5% do custo total. Tal fato é devido ao tamanho e à complexidade das estruturas existentes na região do Mar do Norte e à severidade das condições climáticas, o que causa o considerável aumento no tempo necessário para a realização da operação de descomissionamento.

2. O CICLO DE VIDA DAS INSTALAÇÕES OFFSHORE

No caso de uma indústria de petróleo, dependendo dos fatores ditados pelo mercado, as projeções pré-produção comercial de trinta anos, em média, podem ser relegadas devido a uma maximização da produção num dado momento da vida produtiva. Ainda, nesse contexto, a vida útil da instalação marítima poderá ser prolongada caso os processos de recuperação secundária ou terciária forem técnica e economicamente possíveis. (LUCZYNSKI, 2002).

Assim, se aos vinte anos de vida produtiva, o limite econômico for adiado por mais cinco anos a partir do emprego da recuperação secundária ou terciária, igualmente, a plataforma ganha mais cinco anos. Esse período a mais na vida operativa da plataforma independe dos períodos normais de manutenção do equipamento e das estruturas, os quais são realizados ao longo de todo o período em que a plataforma se mantiver atuante.

Na ótica de Luczynski (2002) o descomissionamento de uma plataforma pode ocorrer em função de diversos fatores, tais como:

- A esgotabilidade, os danos ou erros no ocorridos no dimensionamento das reservas de petróleo & gás;
- A plataforma não possui padrão técnico para operar nos padrões ambientais da atualidade;
- A transformação ou as mudanças técnicas tornam-se antieconômicas;
- As mudanças nas diretrizes energéticas;
- A rigidez das políticas ambientais;
- A produção não é econômica.

A primeira razão lógica para o descomissionamento de uma plataforma de petróleo é a constatação que a renda obtida com a produção de petróleo já não compensa a continuidade da produção, o que implica, conseqüentemente, no encerramento das atividades de operação da plataforma.

Segundo essa visão, o preço do barril é o fator determinante que condiciona as atividades de exploração ou de encerramento da produção (no caso o descomissionamento da plataforma). Quando somente é considerada a economicidade da produção, nesse contexto, o

descomissionamento de plataformas toma ares de uma explicação simplista em virtude de uma ou várias quedas no preço do petróleo.

As flutuações de preço podem viabilizar a produção, como aconteceu em relação à produção offshore no Mar do Norte e em águas profundas. No entanto, para que se dê a viabilização da produção, torna-se necessário que o preço esteja em um dado patamar ao longo de um período de tempo que permita a maturação do projeto de exploração. Em outras palavras, quando houve a crise de 1973, o preço se manteve alto por tempo suficiente para que diversos projetos de exploração em mar aberto fossem iniciados ou incrementados. Todavia, não se deve esquecer que o período de tempo entre a criação e a concretização de uma determinada política de exploração de petróleo é relativamente rico, pois, está sujeito a fatores políticos, tecnológicos e orçamentários.

A questão da esgotabilidade de um recurso finito é abordada por Jamal & Crain (1997) da seguinte forma: o preço de um recurso como o petróleo ou de qualquer outro bem mineral não renovável deve subir a uma taxa crescente, segundo o interesse dos compradores. Na realidade, o preço sobe em virtude da expectativa de lucro anunciada pelo produtor, a qual se vale da necessidade de se utilizar o recurso num tempo imediato, desde que mantida a dependência do recurso, como ocorre, por exemplo, na dependência externa de petróleo.

No entanto, o mecanismo de oferta e procura é constantemente distorcido pelos grandes produtores de petróleo que impõem, aos consumidores, períodos de alta no preço do barril, empregando a tática de diminuir a oferta de petróleo em algumas centenas de milhares de barris por dia.

3. OS TIPOS DE INSTALAÇÕES OFFSHORE E O PROCESSO DE COMISSIONAMENTO

As instalações offshore sujeitas ao descomissionamento podem ser classificadas em:

- Navio de Produção, Armazenamento e Desembarque (FPSO - Floating Production, Storage and Offloading);
- Plataformas Semi-submersíveis;
- Plataformas de torres complacentes (CTP- Compliant Piled Tower);
- Plataformas de Pernas Atirantadas (TLP - Tension Leg Platforms);
- Jaquetas (sub-estruturas) de concreto e aço;
- Conjunto de equipamentos utilidades/dormitórios (Topside);
- Sistemas submarinos, oleodutos & gasodutos, linhas de fluxo, poços.

3.1 DESCOMISSIONAMENTO DE FPSO E PLATAFORMAS SEMI-SUBMERSÍVEIS

Uma instalação FPSO conforme a Figura 3 consiste em uma grande embarcação do tipo do navio-tanque (petroleiro) ancorada no solo marinho. É projetada para processar e armazenar a produção dos poços submarinos próximos a ela e descarregá-la, periodicamente, em um petroleiro menor, que transporta, então, o óleo para uma unidade de processamento em terra.

Tanto as FPSO como as Plataformas Semi-submersíveis (Figura 4) podem ser utilizadas em campos de exploração situados nas águas profundas mais remotas, onde a infraestrutura de oleodutos não existe. Estes tipos de estruturas de produção são,

comparativamente, mais fáceis e baratas de descomissionar do que as instalações fixas, pois, são baseadas em embarcações ou em seus conceitos e, portanto, flutuam.



Figuras 3 e 4 – FPSO e Plataforma semi-submersível
Fonte: OFFSHORE TECHNOLOGY (2007)

As principais dificuldades operacionais encontradas são as desconexões das amarrações, das linhas de fluxo e dos dutos rígidos ou flexíveis verticais que transportam os fluidos produzidos desde o poço no fundo do oceano até a plataforma na superfície (risers). A mobilidade de uma FPSO e de uma Plataforma Semi-submersível de produção permite a sua reutilização após o descomissionamento. Aproximadamente 65% das FPSO e Plataformas Semi-submersíveis descomissionadas ao redor do mundo foram reutilizadas em outros campos. A reutilização é uma evolução natural destas estruturas desde as primeiras conversões de navios-tanque em equipamentos de perfuração.

As FPSO possuem como vantagem adicional uma grande área de convés e excesso de flutuação, permitindo que sejam adaptáveis às modificações dos topsides. Neste caso, os equipamentos podem ser substituídos ou reformados em docas, antes que a instalação seja comissionada em outro campo.

3.2 – DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE TORRES COMPLACENTES (CPT) E ATIRANTADAS (TLP)

A plataforma do tipo de torre complacente (Compliant Piled Tower – CPT), conforme mostra, a seguir, a Figura 5, consiste, essencialmente, de uma torre estreita e flexível fixada a uma fundação com pilares capazes de suportar uma superestrutura convencional para operações de perfuração e produção. Geralmente, são utilizadas em lâminas d'água entre 300 e 600 metros e possui capacidade de suportar grandes forças laterais, graças à possibilidade de deflexões laterais.

As plataformas de pernas atirantadas (Tension Leg Platform - TLP) é uma estrutura flutuante, presa a um local determinado por tensores verticais conectados ao solo marinho através de pilares fixos conforme mostra, a seguir, a Figura 6. Os tensores permitem a utilização da TLP em uma escala de profundidade de água maior, porém, com movimento vertical limitado. Os maiores sistemas TLP foram instaladas com sucesso em lâminas d'água de até 900 metros. As plataformas TLP de produção são um tanto similares às FPSO e Semi-submersíveis, devido à sua natureza de mobilidade e flutuação. Entretanto, por serem conceitos relativamente novos, até o momento, só há uma experiência no descomissionamento destas estruturas, a Brent Spar, no Mar do Norte.



Figura 5 – Plataformas do tipo de torre complacente (CPT)
Fonte: OFFSHORE TECHNOLOGY (2007)



Figura 6- Plataforma TLP Okume, operando na Costa da Guiné, África
Fonte: OFFSHORE TECHNOLOGY (2007)

3.3 – DESCOMISSIONAMENTO DE SUBESTRUTURAS DE CONCRETO E AÇO (JAQUETAS)

As plataformas fixas, subestruturas de aço (jaquetas), conforme mostra, a seguir, na Figura 7, consiste em uma estrutura treliçada (uma seção vertical alta, fabricada a partir de estruturas de aço tubulares suportadas por pilares cravados em solo marinho) com topsides colocados no topo, fornecendo o espaço dos camarotes para a tripulação, equipamentos de perfuração e de produção.

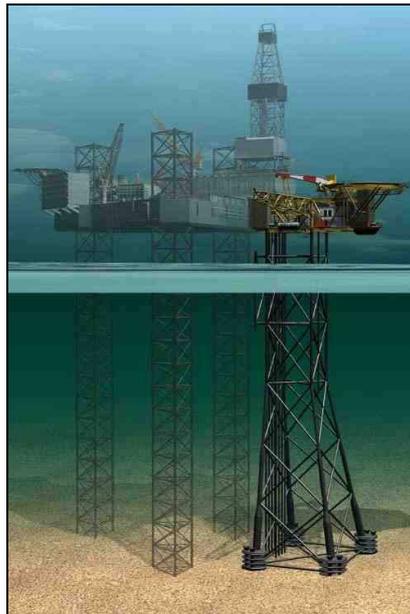


Figura 7 - Imagem artística da jaqueta abaixo da plataforma
Fonte: OFFSHORE TECHNOLOGY (2007)

As Plataformas Jaqueta são economicamente viáveis para lâminas d'água de até 450 metros. A maioria das Jaquetas é pequena e estão localizadas em lâminas d'água inferiores a 75 metros, pesando menos de 10.000 toneladas. Somente na região do Golfo do México existem 5.965 destas estruturas. Já as grandes estruturas estão localizadas, principalmente, nas regiões do Golfo de México e do Mar do Norte com, aproximadamente, 343 e 190 plataformas, respectivamente. No Brasil, existem 71 Jaquetas, sendo que maioria está localizada na região nordeste, formadas, principalmente, por estruturas de pequeno porte.

Na ótica do descomissionamento das estruturas fixas, segundo a United Kingdom Offshore Operators Association (1995), as principais alternativas são: remoção completa, remoção parcial, tombamento no local e reutilização em outro lugar ou manter a instalação para outras atividades.

A remoção completa de uma estrutura consiste, essencialmente, em realizar o processo de montagem ao contrário, conforme mostra o esquema apresentado, a seguir, na Figura 8. Primeiramente, ocorre a remoção dos sistemas de fixação. Caso a operação de reflutuação do módulo integral seja impraticável, os módulos são seccionados, içados e transportados para terra. Esta opção, dependendo da localização em que se encontra, requer a remoção até uma profundidade suficiente abaixo do solo marinho (aproximadamente 5 metros), a fim de eliminar qualquer interferência com os demais usuários do local, como pescadores e embarcações. A área ao redor da plataforma também precisa ser completamente limpa dos resíduos resultantes da operação de exploração do campo.

A principal vantagem da remoção completa é a volta do local em que se desenvolveu a exploração e produção de petróleo e gás à sua condição natural. Além disso, há a vantagem de não haver problemas futuros com a manutenção ou eventuais responsabilidades para as operadoras.

Quanto às desvantagens, estão incluídos os custos, possíveis danos ao meio ambiente marinho e eliminação do habitat artificial criado na estrutura. Esta é a opção de

descomissionamento mais cara, porém, costuma ser a preferida para a maioria dos descomissionamentos, em virtude das regulamentações ambientais cada vez mais severas.

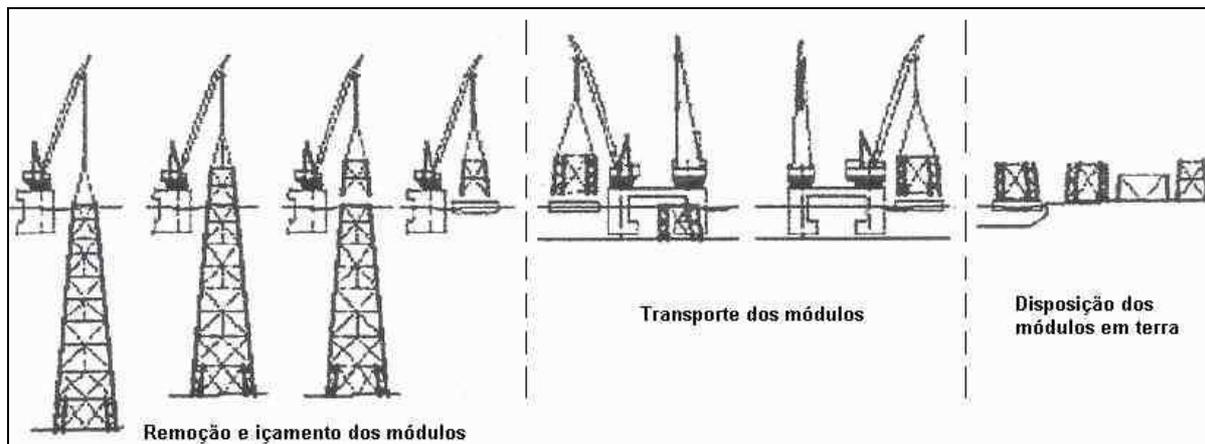


Figura 8 - Remoção completa de uma Jaqueta

Fonte: BYRD E VELAZQUEZ (2001)

A remoção parcial é recomendada pelas diretrizes do International Maritime Organization (IMO) e pela legislação internacional somente para grandes estruturas. A estrutura poderá ser parcialmente removida desde que possibilite uma coluna d' água desobstruída. A profundidade exata dependerá das exigências legais de cada localidade. As diretrizes da IMO exigem um espaço mínimo entre a superfície de água e a porção remanescente da estrutura: uma coluna d'água livre de 55 metros para instalações localizadas em lâminas d'água acima de 75 metros. Segundo o esquema apresentado, a seguir, na Figura 9, a jaqueta deve ser seccionada deixando a porção inferior no fundo do oceano.

Os métodos de corte a serem utilizados podem ser não-explosivos ou, no máximo, utilizando pequenas cargas de explosivos, o que torna a operação mais simples que a remoção completa. A seção removida pode tanto ser levada à terra para reciclagem ou eliminada como refugo quanto ser disposta próxima à porção remanescente da estrutura (BYRD E VELAZQUEZ, 2001).

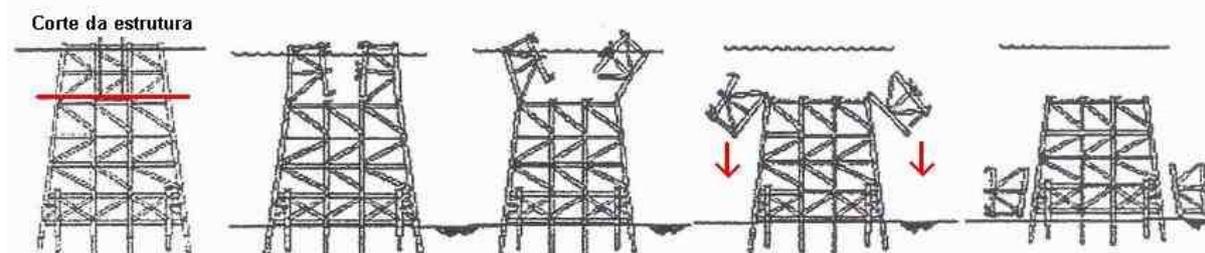


Figura 9 - Remoção parcial de uma Jaqueta

Fonte: BYRD E VELAZQUEZ (2001)

Segundo Byrd & Velazquez (2001), outra opção seria rebocar e dispor a estrutura, previamente limpa, em um local licenciado, em águas profundas, ou ainda, dispô-la a uma distância mínima da costa mais próxima. A remoção parcial pode representar benefícios econômicos e de segurança para as operadoras, especialmente, em águas relativamente afastadas da costa. Portanto, deverá existir algum benefício ao meio ambiente marinho, principalmente, se for utilizado em conjunto com programas de recife artificial, pois, a porção da estrutura deixada no local continuará a proporcionar habitat para a vida marinha. Este tipo de opção, porém, apresenta algumas desvantagens. Os condutores, se presentes, precisam ser

separados para que a estrutura seja parcialmente removida, bem como, outros componentes estruturais, como é o caso dos pilares.

O descomissionamento por tombamento da estrutura é bastante similar à remoção parcial. Consiste, primeiramente, na remoção dos topsides que podem ser reutilizados, refugados, abandonados no fundo do mar ou afundados com a subestrutura. Posteriormente, requer o tombamento de toda a subestrutura no local, observando a existência de uma coluna d'água livre, conforme mostra o esquema apresentado, a seguir, na Figura 10.

É importante um planejamento com elevado grau de precisão para que o procedimento de tombamento seja seguro o que torna esta obrigação complexa. Cargas explosivas são utilizadas para seccionar os membros críticos em uma seqüência controlada de cortes, permitindo que a Jaqueta desmorone graças ao seu próprio peso. Uma vez disposta no fundo do oceano, a subestrutura passa a atuar como um habitat para a vida marinha. Devido à eliminação de custos com o transporte, esta opção é mais barata que a remoção completa. O tombamento no local pode trazer benefícios à pesca comercial, exceto aos pescadores com redes, principalmente, se a subestrutura estiver próxima à costa.

A Reutilização é uma opção bastante utilizada no Golfo do México onde, aproximadamente, 10% das Jaquetas (geralmente, em lâminas d'água inferiores a 90 metros e acima dos 15 anos de operação) são descomissionadas e 20% dos topsides já foram reutilizados. As operadoras consideram a reutilização, em alguns casos, devido às economias decorrentes da antecipação de prazos de desenvolvimento e aos eventuais benefícios ambientais (MINERALS MANAGEMENT SERVICE, 2007).

As oportunidades para reutilização de Jaquetas em outro campo de petróleo e gás são limitadas, pois, geralmente, são projetadas segundo exigências específicas de produção, lâminas d'água, critérios ambientais, condições do solo, limites de resistência a fadiga e corrosão. Em virtude das implicações decorrentes, a opção de deixar no local não é a preferida pela legislação internacional, exceto nos casos onde uma utilização alternativa possa ser aplicada, como por exemplo, transformação da plataforma em centros de pesquisa, locais para o eco-turismo, cultivo marinho, base para fontes alternativas de energia (eólica), local de pesca esportiva, etc.

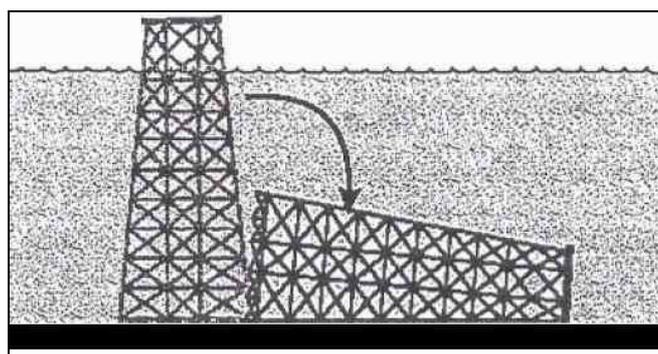


Figura 10 – Tombamento da estrutura no local

Fonte: LES DAUTERIVE (2000)

3.4 – DESCOMISSIONAMENTO DE TOPSITES

Os topsides das plataformas fixas variam tanto em funcionalidade, quanto em complexidade, desde grandes unidades integradas de produção, perfuração e acomodações para 200 a 300 trabalhadores, a pequenas unidades de processamento ou perfuração. Podem ser classificados em integrados, modulares ou híbridos. A escolha da configuração mais

adequada depende, principalmente, da capacidade dos navios-guindaste utilizados no processo de instalação.

A decisão quanto às opções de descomissionamento dos topsides só pode ser realizada como parte de uma avaliação global do processo de descomissionamento do sistema de produção offshore. De qualquer forma, eles necessitam de limpeza e remoção de todas as substâncias tóxicas previstas pela legislação vigente. As principais opções de descomissionamento para Topsides são apresentadas, a seguir, na Figura 11.

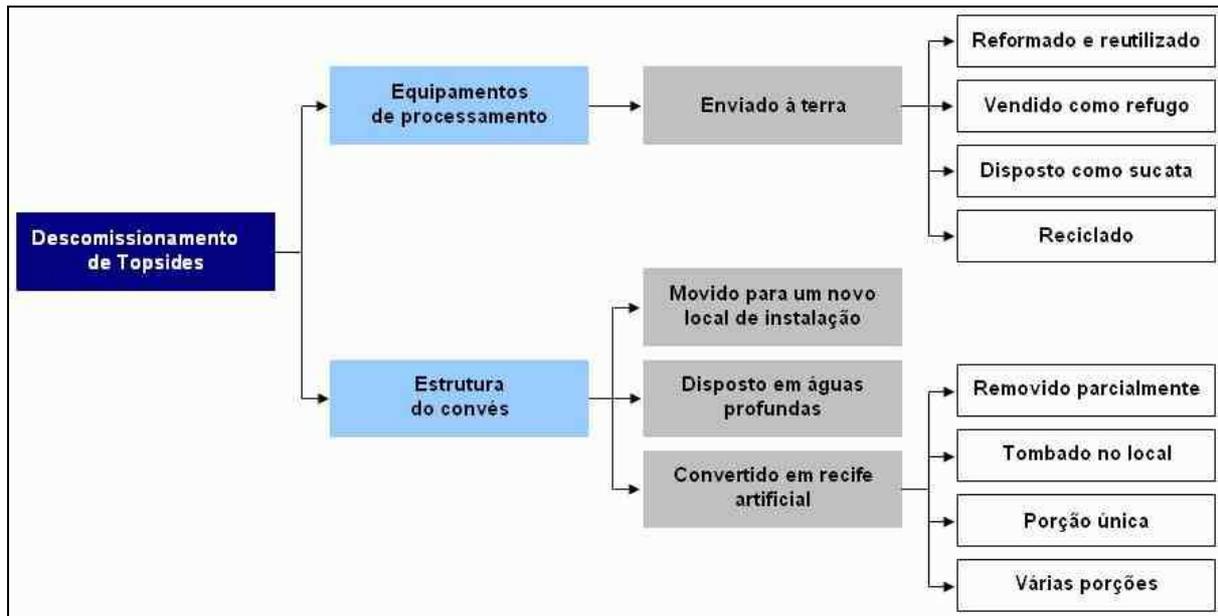


Figura 10 - Opções de descomissionamento para Topsides
Fonte: PRASTHOFER (1997)

3.5 – DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS SUBMARINOS

A configuração do sistema submarino pode variar bastante, desde a produção através de um simples poço até um sistema composto por vários manifolds¹, templates², árvores-de-natal molhada³, conexões, cabos de ancoragem, etc. Na prática, o que se observa é que em lâminas d'água rasas e medianas, a remoção completa desses elementos pode ser obtida utilizando-se de tecnologias de corte existentes, aliadas a pequenas embarcações. Já em lâminas d'água maiores (acima do limite possível de intervenção direta de mergulhadores), tal como ocorre em grande parte da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro; os equipamentos existentes são, geralmente, de operação remota. Nestes casos, a solução de descomissionamento encontra-se no equilíbrio entre a opção de remoção completa e a de deixar no local.

¹ **Manifold** - é um equipamento submarino que tem a função de receber a produção dos poços ou de outros manifolds e, em seguida, enviar os fluidos a outro elemento do sistema de produção ou à superfície.

² **Template** - O template serve como uma âncora para a linha-guia e como fundação para a base-guia permanente, apresenta uma abertura no centro por onde passam equipamentos para intervenção nos poços.

³ **Árvore de natal molhada** - é um equipamento formado por um conjunto de válvulas, colocado sobre o solo oceânico, com o objetivo de controlar a pressão e vazão de um poço submarino.

3.6 – DESCOMISSIONAMENTO DE OLEODUTOS E LINHAS DE TRANSFERÊNCIA

Em geral, o processo de descomissionamento envolve, principalmente, as estruturas mais visíveis (topsides e subestrutura). A presença ou a ausência de oleodutos e cabos de energia relacionados a estes equipamentos é menos óbvia, porém, é bastante importante no processo. O descomissionamento dos oleodutos é necessário a fim de minimizar os possíveis impactos ambientais no local. As opções de remoção e disposição de tubulações e cabos não estão previstas por nenhuma legislação internacional vigente (FERREIRA & SUSLICK, 2000).

Os cabos de potência, que funcionam da costa até a estrutura produtora offshore, são blindados com uma ou duas camadas de fios de aço, possuindo cabos de alta tensão projetados para carregar acima de 30.000 Volts. Estes cabos possuem entre 4 e 6 polegadas de diâmetro. Os cabos de potência submarinos, quando enterrados ou simplesmente deixados no solo marinho, não apresentam perigo para embarcações. Na Noruega, por exemplo, eles têm sido tipicamente descomissionados e abandonados no lugar com as extremidades enterradas abaixo da linha do solo (JOHNSEN et al, 1999).

O peso dos cabos cria um desafio para a sua recuperação porque necessitariam de um grande carretel, junto ao conjunto de guia linear de aço revestido (motores hidráulicos revestidos de borracha que capturam o cabo e o empurram através da ferramenta). Se removidos, o processo envolveria a união do cabo a um guincho de recuperação por mergulhadores. A extremidade do cabo seria recuperada através de um motor, movimentando-o até a embarcação de recuperação, onde uma tesoura hidráulica seria utilizada para secionar o cabo e, finalmente, armazená-lo para o transporte.

3.7 – DESCOMISSIONAMENTO DE POÇOS SUBMARINOS

O tamponamento e o abandono de poços (P&A - Plugging and Abandonment) é um dos estágios preliminares no processo de descomissionamento de um sistema de produção offshore. Um procedimento eficaz de tamponamento e/ou abandono de poços deve assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo & gás e também dos aquíferos existentes, prevenindo a migração dos fluidos entre as formações quer pelo poço, quer pelo espaço anular entre o poço e o revestimento e a migração de fluidos até a superfície do terreno ou o fundo do mar.

O descomissionamento de poços apresenta uma importância imediata e contemporânea no Brasil. Segundo dados da ANP (2007), desde a quebra do monopólio do setor petrolífero em 1997, a cada ano, são perfurados entre 60 e 70 poços, isto resulta, levando em consideração uma taxa de sucesso de 5:1, em uma taxa de abandono de 40 a 50 poços por ano. Ciente dessa situação, a ANP (Agência Nacional do Petróleo) publicou a Portaria nº. 176, de 27/10/1999, regulamentando o abandono de poços, a fim de preservar os aquíferos brasileiros e evitar o abandono irresponsável por parte das operadoras.

Quando um operador determina a necessidade de abandonar um poço, de uma dada unidade produtora, inicia-se a revisão do projeto do poço juntamente com os registros de intervenções prévias, condições geológicas e de reservatório. A operadora investiga todos os pontos que possam estar relacionados às questões de segurança e bem-estar dos envolvidos, bem como, as exigências legislativas. Finalmente, elabora um programa baseado nas condições existentes do poço e do reservatório, permitindo satisfazer os objetivos de tornar o poço seguro quanto a futuros vazamentos e preservar os recursos naturais remanescentes. As

técnicas utilizadas na realização deste processo devem ser baseadas na experiência, na pesquisa e na adaptação das operadoras aos padrões legislativos vigentes.

Durante a fase de produção, excetuando-se a etapa de desenvolvimento, todo poço produtor de petróleo, gás ou injetor somente poderá ser abandonado mediante autorização da ANP. As exigências legislativas brasileiras para o abandono de poços são: o poço não poderá ser abandonado se estas operações prejudicarem, de alguma forma, quaisquer operações nos poços vizinhos, exceto se, por algum motivo, represente ameaça à segurança ou ao meio ambiente.

Qualquer espaço anular que se comunique com a superfície do terreno ou com o fundo do mar deve ser isolado. Os revestimentos que cobrirem intervalos com petróleo, gás ou água de qualquer qualidade e que não estiverem adequadamente cimentados deverão ser perfurados nas profundidades apropriadas para, através da recimentação ou de compressões de cimento, proporcionar o isolamento completo.

4. CONCLUSÕES

Com base no estudo conclui-se que:

- É importante considerar o descomissionamento como um processo que possui natureza própria. Requer tempo até que seja desenvolvido o balanço entre custos, meio ambiente, tecnologia e segurança, o que significa minimizar os impactos ambientais e adotar procedimentos seguros com custos reduzidos;
- Além das questões tecnológicas e operacionais inerentes ao estudo de um novo processo, o descomissionamento exige legislações abrangentes e completas que não negligenciem o estabelecimento de canais de comunicação com a opinião pública, proporcionando a possibilidade de adoção de metodologias e procedimentos mais adequados à realidade;
- É fundamental o estabelecimento de uma estrutura multidisciplinar aliada a uma legislação factível e abrangente, sempre que possível, é importante observar duas alternativas mais recentes para o descomissionamento de sistemas de produção offshore: recifes artificiais e adiamento do processo;
- Independente do tipo de solução a ser adotado, o planejamento para o processo de descomissionamento à frente de seu momento. Esta será a chave para uma execução segura, ambientalmente consciente e eficiente.

5. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP) <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 15/09/2008

BYRD, R. C. & VELAZQUEZ, E. R. State of art of removing large platforms located in deep water. In: Offshore Technology Conference. Texas: 2001.

CONOCO-PHILIPS. Maureen decommissioning programmed. In: PATIN, S. Environmental impact of the offshore oil and gas industry. New York, EcoMonitor Publishing, 1999.

- FERREIRA, D. F. Anticipating impacts of financial assurance requirements for offshore decommissioning: a decision model for the oil industry. Tese (Doutorado em Ciências). Campinas: Programa de Pós-Graduação em Geociências, UNICAMP, 2003.
- FERREIRA, D. F. & SUSLICK, S. B. A new approach for accessing offshore decommissioning: a decision model for performance bonds. In: V International Conference on Health, Safety and Environmental in Oil and Gas Exploration and Production. SPE, 2000.
- GRIFFIN JR., W. S. International developments: lessons learned and need for public input. In: Proceedings: Public workshop - Decommissioning and removal of oil and gas facilities offshore California: recent experiences and future deepwater challenges. California: Minerals Management Service (MMS), California State Lands Commission, 1997.
- JOHNSEN, E. et. al. The final disposal of disused pipelines and cables. Oslo: Ministry of Petroleum and Energy, 1999.
- LES DAUTERIVE. Rigs-to-reefs policy, progress, and perspective. New Orleans: Minerals Management Service U.S. Department of the Interior, 2000.
- LUCZYNSKI, E. Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção. Tese (Doutorado em Energia). São Paulo: Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo (USP), 2002.
- MANAGO, F. & WILLIAMSON, B. Proceedings: public workshop - Decommissioning and removal of oil and gas facilities offshore California: recent experiences and future deepwater challenges. California: Minerals Management Service (MMS), California State Lands Commission, 1997.
- MINERALS MANAGEMENT SERVICE, U.S. DEP. OF THE INTERIOR. Summary file for platform structures. Disponível em <http://www.gomr.mms.gov>. Acesso 15/09/2007.
- OFFSHORE TECHNOLOGY. <http://www.offshore-technology.com>. Acesso em 15 de setembro de 2007
- PRASTHOFER, P. H. Offshore production facilities: decommissioning of topside production equipments. In: Proceedings: Public workshop - Decommissioning and removal of oil and gas facilities offshore California: recent experiences and future deepwater challenges. California: Minerals Management Service (MMS), California St Lands Comm, 1997.
- RUIVO, F. M. Descomissionamento de sistemas de produção offshore. Dissertação Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo. Campinas: Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, UNICAMP, 2001.
- UNITED KINGDOM OFFSHORE OPERATORS ASSOCIATION(UKOOA). An assessment of the environmental impacts of decommissioning options for oil and gas installations in the UK North Sea. Aberdeen: Aberdeen University Research and Industrial Services, 1995.