

UNIVERSIDADE FUMEC
FACULDADE DE CIÊNCIAS EMPRESARIAIS – FACE
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

ÁTILA MARQUES AZEREDO
JONAS ALBINATI CASTRO

APRESENTAÇÃO DE UMA METODOLOGIA INOVADORA PARA OS PULL OUT'S
DAS TUBULAÇÕES NO DESCOMISSIONAMENTO DE UMA PLATAFORMA DE
PETRÓLEO

Belo Horizonte

2022

ÁTILA MARQUES AZEREDO
JONAS ALBINATI CASTRO

APRESENTAÇÃO DE UMA METODOLOGIA INOVADORA PARA OS PULL OUT'S
DAS TUBULAÇÕES NO DESCOMISSIONAMENTO DE UMA PLATAFORMA DE
PETRÓLEO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade FUMEC, no curso de Graduação em
Engenharia de Produção, à disciplina de TCC.

Período: 10º

Orientadora: Prof. Janaina Kizzi de Morais Silva

Belo Horizonte

2022

UNIVERSIDADE FUMEC
FACULDADE DE CIÊNCIAS EMPRESARIAIS – FACE

Artigo intitulado **Apresentação de uma metodologia inovadora para os *pull out's* das tubulações no descomissionamento de uma plataforma de petróleo**. Apresentado ao curso de Engenharia de Produção de autoria de Átila Marques Azeredo e Jonas Albinati Castro como requisito obrigatório para a conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Produção.

Aprovado(a) em: _____

Banca examinadora

Prof.(a): Janaina Kizzi de Morais Silva Instituição: FUMEC – FEA

Prof.(a): Virgílio Schettino Faria Instituição: FUMEC – FEA

Orientador(a): Prof. Janaina Kizzi de Morais Silva

Data: 07 de junho de 2022

Horário: 18h:30min

Link da apresentação: <https://meet.google.com/cie-efsn-xy>

Belo Horizonte, 07 de Junho de 2022

RESUMO

A atividade de exploração e produção de petróleo *offshore* (produção de petróleo em plataformas instaladas no mar) continua crescente em todo o mundo, entretanto, começa-se a observar o fim de ciclos de unidades produtivas que outrora foram pioneiras. Este processo, chamado de descomissionamento, é dado como o conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação de materiais, resíduos e rejeitos, e à recuperação ambiental. Este processo tem como etapa crítica, tanto pelos custos envolvidos, quanto pelos riscos associados, a etapa de *pull out*, que consiste na desconexão e posterior recolhimento das tubulações que ligam a plataforma à seus poços submarinos. Neste contexto, este trabalho se propõe a apresentar uma nova metodologia para a realização destes *pull outs*, que seja mais eficiente, econômico e seguro, se comparados aos métodos tradicionalmente utilizados. Para realização do trabalho foi realizada a combinação de pesquisa bibliográfica e estudo de campo realizado *in loco* em uma plataforma de petróleo. Com base nos resultados aqui apresentados, concluiu-se que, que o método inovador apresenta benefícios em aspectos ambientais, econômicos e de segurança, tendo potencial para tornar-se referência para este tipo de atividade.

Palavras – Chave: Plataforma de petróleo. Descomissionamento. Pull out.

Oxicorte em tubulações.

¹ Artigo apresentado na Universidade FUMEC/FACE, em junho de 2022, como requisito para obtenção do título em Engenheiro de Produção, sob a orientação da professora Janaina Kizzi de Morais Silva.

1. INTRODUÇÃO

Chamadas também de Unidades Estacionárias de produção (UEP) as plataformas de produção de petróleo possuem em média uma vida útil de cerca de 20 anos após instaladas em suas alocações, e passado este período, deverão passar pelo processo de descomissionamento. Existem vários tipos de instalações *offshore* classificadas de diversas maneiras, serão descritas abaixo as mais utilizadas, que podem ser classificadas em (RUIVO, 2001):

- Navio de Produção, Armazenamento e Desembarque (*Floating Production, Storage and Offloading - FPSO*);
- Plataformas Semissubmersíveis (SS);
- Subestruturas de Concreto e de Aço (jaquetas);
- Torres Complacentes (*Compliant Piled Tower - CPT*);
- Plataformas de Pernas Atirantadas (*Tension Leg Platforms - TLP*) e *Spars*;

Este estudo, situa-se nos campos maduros, onde grande parte das plataformas se encontram em seu final de vida útil e a preocupação de como desativá-las ganhou importância para as empresas e consórcios que as operam.

O descomissionamento de instalações *offshore*, conforme o Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção 2020, é definido como o conjunto de atividades relacionadas à estagnação das operações em determinado campo, quando a produção oriunda deste já não sustenta mais a economicidade do ativo (Delgado et al, “Descomissionamento *offshore* no Brasil: oportunidades, desafios e soluções” (2021). Tal procedimento visa o abandono dos poços, a remoção, o desmantelamento e a possível reutilização da estrutura ou plataforma. Em nosso país, as informações sobre a data de realização e o custo de descomissionamento devem estar contidos no Plano de Desenvolvimento do Campo, conforme M’Pussa, J. em descomissionamento de plataformas marítimas: Estudo comparativo dos casos Reino Unido e Brasil (Universidade Federal Fluminense, 2017).

Este plano apresenta 9 fases distintas do descomissionamento, sendo a fase “D”, referente à remoção dos *risers* (tubulações que conectam a plataforma a seus poços, terminais, e outras UEP’s), considerada o caminho crítico, por ser mais extensa e onerosa.

Os custos com a atividade são elevados e estão diretamente relacionados com a utilização de embarcações de apoio envolvidas na operação, e aos serviços especiais demandados, nos quais se destacam os serviços de mergulho convencional e ROV (Remoted Opereted Vehicle ou veículo operado remotamente, em uma tradução livre) e uso de equipe

de *pull in* (equipe com experiência em operação de guinchos de grande porte e manuseio de ancoragem submarina). O fator risco também é algo de extrema significância, pois as atividades de descomissionamento estão sujeitas a perigos que muitas vezes não estão presentes na atividade de produção de petróleo.

Existem hoje na indústria do petróleo duas metodologias diferentes de remoção destas tubulações, que são elas o *pull out* de 1ª extremidade e o *pull out* de 2ª extremidade. Elas se diferem inicialmente no ponto onde se iniciará o processo, seja pela UEP (1ª extremidade) ou pelo sistema submarino (2ª extremidade), e posteriormente nas vantagens e desvantagens apresentadas por cada uma das opções.

Este trabalho se justifica porque o *pull out* inovador possibilita uma redução superior a 70% nos custos despendidos em comparação com os métodos convencionais. Além disso, o método inovador permite a eliminação e a mitigação de diversos riscos inerentes deste processo por não usar atividades de mergulho e movimentações de cargas de grandes proporções. Outro fator importante, é que ao apresentar uma redução substancial do tempo de operações, este método permite uma otimização do uso das embarcações de apoio, recurso crítico para a interligação de novos poços nas plataformas do Pré-sal. (PETROBRAS,2022).

Embora os estudos aqui apresentados, tenham sido realizados na Plataforma X, situado na Bacia de Campos, eles possuem abrangência de aplicação na maioria das plataformas de produção que operam hoje. Se aplicado apenas nos FPSO's P-35 e P-37, ambos operados pela Petrobras, pode representar uma economia direta da ordem de 1 bilhão de reais (PETROBRAS,2022).

2. OBJETIVOS

Com base no que foi apresentado anteriormente, este trabalho tem como objetivo geral apresentar uma metodologia inovadora que está sendo implementada para a realização dos *pull outs* dos *risers* que interligam a Plataforma X situada na Bacia de Campos. Os objetivos específicos são: descrever a cadeia de E&P e em especial o funcionamento de uma plataforma de produção de petróleo; apresentar o processo de descomissionamento de uma UEP; explicar os métodos convencionais de *pull out* utilizados na indústria de petróleo; apresentar os estudos de desenvolvimento do método inovador e comparar e avaliar as vantagens do método proposto em relação aos existentes.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

A cadeia de exploração e produção de petróleo, também conhecida como upstream, engloba todo o processo de prospecção de petróleo, e tipicamente é dividida em 4 fases. São elas a exploração, desenvolvimento, produção e abandono. Um maior detalhamento de cada uma destas etapas será demonstrado a seguir.

3.1. Exploração

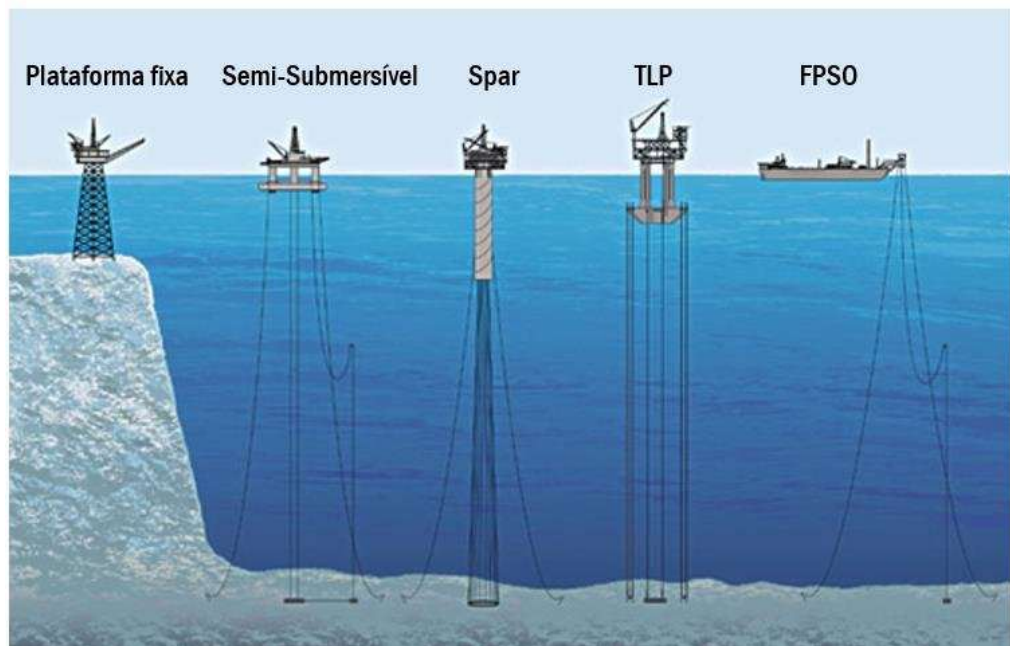
Segundo Silva (2012) o processo de pesquisa e exploração é definido como o conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural. A importância desta etapa é dada principalmente pelos custos envolvidos. Estima-se que o processo de perfuração e completção dos poços possa consumir até 85% dos custos totais de exploração. Este custo elevado dá-se em muitos casos pelos repetidos insucessos na etapa de perfuração. Tal atividade ganha cada vez mais complexidade à medida que são avançadas a profundidade das perfurações. Como fator compensador para o aumento das cotas de lâmina d'água em que os novos poços são perfurados, além do avanço tecnológico da perfuração em si, deve-se buscar um avanço na realização de sondagens das condições geológicas da área.

3.2. Desenvolvimento do campo

Uma vez bem definidas as características da área definida para a estruturação do poço, tais perfurações podem ser realizadas através de plataformas auto-elevatórias, semissubmersíveis ou navio-sonda (SILVA, 2012). O processo de perfuração é realizado com sondas e brocas, as quais tem o diâmetro reduzido à medida que a perfuração avança. Após perfurar cada seção, a broca é retirada do poço e uma coluna de aço, que possui diâmetro inferior ao diâmetro do poço, é introduzida e cimentada, impedindo assim o desmoronamento das paredes (SILVA, 2012).

Além da perfuração de poços, compreende na etapa de desenvolvimento, a estruturação dos sistemas submarinos, entre eles as Árvores de Natal Molhadas (ANM), que representam um conjunto de válvulas submarinas de comando do poço, o lançamento de *risers* e a interligação destes às plataformas de produção marítimas, também chamadas de unidades *offshore*. Este processo de interligação destas linhas nas UEP's é denominado de *pull in*. Uma melhor apresentação da tipologia de cada UEP é apresentada à seguir.

Figura 1: Tipos de instalações offshore



Fonte: Petrobrás (2022)

A UEP FPSO consiste em uma embarcação do tipo navio-tanque ancorada no solo marinho e projetada para processar e armazenar a produção proveniente de poços submarinos. Realiza o escoamento de sua produção através de navios petroleiros na operação de *offloading*.

Uma UEP do tipo SS, é estabilizada por colunas. Embora a embarcação comumente seja dotado de sistema de posicionamento dinâmico, que mantém a posição da plataforma de forma automática, para a utilização em produção de petróleo, esta deve ser ancorada no solo marinho. Por não possuir espaço de tancagem, deve ter o escoamento de sua produção transferido por oleodutos para terminais ou outros navios com capacidade de armazenamento.

As plataformas fixas funcionam como uma estrutura rígida, fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas. Podem ter sua subestrutura constituída de aço (jaquetas ou torre complacente) ou de concreto (plataforma de gravidade), em sua superfície existem *topsides* que fornecem o espaço de trabalho e habitação da tripulação e os equipamentos de produção. Elas realizam o escoamento da produção por oleodutos e atuam em águas superficiais e médias (AMORIM, 2010).

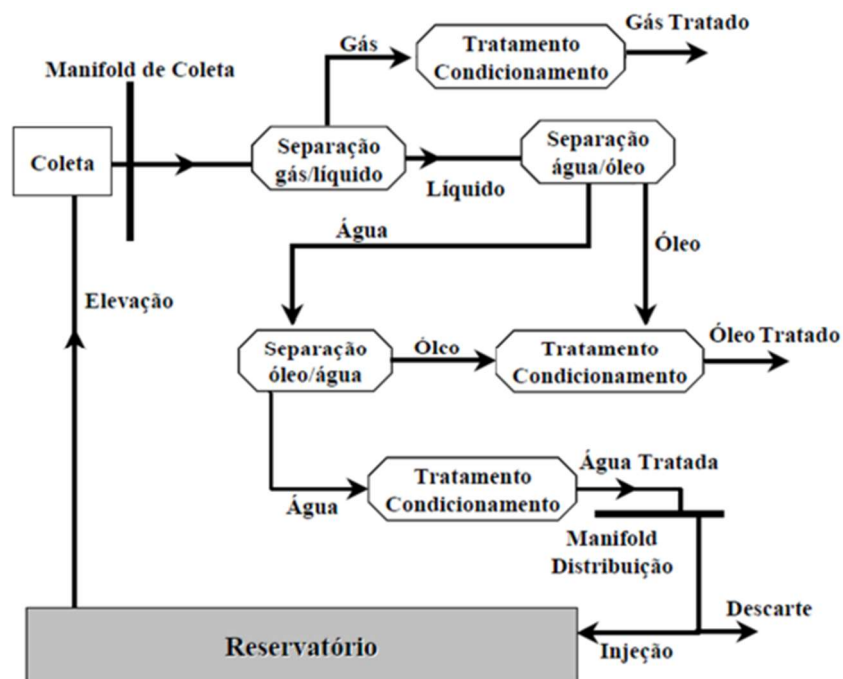
Apesar de atualmente existirem outras categorias de UEP's estes três tipos supracitados, são os de maior predominância no Brasil destacando entre eles os FPSO's, que representam quase a totalidade dos novos projetos de plataformas.

3.3. Produção

O termo produção de petróleo refere-se ao processo de promover a chegada do fluido até a superfície, e a posterior separação de seus componentes. Este processo inicia-se pela adoção de métodos de elevação, sendo os mais comuns o *gas lift*, que é a injeção de gás produzido na coluna de produção de petróleo, no ponto de instalação de ANM, e o uso de sistemas autônomos de bombeio, instalados no interior dos *risers*. Já as operações no *top side*, realizadas na superfície da plataforma, consistem na separação de óleo, água e gás, e outras impurezas que podem estar presentes no fluido produzido (PETROBRAS, 2007).

O diagrama mais a frente apresenta uma planta típica de processamento de petróleo.

Figura 2: Diagrama esquemático de uma planta de processamento primário com separadores bifásicos



Fonte: Petrobrás (2022)

3.4. Abandono

A fase de abandono, também chamada de descomissionamento, pode ser dividida em dois grupos: o abandono do poço e seus subsistemas submarinos, que se dá quando este atinge o fim de sua vida útil ou apresenta problemas de caráter de recuperações inviáveis (técnica ou economicamente); e o descomissionamento da plataforma de petróleo *offshore*, atividade que é descrita com maior detalhamento adiante (ALBUQUERQUE, 2019)

4 DESCOMISSIONAMENTO OFFSHORE

Descomissionamento de plataformas *offshore* é o procedimento para encerrar a operação de produção e ocorre por diversos motivos que, segundo Salgado (2016), podem estar diretamente relacionados à exaustão natural, exaustão econômica, ou a fatores políticos.

O descomissionamento de plataformas *offshore* é um processo relativamente novo no Brasil e no mundo. O grande ímpeto no desenvolvimento das primeiras 3 etapas da cadeia de *upstream* se justificam pela receita que estas geram, seja de forma direta, como no caso da etapa de produção, ou indireta, de suas outras duas etapas precedentes. A atenção para esta última etapa deste ciclo passou a ser motivada muito mais por uma pressão dos órgãos regulamentadores (no Brasil se destacam a ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; o IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis; e do TEM. – Ministério do Trabalho e Emprego) que das próprias companhias que se propõem a atuar no seguimento. A Petrobras é a maior operadora de plataformas de petróleo, e a Bacia de Campos como a maior concentração de plataformas “maduras”. Embora o presente estudo se baseie nas operações realizadas na Plataforma X, a base de estudo foram as UEP’s que compõem o Campo de Marlim, localizado na Bacia de campos. Este campo é o pioneiro na realização de descomissionamento de unidades flutuantes, e já possui anuência para início das operações de descomissionamento concedida pelos órgãos pertinentes.

O projeto de revitalização do campo de Marlim, na Bacia de Campos, está prevendo o descomissionamento de nove UEP’s, e a posterior substituição por duas novas plataformas do tipo FPSO (PETROBRAS, 2018).

A implantação do Projeto de revitalização, com o descomissionamento do sistema de produção atual, irá evitar a descontinuidade operacional dos campos de Marlim até 2047. Informações mais detalhadas sobre o Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim podem ser obtidas no EIA/RIMA encaminhado ao IBAMA por meio da Carta SMS/LARE 0180/2019, de 23/09/2019, ou através do seguinte endereço eletrônico: petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/licenciamento-ambiental/.

A unidade onde foram realizadas as operações de *pull out* pelo método proposto, aqui denominada Plataforma X, que iniciou a sua operação em 1998, é fruto da conversão de um navio petroleiro em uma plataforma de produção que tem a capacidade para separar o petróleo do gás e da água durante o processo de produção, armazená-lo nos tanques de carga para, finalmente, transferi-lo para os navios que serão os responsáveis pelo seu transporte. Esta unidade teve sua produção interrompida em meados de 2019, e suas operações de recebimento e transferência de óleo, encerradas em 2021.

Durante o projeto é elaborado um inventário das instalações e são apresentadas as alternativas de destinação final dos *risers* (dutos flexíveis e seus acessórios), pesos mortos, materiais/resíduos no leito marinho, sistema de ancoragem e plataforma. Posteriormente são detalhadas as nove fases do projeto de descomissionamento de instalações visando facilitar o planejamento.

As nove fases são descritas pela Petrobras nos Programas de Descomissionamento de Instalações Marítimas, Versão 1, de julho de 2020 como:

- Fase A: Parada de Operação;
- Fase B: Limpeza dos Oleodutos;
- Fase C: Desconexões e Tamponamentos Submarinos;
- Fase D: Pull Out e Recolhimento dos *Risers*;
- Fase E: Despressurização, Drenagem e Limpeza da Planta de Processamento;
- Fase F: Limpeza dos Tanques;
- Fase G: Remoção e Transporte de Produtos Químicos;
- Fase H: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma;
- Fase I: Remoção de Pesos Mortos e Materiais/Resíduos no Leito Marinho.

A Plataforma X, objeto do estudo, encontra-se na presente data com as fases “A”, “B”, “C”, “E”, “F” e “G” concluídas. As fases “H” e “I” dependem da conclusão da fase “D” para acontecerem, o que confirma esta etapa como sendo o caminho crítico para o descomissionamento.

Além das dificuldades já apresentadas na fase “D” do programa, a recente constatação da presença de coral-sol na parte superior dos dutos e linhas que interligam a plataforma, exige a remoção completa destes *risers* ou alternativamente a descontaminação dos mesmos em relação a esta espécie exótica à fauna nacional.

5 MÉTODOS TRADICIONAIS DE PULL OUT

A atividade de *pull out* dos *risers* interligados a plataforma pode ser resumida da seguinte forma (Petrobras - Programas de Descomissionamento de Instalações Marítimas, Versão 1, de julho de 2020):

É instalado um cacho de amarra no leito marinho, interligado ao *riser* por ROV (Veículo submarino operado remotamente) visando anular o empuxo dos flutuadores e permitindo desconectar o “torpedo no peso morto”;

A CRF (Conexão Riser-Flowline) é aberta por um navio tipo RSV (*ROV Support Vessel*) sendo tamponadas às duas extremidades. Pode ser instalado um flange cego, ou uma cabeça de tração, para posterior içamento deste trecho.

O PLSV (*Pipeline Support Vessel* – embarcação especializada na instalação /recolhimento / manuseio de dutos flexíveis) executará o recolhimento do *riser*, trazendo-o para bordo. O recolhimento pode ocorrer de duas formas: *pull out* de 1ª ou 2ª extremidade, operações que serão melhor descritas a seguir.

5.1. Pull out de 1ª extremidade e suas particularidades

No *pull out* de 1ª extremidade, o recolhimento do duto flexível inicia-se com a desconexão do *riser* na plataforma. Esta desconexão é realizada no ponto de chegada e saída das linhas na plataforma, região onde tipicamente há uma grande densidade de dutos e equipamentos. Para viabilizar a montagem do sistema de ancoragem do duto, composto pelo guincho de *pull in* e seus acessórios, é necessário realizar um intenso serviço de preparo. Esta etapa consiste na remoção de spools (dutos rígidos) e outras interferências no encaminhamento do cabo do guincho, remoção do spool de fechamento, trecho rígido imediatamente à jusante do *hang-off* (dispositivo que realiza a ancoragem do *riser* e realiza a vedação do mesmo na interligação para os dutos rígidos presentes na plataforma), abertura do *hang-off* e montagem de uma cabeça de tração no topo do *riser*. Uma etapa de mergulho também é necessária, dado que na saída dos *i-tubes* (estrutura tubular por onde é encaminhado o *riser*) está instalado um enrijecedor de curvatura solidário à UEP. Desta forma, através de um mergulho raso (até 12 metros de profundidade) deve-se desprender os tirantes deste equipamento, permitindo a livre passagem dos dispositivos de ancoragem. O soquete do cabo do guincho então é conectado na cabeça de tração, e na sequência o guincho libera o *riser* 12 metros abaixo da lâmina d'água. Devido à grande densidade de dutos e amarras de ancoragem da plataforma nesta região, as operações com ROV torna-se inviáveis, sendo necessário novamente o uso de mergulho convencional. Um mergulhador conecta um cabo de trabalho na cabeça de tração, e em uma operação conjunta o *riser* é liberado pela UEP e recolhido pelo PLSV. O sistema é recolhido desde sua primeira extremidade, localizada na plataforma, até a CRF ou CVD, conforme definição prévia da operação. (FERREIRA, 2013)

5.2. Pull out de 2ª extremidade e suas particularidades

Pull out de 2ª extremidade, é a operação onde o recolhimento das linhas se inicia na parte submarina e termina com o *pull out* na extremidade ligada à plataforma. Iniciada pela abertura de sua 1ª extremidade pela CRF ou pela CVD, a linha é recolhida e alocada na cesta do PLSV até que haja um pequeno trecho o unindo à plataforma. Neste ponto da operação, a plataforma pagará o sistema para o PLSV através do guincho de pull in / pull out. Uma vez em seu convés, o cabo do guincho é liberado e rebobinado para seu tambor na plataforma. Alternativamente, pode ser realizado um corte submerso para liberação do riser para o PLSV. Esta alternativa apresenta a vantagem de dispensar toda a etapa de preparo das instalações, que inclui as remoções dos spools, abertura do *hangoff*, instalação de cabeça de tração, e a liberação do *hang-off* pelo mergulho. Entretanto, como o ROV possui limitações para realizar o corte próximo à superfície, esta modalidade de operação deixa um trecho considerável (cerca de 20 metros) de riser pendurado na plataforma. Embora flexível, em pequenas curvaturas o riser se comporta como um duto rígido, e este trecho, comumente chamado de cotoco, pode apresentar restrições à navegação e principalmente docagem da plataforma, dado que dificilmente tem-se disponíveis portos e estaleiros com calado operacional superior à 20 metros (FERREIRA, 2013).

4. METODOLOGIA

Este trabalho trata-se de um artigo de natureza aplicada, cuja finalidade é apresentar uma metodologia inovadora para o *pull out's* das tubulações no processo de descomissionamento de uma plataforma de petróleo. A pesquisa foi desenvolvida por meio do estudo bibliográfico, em que foram utilizados artigos científicos, dissertações de mestrado, estudos de casos, livros didáticos, procedimentos técnicos e um relatório técnico de descomissionamento de instalações, sendo, portanto, uma pesquisa exploratória. Para uma melhor apresentação das partes que compõem o todo, a metodologia deste estudo foi dividida nas seguintes etapas:

- Referencial teórico;
- Obtenção de dados de descomissionamento *offshore*;
- Análise de métodos tradicionais de *pull out* durante o descomissionamento de uma plataforma;
- Obtenção e análise de resultados de testes de corte realizados na plataforma em descomissionamento utilizando o método inovador;

- Obtenção e análise de resultados do estudo de Análise preliminar de riscos de corte emerso de *risers* via UEP;
- Obtenção e análise de resultados do estudo de alargamento das janelas de visita e remoção de capa polimérica;
- Operações de *pull out* utilizando o método inovador.

5.RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Teste das ferramentas de corte

Buscando identificar a melhor alternativa de ferramenta, foram realizados, no último trimestre de 2021, testes de corte em trecho de duto flexível. Foram testadas 4 ferramentas distintas, tendo suas características e observações listadas a seguir.

O primeiro teste, realizado com uma ferramenta de potência de 2200W e com um disco de aço carbono, penetrou no material de 3 a 4 centímetros em um intervalo de tempo de 5 a 10 minutos. Foi observado um corte “limpo”, com pouca fumaça, sem dificuldade significativa de avanço. Para utilização da ferramenta se faz necessário um espaço para acesso ao duto, o que não se tem no cenário de estudo e inviabilizando esta opção. Observou-se também que materiais mais duros de disco podem facilitar ainda mais o corte. O tempo total estimado de corte do duto está entre 30 e 60 minutos.

No segundo teste, com a utilização de uma ferramenta de corte do tipo serra sabre com potência 1100W e lâmina de carbono de tungstênio, a penetração no material foi de 0,5 centímetros em um intervalo de tempo de 5 a 10 minutos. O avanço desse teste provou ser extremamente lento e sem fumaça. A lâmina penetrou apenas na carcaça polimérica do duto, sem avanço significativo no primeiro conjunto de fibras metálicas. Dessa forma, o corte com esta ferramenta mostrou-se inviável.

Já no terceiro teste, utilizando um corte com maçarico pelo método de oxicorte, a penetração no material foi de 4 a 6 centímetros em um intervalo de tempo de 5 a 10 minutos. Durante o procedimento de corte teve um avanço razoável, gerando fumaça, fagulhas e projeção de chama, sem dificuldade significativa de avanço. A remoção a capa polimérica foi fundamental para acelerar o avanço e reduzir a fumaça. A utilização desse procedimento em alternância com a serra sabre, para corte das partes plásticas, torna a execução dos serviços mais simples. O tempo estimado de corte total do duto está entre 30 e 60 minutos.

O último teste realizado, com a ferramenta de plasma em uma corrente de 20 a 65 Ampere, penetrou de 4 a 6 centímetros em um intervalo de tempo de 5 a 10 minutos. A ferramenta requer um ponto adicional de contato para a criação do arco elétrico. O corte teve um avanço razoável, gerando fumaça, fagulhas em menor quantidade, se comparada ao teste anterior. A remoção da capa polimérica é necessária para o contato e arco elétrico. As camadas internas de polímero são derretidas com o calor do corte. Embora apresente maior velocidade de corte nas camadas metálicas se comparada ao oxicorte, é necessária a alternância com a serra sabre, aumentando o tempo total. O tempo estimado de corte total do duto esta entre 30 e 60 minutos.

Os resultados obtidos com cada ferramenta são apresentados a seguir. Da esquerda para a direita os resultados do primeiro, o segundo, o terceiro e o quarto teste, respetivamente.

Figura 3: Resultados dos cortes

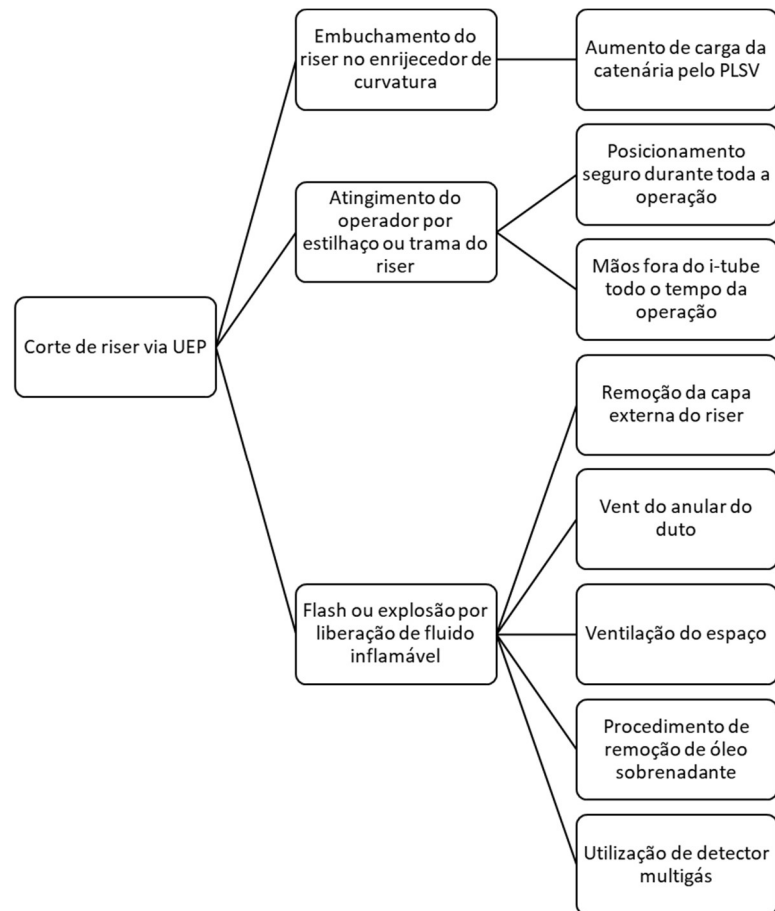


Fonte: Petrobras (2022)

Com base nos resultados obtidos, optou-se pelo uso do oxicorte para a realização do corte dos *risers*, utilizando como apoio para o preparo da superfície e remoção da camada polimérica do duto a utilização de serra sabre para acelerar o avanço e reduzir a fumaça.

5.2. Análise preliminar de riscos de corte emerso de risers via UEP

Uma vez definidas as ferramentas de corte a serem utilizadas, um estudo, denominado Análise Preliminar de Riscos (APR), para avaliar todas as etapas de preparação e da realização dos procedimentos de cortes emersos dos *risers* via UEP foi realizado. O esquemático 1 a seguir apresenta os principais perigos e salvaguardas/recomendações provenientes do estudo.

Figura 4: Perigos e salvaguardas/recomendações

Fonte: Petrobras (2022)

Todos os dutos foram devidamente condicionados, realizando-se circulação de água e enquadramento do teor de óleos e graxas abaixo de 15 partes por milhão (ppm), conforme definição do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) para tal atividade. Entretanto, com o elevado espaçamento temporal entre a lavagem e as atividades de *pull out*, foi identificada a possibilidade de migração e consequente concentração de hidrocarbonetos na parte superior dos *risers*.

A liberação de um pequeno volume de petróleo aderido à carcaça dos dutos é considerado um impacto efetivo das operações. Mesmo assim, optou-se pela realização de procedimento complementar, focado na remoção de eventual óleo sobrenadante nos *risers*.

Para realização do procedimento foi realizada a inundação dos *risers*, aguardou-se um tempo para eventual movimentação de fluidos e logo em seguida realizou-se a drenagem completa do fluido em um ponto superior ao do corte a ser realizado. A primeira operação foi realizada antes da abertura da CRF (conexão *riser-flowline*).

A operação de remoção de óleo sobrenadante foi repetida momentos antes do *pull out*. Depois da recuperação da extremidade de fundo pelo PLSV, quando esta se encontrava sobre sua mesa e após a realização de teste hidrostático da cabeça de tração.

Durante a drenagem, foi identificada a presença de um pequeno volume de água oleosa. Considerando que o sistema estava limpo, entende-se como um indicativo de que o manuseio pelo PLSV provocou liberação de hidrocarbonetos presos a parede interna do duto.

Dessa forma, a repetição deste procedimento antes do corte colaborou para aumento da segurança e redução na liberação de resíduos durante a operação. A figura a seguir mostra o ponto de drenagem utilizado, posicionado na parte superior do *turret*, à montante (plataforma-poço) do local de corte.

Figura 5: Ponto de coleta do óleo sobrenadante utilizado no procedimento



Fonte: Petrobras (2022)

De forma complementar a este procedimento, foi instalado um cilindro de nitrogênio na tomada utilizada para drenagem, à montante (plataforma-poço) do ponto de corte. O nitrogênio foi utilizado durante o procedimento de corte para fornecer leve pressurização da linha (2 bar). Dessa forma, conforme o nível da água no *riser* baixava devido ao vazamento pelo furo feito pelo maçarico, o espaço era preenchido por nitrogênio, garantindo uma atmosfera inerte. A figura mais a frente mostra um cilindro de nitrogênio conectado à tomada utilizada como ponto de drenagem.

Figura 6: Cilindro de nitrogênio conectado à mesma tomada usada para drenagem do *riser*, à montante (plataforma-ANM) do ponto de corte



Fonte: Petrobras (2022)

5.3. Alargamento das janelas de visita e remoção de capa polimérica

Para facilitar o acesso aos *risers* pelas janelas de visita nos *i-tubes* foi avaliada a possibilidade de corte ou alargamento das janelas de visita. Por terem função estrutural na sustentação do peso dos *risers* no ponto de chegada na plataforma, não foi possível a realização de seção transversal completa nos *i-tubes*, sendo viável apenas o alargamento dos orifícios.

Foi realizado um estudo de engenharia para definição do alargamento possível nos parâmetros de projeto dos *i-tubes*. Como resultado do estudo, obteve-se a tabela a seguir, que apresenta as dimensões máximas para as aberturas e alargamentos das bocas de visita.

Tabela 1: Dimensões máximas das janelas de visita nos i-tubes

I-tube	Poço	Função	Diâm.	Elevação	Novo Diâm.	Diâm. Lado Oposto
1	MRL-90	UEH	18"	24500	20 cm	20 cm
5	MRL-57	IA	22"	27500	20 cm	20 cm
7	P-19	GASODUTO	26"	24500	30 cm	30 cm
8	MRL-99	UEH	18"	27500	20 cm	20 cm
9	MRL-109	UEH	18"	24500	20 cm	20 cm
10	MRL-88	UEH	18"	27500	20 cm	20 cm
11	MRL-89	UEH	18"	24500	20 cm	20 cm
12	MRL-220	UEH	18"	24500	20 cm	20 cm
15	MRL-90	IA	22"	27500	20 cm	20 cm
19	P-26	OLEODUTO	30"	30500	30 cm	30 cm
20	MRL-57	UEH	18"	30500	20 cm	-
23	P-19	UEH	18"	27500	20 cm	20 cm
24	MRL-99	LGL	18"	30500	20 cm	-
25	MRL-99	LPO	18"	27500	20 cm	20 cm
26	MRL-109	LGL	18"	30500	20 cm	-
27	MRL-109	LPO	22"	24500	25 cm	25 cm
28	MRL-88	LGL	18"	30500	20 cm	-
29	MRL-88	LPO	22"	24500	25 cm	25 cm
30	MRL-89	LGL	18"	30500	20 cm	-
31	MRL-89	LPO	18"	27500	20 cm	20 cm
32	MRL-220	LGL	18"	27500	20 cm	20 cm
33	MRL-220	LPO	18"	30500	20 cm	-
34	MRL-181	UEH	18"	30500	20 cm	-
35	MRL-181	IA	22"	27500	20 cm	20 cm

Fonte: Petrobras (2022)

Na próxima figura é ilustrado um exemplo de janela de visita em *i-tubes*, antes e depois da realização do procedimento de alargamento.

Figura 7: Exemplo de janela de visita em i-tube

Fonte: Petrobras (2022)

5.4. Operação de *Pull Out*

A operação foi realizada com a utilização de dois AHTS operando em *pull back* e garantindo a posição adequada da UEP e um PLSV realizando o recolhimento da linha.

Durante a realização do procedimento de *pull out* a permanência total do PLSV foi de 43h: 15min, do AHTS 1 de 53h: 40min, do AHTS 2 de 51h: 30min e a duração do corte do riser de 01h: 05min.

Para garantir aproamento adequado (direção pela qual está apontada a proa da unidade) e manutenção de posição da UEP, foram utilizados dois AHTS em *pull back*. Ambas as embarcações chegaram na manhã do dia 08/04/2022 e tiveram a amarração concluída no mesmo dia, às 11h: 47min (AHTS1) e 16h: 04min (AHTS 2). A figura adiante mostra o AHTS 1 amarrado à plataforma por popa, boreste.

Figura 8: AHTS1 amarrado à plataforma por popa boreste

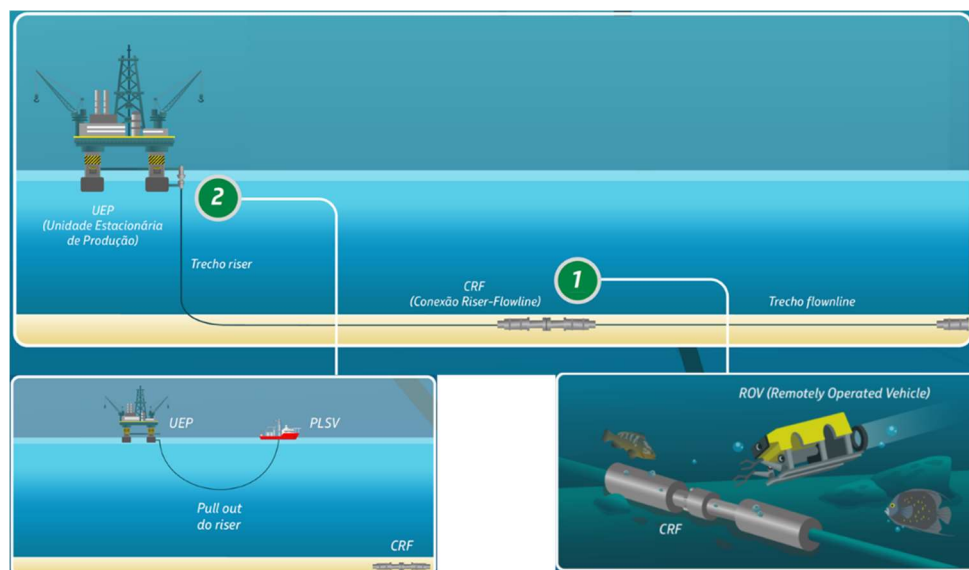


Fonte: Petrobras (2022)

Após a amarração e com a UEP no aproamento planejado, foram realizadas inspeções das linhas pelo PLSV. Em seguida, foi recolhida a extremidade de fundo do *riser*, posicionada na mesa do PLSV e substituída a cabeça de tração utilizada no içamento por uma cabeça de tração normal.

A figura a seguir exemplifica o recolhimento da extremidade de fundo e posicionamento do PLSV para o corte:

Figura 9: Pull out de 2ª extremidade, com abertura de CRF (1) e recolhimento pelo PLSV (2)



Fonte: Petrobras (2022)

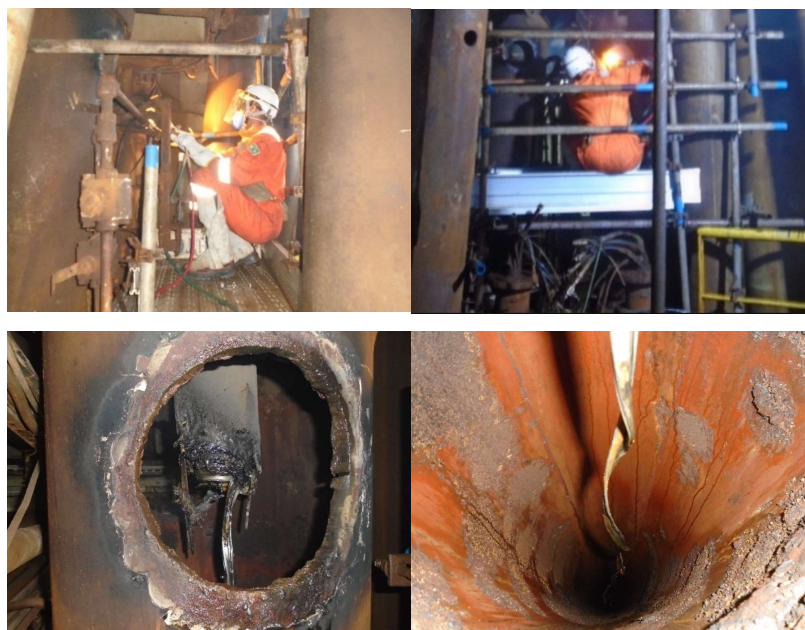
Prepara-se a área do *turret* com andaimes, sistema de iluminação e de ventilação para a operação de corte. Com a confirmação do sinal de prontidão do PLSV inicia-se o trabalho de corte do *riser*. Pouca fumaça foi liberada durante o procedimento. O processo de oxicorte foi intermitente com avaliação constante do corte do duto. Primeiramente foram cortadas as camadas externas do duto. A última camada mostrou-se ser a etapa mais demorada da operação de corte, devido à presença de água no duto que impedia o aquecimento da superfície. Entretanto, colaborou para que não houvesse tramas arrebitadas das camadas externas que poderiam “embuchar” o *riser* nos enrijecedores de curvatura.

Após furar a camada interna, o nitrogênio foi injetado para a manutenção da atmosfera inerte e o procedimento com o maçarico continuou até a ruptura do *riser* com a queda ocorrida, totalizando 1h: 05min de operação de corte UEP.

O duto apresentou escoamento de material segundos antes da ruptura completa. Não houve lançamento de estilhaços e a queda ocorreu de forma livre, sem comportamento errático do duto no interior do *i-tube*.

O PLSV informou que no momento da queda foi percebido um aumento da carga no tensionador, passando de 4 toneladas (em dupla catenária) para 8 toneladas (extremidade cortada livre). Na próxima figura é exemplificado o procedimento de corte e o resultado do corte. A trama metálica em evidência no *riser* se estende por cerca de 1 metro para baixo do *i-tube*.

Figura 10: Operação e resultado do corte de *riser*



Fonte: Petrobras (2022)

Posteriormente é realizada a inspeção submarina do ROV do PLSV confirmando que a extremidade cortada do *riser* estava livre, sem retenções no enrijecedor de curvatura. Obtida a confirmação foi efetivado o recolhimento integral do duto.

A figura seguinte mostra a extremidade do *riser* cortada recolhida pelo PLSV.

Figura 11: Extremidade cortada do *riser*



Fonte: Petrobras (2022)

Finalizado o recolhimento, o PLSV saiu da zona de 500 metros às 21h: 55min de 09/04/2022, iniciando navegação para sua próxima atividade às 03h: 05min de 10/04/2022.

Em seguida, foi realizada a desamarração dos dois AHTS2, desconectado de popa BB às 09h: 20min de 10/04/2022 e AHTS1, desconectado de popa BE às 11h: 40min de 10/04/2022.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando o que foi exposto nesse artigo, foi possível concluir que o método inovador para a operação de corte emerso via UEP tem como benefício a remoção de óleo sobrenadante após recolhimento da extremidade de fundo, dispensa a movimentação de grandes cargas e utilização de equipamentos de guindar de grande porte, elimina a necessidade de atividades de mergulho, remoção de carretéis de fechamento e a instalação de cabeças de tração de topo e reduz drasticamente o tempo de permanência do PLSV.

Ao eliminar tais operações, é reduzida a incerteza de duração do processo, pois atrasos típicos devido à quebra de equipamentos, condições climáticas adversas à atividade de mergulho e movimentação de cargas deixam de existir.

Para os demais recursos tradicionalmente demandados na operação de *pull out*, este método inovador também apresentou vantagens. Através da análise do relatório de descomissionamento da plataforma fornecido, que apresentava o cronograma proposto para a campanha de *pull out* adotando um método convencional, observou-se a redução do tempo planejado de permanência do PLSV de 3,7 dias por riser para 1,8 dias por riser e dos AHTS (*Anchor Handling and Tug Supply*), embarcações de elevada potência que atuam como rebocador, manuseio de âncoras e transporte de suprimentos de 132,5 dias para 96,4 dias. Outra importante melhoria foi em relação ao tempo de preparo de caldeiraria. Se comparado ao método tradicional, a metodologia proposta reduz cerca de 90% do tempo que seria despendido, ao necessitar apenas 13,2 dias, em confronto com os 127,6 dias planejados anteriormente.

Embora não tenha sido possível realizar um levantamento completo dos custos economizados em todas as etapas, apenas comparando os custos projetados das embarcações envolvidas na tarefa, temos um custo total de U\$14.400.000,00 para a campanha completa segundo o método proposto. Embora aparente ser um valor significativo, este montante representa apenas 40,9% do valor previamente orçado para realização dos *pull outs* pelo método tradicional.

7. REFERÊNCIAS:

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Resolução ANP nº 817 de 24.04.2020**. Disponível em:

<<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>>

Acesso em: 16/04/2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Extensão de vida útil e Descomissionamento no Brasil – Desafios,**

Oportunidades e a Regulação do Setor. Rio de Janeiro. Apresentação ppt. 2019a.

Disponível em:

<https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/raphael_moura_-_anp_fgv_decom_ago_2019.pdf>

Acesso em: 16/04/2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Nota técnica nº 004/2018/SDP - ANP. 2018**. Disponível em:

<[http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n9/Nota_Tecnica-004-](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n9/Nota_Tecnica-004-Regulamentacao_do_incentivo_de_reducao_de_royalties_sobre_a_producao_incremental_em_Campos_Maduros.pdf)

[Regulamentacao_do_incentivo_de_reducao_de_royalties_sobre_a_producao_incremental_em_Campos_Maduros.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n9/Nota_Tecnica-004-Regulamentacao_do_incentivo_de_reducao_de_royalties_sobre_a_producao_incremental_em_Campos_Maduros.pdf)> Acesso em: 16/04/2022.

FGV ENERGIA, **Aspectos técnicos por trás das atividades de descomissionamento:**

Lições aprendidas do outro lado do Atlântico. Janeiro de 2022. Disponível em:

<https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_de_descomissionamento_-_ast_2022_4.pdf> Acesso: 20/04/2022

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Descomissionamento – Perguntas Frequentes, 2020**. Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/perguntas/386-agente--economico/descomissionamento/5930-descomissionamento>>. Acesso: 20/04/2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e**

Produção. Disponível em:

<<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaWVhZDZDI4MDAtZDZJhNi00MGEyLWFjMzAtNTBkMDVjOTg1NzY0IiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9&pageName=ReportSection65e3c25239431311238c>> Acesso em: 22/04/2022.

PETROBRAS. **Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas**. 2020.

Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/seguranca-operacional/descomissionamento/PDI-ExecutivoFPSO-P-32.pdf>> Acesso em: 22/05/2022.

ALBUQUERQUE, R. S. **Descomissionamento de plataformas de petróleo offshore: revisão sistemática**. Trabalho de Conclusão de Curso. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

AMORIM, T. O. **Plataformas Offshore: uma breve análise desde a construção ao descomissionamento**. Trabalho de Conclusão de Curso (TCC). Fundação Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, Rio de Janeiro, 2010.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. **Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil**- Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ. 62p. 2017.

MARIANO, J. B. **Proposta de metodologia de avaliação integrada de riscos e impactos ambientais para estudos de avaliação ambiental estratégica do setor de petróleo e gás natural em áreas offshore**. 2007. 571f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

MARTINS, C. F. **O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil**. 2015. 42f. Monografia (Especialista em Engenharia de Campo SMS) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015

MEENAN, P. A. **Technical Aspects of Decommissioning Offshore**. s.l.: SPRINGER-VERLAG, 1998, Decommissioning Offshore Structures, 1998.

Interagency Decommissioning Working Group (IDWG), 2019. The 1999 IDWG Action Plan. Disponível em: Acesso em: 27/05/2022

BARCLAY, I.; PELLENBARG, J.; TETTERO, F.; PFEIFFER, J.; SLATER, H.; STAAL, T.; WHITNEY, C. (2001). **The Beginning of the End: A Review of Abandonment and Decommissioning Practices**. Oil Field Review, 28-41

RUIVO, F. M. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore**. 2001. 181 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade de Campinas, 2001.

AHIAGA-DAGBUI, D. D.; LOVE, P. E. D.; WHYTE, A. BOATENG, P. **Costing and technological challenges of offshore oil and gas decommissioning in the UK North Sea**. ASCE Journal of Engineering and Construction Management. 2017.

IHS Markit. **Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, with Annual Spending Rising to \$13 Billion by 2040**. IHS Markit Says, nov. 2016. Disponível em: Acesso em: 28/05/2022.

FURTADO, R.; BERNABÉ, P. A.; LOUREIRO, A. B. A. **Descomissionamento offshore no Brasil**. TN Petróleo. v. 122, p. 42-49. dez. 2018.

MOURA, R. **Descomissionamento no Brasil pela ótica do regulador - ouvindo a ANP** [Webinar]. FGV Energia. Disponível em: . Acesso em: 30/04/2022.

SINAVAL. **IBP sugere maior diálogo sobre oportunidades de descomissionamento no RJ**. 2020a. Disponível em: <http://sinaval.org.br/2020/10/ibp-sugere-maior-dialogo-sobre-oportunidades-de-descomissionamento-no-rj/>. Acesso em: 30/04/2022.

SINAVAL. **O que acontecerá com as plataformas descomissionadas?**. 2020b. Disponível em: Acesso em: 30/04/2022.

SINAVAL. **Sobena propõe regulamentação sobre desmonte de plataformas para abrir oportunidades para estaleiros brasileiros**. 2020c. Disponível em: < SINAVAL – Sobena propõe regulamentação sobre desmonte de plataformas para abrir oportunidades para estaleiros brasileiros >. Acesso em: 30/04/2022.

BITTAR, L.; MODESTO, N. **O uso da avaliação comparativa para a tomada de decisão em projetos de descomissionamento de instalações offshore, 2019**.

RAMOS, R., **Análise de risco no descomissionamento de dutos rígidos submarinos** – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018

SILVA, C. **Desenvolvimento das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob a ótica da cumulatividade de impactos ambientais**. 2012. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

SILVA, C.; MAINIER, F. **O descomissionamento aplicado às instalações offshore de produção de petróleo sob a visão crítica ambiental.** Disponível em:

http://let.aedb.br/seget/artigos09/265_Descomissioamento%202009%20final.pdf. Acesso em: 30 abr 2022.

SILVA, C., **Petróleo – Noções sobre Exploração, Perfuração, Produção e Microbiologia**, 1 Ed., Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2003.

SILVA, C.; FERNANDO, B. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo.** In: IV Congresso Nacional de Excelência em Gestão; 2008, São Paulo. Anais.

SILVA, C.; MAINIER, F. **O descomissionamento aplicado às instalações offshore de produção de petróleo sob a visão crítica ambiental.** Disponível em:

http://let.aedb.br/seget/artigos09/265_Descomissioamento%202009%20final.pdf. Acesso em: 30 abr 2022.