Revista Técnica da Universidade Petrobras

RH/UP

n. 2 especial, dez. 2024

ENGENHARIA SUBMARINA



ISSN: 2359-134X

PETROBRAS

EDITORIAL



Lilian Soncin
Gerente Executiva de RH

Prezados leitores,

É com grande alegria que apresentamos esta edição especial da Revista Técnica da Universidade Petrobras, voltada para a Engenharia Submarina. Esta área de conhecimento é reflexo da inovação tecnológica da Petrobras, um exemplo claro da importância da gestão do conhecimento na formação de um capital humano qualificado e preparado para os desafios do setor.

A área de Recursos Humanos, capitaneada pela nossa querida Universidade Petrobras (UP), se destaca como um verdadeiro centro catalizador de disseminação do conhecimento gerado por nossos colaboradores. Desde a sua criação, a UP tem promovido a troca de saberes, práticas e experiências, criando um ambiente propício para o aprendizado contínuo. A gestão do conhecimento é fundamental para garantir que nossos empregados tenham acesso às melhores práticas, ferramentas e técnicas, essenciais para a excelência nas operações e para a inovação.

Através do desenvolvimento de tecnologias e soluções que respeitam o meio ambiente e promovem a segurança, a Petrobras se posiciona como uma referência em práticas responsáveis e inovadoras. A Engenharia Submarina é um campo de grande importância, e nosso compromisso com a pesquisa e a inovação nesse setor reflete nossa visão de futuro.

A dedicação ao desenvolvimento de pessoas e à promoção da cultura do aprendizado, ilustra como a liderança e o comprometimento podem transformar o ambiente de trabalho, estimulando a criatividade e a colaboração. Através de suas iniciativas, o RH/Universidade Petrobras têm demonstrado que o conhecimento é um ativo valioso que, quando compartilhado, pode gerar impactos significativos.

Nesta edição, vocês encontrarão uma variedade de artigos que ilustram as contribuições de nossos empregados para a Engenharia Submarina, destacando a importância do conhecimento compartilhado para a evolução da Petrobras. Convidamos todos a se aprofundar nos conteúdos e a se inspirar nas histórias de superação e inovação que compõem nossa cultura organizacional.

Juntos, continuamos a construir um futuro onde a gestão do conhecimento é a chave para o sucesso e onde a Petrobras se posiciona como um agente transformador no desenvolvimento técnico e científico da sociedade.

EDITORIAL



Robson Campos Leite
Gerente Geral
Universidade Petrobras

A Revista Técnica da Universidade Petrobras (RTUP) retoma sua trajetória com uma edição especial dedicada à Engenharia Submarina. Mais do que uma publicação, este retorno simboliza o compromisso da Petrobras com a produção e a disseminação do conhecimento técnico-científico, um pilar fundamental para a inovação e o desenvolvimento sustentável da indústria de óleo e gás.

A Engenharia Submarina está no coração da operação offshore da Petrobras, sendo essencial para o avanço em águas ultraprofundas, a otimização da produção e o enfrentamento dos desafios tecnológicos do setor. Ao reunir especialistas, pesquisadores e profissionais da área, esta edição especial não apenas resgata o legado da RTUP, mas também reafirma o papel do RH/Universidade Petrobras na Gestão do Conhecimento da Companhia e no compartilhamento de aprendizados e boas práticas com o país e o mundo.

Neste número, trazemos artigos que exploram soluções inovadoras, desafios operacionais e avanços tecnológicos na Engenharia Submarina. Nosso objetivo é promover um espaço de reflexão e troca de experiências que fortaleça a Petrobras e todo o ecossistema técnico-científico envolvido.

A retomada da RTUP representa mais do que uma celebração: é um passo estratégico na valorização do conhecimento e no reconhecimento dos profissionais que fazem da Petrobras uma referência global em Engenharia Submarina. Que esta edição especial inspire novas pesquisas, impulsione o desenvolvimento tecnológico e fortaleça a cultura de compartilhamento do conhecimento que é um dos grandes diferenciais da nossa empresa.

Boa leitura!

EDITORIAL



Flavio Bretanha Freire
Gerente Executivo Sistemas Submarinos

A Petrobras é a maior integradora, demandadora e contratante na área *subsea* do mundo. Nosso setor exige inovação contínua para enfrentar os desafios constantes e complexos inerentes ao ambiente marinho, sobretudo em altas profundidades.

Nos últimos anos, o mercado reconheceu a importância de inovar. "A moda é fator altamente influente na decisão empresarial: os decisores tendem a favorecer as configurações e as tendências em voga no momento" (MINTZBERG, 2003). Como exemplo dessa "moda", constatamos a criação da função *de Chief Innovation Officer* (CIO) em diversas empresas.

Se inovação é algo que faz parte do dia a dia da Petrobras, na área Submarina ela está presente em nosso DNA desde os primeiros dias, pois, caso contrário, não teríamos alcançado tamanhos avanços tecnológicos.

Mas o que é inovação? São projetos de alto risco e incerteza? É uma ideia concebida por um gênio após muitas noites solitárias de trabalho? É o desenvolvimento de tecnologias disruptivas? Dentre as inúmeras definições possíveis, optei por compartilhar uma não tão usual: "Contanto que a ideia seja percebida como nova para as pessoas envolvidas, é uma inovação, mesmo que possa parecer, para outros, uma 'imitação' de algo que já existe em outro lugar" (VAN DE VEN, 1986).

Nesse contexto, a troca de experiências e o compartilhamento de conhecimento tornam-se fundamentais para promover a tão desejada inovação. Os artigos aqui apresentados exploram não apenas as inovações tecnológicas mais recentes, mas também as práticas e soluções que têm moldado o futuro das operações *subsea*, com uma visão clara de como o aprendizado contínuo e o aprimoramento de processos podem transformar a indústria e fomentar uma cultura de inovação dentro das organizações. Esse ambiente propício à inovação não ocorre por acaso; ele deve ser incentivado de maneira sistemática.

Seguramente, não podemos nos limitar à edição de uma revista especializada. No entanto, é um passo importante e interessante no caminho para incrementar um ambiente favorável à inovação.

O papel da alta administração é essencial nesse processo, pois são os líderes executivos que têm a capacidade de moldar a estratégia organizacional e direcionar os recursos necessários para a inovação no setor *subsea*. O patrocínio de ações e programas voltados ao desenvolvimento de novas tecnologias, à capacitação dos profissionais e ao compartilhamento de aprendizados é uma responsabilidade estratégica da alta cúpula. A decisão de investir em pesquisa, desenvolvimento e treinamento garante não apenas a sustentabilidade dos projetos a longo prazo, mas também posiciona as empresas à frente da concorrência, colocando-as como líderes no mercado global.

Nesse cenário, a disseminação de conhecimento e a promoção de um aprendizado contínuo tornam-se pilares fundamentais para o sucesso do setor *subsea*. Segundo a professora Raquel Balceiro, "a colaboração entre empresas, universidades, centros de pesquisa e governos é essencial para a criação de soluções inovadoras que atendam às crescentes demandas do mercado". A alta administração, ao apoiar iniciativas educacionais e de pesquisa, estabelece as bases para um futuro mais eficiente e sustentável no setor *subsea*, consolidando a indústria como uma referência global em inovação e tecnologia no campo *offshore*."

Recursos Humanos (RH)
Lilian Maria Louzada Soncin - Gerente Executiva

Universidade Petrobras (RH/UP)
Robson Campos Leite - Gerente Geral
Daniela de Melo Apoluceno - Gerente de Petróleo e Geociências
Patrícia Castro de Santana Silva - Gerente de Serviços de Treinamento & Desenvolvimento
Luciana Rocha Miranda - Gerente Setorial do Centro de Ciências e Tecnologias em Engenharia Submarina e Naval

Comitê Editorial

Editor-chefe
Rodrigo Fernandes de Oliveira - Gerente Setorial de Soluções de Aprendizagem, Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Editora Adjunta
Anna Paula Tavares de Araujo - Soluções de Aprendizagem, Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Editores de Seção do Número Especial de Engenharia Submarina
Lenise Diniz Oliveira - Processos de Gestão do Conhecimento e T&D, Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
Sergio Kempenich - Processos e Práticas em Engenharia Submarina, Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Editor de Layout
Jean Menezes de Miranda - Soluções de Aprendizagem, Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Estagiária
Anna Carollina Affonso Vieira dos Passos Soares - Soluções de Aprendizagem, Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SUMÁRIO

6
CONCEPÇÕES E TECNOLOGIAS SUBMARINAS PARA PROJETOS COMPLEMENTARES E DE REVITALIZAÇÃO NO PRÉ-SAL
Sidnei Guerreiro da Silva, *et. al.*

24
IMPLEMENTAÇÃO DO CONTROLE DE ROVS A PARTIR DE BASES TERRESTRES: UMA ABORDAGEM INOVADORA PARA INSPEÇÕES E INTERVENÇÕES SUBMARINAS
Lucas dos Anjos Cristiano Marino, *et. al.*

40
PORTAL DE GESTÃO DE ANOMALIAS DA ÁREA SUBMARINA DA PETROBRAS
Livia Regina Da Cruz D'Escoffier, *et. al.*

57
OS DESAFIOS TECNOLÓGICOS E SOLUÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO CCUS: O PAPEL RELEVANTE DA ÁREA SUBMARINA NA INTEGRIDADE DAS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE CO2 FRENTE AO PL 1425/2022
Romario de Carvalho Nunes, *et. al.*

80
REINVENTANDO A CONEXÃO SUBMARINA: DESAFIOS E SOLUÇÕES INOVADORAS PARA A RESTAURAÇÃO DE LINHAS DE ANCORAGEM EM CONEXÃO SUBMERSA A MEIA ÁGUA SEM A UTILIZAÇÃO DE GUINCHOS A BORDO DA UEP
Leiz Nunes Pereira da Silva, *et. al.*

100
USO DE ROV PARA CORTE DE REVESTIMENTO DE POÇO ABANDONADO EM LDA RASA
Pedro PauloBezerra da Cunha Castro, *et. al.*

14
DESENVOLVIMENTO E HOMOLOGAÇÃO DE FERRAMENTAS DE LIMPEZA E INSPEÇÃO INTERNA PARA O SISTEMA INTEGRADO DE ESCOAMENTO DE GÁS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS
Ranieri Ambrosio Merini, *et. al.*

31
MELHORIA DE MEDIÇÃO DE ESPESSURA SUBMARINA POR ULTRASSOM VIA ROV
João Paulo Urbano, *et. al.*

48
O USO DE NLP E DATA SCIENCE NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS - UM CASE DE AQUISIÇÃO DE CONHECIMENTO SOBRE INTEGRIDADE E CONFIABILIDADE NA ÁREA SUBMARINA
Lucas Augusto Penna de Carvalho, *et. al.*

70
PROJETO, CONFECÇÃO E UTILIZAÇÃO DE GARATEIAS ADAPTADAS EM OPERAÇÕES DE ANCORAGEM
Leiz Nunes Pereira da Silva, *et. al.*

91
UM CAMINHO PARA A GESTÃO DE ATIVOS NA ÁREA SUBMARINA CONFORME ISO 55000
Lucas Augusto Penna de Carvalho, *et. al.*

109
ANTECIPAÇÃO DA INSPEÇÃO DE SMS: DESAFIOS PARA MINIMIZAÇÃO DO TEMPO DE MOBILIZAÇÃO DE EMBARCAÇÕES EM PROJETOS EPCI DE SISTEMAS SUBMARINOS
Matheus Alves de Oliveira Soares, *et. al.*

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Concepções e tecnologias submarinas para projetos complementares e de revitalização no pré-sal

Subsea concepts and technologies for complementary and revitalization projects in the pre-salt

Sidnei Guerreiro da Silva
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: sguerreiro@petrobras.com.br

Jean Carlos Dias e Silva
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: jeandias@petrobras.com.br

Matheus Bezerra de Alencar Barros
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: matheus.bezerra@petrobras.com.br

Hélvio Ferreira da Silva
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: helvio@petrobras.com.br

Gustavo Carvalheira Mazzei
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: gustavo.mazzei@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Pré-sal.
Tecnologia.
Revitalização.

Keywords:
Pre-salt.
Technology.
Revitalization.

Recebido:
13 de novembro de 2024
Aceito para publicação:
26 de novembro de 2024
Publicado:
20 de dezembro de 2024
https://doi.org/10.70369/c30sy558

RESUMO

Após todo esforço da Petrobras e da Indústria na implantação do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, chegamos em um outro desafio: manter esta província petrolífera operando por mais tempo que o planejado inicialmente. Estão em curso, dentro da empresa, diversos estudos e estratégias para atingir esse objetivo, seja pela implantação de Projetos Complementares, ou pelas grandes revitalizações: em ambos os casos, diversas arquiteturas e tecnologias são vistas hoje como tendo grande potencial de aplicação, mostrando um cenário disruptivo em relação às arquiteturas convencionais: nesses novos cenários, surgem com atratividade arquiteturas e tecnologias tais como: compartilhamento de poços, por meio de trunklines, PLEMs (Pipeline End Manifolds), SKIDs e Manifolds Submarinos de Produção ou injeção; distribuição hidráulica e elétrica submarina; sistemas de bombeamento multifásico, separação água-óleo e de gás, captação e injeção de água dessulfatada, medição multifásica submarina; e arranjos com longos *tie-backs*. Este trabalho descreve os estudos em andamento para tornar estes projetos viáveis, por meio da aplicação dessas tecnologias.

ABSTRACT

After all the efforts made by Petrobras and the Industry in implementing the Santos Basin Pre-salt Hub, we arrived at another challenge: keeping this oil province operating for longer than initially planned. Several studies and strategies are underway within the company to achieve this objective, whether through the implementation of Complementary Projects, or through major Revitalizations: in both cases, different architectures and technologies are seen today as having great application potential, showing a disruptive scenario in relation to conventional architectures: in these new scenarios, architectures and technologies such as: sharing of wells, whether through trunklines, PLEMs (Pipeline End Manifolds), SKIDs and Subsea Production Manifolds or injection, emerge with attractiveness; underwater hydraulic and electrical distribution; multiphase pumping systems, water-oil and gas separation, capture and injection of desulfated water, underwater multiphase measurement; and arrangements with long tie-backs. This work describes ongoing studies to make these projects viable, through the application of these technologies.

1. INTRODUCÃO

Este artigo aborda as arquiteturas submarinas e as tecnologias que são avaliadas como de grande potencial de aplicação para desenvolvimento de Projetos Complementares e de Revitalização no PPSBS (Polo Pré-sal da Bacia de Santos).

Após uma queda abrupta nos investimentos das empresas de E&P em 2020, com preço médio do brent em USD42/bbl, os investimentos em novos projetos saltaram mais de 40% entre aquele ano e 2023, que deve agora atingir a marca de USD570 bilhões.

A implantação de Projetos Complementares e de Revitalização envolveram, em 2023, investimentos em torno de USD200 bilhões em todo o mundo, sendo liderado pelo Oriente Médio, África e Brasil, e a tendência é que se mantenha estável ao longo dos próximos anos, com a expectativa do preço do barril se mantendo estável entre USD80 e USD90. Assim, esses projetos irão contribuir para a estabilidade e a manutenção dos atuais níveis de produção (Shenga, 2023).

Após a descoberta do PPSBS, em 2006, 22 grandes sistemas de produção já foram colocados em operação, com mais de 300 ANMs (Árvores de Natal Molhadas) instaladas, 29 Manifolds de Injeção de água e gás, 4 RHAS (Risers Híbridos autossustentáveis), e milhares de quilômetros de dutos de coleta e exportação de gás, infraestrutura instalada em menos de 20 anos. Atualmente, considera-se que outros 8 grandes sistemas devem ser implantados até 2027, conforme Planejamento Estratégico da Petrobras.

Após todo este esforço da Indústria, chega-se a um outro desafio: manter essa província petrolífera operando por mais tempo que o planejado inicialmente. Estão em curso diversos estudos e estratégias para atingir esse objetivo, seja pela implantação de Projetos Complementares, ou por meio de grandes revitalizações: em ambos os casos, diversas arquiteturas e tecnologias são vistas hoje como tendo grande potencial de aplicação, mostrando um cenário disruptivo em relação às arquiteturas convencionais.

Descoberto em 2006 pelo poço 4-RJS-698, o campo de Tupi pode ser o primeiro a passar por um processo de revitalização. Atualmente, a jazida é o maior campo offshore da Petrobras, contando com 7 UEPs (Unidades Estacionárias de Produção) em operação, produzindo em torno de 770Mbpd e 33MMm3/d de gás, por meio de aproximadamente 53 poços produtores e 42 injetores. Além de Tupi, e pela análise das datas de implantação das unidades, Iracema também é tido como potencial campo onde podem ocorrer projetos de revitalização.

Atualmente, também têm sido realizados estudos e implantação de Projetos Complementares, novos poços estão sendo interligados às UEPs existentes, no intuito de manter seus níveis de produção e aumentar o fator de recuperação dos campos.

2. OBJETIVO

Avaliar as arquiteturas submarinas e tecnologias promissoras para aplicação em Projetos Complementares e de Revitalização no Polo Pré-sal da Bacia de Santos. Por meio da análise do desempenho dessas tecnologias, sua experiência em campo e suas necessidades de novas qualificações, busca-se explorar seu potencial para prolongar a vida útil dos campos, garantir a continuidade da produção e aumentar a geração de riqueza na região.

3. DESENVOLVIMENTO

Projetos de Revitalização e Complementares possuem desafios característicos, por exemplo:

a) Economicidade do projeto: a maioria dos poços pode não ter uma boa produtividade ou estar distante da UEP;
b) Convivência com outras unidades em operação: essas podem se tornar um obstáculo nas rotas dos dutos e exigir a necessidade de cruzamentos sobre dutos existentes, aumentando custo e dificultando os seus descomissionamentos futuros;
c) Necessidade de obras a bordo das instalações existentes, para recebimento de novos poços e/ou equipamentos para Sistemas de Bombeamento e Processamento Submarinos;
d) Planejamento conjunto com equipes de descomissionamento;
e) Necessidade de reavaliação de vida útil de poços e equipamentos;
f) Compatibilização de sistemas de controle de diferentes fornecedores e tecnologias;
g) Necessidade de grande infraestrutura em projetos de revitalização: em função da dispersão da malha dos poços candidatos ao projeto e de buscar um escopo mínimo que viabilize a economicidade do projeto;
h) Em geral, produção de elevada quantidade de água;
i) Dificuldades de implantação do projeto em fases, se essas possuírem pequena extensão de dutos rígidos.

Esses projetos tendem a ser cada vez mais complexos, especialmente em termos de arranjos e equipamentos submarinos, por esse motivo, o desenvolvimento e aplicação de tecnologias submarinas podem ser a chave para tornar o campo atrativo e mantê-lo em operação, gerando receitas e benefícios para a sociedade.

Dentre as tecnologias que podem ser aplicadas e encontram-se em avaliação, destacam-se:

3.1. Sistema de separação água-óleo

O SSAO (Separador Submarino Água-Óleo) é um equipamento submarino destinado à separação entre os líquidos, que apresenta vantagem de não necessitar de espaço na planta de processamento de sistemas de superfície que se encontram topados no processamento de água, mas que possuem condições de receber óleo, ou seja, é um separador de água livre submarino.

Figura 1. Imagem do histórico do indicador de vazamentos de óleo e derivados



Fonte: Petrobras, acervo interno.

O equipamento separa parte da água do óleo e escoa para a plataforma apenas o gás e o óleo com água remanescente. A corrente de água sofre um certo nível de tratamento/processamento no próprio equipamento submarino, para então ser injetada no reservatório, o que diminui a necessidade de custosos tratamentos de água na superfície. Apresenta ainda as vantagens de aumentar o fator de recuperação do campo, reduzir problemas com hidratos pela retirada de parte da água e diminuição dos custos de tratamento de água.

A Figura 1 apresenta uma foto do equipamento instalado no campo de Marlim, onde iniciou operação em 2013.

3.2. Sistema de separação gás-líquido

O SSGL (Separador Submarino Gás-Líquido) é um equipamento submarino destinado a separar o óleo produzido ainda no leito marinho, gerando uma corrente rica em líquido e uma corrente rica em gás, e destina ambas as correntes para as instalações de superfície. Esse equipamento permite que a corrente rica em líquido seja enviada para plataformas que estejam sem capacidade de processamento de gás, e que a corrente rica em gás seja enviada para plataformas que estejam sem capacidade de processamento de óleo, maximizando a produção de óleo em plataformas topadas no processamento de gás. Dessa forma, o equipamento promove a otimização do gerenciamento da produção com uma visão integrada do campo.

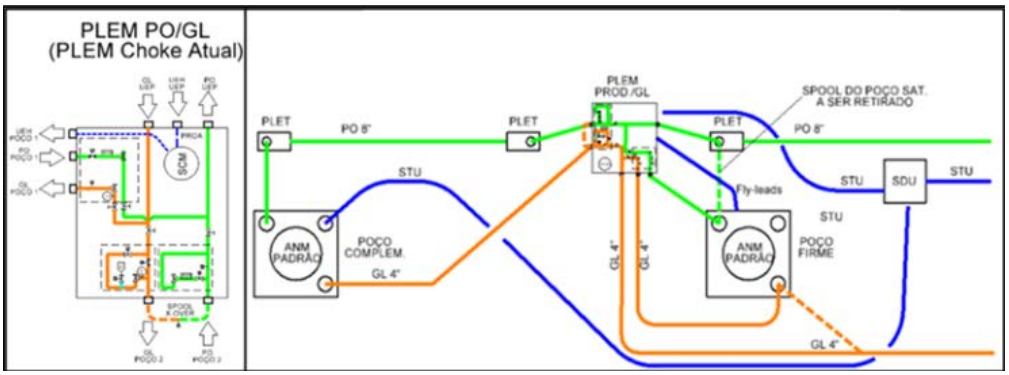
Existe experiência em dois tipos de aplicação:

a) VASPS (Vertical Annulus Separation and Pumping System) em Marimbá: foi instalado em 2001, na Bacia de Campos. Consiste em um sistema de *boosting* com separação de gás, em um poço "falso".
b) GLCC (Gas-Liquid Cylindrical Cyclone): consiste em um tubo vertical, com escoamento tangencial na entrada e separação gravitacional. Há um sistema instalado no SBMS-500 de Marlim (2010).

3.3. Sistemas compartilhados

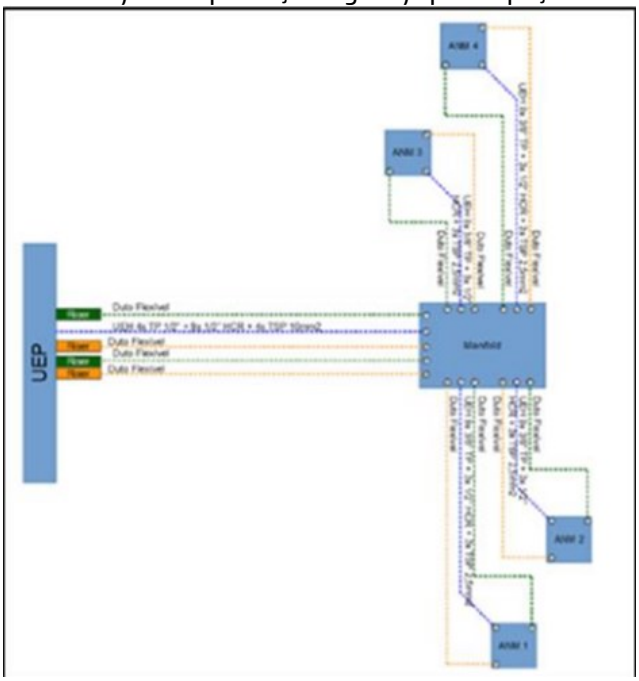
São necessários para possibilitar a coleta de vários poços, unindo a produção, por meio de Manifolds, PLEMs (Pipeline End Manifold), Trunklines e Anéis de coleta, a produção pode ser levada até a superfície, aplicando uma menor quantidade de risers. Essa arquitetura típica é mostrada nas Figuras 2 e 3 a seguir.

Figura 2. Desenho esquemático de um PLEN Choke e arquitetura submarina associada



Fonte: elaborado pelos autores.

Figura 3. Diagrama simplificado típico de um sistema de coleta com poços produtores interligados a um *manifold* de produção e gás *lift* para 4 poços



Fonte: elaborado pelos autores.

3.4. Medição multifásica

É uma tecnologia amplamente utilizada no mundo, podendo estar alocada em diferentes equipamentos do Sistema Submarino de Produção, tais como Manifolds, PLEMs, ANMs e Sistemas de Processamento e Bombeamento Submarinos; apresentam benefícios tais como:

a) Evitam o teste de produção de poços de forma individual na superfície, que pode acarretar perda de produção em caso de utilização de sistemas submarinos compartilhados;
b) Realizam medição contínua para a apropriação da produção por poço, melhorando o gerenciamento da produção.

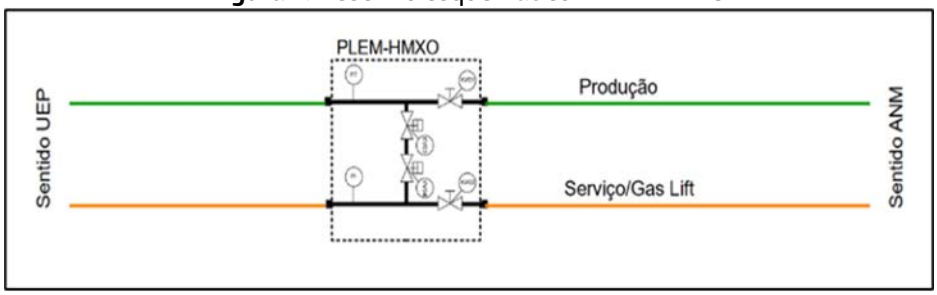
Os Medidores Multifásicos passarão por processo de qualificação para as condições do pré-sal, devido à alta salinidade e teores de CO2, e que deve ajudar a alavancar melhor o uso dos Sistemas Compartilhados, contribuindo para um melhor gerenciamento da Produção do campo e reduzindo a quantidade de risers nos sistemas.

3.5. PLEM HMXO (hydrate management cross over ou módulo cross-over de mitigação de hidratos)

Em cenários que demandam que a coleta da produção esteja distante da UEP e/ou quando a linha de produção possui um desnível determinado pela equipe de Garantia de Escoamento, pode ser necessário um equipamento chamado de PLEM HMXO, instalado entre a UEP e a ANM, para mitigar riscos e o combate a hidratos relacionados a esses longos *tie-backs*.

O PLEM HMXO, conforme mostrado na Figura 4, possibilita a despressurização da linha de produção, em caso de formação de hidrato, por meio da comunicação entre este duto e o duto de serviço, permitindo a remoção da coluna de líquido na linha de produção.

Figura 4. Desenho esquemático PLEM-HMXO



Fonte: elaborado pelos autores.

3.6. Sistemas de bombeamento submarino

Permitem que em reservatórios depletados a produção possa ser elevada pela adição de energia ao fluido. As análises e simulações com bombeio em projetos complementares, em geral, têm se revelado positivas quanto à economicidade; entretanto, aspectos como capacidade ou disponibilidade de espaço para instalação de equipamentos na UEP, cronogramas de aquisição e incertezas do reservatório tornam essa tecnologia um "otimizador", cujo benefício deve ser bem avaliado.

O bombeio submarino aliado ao compartilhamento de poços ou interligado a um *subsea long tie-back* para uma UEP existente pode se tornar vantajoso no caso de poços com menor produtividade ou na viabilização de acumulações de Campos Marginais, com porte insuficiente para uma UEP dedicada.

3.7. RWI (raw water injection)

O RWI é um equipamento submarino destinado a captar água em uma região próxima ao leito submarino e injetar essa água bruta no reservatório, gerando impacto mínimo nas instalações de superfície existentes. Dessa forma, dispensa planta de água na plataforma, além de dispensar novos risers e *flowlines* de injeção de água. O primeiro sistema a entrar em operação foi o no Campo de Albacora, em 2012. Este sistema pode ser visto na Figura 5.

É uma solução economicamente atrativa quando a planta de injeção estiver engargalada e há ganho de produção com a injeção de água, podendo ser bruta ou dessulfatada (neste caso, chamado de SDWI – Subsea Desulfated Water Injection), permitindo o aumento na vazão de água injetada no reservatório para plataformas limitadas. Porém, devido a dificuldades na filtragem submarina, é possível que a água de injeção possua mais partículas que o sistema de injeção de água convencional (via plataforma).

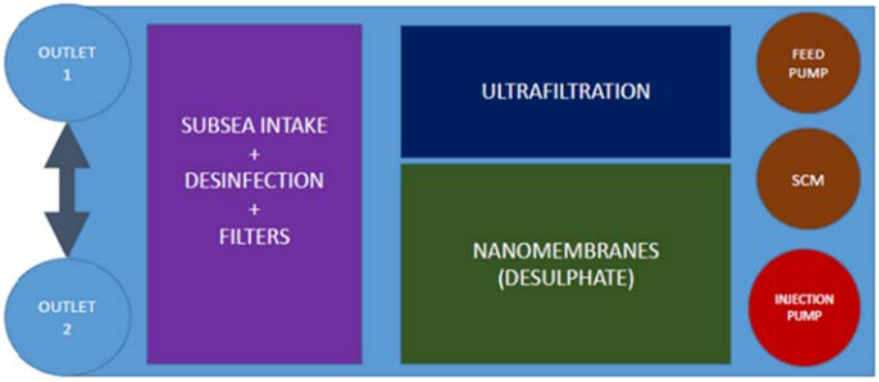
Figura 5. Sistema RWI implantado em Albacora



Fonte: Petrobras, acervo interno.

O sistema SDWI ainda possui alto custo e baixa maturidade tecnológica. O processo do SDWI pode ser dividido nas fases de pré-tratamento da água (desinfecção e filtragem grossa) e tratamento fino (ultrafiltrarem e dessulfatação). Pode-se considerar um *by-pass* entre a desinfecção e a bomba de injeção para que o SDWI possa operar como RWI, nos casos em que o reservatório permita água sulfatada, conforme pode ser observado na Figura 6.

Figura 6. Diagrama simplificado de funcionamento de um sistema SDWI



Fonte: elaborado pelos autores.

5. RESULTADOS

Por meio da avaliação de cada tecnologia, sua experiência prévia em campo e suas necessidades de novas qualificações, é possível esperar que essas venham a impulsionar o PPSBS a continuar a ser uma província geradora de riquezas, postergando seu término de operação.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O PPSBS ainda constitui um desafio tecnológico, agora voltado para a postergação do fim de operação dos campos, onde elevadas produções de água, reservatórios depletados e necessidade de extensão de vida útil dos Ativos constituem os desafios mais importantes a serem superados. A aplicação de tecnologias pode colaborar bastante na superação desses desafios.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem às equipes que trabalham nos projetos e à Petrobras pela oportunidade de divulgar o trabalho.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG, em 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

MAHMOOD, Syed Faisal. Brownfield Projects Cost & Schedule Optimization. *In*: ABU

DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE, 8, 2020, Abu Dhabi, UAE. **Proceedings [...]**. Abu Dhabi: ADIPEC, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.2118/203110-MS. Acesso em: 30 out. 2023.

SHENGA, Palzor. Commentary: 2023 Global Conventional Brownfield Investment to Near $200 Billion: South America and North Africa to see brownfield investment growth. **Hart Energy**, Houston, 27 Feb. 2023. Disponível em: https://www.hartenergy.com/ep/exclusives/commentary-2023-global-conventional-brownfield-investment-near-200-billion-204283 . Acesso em: 30 out. 2023.

VISSER, Folkert; BURGER, Mark; LAWS, Simon. Improving brownfield project performance. *In:* INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, 7., 2015, Doha, Qatar. **Proceedings [...]**. Doha: OnePetro, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.2523/IPTC-18557-MS . Acesso em: 30 out. 2023.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Desenvolvimento e homologação de ferramentas de limpeza e inspeção interna para o sistema integrado de escoamento de gás do pré-sal da bacia de Santos

Development and testing of cleaning and in line inspection tools for the integrated gas flow system of the pre-salt in the Santos basin

Ranieri Ambrosio Merini
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: ramerini@petrobras.com.br

Luciano Baptista
ROSEN, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: lbaptista@rosen-group.com

Gustavo Carvalheira Mazzei
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: gustavo.mazzei@petrobras.com.br

Edgard Suzano da Silva
Petrobras, Santos-São Paulo, Brasil.
E-mail: edgardsuzano@petrobras.com.br

Marcos Quintino Santos de Oliveira
Petrobras, Santos-São Paulo, Brasil.
E-mail: marcosquintino@petrobras.com.br

Wagner Pereira Mendes de Castro
Petrobras, Santos-São Paulo, Brasil.
E-mail: wagnercastro@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Gasoduto.
PIG.
Inspeção.
Limpeza.
Multidiâmetro.

Keywords:
Pipeline.
PIG.
Inspection.
Cleaning.
Multidiameter.

Recebido:
13 de novembro de 2024
Aceito para publicação:
22 de novembro de 2024
Publicado:
23 de dezembro de 2024
https://doi.org/10.70369/cnh7fh25l

RESUMO

A inspeção interna dos gasodutos Rota 1, 2 e 3 é considerada um marco tecnológico para exploração em águas ultraprofundas. O desafio do desenvolvimento dos PIGs de limpeza e inspeção abrangia dutos com grande variação de diâmetro entre 18 e 24 polegadas, longas distâncias percorridas de até 450 quilômetros, altas pressões operacionais de até 250 kgf/cm², lâmina d'água de até 2400 metros e passagem por equipamentos com geometrias complexas. O risco desta operação, em relação à possibilidade de aprisionamento dos PIGs, foi considerado alto. Para redução deste risco foi prevista uma fase de homologação das ferramentas, após minuciosa verificação da documentação dos componentes do sistema submarino, foram definidos os testes mínimos necessários para aferir performance operacional das ferramentas nos cenários de exposição a altas pressões, deslocamento em baixas vazões, detecção de anomalias em altas velocidades de deslocamento e durabilidade/desgaste em longas distâncias. Finalizando a etapa de homologação, foram realizados testes em escala real em circuito contendo 51 componentes que representavam as geometrias restritivas do sistema submarino. Outra medida adotada foi o uso de transmissores de isótopo radioativo, aumentando a autonomia em caso de necessidade de localização do PIG. Até o presente momento, 03 de 04 gasodutos já foram inspecionados com essas ferramentas.

ABSTRACT

The internal inspection of the Rota 1, 2, and 3 gas pipelines is considered a technological milestone for deepwater exploration. The challenge of developing cleaning and inspection PIGs involved pipelines with a large variation in diameter, ranging from 18 to 24 inches, long distances of up to 450 kilometers, high operating pressures of up to 250 kgf/cm², water depths of up to 2400 meters, and passage through equipment with complex geometries. The risk of this operation, in terms of the possibility of PIGs getting stuck, was considered medium/high. To reduce this risk, a phase of tool homologation was planned. After a thorough verification of the documentation of the subsea system components, the minimum tests necessary to assess the operational performance of the tools in scenarios of high pressure exposure, displacement at low flow rates, detection of anomalies at high speeds, and durability/wear over long distances were defined. At the end of the homologation phase, full-scale tests were carried out in a circuit containing 51 components that represented the restrictive geometries of the subsea system. Another measure taken was the use of radioactive isotope transmitters, increasing the autonomy in case the PIG needed to be located. So far, 03 out of 04 pipelines have been inspected with these tools.

1. INTRODUCÃO

O sistema de escoamento de gás do pré-sal é composto por 03 grandes rotas de dutos submarinos, denominadas rota 1, rota 2 e rota 3.

A rota 1 está em operação desde 2011, sua extensão é de 284 quilômetros e tem capacidade para escoar 10 milhões de metros cúbicos de gás por dia da região do pré-sal da bacia de Santos até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1). A rota 2 está em operação desde 2016, sua extensão é de 445 quilômetros e tem capacidade para escoar 20 milhões de metros cúbicos de gás por dia da região do pré-sal da bacia de Santos até a unidade de tratamento de gás de Cabiúnas. A rota 3 está em operação parcial desde 2022 e sua extensão total será de 372 quilômetros. Foi construída para transportar o gás do pré-sal da bacia de Santos até o polo de tratamento de gás de Itaboraí e terá capacidade para escoar até 18 milhões de metros cúbicos de gás por dia. A instalação do trecho marítimo foi finalizada em 2022, atualmente, o gás escoado pela rota 3 é direcionado à rota 2. Com a integração da rota 3 ao polo de Itaboraí, a malha de gasodutos terá aproximadamente 1100 km e a capacidade total de escoamento será de cerca de 48 milhões de metros cúbicos de gás por dia, o que representará 37% da capacidade de processamento de gás natural do Brasil.

Para garantir a disponibilidade operacional das rotas é necessário um plano de gestão da integridade robusto, sendo que as principais ferramentas são o monitoramento e a prevenção da degradação associados à corrosão interna. E dentre as técnicas mais utilizadas, destacam-se os planos de limpeza e inspeção interna com o uso de ferramentas denominadas “PIG” de limpeza e “PIG” de inspeção instrumentada.

Desde a concepção do projeto, a Petrobras buscou junto ao mercado uma solução ao desafio proposto: limpar e inspecionar dutos com variação de diâmetro entre 18 e 24 polegadas, por longas distâncias percorridas de até 450 quilômetros, com pressões operacionais de até 250 kgf/cm², em lâmina d’água de até 2400 metros, passando por equipamentos com geometrias complexas e tendo que realizar a aquisição de dados em trechos sujeitos à altas velocidades.

2. OBJETIVO

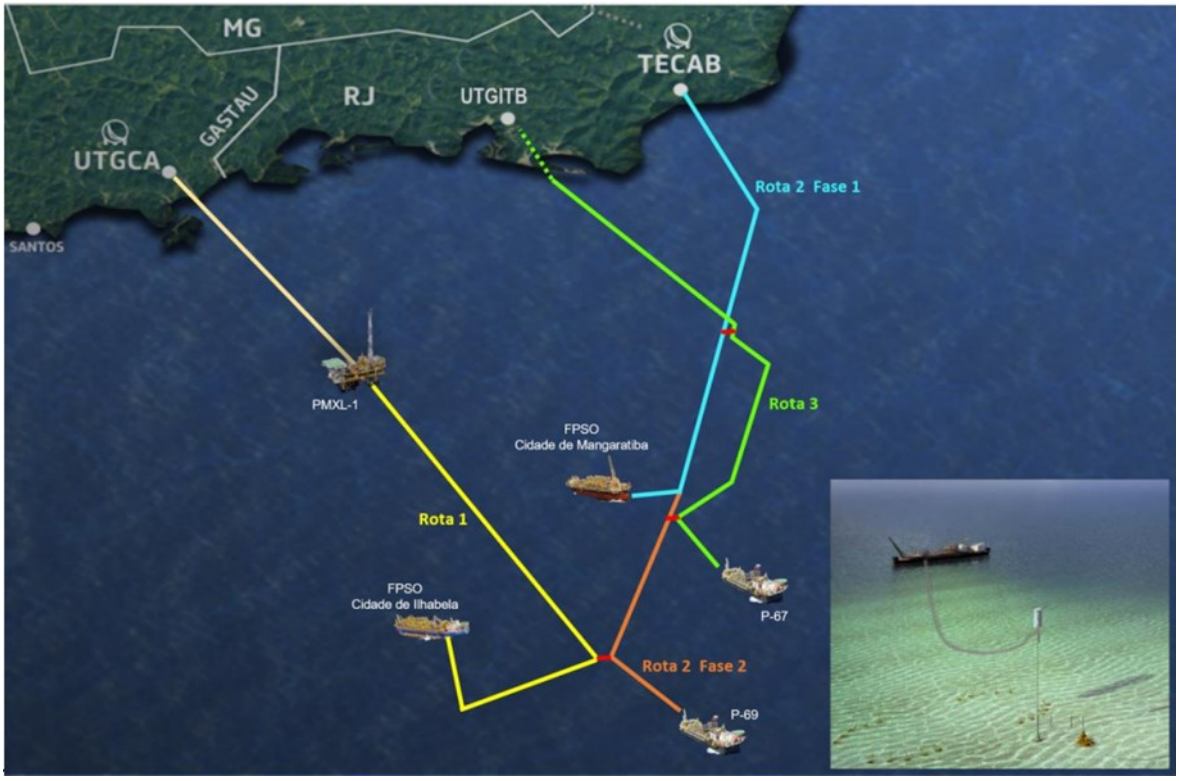
Apresentar a análise de pigabilidade do duto durante a fase de projeto e a avaliação da capacidade do mercado fornecedor de prestação de serviço, que levou à necessidade de uma etapa de desenvolvimento e homologação das ferramentas de limpeza e inspeção. Serão abordados os resultados das campanhas de limpeza e inspeção, as lições aprendidas e desafios futuros.

3. CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ANÁLISE DE PIGABILIDADE DOS DUTOS

No sistema integrado de escoamento todas as rotas são interligadas, cada rota funciona como um tronco principal contendo derivações para conexão da exportação de gás, atualmente, há um total de 18 unidades de produção de petróleo interligadas. O projeto definiu quatro unidades responsáveis pelo lançamento de PIG, que são conectadas às rotas por meio de um riser híbrido autossustentável (RHAS), vide Figura 1.

A adoção de premissas de projeto que viabilizem a inspeção interna com PIG instrumentado torna mais robusto o programa de gerenciamento da integridade ao longo da vida útil, aumentando a disponibilidade e a confiabilidade do ativo, garantindo a segurança das pessoas e do meio ambiente, além de cumprir as normas técnicas, legais e regulatórias.

Figura 1. Ilustração das rotas de escoamento e conexão das unidades lançadoras de PIG



Fonte: PETROBRAS.

As boas práticas à época do projeto citavam que os dutos submarinos deveriam ser preferencialmente monodiâmetros. O projeto sinalizava a necessidade de aumento do diâmetro interno ao longo do percurso, para prover capacidade de escoamento. Conforme observado na Tabela 1, o mercado fornecedor sinalizava a possibilidade de oferecer uma solução para a variação de diâmetro interno, além disso, a Petrobras já contemplava estudos de pesquisa e desenvolvimento neste âmbito.

Tabela 1 – Capacitação tecnológica do mercado para gasodutos multidiâmetros

Diâmetro Nominal (in)	Variação de diâmetro interno (%)
14 – 20	43
16 – 26	63
17 – 22	29
18 – 22	22
20 – 26	30

Fonte: PETROBRAS.

Sendo assim, as características construtivas das rotas de escoamento foram definidas conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Características construtivas das rotas de escoamento de gás[1]

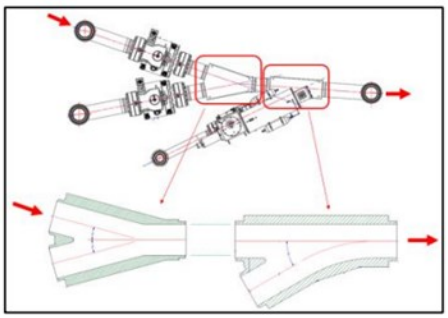
Característica	Extensão (km)	Diâmetro Nominal (in)	Variação do diâmetro interno (%)
Rota 1	284	16 x 18	15
Rota 2 Fase 1	392	16 x 20 x 24	40
Rota 2 Fase 2	445	16 x 18 x 20 x 24	48
Rota 3	324	16 x 20 x 24	44

Fonte: PETROBRAS.

[1]O diâmetro nominal de 16" é referente ao diâmetro interno do duto flexível que interliga cada FPSO ao respectivo riser híbrido autossustentável.

Apesar desse alinhamento à capacitação do mercado fornecedor, esse sinalizou que havia complexidade na operação de passagem de PIG devido às condições operacionais. Após análises, foram identificados pontos importantes a tratar. O principal deles foi com relação à velocidade máxima durante a passagem do PIG de inspeção. A velocidade de 6.5 m/s, inicialmente definida, visava à execução da inspeção sem perdas consideráveis, tanto na entrega de gás quanto na produção de óleo, porém, foi necessária uma redução para 4.5 m/s, devido à restrição na capacidade de aquisição de dados. Além da velocidade, dificuldade adicional foi identificada nos equipamentos submarinos. Entre as geometrias sinalizadas como restritivas, destacam-se as derivações do tipo Y simétricas e Y assimétricas. Em alguns equipamentos, encontrávamos a combinação dessas geometrias, conforme observado na Figura 2.

Figura 2. Equipamento submarino contendo derivações do tipo Y, simétricas e assimétricas



Fonte: PETROBRAS.

4. HOMOLOGAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DOS PIG'S DE LIMPEZA E INSPEÇÃO

O desenvolvimento das ferramentas iniciou com a definição dos mapas geométricos, que subsidiaram a seleção dos protótipos. A etapa seguinte compreendeu a definição de quais testes de performance seriam aplicáveis às ferramentas de limpeza e inspeção. A etapa final consistia em executar os testes de performance e em escala real para homologação dos resultados.

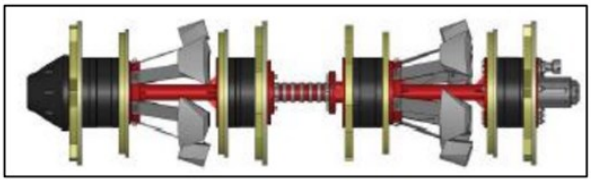
4.1. Mapas geométricos

Nesta etapa foi realizada uma verificação dimensional de cada componente ao longo do trajeto: lançadores e recebedores de PIG, tubulações de superfície, dutos e equipamentos submarinos. Com isso foram gerados os mapas geométricos de cada rota, contendo a indicação das geometrias a serem validadas em teste, tais como: diâmetros internos mínimos e máximos, transição entre diâmetros, raios de curvatura, derivações, internos e geometria dos equipamentos, conexões entre os dutos e os equipamentos e a combinação entre todos eles.

4.2. Protótipos de PIG de limpeza

Na sequência, com base nos mapas geométricos e na expertise da ROSEN, foi projetado o protótipo de PIG de limpeza da rota 1, conforme ilustrado na Figura 3.

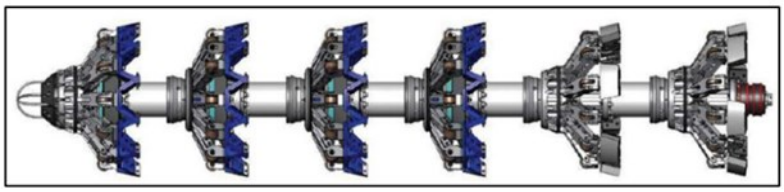
Figura 3. Protótipo do PIG de limpeza da rota 1



Fonte: ROSEN.

Para a limpeza dos gasodutos das Rotas 2 e 3 que apresentam uma variação de diâmetro interno maior foi projetado outro protótipo, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4. Protótipo do PIG de limpeza das rotas 2 e 3

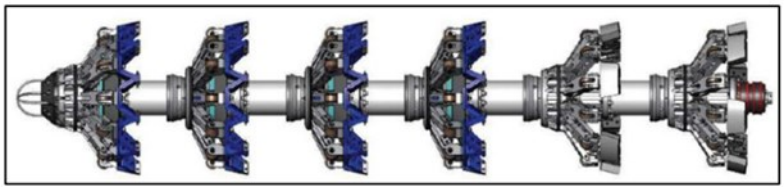


Fonte: ROSEN.

4.3. Protótipo de PIG de inspeção

As características construtivas e operacionais, especialmente a variação de diâmetro e a alta espessura de parede, impossibilitaram a utilização de técnicas difundidas na indústria, como o MFL. Para o primeiro ciclo de inspeções foi adotada tecnologia IEC (Internal Eddy Current), solução adequada à detecção de corrosão interna em estágio inicial. Com capacidade de dimensionamento de perda de espessura interna de até 10mm, independentemente da espessura da parede, permitiria a combinação de todos os módulos de inspeção - inercial, geométrico e de perda de massa - num único PIG reduzindo a quantidade de corridas em cada rota, mostrando-se mais segura e efetiva. Sendo assim, para a inspeção das rotas 1, 2 e 3, foi projetado o protótipo conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5. Protótipo do PIG de inspeção das rotas 1, 2 e 3



Fonte: ROSEN.

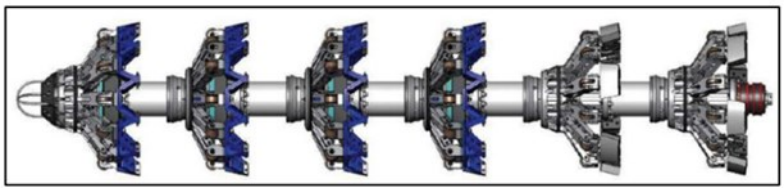
4.4. Sistema de localização

O planejamento e a execução de uma intervenção submarina para resgate de PIG aprisionado em lâmina d'água de 2400 metros adiciona dificuldade e eleva o tempo da recuperação. É necessário garantir a localização exata do PIG, tanto após aprisionamento quanto na pré-intervenção. Transmissores eletromagnéticos, usualmente utilizados na atividade, têm autonomia baixa, portanto, optou-se pelo uso de transmissores radioativos de baixa intensidade, cuja autonomia pode perdurar de meses a anos.

4.5. Circuito de teste em escala real

O projeto do circuito de testes determinaria quais componentes apontados pelos 4 mapas geométricos deveriam estar presentes para aferir a passagem em escala real, tanto dos PIG's de limpeza quanto do PIG de inspeção. Sendo assim, foi projetado e construído um circuito de teste em escala real com 150 metros, contendo 51 componentes, conforme a Figura 6.

Figura 6. Circuito de teste em escala real



Fonte: PETROBRAS; ROSEN.

4.6. Testes de performance

A definição de quais testes de performance seriam aplicados aos PIG's de limpeza e de inspeção estavam correlacionadas com os principais desafios já apresentados. Sendo assim, os seguintes testes foram definidos, cada qual com seu objetivo específico:

a) Teste de pressão: aplicável à eletrônica, o objetivo é confirmar que a eletrônica pode suportar a máxima pressão especificada e continuar operacional;
b) Teste de fluxo: aplicável aos módulos tracionadores, utilizados tanto no PIG de limpeza quanto no de inspeção, o objetivo é avaliar o diferencial de pressão fornecido pelo módulo tracionador que está diretamente correlacionado com a capacidade de deslocamento do PIG;
c) Teste de puxada: aplicável ao módulo de aquisição de dados, o objetivo é confirmar a precisão de detecção e dimensionamento de anomalias nas velocidades especificadas;
d) Teste de circulação em escala real: aplicável tanto aos PIG's de limpeza quanto aos de inspeção, o objetivo é confirmar a passagem dos PIG's por meio das geometrias mais restritivas encontradas ao longo dos dutos, avaliando diferencial de pressão, desgaste e avarias;
e) Teste final de montagem: aplicável à eletrônica e à mecânica dos sensores, o objetivo é confirmar a funcionalidade dos sensores, odômetros e aquisição de dados após finalizada a montagem.

5. RESULTADOS

5.1. Testes de performance

Dentro os testes de performance, o interesse principal residia no resultado do teste de puxada e do teste de circulação em escala real.

O teste de puxada avaliou o posicionamento e a distribuição física dos sensores para que os parâmetros de probabilidade de detecção e precisão de dimensionamento atingissem os valores de referência da API 1163, para cada diâmetro interno especificado e com cobertura total da área interna dos dutos ao longo da rota. A Tabela 3 apresenta o resultado dos testes, e o valor de referência da API 1163 entre parênteses, demonstrando os ótimos resultados obtidos.

O teste de escala real avaliou a passagem dos PIGs de limpeza e de inspeção por meio das geometrias restritivas, observando o comportamento na vazão mínima e máxima operacional, a variação de pressão mínima necessária para superar as geometrias e a ocorrência de danos às ferramentas. Também avaliou as condições operacionais de lançamento e recebimento dos PIGs, bem como a facilidade das operações de inserção e remoção. Um gráfico de vazões e pressões ao longo do circuito

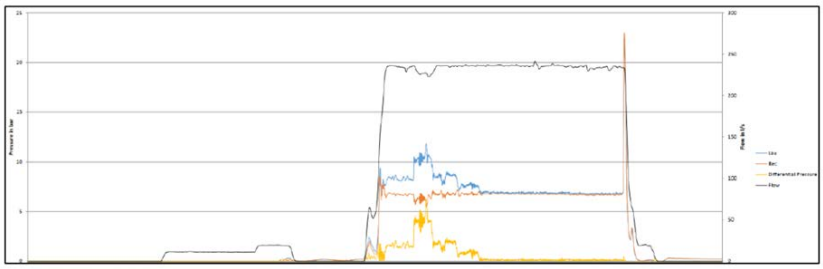
era gerado para cada teste, conforme Figura 7, ao fim da bateria de testes esses dados eram analisados, quando necessário eram realizadas modificações no projeto (vedações, materiais, construção, entre outras) e novos testes realizados, até que os parâmetros de vazão mínima e máxima operacional e a variação de pressão mínima necessária para superar as geometrias fosse atingida, e da não ocorrência de danos às ferramentas.

Tabela 3 – Resultados do teste de puxada

Parâmetro avaliado	Anomalias geométricas	Anomalias de perda de massa
Probabilidade de detecção	100% (95%)	
Precisão de dimensionamento	100% (80%)	100% (80%)[1] 94% (80%)[2]

Fonte: PETROBRAS, ROSEN.
Nota 1: largura e comprimento. Nota 2: profundidade

Figura 7. Parâmetros analisados no teste de escala real



Fonte: PETROBRAS; ROSEN.

5.2. Campanhas de limpeza e de inspeção

Analisando o histórico de operação, o controle dos parâmetros de exportação de gás - umidade, CO2 e H2S - e o monitoramento da corrosão interna, foram planejadas 2 corridas de limpeza e 1 corrida de inspeção em cada gasoduto. A seguir serão detalhadas as campanhas.

Além disso, para definir o sucesso da inspeção, a qualidade dos dados adquiridos pelo PIG instrumentado é verificada conforme POF100, guia de recomendações do *Pipeline Operator Forum*, devendo atender aos seguintes requisitos:

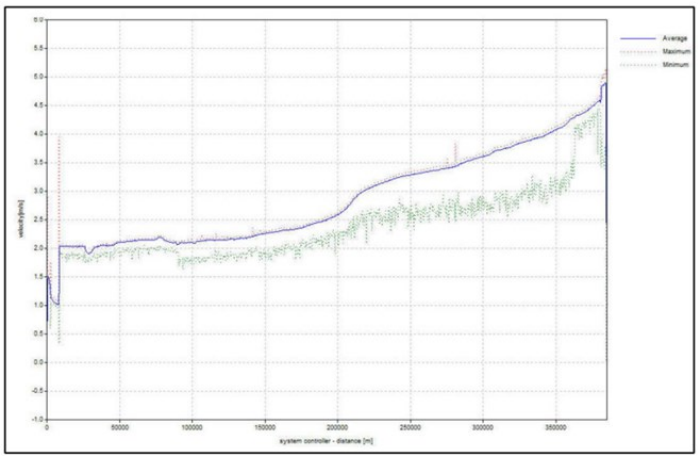
a) Perda acumulada de dados de todos os sensores primários simultaneamente menor ou igual a 0,5% do comprimento do duto;
b) Perda acumulada de dados de sensores primários individuais menor ou igual a 3% da área da superfície do duto; e
c) Perda acumulada de dados de sensores primários adjacentes, cobrindo mais de 25 mm de circunferência, menor ou igual a 10% do comprimento do duto.

5.2.1. Rota 2 fase 1

Ocorreu em julho de 2021, foram realizadas 2 corridas de limpeza e 1 corrida de inspeção. Cada PIG levou em média 42 horas para percorrer os 392 km. O controle da velocidade do escoamento é afetado tanto por variáveis físicas – composição, pressão e temperatura – quanto pelo balanço de massa do sistema – disponibilidade de exportação x disponibilidade de processamento.

A inspeção foi finalizada com sucesso e a aquisição de dados atingiu os parâmetros mínimos aceitáveis para prosseguir com a análise de integridade do duto. A velocidade no trecho final se aproximou do limite admissível – conforme Figura 8 – sinalizando que nas próximas campanhas deveríamos verificar com rigor este controle, para não comprometer o resultado.

Figura 8. Velocidade de deslocamento do PIG na inspeção da rota 2



Fonte: PETROBRAS; ROSEN.

5.2.2. Rota 1

Ocorreu entre dezembro de 2020 e abril de 2023, foram realizadas 7 corridas de limpeza e 1 corrida de inspeção. A campanha estendeu-se em decorrência da condição de limpeza do gasoduto e do estado de integridade dos PIGs, que levaram de 47 a 63 horas para percorrer os 284 km. Foi adotada uma velocidade de deslocamento em torno de 1.5 m/s, a fim de evitar desgaste excessivo do PIG de inspeção, bem como a quebra ou falha dos sensores. A inspeção foi finalizada com sucesso e a aquisição de dados atingiu os parâmetros mínimos aceitáveis para prosseguir com a análise de integridade do duto.

5.2.3. Rota 2 fase 2

Ocorreu entre setembro de 2023 e janeiro de 2024, foram realizadas 4 corridas de limpeza e 1 corrida de inspeção. Vale destacar que essa é a mais extensa rota *offshore* de escoamento de gás em operação no Brasil. Cada PIG levou de 63 a 71 horas para percorrer os 445 km. A inspeção foi finalizada com sucesso e a aquisição de dados atingiu os parâmetros mínimos aceitáveis para prosseguir com a análise de integridade do duto.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1. Homologação

Conforme apresentado, fica evidente a importância de uma etapa de homologação de ferramentas de limpeza e inspeção de dutos, para cenários complexos de operação e geometria. A homologação durou 12 meses, desde a concepção até a validação dos resultados.

Entre as vantagens da homologação, destacam-se a redução do risco de aprisionamento de PIG no duto, a avaliação de novas tecnologias de inspeção disponíveis, a otimização e o aumento da performance das ferramentas de limpeza e inspeção.

Todas essas vantagens tornam a operação de passagem de PIG, em dutos sujeitos à grande variação de diâmetro, longas distâncias percorridas, altas pressões operacionais, altas profundidades, equipamentos com geometrias complexas e a aquisição de dados em trechos sujeitos à altas velocidades, muito mais segura e eficaz, aumentando a probabilidade de atingir os requisitos mínimos para a coleta dos dados e reduzindo os riscos de perda associados.

6.2. Desafios futuros

Uma das principais limitações tecnológicas é a taxa de aquisição de dados que reflete na velocidade de deslocamento da ferramenta. O primeiro desafio é a busca por soluções que atendam esse requisito desafiador, por exemplo, na melhoria da tecnologia de aquisição de dados ou ainda o desenvolvimento de mecanismos de controle de velocidade dos PIG's.

A tecnologia de inspeção IEC possibilitou o desenvolvimento da solução nesta fase inicial de operação, uma vez que não é esperada corrosão acima do limite de detecção - atualmente 10 mm - porém, com o passar dos anos a probabilidade de ocorrência de alvéolos deste tipo é maior. O segundo desafio é a busca por soluções tecnológicas para a condição futura de integridade do duto, desde o mapeamento de alvéolos de corrosão interna com profundidades maiores até a necessidade de mapeamento de anomalias externas ao duto, além de mitigar a perda de produção esperada com tecnologias de inspeções tradicionais.

AGRADECIMENTOS

A toda a equipe que participou da concepção, projeto, homologação e execução das campanhas de inspeção, à Petrobras e à ROSEN, por compartilharem os dados para gerar conhecimento.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG, em 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (BRASIL). **Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré-sal**. Rio de Janeiro: ANP, 2020. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/estudo-sobre-o-aproveitamento-do-gas-natural-do-pre-sal. Acesso em: 08 out. 2023.

GINTEN, M.; BROCKHAUS, S.; BOUAOUA, N; KLEIN, S.; BRUENING, F. Inline inspection of multi-diameter and high-pressure pipelines in Brazil using combined technologies: magnetic flux leakage and ultrasonic testing. *In*: RIO PIPELINE CONFERENCE AND EXPOSITION, 8., 2009, Rio de Janeiro. **Annals [...]**. Rio de Janeiro: IBP, 2009. Disponível em: https://biblioteca.ibp.org.br/scripts/bnmapi.exe?router=upload/5901 Acesso em: 08 out. 2023.

ALMEIDA, Edmar de *et al.* **Gás do pré-sal**: oportunidades, desafios e perspectivas. Trabalho apresentado no primeiro workshop do Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia de 2017. Rio de Janeiro: IBP, 2017. Disponível em: https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/analises/gas-do-pre-sal-oportunidades-desafios-e-perspectivas. Acesso em: 08 out. 2023.

API STANDARD 1163. **In-line Inspection Systems Qualification**. Retrieved February 1, 2024. API: Washington, DC, 2024. Disponível em: https://www.api.org/products-and-services/standards. Acesso em: 08 out. 2023.

LINDNER, H. Deepwater, high-pressure and multidiameter pipelines: a challenging in-line inspection project. *In*: REVIE, R. Winston. **Oil and Gas Pipelines.** New Jersey: Wiley, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.1002/9781119019213.fmatter. Acesso em: 08 out. 2023.

LINDNER, H.; BEUKER, T.; DIEKAMP, M. In-line inspection of multi-diameter pipelines: standardized development and testing for a highly efficient tool fleet. *In*: PIPELINE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2011. **Proceedings [...]**. Disponível em: https://www.pipeline-conference.com/abstracts/line-inspection-multi-diameter-pipelines-standardized-development-and-testing-highly. Acesso em: 08 out. 2023.

PIPELINE OPERATORS FORUM. **Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines**: standard practice: POF 100. POF: [*s. l.*], 2021. Disponível em: https://pipelineoperators.org/documents. Acesso em: 08 out. 2023.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Implementação do controle de ROVs a partir de bases terrestres: uma abordagem inovadora para inspeções e intervenções submarinas

Implementation of ROV control from onshore bases: an innovative approach to subsea inspections and interventions

Lucas dos Anjos Cristiano Marino
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: lucas.marino@petrobras.com.br

Hernandes Coutinho Fagundes
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: hernandesfagundes@petrobras.com.br

Vinicius Guedes Gusmã
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: vgusmao@petrobras.com.br

Palavras-chave:
ROV.
Operações remotas.
OCC.
Controle de terra.
RSV.

Keywords:
ROV.
Remote operations.
OCC.
Onshore control center.
RSV.

RESUMO

A proposta de trabalho envolveu a pilotagem de veículos ROV a partir de centros de controle em terra (OCCs) como parte da Iniciativa Estratégica de Operações Remotas SSUB, visando reduzir riscos para profissionais e melhorar a tomada de decisões. A equipe colaborou com fornecedores de serviços ROV, como Fugro, Subsea7 e Oceaneering, para adaptar RSVs existentes e utilizar uma rede 4G privativa com link de alta velocidade para o controle dos veículos. O projeto enfrentou desafios na configuração da rede e na simulação de operações offshore. Em janeiro de 2023, a Fugro conduziu com sucesso 8 inspeções de dutos submarinos a mais de 8 quilômetros da plataforma P-57. Em março de 2023, a Subsea7 completou 5 inspeções de dutos e 2 inspeções de ANM com a RSV CBO Wave. O piloto continuará com inspeções da Oceaneering e a exploração de tecnologia de transmissão por satélite de baixa órbita. As duas primeiras fases do projeto demonstraram os benefícios da pilotagem de ROVs a partir de bases terrestres para a frota submarina.

ABSTRACT

The work proposal involved piloting ROV vehicles from onshore control centers (OCCs) as part of the SSUB Remote Operations Strategic Initiative, aiming to reduce risks for professionals and improve decision-making. The team collaborated with ROV service providers such as Fugro, Subsea7 and Oceaneering to adapt existing RSVs and use a private 4G network with a highspeed link to control the vehicles. The project faced challenges in configuring the network and simulating offshore operations. In January 2023, Fugro successfully conducted 8 subsea pipeline inspections more than 8 kilometers from the P57 platform. In March 2023, Subsea7 completed 5 pipeline inspections and 2 ANM inspections with the RSV CBO Wave. The pilot will continue with Oceaneering inspections and exploration of low-orbit satellite transmission technology. The first two phases of the project demonstrated the benefits of piloting ROVs from land bases to the submarine fleet.

Recebido:
08 de janeiro de 2025
Aceito para publicação:
29 de janeiro de 2025
Publicado:
XX de fevereiro de 2025
https://doi.org/10.70369/zwfhtm33

CC BY

1. INTRODUCÃO

Na A indústria de petróleo e gás está enfrentando desafios significativos ao realizar inspeções e manutenções em dutos e equipamentos submarinos. As operações tradicionais, com equipes embarcadas, envolvem exposição a ambiente de risco e altos custos.

Uma solução promissora é a operação remota de ROVs (Remoted Operated Vehicle), sigla em inglês que significa veículo operado remotamente, com controle realizado em terra. Esse modelo permite que os ROVs sejam pilotados a partir de um centro de comando, utilizando a internet como meio de comunicação. Essa abordagem já está sendo realizada com sucesso no Golfo do México e no Mar do Norte, regiões que possuem uma infraestrutura de telecomunicação em alta velocidade, incluindo o uso de redes 4G comerciais em locais offshore.

Com esse modelo de operação, é possível executar as tarefas dos ROVs offshore a partir dos centros de comando, onde os vários envolvidos, como pilotos do ROV, representantes do cliente e especialistas, podem estar presentes. Isso reduz os riscos de segurança offshore, diminui a emissão de gases de efeito estufa associados ao transporte desses profissionais, simplifica a interação entre o representante do cliente e os pilotos de operações do ROV, acelera o processo de aprendizagem dos pilotos, além de permitir que as equipes supervisionem várias operações simultaneamente, otimizando a produtividade da equipe que não mais precisará ficar de prontidão a bordo sujeita às condições de mar, visibilidade, problemas mecânicos, etc.

Nesse contexto, a Petrobras iniciou uma série de projetos pilotos com o objetivo de testar a aplicação dessa tecnologia em diferentes ambientes operacionais. Desta forma, os projetos pilotos detalhados neste artigo utilizaram a infraestrutura de telecomunicação de alta velocidade existente da plataforma P-57, localizada no Campo de Jubarte, trecho capixaba da Bacia de Campos e embarcações tipo RSV (ROV Support Vessel) da gerência SUB/SSUB/MIS.

2. OBJETIVO

O objetivo do artigo é apresentar as motivações e resultados das primeiras operações em que veículos ROV foram pilotados a partir de centros de controle em terra (OCCs). O piloto realizado constitui escopo da Iniciativa Estratégica de Operações Remotas SSUB, idealizada em 2021, com os objetivos de reduzir a exposição de profissionais aos ambientes de risco e agregar confiabilidade e rastreabilidade às tomadas de decisão em ambientes de controle terrestres.

3. VIABILIZANDO O CONTROLE DOS ROVS PELOS CENTROS DE COMANDO ONSHORE

3.1. Embarcações tipo RSV

O RSV é uma embarcação offshore que tem como principal objetivo fornecer suporte a atividades submarinas, realizando intervenção, inspeção, manutenção e reparo de equipamentos e sistemas submarinos, bem como serviços de construção submarina de pequeno porte. Para isso, essas embarcações possuem infraestrutura que permite a operação de ROVs, guindastes, guinchos e uma ampla área de convés para a movimentação de equipamentos.

Com o objetivo de garantir segurança operacional, eficiência e disponibilidade para a execução de diversas tarefas, o uso de ROVs tem crescido rapidamente, tanto em pesquisas quanto em instalações, inspeções, intervenções e operações de manutenção de equipamentos submarinos. Esse crescimento levou as empresas de ROV a buscar aprimoramentos em sua mão de obra e equipamentos, resultando em operações mais seguras e eficientes.

Entre as principais características das embarcações RSVs, destacam-se:

- capacidade de operar ROVs em uma ampla faixa de profundidades, desde águas rasas até três quilômetros de profundidade;
- sistema de posicionamento dinâmico com redundância para garantir segurança e eficiência durante as operações;
- presença de um guindaste com capacidade para o lançamento e recolhimento de equipamentos submarinos e movimentações submarinas;
- disponibilidade de ferramentas de inspeção submarina, como medidores de espessura, medidores de potencial, ferramentas de torque e outras.

Aliado a isso, para atender à diretriz da Petrobras de reduzir o mergulho humano, as operações que anteriormente eram realizadas por mergulhadores estão sendo transformadas em operações diverless, ou seja, sem o uso de mergulhadores. Como resultado, o uso de ROVs também está aumentando nas operações em águas rasas, tanto em embarcações RSV quanto em outras que possuem ROVs.

3.2. Tecnologia da informação e telecomunicações (TIC) e segurança da informação (SI)

Para que a operação remota de ROV fosse possível, os requisitos de comunicação fim-a-fim desde a embarcação até o Centro de Controle eram bastante desafiadores e que até então não faziam parte das soluções de transmissão de dados de um RSV, com enlaces exclusivamente via satélite.

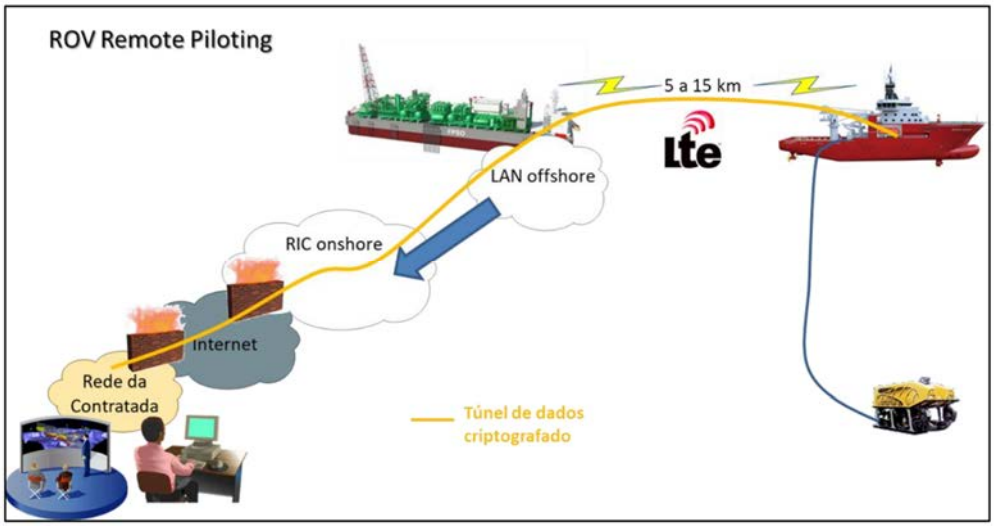
O principal desafio tecnológico de comunicação para esse piloto nem era a taxa de transmissão, que consumia em torno de 6Mbps no sentido RSV para o OCC (*onshore control center* – centro de comando terrestre) e 400kbps do OCC para o RSV. O desafio era fazer com a latência (tempo em que um sinal sai da origem, alcança o destino e retorna à origem) não excedesse 250 mseg com garantia da segurança e qualidade de serviço, o que não encontramos nas tecnologias satelitais atuais. Ainda mais quando levamos em consideração que o OCC de ambas as empresas ficava na Europa a cerca de 10.000km em linha reta; o que por si só já consumiria cerca de 100 mseg para a luz trafegar nos cabos submarinos transcontinentais. Esse limite de 250 ms se mostrava essencial para permitir que a pilotagem do veículo ocorresse sem atrasos de resposta que prejudicassem a capacidade de controle pelo piloto, inviabilizando operações, em especial a carteira de intervenção.

Para alcançar requisitos como esse, a Petrobras já vinha implantando uma rede de cobertura LTE (*Long-Term Evolution* - 4G/5G da telefonia celular) privativa para múltiplos propósitos, onde as antenas LTE são instaladas em plataformas com bons meios de transmissão para terra através de rádio enlaces microondas ou fibras ópticas submarinas; o que foi o caso da cobertura LTE da P-57, que conta com enlace rádio para terra, e da P-43 e P-48 que contam com fibra óptica e rádio.

Sendo assim, o sinal gerado a bordo não precisa mais percorrer enormes distâncias apenas para alcançar satélites e retornar a uma estação *onshore*.

Além disso, a cobertura LTE não apenas atende as operações a bordo da plataforma, mas também até 20km de distância; e por isso foi possível utilizar esta cobertura para realização de inspeções submarinas comandadas remotamente em distâncias de 0m até 9,5km ao entorno das unidades. A distância entre o RSV e a unidade poderia até ter sido superior sem prejuízo de performance, caso a carteira de inspeções tivesse incluído áreas mais distante.

Figura 1. Esquemático do fluxo de comunicação estabelecido durante os controles remotos dos ROVs.



Fonte: elaborado pelos autores.

4. PILOTOS DE OPERAÇÕES REMOTAS E RESULTADOS

4.1. Piloto 1

O primeiro piloto realizado, conduzido em janeiro de 2023, estabeleceu-se em parceria com a empresa Fugro, fazendo uso da embarcação RSV Fugro Aquarius. Com o propósito de escrutinar e avaliar este modelo de operação de ROV, um escopo detalhado de serviços de inspeção de dutos submarinos foi concebido para o trecho *flowline* (trecho estático). No decorrer desta fase piloto, foi possível concluir exitosamente três dos serviços especificados dentro do escopo estabelecido.

Destaca-se que o controle terrestre do ROV foi feito através do centro de comando da empresa situado em Aberdeen, Escócia.

4.2. Piloto 2

O segundo piloto, conduzido em março de 2023, foi realizado em colaboração com a empresa Subsea 7, utilizando a embarcação RSV CBO Wave. Com o intuito de avaliar meticulosamente este paradigma operacional envolvendo ROV, foi concebido um escopo detalhado de serviços de inspeção, abrangendo tanto dutos submarinos no trecho *flowline* (trecho estático) quanto a inspeção de equipamentos submarinos. Durante a execução deste piloto, foram finalizados com êxito cinco serviços de inspeção de dutos e dois serviços de inspeção de equipamentos submarinos, contemplando, inclusive, o manuseio de válvulas submarinas pelo ROV.

Da mesma forma que o primeiro piloto, o controle remoto do ROV foi gerenciado a partir do centro de comando da empresa em Aberdeen, Escócia, evidenciando a capacidade consistente de operar o ROV a distâncias significativas, mantendo um alto padrão de eficiência e segurança.

4.3. Piloto 3

O terceiro piloto, realizado em novembro de 2023, em parceria com a empresa Oceaneering, ocorreu a bordo do RSV CBO Manoella. Nesta ocasião, além de inspeções de equipamentos e dutos submarinos, foram executadas operações de inspeção de casco de plataformas, conhecidas como inspeção de classe.

Durante este teste, foram concluídos com sucesso dois serviços de inspeção de dutos, um serviço de inspeção de equipamentos submarinos e um serviço de inspeção de casco, sendo o escopo da inspeção de casco contemplando, inclusive, realização de limpeza da região com ferramenta de cavitação e escova rotativa, além de medição de potencial eletroquímico.

Ao contrário dos pilotos anteriores, o controle remoto do ROV foi feito a partir do centro de comando da empresa em Macaé, Rio de janeiro, Brasil, demonstrando a capacidade consistente de operar o ROV dentro de território nacional, mantendo um alto padrão de eficiência e segurança.

Figura 2. Embarcações Fugro Aquarius (esquerda), CBO Wave (meio) e CBO Manoella (direita) que atuaram nos pilotos de controle a partir de bases terrestres.



Fonte: banco de imagens Petrobras

5. CONCLUSÃO

Os pilotos de operações remotas de ROV realizados com as empresas representaram avanços significativos na aplicação dessa tecnologia inovadora. A execução desses experimentos piloto possibilitou a avaliação prática e a validação de conceitos essenciais para a efetiva pilotagem de veículos ROV a partir de centros de controle terrestres. Destaca-se que a iniciativa de implantação do Controle Remoto de ROVs não apenas viabilizou uma colaboração substancial com fornecedores estratégicos, mas também permitiu uma avaliação minuciosa da integração de suas tecnologias com a infraestrutura existente na Petrobras.

Ressalta-se que os resultados obtidos até o momento forneceram insights valiosos, destacando a necessidade premente de uma arquitetura de rede altamente especializada, bem como requisitos específicos para o hardware de comunicação.

Os pilotos conduzidos lograram resultados extremamente encorajadores, pois os serviços previstos foram realizados de maneira bem-sucedida, evidenciando a viabilidade e a eficácia dessa abordagem. Assim, o sucesso alcançado na fase piloto não apenas cumpriu seus objetivos iniciais, mas também pavimentou o caminho para a integração efetiva do controle remoto de ROVs nos contratos de serviços. Isso influenciará diretamente nas especificações técnicas da área submarina e das Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC), trazendo consigo a promessa de avanços significativos e inovações no setor submarino, que se refletirão positivamente em termos de eficiência, segurança e impacto ambiental reduzido.

A capacidade de conduzir inspeções de dutos e casco de plataformas a quilômetros da base terrestre, mantendo a qualidade e a segurança operacional, reforçou a robustez dessa metodologia de controle remoto. Além disso, a inspeção de equipamentos submarinos, incluindo o manuseio de válvulas, demonstrou a versatilidade e precisão que podem ser alcançadas por meio desse modelo de operação.

Esses pilotos representaram um marco fundamental na exploração e no desenvolvimento da pilotagem remota de ROV a partir de centros de controle em terra. As valiosas lições aprendidas, os desafios superados e os resultados obtidos constituem um alicerce crucial para futuras implementações e otimizações dessa tecnologia, não somente no âmbito da indústria submarina, mas também em outros setores que demandam operações remotas de alta precisão.

Portanto, os pilotos realizados proporcionaram um entendimento aprofundado das capacidades e limitações desse modelo operacional, além de fornecerem uma base sólida para avanços futuros na aplicação da tecnologia de operações remotas de ROV, trazendo consigo a promessa de um cenário mais seguro, eficiente e inovador para a indústria submarina e áreas correlatas.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em direção à próxima etapa deste projeto, está programada a execução de testes abrangendo a utilização de satélite de baixa órbita, os chamados LEO (*Low Earth Orbit*), visando explorar e validar ainda mais os limites e a eficácia do controle remoto de ROVs em ambientes submarinos desafiadores, proporcionando uma análise mais aprofundada das capacidades e limitações dessa abordagem em operações de ROV remotas.

Esses passos futuros representam uma extensão crucial do estudo piloto, ampliando os horizontes da aplicação do controle remoto de ROVs e aprimorando ainda mais a compreensão das complexidades e demandas técnicas inerentes a esses processos. Os resultados dessas fases complementares não apenas influenciarão o aprimoramento contínuo da tecnologia de operações remotas de ROV, mas também poderão desencadear avanços substanciais na indústria submarina e suas práticas associadas.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG.e 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

SILVA, Simao et al. **First Use of ROV Remote Operations from Shore in the Gulf of Mexico**. In: Offshore Technology Conference. OnePetro, 2021

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Melhoria de medição de espessura submarina por ultrassom via ROV

Improvement of subsea ultrasonic thickness measurement by ROV

João Paulo Urbano
Petrobras, Macaé - Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: jpurbano@petrobras.com.br

Gustavo Pinto Pires
Petrobras, Rio de Janeiro - Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: gustavopires@petrobras.com.br

Milton dos Santos
Petrobras, São José dos Campos – São Paulo, Brasil. E-mail: milsjr@petrobras.com.br

Samuell Costa de Souza
Petrobras, Macaé - Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: samuell.costa@petrobras.com.br

Romario de Carvalho Nunes
Petrobras, Macaé - Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: romario.carvalho@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Espessura.
Inspeção.
Ensaios.
Ultrassom.
Transdutor.

Keywords:
Thickness.
Inspection.
Transducer.
Thickness.
ROV.

Recebido:
19 de dezembro de 2024
Aceito para publicação:
27 de janeiro de 2025
Publicado:
XX de fevereiro de 2025
https://doi.org/10.70369/0ssh1088

CC BY

RESUMO

A medição de espessura tem papel crucial na gestão de dutos e equipamentos submarinos, verificando o status de integridade deles. Os valores obtidos nas medições impactam nos futuros gastos e rendimentos da empresa, na geração de valor e em SMS. Este trabalho apresenta conceitos da medição de espessura por ultrassom através de ROV, o estudo que foi realizado para aprimorá-la, quais as melhorias aplicadas, os resultados obtidos pela Petrobras e os próximos passos. O estudo envolveu análise de técnicas de ultrassom e relatórios de serviços, testes submersos offshore e onshore em laboratórios, definição de capacidade profissional para os colaboradores a realizarem as inspeções e reuniões com fabricantes, especialistas de ultrassom, empresas contratadas pela Petrobras e ABENDI. Dentre as melhorias aplicadas, citam-se: requerimento de profissional certificado para os serviços; adição de novas técnicas ultrassônicas e gráfico A-scan; adequação da marinização; aplicação de novo adaptador de manuseio à ferramenta; aprimoramento de relatórios de serviços; ampliação das aferições das ferramentas; elaboração de padrão Petrobras específico para esse tipo de inspeção; desenvolvimento de patentes. Como resultados, houve redução dos tempos dos serviços e das paradas operacionais por falhas técnicas e aumento do tempo produtivo. Adicionalmente, gerou-se economia financeira e maior qualidade e confiabilidade das inspeções e ganhos em SMS. Consequentemente, este trabalho trouxe soluções, conhecimentos e perspectivas às práticas desse segmento para a indústria de energia.

ABSTRACT

Thickness measurement plays a crucial role in the management of pipelines and subsea equipment, checking their integrity status. The values obtained in the measurements impact the company's future expenses and income, value generation and SMS. This work presents concepts of thickness measurement by ultrasound using ROV, the study that was carried out to improve it, what improvements were applied, the results obtained by Petrobras and the next steps. The study involved analysis of ultrasound techniques and service reports, offshore and onshore submerged tests in laboratories, definition of professional capacity for employees to carry out inspections and meetings with manufacturers, ultrasound specialists, companies contracted by Petrobras and ABENDI. Among the improvements applied are: requirement for a certified professional for services; addition of new ultrasonic techniques and A-scan chart; adequacy of marination; applying a new handling adapter to the tool; improvement of service reports; expansion of tool measurements; preparation of a specific Petrobras standard for this type of inspection; patent development. As a result, there was a reduction in service times and operational stops due to technical failures and an increase in production time. Additionally, financial savings and greater quality and reliability of inspections and gains in HSE were generated. Consequently, this work brought solutions, knowledge and perspectives to the practices of this segment for the energy industry.

1. INTRODUCÃO

A medição de espessura desempenha um papel crucial na gestão de dutos e equipamentos submarinos, verificando o status de integridade deles, visto que o desempenho eficaz de uma estrutura é, em muitos casos, limitado pela sua corrosão. A alta complexidade das operações e riscos envolvidos no setor petrolífero promovem ainda mais a sua importância, em especial para o QHSE (Quality, Health, Safety, and Environment). Com os resultados da aplicação desta técnica, decisões são tomadas em relação à continuidade operacional da estrutura, como, eventual limitação de seu funcionamento ou até mesmo a sua substituição. Assim, os valores obtidos nas medições impactam nos futuros gastos e rendimentos da empresa e na sua geração de valor.

O cenário de corrosão das estruturas submarinas analisadas pode variar drasticamente, dependendo de diversos fatores como, por exemplo, temperatura, pressão e velocidade do fluido escoado, material de construção da estrutura submarina e, entre as principais, o tempo operacional. Na Figura 1 temos tubulações metálicas rígidas corroídas internamente.

Figura 1. Amostras de tubulações rígidas corroídas internamente.



Fonte: elaborado pelos autores.

A maioria das estruturas metálicas submarinas tem prevista a medição de espessura nos seus planos de inspeção. O ultrassom é a técnica mais utilizada pela indústria para isso. Essa técnica foi aprimorada pela Petrobras de forma disruptiva nos últimos anos, gerando maior qualidade, economia e segurança de processos. O presente artigo tem o objetivo de abordar conceitos de medição de espessura por ultrassom através de ROV (Remotely Operated Vehicles), o estudo que foi realizado pela Petrobras para aprimorá-la, quais as melhorias aplicadas, os resultados e as conquistas obtidas e os próximos passos.

2. OBJETIVO

O presente trabalho tem o objetivo de abordar conceitos de medição de espessura por ultrassom através de ROV, o estudo que foi realizado pela Petrobras para aprimorá-la, quais as melhorias aplicadas, os resultados e conquistas obtidas pela Petrobras e os próximos passos.

3. TÉCNICAS DE ULTRASSOM PARA MEDIÇÃO DE ESPESSURA

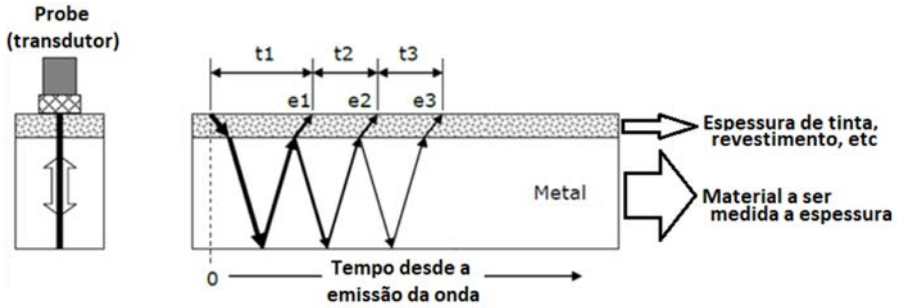
Os sons produzidos refletem ou reverberam nas paredes do meio em que estão contidos, podendo ainda ser transmitidos a outros meios adjacentes. Por Martin (2012), este fenômeno físico constitui o fundamento da medição de espessura no método de ultrassom. No ensaio por ultrassom uma onda mecânica é emitida por um transdutor (cabeçote) sobre o material cuja espessura deseja-se medir.

A onda, ao chegar à superfície oposta do material, é parcialmente refletida de volta e, ao encontrar o transdutor novamente, é lida (reconvertida em sinal elétrico) e interpretada pelo aparelho. Sabendo o tipo de material a ser medido e o tempo de propagação entre a onda emitida e a recebida de volta pelo transdutor, é possível inferir a espessura da superfície, conforme detalhado por Rose (2004). A onda mecânica ao retornar para o transdutor é parcialmente refletida e segue novamente para atravessar o material. Assim, esse pulso ultrassônico propaga-se pela espessura do material diversas vezes através de reflexões sucessivas e, com o tempo, vai perdendo sua energia, já que parte da onda também é refratada e absorvida. O primeiro trecho de onda mecânica que retorna ao transdutor (e é transformado em sinal elétrico) é chamado de primeiro eco, o segundo, de segundo eco, e assim por diante.

Explicado por Brook (2012), todo aparelho de medição de espessura por ultrassom registra dois parâmetros fundamentais de um eco: sua amplitude (relacionada à energia) e o tempo de propagação no material até o retorno ao transdutor. O tempo é comumente transformado em unidade de distância baseada no conhecimento da velocidade de propagação da onda no meio em questão. Existem basicamente três técnicas de medição de espessura aplicadas pelas ferramentas ultrassônicas, são elas explicadas abaixo e ilustradas na Figura 2:

- Single-echo: utiliza somente o primeiro eco (e1 da Figura 2). Multiplicando-se a velocidade do som no material (conhecida a priori ou medida na calibração) pelo tempo de retorno desse primeiro eco (t1 na figura abaixo) se obtém a espessura. Caso o material tenha alguma camada de revestimento, ela será computada no resultado final;
- Echo-echo: utiliza o primeiro (e1) e o segundo (e2) ecos. Obtém-se a espessura através da multiplicação da velocidade do som no material pelo intervalo de tempo entre o momento de chegada do primeiro e do segundo ecos. Caso o material tenha uma pequena camada de revestimento, ela poderá ser descontada do resultado final;
- Multi-echo: utiliza o primeiro (e1), segundo (e2) e terceiro (e3) ecos. Realiza o mesmo cálculo que a técnica echo-echo, e adicionalmente, aplica essa mesma metodologia com o intervalo entre o segundo e o terceiro ecos. Caso esses dois valores obtidos sejam iguais (dentro de uma pequena tolerância), a medição é considerada confiável e o valor é informado como a espessura medida.

Figura 2. Representação do comportamento do pulso sonoro em um material.



Fonte: manual da ferramenta cygnus ROV a-scan.

Durante a medição, quanto maior a corrosão na superfície interna do material(considerando que não seja corrosão uniforme), mais as ondas mecânicas irão se espalhar à cada reflexão, conforme delineado por Olympus (2007). Assim, sucessivamente os ecos ao chegarem ao transdutor ficarão com menos

energia, se tornando mais difíceis de serem lidos pelo transdutor. Como consequência, as técnicas que utilizam mais ecos para a indicação da espessura podem se tornar inviáveis e não indicarem a espessura ou, pior, indicarem um valor errado. É o caso principalmente da técnica multi-echo, por utilizar os três primeiros ecos.

4. ESTUDOS E MELHORIAS IMPLANTADAS

Em função da importância da medição de espessura por ultrassom através de ROV, foi realizado um amplo e detalhado estudo para aprimoramento dela. O estudo foi desenvolvido envolvendo diversas frentes. Foi realizado um levantamento dos certificados e características dos medidores de espessura utilizados correntemente pelas embarcações da Petrobras de manutenção e inspeção submarina. Estudou-se profundamente as técnicas de ultrassom e foram selecionadas as melhores para os cenários de corrosão lidados nas operações. Analisamos detalhadamente os procedimentos, relatórios de serviços realizados, contratos de navios com Petrobras e outros documentos pertinentes relacionados. Foram feitos testes offshore submersos através de ROVs em navios e *onshore* em laboratórios da Petrobras, que envolveram também ferramentas de diferentes fabricantes e características. Lideramos reuniões com fabricantes de medidores de espessura, empresas de serviços de ROV, ABENDI (Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção) e internas da Petrobras. Acompanhamos em navios contratados pela Petrobras diversas inspeções realizadas de medição de espessura por ultrassom. Fizemos revisões de especificações técnicas contratuais e seguimos um processo de melhoria contínua baseado no PDCA.

A partir desse estudo realizado, foram implantadas diversas melhorias, cujas principais abordamos a seguir.

4.1. Adição de novos recursos de ultrassom

A técnica de medição de espessura aplicada na inspeção é crucial para o sucesso da medição. As principais a serem aplicadas em caso de corrosão alveolar da superfície interna do material são a echo-echo e, para os casos de corrosão ainda mais severa, single-echo. Os aparelhos de medição de espessura para ROV que estavam na frota disponibilizavam somente a técnica multi-echo, que pode apresentar maiores dificuldades para os casos de corrosão alveolar da superfície interna do material. Em pesquisa ao mercado comercial mundial, não foi identificada ferramenta de medição de espessura adaptada para ROV que tivesse as técnicas echo-echo e multi-echo. Porém, após um tempo, a mesma empresa fornecedora das ferramentas utilizadas nos navios desenvolveu um aparelho operado por ROV com todas as três técnicas informadas acima. Quando esse novo aparelho ficou disponível comercialmente, a Petrobras pode contar com essa melhoria embarcada em navios de manutenção e inspeção submarina que entraram para a frota. Isso foi possível por atualização contratual, em que as técnicas necessárias de ultrassom passaram a ser cobradas das contratadas.

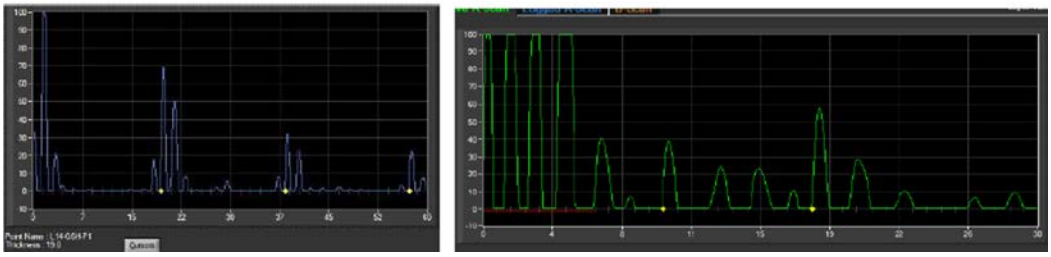
Assim, atualmente os serviços de medição de espessura estão sendo realizados somente pelas embarcações que têm esses aparelhos novos com as técnicas necessárias. Essa atualização possibilitou ampliar significativamente as regiões inspecionadas, incluindo medições em locais com a superfície interna corroída de forma considerável, mesmo em casos de corrosão severa.

4.2. Adição de gráfico a-scan

Colocando-se as amplitudes de ecos lidas pelo transdutor (eixo vertical) em função do tempo (eixo horizontal) tem-se o gráfico A-scan. Normalmente o eixo horizontal é transformado em uma escala de distância, em milímetros, por se saber a velocidade do som no material. Esse gráfico permite avaliar a qualidade e confiabilidade da medição realizada, visto que pode fornecer a informação sobre o comportamento e interações do feixe ultrassônico no material, conforme explicado por Cheeke (2002). Esse gráfico não estava disponível nas ferramentas de medição de espessura por ultrassom via ROV. Somente após comunicação da Petrobras às fabricantes, enfatizando a importância desse recurso, que uma delas aplicou essa solução. Ela entrou junto com a ferramenta que tinha as três técnicas de ultrassom, informada no tópico anterior. Assim, o gráfico A-scan também passou a ser cobrado nos contratos de navios de inspeção e manutenção assinados pela Petrobras.

Na figura a seguir temos um exemplo da importância do A-scan para verificar a confiabilidade da medição de espessura. À esquerda tem-se uma medição com sucesso, enquanto à direita, o valor está errôneo, pois é possível verificar falhas na medição uma vez que os ecos não apresentam, por exemplo, semelhança de perfil.

Figura 3. Gráfico A-scan de medição com sucesso (esquerda) e com falhas (direita).



Fonte: elaborado pelos autores.

A implementação desse gráfico tem sincronia as utilizações das técnicas novas indicadas no item 3.1 pois com ele é possível checar a correta aplicação dessas técnicas pela ferramenta.

4.3. Adequação da marinização

O medidor de espessura por ultrassom via ROV nos contratos da Petrobras sempre foi especificado para operar, no mínimo, a até 3.000 m de profundidade. A especificação do aparelho medidor dos fabricantes estavam, nominalmente, atendendo esse requisito.

Porém, o presente estudo constatou que eram necessárias melhorias na estrutura da ferramenta de medição de espessura correntemente utilizada pelas embarcações. Isso porque periodicamente ocorriam falhas nela decorridas de ingresso de água em seu interior. Em testes realizados, verificou-se que elas não estavam adequadamente adaptadas para operar em todo o range de pressão hidrostática que vai até 3000m. Em profundidades maiores que 1500m de LDA, aumentava-se consideravelmente a frequência de falhas de marinização.

O fabricante dos aparelhos foi acionado pela Petrobras e pelas contratadas a fim de solucionar o problema. Ele desenvolveu então um aparelho com um transdutor novo, com anéis de vedação, parede

mais espessa e modificou o material do transdutor para um mais resistente. O material novo do transdutor também forneceu a vantagem de ser mais estável fisicamente. O transdutor do equipamento antigo era revestido por uma camada de proteção de silicone ou teflon, bem sensíveis mecanicamente. No transdutor novo elas foram totalmente trocadas por uma camada de acrílico, que é muito mais resistente. As camadas de proteção antigas eram constantemente danificadas durante as operações por serem riscadas e rasgadas pelo ROV nas superfícies a serem medidas nas tentativas de leitura de valores. Isso gerava a necessidade periódica de interrupção das operações, a fim de retornar o ROV para o convés do RSV para trocar a camada danificada por outra nova. Com a camada de acrílico esse problema não existe mais.

Na imagem central da Figura 4 pode-se observar imagem do transdutor novo. Após outros ajustes que foram necessários para a adequada marinização, chegou-se então ao modelo atual do medidor de espessura, extremamente mais resistente à profundidade.

Figura 4. Atualização do transdutor antigo (à esquerda) para o novo (à direita).



Fonte: elaborado pelos autores e manual da ferramenta utilizada.

4.4. Adequação do handle de manuseio do aparelho

O handle é o adaptador onde é colocado o transdutor do medidor de espessura e serve para possibilitar a medição através do seu manuseio pelo manipulador do ROV. Ele é importante para manter o transdutor na posição correta de medição de espessura, que é a perpendicular à superfície a ser medida. Além disso, ele deve absorver o movimento inevitável do ROV de forma a não causar choques e pressões inaceitáveis ao transdutor. Ao se analisar os handles disponíveis nas embarcações, verificou-se que eles eram mais adequados para medições em superfícies planas, e não curvas, que são a maioria das realizadas, como em spools rígidos de ANMs (Árvores de Natal Molhadas). Foi então alinhado e desenvolvido em cooperação com as Contratadas da Petrobras e a fabricante da ferramenta um novo handle, que encaixava em superfícies curvas, além de ter variados graus de liberdade.

A Figura 4 mostra essa mudança. O local onde o manipulador do ROV segurava o handle era único e o manipulador somente podia manusear esse handle a partir de um ângulo fixo. Foram então adicionados mais dois pontos de pega, possibilitando o manuseio por três graus de liberdade. Consequentemente, viabilizou-se inspecionar locais que antes eram inacessíveis. As medições de espessura por ultrassom agora ocorrem somente com este novo handle.

Figura 5. Atualização do handle antigo (à esquerda) para novo.



Fonte: elaborado pelos autores.

4.5. Necessidade de inspetor certificado acompanhando as operações

Certificação de pessoas é o reconhecimento formal, por um organismo de certificação, que uma pessoa atende aos requisitos preestabelecidos em normas específicas, para o exercício de uma determinada atividade. A Petrobras passou a requerer profissional certificado por empresa qualificada reconhecida pela Petrobras na técnica de medição de espessura por ultrassom via ROV para acompanhamento dos serviços. Assim, se aumenta a qualidade e confiabilidade das inspeções, visto que os profissionais que as realizam estão com garantia de preparação e treinamento. No Brasil, o Sistema Nacional de Qualificação e Certificação de Pessoal em Ensaios Não Destrutivos e Inspeção da ABENDI é uma referência, inclusive na área de certificação para inspetores de medição de espessura via ultrassom. Através de um comitê, com a participação da Petrobras, a ABENDI inaugurou em 2018 a certificação para medição de espessura via ROV.

4.6. Aprimoramento de relatórios

A máscara dos relatórios de serviços de medição de espessura foi revisada e adicionadas diversas novas informações. Essa revisão levou em conta as outras melhorias realizadas abordadas neste artigo. Por exemplo, houve a adição do gráfico A-scan, em formato de imagem e dados do software da ferramenta, ao relatório do serviço. A nova máscara dos relatórios também foi atingida após reuniões com inspetores de ultrassom da Petrobras e as diversas gerências internas da empresa relacionadas ao processo.

4.7. Adição de aferição submersa

A aferição de um equipamento é realizada para evitar imprecisão, visto que a exatidão é essencial para uma medição adequada. Anteriormente, os medidores de espessura eram aferidos somente com o ROV no convés, antes e após as operações. Com este estudo passou-se também a se aferir com a ferramenta submersa, na profundidade de trabalho, antes de iniciar o serviço e ao término dele. Isso porque as condições extremas de pressão e movimento do ROV de descida à profundidade de trabalho podem causar danos aos cabos e aos componentes do medidor de espessura e ao próprio ROV, além de possíveis falhas no sistema do aparelho que compensa a pressão. Para a implantação dessa melhoria, foram construídos blocos padrão submersos adaptados para uso via ROV, algo inédito na empresa.

4.8. Elaboração e atualização documental

Existem diversos documentos necessários para serem seguidos durante a realização das medições de espessura por ROV, como, por exemplo, a norma ABNT NBR 16794 2020 e os procedimentos da Contratada, da Petrobras e do fabricante do aparelho. Porém, essas informações espalhadas em

diversos documentos dificultavam o decorrer dos serviços e esses documentos ainda não estavam abrangendo as melhorias implantadas por este estudo. Assim, foi criado um padrão da Petrobras que integra os diversos documentos requeridos para o serviço e complementa com diversas informações novas, como, por exemplo: introdução à medição de espessura e apresentação das técnicas; pré-requisitos para a realização dos serviços; sugestões de análises; máscara de relatório editável; recomendações para as medições; análise de centenas de gráficos A-scan. Devido à atualização do processo de medição de espessura por ultrassom via ROV por causa do estudo abordado neste artigo, foi atualizada a Especificação Técnica Contratual para navios a serem contratados pela Petrobras para manutenção e inspeção submarina, contemplando todas as melhorias implantadas.

4.9. Preparação da superfície a ser medida

A forma de preparação da região a ter a espessura medida foi atualizada. Foram definidas novas metodologias de limpeza e retirada de tinta de locais a serem medidas as espessuras por ultrassom via ROV. Para isso, foram consideradas as características das regiões a serem inspecionadas, como a integridade, dimensões e materiais de fabricação.

5. RESULTADOS E COMPARATIVOS ANTES E DEPOIS DAS MELHORIAS

Aqui abordaremos quais foram os resultados conquistados pela aplicação de todas as melhorias descritas anteriormente. Para isso, foram analisados mais de cem serviços realizados. Foram considerados nas análises da comparação de antes e depois da implantação das melhorias, por exemplo, parâmetros de tempos operacionais retirados de sistemas de controle de cronológicos das embarcações, consultas a relatórios de serviços, a contratos de navios e a especialistas certificados e qualificados em ultrassom. Com o adaptador/handle novo de manuseio da ferramenta, aumentou-se em cerca de 23% a quantidade de pontos medidos por ter melhorado o acesso da ferramenta aos locais de medição. Após a implantação das melhorias, mais de 99,9% dos locais atualmente acessados geram valores efetivamente medidos, ou seja, quase a totalidade. Com as melhorias implantadas, as medições tiveram menos falhas/problemas. Devido a isso, o tempo de paradas operacionais por falhas de medição de espessura caiu em cerca de 95%. A ferramenta antiga tinha somente a técnica multi-echo. Já o medidor de espessura novo tem também as técnicas single-echo e echo-echo, estas duas com melhor performance para superfícies corroídas internamente pelo tipo alveolar. Devido a isso, analisando as medições de espessura realizadas recentemente em milhares de locais, verificou-se que, ao menos 50% dessas medições feitas somente foram possíveis por causa dessas duas novas técnicas implantadas. Ou seja, mais da metade dos valores atualmente medidos são somente possíveis graças à ampliação das técnicas utilizadas pelo medidor de espessura por ultrassom.

Como resultados das melhorias realizadas, houve uma redução de cerca de 50% dos tempos médios dos serviços de medição de espessura por ultrassom via ROV. Se considerarmos esse ganho de produtividade e a quantidade e tempo desse tipo de serviço realizado após as melhorias implantadas, já foram economizadas milhares de horas de serviços de navios. Considerando o custo médio da taxa diária de um navio de inspeção e manutenção submarina, já foram economizados pela Petrobras dezenas de milhões de reais até agora decorrentes das melhorias aplicadas pelo trabalho do presente artigo.

6. PRÓXIMOS PASSOS

A continuidade é um dos fundamentos da melhoria contínua. Planejar, fazer, verificar e agir é um ciclo sem fim com o objetivo de aprimorar as atividades e processos. Visto isso, melhorias continuarão sendo estudadas e aplicadas, no intuído de não só fornecer os resultados esperados, mas também de superar expectativas. Um novo adaptador/handle, liderado pela equipe deste artigo, está em processo de patenteamento pela Petrobras, em que aumentará consideravelmente o acesso a locais de difícil acesso, agilizará a obtenção das medições, dará maior confiabilidade às medições e maior segurança ao realizar medições em superfícies mais sensíveis em sua integridade. Para atingir esses objetivos, o adaptador foi desenvolvido, inclusive, com sistemas de absorção de impacto, rotação e posicionamento de imageamento remoto.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A medição de espessura submarina por ROV tem excepcional importância no papel da gestão de integridade de estruturas submarinas metálicas e a sua adequada qualidade é um objetivo que traz valor para a Petrobras. Com essa visão, essa técnica foi altamente aprimorada. As melhorias obtidas no processo de medição de espessura remetem a percepção dos pontos necessários para aprimoramento, análise da aparelhagem e metodologia, recomendações e solicitações de implantação de melhorias, exigências quanto à qualidade necessária para as medições e aplicação das ações e soluções pertinentes. Os desafios para o desenvolvimento do estudo foram grandes, envolvendo reuniões, pesquisas, testes, desenvolvimentos ferramentais, atualizações documentais e mudanças metodológicas. As oportunidades geradas foram consistentes, como a nova ferramenta muito mais adequada para superfícies corroídas internamente, a nova certificação de medição de espessura por ultrassom via ROV da ABENDI e a disponibilização do gráfico A-scan. A partir das melhorias aplicadas e resultados obtidos, este trabalho trouxe novas soluções disruptivas, conhecimentos e perspectivas às práticas do segmento de medição de espessura por ultrassom via ROV para a indústria de energia. Dessa forma, contribui para que essa indústria como um todo possa também desfrutar das oportunidades trazidas e de seus benefícios, tendo nossos resultados alcançados como exemplos de ganhos em produtividade, qualidade e QHSE.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG.e 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

Brook, M. V. (2011). Ultrasonic Inspection Technology Development and Search Unit Design (1st ed.). Wiley.

Cheeke, J. D. N. (2017). Fundamentals and Applications of Ultrasonic Waves (2nd ed.). CRC Press.

Dubè, N. (2004). Introduction to Phased Array Ultrasonic Technology Applications (4th ed.). Olympus.
Martin, C. C. (2012). Ultrassom (1st ed.). Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção.

Rose, J. L. (2003). Ultrasonic Waves in Solid Media (1st ed.). Cambridge University Press.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Portal de gestão de anomalias da área submarina da Petrobras

Portal for Petrobras subsea incident management

Livia Regina Da Cruz D'Escoffier
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: liviadescoffier@petrobras.com.br

Isabele Moura Correia Armada
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: isabele.moura@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Anomalia.
Experiência do usuário.
Cadeia de valor.
Portal.
Melhoria contínua.

Keywords:
Incident.
User experience.
Value chain.
Portal.
Continuous Improvement.

RESUMO

O Portal de Gestão de Anomalias Submarinas da Petrobras foi criado em julho de 2023 para ser um ponto de acesso digital com conteúdo integrado sobre gestão de anomalias da área submarina, organizando e maximizando a utilização de dados sobre o tema, originados em diferentes áreas corporativas, ao longo da cadeia de valor da Petrobras. O direcionamento para sua construção ocorreu após a análise dos resultados de diagnóstico abrangente, no qual observou-se a dispersão dos dados sobre o processo em diferentes plataformas da companhia, visão fragmentada, deficiências em treinamento e gaps na principal ferramenta utilizada. Oferece acesso a informações e recursos disponíveis de forma consolidada, estruturada e acessível para todo o público usuário, tanto para os usuários que querem conhecer mais sobre o tema quanto para aqueles que buscam dados para tomada de decisão. Serve como ponto de convergência corporativa e permite visão ampla sobre o tema: contém desde os treinamentos disponíveis até os painéis e indicadores. Flexível e estável, é insumo para a melhoria contínua de governança, eficiência e confiabilidade na gestão de anomalias da Área Submarina da Petrobras, contribuindo para a segurança das pessoas, operações e meio-ambiente.

ABSTRACT

The Portal for Petrobras Subsea Incident Management was created July, 2023 to be an access point to subsea incident management information, providing and maximizing the use of related data, which are sourced by different corporate areas, along Petrobras value chain. Guidance for its construction came from data analysis from an extensive diagnosis using questionnaires and interview approaches, performed demonstrated data dispersion across different platforms, fragmented visions and training and tool gaps. It offers access to information and other necessary resources in a consolidated, structured and easily accessible tool, for both users who want to know more about the subject and for those searching data for decision making. The portal creates a corporate focal point, while allowing a broad vision of the subject: it holds from available training to dashboads and indicators. Flexible and stable, it's an input for continuous improvement of Governance, efficiency and reliability in the incident management Petrobras Subsea Area, supporting people, operation and environment safety.

Recebido:
08 de outubro de 2024
Aceito para publicação:
14 de novembro de 2024
Publicado:
17 de dezembro de 2024
https://doi.org/10.70369/cnh7fh25l

CC BY

1. INTRODUCÃO

O trabalho realizado, apresentado neste artigo, refere-se a uma ferramenta desenvolvida para a gestão de anomalias da Área Submarina da Petrobras, como parte da solução da gestão de mudança após a revisão do respectivo processo, cujos principais objetivos são aprimorar a governança de dados e processos e fortalecer a cultura sobre o tema.

2. OBJETIVO

O objetivo deste artigo é apresentar o Portal de Gestão de Anomalias Submarinas da Petrobras, criado em julho de 2023, para ser um ponto de acesso digital com conteúdo integrado sobre gestão de anomalias da área submarina, organizando e maximizando a utilização de dados sobre o tema, originados em diferentes áreas corporativas, ao longo da cadeia de valor da Petrobras.

3. DESCRIÇÃO DO TRABALHO

Apresentamos, a seguir, o contexto para a demanda do trabalho, a motivação, a resposta desenvolvida, as fases do desenvolvimento, seus desafios e os resultados.

3.1. Contextualização

A saúde e o bem-estar das pessoas, a proteção do meio ambiente e a segurança nas operações são valores primordiais para a Petrobras, que os refletiu em suas métricas de topo e busca atuar de forma constante para permanecer entre as principais referências de segurança de sua indústria, com as ambições de zero fatalidade e zero vazamento.

Durante o acompanhamento do cumprimento de suas métricas de topo, a Petrobras realiza o monitoramento de indicadores, entre outros, relacionados à temática ASG (Ambiental, Social e Governança), como por exemplo, o indicador ambiental de vazamento de óleo e derivados (m3), conforme Figura 1. Entre os indicadores de saúde ocupacional, está a Taxa de Acidentados Registráveis (TAR) por milhão de homem-hora, conforme Figura 2.

Figura 1. Imagem do histórico do indicador de vazamentos de óleo e derivados

Indicador	2018	2019	2020	2021	2022
Vazamentos de óleo e derivados (m^3)	18,4	415,3	216,5	11,6	218,03

Fonte: https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/ https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/

Figura 2. Imagem do histórico do indicador TAR 2020-2023

	2023	2022	2021	2020
TAR*	0,80	0,68	0,54	0,56

Fonte: https://www.investidorpetrobras.com.br/visao-geral/indicadores/tar/

3.2. Motivação

Após o desdobramento das métricas de topo corporativos na Área Submarina, os processos são gerenciados com o auxílio de indicadores específicos, como por exemplo, o tempo não produtivo de embarcações, não conformidades regulatórias e SMS, relacionados a anomalias, que são situações ou eventos indesejáveis que podem causar danos ou não conformidades.

A gestão de anomalias submarinas é fundamental para a gestão de integridade submarina e dos processos e operações relacionadas que afetem a força de trabalho, as comunidades, as instalações, o patrimônio, a contenção de produtos perigosos e o meio ambiente, aumentando a confiabilidade nos processos e nas instalações.

Em seu processo de melhoria contínua, a Área Submarina identificou a necessidade de aprimorar seus processos e ferramentas de gestão de anomalias submarinas.

Entre os indicadores utilizados para medir a eficiência do processo de tratamento, podem ser mencionados os tempos médios calculados para cada uma das três principais fases do processo: registro, análise e aprovação, sobretudo a fase de análise, que envolve a análise de causa-raiz de abrangência, visando a evitar recorrência.

3.3. Resposta

A gerência de Planejamento, Gestão e Implantação de Projetos da Área Submarina liderou um grupo de trabalho para revisar o processo corporativo de gestão de anomalias submarinas. O grupo foi criado em março/2023, e foi composto por profissionais de várias áreas da Companhia: SMS, Exploração & Produção, Tecnologia da Informação, Unidades de Negócio e Suprimentos. Com diferentes cargos e funções, aportaram experiência e visões distintas para responder ao desafio de identificar e tratar os ofensores à adequada gestão.

O trabalho se propôs a contribuir para o aumento da segurança nas operações submarinas, no que tange às pessoas, ao meio ambiente e ao patrimônio, por meio da identificação de oportunidades de melhorias no processo de gestão de anomalias, alinhamento com requerimentos de conformidade legal e suporte para o aumento da eficiência operacional das unidades de negócios.

Entendemos que a escuta ativa da força de trabalho envolvida no processo poderia proporcionar o aprendizado necessário à gestão de mudança, sobre os desafios enfrentados nos seus diferentes níveis de gestão, e indicar caminhos de melhoria. Assim, realizamos uma pesquisa inicial junto aos envolvidos com gestão de anomalias submarinas, usando questionários eletrônicos. Após a revisão preliminar, as informações obtidas foram complementadas com entrevistas e análises para a obtenção de oportunidades de melhoria em processos, ferramentas e capacitação em todas as fases do processo.

Dentre as necessidades observadas destacaram-se: analisar a dispersão de dados do processo em diferentes plataformas tecnológicas, aplicar sessões de capacitação no tema, estruturar os dados de forma a permitir buscas específicas, possibilitar a identificação tempestiva de especialistas em assuntos técnicos e ajustar a principal ferramenta utilizada - SAP SMS - para permitir a inclusão de campos estruturados e a extração automática de informação gerencial que permitissem ter uma visão estatística de comportamento.

As necessidades foram transformadas em um plano de ação, estruturado em temas, no qual foi identificado que seria necessária uma ferramenta de suporte para visão integrada das informações submarinas.

O plano de ação para a revisão de gestão de anomalias, apresentado na Figura 3, incorporou uma frente de trabalho específica para análise e desenvolvimento de ferramentas de gestão.

Figura 3. Desenho do plano de ação estruturado por tema.



Fonte: Elaborado pelas autoras.

3.4. Desenvolvimento da solução

A fase de análise da solução apresentou diversos desafios:

a) disponibilizar as entregas disponíveis para serem divulgadas e usadas simultaneamente à construção de outras entregas em construção, já que os produtos disponíveis poderiam auxiliar na melhoria do processo com ganhos imediatos (“quick wins”);
b) entender e simplificar a jornada do usuário na gestão de anomalias;
c) oferecer um produto mínimo viável com prazos e custos razoáveis e flexíveis o suficiente para serem ajustados a partir de iterações frequentes com os envolvidos;
d) fortalecer a gestão de anomalias, estimulando comportamentos desejados e desencorajando os indesejados; e
e) promover a mudança cultural.

Os pontos acima foram os direcionadores para a fase seguinte, de desenho de solução, na qual a criação de um portal se mostrou o mais adequada para atender as áreas de negócios.

Para a fase de desenvolvimento, foi adotado o método ágil com sprints quinzenais e controle diário, respondendo aos desafios de demonstrar, aos patrocinadores internos, o progresso constante, com entregas visíveis e absorver o aumento de interlocuções com áreas participantes que começavam a participar da iniciativa.

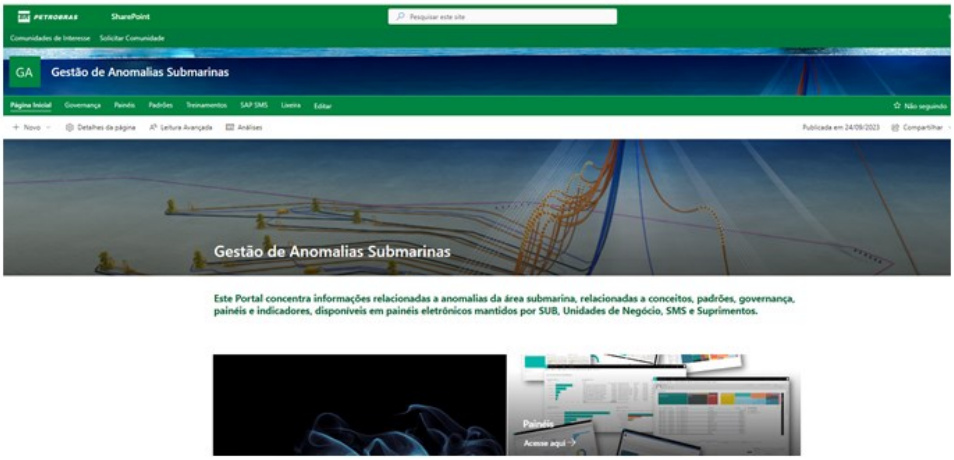
Durante os testes, a seleção e a disponibilização de conteúdo foram os grandes desafios perante o significativo volume de dados sobre o tema, os diferentes requerimentos das áreas de negócio e a necessidade de prover usabilidade para a melhor experiência dos usuários, com graus de conhecimento e necessidades distintas.

Para o desenvolvimento e a implementação, a disponibilidade tempestiva de pessoal com conhecimento de ferramentas e possíveis custos adicionais foram os principais obstáculos superados.

3.5. A solução

O portal disponibilizado (Figura 4) inclui recursos relacionados a pessoas, processos e ferramentas, tripé básico para impulsionar melhorias consistentes.

Figura 4. Imagem com a tela inicial do Portal de Anomalias Submarinas.



Fonte: Elaborado pelas autoras.

A arquitetura do portal, que funciona totalmente em ambiente web da Petrobras, inclui soluções para:

a) Governança – modelos de governança adotados nos diferentes níveis gerenciais; (gerências, gerências gerais e gerência executiva);
b) Especialistas – nome e lotação dos profissionais especialistas da Área Submarina, por tema;
c) Padrões – diretrizes e padrões de execução mantidos no Portal de Gestão corporativo;
d) Lições aprendidas – acesso direto ao portal corporativo de lições aprendidas e melhores práticas;
e) SAP-SMS – orientações para o esclarecimento de dúvidas (Rede de Aprendizagem SAP-SMS), comunidade para troca de experiências (Comunidade SAP SMS) e pedidos de correção e melhoria na ferramenta (por meio do Catálogo de Serviços);
f) Treinamento – lista de treinamentos relacionados ao tema e trilhas de conhecimento para gestores e não gestores; e
g) Painéis – acesso a todos os painéis PowerBI com informações gerenciais sobre anomalias e as ações de tratamento:
    - Painel SUB/SSUB – painel contendo informações referentes a anomalias sob gestão da Gerência Geral de Serviços Submarinos da Área Submarina (SUB/SSUB),
    - Painel RTAs UN-BC – painel contendo informações referentes a anomalias sob responsabilidade da Unidade de Negócios da Bacia de Campos (UN-BC),
    - Painel SUB/ES - painel das anomalias sob responsabilidade da Gerência Geral de Engenharia Submarina (SUB/ES),

- Painel SUB/IPSUB-MAN-DESC - painel das anomalias sob responsabilidade da Gerência Geral de Implantação de Projetos Submarinos de Manutenção e Descomissionamento (SUB/IPSUB-MAN-DESC),
- Carteira de CODs - painel contendo Comunicados de Ocorrência de Divergência (CODs) que registram o recebimento de produtos recebidos com especificações diferentes dos respectivos contratos,
- Gestão Integrada de Suprimentos - painel contendo informações sobre as entregas de fornecedores,
- Painel corporativo de Anomalias SAP IM - painel contendo anomalias de toda a companhia,
- Registros de falhas submarinas - painel contendo falhas de equipamento de Engenharia Submarina, e
- Painel Integrado da Área Submarina - painel contendo todas as anomalias da área, para consolidação, possibilitando o cálculo de indicadores da Gerência Executiva.

Figura 5. Desenho da arquitetura da solução.



Fonte: Elaborado pelas autoras.

O portal se mostrou como uma solução eficaz porque:

a) permite que os painéis específicos, referenciados no portal, sejam mantidos e atualizados de forma independente, pelas respectivas áreas gestoras. Atualmente, estão disponíveis 9 painéis com dados relacionados a anomalias que podem ser consultados para identificar registros de tratamento de anomalia em aberto, pendências, indicadores, status e responsáveis por ações, entre outros. A partir dos painéis, os usuários também podem acessar diretamente os registros de anomalias usando os hyperlinks;

b) comunica de forma transparente e uniforme as mudanças, trazendo todos “a bordo”. Atualmente, estão disponibilizados os contatos de especialistas para as principais 20 disciplinas submarinas, as ocorrências de divergências com fornecedores sobre produtos desde 2010, somando mais mil ocorrências, e 21 padrões corporativos. A mudança cultural pôde ser observada no aumento de participantes no treinamento básico de gestão de anomalias em 125% e aumento de gerências participantes, em 57%, no período janeiro a maio de 2024;

c) fornece uma base segura e simplificada de conhecimento compartilhado de dados interna e interárea, e os usuários têm acesso a mais de 8 mil registros detalhados de anomalias, com data, local de ocorrência, descrição, equipamento relacionados etc., e seus respectivos planos de ação;
d) possibilita o crescimento orgânico da solução, respeitando a governança e a dinâmica das áreas envolvidas. Desde o envio da sinopse deste artigo, por exemplo, foram disponibilizados dois padrões revisados e outro padrão está em revisão. Também foram incorporados um painel de notas de falhas de engenharia submarina e um painel corporativo de lições aprendidas e melhores práticas, onde os usuários podem consultar todos os registros que façam referência a um tema específico, como "duto flexível" ou "ANM";
e) está acessível aos cerca de 6 mil membros da comunidade interna de interesse; e
f) permite a personificação de experiência dos usuários, à medida que cada um pode utilizar os recursos disponíveis conforme sua necessidade.

Com a implantação e a evolução do portal, como ferramenta de suporte diretamente relacionada à evolução de maturidade dos processos de gestão e tratamento das anomalias submarinas, pôde-se observar uma redução nos tempos médios da fase de análise de anomalias encerradas: 35% para as anomalias operacionais encerradas e 43,5% para as anomalias relacionadas a projetos de manutenção e descomissionamento encerradas, comparando-se aquelas encerradas em 2023 com as encerradas em maio/24, o que contribuiu para diminuir o tempo não produtivo e o consumo de HH.

4. CONCLUSÃO

A abordagem adotada viabilizou a utilização do meio digital com a objetividade e a flexibilidade necessárias à dinâmica corporativa. São oferecidas informações e recursos disponíveis de forma estruturada e acessível para todo o público-alvo, desde os usuários que querem conhecer mais sobre o tema até aqueles que buscam dados para tomada de decisão.

Desempenha o papel de ponto de convergência corporativa e permite visão ampla sobre o tema, de acordo com o tripé de gestão: pessoas, processos e ferramentas. Estável e de longo prazo, é insumo para a gestão da mudança cultural e melhoria contínua de governança, eficiência e confiabilidade na gestão de anomalias da Área Submarina da Petrobras, contribuindo para a segurança das pessoas, operações e meio ambiente.

A iniciativa recebeu *feedback* positivo do Gerente Executivo, dos Gerentes Gerais e demais gestores da Área Submarina.

Adicionalmente, a Área Submarina da Petrobras realiza anualmente o Seminário de Engenharia Submarina, com o objetivo de promover a disseminação de conhecimento, inovação e tecnologias, fomentando iniciativas voltadas para resultados alinhados às estratégias da companhia e aos direcionadores da Área de Sistema Submarinos, organizado pela Gerência Executiva Submarina da Petrobras.

Essa iniciativa foi selecionada, pelo seu ineditismo e resultados, para o Seminário de Engenharia Submarina de 2023, que recebeu 253 sinopses e teve cerca de 400 participantes.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos aos participantes do grupo de trabalho instituído para elaboração de diagnóstico e plano de ação, aos envolvidos em sua execução, e aos gestores da Área Submarina da Petrobras pelo apoio.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG.e 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Relatório Anual de Segurança Operacional da Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural 2022**. Rio de Janeiro: ANP, 2023. Disponível em: 2022-relatorio-anual-seguranca-operacional.pdf. Acesso em: 10 jan. 2024.

BECK, K. *et al.* **Manifesto for Agile Software Development**. [Wasatch], 2001. Disponível em: https://agilemanifesto.org/. Acesso em: 10 janeiro. 2024.

BRASIL. Resolução ANP no.882**,** de 27 de julho de 2022. Estabelece o procedimento para a comunicação de incidentes e o envio de relatórios de investigação pelos operadores de contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural e pelas empresas autorizadas a exercer as atividades da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 142, p. 111, 28 jul. 2022. Acesso em: 10 janeiro 2024. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-882-de-27-de-julho-de-2022-418343296. Acesso em: 10 jan. 2024.

BROWN, T. **Design Thinking**: uma metodologia poderosa para decretar o fim das velhas ideias. Rio de Janeiro: Alta Books, 2020.

MILLER, D. **Gestão de mudança com sucesso**: uma mudança organizacional focada em pessoas. São Paulo: Integrare Editora, 2012.

PETROBRAS. **Painel ASG 2023:** documento complementar ao relatório de sustentabilidade 2023. Rio de Janeiro: Petrobras, [2024]. Disponível em: https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/. Acesso em: 11 jan. 2024.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

O uso de NLP e data science na indústria de óleo e gás – um case de aquisição de conhecimento sobre integridade e confiabilidade na área submarina

The use of NLP and data science in the oil and gas industry – a case of acquiring knowledge about integrityand reliability in the subsea area

Lucas Augusto Penna de Carvalho
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: lucas.penna@petrobras.com.br

Rene Thiago Capelari Orlowski
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: renethiago@petrobras.com.br

Anderson Barata Custódio
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: andersonbc@petrobras.com.br

Italo de Oliveira Matias
Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: italomatias@puc-rio.br

Fábio Freitas da Silva
Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: fabio.freitas@puc-rio.br

Marcelo Romeu Gonçalves
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: marceloromeugoncalves@puc-rio.br

Roberto Meireles Acruche
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: acruche@puc-rio.br

Soeli Teresinha Fiorini
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: soeli@puc-rio.br

Whanderley Souza Freitas
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: whanderley_souza@puc-rio.br

Anderson Oliveira
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: andersonjso@puc-rio.br

Eduardo Shimoda
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: shimoda@puc-rio.br

RESUMO

Um sistema foi desenvolvido para aprimorar a análise de integridade e confiabilidade em equipamentos submarinos, lidando com a complexidade de dados não estruturados de em torno de 120.000 documentos PDF. Esse sistema consiste em dois serviços: um Extrator, que utiliza *Machine Learning* (ML) e expressões regulares para minerar dados de relatórios de inspeção, e uma Interface para visualização e análise dos dados estruturados. A identificação de fontes relevantes e requisitos do sistema foi obtida em reuniões com especialistas submarinos, e, através amostras de relatórios de inspeção, utilizadas para treinar o Extrator. A metodologia envolveu *Support Vector Machines* (SVM) para classificação de tipos de tabelas e regex para extração. Dificuldades surgiram devido à diversidade de estruturas de relatórios, levando a uma abordagem híbrida com ML para identificação de contexto. A interface web resultante oferece funcionalidades como busca avançada, visualização de dados extraídos, análise estatística da confiabilidade e dashboards analíticos. O software contribuiu significativamente para a eficiência das atividades de análise submarina, promovendo a transformação digital na área ao proporcionar uma valiosa base histórica de dados estruturados para apoio à tomada de decisões.

ABSTRACT

A system was developed to improve the analysis of integrity and reliability in subsea equipment, dealing with the complexity of unstructured data of around 120,000 PDF documents. This system consists of two services: an Extractor, which uses Machine Learning (ML) and regular expressions to mine data from inspection reports, and an Interface for viewing and analyzing structured data. Identification of relevant sources and system requirements was obtained in meetings with subsea experts, and, through sample inspection reports, used to train the Extractor. The methodology involved Support Vector Machines (SVM) for classifying table types and regex for extraction. Difficulties arose due to the diversity of reporting structures, leading to a hybrid approach with ML for context identification. The resulting web interface offers features such as advanced search, visualization of extracted data, statistical analysis of reliability and analytical dashboards. The software contributed significantly to the efficiency of underwater analysis activities, promoting digital transformation in the area by providing a valuable historical base of structured data to support decision making.

Palavras-chave:
Área submarina.
Sistema de gestão.
Gestão de integridade.
Gestão de ativos.
ISO 55000.

Keywords:
Subsea.
Management system.
Integrity management.
Asset Management.
ISO 55000.

Recebido:
08 de janeiro de 2025
Aceito para publicação:
29 de janeiro de 2025
Publicado:
11 de fevereiro de 2025
https://doi.org/10.70369/f9vk7h11

1. INTRODUCÃO

Na As análises de integridade, extensão de vida, confiabilidade e risco em equipamentos e dutos submarinos requerem dados que não são facilmente obtidos, pois muitos deles estão em documentos no formato PDF. Sendo assim, grande parte do tempo de uma análise é tomado por atividades de busca, catalogação e formatação de dados, o que diminui a eficiência do processo. Estudos conduzidos pela Society of Petroleum Engineers (SPE) e por empresas globais de E&P verificaram que o gerenciamento de dados é um grande problema na indústria de óleo e gás e que mais da metade do tempo do engenheiro e geocientista é gasto apenas pesquisando e reunindo dados antes da análise (BRULE, 2015). Os dados não estruturados constituem uma grande parte dos ativos de dados na indústria de petróleo e gás (ASFOOR; HASAN, 2020). Texto ou dados não estruturados compreendem aproximadamente 80% dos dados gerados por muitas áreas em uma organização, e podem estar em várias formas, como documentos, planilhas, mapas, imagens, e-mails e relatórios (KANIMOZHI; VENKATESAN, 2015).

Diante do cenário de uso intensivo de dados não estruturados de documentos, tornou-se necessário utilizar técnicas para auxiliar na manipulação, processamento e, principalmente, extração de informações de interesse presentes nos documentos, como forma de tratar esses dados para gerar informação de valor para o negócio. Com esse intuito, a aplicação da Inteligência Artificial (IA) e suas ferramentas de Mineração de Dados - Hand, David e Adams (2014) e Han *et al*. (2011) – os métodos de Processamento de Linguagem Natural (Natural Language Processing - NLP) Manning *et al*. (2014), além da Ciência de Dados, Van (2016), cresceram no setor de óleo e gás, tratando diversas questões em diferentes domínios, como por exemplo os citados nos artigos Antonio *et al*. (2019), Zhang *et al*.(2021); Pankaj *et al*. (2018); Subrat e Nanda (2020); e Machado *et al*. (2021).

2. OBJETIVO

Este artigo descreve um estudo de caso de dois anos de pesquisa, no setor de óleo & gás, voltado para a aquisição de conhecimento sobre a integridade e confiabilidade de equipamentos e dutos submarinos, através da aplicação de técnicas de aprendizado de máquina, NLP e ciência de dados sob um legado de documentos de inspeção submarina em formato PDF e Excel. Tais documentos representam um histórico de eventos relacionados ao ciclo de vida dos equipamentos e dutos, insumo importante para a gestão da integridade e confiabilidade, bem como o monitoramento do desempenho dos ativos de modo a assegurar sua segurança. Como resultado da pesquisa, foi implementada uma arquitetura para a extração e estruturação dos dados dos relatórios de barco, e, uma ferramenta para a análise e interpretação desses dados estruturados. Inicialmente, será apresentado neste artigo um

embasamento teórico, descreve-se o dataset e a metodologia utilizada na pesquisa. Na sequência, apresenta-se o case com a descrição detalhada de algumas das principais funcionalidades e, por final, as conclusões obtidas.

3. NLP E DATA SCIENCE

Aprendizado de Máquina (AM) é uma área da computação que evoluiu a partir do estudo de reconhecimento de padrões e da teoria do aprendizado computacional em Inteligência Artificial (IA). AM explora a construção e o estudo de algoritmos que podem aprender e fazer previsões a partir dos dados (M ANNILA, 1996). Geralmente, as etapas de AM são compostas de atividades de Mineração de Dados, a qual, por definição, visa obter conhecimento a partir dos dados armazenados, possibilitando algum nível de aprendizado e, consequentemente, resultando em aplicações de suporte à tomada de decisão.

O NLP é uma subárea da computação que engloba por exemplo, notação para expressões regulares, algoritmos e técnicas específicas Manning *et al*. (2014) e compõe grande parte do desenvolvimento das pesquisas neste projeto.

4. METODOLOGIA

A identificação das fontes de dados relevantes, o levantamento de processos/atividades e a definição de requisitos foram obtidos em reuniões com os envolvidos da área submarina da empresa (equipamentos e dutos). Além disso, fontes de informações, diretrizes, processos, normas e documentos foram relacionados ao domínio da área submarina indicados por estes envolvidos.

A empresa do setor de óleo & gás, participante do projeto, disponibilizou relatórios de operações de barco gerados por diversas embarcações que prestam serviço a área submarina. Foram disponibilizadas para análise e extração de dados, uma amostra de 120.000 relatórios. Os arquivos disponibilizados referem-se às inspeções de dutos e equipamentos submarinos dos quais foram gerados por diversas empresas prestadoras de serviço, havendo diferentes padronizações dos documentos, tornando assim o processo de extração de dados ainda mais complexo. Para alguns tipos de serviços de inspeção, por exemplo, foram encontrados cerca de 222 tipos diferentes de tabelas de inspeção na amostra de documentos. A empresa também forneceu diversos outros documentos e planilhas para a realização de análises, como por exemplo avaliação da efetividade do sistema de proteção catódica e registros de falhas.

As atividades de pesquisas desenvolvidas, até o momento da escrita do artigo, foram organizadas em três grupos:

- Obtenção de conhecimento utilizando técnicas de Processamento de Linguagem Natural;
- Análise e identificação de objetos em dados não estruturados por meio de Modelos Supervisionados de Aprendizado de Máquina;
- Ciência de dados e modelos estatísticos.

A abordagem baseada em aprendizado de máquina consistiu na identificação de contextos baseado em expressões regulares por um algoritmo classificador. Esta abordagem iniciou sua implementação pela seleção da biblioteca para extração de sentenças dos textos dos relatórios. Uma vez definida a biblioteca que faria a extração de sentenças, foi reunido um conjunto de relatórios, de onde foram extraídas as sentenças que continham os termos de interesse. Estas sentenças foram separadas em dois grupos, as que expressavam um sentido negativo em relaç ão ao termo e as que expressavam um sentido afirmativo. Para geração do modelo de classificação das sentenças foram testados e comparados quatro algoritmos classificadores. Os algoritmos e suas respectivas acurácias são demonstradas na Tabela 1.

Tabela 1 – Algoritmos de classificação e suas acurácias.

Algoritmo	**Acurácia**
Regressão logística	0.95
KNN	0.93
Random Forest	0.97
MLP	0.91

Fonte: elaborado pelos autores.

Para se obter valor da acurácia foi utilizado a técnica de cross validation [24]. A acurácia final é dada pela média das acurácias alcançadas durante as iterações. Como demonstrado na Tabela 1, embora todos os algoritmos tenham alcançado resultados satisfatórios, o algoritmo Random Forest teve desempenho melhor, sendo então o escolhido para a classificação de sentenças.

Foi utilizada uma abordagem baseada em aprendizado de máquina, bem como foi criada a visualização dos termos presentes no relatório na qual teve o sentido do contexto classificado como afirmativo. Além dos termos, também foi criada a visualização dos contextos na qual os termos estão inseridos.

Durante o desenvolvimento do projeto de pesquisa, as técnicas de AM e MD foram utilizadas desde a criação de conjunto de dados para avaliar amostras com características que melhor identificam o tipo de relatório de inspeção e a classe de tabelas de medição, quanto o uso de algoritmos e técnicas de modelo supervisionado em tarefas de classificação automática em objetos de PDF e Excel.

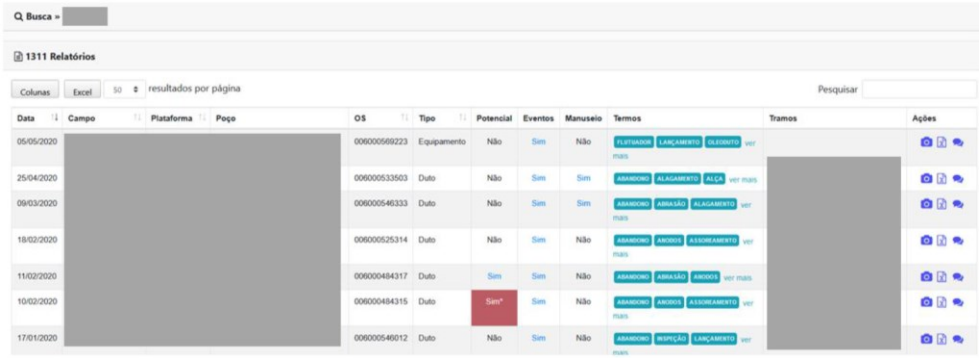
5. RESULTADOS

5.1. Medições de potencial eletroquímico

Os relatórios de barco trazem uma informação importante que são as medições de PE (potencial eletroquímico), representando uma medida da condição de proteção do equipamento submarino instalado com relação à mecanismos de corrosão. Os valores medidos e os locais do equipamento onde são realizadas as medições são dados relevantes para avaliação da efetividade do sistema de proteção catódica. Com o intuito então de otimizar a quantidade de pontos medidos e o tempo de utilização da embarcação no serviço, foi necessário a extração de tabelas de PE e armazenamento dos seus dados de maneira estruturada para as análises dos especialistas da área submarina. No estudo, diversos tipos de tabelas PE foram identificados e estruturados, ou seja, seus dados extraídos, organizados e persistidos em banco de dados. Até o atual momento, foram identificados 222 modelos de tabelas no formato PDF e Excel, sendo a grande parte passível de estruturação.

A Figura 1 apresenta, através de busca usando a ferramenta computacional desenvolvida, a existência de relatórios que possuem tabelas de potencial. A coluna "Potencial" pode ter os seguintes valores: "Não" – quando não há tabela de PE no relatório; "Sim" – quando há tabela de PE no relatório e "Sim*" – quando há tabela de PE e existem valores que estão fora da faixa de proteção padrão. Quando existe a tabela, pode-se clicar sobre o link para ver e editar os dados das medições, conforme Figura 2. Na coluna "Ações" da Figura 1, pode-se clicar nos ícones para visualizar o relatório por completo, ver todas as imagens dele e ver todos os comentários (contexto) associados com os termos relevantes encontrados, visualizados na coluna "Termos". Assim, obteve-se um valioso conjunto de dados de PE para a análise dos especialistas.

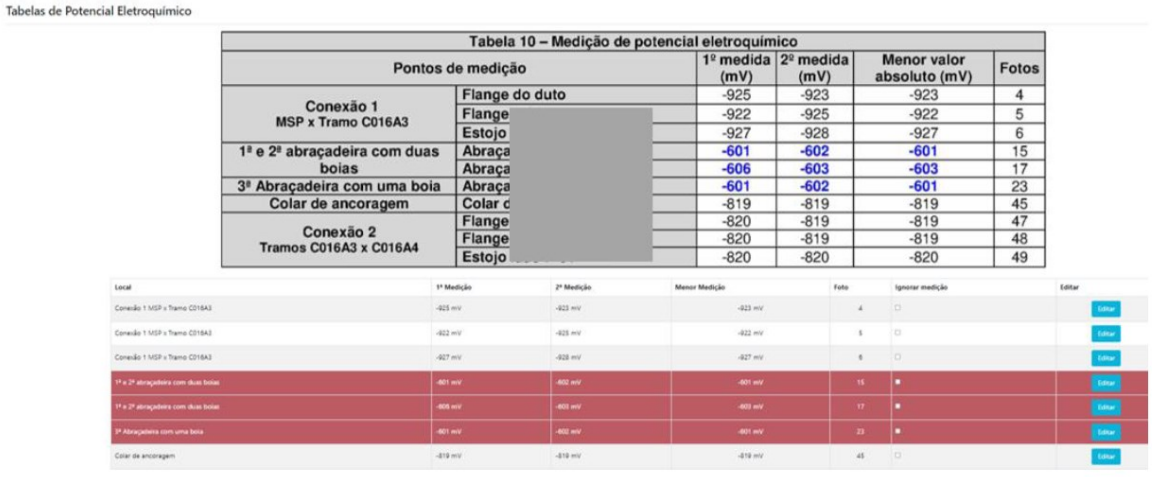
Figura 1. Visualização dos relatórios com tabelas de PE e alerta de relatórios com PE fora da faixa padrão (Sim*).



Fonte: elaborado pelos autores.

Na Figura 2, os valores das medições (colunas de medida e menor valor absoluta da tabela) fora da faixa de proteção catódica estão marcados em vermelho, conforme indicado, servindo de alertas para a tomada de ações e podem ser descartados pelo especialista que realiza a análise, caso julgue que não estejam corretos ou sejam irrelevantes, não sendo esses valores posteriormente considerados em buscas ou cálculos. Com isso, o especialista faz um saneamento na base de dados, mantendo somente o que é de interesse.

Figura 2. Visualização e edição de valores de potencial.



Fonte: elaborado pelos autores.

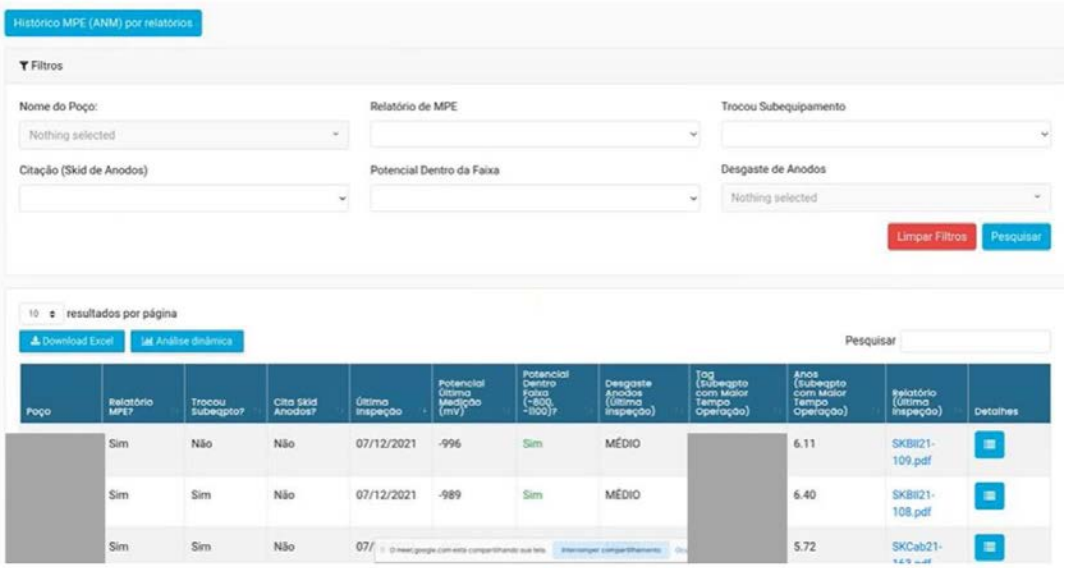
5.2. Histórico MPE (ANM)

Para uma análise mais detalhada e correlacionada das informações das inspeções de PE ao longo do tempo, foi criada uma funcionalidade que apresenta o histórico de medições de potencial eletroquímico, para equipamentos do tipo ANM (Árvore de Natal Molhada). Nesta funcionalidade, apresentada na Figura 3, é possível exibir para cada poço:

- Se houve inspeções de onde foi realizada a medição de PE;
- Se houve troca de subequipamentos no poço;
- Se foi citado o termo skid de anodo no relatório;
- A última medição de potencial (valor mais positivo);
- O nível de desgaste dos anodos (pior caso) na última inspeção;
- A tag e tempo de operação do subequipamento presente no poço com maior tempo de operação;
- (data da inspeção – última data da instalação do subequipamento);
- O link para o relatório da última inspeção.

Na guia "Detalhes", pode-se visualizar todos os relatórios anteriores das inspeções naquele poço.

Figura 3. Visualização do histórico MPE.



Fonte: elaborado pelos autores.

5.3. Análise de confiabilidade

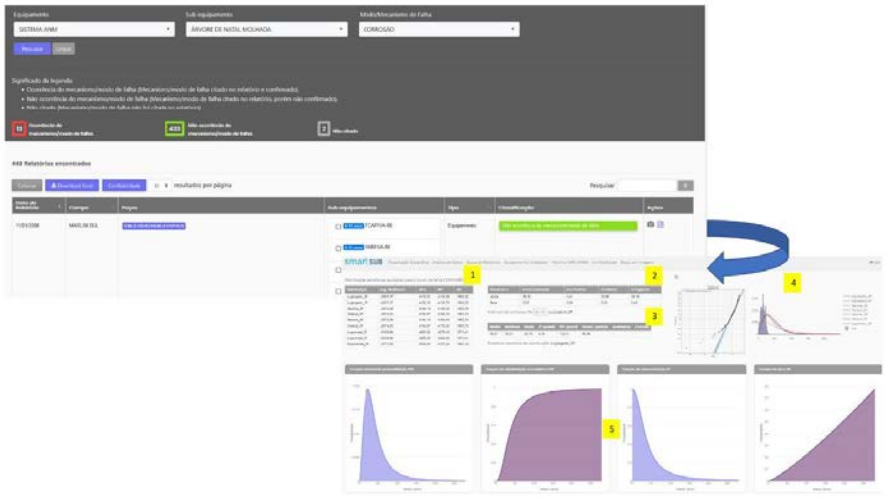
Analisar o histórico das inspeções realizadas ao longo da vida útil dos equipamentos e dutos submarinos e os modos/mecanismos de falha identificados é um importante insumo para a análise de confiabilidade. Sendo assim, as seguintes atividades foram realizadas:

- Obtidos os dados do sistema de informação, através de tabelas do banco de dados de inspeções e do histórico de processos;
- Realizada a identificação dos relatórios por local de instalação, poço ou campo, e tipo de equipamento;

- Realizada a vinculação dos subequipamentos instalados aos relatórios em função da data da inspeção;
- Determinado o tempo de operação do subequipamento quando da inspeção (data da inspeção - data da última instalação do subequipamento);
- Identificado os indícios de falha através da mineração de dados nos relatórios usando-se técnicas de ML;
- Implementado um processo para validação dos indícios de falha por especialistas da área submarina, compondo assim um banco de dados de registros de falha;
- Implementada uma funcionalidade de cálculo estatístico dos registros do banco de dados de falha, armazenando em banco os parâmetros estatísticos das análises realizadas e possibilitando a realização de cálculos estatísticos através de uma calculadora.

Com base na implementação dessas funcionalidades e na busca pela existência de dados de falha nos relatórios, criou-se a interface apresentada na Figura 4 do módulo de confiabilidade. A opção "Confiabilidade" exibe estatísticas associadas para cada distribuição (média de falhas, mediana, moda), gráfico de probabilidades e histograma, bem como as curvas de densidade.

Figura 4. Interface do módulo de confiabilidade.



Fonte: elaborado pelos autores.

Na Figura 4 pode ser observado:

1. Múltiplas distribuições que são ordenadas de acordo com seu ajuste;
2. Possibilidade de seleção no nível de confiança para a análise sendo realizada;
3. Parâmetros estatísticos da distribuição: média de falhas, mediana, moda, etc.;
4. aderência das distribuições pelo gráfico de probabilidades e histograma;
5. Visualização das curvas de densidade:
    a. Função de densidade de probabilidade (PDF),
    b. Função de distribuição cumulativa (CDF),
    c. Função sobrevivência (SF),
    d. Função de risco (HF).

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse artigo apresentou uma pesquisa na área de integridade e confiabilidade de equipamentos e dutos submarinos no setor de óleo & gás. Sob uma base de relatórios de barco em PDF e Excel foi realizada: i) identificação e estruturação dos dados mais relevantes dos relatórios e suas tabelas de eventos, potencial eletroquímico e manuseio, reduzindo o tempo gasto dos especialistas envolvidos nessa atividade; ii) recuperação de imagens das inspeções de equipamentos e dutos submarinos e suas legendas, provendo uma base para análise dos mecanismos de falhas e outros problemas relevantes; iii) busca de relatórios por termos de interesse e obtenção de seus contextos para auxiliar na análise de integridade; iv) geração de alertas dos relatórios com o potencial eletroquímico fora da faixa esperada para a avaliação da efetividade do sistema de proteção catódica; v) funcionalidade de histórico de medições de potencial eletroquímico para equipamento do tipo ANM. Também foi desenvolvido um módulo de confiabilidade que provê dados para análises quantitativas da probabilidade de ocorrência de falhas. Nesse modulo, é possível realizar análises estatísticas importantes do histórico operacional de equipamentos em uso, insumo importante para o planejamento das inspeções, possibilitando a otimização da periodicidade e do escopo dos planos de inspeção.

Os desafios computacionais foram apresentados, sendo testado alguns modelos de IA/NLP para viabilizar a implementação das necessidades do cliente, principalmente na extração dos dados não estruturados, ocasionados pela grande variedade de modelos de relatórios e suas tabelas. Cada vez mais os conceitos da Ciência de Dados, Aprendizagem de Máquina/Inteligência Artificial e o uso de técnicas de Processamento de Linguagem Natural se consolidam no projeto de pesquisa, transformando dados, até então pouco acessíveis, em informações relevantes para o negócio. O software desenvolvido gerou mais eficiência nas atividades de busca, catalogação e formatação de dados necessários para a análise dos especialistas, contribuindo assim, na transformação digital da área submarina, provendo uma ferramenta com uma valiosa base histórica de dados, agora estruturados, com funções para análise e auxílio na tomada de decisão.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG e 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

Antonio, Daniel, Sadlier, Andreas, & Joseph Winston. (2019). Leveraging Oil and Gas Data Lakes to Enable Data Science Factories. https://doi.org/10.2118/196452-MS

Asfoor, Hasan. (2020). Applying Data Science Techniques to Improve Information Discovery in Oil And Gas Unstructured Data. https://doi.org/10.2523/IPTC-20236-Abstract

Brule, M. R. (2015). The data reservoir: How big data technologies advance data management and analytics in e&p.

Han, Jiawei, Jian Pei, & Micheline Kamber. (2011). Data mining: concepts and techniques. Elsevier.

Hand, David J., & Adams, Niall M. (2014). Data mining. Wiley StatsRef.

Kanimozhi KV, & Venkatesan M. (2015). Unstructured data analysis-a survey. International Journal of Advanced Research in Computer and Communication Engineering, 4(3).

M Annila, Heikki. (1996). Data mining: machine learning, statistics, and databases. 2-9.

Machado, Rodrigo Chamusca, Leite, Fabbio, Xavier, Cristiano, Albuquerque, Alberto, Lima, Samuel, & Gustavo Carvalho. (2021). Development of Failure Prediction Models for Subsea Blowout Preventers Using Data Analytics and AI. https://doi.org/10.4043/31027-MS

Manning, Christopher D. (2014). The Stanford Core NLP natural language processing toolkit. 55-60.

Pankaj, Piyush, Geetan, Steve, MacDonald, Richard, Shukla, Priyavrat, Sharma, Abhishek, Menasria, Samir, Xue, Han, & Tobias Judd. (2018). Application of Data Science and Machine Learning for Well Completion Optimization. https://doi.org/10.4043/28632-MS

Subrat, Nanda. (2020). Using Data Science to Enable Condition Based Maintenance and Classification for Offshore Assets. https://doi.org/10.2118/202758-MS

Van Der Aalst, Wil. (2016). Data science in action. Process mining. Springer.

Zhang, Hongbao, Zeng, Yijin, Liao, Lulu, Wang, Ruiyao, Hou, Xutian, Feng, Jiangpeng, & Amol Mulunjkar. (2021). How to Land Modern Data Science in Petroleum Engineering. https://doi.org/10.2118/205689-MS

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Os desafios tecnológicos e soluções para o desenvolvimento do CCUS: o papel relevante da área submarina na integridade das instalações de armazenamento de CO2 frente ao PL 1425/2022

Technological challenges and solutions for the development of CCUS: the relevant role of the subsea area in the integrity of CO2 storage facilities in front of PL 1425/2022

Romario de Carvalho Nunes
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: romario.carvalho@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Monitoramento.
ESG.
Transição energética.
Aspectos legais.
Projeto de lei.

Keywords:
Monitoring.
ESG.
Energy transition.
Legal aspects.
Law project.

RESUMO

A tecnologia de CCUS se apresenta cada vez mais como capaz de atender às expectativas relacionadas à transição para o mundo Net-Zero. Porém, para o sucesso do CCUS, é necessário que uma das etapas mais críticas – o monitoramento – seja realizada de forma a atender a diversas diretrizes. Dessa forma, o objetivo deste artigo é verificar quais os desafios tecnológicos que a indústria de O&G enfrenta para o desenvolvimento do CCUS, de forma segura e responsável, reforçando seu posicionamento no mercado no âmbito do ESG. Em seguida, serão propostas alternativas, soluções e oportunidades para incentivar tal desenvolvimento. Ademais, será discutido o papel relevante da área submarina na integridade das instalações de armazenamento de CO2 frente ao PL (Projeto de Lei) 1.425/2022 – em análise no Congresso Nacional – e os desafios da indústria para adequação às novas diretrizes do PL e futuras regulações. O trabalho conta com uma revisão integrativa e sistemática de literatura, bem como traz os referenciais teóricos e direcionadores que inspiraram diversos trechos do PL, já que o autor deste artigo é um dos formuladores do Projeto de Lei 1.425/2022. Os estudos demonstraram que toda a cadeia de valor da indústria de O&G pode se beneficiar da transição energética, incluindo uso de tecnologias como o CCUS. Contudo, para de fato auferir os resultados previstos, sobretudo no âmbito do ESG, ainda há trilhas a percorrer, principalmente no que tange à área submarina, incluindo o desenvolvimento de tecnologias de monitoramento das instalações de armazenamento de CO2 em ambiente submarino.

ABSTRACT

CCUS technology increasingly appears capable of meeting expectations related to the transition to the Net-Zero world. However, for CCUS to be successful, one of the most critical steps – monitoring – must be carried out to meet several guidelines. Therefore, the objective of this article is to verify what technological challenges the O&G industry faces in developing CCUS safely and responsibly, reinforcing its market positioning within the scope of ESG. Alternatives, solutions and opportunities will then be proposed to encourage such development. Furthermore, the relevant role of the subsea area in the integrity of CO2 storage facilities will be discussed in light of PL (Law Project) 1,425/2022 – under analysis in the National Congress – and the industry's challenges in adapting to the PL's new and future guidelines regulations. The work includes an integrative and systematic literature review and the theoretical references and guidelines that inspired several excerpts of the PL, as the author of this article is one of the formulators of Law Project 1,425/2022. Studies have shown that the entire O&G industry value chain can benefit from the energy transition, including using technologies such as CCUS. However, to achieve the expected results, especially within the scope of ESG, there are still paths to be followed, especially in the subsea area, including the development of monitoring technologies for CO2 storage facilities the subsea area.

Recebido:
19 de novembro de 2024
Aceito para publicação:
22 de novembro de 2024
Publicado:
23 de dezembro de 2024
https://doi.org/10.70369/few41r50

CC BY

1. INTRODUÇÃO

No contexto contemporâneo, o tema mitigação das mudanças climáticas é objeto de extrema relevância internacional, pois empresas e governos buscam alternativas para tratar as mudanças climáticas causadas, sobretudo, pelo aquecimento global, decorrente da intensificação da emissão de gases do efeito estufa. Entre os projetos capazes de amenizar a emissão desses gases, encontra-se a tecnologia denominada Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) (Egmond *et al*., 2012; Nunes; Costa, 2019; Asl *et al*., 2020). Além disso, a tecnologia deve desempenhar o papel central como um dos quatro principais pilares da transição energética de baixo carbono global, junto à eletrificação baseada em energia renovável, bioenergia e hidrogênio (IEA, 2010).

Porém, para que a atividade de CCUS possa auferir todos os benefícios intrínsecos, é necessário que a etapa mais crítica – o monitoramento – seja realizada de forma a atender as regulamentações inerentes à atividade. A tecnologia de CCUS se apresenta cada vez mais como capaz de atender as expectativas relacionadas tanto à transição para o mundo Net-Zero quanto ao cumprimento do ESG, sendo, portanto, necessário garantir o atendimento a tais expectativas (Blackford *et al*., 2010; Dean; Tucker, 2017; Global CCS Institute, 2020).

Para tanto, existem desafios tecnológicos para que tal tecnologia seja difundida e desenvolvida na indústria do petróleo e gás e alcance os benefícios propostos. O investimento na Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) dessas tecnologias ajuda a garantir, por exemplo, a rentabilidade do projeto de CCUS – que possuem investimentos significativos e potencial de riscos elevados (Anyosa *et al*., 2021) além do atendimento ao ESG. Aliás, o relatório da Global CCS Institute, denominado Global Status of CCUS 2021 – CCUS Accelerating to Net Zero, indica a necessidade de as empresas analisarem e reportarem atentamente os dados que possam impactar seu ESG, já que tais informações são consideradas cada vez mais importantes para os investidores, acionistas e público em geral (Global CCS Institute, 2021a).

A pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias e ferramentas tanto para o monitoramento quanto para contingência nas instalações de armazenamento de CO2 estão bastante ligados ao ESG. No caso em tela, as informações não financeiras das empresas que utilizam a tecnologia de CCUS seriam, por exemplo, relatórios com os métodos – incluindo tecnologia e ferramentas utilizadas para coleta dos dados - e resultados obtidos com base no Plano de Monitoramento das suas instalações de armazenamento de CO2 (EY, 2018).

Ademais, será discutido o papel relevante da área submarina na integridade das instalações de armazenamento de CO2 frente ao PL (Projeto de Lei) 1.425/2022 - que disciplina a exploração da atividade de armazenamento permanente de dióxido de carbono de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento – e os desafios da indústria do petróleo para adequação às novas diretrizes do Projeto de Lei e futuras regulações derivadas desse PL.

Com base nesse arcabouço são formatados infográficos e tabelas que resumem as principais tecnologias já existentes na indústria, e conhecimentos que precisarão ser desenvolvidos. O autor, que é um dos formuladores do Projeto de Lei 1.425/2022, traz ainda os referenciais teóricos e direcionadores que inspiraram diversos trechos do PL, incluindo comparações do Brasil com outros países em relação à estrutura regulatória para o CCUS.

2. OBJETIVO

Verificar quais desafios tecnológicos a indústria do óleo e gás enfrenta para o desenvolvimento do CCUS de forma segura e responsável, para reforçar seu posicionamento no mercado no âmbito do ESG. Em seguida serão propostas alternativas, soluções e oportunidades para incentivar tal desenvolvimento.

3. INTEGRIDADE DOS SISTEMAS SUBMARINOS - IMPORTÂNCIA E RISCOS DA ETAPA DO MONITORAMENTO NO PROCESSO DE ARMAZENAMENTO DE CO2

Assim como na indústria do petróleo e gás, existem riscos associados ao processo de CCUS que devem ser conhecidos, controlados e aprimorados. O risco de vazamento é um dos mais explorados na literatura e o monitoramento das instalações de armazenamento de CO2 o meio mais indicado para dirimir tais riscos. Para tanto, existem mecanismos naturais para garantia da integridade do armazenamento e mecanismos desenvolvidos durante o processo histórico de armazenamento de CO2.

Em relação ao primeiro mecanismo, pode-se citar o aprisionamento que tem como função prevenir que o CO2 injetado migre de volta à superfície. A pressão - resultante da profundidade necessária ao seu armazenamento - faz com que o CO2 permaneça sob a forma de fluido supercrítico, estado físico que proporciona sua fixação nos espaços intersticiais das rochas, quando então irá se penetrar nos poros existentes, ao ser atingida a profundidade crítica. Parte desse CO2 fica definitivamente bloqueada após a selagem dos furos de injeção, enquanto outra parte poderá mover-se durante alguns anos, até reagir com fluidos e rochas existentes, mineralizando (Alves, 2008).

Associado ao segundo mecanismo, pode-se citar, como exemplo, o estudo e a escolha de um local adequado para armazenamento do CO2, a criação e gestão de programa de monitoramento para detecção de problemas, a existência de um sistema regulatório bem como o uso adequado dos métodos corretivos para parar ou controlar eventuais fugas de CO2 (Gaspar, 2014). Além disso, Gaspar (2014) ressalta para a importância do conhecimento e gestão dos riscos ambientais, da saúde da população local e os riscos associados à segurança. Geralmente, para garantia da integridade da instalação de armazenamento de CO2, considera-se que um vazamento de 1% do CO2 armazenado em mil anos seria um valor aceitável (Ketzer *et al*., 2016).

Portanto, para garantia da integridade da instalação de armazenamento de CO2 foi desenvolvido um processo dentro de uma estrutura de gerenciamento de riscos que se baseia na abordagem bem estabelecida de barreiras (salvaguarda). O objetivo é identificar as tarefas de monitoramento necessárias e suas respectivas tecnologias para reduzir os riscos de armazenamento de CO2 para o mínimo possível (Dean; Tucker, 2017). Além disso, a ISO 31000 aborda trechos importantes relacionado à responsabilização das partes. Segundo a norma, convém que a organização assegure que haja responsabilização, autoridade e competências apropriadas para gerenciar riscos, incluindo implementar e manter o processo de gestão de riscos, assegurar a suficiência, a eficácia e a eficiência de quaisquer controles (ABNT, 2009).

A partir disso, a norma discorre sobre as condições necessárias para que haja a devida responsabilização das partes envolvidas no risco e ressalta que é necessário identificar a quem pertence os riscos e que, portanto, tem a responsabilidade e a autoridade para gerenciá-los. Nesse caso, é necessário que a legislação inerente à atividade de CCUS deixe explícita a responsabilização das partes envolvidas no projeto (ABNT, 2009).

Importante lembrar que a responsabilidade por quaisquer efeitos localizados decorrentes de emissão ou armazenamento de CO2 pode ser legal/administrativa (por exemplo, violação das condições de autorização), penal (por negligência, homicídio culposo e crimes ambientais) ou lei civil propriamente dita (por exemplo, pelos danos a terceiros), além da civil e ambiental. A responsabilização dependerá das leis vigentes na jurisdição local, da causa do vazamento (ex.: por condições de autorização por parte do operador, negligência) e ainda o nível de dano causado (IEA, 2010).

No Brasil, por exemplo, a Lei n. 9.605/98 (Lei de Crimes Ambientais) e o Decreto nº 3.179 / 99, que a regulamenta, definem a responsabilidade da entidade legal - administrativo, civil e criminal – e também permitem que a pessoa física autora da infração seja incriminada. As ações de fiscalização são realizadas pela ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, sob a forma de auditorias, por meio de amostras e análise de dados e evidências, que visam a verificar a conformidade do operador com os requisitos da documentação técnica regulamentados pela Resolução ANP 37/2015, que dispõe sobre a concessão de prazo para o tratamento de não conformidades e eventual elaboração de auto de infração.

Associa-se a isso o fato de que a opinião pública é sempre importante e por isso governos e empresas procuram minimizar os impactos negativos de suas operações. Nesses casos, é benéfico para o operador minimizar os danos à reputação, documentando que possui um robusto e eficiente processo de monitoramento e que é capaz de localizar, quantificar e caracterizar qualquer vazamento ainda no estágio inicial (Waarum *et al*., 2016).

Varela e Milone (2014) lembram que a ausência ou falha no monitoramento pode levar à ocorrência de grandes desastres socioambientais, quando é comum a queda imediata no valor das ações das empresas responsáveis. Nesse caso, é esperado que muitos investidores vendam suas ações em virtude do risco associado e pelo motivo de levar anos para as causas do acidente serem conhecidas.

3.1. Aspectos tecnológicos

Todos esses riscos podem acarretar acidentes de processos, os quais podem implicar uma série de consequências para o uso e o desenvolvimento da tecnologia de CCUS, bem como para os operadores. Dado esse potencial risco, os autores buscaram identificar a situação atual das tecnologias utilizadas no CCUS, bem como eventuais lacunas e desafios para o pleno desenvolvimento tecnológico e consequente avanço no uso da tecnologia.

Dado o fato, identificaram-se dezenas de tecnologias, ferramentas e protocolos para o monitoramento das instalações de armazenamento de CO2 (Dean; Tucker, 2017; Dixon; Romanak, 2015; Doe, 2009; Doe, 2017; Harbert *et al*., 2016; IEAGHG, 2015; IEAGHG, 2021; Jenkins; Chadwick; Hovorka, 2015; WRI, 2008;). Foram observadas características bastantes latentes entre todos os autores no que se diz respeito à relevância do aprimoramento, pesquisas e desenvolvimento das tecnologias e ferramentas de monitoramento, quanto a isso, iremos explorar em seguida.

Em relação às características latentes observadas entre os materiais estudados, podemos verificar um destaque para a importância do aprimoramento das pesquisas e desenvolvimentos das tecnologias e ferramentas de monitoramento. Dixon e Romanak (2015), por exemplo, traz um contexto histórico, lembrando que desde os primeiros protocolos de monitoramento, importantes avanços foram feitos na detecção e atribuição de vazamentos, e importantes conhecimentos foram adquiridos pela experiência do projeto (Dixon; Romanak, 2015).

Essa discriminação ou atribuição da origem do vazamento também representa um ponto de decisão crítico que pode levar a nenhuma ação ou um monitoramento intenso e realização de remediações, a depender da origem do vazamento (Dixon; Romanak, 2015). A necessidade do PD&I também abrange o desenvolvimento de técnicas para atribuição da origem dos vazamentos (natural ou por meio de ação humana), tanto que é considerado assunto relevante em reuniões importantes do IEAGHG, denominadas Redes Conjuntas do IEAGHG (Dixon; Romanak, 2015). Essas técnicas foram fundamentais para, por exemplo, explorar as origens do vazamento do "caso Kerr", no projeto de Weyburn (Dixon; Romanak, 2015; Jenkins; Chadwick; Hovorka, 2015).

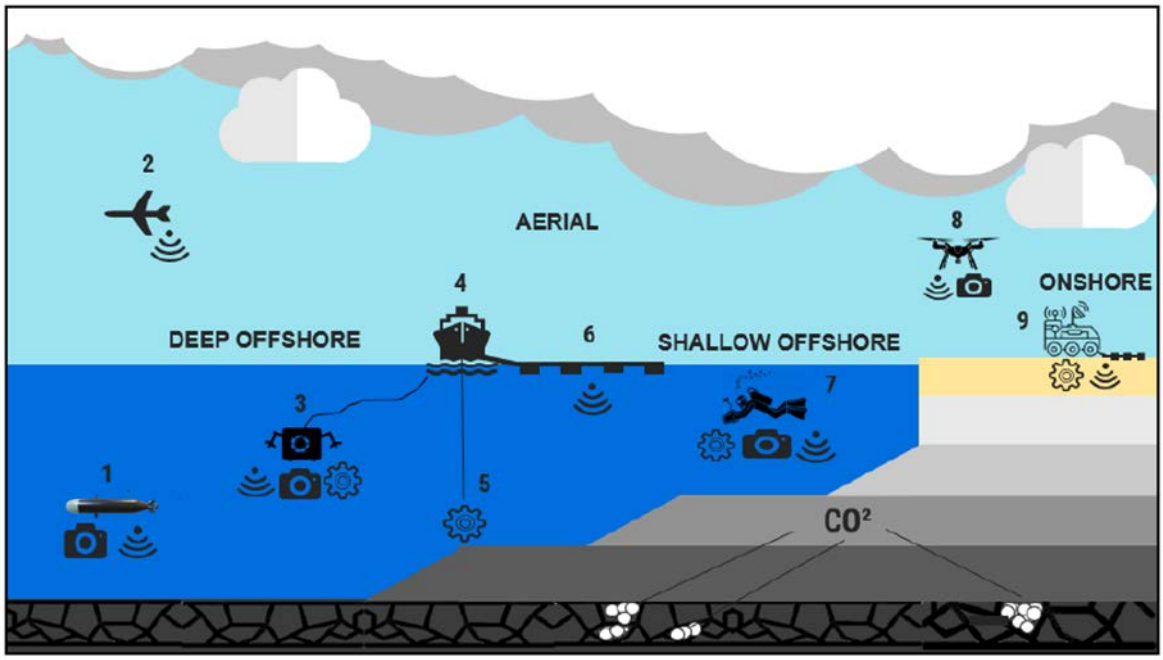
O desenvolvimento de linhas de pesquisas e inovação em tecnologias e ferramentas tendem a proporcionar redução de custos, sendo importante escolher bem os protocolos, as tecnologias e ferramentas para evitar que o monitoramento se torne dispendioso (Dean; Tucker, 2017; Dixon; Romanak, 2015).

4. LACUNAS E DESAFIOS PARA O DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO CO2

Identificou-se que uma das lacunas fora a ausência de abordagem sobre como as tecnologias e ferramentas (exemplo: ROV, AUV, aeronaves etc.) poderiam ser utilizadas na prática para realizar o monitoramento das instalações de armazenamento de CO2. Apenas IEAGHG (2015) abordava, de forma superficial, esse tema. Por isso, em virtude desse gap de informações, foi construída uma esquemática, consolidando em uma única imagem, como as tecnologias e ferramentas podem ser utilizadas para monitorar tais instalações, tanto *onshore* (em terra) quanto *offshore* (no mar).

A partir disso, foi construído uma esquemática, consolidando em uma única imagem, como as tecnologias e ferramentas podem ser utilizadas para realização do monitoramento, tanto *onshore* (em terra) quanto *offshore* (no mar), como mostra a Figura 1 e descrito na Tabela 1.

Figura 1. Tecnologias e ferramentas utilizadas para o monitoramento das instalações de armazenamento de CO2 *onshore* e *offshore*



Fonte: Elaborado pelos autores.

Tabela 1 – Tecnologias e ferramentas utilizadas para realização do monitoramento *onshore* e *offshore*

Referencial	Descrição
1	AUV (Autonomous Underwater Vehicle)
2	Aeronave de apoio
3	ROV (Remotely Operated Vehicle)
4	RSV (ROV Support Vessel)
5	Equipamentos/Ferramentas Submarinas
6	Hidrofones
7	Mergulhador profissional (raso ou profundo)
8	Drone
9	Sismógrafos e geofones

Fonte: Elaborado pelos autores.

Com o objetivo de tornar ainda mais didática a imagem, a pesquisa selecionou exemplos de técnicas utilizadas para cada tecnologia e ferramenta identificada, conforme Quadro 1.

Quadro 1. Exemplos de técnicas utilizadas para monitoramento das instalações de armazenamento de CO2

Referencial	Descrição
	Gravimetria, pesquisas sísmicas 3D, perfil sísmico vertical, dados de satélites ou aerotransportados.
	Mudanças na vegetação observadas no solo, ROV para detecção de vazamentos (bolhas), anomalias na vida marinha e Terrestre.
	Anomalias químicas na água do mar, amostras de fundo de mar, amostras do ar, solo e sedimentos, química dos fluxos de bolhas vazadas, pressão/temperatura do poço.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (WRI, 2008; Doe, 2009; Dixon; Romanak, 2015; Jenkins; Chadwick; Hovorka, 2015; IEAGHG, 2015; Harbert et al., 2016; Dean; Tucker, 2017; Doe, 2017; IEAGHG, 2021).

Nessa esteira, há ainda a necessidade adicional de explorar e desenvolver os Planos de Monitoramento que, quando bem definidos, são capazes de detectar e quantificar o vazamento, determinar as causas, potenciais consequências e as remediações, atendendo à regulamentação do local (Dixon; Romanak, 2015). Há desafios adicionais em relação à quantificação de vazamento, pois além de ser cara, as técnicas de medição para quantificação exigem altas sensibilidades, baixas incertezas e alta densidade espacial - que pode tornar o projeto ainda mais caro - e pode depender de quão bem as etapas de monitoramento anteriores foram realizadas (Dixon; Romanak, 2015).

Fato é que a execução do monitoramento não requer apenas o ato de monitorar, mas também constantes pesquisas, desenvolvimentos, observações, comparações entre teoria e prática, apresentando-se como um desafio adicional a ser desenvolvido e implementado para o CCUS. Um exemplo é a necessidade de verificar o comportamento inesperado de migração de pluma, migração de CO2 fora da formação de contenção primária, verificação de novas tecnologias de monitoramento – que muitas das vezes requer ainda mais desenvolvimento, principalmente no ambiente *offshore* e até mesmo necessidade de adaptações à novas regulações (Dean; Tucker, 2017).

Outro desafio relevante para estudo e monitoramento é a variação natural das condições do ambiente marinho, já que a atividade biológica, as correntes, a turbidez, a temperatura da água e outros

componentes fazem com que a concentração da maioria das substâncias na coluna de água tenha flutuações naturais. Essas flutuações serão o resultado de várias flutuações sobrepostas ligadas a mudanças diurnas, lunares ou sazonais. Isso leva a um padrão complexo de variação em cada um dos parâmetros que torna difícil distinguir as flutuações naturais das condições iniciais de uma fuga do CO2 armazenado (Waarum *et al*., 2016).

Limitações tecnológicas, custos, frequência (contínua, anual etc.), necessidade de mapeamento e descrição do local de armazenamento de CO2 são desafios adicionais que influenciam tanto na escolha da tecnologia a ser utilizada quanto na elaboração do plano de monitoramento (IPCC, 2006).

Outro desafio é a necessidade de investimento em pesquisas para avaliação das não conformidades encontradas no monitoramento e coleta/tratamento dos dados. A depender do caso, desvios substanciais podem não significar qualquer perspectiva de perda de contenção, enquanto em outros casos um desvio mínimo pode sinalizar até a perda de uma contenção. Para manutenção da conformidade, contenção de vazamentos e minimização de impactos ambientais, é necessário mostrar consistência entre observação e expectativa ou observação e exigência (Jenkins; Chadwick; Hovorka, 2015).

Há o desafio da regulação e o desafio de atender as premissas de contabilização das emissões de CO2, tanto armazenados quanto eventualmente vazados. A contabilidade de gases de efeito estufa (GEE) é um método importante para mostrar conformidade com os compromissos de emissões assumidos sob protocolos vinculativos (ou seja, Protocolo de Quioto), para documentar créditos de esforços de mitigação de GEE em áreas onde os gases de efeito estufa são regulados (Dixon; Romanak, 2015).

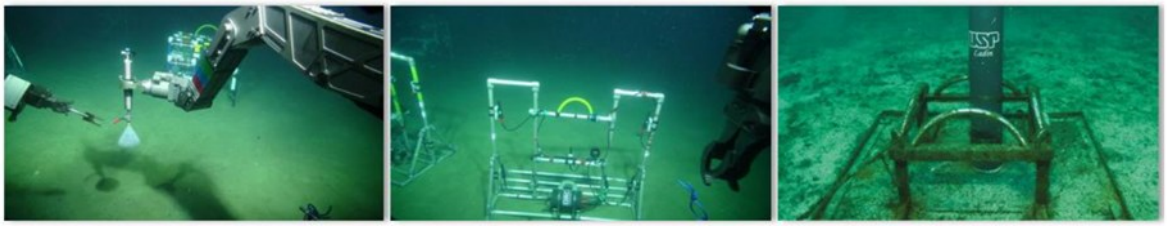
Ademais, as empresas que realizam armazenamento de CO2 e não investem em pesquisa e desenvolvimento podem ter sua imagem afetada em um eventual vazamento de CO2 e ainda perderem a oportunidade de investimentos em ESG. Como dito anteriormente, a quantidade emitida de títulos de sustentabilidade, que podem ser chamados de títulos ESG, aumentou de 14,8 bilhões de dólares em 2013 para 261,4 bilhões de dólares em 2018, o que é dezessete vezes mais do que o montante em 2013. Além disso, em 2019, foram 465 bilhões de dólares, quase o dobro do montante em 2018 (Kanamura, 2021).

5. PROPOSIÇÃO DE SOLUÇÕES E OPORTUNIDADES IDENTIFICADAS

O desenvolvimento e estudo de injeção permanente de CO2 em cavernas de sal mostra-se uma oportunidade relevante para a indústria do petróleo e gás, principalmente em virtude das descobertas das jazidas de hidrocarbonetos nos campos do pré-sal. Já existem estudos iniciais nesse sentido, incluindo os mecanismos de aprisionamento iônico e mineral (Ketzer *et al*., 2016). Ketzer *et al*. (2016) lembra que após a injeção do em formações salinas profundas, ao longo do tempo irá se dissolver parcialmente na água subterrânea salina (salmoura), presente nesses reservatórios e servir como um mecanismo adicional para imobilizar o CO2 no reservatório e reduzir os riscos associados à eventual vazamento.

Outra oportunidade é desenvolver as tecnologias já existentes para o monitoramento durante a produção de petróleo e gás e aproveitar a ampla variedade de tecnologias de monitoramento destinadas a monitorar o reservatório, a sobrecarga, o fundo do mar ou a coluna de água. Exemplos de projetos ilustrados na Figura 2, como as Estratégias para Monitoramento Ambiental de Captura e o Armazenamento de Carbono Marinho (STEMM-CCUS) e as pesquisas do Research Centre for Greenhouse Gas Innovation (RCGI) demonstram que utilizando-se tecnologias e know-how de monitoramento na indústria de petróleo e gás pode-se criar um consistente, robusto e seguro processo de gestão de riscos.

Figura 2. Tecnologias e ferramentas utilizadas para coleta de amostras de gás, à medida que emergem debaixo do sedimento, bem como monitoramento dos sons emitidos pelas bolhas advindos de vazamento de gás



Fonte: Elaborado pelos autores.

O objetivo comum poderia ser detectar, caracterizar e quantificar qualquer vazamento de CO2 do local de armazenamento pretendido, mas a escolha da solução técnica certa para um determinado projeto não é trivial. Os estudos sísmicos, por exemplo, oferecem informações altamente valiosas sobre a migração e o desenvolvimento da pluma de CO2 e mudanças nas propriedades geofísicas dentro e acima do reservatório, porém, são pesquisas caras e realizadas raramente. Levantamentos eletromagnéticos e gravimétricos também são usados para monitorar o CO2 armazenado, oferecendo informações potencialmente úteis, mas menos detalhadas (Waarum *et al*., 2016).

Ainda nessa esteira, o desenvolvimento de novas técnicas de monitoramento, compreensão de processos e os avanços na aplicação de técnicas existentes, associados à crescente quantidade de técnicas, auxiliam na obtenção de confiabilidade do projeto, além de melhorar a precisão dos dados relatados (Dixon; Romanak, 2015; Dean; Tucker, 2017).

Uma outra solução seria a construção de normativos voltados à atividade de CCUS, no que tange às avaliações de riscos para a atividade. A avaliação de riscos e sua mitigação, bem como monitoramento, tornaram-se um importante campo de estudos, com desenvolvimento de metodologias variadas e acúmulo constante de experiências em projetos reais de armazenamento de CO2. Esse desenvolvimento e amadurecimento elevam a maturidade dos processos e a percepção do público em geral, que apresenta muitas vezes oposição em relação à tecnologia de CCUS, em virtude dos potenciais danos causados (Jenkins; Chadwick; Hovorka, 2015; Nunes; Costa, 2019).

Por último, o desenvolvimento tecnológico pode remeter ao público geral uma percepção "menos poluidora" da indústria do petróleo no que tange ao ESG. Na conjuntura atual, observa-se o aumento do engajamento, interesse e investimentos de diversos setores no ESG, principalmente em virtude da necessidade da transição para o mundo Net-Zero (Global CCS Institute, 2020).

6. DESAFIOS E OPORTUNIDADES FRENTE AO PL 1425/2022

Nesse aspecto, o Projeto de Lei 1.425/2022 foi identificado no Brasil e atualmente tramita no Congresso Nacional, o que poderá trazer lições essenciais ao Brasil, com o marco legal das políticas e reduzir os riscos e desafios da atuação do CCUS.

Este Projeto de Lei "Disciplina a exploração da atividade de armazenamento permanente de dióxido de carbono de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento."

Apresentado pelo ex-senador petista e atual presidente da Petrobras Jean-Paul Prates, o PL trata a atividade econômica de armazenamento de dióxido de carbono (CO2) como de interesse público, capaz de contribuir para o cumprimento das metas nacionais de redução das emissões de dióxido de carbono (GEE) (Machado, 2023b).

O projeto diz que a injeção e o armazenamento permanente devem ocorrer em formação geológica localizada nas bacias sedimentares do território nacional, na zona econômica exclusiva ou na plataforma continental sob jurisdição do Brasil (Machado, 2023b). O armazenamento não permanente de CO2 para fins de comercialização e reutilização será realizado em reservatórios acima da superfície que atendam às especificações mínimas de estanqueidade. (Machado, 2023b).

Outro ponto é a transferência da responsabilidade de longo prazo do operador privado para o governo federal. A proposta é ter uma etapa intermediária, durante 35 anos após o término da injeção, em que os ativos serão monitorados por agentes privados regulados pelo poder público (Machado, 2023b).

Segundo a CCS Brasil, há desafios adicionais que precisam ser superados para transformar experiências-piloto em ações concretas em escala comercial. No caso dos projetos CCUS, existem três desafios: segurança regulatória, viabilidade econômica e integração da cadeia (Morbach, 2023).

Morback complementa ao citar que o maior desafio será formar mão de obra no volume e tempo necessários para dar escala a projetos de CCUS, além de estabelecer uma cadeia de suprimentos de equipamentos e materiais. Uma forte cadeia de suprimentos com equipamentos robustos auxiliaria ainda em outro desafio, que é a opinião pública acerca do assunto (Morbach, 2023).

No Brasil, a atividade CCUS pode gerar até US$ 20 bilhões para as empresas brasileiras e tem atraído o interesse de empresas petrolíferas e produtores de etanol (Machado, 2023a).

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste artigo, além da realização de uma ampla revisão sistemática de literatura, incluindo os principais manuais e as revisões de referências em tecnologias e ferramentas relacionadas ao monitoramento das instalações de armazenamento de CO2, foi possível identificar a relação da tecnologia do CCUS com a indústria do petróleo e gás, explorando os riscos para armazenamento de CO2 - principalmente os riscos durante a operação de armazenamento de CO2, soluções e desafios para o desenvolvimento da técnica.

Lastreado por uma gama de legislações e um viés crescente da implementação de aspectos de ESG pelo mercado, mostra-se que o desenvolvimento tecnológico do CCUS voltado para a indústria do petróleo e gás faz-se necessário. O artigo mostrou que o atendimento às legislações garante não só o cumprimento das normas de operação segura das instalações de armazenamento, mas também

aspectos que abarcam o próprio ESG em si, mostrando respeito ao meio ambiente, à sociedade – diretamente impactada por eventuais vazamentos bem como a governança em torno do tema.

As análises por meio da pesquisa sistemática revelaram a necessidade de buscar os conceitos envolvendo o PD&I e monitoramento das instalações de armazenamento de CO2, bem como necessidade de realizar pesquisas especializadas sobre o tema proposto. As análises ainda evidenciaram determinadas lacunas na bibliografia. Além disso, verificaram-se novas oportunidades tecnológica para implementação do CCUS (como o VLFS – Very Large Floating Structures), que possui diversas interfaces e desafios para a área submarina da indústria do petróleo.

Em relação ao PL 1.425/2022 também foram observadas necessidades de desenvolvimento tecnológico e aprofundamento de conhecimento no MRV – Monitoramento, Reporte e Verificação no que tange às atividades de CCUS. O PL pode ser considerado uma lição aprendida com o Brasil, pois esse projeto permitiria que os agentes responsáveis pela armazenagem (operador) utilizassem práticas responsáveis e adequadas, derivadas de diretrizes internacionais para materializar o cumprimento dessa nova lei. Dessa forma, não haveria necessidade de criação de dispositivos legais como Resoluções emitidas por Agências Reguladoras como a ANP, Decretos, entre outros, doutrinando a metodologia para cumprimento da nova lei, cabendo apenas a eles exercer a função dos órgãos fiscalizadores para o cumprimento desta lei.

Os estudos também demonstraram que toda a cadeia de valor da indústria do petróleo pode se beneficiar da transição energética, incluindo uso de tecnologias como o CCUS. Contudo, para de fato auferir os resultados previstos, sobretudo no âmbito do ESG, ainda há trilhas a percorrer, principalmente no que tange à área submarina, incluindo o desenvolvimento de tecnologias de monitoramento das instalações de armazenamento de CO2 em ambiente submarino.

A expectativa é que este estudo possa trazer à luz as deficiências atuais da indústria do petróleo e prepará-la tanto para a exploração das novas tecnologias advindas da transição energética quanto para atendimento às inúmeras diretrizes e legislações que serão implementadas. Dessa forma, a indústria de óleo e gás se consolidará como um importante motor da transição energética em nível mundial, respaldada pelo cumprimento na íntegra de todos os elementos e práticas de ESG.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG, em 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR ISO 31000**: gestão de riscos – princípios e diretrizes. Rio de Janeiro: ABNT, 2009. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4656830/mod_resource/content/1/ISO31000.pdf. Acesso em: 14 fev. 2023.

ALVES, D. **Sequestro e armazenamento de CO2:** aplicação da tecnologia em Portugal. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia do Ambiente) - Universidade de Aveiro, Aveiro, 2008. Disponível em: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://ria.ua.pt/bitstream/10773/605/1/2009000616.pdf&ved=2ahUKEwj1iaaNoIaFAxXsqZUCHYziB3gQFnoECBoQAQ&usg=AOvVaw2xz24j4nYUavxyly2v0QP0. Acesso em: 14 fev. 2023.

ANYOSA, S.; BUNTING, S.; EIDSVIK, J.; ROMDHANE, A.; BERGMO, P. Assessing the value of seismic monitoring of CO2 storage using simulations and statistical analysis. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [*s. l.*], v. 105, 103219, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103219. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103219. Acesso em: 13 fev. 2023.

ASL, H.F.; ITAOKA, K.; CHAPMAN, A.; KATO, E.; KUROSAWA, A. Key factors for achieving emission reduction goals cognizant of CCS. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [*s. l.*], v. 99, 103097, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103097. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103097. Acesso em: 13 fev. 2023.

BLACKFORD, J.; WIDDICOMBE, S.; LOWE, D.; CHEN, B. Environmental risks and performance assessment of carbon dioxide (CO2) leakage in marine ecosystems. *In*: MAROTO-VALER, M. Mercedes (Ed.). **Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO2) Capture and Storage Technology:** v 2 Carbon Dioxide (CO2) Storage and Utilisation. Sawston: Woodhead Publishing Series in Energy, 2010. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781845697976500138?via%3Dihub. Acesso em: 14 fev. 2023.

DEAN, M.; TUCKER, O. A risk-based framework for measurement, monitoring and verification (MMV) of the goldeneye storage complex for the Peterhead CCS project, UK. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [*s. l.*], v. 61, p. 1–15, 2017. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.03.014. Acesso em: 05 mar. 2023.

DIXON, T.; ROMANAK, K.D. Improving monitoring protocols for CO2 geological storage with technical advances in CO2 attribution monitoring. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 41, n. 1, p. 29–40, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.05.029. Acesso em: 14 fev. 2023.

DEPARTMENT OF ENERGY. **Best practices for:** monitoring, verification, and accounting of CO2 storage in deep geologic formations. DOE, 2009. Disponível em: https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/159708/best-practices-monitoring-verification-accounting-CO2-stored-deep-geologic-formations.pdf. Acesso em: 05 fev. 2023.

EGMOND, V.; BROUWER, J. H.; HEIMERIKS, G. J.; HEKKERT, M. P. Overview and analysis of the Dutch CCS program as a knowledge network. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [*s. l.*], v. 11, supp., p. S1-S9, 2012. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.11.004. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583612002563?via%3Dihub. Acesso em: 05 fev. 2023.

EY. **Does Your Nonfinancial Reporting Tell Your Value Creations Story?** 1 Jan. 2018. Disponível em: https://www.ey.com/en_gl/assurance/does-nonfinancial-reporting-tellvalue-creation-story. Acesso em: 05 fev. 2023.

GASPAR, Hugo Alexandre Curado. **Captura e armazenamento de CO2**. 2014. Dissertação (Mestrado em Energia e Bioenergia) - Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2014. Disponível em: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://run.unl.pt/handle/10362/12397&ved=2ahUKEwimwfjFoIaFAxVSkZUCHXIcCjwQFnoECA4QAQ&usg=AOvVaw183-TLb1yXPgoXMXd7lNf-. Acesso em: 12 jan. 2023.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **The global status of CCS 2020**. Docklands, 2020. Disponível em: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCSReport-English.pdf. Acesso em: 14 fev. 2023.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **The Global Status of CCS 2021**. Docklands, 2021. Disponível em: https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/download/. Acesso em: 14 fev. 2023.

HARBERT, W.; DALEY, T. M.; BROMHAL, G.; SULLIVAN, C.; HUANG, L. Progress in monitoring strategies for risk reduction in geologic CO2 storage. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [*s. l.*], v. 51, n. 1, p. 260–275, 2016. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.05.007. Acesso em: 12 jan. 2023.

IEA. **Carbon Capture and Storage- Model Regulatory Framework**. Paris, 1 jan. 2010. Disponível em: https://www.iea.org/reports/carbon-capture-and-storage-model-regulatory-framework. Acesso em: 05 mar. 2023.

IEAGHG. **Review of offshore monitoring for CCS projects**. Cheltenham, 1 Jul. 2015. Disponível em: https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2015-02.pdf. Acesso em: 01 abr.2023.

IEAGHG. **Funds research into the development and deployment of carbon capture and storage (ccs) Technologies**. Cheltenham, 1 Jan. 2021. Disponível em: https://ieaghg.org/2-uncategorised/267-ipac-report. Acesso em: 05 mar. 2023.

IPCC**. Diretrizes para inventários nacionais de gases de efeito estufa**. Brasília, DF, 1 jan. 2006. Disponível em: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/ciencia_do_clima/painel_intergovernamental_sobre_mudanca_do_clima.html&ved=2ahUKEwiambX0pYaFAxUFrpUCHZ5jC4AQFnoECBgQAQ&. Acesso em: 05 mar. 2023.

JENKINS, C.; CHADWICK, A.; HOVORKA, S.D. The state of the art in monitoring and verification—Ten years on. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [*s. l.*], v. 40, n. 1, p. 312–349, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.05.009. Acesso em: 01abr. 2023.

KANAMURA, T. Risk Mitigation and Return Resilience for High Yield Bond ETFs with ESG Components. **Finance Research Letters**, [*s. l.*], v. 41, n. 1, 101866, 2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.frl.2020.101866. Acesso em: 12 jan.2023.

KETZER, J. M. M. *et al.* (org**.). Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO2**. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2016. Disponível em: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/202033/atlasbrasileiro.pdf&ved=2ahUKEwicvpnvoIaFAxUGqZUCHfKfCAIQFnoECA8QAQ&usg=AOvVaw2sQX8eucQrR9WoqX7PRAmZ. Acesso em: 06 mar.2023.

MACHADO, Nayara. Entenda o marco legal da captura e armazenamento de carbono. **Eixos**, 12 jun. 2023a. Disponível em: https://epbr.com.br/entenda-o-marco-legal-da-captura-e-armazenamento-de-carbono/. Acesso em: 06 mar. 2023.

MACHADO, Nayara. PL de captura e armazenamento de carbono abre caminhos para indústria de etanol. **Eixos**, 06 jun. 2023b. Disponível em: https://epbr.com.br/pl-de-captura-e-armazenamento-de-carbono-abrecaminhos-para-industria-de-etanol/. Acesso em: 01 abr. 2023.

MORBACH, I. (2024, January 1). Os desafios tecnológicos e soluções para o desenvolvimento do CCUS: o papel relevante da área submarina na integridade das instalações de armazenamento de CO2 frente ao PL 1425/2022. *Entrevista*. n/a

NUNES, R.C.; COSTA, H.K.M. **Aspectos jurídicos da captura e armazenamento de carbono**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, (2019).

VARELA, C.A.; MILONE, D. A Resposta do mercado aos Acidentes Ambientais na Indústria Petrolífera: Estudo do Caso do Desastre no Golfo do México. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE GESTÃO EMPRESARIAL E MEIO AMBIENTE, 16., 2014. **Anais eletrônicos** [...]. São Paulo: DEA/USP, 2014. Disponível em: https://www.engema.org.br/XVIENGEMA/148.pdf. Acesso em: 12 jan. 2023.

WAARUM, I.K.; BLOMBERG, A.E.A.; EEK, E. CCS Leakage Detection Technology - Industry Needs, Government Regulations, and Sensor Performance. **Energy Procedia**, [*s. l.*], v. 114, p. 3613–3627, 2017. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1493. Acesso em: 12 jan. 2023.

WRI. **CCS Guidelines**. WRI – WORLD RESOURCES INSTITUTE. Washington, 2008.Disponível em: https://files.wri.org/d8/s3fs-public/pdf/ccs_guidelines.pdf. Acesso em: 15 fev. 2023.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Projeto, confecção e utilização de garateias adaptadas em operações de ancoragem

Design, manufacture and use of modified grapnels in anchoring operations

Leiz Nunes Pereira da Silva
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: leiznunes@petrobras.com.br

Rodrigo Alves Pons
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: rpons@petrobras.com.br

Eleandro Meira de Oliveira
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: eleandromeira@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Ancoragem.
Conexão submarina.
Operação submarina.
Manuseio de Ancoras.

Keywords:
Anchoring.
Subsea connection.
Subsea operation.
Anchor Handling.

RESUMO

A ancoragem possui a garateia em seu rol de equipamentos, sendo este provavelmente o equipamento mais icônico e representativo para as atividades de manuseio de amarras e âncoras. Este artigo apresenta a aplicação de duas ferramentas inovadoras adaptadas de garateias reforçadas de 400t de SWL, uma desenvolvida para corte de cabos de poliéster e outra para içamento de amarras em áreas congestionadas. A ferramenta de corte adaptada de garateia, conta com um design robusto e aplicação de lâminas resistentes em cada uma de suas 4 patas, que permitem efetuar cortes em cabos de poliéster tracionados. Sua simplicidade de operação e mobilidade tornam-na ideal para uso em áreas de difícil acesso, onde operações com ROVs se mostrariam inseguras ou inviáveis, proporcionando maior versatilidade e economia de recursos. Já a segunda garateia adaptada, surge a partir da necessidade de se realizar intervenções de manutenção em áreas extremamente congestionadas, onde a aplicação do método de pescaria com garateia convencional se mostrava inseguro ou mesmo impossível, e a solução de pescaria alternativa com eslingas de cabos de aço e ganchos trazem o risco de ruptura dos arranjos. Estes já são equipamentos consolidados, aplicados na grande maioria das operações de Ancoragem da Petrobras, e são inovações tão eficazes que outras aplicações surgiram, permitindo além das tarefas inicialmente projetadas, a substituição de outros equipamentos em uma gama de operações com aumento de eficiência e segurança.

ABSTRACT

The mooring departament has the Grapnel in its list of equipment, which is probably the most iconic and representative equipment for mooring and anchor handling activities. This article presents the application of two innovative tools based on modified Grapnels of 400t SWL, one developed for cutting polyester ropes and the other for lifting mooring lines in restricted areas. The modfied Grapnel cutting tool, has a robust design and the use of resistant blades on each of its 4 legs, which allow cuts to be made in tensioned polyester cables. Its simplicity of operation and mobility make it ideal for use in access restricted areas, where operations with ROVs would become unsafe or impracticable, providing greater versatility and saving resources. The second modified Grapnel arises from the need to carry out maintenance interventions in extremely congested areas, where the application of the conventional Grapnel fishing method proved unsafe or even impossible, and the alternative fishing solutions with wire ropes and hooks brings the risk of rupture of the arrangements. These are already consolidated equipment, applied in most Petrobras' Anchoring operations, and are innovations so effective that other applications have emerged, allowing, in addition to the initially designed tasks, the replacement of other equipment in a range of operations with increased efficiency and safety.

Recebido:
07 de janeiro de 2025
Aceito para publicação:
29 de janeiro de 2025
Publicado:
XX de fevereiro de 2025
https://doi.org/10.70369/g1efzd46

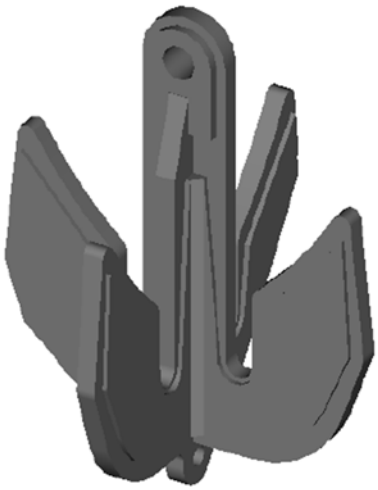
CC BY

1. INTRODUCÃO

Na produção de petróleo offshore, sempre que Unidades Estacionárias de Produção (UEP) flutuantes são utilizadas, é fundamental a instalação e manutenção de sistemas de ancoragem adequados. Neste contexto, uma das ferramentas utilizadas pelas equipes responsáveis é a garateia, que consiste em um tipo de arpão com diversas pernas, usado para recuperação ("pescaria") de materiais submersos.

A garateia é uma ferramenta essencial para a movimentação e manuseio de âncoras e amarras, sendo que seu design robusto e funcional permite a movimentação de cargas extremamente elevadas. Atualmente, a Petrobras possuí em sua frota equipamentos bastante resistentes, com SWL (*Safe Working Load*) de até 400 toneladas. Estas características tornam a garateia um dos equipamentos mais versáteis da ancoragem. A Figura 1 mostra o modelo tridimensional da garateia abordada neste artigo.

Figura 1. Modelo tridimensional da garateia.



Fonte: elaborado pelos autores.

Este artigo apresenta três modelos desenvolvidos pela Petrobras para suas atividades envolvendo ancoragem:

- a garateia reforçada de SWL 400t;
- a garateia para corte de cabos de poliéster ("Garateia Wolverine");
- a garateia de içamento de amarras em áreas congestionadas ("Garateia Pateta").

Estes são equipamentos consolidados na empresa, aplicados na grande maioria das operações de ancoragem. São inovações tão eficazes que outras aplicações surgiram, permitindo a substituição de outros equipamentos em uma gama de operações com aumento de eficiência e segurança.

2. OBJETIVO

Apresentar a aplicação de duas ferramentas inovadoras adaptadas de garateias reforçadas de 400t de SWL, uma desenvolvida para corte de cabos de poliéster e outra para içamento de amarras em áreas congestionadas.

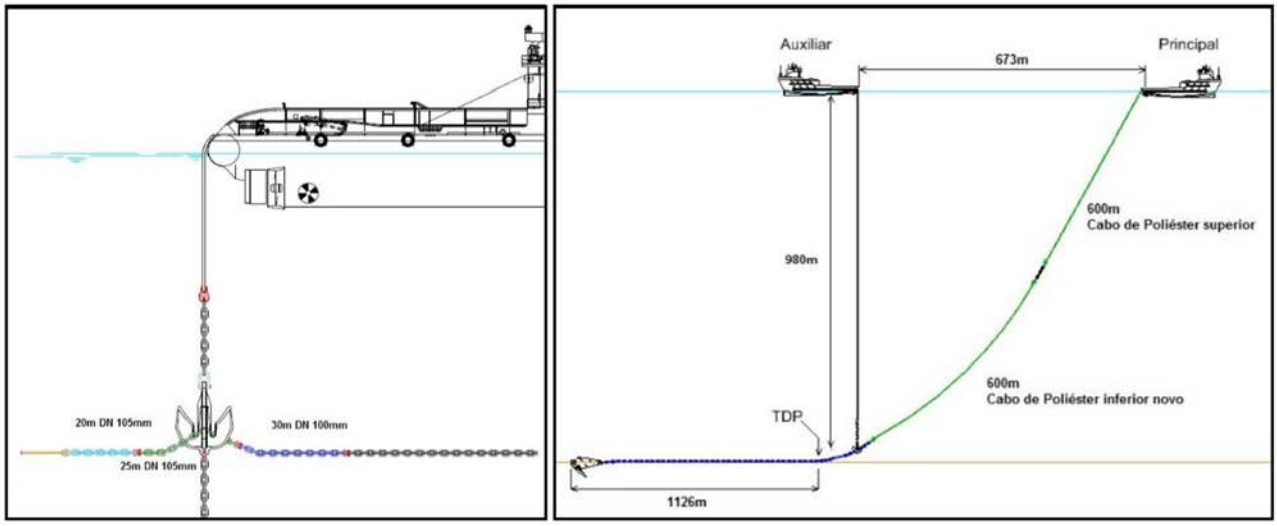
3. A GARATEIA DE 400T DE SWL

A principal função das garateias é a recuperação de amarras e âncoras do leito marinho, sejam estas provenientes de um abandono temporário ou de quedas de material por conta de falhas. Para tal, conecta-se a garateia ao cabo de trabalho da embarcação e paga-se cabo até a garateia pousar no solo próximo a amarra a ser recuperada. A embarcação então se movimenta, pagando uma quantidade adequada de cabo. Em seguida, interrompe-se o movimento do guincho e, mantendo o comprimento do cabo fixo, a embarcação arrasta a garateia na direção da amarra, fazendo com que ela entre em uma de suas patas.

Além desta função principal, a garateia é utilizada também para aplicação/alívio de cargas em linhas de ancoragem à meia água, em operações de instalação de novas linhas de ancoragem e na manutenção de linhas de ancoragem existentes, tanto para trazer as amarras à superfície quanto para realizar o abandono controlado de amarras de linhas de ancoragem ao final das operações. Assim, é fundamental a presença de pelo menos uma ferramenta deste tipo em cada embarcação da frota utilizada em operações de ancoragem.

A Figura 2 mostra manobras típicas de garateamento, ou seja, de operações de recuperação envolvendo garateias.

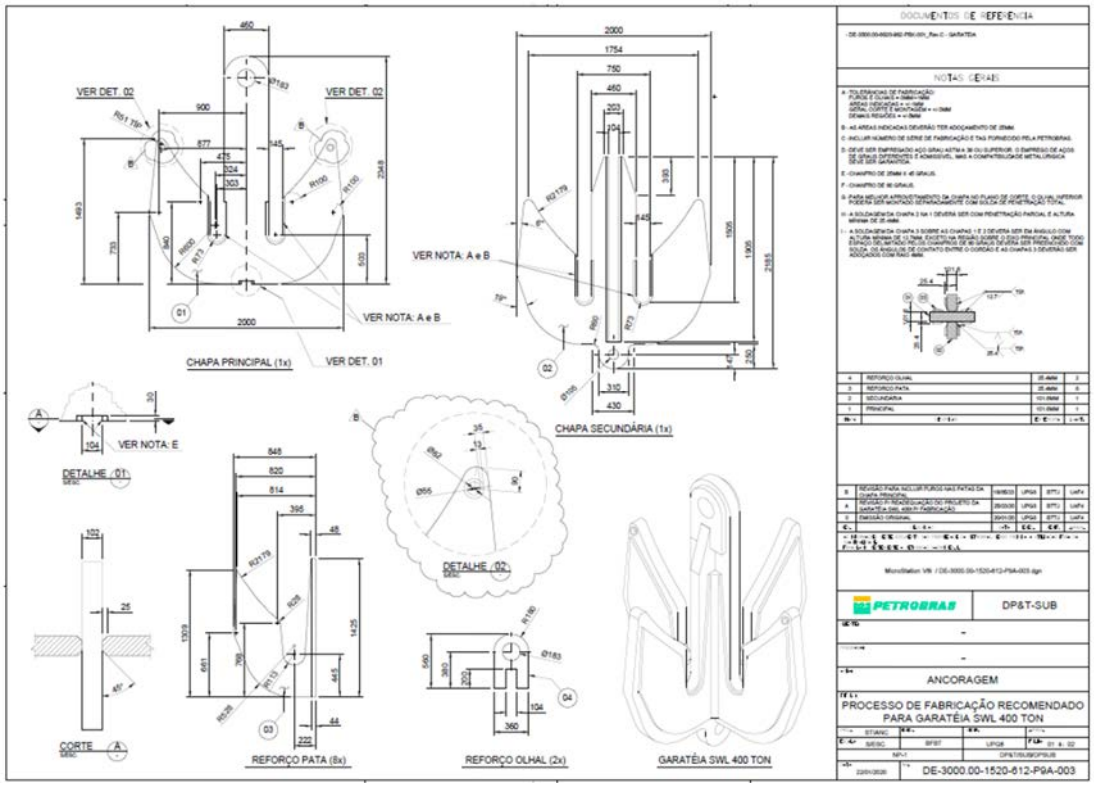
Figura 2. Manobras típicas de garateamento.



Fonte: elaborado pelos autores.

As garateias disponíveis no mercado não atendiam as severas necessidades operacionais da Petrobras. Desta forma, a empresa gerou o projeto, os desenhos de fabricação e requisitos de teste da presente garateia SWL 400t. As primeiras aplicações do projeto atualmente em uso para a garateia de 400t de SWL datam de 2006, e desde então vem se mostrado um equipamento extremamente versátil e robusto. Mais recentemente ocorreu a aplicação de furações nas extremidades das patas para aumentar a versatilidade do equipamento, como será visto mais adiante. A Figura 3 apresenta o desenho de fabricação atualmente utilizado.

Figura 3. Garateia 400t SWL Versão 2023.



Fonte: elaborado pelos autores.

4. A GARATEIA DE CORTE ("GARATEIA WOLVERINE")

A ferramenta de corte adaptada de garateia, apelidada de "Garateia Wolverine", conta com a aplicação de lâminas resistentes em suas patas, que permitem efetuar cortes em cabos de poliéster tracionados. Sua simplicidade de operação e mobilidade tornam-na ideal para uso em áreas de difícil acesso, onde operações com Veículos Operados Remotamente (*Remotely Operated Vehicle,* ou ROVs) se mostrariam inseguras ou inviáveis, proporcionando maior versatilidade e economia de recursos.

A primeira aplicação deste conceito deu-se em 03 de setembro de 2007, para abrir uma linha de ancoragem danificada da unidade de produção P-34, onde era inviável a utilização do guincho. Desde então, as aplicações da garateia para corte de cabos sintéticos vinha ocorrendo de forma improvisada, até que, em 2019, o conceito inicial foi aprimorado, motivado pelo atendimento a emergência ocasionada por acidente no FPSO Cidade do Rio de Janeiro, quando houve a necessidade de desconexão rápida e segura de 18 linhas. Desta forma do departamento de ancoragem elaborou um Procedimento operacional, e confeccionou a primeira versão aprimorada do equipamento atualmente utilizado.

O equipamento é composto por uma garateia convencional em que, nos "pockets" de encaixe das amarras, são inseridas lâminas. Estas, quando em contato com o cabo de fibra sintética, cortam a capa e a alma, promovendo assim a desconexão rápida da linha de ancoragem.

Após atendimento à emergência, melhorias foram aplicadas ao projeto e, assim, duas novas garateias foram confeccionadas para compor o estoque de contingência da companhia (Figura 4).

Figura 4. Garateias de corte confeccionadas para atendimento as emergências.

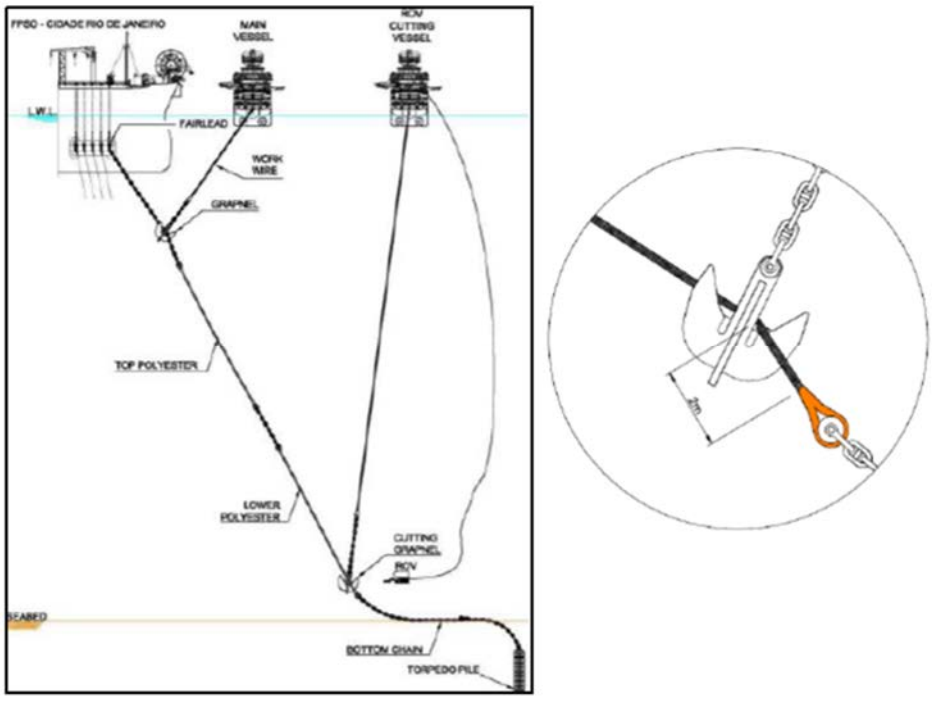


Fonte: elaborado pelos autores.

4.1. Operação com a garateia de corte

A operação, detalhada no procedimento interno da empresa, consiste na pescaria do trecho de topo da linha, com auxílio de uma garateia tradicional, e aproximação e corte do cabo de poliéster com a garateia de corte, come apoio visual do ROV, conforme observado na Figura 5.

Figura 5. Ponto chave do procedimento de corte com a garateia de corte.



Fonte: elaborado pelos autores.

Cabe ressaltar que não há, na Petrobras, uma alternativa para o corte controlado de cabos de poliéster, uma vez que as operações com ferramentas de corte instaladas/manuseadas por ROV, tais quais ferramentas rotativas ou facas/foices, se mostraram pouco eficientes e até mesmo ineficazes.

5. GARATEIA ADAPTADA ("GARATEIA PATETA")

A garateia adaptada para recuperação de amarras em fundos congestionados, internamente apelidada de "Garateia Pateta", surgiu a partir da necessidade de se realizar intervenções de manutenção em áreas extremamente congestionadas, onde a aplicação do método de pescaria com garateia convencional se mostrava ineficaz e inseguro, enquanto a solução de pescaria alternativa com eslingas de cabos de aço e ganchos de carga violavam os limites de utilização destes componentes (Figura 6).

Figura 6. Garateia adaptada para içamento (garateia Pateta).



Fonte: elaborado pelos autores.

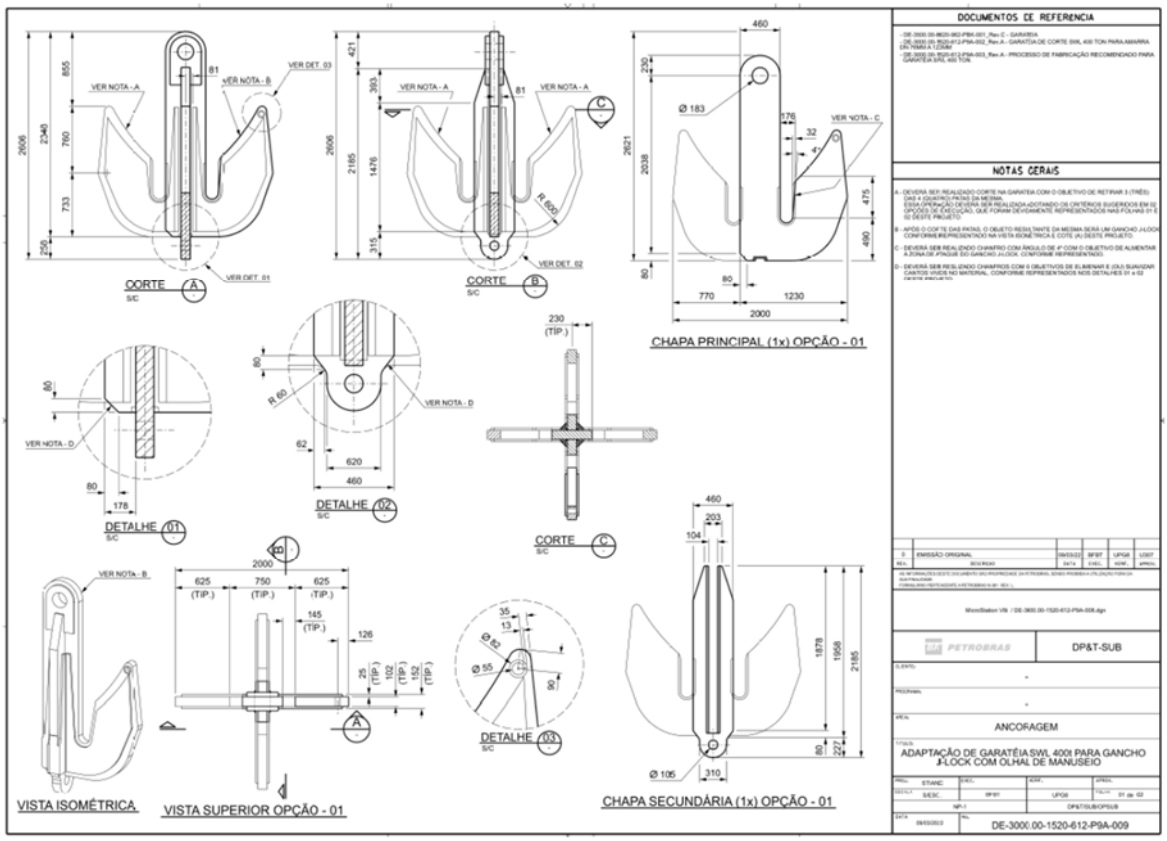
A Garateia Pateta, projeto apresentado na figura 7, consiste em uma garateia SWL 400t, sendo que três das quatro patas foram removidas. Na pata remanescente é executado um leve chanfro dentro do *pocket*, para facilitar a entrada e saída da amarra, e na extremidade da pata é realizado um furo com adoçamento, para atuar como olhal auxiliar, onde podem ser instaladas manilhas e cabos. Além disso, a Garateia Pateta representa um ganho material, pois pode ser confeccionada a partir de materiais base que, de outra forma, seriam destinados à alienação ou descarte.

5.1. Operação com a garateia adaptada

A utilização primária da Garateia Pateta está descrita em procedimento interno da Companhia. Um breve resumo de sua utilização será apesentado a seguir.

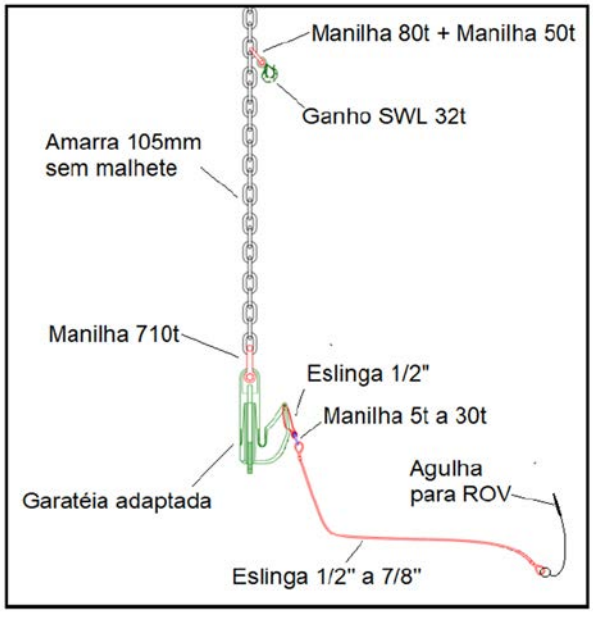
Inicialmente monta-se o arranjo apresentado na Figura 8. Após a montagem, paga-se o cabo, de forma a descer o arranjo para a água.

Figura 7. Desenho técnico para adaptação da garateia.



Fonte: elaborado pelos autores.

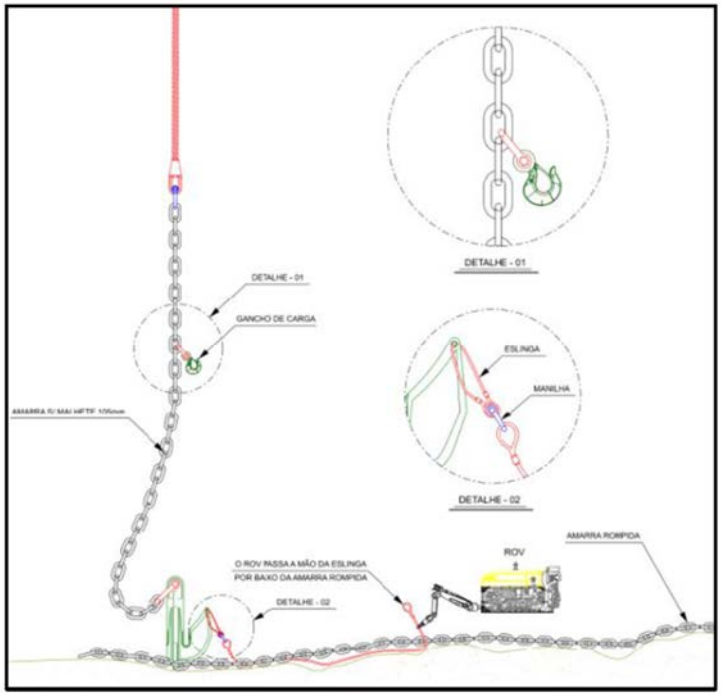
Figura 8. Arranjo de pescaria com garateia adaptada.



Fonte: elaborado pelos autores.

A Garateia Pateta então é pousada no leito marinho, próximo ao trecho de amarra que se deseja pescar. Então, o ROV passa a agulha por baixo da amarra rompida, puxa a eslinga e conectar sua mão ao gancho SWL 32t (Figura 9).

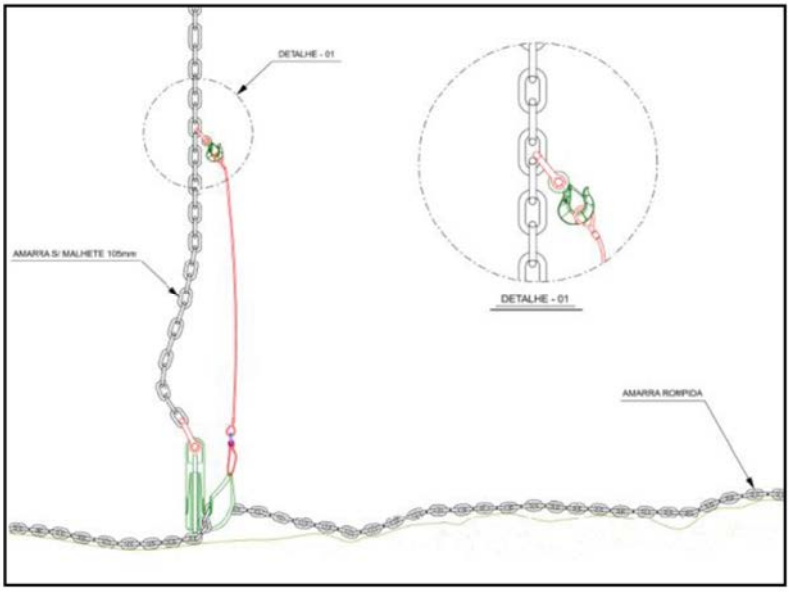
Figura 9. Passo 2 do procedimento básico de utilização da garateia pateta.



Fonte: elaborado pelos autores.

Com monitoramento do ROV, a embarcação traciona o cabo de trabalho lentamente. A eslinga estica antes da amarra do olhal da garateia, e guia a amarra rompida para dentro da pata da garateia (Figura 10).

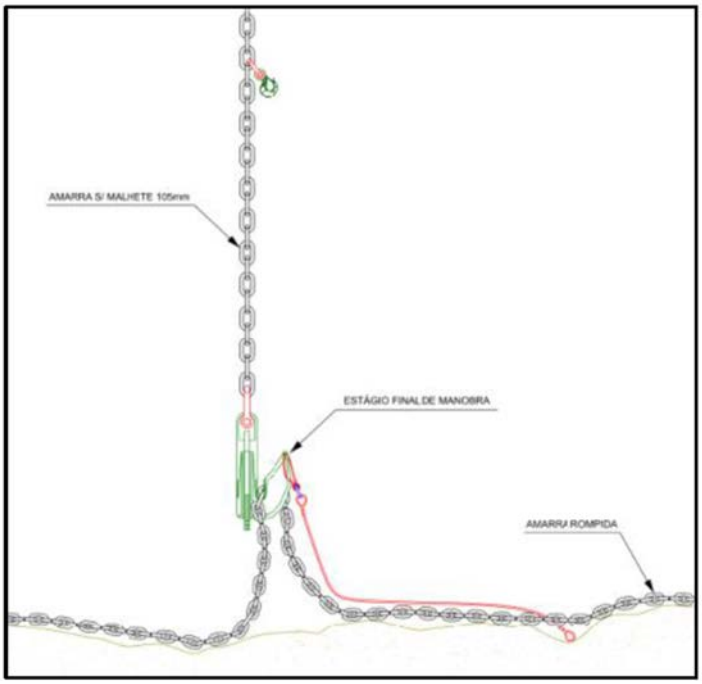
Figura 10. Passo 3 do procedimento básico de utilização da Garateia Pateta.



Fonte: elaborado pelos autores.

Após a amarra rompida estar acomodada no pocket da garateia, o AHTS dever pousar novamente a garateia adaptada no solo, folgando a eslinga para que o ROV a desconecte do gancho SWL 32t (Figura 11).

Figura 11. Amarra pescada com a utilização da garateia pateta.



Fonte: elaborado pelos autores.

Além da utilização acima apresentada, a Garateia Pateta também foi aplicada com sucesso em operações de pescaria a meia água e descravação e recuperação de torpedos de linha.

Este já é um equipamento consolidado, aplicado na grande maioria das operações de manutenção, e é uma inovação tão eficaz que outras aplicações surgiram, permitindo, além das tarefas inicialmente projetadas, a substituição da garateia convencional em uma gama de operações, com aumento de eficiência e segurança.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dado o desafio de se realizar manutenções e operações emergenciais e corretivas, torna-se necessário o desenvolvimento de diversas ferramentas e metodologias. As ferramentas apresentadas neste artigo são uma mostra da capacidade inventiva e inovativa em superar com segurança e qualidade os mais diversos desafios operacionais.

Além dos aspectos referentes a inventividade e inovação, pode-se concluir que estas ferramentas são mais eficientes e mais eficazes do que as alternativas disponíveis no mercado.

AGRADECIMENTOS

Agradecimento especial à Petrobras, que permitiu que esse estudo fosse desenvolvido e aplicado.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG.e 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 2SK: design and analysis of stationkeeping systems for floating structures. 3th.ed. Washington, DC, 2005. Disponível em: https://www.api.org/products-and-services/standards. Acesso em: 21 fevereiro 2024.

ALMEIDA, Jose Carlos Lima de; SOBRAL, Ricardo. Remote Connection and Disconnection Device for Mooring Lines KSDIN32, KS40 and KS50 Hook and Its Modelling for Structural Finite Elements. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON OFFSHORE MECHANICS AND ARCTIC ENGINEERING, 24, 2005, Greece. [Proceedings...]. New York, 2005. p. 183–190. Disponível em: https://asmedigitalcollection.asme.org/OMAE/proceedings-abstract/OMAE2005/41979/183/303508. Acesso em: 21 fevereiro 2024

MA, K. T.; LUO, Y.; KWAN, C. T. T.; WU, Y. Mooring system engineering for offshore structures. Cambridge, MA: Gulf; Elsevier, 2019. Disponível em: https://books.google.com.br/books?hl=ptBR&lr=&id=Bx2bDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=offshore+mooring+equipment+guidelines&ots=mp7gpDRj-6&sig=PjWo7BglqgbRLsNh2lcHe2Ajq14#v=onepage&q=offshore%20mooring%20equipment%20guidelines&f=false. Acesso em: 22 março 2024.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Reinventando a conexão submarina: desafios e soluções inovadoras para a restauração de linhas de ancoragem em conexão submersa a meia água sem a utilização de guinchos a bordo da UEP

Reinventing the subsea connection: challenges and innovative solutions for the restoration of anchor lines in mid-water subsea connection without the use of winches on board the floating production unit

Leiz Nunes Pereira da Silva
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: leiznunes@petrobras.com.br

Rodrigo Alves Pons
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: rpons@petrobras.com.br

Eleandro Meira de Oliveira
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: eleandromeira@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Ancoragem.
Conexão submarina.
Operação submarina.
Manutenção.

Keywords:
Anchoring.
Subsea connection.
Subsea operation.
Maintenance.

Recebido:
07 de janeiro de 2025
Aceito para publicação:
29 de janeiro de 2025
Publicado:
XX de fevereiro de 2025
https://doi.org/10.70369/2nrhkr64

RESUMO

O presente trabalho tem como foco a apresentação de uma metodologia pioneira e revolucionária empregada nas manutenções corretivas emergenciais das linhas de ancoragem #9 da plataforma P-53 e #19 da plataforma P-54, realizadas em novembro de 2021 e janeiro de 2022, respectivamente. A metodologia consiste na recuperação das duas extremidades da linha de ancoragem rompida, desconexão e substituição dos componentes danificados, e reconexão submersa da linha, mantendo-a próxima à tração projetada, sem necessidade de acionar guinchos ou outros equipamentos a bordo da Unidade Estacionária de Produção (UEP). Este método é inédito na Petrobras e na indústria de petróleo como um todo, tendo sido desenvolvido, estruturado e procedimentado exclusivamente por equipe de engenharia própria e primeirizada da Petrobras. Os principais desafios encontrados para a execução deste tipo de operação são a elaboração de um arranjo de conexão com tamanho e pesos manuseáveis pelas embarcações AHTS disponíveis na frota, a simulação de distâncias e cargas aplicadas pelas embarcações AHTS nas duas linhas a serem conectadas e a coordenação da operação de pelo menos 5 embarcações + UEP envolvidas na manobra. Como principais inovações e implementações utilizadas para alcançarmos os resultados obtidos podemos destacar a utilização de software proprietário (SITUA) para simular as operações, que conta com a possibilidade de inserção de obstáculos, cálculos de distâncias, verificação de interferências, carregamentos e condições ambientais.

ABSTRACT

This work focuses on presenting a pioneering and revolutionary methodology used in emergency corrective maintenance of anchor lines #9 on platform P-53 and #19 on platform P-54, carried out in November 2021 and January 2022, respectively. The methodology consists of recovering both ends of the broken anchor system, disconnection and replacement of damaged components, and then, the mid-wather subsea reconnection of the anchor line, keeping it close to the designed traction, without the need to activate winches or any other equipment on board the Floating Production Unit (FPU). This method is unprecedented at Petrobras and in the oil industry, having been developed, structured and step-by-step designed by Petrobras' own engineering team. The main challenges encountered in carrying out this type of operation are the development of a connection arrangement with a size and weight that can be handled by the AHTS vessels available in the fleet, the simulation of distances and loads applied by the AHTS vessels on the lines to be connected and the coordination of the operation of at least 5 vessels + FPU involved in the maneuver. The main innovations and implementations used to achieve the results obtained include the use of proprietary software (SITUA) to simulate operations, which the possibility of inserting obstacles, calculating distances, checking interference, loading and environmental conditions.

1. INTRODUCÃO

No segundo semestre de 2021 o departamento de ancoragem da Petrobras foi acionado 2 vezes para atendimento a demandas emergenciais críticas, estas demandas referiam-se as manutenções corretivas da linha 9 da P-53 e da linha 19 da P-54, cujos rompimentos foram detectados em 27/08 e 26/10 de 2021. As duas demandas apresentavam em comum a seguinte peculiaridade, as unidades não tinham prontidão para atendimento as operações. Dada esta necessidade, e o termo de compromisso com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), decorrente do padrão de processo Petrobras (PP-2E&P-00382), que estabelece um prazo máximo de 90 dias para recomposição de sistemas de ancoragem rompidos, fez se necessário um estudo para a recomposição destes sistemas sem a utilização dos guinchos de ancoragem a bordo das Unidades Estacionárias de Produção (UEPs). Este estudo culminou com a criação de um novo método para reconexão de linhas de ancoragem.

2. OBJETIVO

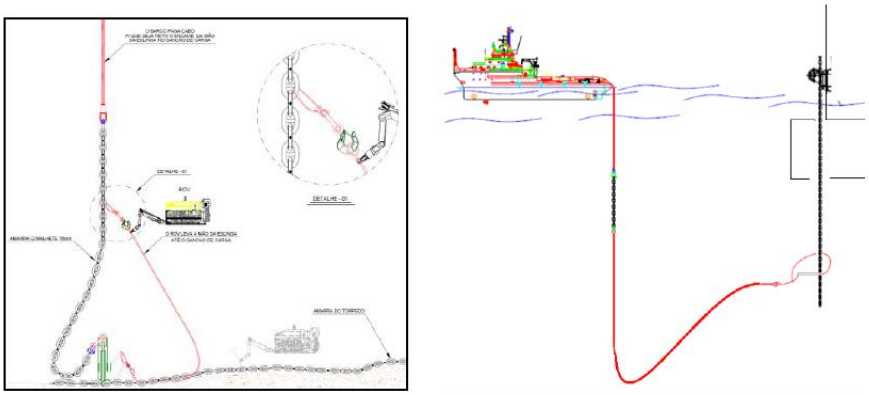
O objetivo deste artigo é apresentar uma metodologia inédita e inovadora aplicada em manutenções corretivas emergenciais nas linhas de ancoragem das plataformas P-53 e P-54, realizadas em novembro de 2021 e janeiro de 2022, respectivamente. A abordagem destaca a recuperação, substituição e reconexão submersa de componentes das linhas de ancoragem, assegurando a manutenção da tração projetada sem a utilização de guinchos ou outros equipamentos das Unidades Estacionárias de Produção (UEPs). Desenvolvida integralmente por uma equipe de engenharia própria da Petrobras, essa metodologia representa um avanço significativo na indústria de petróleo, enfrentando e superando desafios técnicos e operacionais por meio de soluções inovadoras, como a utilização de um software proprietário para simulações complexas. O artigo visa detalhar os processos, inovações e resultados alcançados, contribuindo para a disseminação de práticas avançadas no setor.

3. OPERAÇÕES DE MANUTENÇÃO CORRETIVAS CONVENCIONAIS

3.1. Recuperação das extremidades

O AHTS (Anchor Handling and Tug Supply) paga o arranjo elaborado pelo projetista, a fim de se realizar a recuperação da amarra ou cabo rompido do leito marinho ou posição de repouso até o convés. Para isso é necessária a utilização do guincho do AHTS e de um ROV (Remoted Operated Vehicle). A figura 1 apresenta os layouts esquemáticos mais comuns para esta etapa.

Figura 1. Layout típico para a pescaria dos trechos de fundo(esq.) e topo(dir.).



Fonte: elaborado pelos autores.

3.2. Readequação do ponto fixo

Entende-se por readequação do ponto fixo a descravação e recravação de uma âncora de arraste, lançamento de uma nova estaca torpedo, ou a simples desconexão/recuperação do gancho KS e instalação de flutuadores na manilha de espera do gancho KS (MKS).

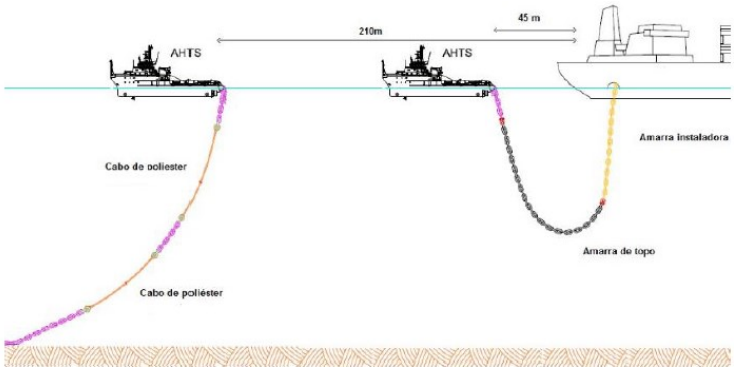
3.3. Substituição dos materiais danificados

Esta etapa contempla a troca do elemento que falhou durante a operação, a substituição dos materiais danificados em decorrência da queda da linha no leito marinho, e o balanço de materiais, possibilitando assim o fechamento da linha.

3.4. Hook-up ou fechamento da linha

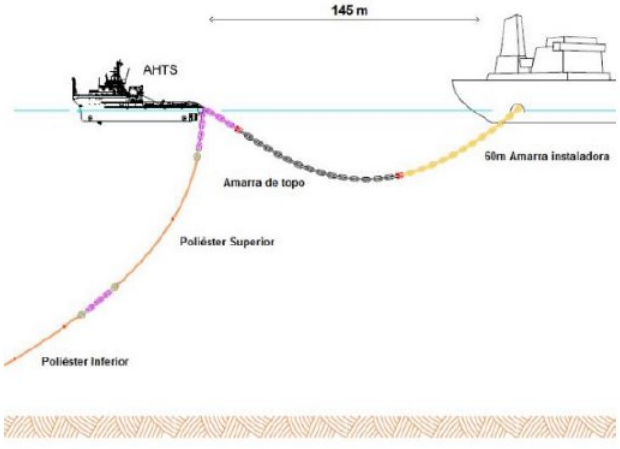
A UEP paga a amarra de topo e a amarra instaladora para o AHTS conector, que se afasta da unidade. O AHTS auxiliar se aproxima do AHTS conector (figura 2) e transfere o sistema de fundo para o AHTS conector, e em sequência o AHTS conector reconecta a amarra de topo ao restante da linha (sob tração próxima ao peso próprio do sistema, figura 3) e o AHTS conector libera esta conexão recém-formada para a água de forma controlada.

Figura 2. Posições típicas dos AHTSs durante a manobra de aproximação para fechamento da linha, evidenciando a necessidade de pagamento de amarra instaladora por parte da UEP



Fonte: elaborado pelos autores.

Figura 3. Posição típica do AHTS conector no momento de fechamento da linha.



Fonte: elaborado pelos autores.

3.5. Ajuste de tração

Ao final da manobra, a UEP recolhe a amarra instaladora e parte da amarra de topo a fim de elevar a tração na linha até a tração de projeto.

4. ESTUDOS E ALTERNATIVAS AVALIADOS PARA A CONCEPÇÃO DO NOVO MÉTODO DE CONEXÃO

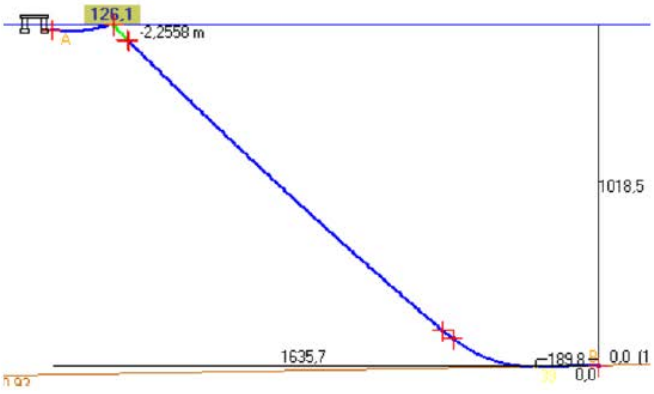
Após as análises iniciais para a execução das manobras necessárias para a realização da manutenção corretiva da linha 9 da P-53, parcialmente explanadas no item 2, observou-se que, com as técnicas tipicamente utilizadas até aquele momento, a recomposição do sistema de ancoragem só seria possível após o reestabelecimento do guincho e demais equipamentos a bordo da UEP, e embarque da equipe de operação, e desta forma não se cumpririam os prazos estipulados no padrão Petrobras PP-2E&P-00382. Surgiu então a necessidade de se expandir os horizontes para esta manobra e da aplicação das ferramentas criadas pelo departamento de ancoragem da Petrobras para simulação e desenvolvimento de novas metodologias.

4.1. Conexão de topo com inserção de amarra de ajuste

Esta manobra é similar a manobra convencional, entretanto a conexão de topo se daria sob tração, sendo necessária a aproximação da embarcação com a UEP sob máquinas e a aplicação de uma tração considerável na linha para posicionar as duas extremidades sobre o convés do AHTS conector e possibilitar a conexão.

A figura 4 exibe uma simulação realizada no software proprietário Petrobras (SITUA), mostrando as distâncias estimadas para a conexão e a carga prevista no convés do AHTS conector (cerca de 130 toneladas) ao adicionar uma amarra de ajuste de 60 metros de comprimento.

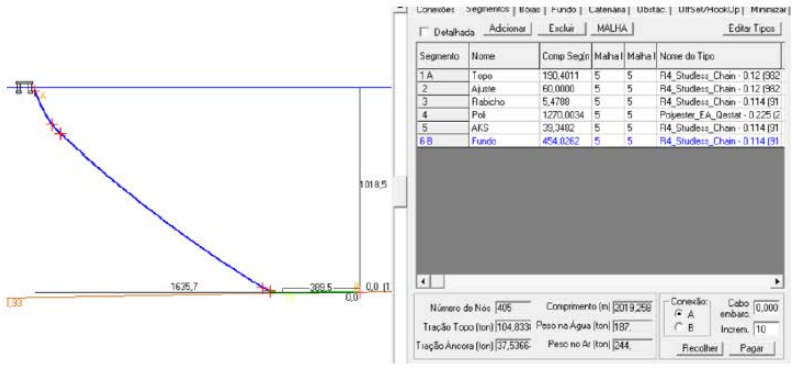
Figura 4. Simulação realizada no SITUA para o fechamento da linha no método de conexão de topo com inserção de amarra de ajuste.



Fonte: SITUA - elaborado pelos autores.

Por sua vez, a figura 5 ilustra a linha após a conexão e liberação pelo AHTS conector, evidenciando que, mesmo com cargas estáticas de fechamento superiores a 130 toneladas, a tração final da linha é de aproximadamente 100 toneladas, significativamente abaixo da tração de projeto de 169,6 toneladas.

Figura 5. Simulação da tração após fechamento da linha pelo método de conexão de topo com inserção de amarra de ajuste.



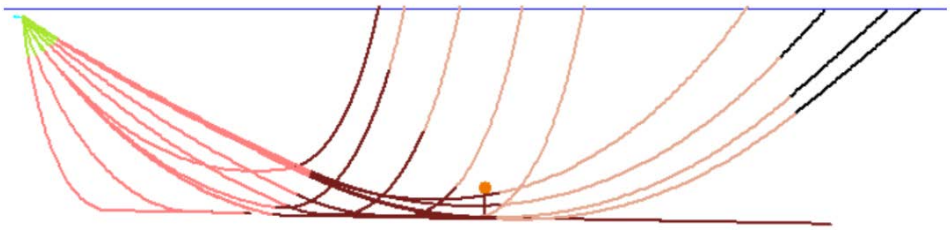
Fonte: SITUA - elaborado pelos autores.

4.2. Conexão de fundo (KS-MKS) com manilha de espera do KS apoiada no solo (seabed connection)

Esta solução foi aplicada com sucesso em manutenções corretivas emergenciais da P-31 e P-32, ela exigiu a inserção de uma manilha de espera para KS (MKS) na extremidade da amarra de fundo, e a instalação de um trecho de amarra e um gancho KS na extremidade inferior do cabo definitivo da UEP.

A figura 6 apresenta um exemplo das simulações e iterações realizadas para alcançar a configuração ideal para a manobra.

Figura 6. Exemplo de simulação e iterações para execução das manobras da P-31.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Ao considerar a aplicação da mesma solução para as manutenções das plataformas P-53 e P-54, verificou-se que ela não seria viável. Isso ocorre porque os sistemas de ancoragem da P-31 e P-32 são do tipo catenária e estão em LDA rasa, enquanto os sistemas de ancoragem da P-53 e P-54 são do tipo semi taut-leg.

Conectar as plataformas P-53 e P-54 usando o mesmo método seria impossível sem adicionar um comprimento significativo de amarra de fundo, entre 80 e 100 metros. Essa extensão adicional resultaria em uma tração final inferior a 100 toneladas.

5. SOLUÇÃO ADOTADA PARA A RECONEXÃO DAS LINHAS DE ANCORAGEM DA P-53 E P-54

Dado o cenário e alternativas expostos nos itens 2 e 3, foi elaborada e aplicada uma nova metodologia para a reconexão de linhas de ancoragem, sem a utilização dos guinchos de ancoragem a bordo da UEP, e sem a necessidade de intervenções futuras para ajuste de tração da linha reconstituída.

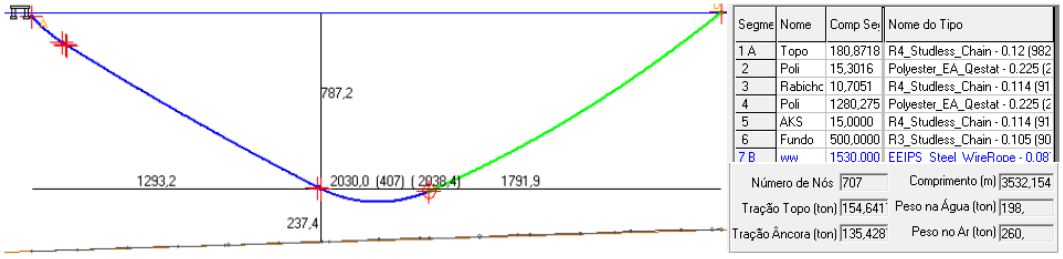
Tratou-se de uma conexão de fundo (KS-MKS) com ambos os componentes a meia água (Mid-water Subsea Connection), com as extremidades da linha a ser conectada sustentadas por AHTSs e auxílio de um terceiro AHTS, dotado de ROV, para a realização da conexão entre o gancho e a manilha.

5.1. Detalhamento da solução aplicada na P-53

A operação se iniciou com a recuperação e preparação das extremidades, que para a P-53 consistia na pescaria e recolhimento total do cabo de poliéster rompido, tanto do trecho depositado no fundo, quanto do trecho pendente na unidade conectado a amarra de topo. Recuperadas as extremidades a manobra foi dividida em 2 frentes paralelas: uma responsável por preparar a parte superior da linha – amarra de topo, cabo de poliéster, amarra de fundo e gancho KS, e a outra responsável pela parte inferior da linha – âncora torpedo, amarra de fundo, placa triangular e manilha de espera (MKS). As figuras 7 e 8 apresentam a configuração de cada trecho da linha e a composição dos arranjos finais calculados no SITUA para possibilitar a conexão do gancho KS na MKS.

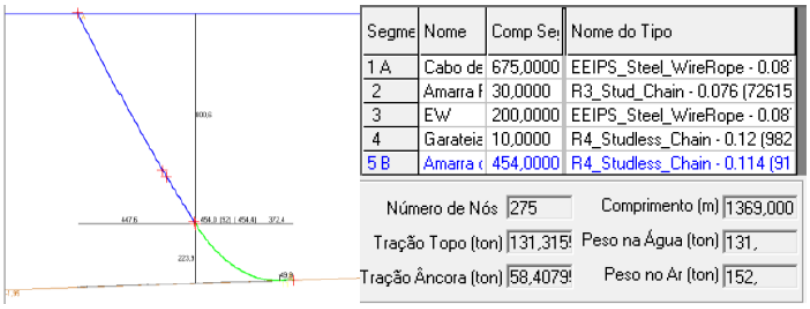
A figura 9 apresenta os resultados das simulações de interferência e distância entre linhas.

Figura 7. Configuração da linha e composição final do arranjo de topo (140 ton de bollard pull).



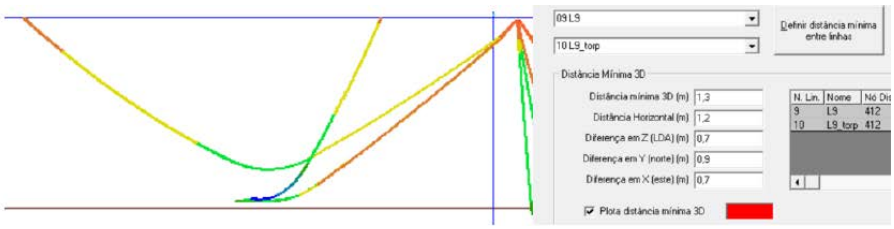
Fonte: SITUA - elaborado pelos autores.

Figura 8. Configuração da linha e composição final do arranjo de fundo (60 ton de bollard pull).



Fonte: SITUA - elaborado pelos autores.

Figura 9. Simulação realizada com análise de distancias/interferências (SITUA).



Fonte: SITUA - elaborado pelos autores.

Após a preparação dos arranjos e ajustes de posição, iniciou-se a atuação do AHTS ROV, que localizou o gancho KS, localizou a MKS e conectou o gancho na MKS com o auxílio do seu cabo de trabalho, fotografia 1.

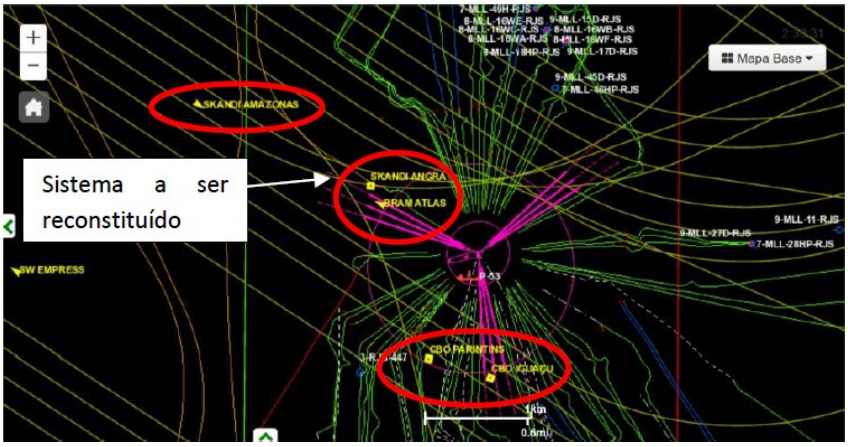
Fotografia 1. Passagem da agulha pela manilha de espera do KS(esq.) e conexão final entre KS e MKS(dir.).



Fonte: Relatório de inspeção OS 6000615376.

A figura 10 mostra a posição das embarcações envolvidas momentos antes da conexão, evidenciando a complexidade, o nível de coordenação exigido e a importância das simulações executadas para possibilitar a conclusão desta manobra. Após a conclusão da manutenção foi realizada a inspeção da linha com ROV e a retroanálise dos resultados desta inspeção (figura 11) para verificação da tração final atingida, onde observou-se que a tração da linha na posição de projeto ficou em 172,1t, ou seja 1,5% acima da tração de projeto que é de 169,6t. Portanto, nenhum ajuste de comprimento foi necessário após término da manobra.

Figura 10. Posição das embarcações momentos antes da conexão.



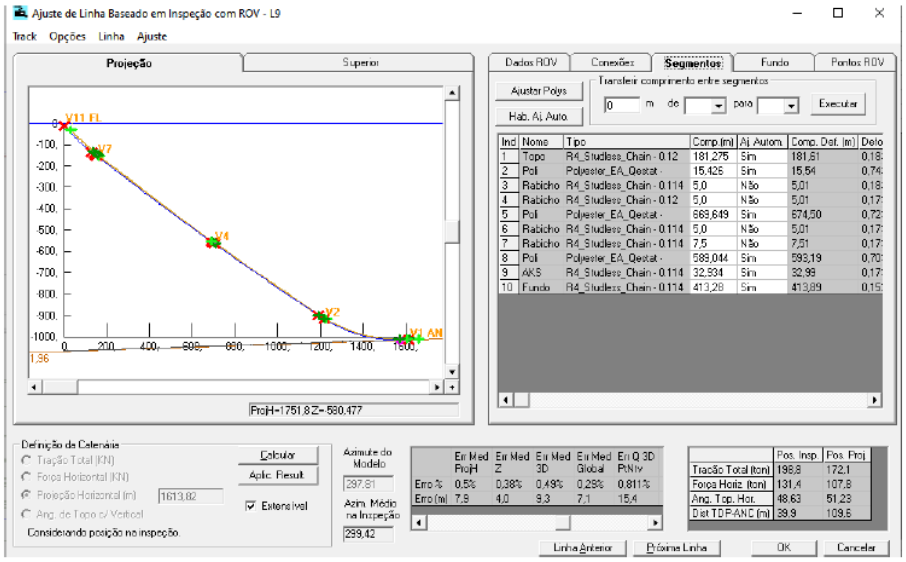
Fonte: GISSUB – elaborado pelos autores.

5.2. Detalhamento da solução aplicada na P-54

A P-54 é um FPSO com sistema de ancoragem do tipo spread-mooring em configuração semi taut-leg, ela possui um total de 20 linhas e a ruptura da linha de número 19 se deu na amarra de fundo, entre a manilha de espera do KS e à estaca de sucção (ponto fixo original). Desta forma, como tarefa predecessora ao início da manutenção foi necessária a instalação de um novo ponto fixo, através do lançamento de um torpedo T-120, e após sua conclusão e tempo de consolidação do solo a operação

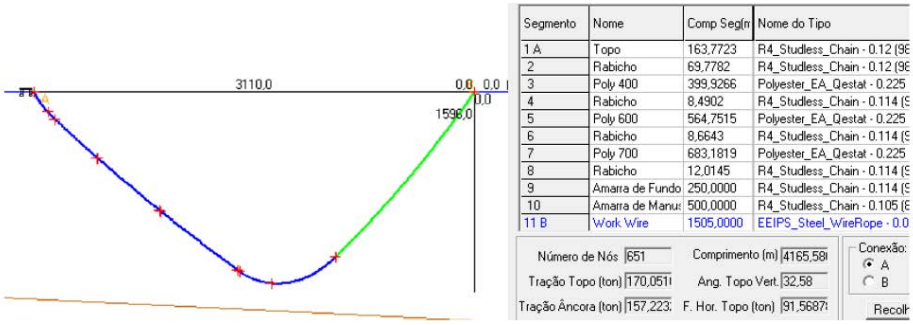
foi retomada com a recuperação da amarra de fundo e cabo de poliéster. Recuperada a extremidade de interesse a manobra foi dividida em 2 frentes paralelas, uma responsável por preparar a parte superior da linha – amarra de topo, cabo de poliéster, amarra de fundo e gancho KS, e a outra responsável pela parte inferior da linha âncora torpedo, amarra de fundo, placa triangular e manilha de espera (MKS). As figuras 12, 13 e 14 apresentam as informações referentes a configuração das linhas de topo e fundo após as simulações.

Figura 11. Análise dos resultados da inspeção por ROV.



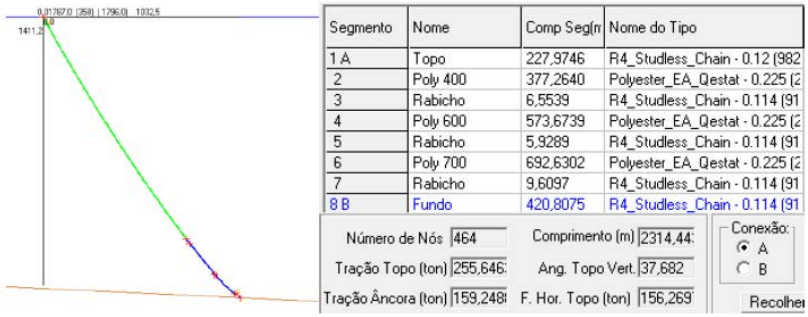
Fonte: SITUA – elaborado pelos autores.

Figura 12. Configuração da linha e composição final do arranjo de topo P-54 (bollard pull 90 ton).



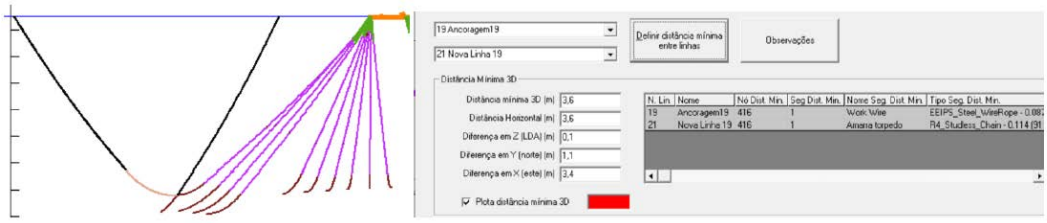
Fonte: SITUA – elaborado pelos autores.

Figura 13. Configuração da linha e composição final do arranjo de fundo P-54 (bollard pull 160 ton).



Fonte: SITUA – elaborado pelos autores.

Figura 14. Simulação realizada com análise de distancias/interferências (SITUA) P-54.



Fonte: SITUA – elaborado pelos autores.

Após a preparação dos arranjos e ajustes de posição, iniciou-se a atuação do AHTS ROV, que localizou o gancho KS, localizou a MKS e conectou o gancho na MKS do auxílio do seu cabo de trabalho, conforme fotografia 2.

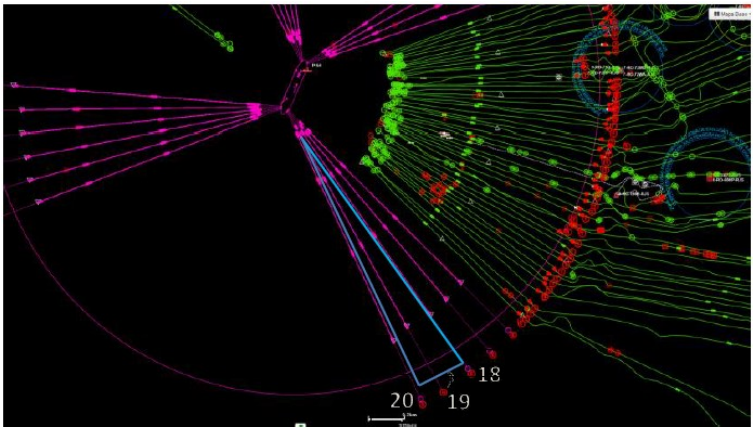
Fotografia 2. Passagem da agulha pela manilha de espera do KS(esq.) e conexão final entre KS e MKS (dir.) P-54.



Fonte: Relatório de inspeção OS 6000624369.

Como um dos principais desafios para a execução da manobra destaca-se a operação em uma área restrita, pois a linha 19 encontra-se no cluster sudeste da P-54, entre as linhas 18 e 20, restando, portanto, um corredor estreito, menor do que 200m, para a movimentação das embarcações, linhas e ROV, adicionalmente foi necessária a alteração das coordenadas do novo ponto fixo, pois não havia a possibilidade técnica de se mover à estaca de sucção com os recursos disponíveis, restringindo ainda mais a margem de manobras das embarcações envolvidas (figura 15).

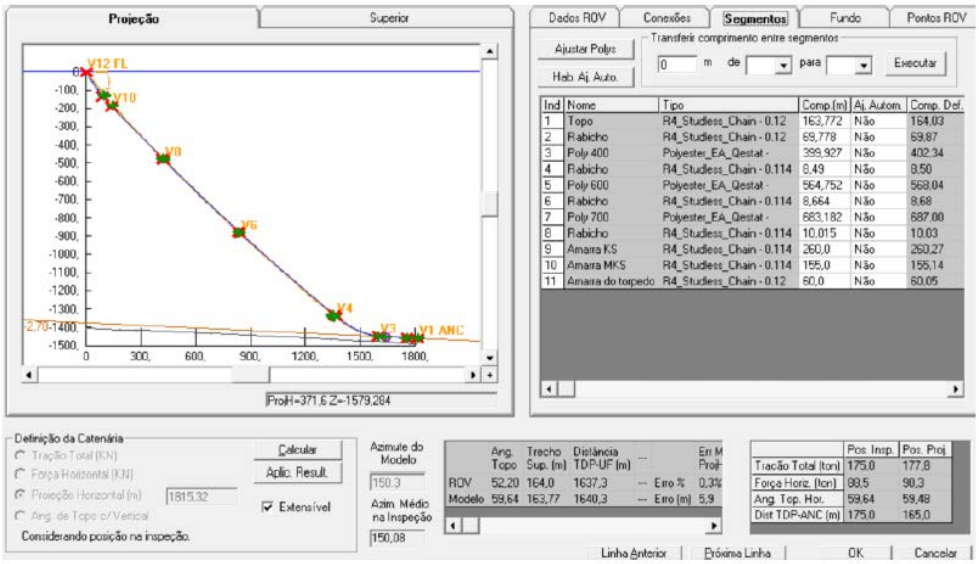
Figura 15. Posição das linhas e corredor para a manobra P-54.



Fonte: GISSUB – elaborado pelos autores.

Após a conclusão da manutenção foi realizada a inspeção da linha com ROV e a retroanálise dos resultados desta inspeção para verificação da tração final atingida, onde observou-se que a tração da linha na posição de projeto ficou em 177,8t, ou seja 25,4% abaixo da tração de projeto que é de 238t (figura 16). Portanto, mesmo após todos os esforços enveredados restou após a conclusão da manutenção uma pendência para tracionamento final da linha, entretanto, graças a metodologia desenvolvida e aplicada, foi possível a reconstituição do sistema e uma intervenção posterior sem a necessidade de aplicação de recursos navais para adequação da linha as condições de projeto.

Figura 16. Análise dos resultados da inspeção por ROV - P-54.



Fonte: SITUA – elaborado pelos autores.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dado o desafio, de se assegurar a integridade dos sistemas de ancoragem da P-53 e P-54 e de se atender aos prazos e metas estabelecidos, foi necessário desenvolver um novo método de reconexão das linhas, sem a utilização dos guinchos de ancoragem a bordo das Unidades Estacionárias de Produção (UEPs), e visando reduzir ou eliminar a necessidade de retrabalho. Diversas simulações e estudos foram realizados para a concepção deste novo método, resultando na solução apresentada. Após a conclusão das manutenções e inspeções por ROV e verificou-se que as trações finais das linhas estavam dentro de parâmetros de projeto aceitáveis, garantindo a segurança e integridade das instalações. Essas soluções inovadoras e bem-sucedidas demonstram a capacidade da equipe em encontrar alternativas eficientes e criativas para superar desafios operacionais.

AGRADECIMENTOS

Agradecimento especial à Petrobras, que permitiu que esse estudo fosse desenvolvido e aplicado.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG.e 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

API. **Design and analysis of stationkeeping systems for floating structures**, API RP 2SK. Acesso em: dd mmm aaaa. Disponível em: https://www.api.org/products-andservices/pt/standards.

FERNANDES, A. C.; BASTOS DE ARAUJO, J.; LIMA DE ALMEIDA, J. C.; DINIZ MACHADO, R.; MATOS, V. Torpedo anchor installation hydrodynamics. ASME. **J. Offshore Mech. Arct. Eng**. Nov. 2006, 128(4), 286–293. Acesso em: dd mmm aaaa. Disponível em: https://doi.org/10.1115/1.2355514.

LIMA DE ALMEIDA, J.C.; SOBRAL, R. Remote Connection and Disconnection Device for Mooring Lines KSDIN32, KS40 and KS50 Hook and Its Modelling for Structural Finite Elements. 3, 183–190. Acesso em: dd mmm aaaa. Disponível em: https://asmedigitalcollection.asme.org/OMAE/proceedings-abstract/OMAE2005/41979/183/303508.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Um caminho para a gestão de ativos na área submarina conforme ISO 55000

A path to asset management in the subsea area according to ISO 55000

Lucas Augusto Penna de Carvalho
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: lucas.penna@petrobras.com.br

Wendell Ribeiro Marques
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: wendell.marques@petrobras.com.br

André Luiz Rocha Alves
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: andreluizalves@petrobras.com.br

Fatima Leonor Guzman Borda
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: fatima.guzman@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Área Submarina.
Sistema de Gestão.
Gestão de Integridade.
Gestão de Ativos.
ISO 55000.

Keywords:
Subsea.
Management system.
Integrity management.
Asset Management.
ISO 55000.

Recebido:
08 de janeiro de 2025
Aceito para publicação:
29 de janeiro de 2025
Publicado:
XX de fevereiro de 2025
https://doi.org/10.70369/tqryaa39

CC BY

RESUMO

O artigo apresenta os conceitos da Gestão de Ativos para a área Submarina e um possível caminho de como implementá-la em seus processos, conforme requisitos da norma ISO 55000. Esta é uma norma internacional publicada em 2011 e que abrange requisitos sobre como extrair mais valor dos ativos físicos de uma organização, gerenciando desempenho, custo e risco. Segundo o IAM (Institute of Asset Management) e o GFMAN (Global Forum for Asset Management), as organizações vem aumentando o reconhecimento da Gestão de Ativos como uma disciplina que tem grande relevância e potencial significativo para o aumento do desempenho do sistema de gestão, aumentando a garantia do alcance dos objetivos organizacionais. Na introdução deste trabalho será abordada a origem do tema Gestão de Ativos e como ele vem crescendo nas organizações. Será apresentado também um breve histórico da evolução da área Submarina na Gestão de Integridade e similaridades deste tema na Gestão de Ativos. Na sequência, serão descritos os principais conceitos da Gestão de Ativos, passando pela série de normas ISO 55000. Por fim, será descrito um possível caminho para a implementação da gestão de ativos na área submarina, através de um modelo para elaboração de um SAMP (Strategic Asset Management Plan), sendo este um dos principais requisitos da ISO 55000.

ABSTRACT

The objective of the work is to present the concepts of Asset Management for the Subsea area and a possible path on how to implement it in its processes, in accordance with the requirements of the ISO 55000 standard. This is an international standard published in 2011 and which covers requirements on how extract more value from an organization's physical assets by managing performance, cost and risk. According to IAM (Institute of Asset Management) and GFMAN (Global Forum for Asset Management), organizations have been increasing recognition of Asset Management as a discipline that has great relevance and significant potential for increasing the performance of the management system, increasing the guarantee of achieving organizational objectives. The introduction of this work will address the origin of the Asset Management topic and how it has been growing in organizations. A brief history of the evolution of the Subsea area in Integrity Management and similarities of this topic in Asset Management will also be presented. Next, the main concepts of Asset Management will be described, going through the ISO 55000 standards. Finally, a possible path for implementing asset management in the subsea area will be described, through a model for preparing a SAMP (Strategic Asset Management Plan), this being one of the main requirements of ISO 55000.

1. INTRODUCÃO

Na complexa indústria de óleo e gás, onde a busca por eficiência, segurança e sustentabilidade é incessante, a gestão de ativos tem se destacado como uma estratégia interessante para garantir o alcance dos objetivos de negócio e surge como um elemento para suportar a Gestão de Integridade de Sistemas Submarinos. Segundo o *Institute of Asset Management* em IAM (2015) e o *Global Forum for Asset Management*, as organizações vem aumentando o reconhecimento da Gestão de Ativos como um tema de grande relevância e potencial significativo para o aumento do desempenho do sistema de gestão, aumentando a garantia do alcance dos objetivos organizacionais.

Inicialmente, será abordada a origem do tema Gestão de Ativos e como ele vem crescendo nas organizações. Será apresentado também um breve histórico da evolução da área Submarina na Gestão de Integridade e similaridades deste tema na Gestão de Ativos. Na sequência, serão descritos os principais conceitos da Gestão de Ativos, passando pelas normas da série ISO 55000. Por fim, será descrito um possível caminho para a implementação da gestão de ativos na área submarina, através de um modelo para elaboração de um SAMP (*Strategic Asset Management Plan*), sendo este um dos principais requisitos da ISO 55001.

2. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é apresentar os conceitos da Gestão de Ativos e um possível caminho de como implementá-los na Gestão de Integridade de Sistemas Submarinos, conforme requisitos da série de normas ISO 55000. Esta é uma norma internacional publicada em 2011 e que abrange requisitos sobre como extrair mais valor dos ativos físicos de uma organização, gerenciando desempenho, custo e risco. O trabalho apresentado representa uma visão de como o tema Gestão de Ativos pode ser utilizado para suporte à sistemas de gestão, sendo um tema ainda pouco explorado na área Submarina e no segmento de *Upstream*.

3. HISTÓRICO DA GESTÃO DE ATIVOS

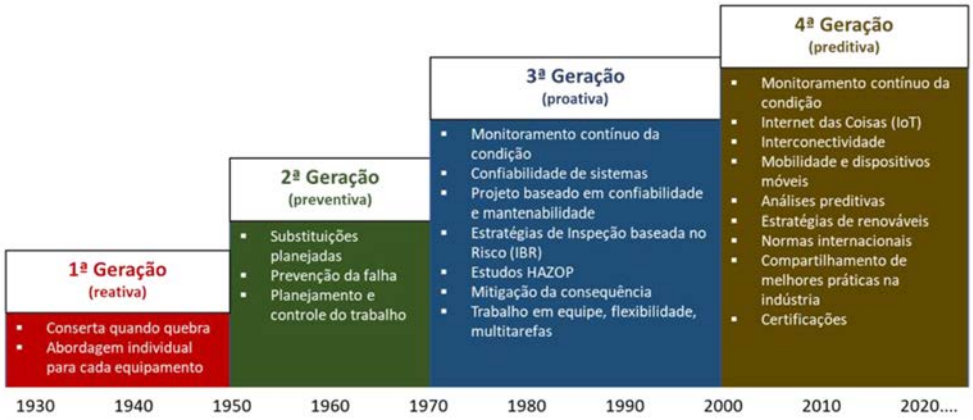
A origem do tema Gestão de Ativos remonta a década de 1970, através de trabalhos voltados para o tema Terotecnologia, sendo este um campo de estudo interdisciplinar que combina os princípios da engenharia, economia e gestão para otimizar o desempenho e a gestão de ativos ao longo de seu ciclo de vida. A Terotecnologia se concentra na análise dos custos totais de propriedade dos ativos e na tomada de decisões baseadas em dados para maximizar o valor dos ativos para uma organização (PUDNEY, 2010).

Mais tarde, ainda segundo Pudney (2010), o tema Gestão de Ativos passou a ser abordado no setor de infraestrutura pública de países como Austrália, Nova Zelândia e Reino Unido, ao longo das décadas de 1980 e 1990. Importantes ativos públicos haviam envelhecido, deteriorado, culminando em eventos de falha que causaram grandes impactos econômicos e para as comunidades, fomentando assim um debate sobre a condição desses ativos.

Já na indústria, analisando a Figura 1 sob a perspectiva da evolução da Manutenção ao longo da história, as estratégias de manutenção evoluíram de abordagens predominantemente corretivas,

na qual os ativos eram reparados somente quando apresentavam falhas, para abordagens cada vez mais proativas, passando pelas manutenções preventivas, manutenções preditivas, manutenção centrada em confiabilidade e estratégias baseadas em risco.

Figura 1. Gerações da manutenção.



Fonte: adaptado de BASSON, 2018.

Segundo Basson (2018), a Manutenção de Quarta Geração apresenta um foco renovado no gerenciamento de riscos físicos e financeiros, impulsionado por publicações importantes para a indústria, como a ISO 31000, o PAS 55, a série de normas ISO 55000 (Gestão de Ativos) e o RCM3TM.

Todas essas publicações enfatizam o tema gestão de riscos em seus requisitos, mostrando que as organizações passaram a priorizar o assunto e introduzi-lo em seus processos. Com a era da informação, a gestão de risco passa a permitir uma melhor gestão das incertezas no alcance dos objetivos de negócio. Para indústrias de ativo intensivo, menores incertezas sobre a real condição de um ativo físico possibilitam um diferencial competitivo. As organizações podem gerenciar seus riscos de maneira equilibrada com outras expectativas conflitantes, como desempenho e custos, permitindo uma melhor tomada de decisões.

4. GESTÃO DE INTEGRIDADE NA ÁREA SUBMARINA

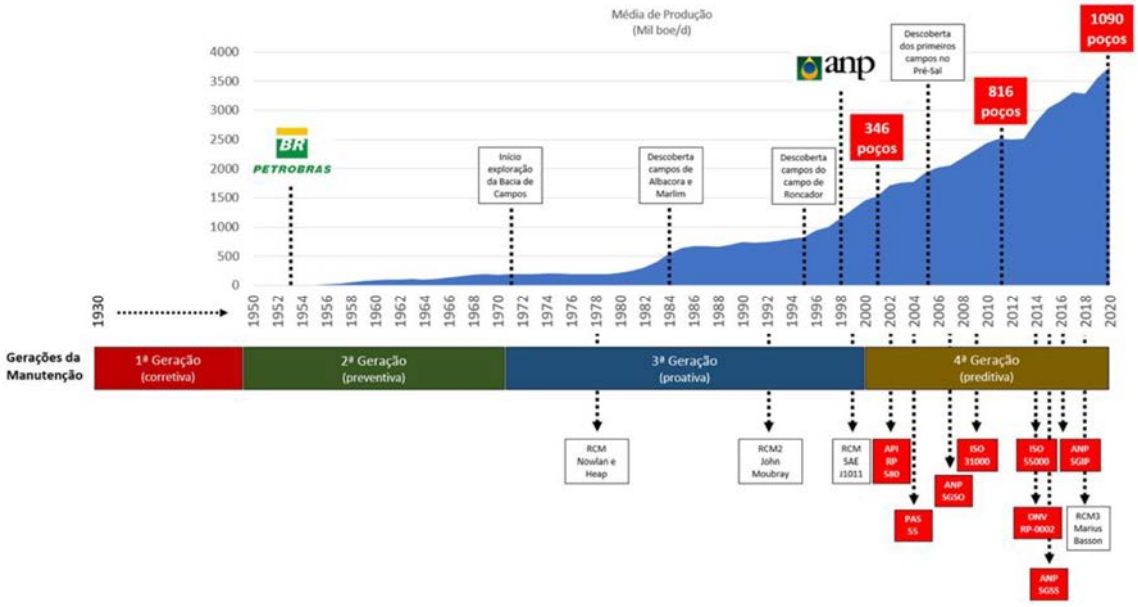
Para se produzir um poço marítimo, além dos equipamentos de poço são necessários os equipamentos chamados de submarinos. Tais equipamentos são responsáveis pelo transporte de petróleo do poço a plataforma, ou da plataforma à terminais terrestres (ex: oleodutos e gasodutos) além de garantir a segurança operacional do poço, caso seja necessário seu fechamento em emergência. Embora alguns equipamentos submarinos sejam modulares e permitam substituições parciais, na maioria dos casos, os equipamentos são do tipo não-reparável, o que significava que, em caso de falha, é necessário substituí-lo completamente. Do ponto de vista do projeto, mesmo com grandes avanços em tecnologia, novos equipamentos ainda mantêm caráter não-reparável, e, devido as características e o ambiente onde são instalados esses tipos de equipamentos, a identificação da evolução dos mecanismos de falha em campanhas de inspeção é um desafio, pois são equipamentos normalmente inspecionados por ROV (Remotely Operated Vehicle), e a principal técnica utilizada se baseia na inspeção visual para se avaliar a sua condição.

Conforme a norma DNV-RP-0002, publicada em 2014 através de um JIP (Joint Industry Project), um Programa de Gerenciamento de Integridade para Sistemas Submarinos deve garantir uma operação segura e confiável do sistema de produção submarina. Ele deve ser um processo contínuo e iterativo, além de fazer parte de todo o ciclo de vida do sistema, começando na fase de projeto e continuando através das fases de operação e descomissionamento. Podemos definir o gerenciamento da integridade como uma rotina técnico e gerencial de acompanhamento das condições operacionais e físicas dos sistemas submarinos, de forma a antecipar, prevenir e mitigar condições que tragam riscos as pessoas, ao meio ambiente e ao patrimônio da empresa. Essa rotina abrange também ações de inspeção, monitoramento, manutenção e reparo, com vistas a assegurar a disponibilidade operacional com segurança e em respeito à preservação ambiental, sob o aspecto exclusivo de contenção de pressão.

Com relação ao Programa de Gerenciamento de Integridade, ele tem como principal objetivo definir ações para o gerenciamento de riscos de uma forma estruturada, com a finalidade de manter a integridade e operacionalidade, durante todo o ciclo de vida dos ativos.

Desta maneira, analisando na Figura 2 a evolução histórica de produção de petróleo no Brasil, o Sistema de Gestão de Integridade na área Submarina evoluiu principalmente a partir do ano 2000, tendo forte influência no sentido de gerir o Risco associado em operar os equipamentos em grandes profundidades. Além disso, essa evolução ocorreu em um contexto de aumento expressivo da produção em campos marítimos, e, consequente, aumento da quantidade dos ativos necessários para suportá-la. Nesse contexto, podemos destacar também um ambiente de maior regulação pelo órgão fiscalizador ANP, com sua fundação em 1998.

Figura 2. Fatores de influência na evolução do sistema de gestão integridade de sistemas submarinos na Petrobras.



Fonte: o autor, 2023.

5. CONCEITOS DA GESTÃO DE ATIVOS

A Gestão de Ativos é definida pelo item 3.3.1 da norma ISO 55000 como sendo "o conjunto de atividades coordenadas de uma organização com o objetivo de gerar valor a partir dos ativos". Em importantes referências bibliográficas na gestão de ativos, como Lafraia (2015), e nas publicações do PAS 55, Global Forum on Maintenance & Asset Management (GFMAN) e do Institute of Asset Management (IAM), menciona-se como gerar valor, a contínua e desafiante jornada na busca por se equilibrar os temas: desempenho, custos e riscos. A partir do contexto histórico de evolução da área submarina no Brasil, pode-se perceber um forte foco em gestão de riscos, havendo então oportunidades de se avaliar sob a ótica da Gestão de Ativos, as demais dimensões de maneira integrada à gestão de riscos.

A norma ISO 55000 estabelece os princípios e requisitos para uma gestão eficaz de ativos, fornecendo um *framework* internacionalmente reconhecido para garantir que os ativos sejam gerenciados de forma a maximizar o valor para a organização e para os seus *stakeholders*. A norma ISO 55000, juntamente com a ISO 55001 (que define os requisitos para um sistema de gestão de ativos) e a ISO 55002 (que fornece diretrizes para a aplicação da ISO 55001), compõe o conjunto de normas que abordam a gestão de ativos de forma abrangente.

Alguns dos princípios fundamentais da ISO 55000 incluem:

- valor: ativos existem para gerar valor à organização e às suas partes interessadas;
- alinhamento: a gestão de ativos deve traduzir os objetivos organizacionais em objetivos técnicos e financeiros;
- liderança e cultura: liderança e cultura são determinantes da realização de valor;
- garantia: a gestão de ativos deve garantir que os ativos cumprirão o objetivo requerido. A necessidade de garantia surge da necessidade de governar efetivamente uma organização. Garantia aplica-se aos ativos, a gestão de ativos e ao sistema de gestão de ativos.

A implementação da norma ISO 55000 pode trazer uma série de benefícios para as organizações, incluindo uma melhor utilização de ativos, redução de riscos, maior confiabilidade operacional, otimização de custos e aumento da satisfação dos *stakeholders*. Em resumo, a gestão de ativos de acordo com a norma ISO 55000 é uma abordagem que busca garantir que as organizações maximizem o valor de seus ativos e atinjam seus objetivos estratégicos de maneira eficiente e eficaz.

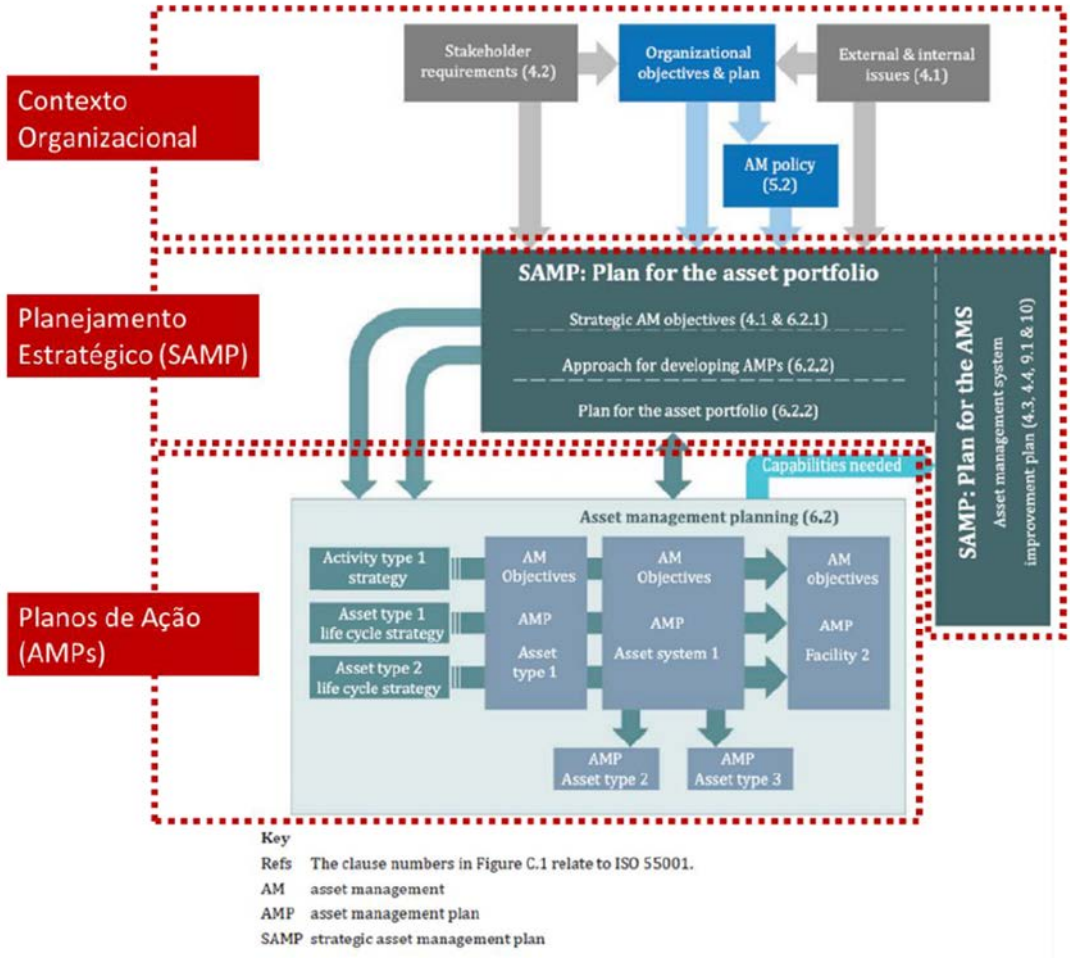
6. IMPLEMENTANDO A GESTÃO DE ATIVOS

Dentro do conjunto de normas ISO 55000, a ISO 55002 oferece um guia prático que facilita a implementação eficaz da Gestão de Ativos através de orientações valiosas sobre os requisitos estabelecidos na ISO 55001. Conforme ilustrado na Figura 3 extraída da ISO 55002, é possível observar um diagrama conceitual que descreve as três etapas cruciais na criação de um Planejamento Estratégico para o Gerenciamento de Ativos (SAMP):

- compreensão do contexto organizacional: nesta fase inicial, o foco recai na compreensão do ambiente em que a organização atua. Isso envolve analisar fatores internos e externos que impactam os ativos e a gestão de ativos da empresa;

- elaboração do planejamento estratégico: nesta etapa, concentra-se na formulação de um planejamento estratégico abrangente. Isso inclui tanto o planejamento para os ativos em si, bem como o planejamento para o sistema de gestão de ativos. É o momento de definir metas, prioridades e estratégias para otimizar o desempenho dos ativos;
- construção dos planos de ação: na etapa final, o foco se volta para a implementação das estratégias delineadas no SAMP. Isso envolve a criação de planos de ação específicos para transformar as metas e estratégias em ações práticas e mensuráveis.

Figura 3. Diagrama conceitual de um SAMP (Strategic Asset Management Plan).

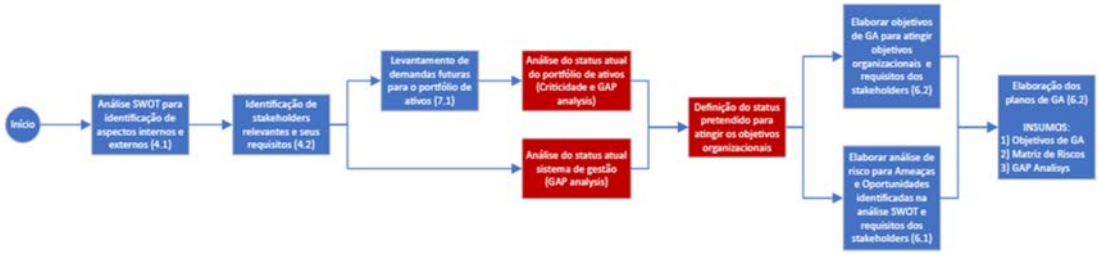


Fonte: adaptado da ISO 55002.

Na literatura, é encontrado uma vasta gama de documentação e referências valiosas que podem ser úteis na elaboração de um Plano Estratégico de Gestão de Ativos (SAMP). A própria ISSO 55002, como mencionado, oferece um guia prático para auxiliar na compreensão dos requisitos da ISO 55001. No entanto, transformar e sintetizar as informações disponíveis é sempre um desafio.

Como resultado do trabalho apresentado neste artigo, através de um estudo de caso, foi elaborado o modelo apresentado na Figura 4. Conforme mencionado, esse modelo foi concebido com o propósito de simplificar o processo de elaboração de um SAMP, fornecendo uma abordagem sequencial para a construção dos principais elementos.

Figura 4. Modelo para elaboração de um SAMP.



Fonte: o autor, 2023.

As etapas são descritas a seguir, incluindo aspectos identificados como relevantes durante a elaboração do estudo de caso:

- realização de uma análise SWOT ou análise de contexto similar, com o intuito de se identificar os aspectos internos e externos associados à organização (conforme estipulado no requisito 4.1da ISO 55001). Nesta etapa inicial, além do estudo de contexto em si, já é possível antecipar o envolvimento de *stakeholders* importantes para o processo e identificar algumas de suas expectativas;
- identificação dos *stakeholders* relevantes e seus requisitos (conforme estipulado no requisito 4.2 da ISO 55001). Aqui, uma análise mais abrangente deve ser realizada considerando todos os possíveis *stakeholders*, tentando-se buscar de maneira imparcial, entender suas expectativas e requisitos, lembrando que eles são grandes interessados e participam de maneira direta ou indireta na geração de valor pelos ativos;
- levantamento de demandas futuras para o portfólio de ativos (conforme estipulado no requisito 7.1 da ISO 55001). Não basta identificar apenas os ativos atualmente gerando valor para a organização, é necessário planejar os novos ativos previstos de serem incorporados, de modo que o sistema de gestão seja capaz de absorver suas necessidades da melhor maneira possível e de maneira planejada;
- análise do status atual do portfólio de ativos (criticidade + *gap analysis*) e do sistema de gestão (*gap analysis*). Além da avaliação da criticidade dos ativos em relação aos objetivos organizacionais e de seu estado de saúde, é essencial dar especial atenção à avaliação do estado atual do sistema de gestão. Nesse sentido, a utilização da avaliação de maturidade em gestão de ativos se revelou uma ferramenta poderosa para orientar as prioridades no planejamento estratégico, e, também pavimentar uma jornada de aumento de maturidade do sistema de gestão;
- definição de uma visão do status desejado dos ativos e do sistema de gestão para se atingir os objetivos organizacionais. Essa etapa constitui uma síntese dos resultados anteriores, concentrando-se principalmente nos objetivos da organização, e, também levando em consideração os requisitos das partes interessadas;
- elaboração dos objetivos de gestão de ativos visando alcançar os objetivos organizacionais e atender às expectativas dos *stakeholders* (conforme estipulado no requisito 6.2 da ISO 55001). Esta etapa é de suma importância para a definição operacional das metas que se espera alcançar através da concretização do planejamento estratégico em planos de ação nas diversas áreas da organização;

- elaboração de análise de risco para ameaças e oportunidades identificadas na análise SWOT e requisitos dos *stakeholders* (conforme estipulado no requisito 6.1 da ISO 55001). Essa etapa visa explorar oportunidades com o potencial de impulsionar o planejamento estratégico, ao mesmo tempo em que procura prevenir possíveis desafios decorrentes das ameaças identificadas;
- elaboração de planos de ação para Gestão de Ativos com foco nas necessidades identificadas nos insumos para elaboração dos planos de ação, e, abrangendo todos os níveis necessários da organização (conforme estipulado no requisito 6.2 da ISO 55001). Embora os detalhes do processo de elaboração dos planos não tenham sido abordados neste estudo de caso, é importante destacar que esta etapa foi incluída no modelo com o objetivo de ressaltar sua relevância como parte integral do encerramento do planejamento estratégico. Os insumos essenciais para esta etapa incluem os objetivos de gestão de ativos, a matriz de riscos e o resultado da análise de maturidade em gestão de ativos (*GAP analysis*).

Por fim, cabe enfatizar como destaque do modelo proposto, a incorporação do questionário de maturidade em Gestão de Ativos. O propósito fundamental de um Plano de Gerenciamento de Ativos (SAMP) é estabelecer de maneira clara um percurso viável para alcançar os objetivos da organização, delineando como esse processo deve ser efetuado.

No estudo de caso realizado foi possível observar que a formulação de um SAMP e sua revisão regular durante os ciclos de planejamento, conforme indicado pelo requisito 9 da ISO 55001, instaura um processo intrínseco de aprimoramento contínuo da maturidade do sistema de gestão. Com essa perspectiva, destacou-se em vermelho no modelo da Figura 4, a recomendação de inclusão da utilização do questionário de maturidade em Gestão de Ativos do IAM, tornando-se assim uma ferramenta crucial para fazer parte do processo de elaboração do SAMP, sendo responsável por avaliar o estágio presente e guiar o alcance dos objetivos organizacionais priorizando questões mais importantes para aquele momento, estimulando assim, o progresso natural de evolução da maturidade em Gestão de Ativos.

7. CONCLUSÕES

A Gestão de Integridade da área Submarina evoluiu principalmente nos últimos 20 anos, em torno de um cenário com foco na gestão de riscos, tanto pela influência das atividades de regulação da indústria de Petróleo no Brasil, como também pelo aumento das operações offshore nesse período e a própria natureza dos serviços submarinos. A indústria global nesse mesmo período, também direcionou seus esforços para a gestão de riscos, com a publicação de diversas normas relacionadas, incluindo a série ISO 55000.

Coube ao trabalho, realizar um estudo de caso voltado para a Gestão de Integridade da área Submarina na Petrobras, com o objetivo de desenvolver um modelo para elaboração de um SAMP, documento base para o planejamento estratégico na Gestão de Ativos. As principais etapas na elaboração do SAMP foram cobertas, e, a partir do aprendizado nesse exercício, foi proposto um modelo prático.

Através da elaboração deste modelo de SAMP, buscou-se então expandir a visão de risco, já enfatizada pela Gestão de Integridade, equilibrando o foco com as dimensões de desempenho e custo, tão importantes quanto para a sustentabilidade dos negócios empresariais.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG.e 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

BASSON, Marius. (2019). RCM3: Risk-Based Reliability Centered Maintenance. Industrial Press.

DET NORSKE VERITAS. (2021). DNV-RP-0002 Integrity management of subsea production systems. DNV.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. (2009). ISO 31000 Risk management — Principles and guidelines. ISO.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. (2014). ISO 55000 Asset management — Overview, principles and terminology. ISO.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. (2014). ISO 55001 Asset management — Management systems — Requirements. ISO.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. (2014). ISO 55002 Asset management — Management systems — Guidelines for the application of ISO 55001. ISO.

LAFRAIA, João R., & HARDWICK, John. (2015). Vivendo a Gestão de Ativos. Qualitymark Editora.

PUDNEY, Steven. (2010). Asset Renewal Decision Modelling with Application to the Water Utility Industry. Queensland University of Technology.

THE INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT. (2018). PAS 55 Asset Management – Part 1 & 2. BSI.

THE INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT. (2014). The Self-Assessment Methodology - SAM Guidance. IAM.

THE INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT. (2015). Asset Management - An Anatomy. IAM.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Uso de ROV para corte de revestimento de poço abandonado em LDA rasa

Use of ROV to cut abandoned well casing in shallow water

Pedro Paulo Bezerra da Cunha Castro
Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: ppcastro@petrobras.com.br

André Luiz Bevilaqua Santana
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: isabele.moura@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Poço abandonado.
Diverless.
Revestimento de poço.
Intervenções submarinas.

Keywords:
Abandoned well.
Diverless.
Well casing.
Subsea interventions.

RESUMO

Este trabalho visa a apresentar o serviço pioneiro de realizar totalmente por ROV o corte de revestimento externo de poço abandonado em LDA rasa, na região do Rio Grande do Norte. Para poços em LDA com menos de 100 metros, após o abandono permanente, é necessário realizar o corte do trecho do revestimento que fica exposto no leito marinho, de forma a evitar possíveis riscos a outros usos do mar. Historicamente, no Nordeste brasileiro, esse serviço era realizado por mergulhadores, o que os levava à considerável exposição ao risco. Buscando evitar essa exposição, foi viabilizada a realização da operação utilizando apenas ROV, por meio de ferramentas e acessórios adaptados para manuseio pelo veículo. As principais etapas do serviço foram o *survey* inicial, dragagem, montagem da ferramenta, corte do revestimento, e recolhimento do trecho cortado. Foi utilizada ferramenta de corte (*cutting tool*) de fio diamantado, acionada hidraulicamente pelo veículo, a qual conseguiu realizar o corte dos revestimentos de 30 polegadas de dois poços em LDA de aproximadamente 45 metros. Essa operação proporcionou ganhos em diversas áreas, com destaque na eliminação no risco ocupacional de mergulhadores, e economia de mais de 90% do custo quando comparado à alternativa de realizar o corte com sonda de intervenção. Essa operação também se configura como um *benchmark* para as atividades de descomissionamento em águas rasas no Brasil e no mundo.

ABSTRACT

This work aims to present the pioneering service of cutting the external casing of an abandoned well in a shallow waters, in the Rio Grande do Norte region, entirely by ROV. For wells in water depth of less than 100 meters, after permanent abandonment, it is necessary to cut the section of casing that is exposed on the seabed, in order to avoid possible risks to other sea activities. Historically, in the Northeast region of Brazil, this service was performed by divers, which led to considerable exposure to risk. Seeking to avoid this exposure, it was possible to carry out the operation using only ROV, using tools and accessories adapted for handling by the vehicle. The main stages of the service were the initial survey, dredging, tool assembly, cutting of the coating, and collection of the cut section. A diamond wire cutting tool, hydraulically driven by the vehicle, was used which was able to cut the 30-inch casings of two wells in water depth of approximately 45 meters. This operation provided gains in several areas, with emphasis on the elimination of occupational risk for divers, and savings of more than 90% of the cost when compared to the alternative of performing the cut with an intervention drilling rig. This operation also serves as a benchmark for decommissioning activities in shallow waters in Brazil and around the world.

Recebido:
14 de novembro de 2024
Aceito para publicação:
22 de novembro de 2024
Publicado:
23 de dezembro de 2024
https://doi.org/10.70369/36s2vk34

CC BY

1. INTRODUCÃO

O artigo apresentará a operação de corte do revestimento 30 polegadas de dois poços abandonados permanentemente, realizado inteiramente por veículo operado remotamente (ROV).

Os poços estão situados a cerca de 33 quilômetros do litoral do Rio Grande do Norte, e distantes 1,5 quilômetros entre si, situados em uma lâmina d'água (LDA) a aproximadamente 45 metros. Eles passaram por abandono definitivo entre 2003 e 2004, e restou acima do leito apenas um trecho do revestimento de 30 polegadas do poço, também chamado pino ALT, acrônimo para *Automatic Large Thread*, o qual é um tipo de conexão de engate rápido presente no topo do revestimento mais raso, e servia para conectá-lo aos equipamentos de cabeça do poço.

Por solicitação do órgão regulador, foi necessário realizar o corte desse revestimento, operação conhecida como arrasamento do poço.

2. OBJETIVO

Apresentar a operação de corte do revestimento 30 polegadas de dois poços abandonados permanentemente, realizado inteiramente por veículo operado remotamente (ROV).

3. SELEÇÃO DA ALTERNATIVA PARA CORTE

As alternativas tradicionais para execução do corte seriam a utilização de mergulho raso, ou utilização de sonda de perfuração. A opção de mergulho apresenta exposição do mergulhador ao risco devido à própria natureza da atividade, e inclusive esse risco é aumentado devido à LDA do serviço (45 metros) ser próxima ao limite normativo para mergulho raso (50 metros). Além disso, essa opção apresenta baixa eficiência, uma vez que o tempo de fundo do mergulhador é reduzido, também devido à LDA. Para um mergulho com descompressão em LDA de 45m, o mergulhador teria em torno de 30 minutos de fundo úteis por dia para executar o serviço. Já a opção do uso de sonda evitaria o risco ocupacional ao mergulhador, porém, traria custo significativamente maior. A fim de se conseguir tanto a redução da exposição humana ao risco, quanto uma redução no custo da operação, foi proposto e viabilizado o uso de ROV para execução de todo o escopo.

4. ETAPAS DA OPERAÇÃO

As principais etapas da operação foram a inspeção inicial, dragagem do leito no entorno do revestimento, montagem dos acessórios necessários, corte do revestimento, e recolhimento do trecho cortado.

4.1. Inspeção inicial

Consistiu em inspeção visual do pino e área adjacente, a fim de identificar possíveis interferências para o andamento da operação, por exemplo, sucatas a serem removidas, bem como confirmar a integridade da capa de corrosão presente no topo do revestimento, pois essa deverá ser removida para o serviço.

Outro ponto a ser verificado previamente é a medição da altura do revestimento a partir do leito, a fim de ratificar o comprimento e, consequentemente, o peso do trecho cortado que será posteriormente içado para o convés da embarcação.

A Figura 1 apresenta uma visão inicial do revestimento antes da intervenção.

Figura 1. Visão geral da área do revestimento antes da intervenção



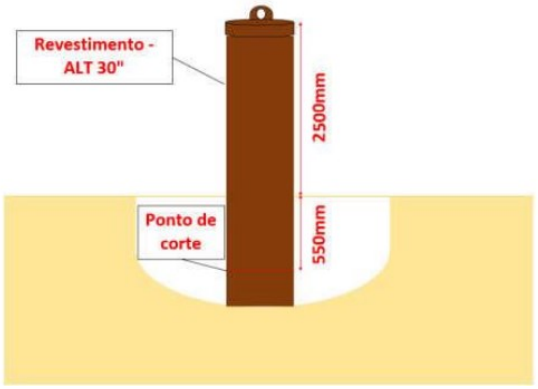
Fonte: Imagem capturada do registro em vídeo do serviço.

4.2. Dragagem

O corte precisava ser feito em uma altura de 550mm abaixo do leito marinho, por solicitação do órgão regulador. A dragagem foi realizada com uma profundidade maior que o ponto do corte, para permitir o acoplamento da ferramenta de corte com alguma folga do fundo da vala (aproximadamente 200mm). Para a remoção de substratos mais resistentes, por exemplo, resíduos da cimentação do poço, foram utilizadas ferramentas de hidrojato de alta pressão.

Nessa etapa, também foi avaliada a necessidade de realizar limpeza das incrustações nos pontos previstos de serem instaladas cintas e a ferramenta de corte, a fim de evitar possíveis interferências. A Figura 2 apresenta um esquemático simplificado da dragagem realizada. A Figura 3 mostra uma panorâmica do entorno do revestimento após a dragagem.

Figura 2. Esquemático da dragagem

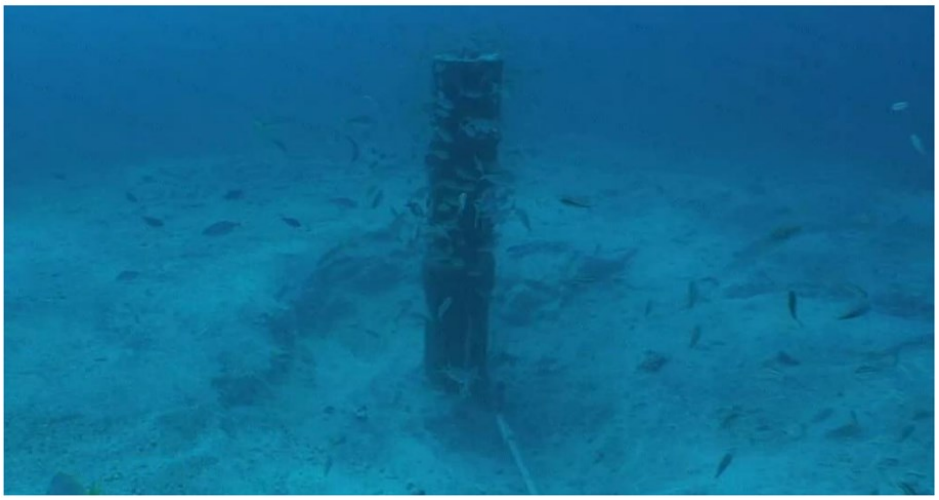


Fonte: Procedimento operacional.

4.3. Montagem de acessórios

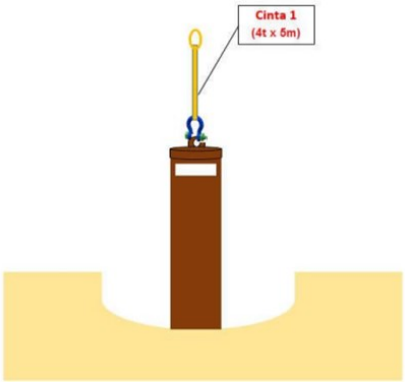
Concluída a dragagem, seguiu-se para retirar a capa de corrosão, a fim de medir a altura interna do revestimento e confirmar que não existiam internos do poço (capa de abandono) na altura pretendida de corte. A Figura 4 ilustra um esquemático de como é montado o cabo do guincho da embarcação no olhal da capa para removê-la, enquanto a Figura 5 mostra o cabo montado no local do serviço.

Figura 3. Panorâmica do revestimento após dragagem



Fonte: Imagem capturada do registro em vídeo do serviço.

Figura 4. Panorâmica do revestimento após dragagem



Fonte: Procedimento operacional.

Figura 5. Cabo do guincho conectado ao olhal da capa de corrosão



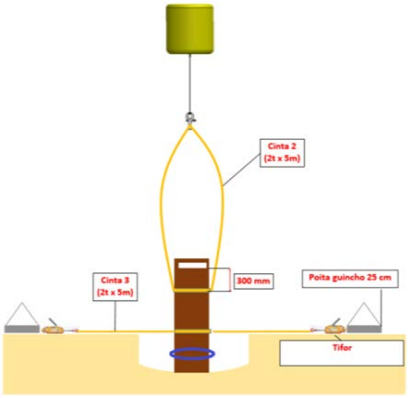
Fonte: Relatório do serviço.

Em seguida, foram instaladas cintas no topo do revestimento conectadas a um flutuador, a fim de estabilizá-lo durante e após o corte, evitando assim o tombamento sem controle do trecho cortado. Também foram instaladas duas cintas conectando o revestimento a duas poitas-guincho lançadas cada uma de um lado do pino em posições opostas, com a ferramenta ficando perpendicular às cintas.

As cintas conectadas às poitas-guincho devem permanecer levemente tensionadas, para evitar o tombamento do trecho cortado sobre a ferramenta de corte.

As Figuras 6 e 7 ilustram, respectivamente, o esquema de montagem das cintas, flutuador, poitas-guincho e posição da ferramenta de corte (círculo azul), e uma panorâmica de uma poita-guincho e cinta montadas no revestimento.

Figura 6. Esquemático da montagem dos acessórios e posição de corte (círculo azul)



Fonte: Procedimento operacional.

Figura 7. Panorâmica de poita guincho e cinta conectadas ao revestimento



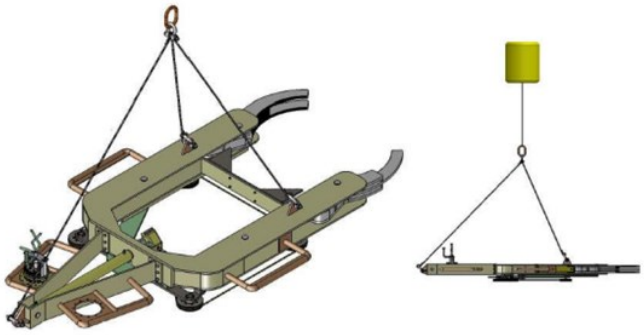
Fonte: Imagem capturada do registro em vídeo do serviço.

4.4. Corte

A ferramenta de corte consiste em duas partes principais: uma com dispositivo de fixação ao elemento a ser cortado, e outra contendo fita diamantada e que se move em relação à outra parte, em um movimento de avanço que ocasiona o corte. Ela desce ao local de trabalho com flutuador para neutralizar o peso submerso, e assim facilitar ser posicionada no ponto de corte.

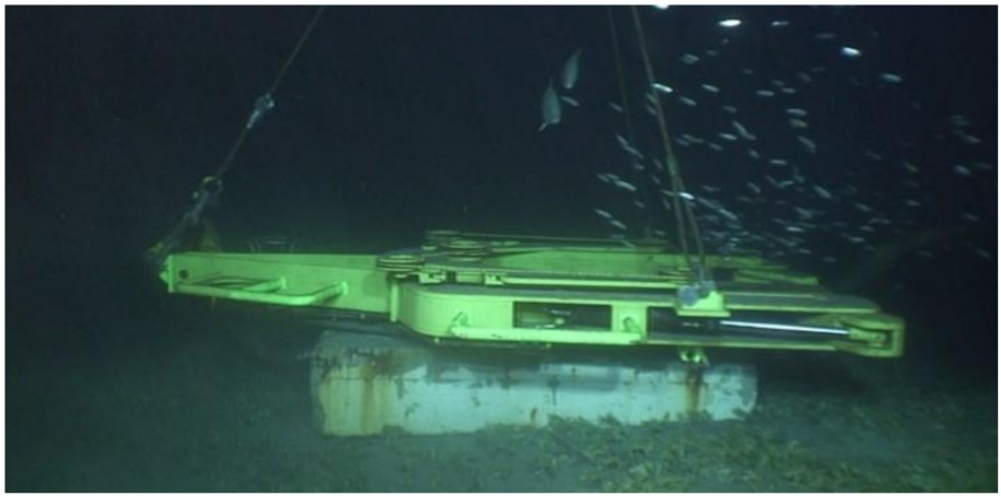
A Figura 8 ilustra a ferramenta utilizada e a forma de descida ao local do serviço. A Figura 9 mostra a ferramenta lançada no leito, pronta para ser posicionada. As Figuras 10 e 11 apresentam, respectivamente, o corte em andamento e finalizado.

Figura 8. Desenho ilustrativo da ferramenta de corte



Fonte: Procedimento operacional.

Figura 9. Ferramenta de corte lançada



Fonte: Imagem capturada do registro em vídeo do serviço.

Figura 10. Corte em andamento



Fonte: Imagem capturada do registro em vídeo do serviço.

Figura 10. Corte realizado



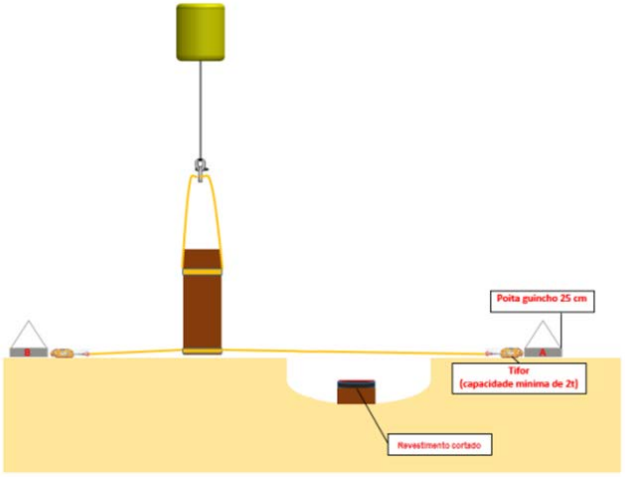
Fonte: Imagem capturada do registro em vídeo do serviço.

4.5. Recolhimento do revestimento cortado

Após o corte, o trecho cortado deve ser movimentado para uma área livre além do perímetro dragado, a fim de ser recolhido. A movimentação se dá pelo alívio do tensionamento de uma das cintas laterais, o que permite a movimentação para o lado oposto, mediante puxada gradativa por aquele lado. Quando o trecho cortado estiver na área livre, pode ser tombado de maneira controlada mediante remoção gradativa dos flutuadores que o estavam sustentando. Por fim, o trecho pode ser recolhido ao convés da embarcação por meio de guindaste/guincho, bem como os acessórios e ferramentas utilizados.

As Figuras 12, 13 e 14 ilustram, respectivamente, o esquemático da movimentação do revestimento cortado para uma lateral livre, o revestimento sendo tombado em área livre, e uma panorâmica final do revestimento após o arrasamento.

Figura 12. Movimentação do trecho cortado para área livre



Fonte: Procedimento operacional.

Figura 13. Revestimento sendo tombado



Fonte: Procedimento operacional.

Figura 14. Panorâmica do revestimento arrasado



Fonte: Procedimento operacional.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A duração total dos dois cortes foi de menos de 20 dias e custou aproximadamente R$ 8,8 milhões (US$ 1,6 milhão), considerando o valor da diária da embarcação. A opção de corte por sonda, considerando o tempo da intervenção e o valor médio de diárias, foi estimado em aproximadamente R$ 45 milhões (US$9 milhões). Além disso, o uso de sonda causaria impacto ambiental significativamente maior que o corte com ROV, devido à maior emissão de carbono e ao arraste das pernas para movimentação. Por outro lado, o corte utilizando mergulhadores poderia apresentar menor custo financeiro de execução que as outras duas alternativas, porém, com maior exposição humana ao risco.

Portanto, o corte do revestimento, realizado totalmente por ROV, apresentou ganhos de segurança e financeiros significativos, sendo um *benchmark* para as atividades de descomissionamento em águas rasas, no Brasil e no mundo.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG, em 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

PETROBRAS. **Memorial descritivo MD-3497.01-1210-904-OCE-001:** corte de revestimentos de poços 3-RNS-149. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: https://portalsap.petrobras.com.br/irj/servlet/prt/portal/prtroot/pcd!3aportal_content!2fevery_user!2fgeneral!2fdefaultFLPFrameworkContent!2fcom.sap.portal.standalonecontentarea?NavigationTarget=navurl%3A%2F%2F1d8bca2f7ad48137c29a55a447584ffb&ExecuteLocally=true&PrevNavTarget=navurl%3A%2F%2F20f5ca6bb42d422f75764ed6776c3c3a&NavMode=1&CurrentWindowId=WID1711651468710&fromFFP=true&isEPCM=true. Acesso em: 04 jun. 2024.

MARINE PRODUCTION SYSTEMS DO BRASIL. **Relatório de serviço CMslb23-121:** corte de revestimentos de poços 3-RNS-148. Rio de Janeiro, 2023. (Marine Production Systems do Brasil a serviço da Petrobras S/A). Disponível em: https://s3.console.aws.amazon.com/s3/object/manutencao-inspecao-submarina?region=sa-east-1&bucketType=general&prefix=recursos-embarcacoes/empresa-oceaneering/rsv-cbo-manoella/2023/QUINZENA15-11-07-AO-+24-07/OS006000536081-CMSLB23-121/RELATORIO/RL-CMSLB23-121.pdf. Acesso em: 04 jun. 2024.

MARINE PRODUCTION SYSTEMS DO BRASIL. **Relatório de serviço CMslb23-139:** corte de revestimentos de poços 3-RNS-148. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: https://s3.console.aws.amazon.com/s3/buckets/manutencao-inspecao-submarina?region=sa-east-1&bucketType=general&prefix=recursos-embarcacoes/empresa-oceaneering/rsv-cbo-manoella/2023/QUINZENA17-08-08-AO-21-08/OS006000536081-CMSLB23-139/RELATORIO/&showversions=false. Acesso em: 04 jun. 2024.

MARINE PRODUCTION SYSTEMS DO BRASIL. **Relatório de serviço CMslb23-143:** corte de revestimentos de poços 3-RNS-148. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: https://s3.console.aws.amazon.com/s3/buckets/manutencao-inspecao-submarina?region=sa-east-1&bucketType=general&prefix=recursos-embarcacoes/empresa-oceaneering/rsv-cbo-manoella/2023/QUINZENA18-22-08-AO-04-09/OS006000536081-CMSLB23-143/RELATORIO/&showversions=false. Acesso em: 04 jun. 2024.

MARINE PRODUCTION SYSTEMS DO BRASIL. **Relatório de serviço CMslb23-140:** corte de revestimento de poços 3-RNS-149. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: https://s3.console.aws.amazon.com/s3/buckets/manutencao-inspecao-submarina?region=sa-east-1&bucketType=general&prefix=recursos-embarcacoes/empresa-oceaneering/rsv-cbo-manoella/2023/QUINZENA17-08-08-AO-21-08/OS006000536093-CMSLB23-140/RELATORIO/&showversions=false. Acesso em: 04 jun. 2024.

MARINE PRODUCTION SYSTEMS DO BRASIL. **Relatório de serviço CMslb23-144**: corte de revestimentos de poços 3-RNS-149. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: https://s3.console.aws.amazon.com/s3/buckets/manutencao-inspecao-submarina?region=sa-east-1&bucketType=general&prefix=recursos-embarcacoes/empresa-oceaneering/rsv-cbo-manoella/2023/QUINZENA18-22-08-AO-04-09/OS006000536093-CMSLB23-144/RELATORIO/&showversions=false. Acesso em: 04 jun. 2024.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Antecipação da inspeção de SMS: desafios para minimização do tempo de mobilização de embarcações em projetos EPCI de sistemas submarinos

Anticipation of HSE inspection: challenges to minimize vessel mobilization time in EPCI projects for subsea systems

Matheus Alves de Oliveira Soares
Petrobras, Natal-Rio Grande do Norte, Brasil.
E-mail: matheus.soares@petrobras.com.br

Ailton Correa Sales
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: ailton.sales@petrobras.com.br

Bruno Gross Xavier
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: bruno.gross@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Segurança.
Embarcação.
EPCI.
Meio Ambiente.
Saúde.

Keywords:
Safety.
Vessel.
EPCI.
Environment.
Health.

Recebido:
25 de novembro de 2024
Aceito para publicação:
18 de dezembro de 2024
Publicado:
XX de abril de 2025
https://doi.org/10.70369/txspvm07

CC BY

RESUMO

Em projetos EPCI de sistemas submarinos, as embarcações que operam em águas jurisdicionais brasileiras precisam passar por vistorias de órgãos regulamentadores brasileiros. No entanto, muitas vezes essas embarcações chegam despreparadas e precisam se adaptar às exigências legais. Este trabalho apresenta os benefícios da realização antecipada de inspeções, abrangendo aspectos de segurança, meio ambiente, saúde, vigilância sanitária e aeródromo. A proposta é realizar as inspeções prévias ainda no exterior, utilizando listas de verificação com pelo menos um mês de antecedência da alocação das embarcações nos projetos. Isso reduz o risco de impactos negativos no cronograma e aumenta a segurança nas operações, permitindo tratar não conformidades previamente. O estudo foi desenvolvido de forma multidisciplinar, elaborando listas de verificação baseadas em normas regulamentadoras e resoluções técnicas. Foram realizadas coletadas de dados, entrevistas, análise de documentos e constatação de evidências em campo. Os principais resultados incluem a entrada mais rápida das embarcações no projeto, redução do risco de impactos no cronograma e maior atendimento aos requisitos legais e normativos. A antecipação das inspeções contribui para a eficiência operacional e econômica do setor, garantindo a conformidade, segurança e preservação do meio ambiente. Os autores esperam que os resultados e conhecimentos gerados sejam disseminados e aplicados como boas práticas na indústria de energia, trazendo avanços e agilidade nos projetos EPCI de engenharia submarina.

ABSTRACT

In EPCI projects for subsea systems, vessels operating in Brazilian jurisdictional waters need to undergo inspections by Brazilian regulatory bodies. However, these vessels often arrive unprepared and need to adapt to meet legal requirements. This paper presents the benefits of conducting early inspections, covering aspects of safety, environment, health, sanitary surveillance, and aerodrome. The proposal is to conduct pre-inspections overseas, using checklists at least one month before the vessels are allocated to the projects. This reduces the risk of negative impacts on the schedule and increases safety in operations, allowing for the early resolution of non-conformities. The study was developed in a multidisciplinary approach, creating checklists based on regulatory standards and technical resolutions. Data collection, interviews, document analysis, and field observations were conducted. The main results include faster entry of vessels into the project, reduced risk of schedule impacts, and better compliance with legal and regulatory requirements. The anticipation of inspections contributes to operational and economic efficiency in the sector, ensuring compliance, safety, and environmental preservation. The authors hope that the results and knowledge generated can be disseminated and applied as best practices in the energy industry, bringing advancements and agility to subsea engineering EPCI projects.

1. INTRODUCÃO

Nos projetos EPCI (*Engineering, Procurement, Construction and Installation*) de sistemas submarinos, as embarcações que atuam em águas jurisdicionais brasileiras (AJB) precisam passar por vistorias de órgãos regulamentadores brasileiros, como Marinha, IBAMA e ANVISA. Frequentemente, estas embarcações chegam do exterior sem estarem preparadas para as vistorias legais e necessitam de adaptação para atendimento as exigências mínimas requeridas.

Essas vistorias são realizadas por profissionais de SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde) e abrangem aspectos de segurança, meio ambiente, saúde, vigilância sanitária e aeródromo. O objetivo da lista de verificação é atender aos requisitos legais e normativos de órgãos externos, como Ministério do Trabalho e Emprego (MTE), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Agência Nacional de Vigilância Sanitária (ANVISA) e Marinha.

Além disso, as vistorias também visam atender aos requisitos internos da Petrobras, representados pelo setor de Segurança e Competência em Aviação (SCA), área responsável pelas auditorias internas de aeródromo e exigências contratuais de itens firmados entre a Petrobras e as empresas contratadas para execução dos projetos referente a infraestrutura mínima das embarcações. Com a antecipação das inspeções, espera-se reduzir o tempo de ociosidade das embarcações durante o processo de vistorias e maior agilidade na aprovação dos órgãos externos e internos.

Dessa forma, a antecipação das inspeções contribui para agilizar a mobilização e anuência (autorização concedida pelo IBAMA para permitir que uma embarcação realize atividades que possam ter impacto ambiental significativo) para o projeto, reduzindo os possíveis atrasos causados pela espera dessas aprovações. Isso resulta em maior eficiência e produtividade nos projetos EPCI da Petrobras, otimizando os prazos e recursos envolvidos.

2. OBJETIVO

Este artigo propõe a realização antecipada de inspeções de mobilização em embarcações contratadas para os projetos EPCI da área de sistemas submarinos da Petrobras. A ideia é realizar inspeções prévias, ainda no exterior, utilizando listas de verificação com pelo menos um mês de antecedência da alocação das embarcações nos projetos. O propósito dessa antecipação é diminuir o risco de impactos negativos no cronograma do projeto e aumentar a segurança nas operações. Identificar previamente os principais desafios e ofensores relacionados à mobilização de embarcações pode contribuir para agilizar a anuência das embarcações. Os riscos do projeto, se não forem bem identificados, gerenciados e, principalmente, diligenciados podem impactar diretamente nos custos, no prazo e na qualidade da implantação do empreendimento (PMI, 2017).

3. DESENVOLVIMENTO

O estudo de antecipação da vistoria nas embarcações para projetos EPCI da área de sistemas submarinos da Petrobras foi desenvolvido com base em uma abordagem multidisciplinar, levando em consideração diversos aspectos regulatórios e normativos.

Para elaborar as listas de verificação (LV) utilizadas no processo, foram considerados os requisitos das Normas Regulamentadoras do MTE, normas técnicas, decretos ambientais e resoluções da Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa). Essas LVs abrangem as exigências mínimas para aprovação nas vistorias e inspeções de mobilização, garantindo que as embarcações estejam em conformidade com as normas e regulamentos aplicáveis. O objetivo dessa lista de verificação é auxiliar os auditores a identificar deficiências de segurança de forma ordenada e sistemática, conforme destacado por Castrillón e Candia (2003).

Inicialmente, foi realizado um levantamento sobre como eram feitas as vistorias de mobilização de embarcações anteriormente ao estudo. Foi constatado que a prática comum era realizar a vistoria com pouca antecedência em relação à entrada das embarcações nos projetos e somente após sua chegada em águas jurisdicionais brasileiras (AJB). Essa abordagem apresentava riscos para o projeto, uma vez que a embarcação poderia chegar, e geralmente chegava, com um número elevado de não conformidades, o que impacta no prazo de início da campanha offshore e nas condições de segurança para a realização das operações. Diante dessa constatação, foi proposta a antecipação da vistoria em pelo menos um mês antes da entrada das embarcações no projeto, e sua realização ainda no exterior, antes da chegada em AJB, dando assim tempo suficiente para o tratamento de não conformidades antes das vistorias legais no Brasil.

Para justificar essa nova abordagem, foram considerados os marcos do projeto, análise e avaliação dos riscos envolvidos, histórico de problemas no atendimento dos requisitos legais e normativos dos órgãos regulamentadores, além da experiência do corpo técnico de profissionais e gestores na implantação de projetos submarinos da Petrobras.

Quanto às técnicas utilizadas para a análise dos itens da lista de verificação, foram realizadas coletas de dados, entrevistas com profissionais das embarcações, análise de documentos e registros, bem como constatação das evidências em campo. Essas informações são fundamentais para o levantamento de não conformidades e o posterior acompanhamento das pendências, garantindo o monitoramento contínuo até a regularização das não conformidades das embarcações.

Com a antecipação das vistorias, reduziu-se significativamente o número de não conformidades encontradas durante o processo de mobilização das embarcações. Isso resulta em uma maior agilidade na aprovação pelos órgãos reguladores, evitando atrasos e custos operacionais das embarcações, incluindo custos portuários e logísticos adicionais, garantindo que as operações do projeto possam ser iniciadas dentro dos prazos estabelecidos.

Além dos benefícios operacionais, a antecipação das vistorias também contribui para o cumprimento das obrigações legais e normativas, demonstrando o compromisso da Petrobras com a segurança, o meio ambiente e a saúde ocupacional em suas operações.

3.1. Aplicação

O estudo levou em consideração a aplicação de inspeções em sete embarcações de diferentes projetos durante os anos de 2022 e 2023, conforme detalhamento:

Quadro 1 – Lista das embarcações

Projeto	Embarcação	Inspeção antec.	Local da Inspeção
BUZIOS 5	FDS	SIM	Las Palmas/Espanha
MERO 1 e 2	NSA	SIM	Kristiansand/Noruega
MOP-BS	Bold Maverick	SIM	Zhongshan/China
MOP-BS	Puerto Real	NÃO	AJB
MERO 1 e 2	Deep Star	NÃO	AJB
MERO 1 e 2	Deep Blue	NÃO	AJB
BUZIOS 5	Geoholm	NÃO	AJB

Fonte: Elaborados pelos autores.

3.1.1. Apontamento dos resultados obtidos

Vistorias antecipadas.

3.1.1.1. SAIPEM FDS - Búzios 05

Figura 1. Embarcação FDS.



Fonte: SAIPEM, 2022.

Para essa embarcação foi realizada inspeção prévia em Las Palmas na Espanha, com aproximadamente 45 dias de antecedência da sua chegada ao Brasil. Nessa aplicação de LV prévia foram registradas 23 não conformidades de segurança e 36 não conformidades de meio ambiente, totalizando 59 desvios. Com esse período até a chegada ao Brasil, foi possível a adequação e tratamento da maioria das NC. No dia 07/02/2023 foi realizada inspeção pelo IBAMA na embarcação, já em AJB, onde não foram encontradas NC impeditivas e o barco teve relatório favorável emitido em 10/02/2023, apenas 3 dias após a inspeção, liberando a embarcação para atuação no projeto.

3.1.1.2. CLV Bold Maverick - MOP-BS

Figura 2. Embarcação Bold Maverick.



Fonte: ZMAXGROUP, 2023.

Foi realizada inspeção prévia na embarcação entre 25/05/2023 e 03/06/2023 em Zhoungshan e Changshu, na China. Foram observadas 36 não conformidades em itens de segurança, 33 não conformidades em itens de meio ambiente e 44 não conformidades em itens de risco sanitário, totalizando 113 desvios. Comparativamente, quando foi realizada a vistoria já em águas jurisdicionais brasileiras, em 09/08/2023, foram registrados apenas 8 itens não conformes, demostrando assim a evolução no tratamento dos desvios, possibilitando agilidade na mobilização da embarcação para o projeto. A embarcação, para este projeto, não passa pelo processo de anuência junto ao IBAMA, pois não há essa condicionante na licença de instalação.

3.1.1.3. North Sea Atlantic (NSA) - Mero 1 e 2

Figura 3. NSA – North Sea Atlantic.



Fonte: NORTHSEA, 2024.

A inspeção antecipada na embarcação NSA ocorreu no período de 25/10/2023 a 27/10/2023 em Kristiansand na Noruega. Durante a aplicação da LV antecipada foram registrados 20 itens não conformes de segurança. Em relação a condicionantes ambientais foram observados 19 não conformes e quanto aos itens de risco sanitário foram 3 não conformes, totalizando 42 itens não conformes na inspeção prévia. No dia 18/12/2023 ocorreu então a vistoria do IBAMA na embarcação, já em AJB, onde não foi registrada nenhuma não conformidade impeditiva e no mesmo dia se deu a liberação para atuar nas atividades operacionais de instalação do projeto.

3.1.2. Apontamento dos resultados obtidos

Sem inspeção prévia.

3.1.2.1. Puerto Real – MOP-BS

Figura 4. Embarcação Puerto Real.



Fonte: ZMAXGROUP, 2023.

Em contrapartida, a embarcação Puerto Real (localizada no México) não teve inspeção antecipada antes da sua chegada ao Brasil. Sendo assim, na vistora realizada já em AJB, e próxima da data de necessidade da embarcação no projeto, encontrou-se 12 não conformidades nos itens de segurança e 23 não conformidades em itens de meio ambiente, totalizando assim 35 itens não conformes. Lembrando que nesse estágio a embarcação já estava no Brasil, aguardando o atendimento aos itens regulatórios para poder obter liberação para atuação no projeto. Com isso, a estimativa de chegada da embarcação era em abril de 2023 e as operações foram iniciadas apenas em junho de 2023, acarretando quase 2 meses de atraso.

3.1.2.2. Geoholm – Búzios 5

Figura 5. Embarcação Geoholm.



Fonte: DOF, 2024.

A embarcação Geoholm também não teve inspeção antecipada antes da sua chegada para mobilização no projeto. A inspeção foi realizada em 17/02/2023 no porto do Rio de Janeiro, e foram registradas 16 não conformidades de segurança, e 9 não conformidades relacionadas a itens de meio ambiente.

3.1.2.3. Deep Star – Mero 1 e 2

Figura 6. Embarcação Deep Star.



Fonte: TECHNIPFMC, 2024.

A embarcação Deep Star, que chegou para mobilização no projeto, não passou por uma inspeção antecipada antes de sua chegada. Esse cenário ocorreu devido à situação excepcional de saúde pública mundial causada pela pandemia de COVID-19. Em janeiro de 2022, a vistoria necessária foi realizada de forma remota, garantindo assim a segurança dos envolvidos.

Apesar da anuência concedida em 19/01/2022, durante a inspeção remota, foram identificadas algumas solicitações, observações e recomendações que precisaram ser atendidas.

3.1.2.5. Deep Blue – Mero 1 e 2

Figura 7. Embarcação Deep Blue.



Fonte: TECHNIPFMC, 2024.

A embarcação Deep Blue, que chegou para mobilização no projeto, não passou por uma inspeção antecipada antes de sua chegada. Esse cenário ocorreu devido à situação excepcional de saúde pública mundial causada pela pandemia de COVID-19. Em fevereiro de 2022, a vistoria necessária foi realizada de forma remota, garantindo assim a segurança dos envolvidos.

Apesar da anuência concedida em 23/02/2022, durante a inspeção remota, foram identificadas pendencias que precisaram ser atendidas em prazo de 15 dias.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Até o momento, os principais resultados observados com a antecipação das inspeções foram os seguintes:

- agilidade na mobilização das embarcações no projeto: foram realizadas inspeções prévias em 3 embarcações, o que permitiu uma redução significativa no número de não conformidades e consequentemente no tempo de liberação e alocação das embarcações nos projetos;
- diminuição do risco de impactos negativos no cronograma do projeto: a antecipação das inspeções contribuiu para evitar atrasos e garantir a aderência ao cronograma estabelecido, resultando em menor impacto nos prazos e nos custos do projeto;
- aumento na segurança nas operações e maior atendimento aos requisitos legais e normativos:
    - a implementação das inspeções prévias contribuiu para garantir uma maior segurança nas operações, assegurando que as embarcações estejam em conformidade com os padrões de saúde, meio ambiente e segurança,

    - comparadas às embarcações que não passaram pelo processo de antecipação das inspeções de SMS, aquelas que foram inspecionadas previamente apresentaram um maior cumprimento dos requisitos legais e normativos impostos pelos órgãos regulamentadores.
- identificação dos principais desafios e ofensores relacionados à mobilização de embarcações: a antecipação das inspeções permitiu uma melhor compreensão dos pontos críticos e desafios enfrentados na mobilização das embarcações, possibilitando a implementação de ações corretivas para mitigar esses desafios antecipadamente, garantindo uma mobilização mais eficiente;
- identificação de oportunidades de melhorias: o processo de inspeção prévia revelou um potencial de otimização, possibilitando a integração com sistemas de gestão e a busca por novas tecnologias para agilizar e automatizar o processo, aumentando a eficiência e qualidade das inspeções.

Os resultados alcançados com a antecipação das inspeções têm impacto significativo no setor de projetos EPCI. A redução no tempo de entrada das embarcações nos projetos resulta em maior eficiência operacional e econômica para as empresas do setor, permitindo o início mais rápido dos empreendimentos e maior produtividade. Apesar dos custos adicionais relacionados com viagens e a logística das inspeções no exterior, entende-se que esses benefícios alcançados justifiquem o investimento.

Além disso, o atendimento aos requisitos legais e normativos é essencial para garantir a conformidade e sustentabilidade dos projetos. A aplicação antecipada das listas de verificação contribui para a mitigação de riscos e a prevenção de problemas futuros, promovendo a segurança, a preservação do meio ambiente e a saúde dos trabalhadores envolvidos.

Os resultados e conhecimentos gerados por esse estudo têm o potencial de serem disseminados e aplicados como boas práticas na indústria de energia. Espera-se que essas melhorias tragam avanços e agilidade na mobilização de projetos EPCI de engenharia submarina, resultando em benefícios para a indústria de óleo e gás como um todo.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer ao gerente de SMS da área de Implantação de Projetos de Sistemas Submarinos – Desenvolvimento da Produção da Petrobras, Waldir Porto, pela provocação em desenvolver este trabalho e pelo incentivo e direcionamento durante sua elaboração, e aos colegas, profissionais de SMS, que realizam essas inspeções tão importantes para o desempenho e segurança dos nossos projetos.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG em 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Portos e Costas. **Normas da autoridade marítima para homologação de helideques instalados em embarcações e em plataformas marítimas**: NORMAM-27/DPC. 2. rev. 4 mod. Rio de Janeiro: 2021. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/dpc/file/16686. Acesso em: 05 março 2024.

BRASIL. **Portaria MTe no 3.214**, de 8 de junho de 1978. Aprova as Normas Regulamentadoras – NR – do Capítulo V, Título II, da Consolidação das Leis do Trabalho, relativas à Segurança e Medicina do Trabalho. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1978. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/del5452.htm. Acesso em: 05 março 2024.

CASTRILLÓN, Antonio Dourthé; CANDIA, Jaime Salamanca. Guía para realizar una auditoria de seguridad vial. Santiago: CONASET, 2003. Disponível em: conaset.cl/wp-content/uploads/2016/01/Guia-Auditoria-de-Seguridad.pdf. Acesso em: 05 março 2024.

BRASIL. Ministério da Saúde. Agência Nacional de Vigilância Sanitária. **Resolução RDC no 216** de 15 de setembro de 2004. Dispõe sobre Regulamento Técnico de Boas Práticas para Serviço de Alimentação. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2004. Disponível em: https://bvsms.saude.gov.br/bvs/saudelegis/anvisa/2004/res0216_15_09_2004.html. Acesso em: 05 março 2024.

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. **A guide to the project management body of knowledge (PMBOK guide)**. 4.ed. Newtown Square: Project Management Institute, c2008. Disponível em: http://lms.aambc.edu.et:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/160/PROJECT%20MANAGEMENT%20BODY%20OF%20KNOWLEDGE%20(PMBOK%20GUIDE)%20(%20PDFDrive.com%20).pdf?sequence=1. Acesso em: 05 março 2024.

Revista Técnica da Universidade Petrobras

Antecipação da inspeção de SMS: desafios para minimização do tempo de mobilização de embarcações em projetos EPCI de sistemas submarinos

Anticipation of HSE inspection: challenges to minimize vessel mobilization time in EPCI projects for subsea systems

Matheus Alves de Oliveira Soares
Petrobras, Natal-Rio Grande do Norte, Brasil.
E-mail: matheus.soares@petrobras.com.br

Ailton Correa Sales
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: ailton.sales@petrobras.com.br

Bruno Gross Xavier
Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: bruno.gross@petrobras.com.br

Palavras-chave:
Segurança.
Embarcação.
EPCI.
Meio Ambiente.
Saúde.

Keywords:
Safety.
Vessel.
EPCI.
Environment.
Health.

Recebido:
25 de novembro de 2024
Aceito para publicação:
18 de dezembro de 2024
Publicado:
15 de julho de 2025
https://doi.org/10.70369/txspvm07

CC BY

RESUMO

Em projetos EPCI de sistemas submarinos, as embarcações que operam em águas jurisdicionais brasileiras precisam passar por vistorias de órgãos regulamentadores brasileiros. No entanto, muitas vezes essas embarcações chegam despreparadas e precisam se adaptar às exigências legais. Este trabalho apresenta os benefícios da realização antecipada de inspeções, abrangendo aspectos de segurança, meio ambiente, saúde, vigilância sanitária e aeródromo. A proposta é realizar as inspeções prévias ainda no exterior, utilizando listas de verificação com pelo menos um mês de antecedência da alocação das embarcações nos projetos. Isso reduz o risco de impactos negativos no cronograma e aumenta a segurança nas operações, permitindo tratar não conformidades previamente. O estudo foi desenvolvido de forma multidisciplinar, elaborando listas de verificação baseadas em normas regulamentadoras e resoluções técnicas. Foram realizadas coletadas de dados, entrevistas, análise de documentos e constatação de evidências em campo. Os principais resultados incluem a entrada mais rápida das embarcações no projeto, redução do risco de impactos no cronograma e maior atendimento aos requisitos legais e normativos. A antecipação das inspeções contribui para a eficiência operacional e econômica do setor, garantindo a conformidade, segurança e preservação do meio ambiente. Os autores esperam que os resultados e conhecimentos gerados sejam disseminados e aplicados como boas práticas na indústria de energia, trazendo avanços e agilidade nos projetos EPCI de engenharia submarina.

ABSTRACT

In EPCI projects for subsea systems, vessels operating in Brazilian jurisdictional waters need to undergo inspections by Brazilian regulatory bodies. However, these vessels often arrive unprepared and need to adapt to meet legal requirements. This paper presents the benefits of conducting early inspections, covering aspects of safety, environment, health, sanitary surveillance, and aerodrome. The proposal is to conduct pre-inspections overseas, using checklists at least one month before the vessels are allocated to the projects. This reduces the risk of negative impacts on the schedule and increases safety in operations, allowing for the early resolution of non-conformities. The study was developed in a multidisciplinary approach, creating checklists based on regulatory standards and technical resolutions. Data collection, interviews, document analysis, and field observations were conducted. The main results include faster entry of vessels into the project, reduced risk of schedule impacts, and better compliance with legal and regulatory requirements. The anticipation of inspections contributes to operational and economic efficiency in the sector, ensuring compliance, safety, and environmental preservation. The authors hope that the results and knowledge generated can be disseminated and applied as best practices in the energy industry, bringing advancements and agility to subsea engineering EPCI projects.

1. INTRODUCÃO

Nos projetos EPCI (*Engineering, Procurement, Construction and Installation*) de sistemas submarinos, as embarcações que atuam em águas jurisdicionais brasileiras (AJB) precisam passar por vistorias de órgãos regulamentadores brasileiros, como Marinha, IBAMA e ANVISA. Frequentemente, estas embarcações chegam do exterior sem estarem preparadas para as vistorias legais e necessitam de adaptação para atendimento as exigências mínimas requeridas.

Essas vistorias são realizadas por profissionais de SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde) e abrangem aspectos de segurança, meio ambiente, saúde, vigilância sanitária e aeródromo. O objetivo da lista de verificação é atender aos requisitos legais e normativos de órgãos externos, como Ministério do Trabalho e Emprego (MTE), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Agência Nacional de Vigilância Sanitária (ANVISA) e Marinha.

Além disso, as vistorias também visam atender aos requisitos internos da Petrobras, representados pelo setor de Segurança e Competência em Aviação (SCA), área responsável pelas auditorias internas de aeródromo e exigências contratuais de itens firmados entre a Petrobras e as empresas contratadas para execução dos projetos referente a infraestrutura mínima das embarcações. Com a antecipação das inspeções, espera-se reduzir o tempo de ociosidade das embarcações durante o processo de vistorias e maior agilidade na aprovação dos órgãos externos e internos.

Dessa forma, a antecipação das inspeções contribui para agilizar a mobilização e anuência (autorização concedida pelo IBAMA para permitir que uma embarcação realize atividades que possam ter impacto ambiental significativo) para o projeto, reduzindo os possíveis atrasos causados pela espera dessas aprovações. Isso resulta em maior eficiência e produtividade nos projetos EPCI da Petrobras, otimizando os prazos e recursos envolvidos.

2. OBJETIVO

Este artigo propõe a realização antecipada de inspeções de mobilização em embarcações contratadas para os projetos EPCI da área de sistemas submarinos da Petrobras. A ideia é realizar inspeções prévias, ainda no exterior, utilizando listas de verificação com pelo menos um mês de antecedência da alocação das embarcações nos projetos. O propósito dessa antecipação é diminuir o risco de impactos negativos no cronograma do projeto e aumentar a segurança nas operações. Identificar previamente os principais desafios e ofensores relacionados à mobilização de embarcações pode contribuir para agilizar a anuência das embarcações. Os riscos do projeto, se não forem bem identificados, gerenciados e, principalmente, diligenciados podem impactar diretamente nos custos, no prazo e na qualidade da implantação do empreendimento (PMI, 2017).

3. DESENVOLVIMENTO

O estudo de antecipação da vistoria nas embarcações para projetos EPCI da área de sistemas submarinos da Petrobras foi desenvolvido com base em uma abordagem multidisciplinar, levando em consideração diversos aspectos regulatórios e normativos.

Para elaborar as listas de verificação (LV) utilizadas no processo, foram considerados os requisitos das Normas Regulamentadoras do MTE, normas técnicas, decretos ambientais e resoluções da Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa). Essas LVs abrangem as exigências mínimas para aprovação nas vistorias e inspeções de mobilização, garantindo que as embarcações estejam em conformidade com as normas e regulamentos aplicáveis. O objetivo dessa lista de verificação é auxiliar os auditores a identificar deficiências de segurança de forma ordenada e sistemática, conforme destacado por Castrillón e Candia (2003).

Inicialmente, foi realizado um levantamento sobre como eram feitas as vistorias de mobilização de embarcações anteriormente ao estudo. Foi constatado que a prática comum era realizar a vistoria com pouca antecedência em relação à entrada das embarcações nos projetos e somente após sua chegada em águas jurisdicionais brasileiras (AJB). Essa abordagem apresentava riscos para o projeto, uma vez que a embarcação poderia chegar, e geralmente chegava, com um número elevado de não conformidades, o que impacta no prazo de início da campanha offshore e nas condições de segurança para a realização das operações. Diante dessa constatação, foi proposta a antecipação da vistoria em pelo menos um mês antes da entrada das embarcações no projeto, e sua realização ainda no exterior, antes da chegada em AJB, dando assim tempo suficiente para o tratamento de não conformidades antes das vistorias legais no Brasil.

Para justificar essa nova abordagem, foram considerados os marcos do projeto, análise e avaliação dos riscos envolvidos, histórico de problemas no atendimento dos requisitos legais e normativos dos órgãos regulamentadores, além da experiência do corpo técnico de profissionais e gestores na implantação de projetos submarinos da Petrobras.

Quanto às técnicas utilizadas para a análise dos itens da lista de verificação, foram realizadas coletas de dados, entrevistas com profissionais das embarcações, análise de documentos e registros, bem como constatação das evidências em campo. Essas informações são fundamentais para o levantamento de não conformidades e o posterior acompanhamento das pendências, garantindo o monitoramento contínuo até a regularização das não conformidades das embarcações.

Com a antecipação das vistorias, reduziu-se significativamente o número de não conformidades encontradas durante o processo de mobilização das embarcações. Isso resulta em uma maior agilidade na aprovação pelos órgãos reguladores, evitando atrasos e custos operacionais das embarcações, incluindo custos portuários e logísticos adicionais, garantindo que as operações do projeto possam ser iniciadas dentro dos prazos estabelecidos.

Além dos benefícios operacionais, a antecipação das vistorias também contribui para o cumprimento das obrigações legais e normativas, demonstrando o compromisso da Petrobras com a segurança, o meio ambiente e a saúde ocupacional em suas operações.

3.1. Aplicação

O estudo levou em consideração a aplicação de inspeções em sete embarcações de diferentes projetos durante os anos de 2022 e 2023, conforme detalhamento:

Quadro 1 – Lista das embarcações

Projeto	Embarcação	Inspeção antec.	Local da Inspeção
BUZIOS 5	FDS	SIM	Las Palmas/Espanha
MERO 1 e 2	NSA	SIM	Kristiansand/Noruega
MOP-BS	Bold Maverick	SIM	Zhongshan/China
MOP-BS	Puerto Real	NÃO	AJB
MERO 1 e 2	Deep Star	NÃO	AJB
MERO 1 e 2	Deep Blue	NÃO	AJB
BUZIOS 5	Geoholm	NÃO	AJB

Fonte: Elaborados pelos autores.

3.1.1. Apontamento dos resultados obtidos

Vistorias antecipadas.

3.1.1.1. SAIPEM FDS - Búzios 05

Figura 1. Embarcação FDS.



Fonte: SAIPEM, 2022.

Para essa embarcação foi realizada inspeção prévia em Las Palmas na Espanha, com aproximadamente 45 dias de antecedência da sua chegada ao Brasil. Nessa aplicação de LV prévia foram registradas 23 não conformidades de segurança e 36 não conformidades de meio ambiente, totalizando 59 desvios. Com esse período até a chegada ao Brasil, foi possível a adequação e tratamento da maioria das NC. No dia 07/02/2023 foi realizada inspeção pelo IBAMA na embarcação, já em AJB, onde não foram encontradas NC impeditivas e o barco teve relatório favorável emitido em 10/02/2023, apenas 3 dias após a inspeção, liberando a embarcação para atuação no projeto.

3.1.1.2. CLV Bold Maverick - MOP-BS

Figura 2. Embarcação Bold Maverick.



Fonte: ZMAXGROUP, 2023.

Foi realizada inspeção prévia na embarcação entre 25/05/2023 e 03/06/2023 em Zhoungshan e Changshu, na China. Foram observadas 36 não conformidades em itens de segurança, 33 não conformidades em itens de meio ambiente e 44 não conformidades em itens de risco sanitário, totalizando 113 desvios. Comparativamente, quando foi realizada a vistoria já em águas jurisdicionais brasileiras, em 09/08/2023, foram registrados apenas 8 itens não conformes, demostrando assim a evolução no tratamento dos desvios, possibilitando agilidade na mobilização da embarcação para o projeto. A embarcação, para este projeto, não passa pelo processo de anuência junto ao IBAMA, pois não há essa condicionante na licença de instalação.

3.1.1.3. North Sea Atlantic (NSA) - Mero 1 e 2

Figura 3. NSA – North Sea Atlantic.



Fonte: NORTHSEA, 2024.

A inspeção antecipada na embarcação NSA ocorreu no período de 25/10/2023 a 27/10/2023 em Kristiansand na Noruega. Durante a aplicação da LV antecipada foram registrados 20 itens não conformes de segurança. Em relação a condicionantes ambientais foram observados 19 não conformes e quanto aos itens de risco sanitário foram 3 não conformes, totalizando 42 itens não conformes na inspeção prévia. No dia 18/12/2023 ocorreu então a vistoria do IBAMA na embarcação, já em AJB, onde não foi registrada nenhuma não conformidade impeditiva e no mesmo dia se deu a liberação para atuar nas atividades operacionais de instalação do projeto.

3.1.2. Apontamento dos resultados obtidos

Sem inspeção prévia.

3.1.2.1. Puerto Real – MOP-BS

Figura 4. Embarcação Puerto Real.



Fonte: ZMAXGROUP, 2023.

Em contrapartida, a embarcação Puerto Real (localizada no México) não teve inspeção antecipada antes da sua chegada ao Brasil. Sendo assim, na vistora realizada já em AJB, e próxima da data de necessidade da embarcação no projeto, encontrou-se 12 não conformidades nos itens de segurança e 23 não conformidades em itens de meio ambiente, totalizando assim 35 itens não conformes. Lembrando que nesse estágio a embarcação já estava no Brasil, aguardando o atendimento aos itens regulatórios para poder obter liberação para atuação no projeto. Com isso, a estimativa de chegada da embarcação era em abril de 2023 e as operações foram iniciadas apenas em junho de 2023, acarretando quase 2 meses de atraso.

3.1.2.2. Geoholm – Búzios 5

Figura 5. Embarcação Geoholm.



Fonte: DOF, 2024.

A embarcação Geoholm também não teve inspeção antecipada antes da sua chegada para mobilização no projeto. A inspeção foi realizada em 17/02/2023 no porto do Rio de Janeiro, e foram registradas 16 não conformidades de segurança, e 9 não conformidades relacionadas a itens de meio ambiente.

3.1.2.3. Deep Star – Mero 1 e 2

Figura 6. Embarcação Deep Star.



Fonte: TECHNIPFMC, 2024.

A embarcação Deep Star, que chegou para mobilização no projeto, não passou por uma inspeção antecipada antes de sua chegada. Esse cenário ocorreu devido à situação excepcional de saúde pública mundial causada pela pandemia de COVID-19. Em janeiro de 2022, a vistoria necessária foi realizada de forma remota, garantindo assim a segurança dos envolvidos.

Apesar da anuência concedida em 19/01/2022, durante a inspeção remota, foram identificadas algumas solicitações, observações e recomendações que precisaram ser atendidas.

3.1.2.5. Deep Blue – Mero 1 e 2

Figura 7. Embarcação Deep Blue.



Fonte: TECHNIPFMC, 2024.

A embarcação Deep Blue, que chegou para mobilização no projeto, não passou por uma inspeção antecipada antes de sua chegada. Esse cenário ocorreu devido à situação excepcional de saúde pública mundial causada pela pandemia de COVID-19. Em fevereiro de 2022, a vistoria necessária foi realizada de forma remota, garantindo assim a segurança dos envolvidos.

Apesar da anuência concedida em 23/02/2022, durante a inspeção remota, foram identificadas pendencias que precisaram ser atendidas em prazo de 15 dias.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Até o momento, os principais resultados observados com a antecipação das inspeções foram os seguintes:

- agilidade na mobilização das embarcações no projeto: foram realizadas inspeções prévias em 3 embarcações, o que permitiu uma redução significativa no número de não conformidades e consequentemente no tempo de liberação e alocação das embarcações nos projetos;
- diminuição do risco de impactos negativos no cronograma do projeto: a antecipação das inspeções contribuiu para evitar atrasos e garantir a aderência ao cronograma estabelecido, resultando em menor impacto nos prazos e nos custos do projeto;
- aumento na segurança nas operações e maior atendimento aos requisitos legais e normativos:
    - a implementação das inspeções prévias contribuiu para garantir uma maior segurança nas operações, assegurando que as embarcações estejam em conformidade com os padrões de saúde, meio ambiente e segurança,

    - comparadas às embarcações que não passaram pelo processo de antecipação das inspeções de SMS, aquelas que foram inspecionadas previamente apresentaram um maior cumprimento dos requisitos legais e normativos impostos pelos órgãos regulamentadores.
- identificação dos principais desafios e ofensores relacionados à mobilização de embarcações: a antecipação das inspeções permitiu uma melhor compreensão dos pontos críticos e desafios enfrentados na mobilização das embarcações, possibilitando a implementação de ações corretivas para mitigar esses desafios antecipadamente, garantindo uma mobilização mais eficiente;
- identificação de oportunidades de melhorias: o processo de inspeção prévia revelou um potencial de otimização, possibilitando a integração com sistemas de gestão e a busca por novas tecnologias para agilizar e automatizar o processo, aumentando a eficiência e qualidade das inspeções.

Os resultados alcançados com a antecipação das inspeções têm impacto significativo no setor de projetos EPCI. A redução no tempo de entrada das embarcações nos projetos resulta em maior eficiência operacional e econômica para as empresas do setor, permitindo o início mais rápido dos empreendimentos e maior produtividade. Apesar dos custos adicionais relacionados com viagens e a logística das inspeções no exterior, entende-se que esses benefícios alcançados justifiquem o investimento.

Além disso, o atendimento aos requisitos legais e normativos é essencial para garantir a conformidade e sustentabilidade dos projetos. A aplicação antecipada das listas de verificação contribui para a mitigação de riscos e a prevenção de problemas futuros, promovendo a segurança, a preservação do meio ambiente e a saúde dos trabalhadores envolvidos.

Os resultados e conhecimentos gerados por esse estudo têm o potencial de serem disseminados e aplicados como boas práticas na indústria de energia. Espera-se que essas melhorias tragam avanços e agilidade na mobilização de projetos EPCI de engenharia submarina, resultando em benefícios para a indústria de óleo e gás como um todo.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer ao gerente de SMS da área de Implantação de Projetos de Sistemas Submarinos – Desenvolvimento da Produção da Petrobras, Waldir Porto, pela provocação em desenvolver este trabalho e pelo incentivo e direcionamento durante sua elaboração, e aos colegas, profissionais de SMS, que realizam essas inspeções tão importantes para o desempenho e segurança dos nossos projetos.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG em 2024. Acesse aqui.

REFERÊNCIAS

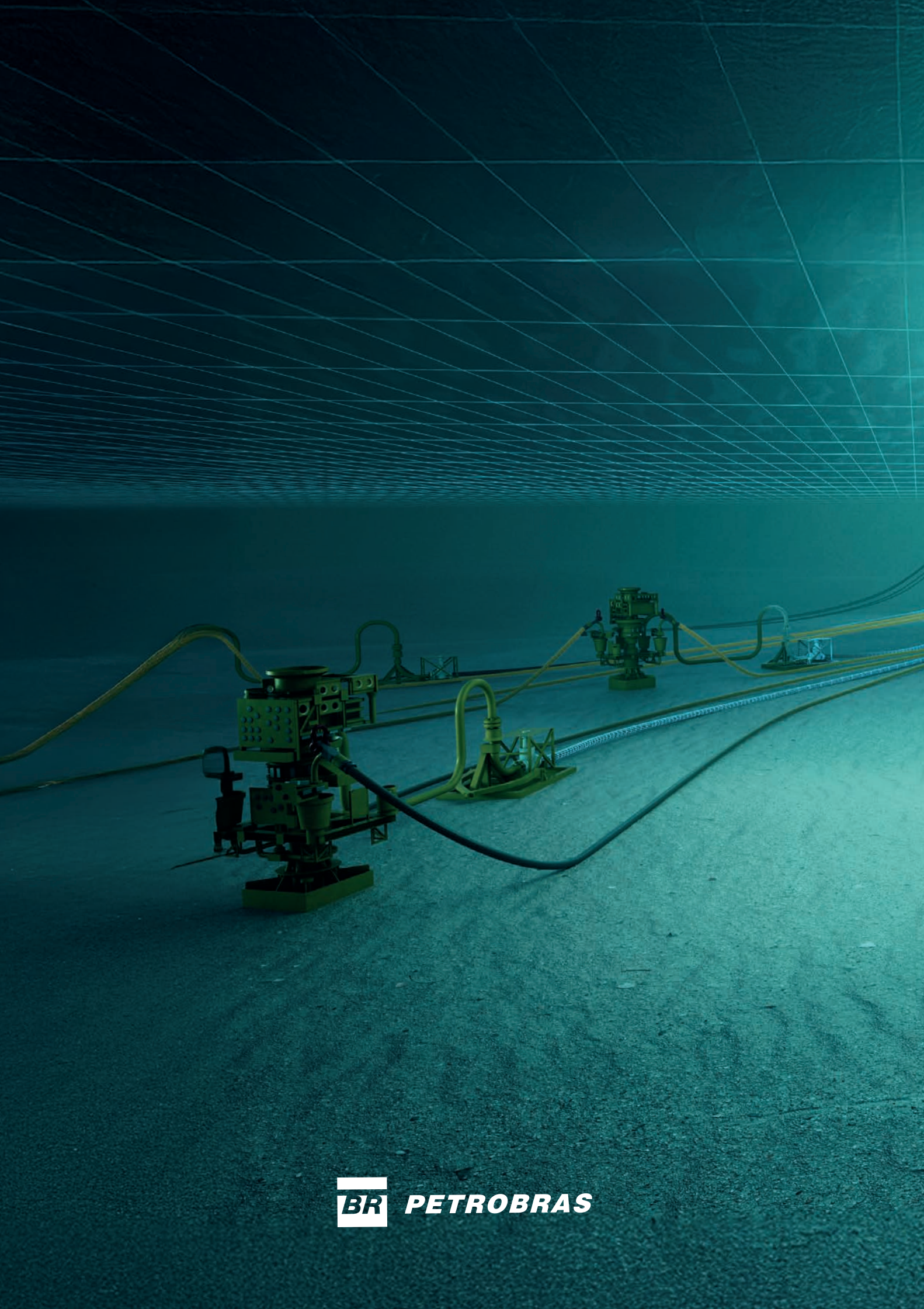
BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Portos e Costas. **Normas da autoridade marítima para homologação de helideques instalados em embarcações e em plataformas marítimas**: NORMAM-27/DPC. 2. rev. 4 mod. Rio de Janeiro: 2021. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/dpc/file/16686. Acesso em: 05 março 2024.

BRASIL. **Portaria MTe no 3.214**, de 8 de junho de 1978. Aprova as Normas Regulamentadoras – NR – do Capítulo V, Título II, da Consolidação das Leis do Trabalho, relativas à Segurança e Medicina do Trabalho. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1978. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/del5452.htm. Acesso em: 05 março 2024.

CASTRILLÓN, Antonio Dourthé; CANDIA, Jaime Salamanca. Guía para realizar una auditoria de seguridad vial. Santiago: CONASET, 2003. Disponível em: conaset.cl/wp-content/uploads/2016/01/Guia-Auditoria-de-Seguridad.pdf. Acesso em: 05 março 2024.

BRASIL. Ministério da Saúde. Agência Nacional de Vigilância Sanitária. **Resolução RDC no 216** de 15 de setembro de 2004. Dispõe sobre Regulamento Técnico de Boas Práticas para Serviço de Alimentação. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2004. Disponível em: https://bvsms.saude.gov.br/bvs/saudelegis/anvisa/2004/res0216_15_09_2004.html. Acesso em: 05 março 2024.

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. **A guide to the project management body of knowledge (PMBOK guide)**. 4.ed. Newtown Square: Project Management Institute, c2008. Disponível em: http://lms.aambc.edu.et:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/160/PROJECT%20MANAGEMENT%20BODY%20OF%20KNOWLEDGE%20(PMBOK%20GUIDE)%20(%20PDFDrive.com%20).pdf?sequence=1. Acesso em: 05 março 2024.


PETROBRAS