

# Principais desafios e novas soluções para o descomissionamento de dutos flexíveis fragilizados pelo fenômeno SCC-CO<sub>2</sub>: um estudo de caso do Campo de Mero

*Key challenges and new solutions for the decommissioning of flexible pipelines affected by SCC-CO<sub>2</sub> phenomenon: a case study from the mero field*

**Thiago Pereira Brito** 

Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.  
E-mail: thiago.p.brito@petrobras.com.br

**Guilherme Fernandes**

**Ventura** 

Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.  
E-mail: guilherme.ventura1@petrobras.com.br

**Eduardo de Souza** 

Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.  
E-mail: edusouza@petrobras.com.br

**Guilherme Bittencourt de**

**Seixas** 

Petrobras, Macaé-Rio de Janeiro, Brasil.  
E-mail: guilhermebittencourt.prestserv@petrobras.com.br

## Palavras-chave:

SCC-CO<sub>2</sub>.  
Descomissionamento.  
Dutos Flexíveis.  
Segurança Operacional.  
Campo de Mero.

## Keywords:

SCC-CO<sub>2</sub>.  
Decommissioning.  
Flexible pipelines.  
Operational safety. 5.  
Mero Field.

## Recebido:

29 de outubro de 2025

## Aceito para publicação:

07 de janeiro de 2026

## Publicado:

30 de abril de 2026

<https://doi.org/10.70369/zzv9yn81>



## RESUMO

O fenômeno SCC-CO<sub>2</sub> representa um desafio crítico para o descomissionamento de dutos flexíveis, ao reduzir significativamente sua vida útil. Este trabalho analisa os principais desafios no descomissionamento de dutos flexíveis no Campo de Mero afetados por esse mecanismo de falha, utilizando o projeto de descomissionamento do SPA-1 como estudo de caso. Esses dutos operaram no Campo de Mero por meio do FPSO Pioneiro de Libra, Bacia de Santos, entre 2017 e 2022. O recolhimento dessas linhas submarinas enfrentou diversos desafios operacionais durante sua execução. Este estudo justifica-se pela necessidade de encontrar um método seguro para o recolhimento, pelo alto custo dessas operações devido ao aumento de duração das atividades e sua abrangência para projetos similares na Bacia de Santos. A metodologia baseou-se na análise de diferentes cenários operacionais, desenvolvimento de procedimentos de teste de integridade, redução da exposição da força de trabalho ao risco operacional e consolidação da técnica de recolhimento pela popa de embarcações PLSV para esse grupo de dutos. Essas mudanças provocaram um aumento significativo na duração dessas atividades. A operação piloto foi executada com quatro embarcações operando simultaneamente para recolhimento. As soluções implementadas reduziram riscos de segurança, trazendo efetividade às operações e garantindo a execução dessas atividades sem novas interrupções.

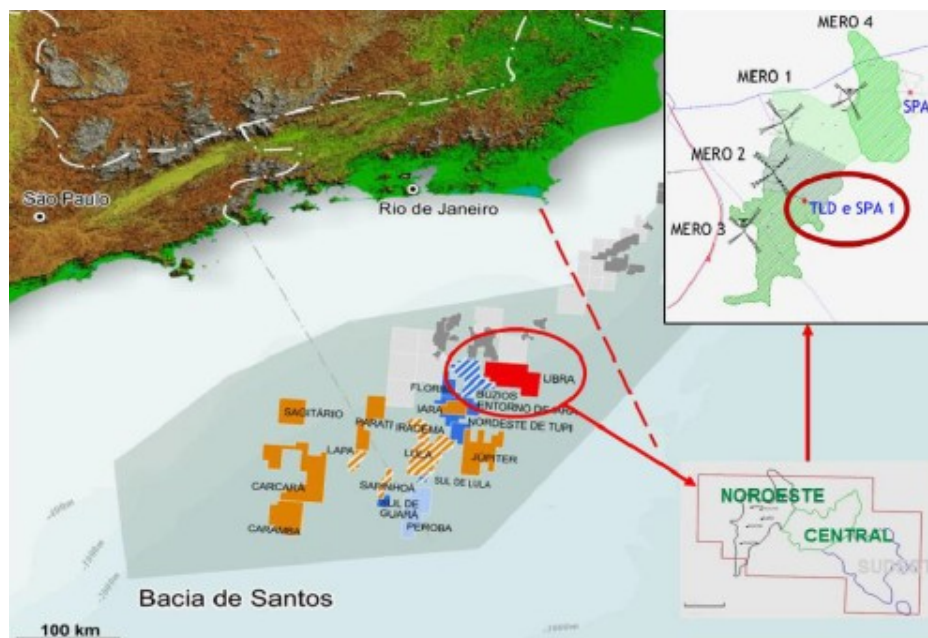
## ABSTRACT

The SCC-CO<sub>2</sub> phenomenon represents a critical challenge for flexible pipeline decommissioning. This condition causes a degradation mechanism that significantly reduces equipment service life. This work analyzes the key challenges in decommissioning flexible pipelines in Mero Field affected by this failure mechanism, using the SPA-1 decommissioning project as a case study. These pipelines operated in Mero Field through the Pioneiro de Libra FPSO, Santos Basin, between 2017 and 2022. The retrieval of these subsea lines faced several operational challenges during execution. This study is justified by the need to find a safe method for retrieval, the high cost of these operations due to increased activity duration, and its scope for similar projects in Santos Basin. The methodology was based on analysis of different operational scenarios, development of integrity testing procedures, reduction of workforce exposure to operational risk, and consolidation of the stern retrieval technique using PLSV vessels for this group of pipelines. These changes caused a significant increase in activity duration. The pilot operation was executed with four vessels operating simultaneously for retrieval. The implemented solutions eliminated safety risks, bringing effectiveness to operations and ensuring execution of these activities without new interruptions.

## 1 INTRODUÇÃO

O Sistema de Produção Antecipada de Mero (SPA-1) foi um projeto piloto desenvolvido para validar o comportamento dinâmico do reservatório de Libra, localizado na Bacia de Santos. O FPSO Pioneiro de Libra operou na locação até 2021, por meio de dois poços: um produtor e um injetor (Petrobras, 2021).

**Figura 1** – Localização do campo de Mero na Bacia de Santos



Fonte: Petrobras (2021).

Hidrocarbonetos provenientes de campos do pré-sal apresentam elevados teores de  $\text{CO}_2$  (Oliveira *et al.*, 2024). Essa condição faz com que os dutos que operam nesses campos possam ser suscetíveis ao fenômeno do SCC- $\text{CO}_2$ , que fragiliza as camadas metálicas e compromete a capacidade de tração, tornando o duto frágil e reduzindo drasticamente sua vida útil (Pimentel, 2025).

O descomissionamento dessas linhas iniciou-se em 2023. No entanto, após eventos que desafiaram a metodologia vigente, as atividades de recolhimento foram temporariamente suspensas. Uma comissão multidisciplinar otimizou os procedimentos existentes, implementando barreiras de segurança adicionais, fundamentais para a retomada segura das operações (Petrobras, 2024a).

O projeto SPA-1, com reinício das atividades em outubro de 2024, foi executado em três etapas principais: recolhimento do trecho flutuado, do trecho cortado e do tramo singelo. Uma das principais inovações foi a adoção de recolhimento de trechos com flutuadores pela popa do PLSV, aumentando significativamente a segurança operacional (Petrobras, 2024b).

## 2 OBJETIVO

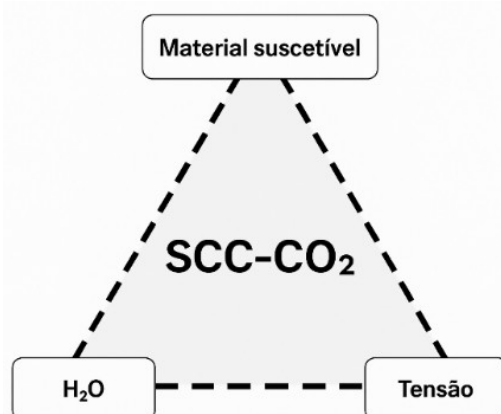
O presente trabalho tem por objetivo identificar e analisar os principais desafios operacionais para o Descomissionamento de Dutos Flexíveis Fragilizados pelo fenômeno SCC-CO<sub>2</sub> no Campo de Mero. Além disso, contribuir para o aprimoramento de metodologias de recolhimento em ambientes similares.

Os objetivos específicos são identificar os principais riscos e limitações técnicas no recolhimento de dutos flexíveis afetados por SCC-CO<sub>2</sub>; avaliar a eficácia das metodologias de recolhimento implementadas, incluindo o recolhimento pela popa do PLSV; documentar as lições aprendidas e melhores práticas desenvolvidas durante as operações; e propor recomendações para futuras operações de descomissionamento em condições similares.

## 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A produção de óleo e gás na região do Pré-Sal sempre se deparou com uma série de desafios, seja pela lâmina d'água ultra profunda, que chega a 2.000 metros, pelas intensas correntes marítimas ou pelo elevado teor de CO<sub>2</sub> nos reservatórios da Bacia de Santos. Esse último fator, comum nos campos do pré-sal, adiciona complexidade às operações, trazendo dificuldades técnicas adicionais para a viabilização dos projetos. Um dos principais desafios tem sido o fenômeno SCC-CO<sub>2</sub>. Segundo a ANP (2017), esse fenômeno foi detectado pela primeira vez em 2016 e tem abrangência para todas as plataformas que operam com dutos flexíveis no Pré-Sal da Bacia de Santos, cujas correntes de petróleo são comumente ricas em CO<sub>2</sub>. De acordo com Silva *et al.* (2025), a primeira falha envolvendo esse mecanismo foi vista em 2016, quando um duto, de injeção de gás, em seu segundo ano de operação, falhou durante operação em uma plataforma do pré-sal. Posteriormente, foi constatado que havia inúmeras trincas na armadura metálica durante a dissecação.

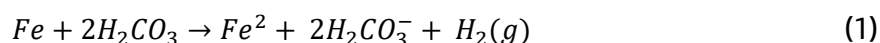
Segundo Lobo e Ribeiro (2023), para que o duto sofra a fragilização a partir do SCC-CO<sub>2</sub>, é preciso que haja a presença de três condições: tensão, fugacidade de CO<sub>2</sub> e anular alagado. A primeira condição é uma variável ligada à natureza do projeto de dutos, os quais são submetidos por tensões ao longo de sua vida útil. A segunda é intrínseca à condição do reservatório. A última condição, anular alagado, é proveniente de algum evento operacional. Em outras palavras, um duto recém-instalado não terá o seu anular alagado. O alagamento ocorrerá a partir da permeação do fluido produzido, dano na capa externa ou ingresso de água pelos conectores.

**Figura 2** - Principais fatores que influenciam o mecanismo de SCC-CO<sub>2</sub> em dutos flexíveis

Fonte: Adaptado de Brandão *et al.* (2021).

O espaço anular é usualmente preenchido com ar. Em condições normais não é esperado que moléculas de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub> e água estejam presentes nesse espaço. Essas partículas permeiam do fluido transportado para esses materiais e a taxa de permeação depende de vários fatores, como tipo de material, espessura, pressão e temperatura dos gases e composição do hidrocarboneto. Outro fator são problemas nos conectores dos dutos flexíveis ou nas válvulas de *vent* que acarretam o ingresso de água neste espaço. Em razão disso, é bastante difícil realizar qualquer análise preditiva sobre isso (Brandão *et al.*, 2021).

Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) permeia por meio da armadura de pressão interna até o anular do duto. Quando chega no anular essa molécula está dissolvida em água, formando ácido carbônico, descrito na equação (1).



Quando não há oxigênio presente no meio, carbonato de ferro (equação 2) é precipitado sobre o aço formando uma camada de passivação. Silva *et al.* (2022) afirmam que essa camada ajuda a reduzir a taxa de corrosão, protegendo o material.



Contudo, quando o oxigênio é dissolvido no meio confinado do anular, a camada de passivação do FeCO<sub>3</sub> não irá proteger o metal. Isso ocorrerá pois o oxigênio passa a reagir com o Fe<sup>2+</sup>, formando Fe<sup>3+</sup>. Ao ocorrer esse fenômeno, o filme protetor ficará reduzido a locais do anular, onde o oxigênio foi consumido.

Oliveira *et al.* (2024) afirmam que apesar do CO<sub>2</sub> ser um dos gases mais comuns que aparecem durante a produção do gás, sua presença na literatura é bastante restrita. Isso ocorre porque



O procedimento para o recolhimento de tramos com o anular alagado segue premissas operacionais que buscam avaliar a integridade do duto flexível. Previamente ao recolhimento das linhas, criou-se uma etapa chamada de teste de carga.

Os tramos devem ser submetidos a uma carga maior do que ele irá visualizar durante a operação, criando, assim, um fator de segurança para o teste. Essa condição deverá ser mantida por 24 horas para verificação da condição estrutural do duto. Após isso, são realizadas inspeções visuais detalhas para identificação de sinais de torção ou outros danos que possam indicar rupturas nos arames de tração. Na ausência de qualquer sinal, o recolhimento é iniciado. Durante uma operação que ocorreu em novembro de 2023, um tramo falhou durante o teste de carga. Esse evento validou a eficiência do procedimento em identificar dutos com deterioração avançada.

O fenômeno do SCC-CO<sub>2</sub> constitui um campo do conhecimento em desenvolvimento. Considerando que dutos fragilizados nem sempre podem ter a condição de integridade estimada com precisão, haverá situações em que as barreiras de segurança não conseguirão atenuar todos os efeitos. Um evento subsequente ilustrou um cenário onde houve falha após o teste de carga. Esse evento mostrou que as trincas podem demorar mais tempo do que as vinte quatro horas estipuladas como prazo para nucleação. O caso foi considerado como atípico, pois as premissas estabelecidas pelo teste de carga haviam sido respeitadas e o rompimento não era esperado, de acordo com a carga submetida previamente ao recolhimento.

O duto flexível sofreu falha quando seu conector estava apoiado na mesa de trabalho da embarcação do tipo PLSV, na área do *moonpool*. Nessa etapa operacional, diferente do evento de novembro de 2023, houve exposição de pessoas ao risco para desmontagem de acessórios da linha, atividade comum em um PLSV, pois se entendia que o teste de carga havia sido efetivo e a atividade era considerada segura após aprovação no teste de carga.

Diante desse evento não previsto, uma comissão do corpo técnico da PETROBRAS revisou as operações de recolhimento de dutos flexíveis na abrangência do SCC-CO<sub>2</sub>, com o objetivo de identificar as atividades que expõem pessoas a um potencial risco e propor alternativas viáveis e mais seguras para a atividade que vinha sendo executada.

As principais mudanças de procedimento propostas foram classificar a atividade de recolhimento quanto ao critério de exposição da força de trabalho ao risco e conservadorismo do teste de carga. No cenário em que a exposição de pessoas ao risco pode ser eliminada, a desmontagem de acessórios deve ocorrer em ambiente submarino com ROV, teste de carga com fator de segurança 1,25. Em cenários onde a exposição é inevitável, devido à necessidade

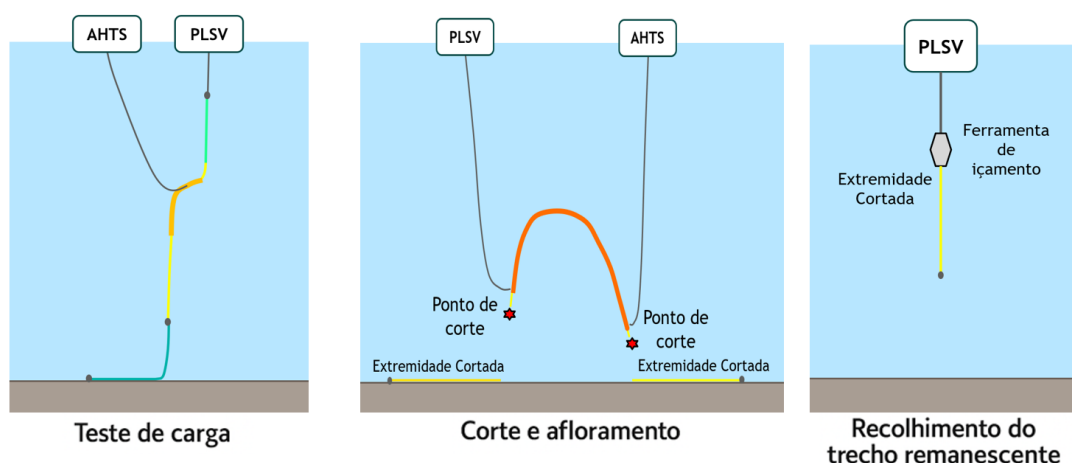
de desmontagem de acessórios, como flutuadores, a carga de recolhimento foi limitada de maneira que o recolhimento é obrigatoriamente realizado pela popa do PLSV, submetendo o duto a um teste de carga mais rigoroso.

A operação piloto que utilizou essa nova metodologia teve como objetivo recuperar do leito marinho uma interligação de três tramos do projeto de SPA-1. Os dutos estavam depositados no leito marinho em área isolada de equipamentos e de outros dutos em operação. Os tramos tinham flutuadores instalados, os quais, devido à imposição de sua força de empuxo, suspendiam parcialmente dois tramos em relação ao solo marinho.

A recuperação e o recolhimento de dutos flexíveis, quando realizados por um PLSV, do tipo torre, ocorre com as linhas totalmente verticalizadas. Essa operação foi projetada para que o trecho suspenso fosse recolhido em uma etapa e os demais em atividades subsequentes, devido à limitação da carga a ser vista pelo duto.

Com a configuração de três tramos, foi realizado o teste de carga revisado, içando e mantendo na posição vertical, temporariamente, a extremidade que estava parcialmente suspensa. Não sendo observado qualquer tipo de anomalia, seguiu-se para estratégia de desconectar o trecho flutuado daquele que estava totalmente na horizontal, de forma que tivéssemos apenas dois tramos parcialmente depositados no leito marinho e o restante suspensos. A separação não foi realizada antes do primeiro teste de carga para aproveitar o peso dos outros dois tramos conectados a ela. Ressalta-se que o teste de carga deve ser feito com o objetivo de validar o recolhimento apenas do tramo que está sendo içado.

**Figura 4** - Etapas do recolhimento da linha *lazy-wave*



Fonte: elaborado pelos autores (2025).

Após esse primeiro teste, a extremidade do tramo apto para o recolhimento foi depositada no leito marinho e, em seguida, realizou-se o teste de içamento da outra extremidade, que

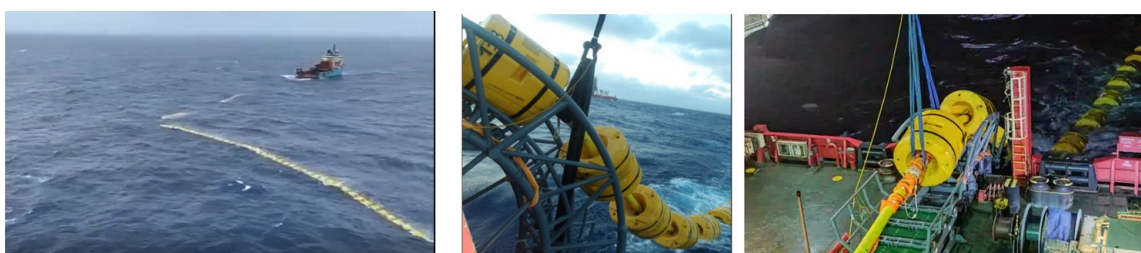
também estava parcialmente suspensa e havia sido desconectada do tramo horizontal, após a realização do procedimento de segurança. Não se observou durante essa atividade a falha do tramo e outras características que impedissem o recolhimento. Durante todo o teste faz-se necessário o uso de uma embarcação de apoio do tipo AHTS, como medida de segurança, para ancorar o trecho suspenso, caso a ruptura dos tramos fosse percebida. Desse modo, evitar-se-ia a projeção dos trechos com módulos de empuxo em direção à superfície, que poderiam causar algum acidente.

Com o término e êxito dos procedimentos de teste, o recolhimento pôde ser iniciado. O projeto da operação considerou o uso de quatro recursos navais para realizar a atividade de suspensão apenas do trecho de linha flexível entre flutuadores até a superfície para o *inboarding*, pela popa de um PLSV. O propósito dessa estratégia era de utilizar o empuxo dos flutuadores para realizar a movimentação da linha de maneira controlada até linha da água.

Para desempenhar essa atividade, necessitou-se realizar o corte submerso com ROV, para remover os trechos de linha sem esses acessórios, implicando necessariamente em dutos remanescentes no leito marinho para posterior recolhimento. As extremidades dos dutos que seriam recolhidos na operação, agora separados de suas extremidades originalmente com conectores instalados, foram conectadas às embarcações de apoio, um PLSV e um AHTS, que fizeram o controle da subida do conjunto.

Um AHTS adicional foi necessário para ancorar o topo da corcova na região central dos trechos, com flutuadores, caso um evento de ruptura da linha fosse observado. A quarta embarcação, um outro PLSV, realizou o monitoramento do conjunto durante a subida para, posteriormente, receber a transferência da carga, ou extremidade, que estava vinculada ao PLSV, que realizou o afloramento em conjunto com os AHTS.

**Figura 5** – Sequência operacional de recolhimento pela popa



**Fonte:** elaborado pelos autores (2025).

Na superfície, as cargas de recolhimento são menores e atendem aos requisitos de segurança revisados, possibilitando que o PLSV recolha a linha pela popa da embarcação. Desse modo, a desinstalação dos flutuadores e demais acessórios é realizada de modo seguro, permitindo que o duto siga para o armazenamento e posterior descarte.

As modificações implementadas na metodologia de recolhimento de sistemas flexíveis submarinos, particularmente a necessidade de segmentação das operações por trechos individuais, resultaram em impactos significativos no cronograma e recursos do projeto. A campanha sofreu uma dilatação de aproximadamente 300% dos dias previstos inicialmente. Isso gerou uma necessidade de replanejamento dos recursos críticos, adicionando mais tempo operacional aos recursos planejados inicialmente. A operação piloto demonstrou que, embora operacionalmente mais complexa e demorada, a metodologia desenvolvida é tecnicamente viável e segura, constituindo uma solução efetiva para o descomissionamento de dutos flexíveis afetados pelo fenômeno SCC-CO<sub>2</sub>.

## 5. CONCLUSÃO

As operações de recolhimentos de dutos flexíveis sob a abrangência do SCC-CO<sub>2</sub> sempre foram críticas, devido à ocorrência probabilística do modo de falha. Esse trabalho mapeou com sucesso os principais desafios enfrentados no descomissionamento de dutos por SCC-CO<sub>2</sub>, no Campo de Mero. Os principais desafios identificados incluem a probabilidade associada à ocorrência de um modo específico de falha que possa comprometer a integridade operacional de sistemas ou equipamentos, a necessidade de eliminar a exposição de pessoas durante operações críticas e limitações operacionais do sistema de recolhimento de PLSV.

A avaliação da metodologia de recolhimento proposta indica que apesar de operacionalmente mais complexa, ela constitui uma solução viável para mitigar riscos de segurança. As barreiras de segurança impostas, como ausência de contato humano para recolhimento pela torre, transferindo atividades para o ambiente submarino com auxílio de ROV e recolhimento pela popa, quando não for possível a eliminação, demonstram ser robustas e eficazes.

A nova metodologia de recolhimento pôde ser aplicada em um caso real de recolhimento das linhas do SPA-1 de Mero. Essa atividade foi realizada com até 4 embarcações operando simultaneamente, isso gerou bastante aprendizado para ao corpo técnico.

A metodologia adotada apresenta algumas limitações, ou seja, o uso de múltiplas embarcações dificulta o planejamento de recursos, além de tornar a operação onerosa. Outro fato é a complexidade operacional da operação que exige a coordenação entre diferentes equipes de trabalho para execução dos recolhimentos.

Com base nos resultados obtidos, identifica-se a necessidade da realização de estudos técnicos e econômicos para o desenvolvimento de novas ferramentas que possam reduzir a necessidade de múltiplas embarcações nas operações. Nesse contexto, novas possibilidades vêm sendo aventadas para realização do *pull out* e recolhimento de dutos flexíveis, com o emprego reduzido de recursos em uma campanha de descomissionamento eficiente.

Destacam-se as iniciativas de viabilizar o corte com queda livre do trecho *riser* no leito marinho, para posterior recolhimento com a tecnologia de *reel drive* submarino, uma tecnologia patenteada pela PETROBRAS para o recolhimento de linhas sem embarcação do tipo PLSV.

O trabalho contribuiu significativamente para a consolidação e aprimoramento da metodologia de descomissionamento de dutos com SCC-CO<sub>2</sub>. O método demonstrou ser eficaz e garantiu a retomada do projeto de descomissionamento de SPA-1. Os resultados obtidos no projeto e suas lições aprendidas servem como referência para futuras operações de descomissionamento de sistemas submarinos com condições similares.

## REFERÊNCIAS

ANP. **Alerta de segurança 001-ANP/SSM**: corrosão sob tensão por CO<sub>2</sub> (SCC-CO<sub>2</sub>). Brasília: ANP, 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/arquivos-alertas-de-seguranca/alerta-12/safety-alert-12-ssm-co2-stress-corrosion.pdf>. Acesso em: 17 set. 2025.

ASSIS, Aymê; BOENISCH, Andreas; BOYNARD, Cesar; VALE, Guilherme; REBER, Konrad. Development of NDT inspection tool for subsea non-insulated flexible pipes to support SCC-CO<sub>2</sub> integrity management for Brazilian deep offshore application. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2025, Houston. **Anais** [...] Houston: OTC, 2025. p. 1–9. DOI: 10.4043/35941-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings/25OTC/25OTC/D031S032R005/662680>. Acesso em: 17 set. 2025.

BRANDÃO, Mauricio; PIRES, Fabio; POLOPONSKY, Ingrid; SANTOS, Fabio; LOPES, Diogo. Flexible pipes subjected to SCC CO<sub>2</sub>: review and means to increase reliability on service life applied to Brazilian pre-salt fields. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2021, Houston. **Anais** [...] Houston: OTC, 2021. p. 1–12. DOI: 10.4043/31135-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings/21OTC/21OTC/D041S045R006/466749>. Acesso em: 18 set. 2025.

CORBANI, Manuelle. **Técnicas e ferramentas de inspeção em dutos em uso e projetos futuros**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024. Documento interno.

LOBO, Cícero Vasconcelos Ferreira; RIBEIRO, Mario Luís. SCC-CO<sub>2</sub> failure mode: literature review and available technologies used to inspect and access the integrity of the flexible pipes. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2023, Houston. **Anais** [...] Houston: OTC, 2023. p. 1–12. DOI: 10.4043/32252-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings/23OTC/23OTC/D041S056R001/519098>. Acesso em: 18 set. 2025.

OLIVEIRA, Leonardo Costa de; PENNA, Rodrigo Macedo; RANCAN, Cristiano Camelo; CARMO, Isabela de Oliveira; MARINS, Gabriel Medeiros. Seismic interpretation of the Mero Field igneous rocks and its implications for pre- and post-salt CO<sub>2</sub> generation – Santos Basin, offshore Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, [s. l], v. 163, p. 106775, maio 2024. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.106775. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817224000874#fig6>. Acesso em: 18 set. 2025.

PETROBRAS. **MD-3103.00-6651-274-1DU-001**: memorial descritivo. Rio de Janeiro: Petrobras, 2021. Sistema SINDOTEC. Documento técnico interno.

PETROBRAS. **PBR-2024-0032725**: recolhimento de tramos de dutos flexíveis na abrangência do SCC-CO<sub>2</sub>. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024a. Sistema SINDOTEC. Documento técnico interno.

PETROBRAS. **RL-3000.00-1500-291-PZ9-002**: recomendações para manuseio e recolhimento de linhas flexíveis na abrangência do fenômeno SCC-CO<sub>2</sub>. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024b. Sistema SINDOTEC. Documento técnico interno.

PETROBRAS. **RT TIA/TMEC 006/2022**: relatório técnico. Rio de Janeiro: Petrobras, 2022. Sistema SINDOTEC. Documento técnico interno.

PIMENTEL, Tarcisio Henrique C.; SILVA, Carlos Alberto da; SANTOS, Fabricio; BAPTISTA, Ilson Palmieri; SOUZA, José Adailson de; PANOSSIAN, Zehbour. Evaluation of test methodologies for assessing SCC-CO<sub>2</sub> in tensile armor of flexible pipes. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, [s. l], v. 216, p. 105515, ago. 2025. DOI: 10.1016/j.ijpvp.2025.105515. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0308016125000857>. Acesso em: 15 set. 2025.

SILVA, Pedro Netto da; NYBORG, Rolf; FORDSMAND, Henrik; LANDGRAF, Shobana; MANDEBVU, Attalian; GUDLA, Visweswara Chakravarthy; GUDME, Jonas. Mechanism of CO<sub>2</sub> SCC in armor wires of flexible pipes. *In*: AMPP ANNUAL CONFERENCE + EXPO, 2025, Nashville. **Anais [...]**. Houston: AMPP, 2025. p. 1–15. Paper No. C2025-00267. Disponível em: <https://onepetro.org/amppcorr/proceedings/AMPP25/AMPP25/AMPP-2025-00267/716726>. Acesso em: 17 set. 2025.