

Uso de cabeça de tração Instrumentada no recolhimento de duto com plugue de hidrato e inventário de óleo: a caso do GL do MLL-20 no FPSO Cidade de Niterói

Application of an Instrumented Pull-in Head during the retrieval of a flowline containing a hydrate plug and oil inventory: a case study of the MLL-20 GL line at FPSO Cidade de Niterói

Damaci Teodoro da Silva Filho 

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

Fabiano Hespagnol

Viana 

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

Karine de Fátima

Vasconcelos 

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

Tainan Gabardo

Miranda dos Santos 

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

Allan Rafael da Silva

Santana 

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

Ygor Fernandes dos

Santos Manhães Correa 

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

Palavras-chave:

Hidrato;
Cabeça de tração instrumentada;
Recolhimento de linhas;
Descomissionamento;
Águas profundas;
Dissociação controlada.

RESUMO

O descomissionamento de linhas flexíveis submarinas com plugues de hidrato e inventário oleoso residual representa um desafio crítico técnico e econômico em águas profundas e ultraprofundas. Este trabalho apresenta uma metodologia inovadora para recolhimento seguro de linhas com bloqueio de hidratos complexos, desenvolvida durante o descomissionamento da GL do poço 3-MLL-20D-RJS (FPSO Cidade de Niterói), onde métodos convencionais, como o N₂ lift, falharam em remover um bloqueio longo e acumularam um custo considerável. Para superar o desafio, desenvolveu-se uma metodologia centrada na Cabeça de Tração Instrumentada (CTI). A mudança de paradigma explora as variações termodinâmicas naturais no içamento da linha (redução de pressão e aumento de temperatura) para promover a dissociação segura do hidrato. A CT instrumentada monitora a pressão interna e a tensão de tração em tempo real, permitindo o gerenciamento ativo do processo e mitigando os riscos de sobrepressão e falha mecânica. A aplicação deste novo protocolo, 100% diverless e guiado por fases controladas, resultou no sucesso completo da operação, com o recolhimento integral e a remoção segura do inventário oleoso, com uma economia final que superou 95% em relação às tentativas anteriores. Os resultados comprovam a eficácia da metodologia proposta, estabelecendo um novo paradigma de segurança e eficiência para o recolhimento de linhas com bloqueios complexos.

ABSTRACT

The decommissioning of subsea flexible flowlines containing hydrate plugs and residual oil inventory presents a critical technical and economic challenge in deepwater and ultra-deepwater environments. This paper introduces an innovative methodology for the safe retrieval of lines with complex hydrate blockages. This methodology was successfully developed and implemented during the decommissioning of the flowline GL from well 3-MLL-20D-RJS (FPSO Cidade de Niterói). Conventional methods, such as the widely used N₂ lift, had previously failed to clear a long blockage, incurring substantial costs. To overcome this persistent challenge, a new protocol was centered on the use of an Instrumented Pulling Head (IPH). This paradigm shift leverages the natural thermodynamic changes occurring during the retrieval operations specifically, the simultaneous pressure reduction and temperature increase to promote the safe and controlled dissociation of the hydrate. The instrumented pulling head provides real-time monitoring of the line's internal pressure and the applied pull tension. This capability enables active process management, effectively mitigating the critical risks of overpressure within the line and subsequent mechanical failure. The application of this novel protocol, which is 100% diverless and guided by controlled phases, resulted in the complete success of

Keywords:

Hydrate,
Instrumented pulling
Head,
Line retrieval,
Decommissioning,
Deepwater,
Controlled
dissociation.

the operation, ensuring the full retrieval of the line and the safe removal of the residual oil inventory. This approach achieved final cost savings exceeding 95% compared to the previous failed attempts. These results unequivocally demonstrate the effectiveness of the proposed methodology, establishing a new benchmark for safety and efficiency in the retrieval of subsea lines affected by complex blockages.

Recebido:

24 de novembro de 2025

Aceito para publicação:

19 de fevereiro de 2026

Publicado:

30 de abril de 2026

<https://doi.org/10.70369/kf641e62>



1 INTRODUÇÃO

O ciclo de vida dos sistemas submarinos de produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas, desde a exploração até o descomissionamento, é marcado por desafios operacionais inerentes à profundidade. Entre eles, a formação de hidratos de gás se destaca como o obstáculo mais significativo ao escoamento e à segurança das operações. Os hidratos são compostos cristalinos gerados pela interação de gás e água, sob a combinação de alta pressão e baixa temperatura predominante no leito marinho (Sloan; Koh, 2008).

Em sistemas submarinos, os hidratos raramente se desenvolvem de forma isolada. Eles coexistem e se agregam com os fluidos de produção, aprisionando o inventário remanescente (óleo residual, água emulsionada e, por vezes, sólidos orgânicos como parafinas e asfaltenos) em sua estrutura cristalina. Essa aglomeração resulta na criação de matrizes complexas, variando de massas viscosas a plugues consolidados e rígidos (Joshi *et al.*, 2013). A ocorrência desses bloqueios, que podem se manifestar desde um filme de hidrato (bloqueio parcial) até um plugue total, compromete a produção e impõe riscos significativos às operações rotineiras e de manutenção (Hammerschmidt, 1934; Makogon, 1997).

A presença simultânea de hidratos e inventário residual de hidrocarbonetos é particularmente crítica durante o recolhimento de linhas no descomissionamento. A matriz de hidrato dificulta, ou impede, a aplicação de processos convencionais de limpeza de linha, como a passagem de PIGs, e, conseqüentemente, inviabilizando a inertização da linha. Uma limpeza eficaz, contudo, é mandatória para a conformidade regulatória e para mitigar riscos ambientais e de segurança durante o recolhimento da linha. Essa falha eleva o risco de emissões fugitivas de hidrocarbonetos e gás, durante o içamento, criando, inclusive, risco de atmosferas explosivas e asfixia para o pessoal de bordo de embarcações.

Outro cenário de risco considerável, associado a plugue consolidado, é a dissociação descontrolada do hidrato durante o manuseio da linha. As variações termodinâmicas durante o recolhimento podem gerar sobrepressão confinada. Dado o alto fator de expansão volumétrica do gás (da ordem de 160:1), essa sobrepressão pode exceder a pressão de ruptura do duto, resultando em falha catastrófica e liberação descontrolada do inventário aprisionado ou mesmo que expelir o hidrato inteiro em alta velocidade (Carroll, 2003).

Um agravante desse cenário é que as metodologias padronizadas, ou abordagens convencionais, de remediação do hidrato, são complexas e apresentam limitações técnicas e econômicas significativas no contexto de descomissionamento. Métodos como N₂ *lift* via sondas de perfuração, aquecimento direto de dutos e injeção de inibidores termodinâmicos (metanol/MEG) demonstram eficácia reduzida para plugues consolidados de extensão superior a 500 metros, particularmente quando associados a fases oleosas (Austvik et al., 2000). A eficácia dessas intervenções é altamente dependente da geometria da linha, composição multifásica dos fluidos, extensão do plugue e acessibilidade aos extremos da obstrução (Carroll, 2003). Adicionalmente, essas intervenções também apresentam alto custo e se tornam questionáveis em cenários de descomissionamento, nos quais o sistema submarino está sendo desativado, reduzindo substancialmente a margem para justificar investimentos em operações de remediação complexas.

2 OBJETIVO

Este trabalho documenta uma metodologia operacional inovadora, desenvolvida e aplicada pela Petrobras para o recolhimento seguro da linha de gas *lift* do poço 3-MLL-20D-RJS, no âmbito do descomissionamento do FPSO Cidade de Niterói, localizado em águas profundas da Bacia de Campos. O cenário de intervenção apresenta uma complexidade extrema, com uma estimativa de plugue de hidrato com extensão superior a 500 metros, com base em reflectometria acústica, presença significativa de inventário oleoso residual aprisionado, estimado entre 15 e 20 m³ e uma configuração geométrica desafiadora com diâmetro reduzido, batimetria desfavorável e perfil não suavemente curvo, mas sim com variações abruptas de inclinação, como vales (depressões) e corcovas (elevações).

O objetivo específico deste trabalho é documentar os fundamentos técnicos, procedimentos operacionais, resultados obtidos e viabilidade econômica da metodologia inovadora aplicada, baseada na Cabeça de Tração Instrumentada (CTI ou CT instrumentada). Essa abordagem representa uma mudança de paradigma, pois abandona a tradicional dissociação forçada do hidrato no leito marinho, em favor de uma dissociação controlada que explora as mudanças termodinâmicas naturais inerentes ao içamento. A CT instrumentada permite o monitoramento em tempo real dos dados de pressão interna e tensão de tração da linha, transformando a operação de uma intervenção sem monitoramento e de alto risco em um processo gerenciado, seguro e economicamente viável.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA: NOVA APLICAÇÃO para MESMA FERRAMENTA

3.1 Formação e Diagrama de Fases dos Hidratos no Contexto Submarino

Os hidratos de gás constituem uma classe típica de compostos de inclusão cristalina, onde uma molécula (hóspede) fica aprisionada dentro de uma estrutura formada por outra substância (hospedeira), sem ligação química direta. No contexto, moléculas de água organizam-se em arranjos ou estruturas tridimensionais do tipo gaiola, mantidas por pontes de hidrogênio (interações hidrofílicas), capazes de aprisionar fisicamente moléculas de gás como metano, etano, propano, i-butano, H₂S, CO₂ e outros. A estabilidade estrutural dos hidratos de gás decorre da interação sinérgica entre as ligações de hidrogênio que mantêm coesa a matriz aquosa e as forças de Van der Waals que estabilizam as moléculas de gás aprisionadas nas cavidades. Essas interações são suficientemente fortes para estabilizar a inclusão cristalina, mas fracas o bastante para permitir a liberação do gás sob certas condições.

Como já informado, a formação desses cristais ocorre sob condições termodinâmicas específicas, caracterizadas por baixas temperaturas e altas pressões, comuns em ambientes de águas profundas e ultraprofundas, desde que haja coexistência de água e gás. Entretanto, mesmo que o sistema esteja termodinamicamente dentro de uma zona de estabilidade do hidrato, o processo de formação dos hidratos se inicia pela nucleação, etapa fundamental que governa a cinética de cristalização. A nucleação é o processo inicial onde as moléculas de água se organizam microscopicamente ao redor das moléculas de gás para formar os primeiros aglomerados estáveis da nova fase sólida (o cristal de hidrato). Se a nucleação não ocorrer, não há cristalização, não há formação de hidrato.

A nucleação pode ocorrer por dois mecanismos distintos: homogênea, em meio líquido uniforme (raro em sistemas reais e exigindo muita energia na formação), e heterogênea, predominante em sistemas submarinos, onde superfícies sólidas presentes no sistema, como parafinas, asfaltenos e incrustações inorgânicas atuam como sítios preferenciais para a organização inicial das moléculas de água, reduzindo significativamente a barreira energética para a cristalização.

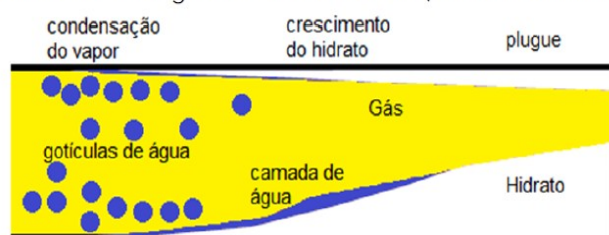
Após a nucleação, os cristais apresentam crescimento acelerado, podendo se formar um filme (filme de hidrato) aderente às paredes internas do duto, criando uma superfície rugosa e instável que favorece deposição adicional. Esse filme atua como núcleo para crescimento acelerado, especialmente em condições de fluxo intermitente ou baixa velocidade, onde há maior tempo de residência e menor cisalhamento. A evolução desse depósito para um plugue obstrutivo (plugue de hidrato) depende não só das condições operacionais de pressão, temperatura, composição da fase aquosa e gasosa, mas também da estrutura cristalina do hidrato formado. Estruturas cristalinas mais leves tendem a se formar mais rapidamente, e gerar depósitos mais coesos e resistentes. Essa progressão compromete a operação segura de sistemas de coleta e escoamento submarino, especialmente em geometrias complexas com

pontos de acúmulo preferenciais.

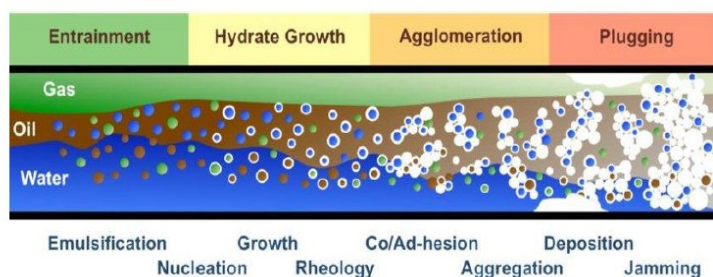
A velocidade de nucleação e crescimento dos cristais define o tempo disponível para a intervenção e contenção do problema. Em ambientes submarinos de águas profundas e ultraprofundas, o risco de hidrato se materializa tanto em **Sistemas Gás Dominante** (como gasodutos ou linhas de gás *lift*) quanto em **Sistemas Óleo Dominante** (linhas de produção de óleo), em regime permanente (Figura 1).

Figura 1 – Diagrama ilustrando a formação de hidrato em linhas de gás e óleo

- Sistema Gás Dominante em Regime Permanente (Gasodutos e Linhas de Gas Lift)



- Sistema Óleo Dominante em Regime Permanente (Linhas de Produção de Óleo)



Fonte: Petrobras: Workshop de Remoção de Hidrato

Em Sistemas Gás Dominante, o hidrato se forma a partir de água livre e cresce na interface direta gás-água como uma crosta sólida e dura (similar ao gelo), que adere à parede e restringe o fluxo mecanicamente. Em Sistemas Óleo Dominante, o hidrato se forma a partir de água emulsionada (gotículas suspensas no óleo). Nesse caso, a formação não cria um plugue sólido, mas sim uma matriz viscosa ou lama. Nesses cenários, a nucleação é particularmente acelerada em pontos nos quais o fluido multifásico sofre perda de pressão (como *chokes* ou válvulas) e em linhas de gás *lift* ou reinjeção, onde a turbulência elevada e o resfriamento, devido à expansão do gás, criam condições cinéticas ideais para a rápida formação.

Outro ponto importante no estudo do hidreto é a sua estrutura cristalina. A estrutura tem um impacto fundamental e direto na velocidade de formação, assim como na estabilidade e resistência dos plugues. Essa diferenciação é relevante porque influencia diretamente as curvas de equilíbrio pressão-temperatura, determinando as condições críticas para formação de hidratos, e, conseqüentemente, o risco operacional em sistemas submarinos. Ou seja, os

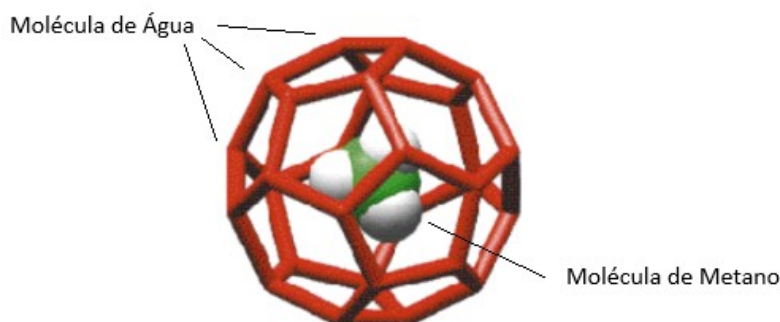
hidratos não são iguais, sua estrutura cristalina depende do gás aprisionado e determina a resistência mecânica e a temperatura de dissociação. A presença de moléculas de gás que se encaixam bem nas cavidades de uma determinada estrutura reduz a pressão de formação e/ou aumenta a temperatura de formação do hidrato. Isso significa que diferentes composições de gás formarão hidratos sob diferentes condições operacionais.

As implicações práticas dessa classificação estrutural são fundamentais para o desenvolvimento de estratégias eficazes de gerenciamento de hidratos em operações de recolhimento submarino. A identificação da estrutura predominante, por meio da análise da composição do gás, permite previsão do comportamento do hidrato durante variações termodinâmicas.

Nesse ponto, vale então destacar a classificação da estrutura cristalina dos hidratos de gás, com base no tamanho e na geometria das moléculas aprisionadas nas cavidades formadas pela organização cristalográfica específica das moléculas de água, que formam diferentes tipos de gaiolas tridimensionais para acomodar moléculas gasosas de tamanhos distintos. Essa classificação estrutural é governada pelo princípio de máxima ocupação volumétrica, na qual a geometria das gaiolas se adapta otimamente às dimensões moleculares dos gases aprisionados, estabelecendo três estruturas cristalinas principais: Estrutura I (sI), Estrutura II (sII) e Estrutura H (sH).

A Estrutura tipo I, Figura 2 abaixo, por exemplo, constitui a forma mais simples e comum de hidrato em ambientes de produção *offshore*, caracterizada tipicamente como formada por moléculas menores, como: Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Dióxido de carbono (CO_2) e Gás sulfídrico (H_2S). Essas estruturas tendem a se formar mais rapidamente e em condições menos severas de pressão e temperatura, além de formarem depósitos mais densos e aderentes e se dissociarem mais lentamente, aumentando o risco de bloqueios em dutos e equipamentos submarinos, sendo o Metano o componente predominante no gás natural e em linhas de gas *lift*.

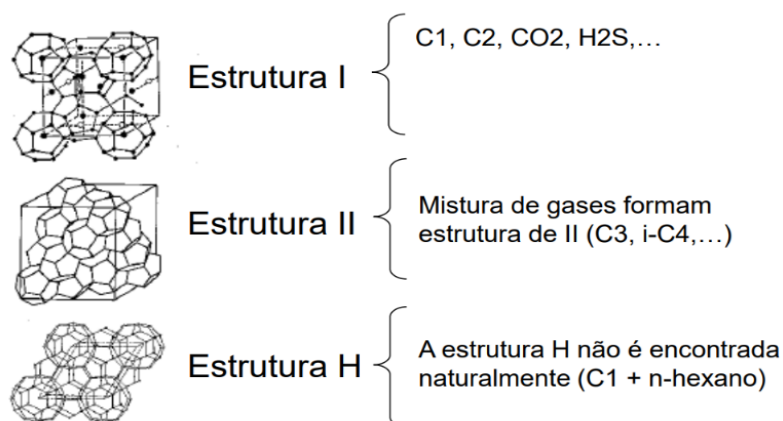
Figura 2 – Diagrama ilustrando a estrutura cristalina do clatrato tipo I



Fonte: Petrobras: Workshop de Remoção de Hidrato

A estrutura tipo II ocorre quando há a presença significativa de gás de tamanho intermediário, como Propano (C_3H_8) e Isobutano ($i-C_4H_{10}$), comum em sistemas de condensado e óleo volátil onde há maior concentração de hidrocarbonetos pesados. Em sistemas reais, pode coexistir com a estrutura tipo I, aumentando a complexidade operacional e ampliando a janela de risco para formação de hidratos, pois tende a se estabilizar em condições menos severas de pressão e temperatura, apresenta cinética de formação 20-50% mais rápida que a estrutura tipo I, sendo mais propensos à formação durante despressurizações parciais do sistema.

Figura 3 – Diagrama ilustrando as diferentes estruturas cristalinas



Fonte: Petrobras: Workshop de Remoção de Hidrato

A estrutura tipo H é menos comum e requer moléculas muito grandes. Embora rara em sistemas de produção *offshore*, pode ocorrer na presença de contaminantes ou aditivos orgânicos, representando um desafio adicional para previsão e mitigação.

Agora, além dos aspectos termodinâmicos que determinam a estabilidade dos hidratos, fatores cinéticos também exercem influência decisiva sobre a taxa ou velocidade de formação dos hidratos. Condições hidrodinâmicas caracterizadas por turbulência do fluido multifásico e elevados gradientes de cisalhamento promovem maior contato interfacial água-gás, acelerando nucleação e crescimento cristalino. A presença de sólidos dispersos no fluido, como parafinas, asfaltenos e óxidos metálicos, também atuam como catalisadores físicos, fornecendo superfícies para nucleação heterogênea e reduzindo a energia de ativação necessária. Essa ação é particularmente relevante em sistemas submarinos, onde a coexistência com múltiplas fases sólidas é frequente.

Por fim, a composição química do gás constitui outro fator crítico a considerar no estudo da formação e dissociação dos hidratos. Componentes específicos, como o dióxido de carbono (CO₂) e a presença de hidrocarbonetos mais pesados, funcionam como promotores termodinâmicos, deslocando o envelope de estabilidade dos hidratos e permitindo sua cristalização em condições menos severas de pressão e temperatura do que aquelas

requeridas para hidrocarbonetos puros. Esse efeito amplia significativamente a janela operacional de risco para formação de hidratos em sistemas submarinos de produção.

O entendimento desses fenômenos listados nos parágrafos anteriores revela uma das lacunas críticas nas intervenções convencionais, principalmente durante o descomissionamento e içamento de linhas. Por exemplo, a combinação da turbulência induzida pela movimentação da linha e a mobilização de sólidos depositados criam um risco cinético significativo, reduzindo drasticamente o tempo de indução e podendo levar à nucleação súbita de novo hidrato no fluido residual durante a operação de recolhimento. Outro exemplo com base na estrutura dos hidratos e nos fenômenos apresentados é que a estrutura tipo I apresenta baixa permeabilidade, impõe barreiras físicas à difusão de inibidores termodinâmicos (MEG/Metanol), justificando a falha da aplicação dessas remediações, ou seja, a estrutura tipo I compromete a eficácia da remediação química contra plugues extensos e de longa duração, ao mesmo tempo em que a toxicidade e o alto custo logístico do uso contínuo de inibidores adicionam desvantagens operacionais.

3.2 Justificativa para o Desenvolvimento de Metodologia Alternativa

A coexistência de plugues de hidrato extensos com inventário oleoso residual em sistemas submarinos, uma condição criticamente exemplificada pelo caso da linha de GL do poço MLL-20, com uma obstrução confirmada superior a 500 m, transcende os limites de aplicabilidade técnica e econômica das metodologias convencionais de remediação. Essa convergência de fatores fundamenta a necessidade de um novo paradigma operacional. Na sequência, abordaremos os pontos mais importantes que levaram a metodologia de recolhimento com CT instrumentada.

Limitações Estruturais e Termodinâmicas dos Métodos Convencionais

A análise dos fundamentos termodinâmicos e estruturais dos hidratos, apresentados nos parágrafos anteriores, revela limitações inerentes às abordagens convencionais, particularmente frente a plugues consolidados da estrutura tipo I (dominante em sistemas de metano). A baixa permeabilidade da matriz cristalina impede a penetração efetiva de inibidores termodinâmicos (MEG ou metanol). A difusão significativa, por meio de plugues consolidados, exige gradientes de pressão superiores a 50 Mpa/m, o que é inviável em campo. Essa barreira é intensificada pela presença de asfaltenos e parafinas, que atuam como agentes aglomerantes, reduzindo ainda mais a permeabilidade. As tentativas de remediação com N₂ lift no MLL-20 falharam devido à combinação do diâmetro reduzido da linha (4 polegadas) e da extensão do plugue. A penetração limitada do nitrogênio (inferior a 50 metros) é insuficiente para promover a dissociação em obstruções de centenas de metros. A pressurização excessiva necessária para compensar essa limitação introduz um risco de ruptura estrutural inaceitável, especialmente considerando que a presença prolongada do hidrato e de água salgada estagnada sob o plugue acelera a corrosão por concentração diferencial, diminuindo a

resistência mecânica da linha.

Risco Multidimensional e Vantagem Econômica da Alternativa

O risco de dissociação descontrolada durante o içamento é a principal ameaça, dado o fator de expansão volumétrica de até 160:1. Esse processo pode gerar aumentos súbitos de pressão que excedem os limites de projeto e resultar em falha catastrófica ou na projeção violenta do plugue (segundo Sloan e Koh (2008), a dissociação descontrolada pode converter o plugue em um projétil com em alta velocidade (Carroll, 2003), com consequente liberação de fluidos inflamáveis e tóxicos. A inviabilidade de realizar a limpeza e inertização da linha, por meio de PIGs, introduz passivos ambientais e regulatórios, dada a impossibilidade de evitar a liberação do inventário oleoso represado. A inviabilidade econômica é evidente pelos custos de contingência elevadíssimos investidos sem sucesso no MLL-20 e pela ineficácia histórica das técnicas tradicionais. Adicionalmente, a presença prolongada do hidrato pode ter acelerado a corrosão por concentração diferencial sob o plugue, onde a água salgada estagnada reduz a resistência mecânica do duto antes da operação. Essa convergência de limitações fundamenta a necessidade de explorar a redução progressiva da pressão hidrostática e o aumento gradual da temperatura inerentes ao içamento.

Fundamentação da Abordagem Controlada (CTI)

A alternativa metodológica proposta transforma as variações termodinâmicas do recolhimento em uma ferramenta de remediação. O processo de içamento impõe um caminho termodinâmico previsível no diagrama P×T, permitindo a dissociação gradual do hidrato. No entanto, essa previsibilidade só se torna uma solução segura e viável com a instrumentação em tempo real. Desse modo, a adoção da Cabeça de Tração Instrumentada é crucial para gerenciar ativamente a cinética de dissociação, controlando a velocidade de içamento e mitigando o risco de sobrepressão. Essa abordagem visa não apenas a eliminar os riscos de segurança e ambientais, mas também proporcionar uma economia substancial em relação às tentativas convencionais, quantificando o ganho de eficiência da nova metodologia.

4 ESTUDO DE CASO: LINHA GL DO 3-MLL-20D-RJS

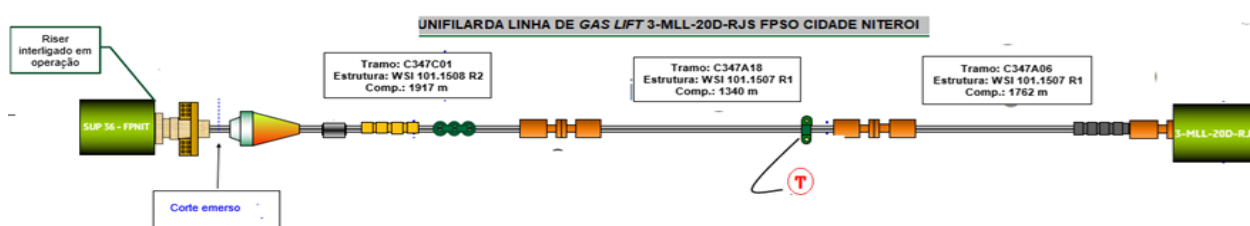
4.1 Caracterização do Problema

A linha de Gas *Lift* (GL), associada ao poço 3-MLL-20D-RJS, escopo do descomissionamento do FPSO Cidade de Niterói, representa um caso emblemático dos desafios impostos pela formação de hidratos em ativos maduros. A análise detalhada do histórico operacional e das características do bloqueio foi fundamental para justificar o desenvolvimento de uma nova metodologia de recolhimento para remoção da linha.

A linha de GL do poço em questão é flexível de 4 polegadas de diâmetro, vide unifilar abaixo (Figura 3), operando em lâmina d'água de águas profundas, com uma configuração típica de arranjos submarinos da Bacia de Campos, com riser flexível totalizando 1.917 metros de

extensão, incluindo o comprimento entre o TDP e a CRF, com distância estimada entre 200–400 metros, e *flowline* horizontal de aproximadamente 3.102 metros em lâmina d'água não inferior a 1.100 metros. O perfil batimétrico apresenta características desafiadoras, com perfil descendente em direção à UEP (unidade estacionária de produção) e múltiplas corcovas intermediárias que favorecem o acúmulo de fluidos e sólidos, como pode ser observado na Figura 4. A conexão CRF se localiza em batimetria 139 metros mais profunda que a Árvore de Natal Molhada (ANM), criando configuração propícia ao aprisionamento de fluidos na região de menor cota.

Figura 4 - Unifilar da linha de gas *lift* (GL) do poço 3-MLL-20D-RJS



Fonte: PETROBRAS. MD-3913.00-1500-941-R1N-030 Rev.B

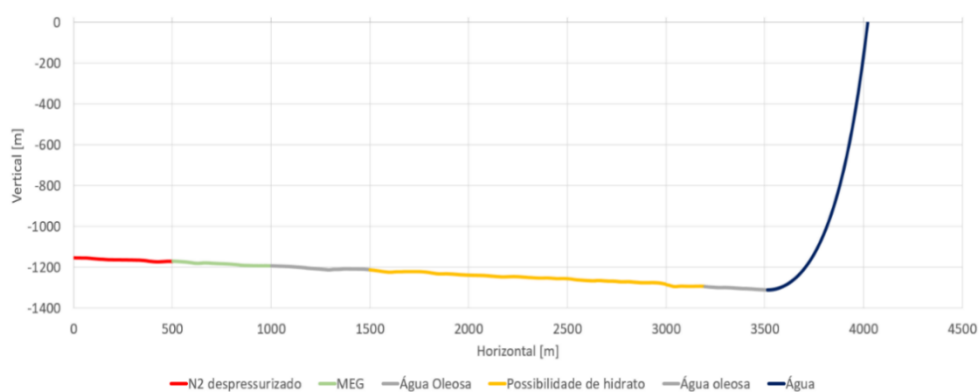
O poço 3-MLL-20D-RJS operou em regime de gas *lift* desde sua completação até fevereiro de 2020, quando foi desativado para o programa de descomissionamento do FPSO Cidade de Niterói. Assim, o histórico operacional da linha foi sempre caracterizado por se situar dentro do envelope de estabilidade termodinâmica para hidratos de metano e etano, que favorece a nucleação e o crescimento acelerado de hidratos.

O primeiro indício de obstrução foi identificado durante operações de caracterização completa do reservatório, antes abandono em 2020, via sonda de perfuração. Tentativas de circulação pela linha GL resultaram em perda total de circulação, indicando bloqueio severo no sistema. Análise subsequente por meio de testes de comunicação hidráulica confirmaram ausência de transmissão de pressão entre as extremidades, caracterizando bloqueio total.

Múltiplas tentativas de dissociação foram realizadas via facilidades da própria UEP e via sondas, incluindo pressurização controlada com nitrogênio, injeção de inibidores termodinâmicos (MEG) e aquecimento por meio de circulação de água quente. Todas as tentativas resultaram em falha, com o bloqueio permanecendo íntegro após cada intervenção. A mobilização da sonda para operação de N_2 *lift* representou a primeira tentativa de intervenção com recursos externos de grande porte, envolvendo duas campanhas de mais de 45 dias, além de múltiplos ciclos de pressurização/despressurização com nitrogênio. Apesar do investimento, a operação resultou em falha total, com testes posteriores confirmando a persistência do bloqueio.

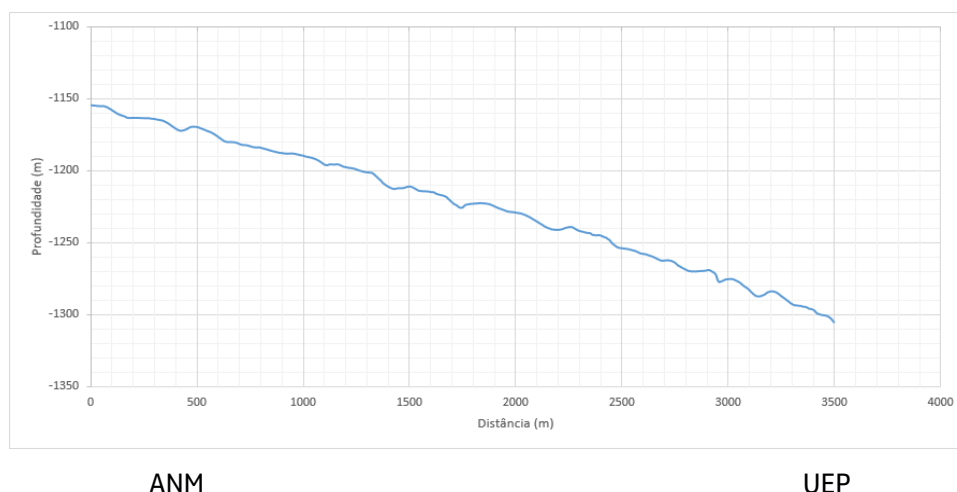
Antes de uma segunda tentativa de dissociação com a sonda, a técnica de pulso-eco (reflectometria acústica) foi empregada para a caracterização detalhada do bloqueio, revelando reflexões indicativas de obstrução sólida com extensão superior a 500 metros. Simulações iniciais indicaram que o hidrato estava localizado, principalmente, no *flowline*, como pode ser visto na figura abaixo, com pouca ou nenhuma obstrução significativa no riser. Cabe destacar que, por conta do plugue, a linha não foi limpa seguindo o padrão PE-1PBR-00996 - Requisitos para Limpeza e Condicionamento de Dutos Submarinos, e as tentativas de dissociação com a sonda não apenas falharam em remover o hidrato, mas também criaram um problema ambiental adicional significativo, transformando uma linha com inventário oleoso natural (~15 m³) em uma linha com inventário complexo e contaminado (36 m³) com traços de MEG, TEG e óxido ferroso (corrosão), exigindo procedimentos especiais de coleta e tratamento durante a operação de recolhimento.

Figura 5 - Predição do hidrato e fluidos contaminantes na GL do MLL-20D



Fonte: Software OLGA- lado esquerdo ANM e lado direito UEP

Figura 6 - Batimetria da LGL do MLL-20 - corcovas suavizadas pela escala



Fonte: Gráfico Excel a partir de dados de batimetria do software OLGA

O perfil batimétrico descendente em direção à UEP da linha do 3-MLL-20D-RJS, Figura 5 abaixo, com múltiplas corcovas intermediárias, favorece o acúmulo de hidrocarbonetos nas

depressões topográficas. Essa configuração geométrica influenciou diretamente a distribuição do Plugue de hidrato, estimado com maior probabilidade de ocorrência entre 2.500 e 3.000 metros de distância da ANM no segundo tramo. Múltiplas tentativas de dissociação foram realizadas com as Sondas, todas sem sucesso.

Em função desse cenário crítico para o recolhimento da linha do 3-MLL-20D-RJS, ou seja, com hidrato confirmado de grandes dimensões com posição incerta, que pode corresponder até a mais de um plugue e não um plugue inteiriço, associado a um volume significativo de fluídos, foi decidido recolher apenas o trecho riser C347C01 (4" x 1.917 m) da linha do 3-MLL-20D-RJS. Operação de recolhimento associada a uma operação de Pull out 2ª extremidade, e viabilizado por corte emerso na UEP.

4.2 A Solução Inovadora: Adaptando a CTI para um Cenário Híbrido

Nesse ponto, vamos entender a vantagem de usar a cabeça de tração instrumentada no contexto apresentado da linha de GL do poço 3-MLL-20D-RJS. Para tanto, em primeiro lugar, devemos ressaltar que a Petrobras já tinha metodologia padronizada para recolhimento de linha em cenários de linha limpa e inerte, linha com resíduo oleoso e linhas com hidrato, vide padrão **PE-2SUB-00142 Abandono e Recolhimento de Dutos Flexíveis e Umbilicais**.

Para ser mais claro, segundo o padrão de recolhimento, no caso de linha limpa e inerte, cenário de baixo risco, a CT convencional e a lingada de içamento (marinharia de recolhimento) só tem a função de gerenciamento e peso. O procedimento de limpeza do padrão de linhas: **PE-1PBR-00996 - Requisitos para Limpeza e Condicionamento de Dutos Submarinos**, deixa a pressão interna equalizada com a pressão ambiente do leito marinho, ou deixada levemente positiva com N₂ ou água, mas não há necessidade de um lado aberto. Não existe energia armazenada na linha após a limpeza. O recolhimento é com risco mínimo.

Em contrapartida, o uso da CT Instrumentada já era a metodologia padrão para o recolhimento de linhas contendo apenas resíduo oleoso. Nesses casos, a função da CT Instrumentada era gerenciar o risco de sobrepressão gerado pelo gás dissolvido no resíduo oleoso que sai de solução durante o içamento. Ou seja, durante o recolhimento, à medida que a pressão hidrostática diminui, a pressão do fluido cai abaixo do **Ponto de Bolha (desgaseificação)**, causando uma rápida liberação de gás de solução, e gerando grande volume de gás livre, criando um risco de sobrepressão, que resulta na expulsão violenta da massa de óleo da linha. O uso da CT instrumentada nesse contexto permite o monitoramento em tempo real e o deslocamento controlado do óleo, mitigando riscos de falha e vazamento.

Já o recolhimento de dutos com bloqueios de hidrato permanece tabu na indústria *offshore* devido aos elevados riscos operacionais e registros de incidentes catastróficos, priorizando-se, frequentemente, o abandono *in situ* (KOH; CREEK, 2011). Na Petrobras, o procedimento

complementar PR-3000.00-1500-291-PMU-002- Alívio de Gás no Anular Durante Recolhimento de Dutos Flexíveis aborda o contexto de recolhimento de linhas com filme e bloqueio de hidratos com base em Cabeça de Tração convencional desbujonada (CT desbujonada), onde o bujão (orifício de acesso ao interior da linha) fica aberto, permitindo que, durante o içamento, a dissociação do hidrato libere gás passivamente para a coluna d'água. Essa liberação é acompanhada indiretamente por monitoração visual com ROV.

Essa metodologia de recolhimento de linha de hidrato com CT desbujonada apresenta duas limitações significativas: é baseada em uma metodologia reativa e não possibilita a detecção precoce de dissociação de hidrato.

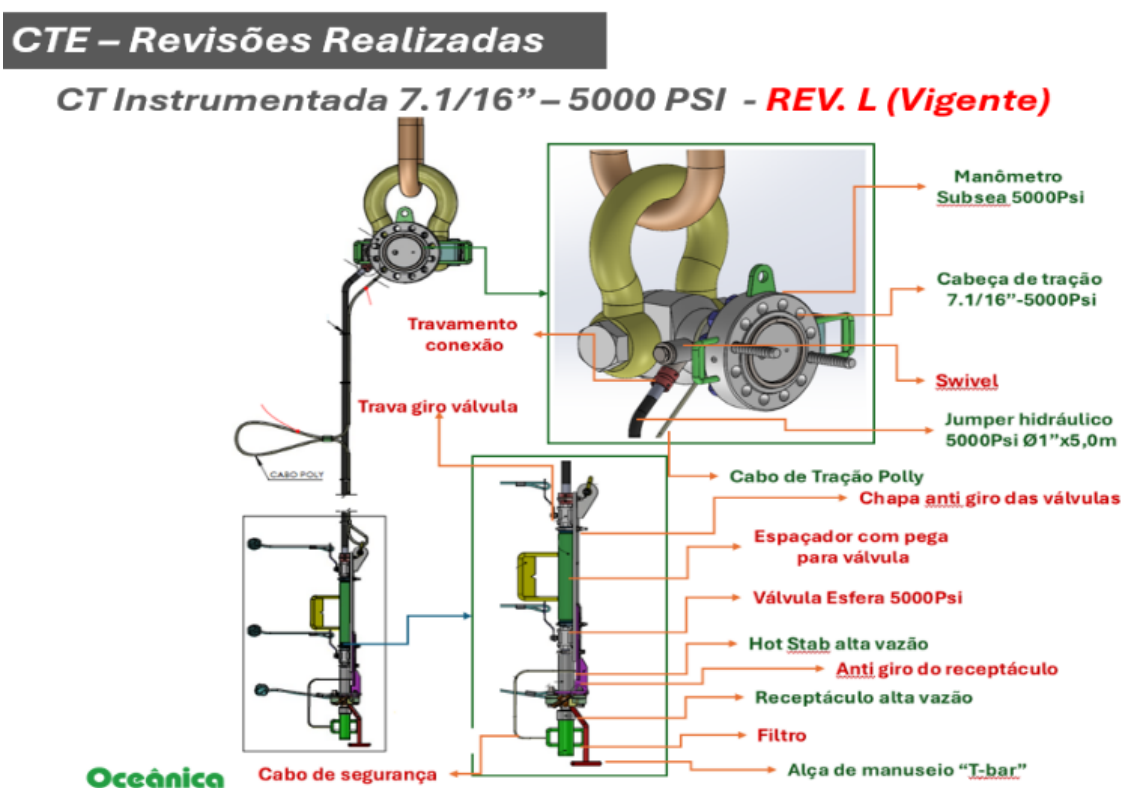
A CT desbujonada também viabiliza injeção direta de inibidores químicos para remediação de depósitos parafínicos, asfálticos ou formação de plugues de hidrato na linha. O bujão, portanto, representa componente fundamental no controle de acesso ao interior da linha em dutos flexíveis, oferecendo versatilidade operacional por meio de sua capacidade de vedação hermética removível, sendo essencial para operações seguras de recolhimento e intervenção em sistemas submarinos *offshore*.

No caso da linha de gas *lift* (GL) do poço MLL-20, um impasse técnico para recolhimento foi estabelecido, ou seja, essa linha ficou perigosa demais para abandono *in situ* e perigosa demais para recolhimento convencional com CT desbujonada. A linha apresenta um plugue de hidrato com mais de 500 metros, coexistindo com uma matriz extremamente complexa de fluidos orgânicos, inorgânicos e aditivos químicos, resultado de 5 anos de tentativas de dissociação e contaminações operacionais. Essa complexidade foi um dos fatores que tornou o caso do GL MLL-20 único e justificou o desenvolvimento da metodologia com CT instrumentada para gerenciar simultaneamente múltiplos riscos ambientais e operacionais. No cenário híbrido do GL do MLL-20, qualquer rachadura no plugue de hidrato criaria queda súbita de pressão, liberando gás que atuaria como pistão pneumático, expulsando violentamente 400 litros de óleo a velocidades superiores a 290 km/h, exigindo controle simultâneo de múltiplos riscos.

Em resumo, embora a Petrobras já possuísse padrões para o recolhimento de dutos em diferentes cenários (conforme PE-2SUB-00142), a complexidade híbrida de um plugue de hidrato longo com fluídos diversos aprisionados exigiu uma evolução das metodologias de recolhimento de linhas com hidrato. A criação de uma metodologia de recolhimento com CT instrumentada, representada na Figura 6, mostra essa evolução, substituindo a incerteza das operações, nesse cenário complexo, pela previsibilidade e controle de uma intervenção baseada em dados, fundamental para gerenciar os imensos riscos energéticos inerentes a esses cenários de descomissionamento.

A principal vantagem da CT instrumentada sobre as metodologias de injeção de N₂, pela UEP ou por sonda, ou o uso de CT convencional desbujonada, é o monitoramento em tempo real do processo. A CT instrumentada (patente Petrobras BR 10 2024 024971-2) revoluciona o paradigma operacional ao incorporar monitoramento por meio de manômetro de precisão, válvulas controláveis via ROV (hot-stab) e sistema de drenagem direcionada de fluídos presentes na linha. Essa instrumentação permite detectar o início da dissociação (observada aos 800 m no MLL-20), monitorar a evolução da pressão interna e controlar a liberação, melhor deslocamento, dos fluidos presentes na linha para tanques apropriados do PLSV. A CT instrumentada aproveita, então, as mudanças termodinâmicas naturais durante o içamento, redução de pressão e aumento de temperatura, para promover dissociação controlada de todo o plugue da linha e realizar o deslocamento seguro dos fluídos.

Figura 7 - Visão básica da CT instrumentada atual e da evolução (CTI 2.0)



Fonte: SANTANA, 2024

4.2 Protocolo Desenvolvido para aplicação da CTI em linhas com hidrato

1. Introdução e Justificativa do Protocolo

A operação do recolhimento (içamento) do riser da linha GL do MLL-20, associada ao Pull Out, foi executada sob um **Protocolo de Recolhimento e Dissociação Controlada**, por meio de reunião multidisciplinar, integrando a Instaladora (PLSV), equipe de elevação e escoamento, garantia de integridade, operações e SMS da Bacia de Campos, além das áreas de projeto, serviços e SMS da SUB. Esse protocolo representou uma inovação metodológica baseada na

exploração das mudanças termodinâmicas naturais durante o içamento, para promover dissociação progressiva do plugue de hidrato.

A justificativa do protocolo foi pensada para superar algumas incertezas, tipo:

- a) falta especificação dos modelos termodinâmicos utilizados para predição da dissociação.
- b) falta informação sobre heterogeneidade do plugue (variação de densidade e composição ao longo da extensão).
- c) ausência de caracterização da interface hidrato-fluido residual.
- d) ausência de redundância de instrumentação para validação cruzada e pouca certeza sobre intervalos de confiança para os parâmetros críticos durante a operação.

2. Fase 1: Validação Pré-Operacional e Premissas de Segurança

Antes da mobilização do PLSV, a primeira etapa do protocolo foi a validação inequívoca da necessidade da intervenção, já que existiam dúvidas sobre a presença de *plug* ou filme de hidrato no riser da linha de GL do MLL-20. Um Teste de Comunicação Hidráulica foi executado com apoio de um RSV, consistindo na pressurização de uma extremidade da linha e monitoramento na outra.

Assim, antes de realizar a abertura da conexão na CRF, a linha foi pressurizada pela UEP. Após a conclusão da abertura na CRF, e aferição da pressão no TOPSIDE, como não houve a queda da pressão, foi confirmado o bloqueio por hidrato no riser. Após a instalação da CT instrumentada na CRF, houve também a pressurização da linha pelo ROV, com monitoração de pressão na UEP. Esse segundo teste voltou a confirmar o bloqueio no riser. O resultado de zero transmissão de pressão confirmou, portanto, que existia bloqueio e esse estava localizado no riser, justificando a operação com CT instrumentada e evitando um gasto desnecessário muito significativo, da ordem de milhões de dólares, caso a linha estivesse livre.

Com o bloqueio confirmado, uma equipe multidisciplinar estabeleceu as premissas técnicas do protocolo, incluindo um limite máximo de pressão de 2.000 psi para abandono imediato da operação e a criação de planos de contingência robustos para falhas críticas, como o escorregamento de dutos no tensionado e o abandono emergencial da linha em pesos mortos pré-posicionados.

3. Fase 2: Protocolo de Execução e Içamento Controlado

A sequência de içamento foi meticulosamente planejada para gerenciar a taxa de dissociação, com frequência de monitoramento crescente, à medida que a linha se aproximava da superfície, onde as mudanças de pressão e temperatura são mais acentuadas.

1. Fase I (1200 m a 400 m): O recolhimento foi realizado com paradas a cada 100 metros para leituras de pressão, permitindo a detecção do início da dissociação, que ocorreu na marca de 800 metros.
2. Fase II (400 m a 50 m): Com a dissociação já iniciada, as paradas foram intensificadas para cada 50 metros, permitindo um controle mais fino do processo, que se acelerou consideravelmente nesta fase.
3. Fase III (50 m e 25 m): A linha permaneceu em observação prolongada nessas profundidades para permitir que o pico de dissociação ocorresse e que a pressão se estabilizasse.
4. Protocolo de Segurança 3h + 1h: Essa foi a barreira final de segurança. A linha permaneceu por no mínimo 3 horas a 25 metros, para garantir a dissociação completa. Em seguida, foi trazida para a mesa do PLSV, onde permaneceu por mais 1 hora sem aproximação humana, para garantir a purga total de gases residuais. Uma inovação crucial (CRF SKV-CRF-2025-0028) antecipou um teste final de condutividade final para antes do embarque da linha, eliminando qualquer risco residual para a equipe no convés do PLSV.

4. Fase 3: Gestão Ambiental e Validação Final

A gestão do inventário oleoso foi executada em duas etapas, aproveitando a configuração da linha em catenária dupla. Primeiro, os 400 litros de óleo sobrenadante, concentrados naturalmente no ponto mais alto da catenária, foram drenados gravitacionalmente para tanques na UEP. Em seguida, um volume de água foi bombeado da UEP para o PLSV, a fim de garantir a limpeza de resíduos remanescentes. O sucesso da operação foi validado de forma definitiva pelo Teste de Condutividade Final, em que uma pressurização de 20 bar no lado do PLSV resultou em 19 bar na UEP, confirmando a comunicação total e a desobstrução completa da linha.

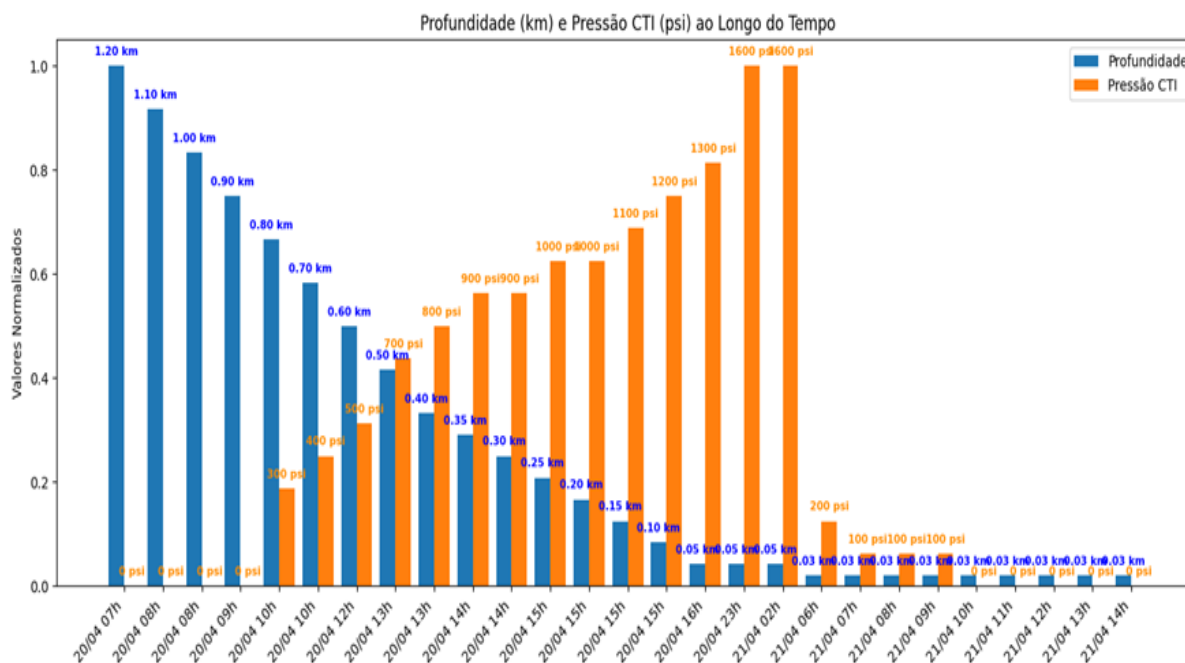
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Execução e desempenho da operação com CTI

A metodologia demonstrou eficácia técnica completa, com dissociação integral do plugue de hidrato e recolhimento bem-sucedido da linha. A operação foi executada pelo PLSV Skandi Vitória entre 11 e 26 de abril de 2025. O recolhimento de toda a extensão de 1.917 metros e a drenagem controlada do resíduo oleoso foram realizados sem incidentes de segurança.

O monitoramento contínuo de pressão permitiu identificação precisa dos estágios de dissociação, validando o modelo termodinâmico proposto. A ausência de liberação descontrolada de fluidos confirma a eficácia dos controles implementados pelo protocolo. O comportamento da pressão durante o içamento revelou padrão característico da dissociação progressiva.

Figura 8 - Ilustração do comportamento da pressão no içamento do riser MLL-20



Fonte: PETROBRAS. PO_FPNT_MLL-20_GL_6000717531_SVml25-024

Tabela 1 - Indicativa do resultado do protocolo de dissociação

Horário	Profundidade	Pressão CTI	Ação
07:11	1200m	0 psi	Início - linha bloqueada
08:06	1100m	0 psi	Continuar - sem dissociação
08:58	1000m	0 psi	Continuar - sem dissociação
09:31	900m	0 psi	Continuar - sem dissociação
10:13	800m	300 psi	MARCO: Início da dissociação
10:54	700m	400 psi	Dissociação confirmada
12:54	600m	500 psi	Progressão controlada
13:29	500m	700 psi	Aceleração da dissociação
13:59	400m	800 psi	Mudança de protocolo

Fonte: PETROBRAS. PO_FPNT_MLL-20_GL_6000717531_SVml25-024

5.2 Limitações e Aplicabilidade

Como o projeto deliberou pelo recolhimento apenas do riser, não foram desenvolvidas análises específicas para cenários envolvendo plugues consolidados de grande extensão ou a ocorrência de múltiplos plugues ao longo do duto, situações que poderiam demandar

adaptações significativas do protocolo adotado. Em cenários com múltiplos plugues de hidrato, por exemplo, é esperado que o tempo necessário para a dissociação dos plugues subsequentes (bloqueios seguintes) sejam consideravelmente maiores após a dissociação do primeiro, uma vez que o processo de dissociação de hidratos é endotérmico e consome calor do próprio sistema e do meio ao redor, região circundante, reduzindo a disponibilidade térmica para a progressão do processo nos plugues remanescentes.

Outros cenários não avaliados são a presença de gases ácidos (H_2S , CO_2) em concentrações elevadas, que podem alterar significativamente a termodinâmica de dissociação, demandando análise específica do envelope de estabilidade, e o inventário oleoso superior ao estudado, que pode requerer sistemas de contenção ampliados.

6 CONCLUSÃO

Conforme visto ao longo deste artigo, a aplicação da Cabeça de Tração Instrumentada (CTI) no descomissionamento da linha GL do FPSO Cidade de Niterói representa uma metodologia inovadora para recolhimento de linhas flexíveis com plugues de hidrato e inventário oleoso. Ao inverter a abordagem e gerenciar o hidrato durante o recolhimento, a engenharia submarina superou um desafio crônico de remoção de linhas com segurança e eficiência econômica.

A execução do protocolo, realizada entre 11 e 26 de abril de 2025, foi um sucesso completo. O riser de 1.917 metros foi recolhido sem acidentes de segurança ou incidentes ambientais. O monitoramento em tempo real permitiu observar a evolução da dissociação, que atingiu um pico de pressão de 1.600 psi, a 50 metros de profundidade, antes de se estabilizar em zero. A metodologia com a CT instrumentada provou ser não apenas tecnicamente superior, mas também economicamente vantajosa, representando uma economia superior a 95% em relação aos gastos nas tentativas anteriores. A operação estabeleceu um novo paradigma para o descomissionamento de linhas com hidratos, transformando um problema de alto risco em um procedimento de engenharia controlado, seguro e replicável na manutenção e no descomissionamento em águas profundas e ultraprofundas no portfólio da Petrobras.

Cabe destacar nesse contexto da remoção do riser do GL do MLL-20, a integração bem-sucedida entre equipes multidisciplinares da SUB e da BC. Essa integração permitiu, durante a operação de recolhimento, uma gestão proativa de mudanças operacionais e verificações de conformidade rigorosas com o Instalador (PLSV), demonstra a capacidade da Petrobras de se adaptar a cenários novos e aplicar conhecimento técnico e realizar uma execução disciplinada.

REFERÊNCIAS

AUSTVIK, A.; LØKEN, K. P.; TORSÆTER, O.; GUDMUNDSSON, J. S. Remediation of hydrate plugs in pipelines. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GAS HYDRATES (ICGH-4)*, 4., 2000, Yokohama, Japan. **Proceedings** [...]. Yokohama: [s.n.], 2000.

CARROLL, J. **Natural Gas Hydrates: A Guide for Engineers**. 2nd ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2003.

CENPES. **Laudo Técnico Parcial N°001/2025** -: Análise análise de Água de Processo FPSO Cidade de Niterói MV-18 MLL-20. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, 2025.

HAMMERSCHMIDT, E. G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines. **Industrial & Engineering Chemistry**, Washington, v. 26, n. 8, p. 851-855, 1934.

JOSHI, S. V.; Grasso, G. A.; Lafond, P. G.; Rao, I.; Webb, E.; Zerpa, L. E.; Sloan, E. D.; Koh, C. A.; Sum, A. K. Experimental flowloop investigations of gas hydrate formation in high water cut systems. **Chemical Engineering Science**, 97, 198-209, 2013.

KOH, Carolyn A.; CREEK, Jefferson L. **Safety in hydrate plug removal**. *In: SLOAN, E. D.; KOH, C. A.; SUM, A. K. Natural gas hydrates in flow assurance*. Oxford: Elsevier, 2011. cap. 3, p. 37-47. ISBN 978-1-85617-945-4.

MAKOGON, Y. F. **Hydrates of Hydrocarbons**. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1997.

OCEÂNICA. **CRD-OPE-081**: Procedimento Executivo para Recolhimento de Linhas com Cabeça de Tração Instrumentada. Rio de Janeiro: Oceânica, 2025.

PETROBRAS. **Certificado de Liberação de Linha (CLL)**: Linha de Gas Lift do Poço 3-MLL-20D-RJS. Ordem de Serviço 6000717531. Macaé: Petrobras, 2024a.

PETROBRAS. **MD-3913.00-1500-941-R1N-030 Rev.B**: Ancoragem Provisória: Instalação de Laçada de Linha Riser GL 3-MLL-20D-RJS FPSO Niterói. Rio de Janeiro: Petrobras, 2025a.

PETROBRAS. **PE-2SUB-00965**: Comunicação de Anomalias de SMS na SUB. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024b.

PETROBRAS. **PE-2SUB-01250**: Procedimento de Recolhimento de Linhas Submarinas com Presença de Hidrato. Rio de Janeiro: Petrobras, 2025b.

PETROBRAS. **PO_FPNIT_MLL-20_GL_6000717531_SVml25-024**: Relatório relatório de Recuperação 1ª, Recolhimento e Corte de 2ª da Linha de GL do Poço 3-MLL-20D-RJS do FPSO Niterói. Rio de Janeiro: Petrobras, 2025c.

PETROBRAS. **PP-1PBR-00392**: Avaliação e Gestão de Riscos Operacionais Relacionados a SMS. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024c.

PETROBRAS. **PR-3000.00-1500-291-PMU-002**: Alívio de Gás do Anular Durante Recolhimento de Dutos Flexíveis. Rio de Janeiro: Petrobras, 2021c.

PETROBRAS. **RL-3010.0N-1519-983-PSE-004 Rev.C**: - Análise Preliminar de Riscos: Pull out de 2ª extremidade, com corte emerso e recolhimento do riser da linha de LGL do poço 3-MLL-20D-RJS do FPSO Cidade de Niterói. Macaé: Petrobras, 2025d.

PETROBRAS. **Workshop de Remoção de Hidrato**: - Remoção de Hidrato em Linhas e Equipamentos Submarinos . Macaé: Petrobras, p. 21, 2025d.

SANTANA, A. R. S. (2024). **Desenvolvimento de cabeça de tração instrumentada para as operações de recolhimento de dutos nos campos de Marlim e Voador**. Trabalho de conclusão de curso (Pós-Graduação Lato Sensu em Engenharia Submarina), Sistema Educacional Corporativo da Petrobras, Macaé.

SLOAN, E. D.; KOH, C. A. **Clathrate Hydrates of Natural Gases**. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.

TECHNIPFMC. **Change Request Form (CRF) SKV-CRF-2025-0028**: Teste de condutividade do bore antes do inboarding GL MLL-20. FMS4-QMT-14000-01 Rev 7. Houston: TechnipFMC, 2025a.

TECHNIPFMC. **Instrução de Trabalho para Uso da Cabeça de Tração Instrumentada**. Ref.: 075071-67-PRD-0040 Rev. 0. Houston: TechnipFMC, 2025b.