



A análise além dos requisitos mínimos revela as verdadeiras expectativas de desempenho de um revestimento.

Por Neil Wilds, Diretor de Produto Global – CUI, e Dr. Jeffrey David Rogozinski, Diretor de Produto Global – Fusion Bonded Epoxi, para Sherwin-Williams Protective & Marine

Testes padrão são necessários para validar o desempenho dos revestimentos no ambiente Subsea. Mas muitas vezes, esses testes provam apenas que um produto ou revestimento atende aos requisitos mínimos. Dada a variedade de tendências e necessidades emergentes e antecipadas que moldam a indústria offshore, isso não é considerado suficiente.

Esses fatores de influência incluem:

- **Ativos submersos:** Cada vez mais estruturas de produção offshore estão sendo colocadas debaixo d'água, aproveitando ativos flutuantes existentes por meio do aumento do uso de umbilicals Subsea, risers e flowlines (ativos SURF).
- **Poços operacionais funcionando por mais tempo:** Novas técnicas de extração estão estendendo a vida útil dos poços Subsea, de modo que equipamentos que antes eram destinados a uma vida útil de 20 anos, são frequentemente solicitados a funcionar por muito mais tempo. Para fazer isso sem custos excessivos de manutenção, reparo e/ou substituição, os produtores devem contar com revestimentos que podem fornecer até 30 anos de proteção anticorrosiva.
- **Operações mais quentes:** Poços offshore mais profundos extraem óleo mais quente, resultando em temperaturas mais altas de operação de tubulações e equipamentos e maiores diferenciais de temperatura em relação à água do mar. A produção em temperaturas mais altas coloca um estresse térmico significativo nos equipamentos e principalmente nos revestimentos, o que pode acelerar as reações químicas que levam a danos por corrosão.
- **Atrasos imprevistos:** Atividades logísticas, políticas e regulatórias podem muitas vezes levar a atrasos nos projetos Subsea, potencialmente expondo tubos e equipamentos revestidos aos efeitos prejudiciais da degradação ultravioleta (UV), corrosão atmosférica marinha e danos físicos por meses ou mais antes da instalação. Quando os revestimentos Subsea não são capazes de atender a esses desafios inesperados, os produtores devem arriscar a instalação de tubos e equipamentos potencialmente comprometidos ou optar por abrigos caros no local para proteger o equipamento ou remediação de revestimento em campo de menos qualidade e cara.

Todos os fatores acima exigirão a confirmação de medidas extras de desempenho de revestimentos que vão além dos testes comuns de hoje que se concentram em requisitos mínimos. Isso significa que proprietários e empresas de engenharia, aquisição e construção (EPC) precisarão olhar além desses testes padrão para testes de laboratório mais abrangentes e dados que se correlacionam mais de perto com a estrutura específica que está sendo revestida e as propriedades do revestimento selecionado. Além disso, os testes devem levar em consideração as características do poço, o óleo extraído e o ambiente submarino em que os ativos de produção serão utilizados.



É por isso que, além de testar os mínimos padrões estabelecidos, a indústria é melhor atendida usando testes adicionais que ampliam as normas existentes e exploram os limites estruturais e mecânicos dos revestimentos. No final, a única maneira de medir de forma confiável o desempenho de longo prazo de um revestimento é testá-lo “até que ele quebre”. O processo de “quebrar” um revestimento revela o que precisamos saber sobre seus reais limites de desempenho, enquanto o desejo de superar esses limites destaca áreas para o desenvolvimento de revestimentos futuros.

REQUISITOS DE DESEMPENHO DE REVESTIMENTOS

Antes de explorar os requisitos atuais de teste da indústria, vamos analisar por um momento os requisitos básicos de desempenho para um sistema de revestimento, seja usado acima do solo, abaixo do solo ou Subsea:

1. Adesão: Após a aplicação e cura, uma boa adesão garante uma ligação consistente entre os ativos de aço e os revestimentos em todos os pontos. Naturalmente, essa adesão deve permanecer após o ativo ser exposto e funcionar em seu ambiente operacional. Exemplos de má adesão incluem:

- a) **Descolação catódica** – perda de adesão na superfície do aço devido à reação do revestimento com moléculas de hidrogênio livres resultantes da corrente catódica.
- b) **Fragilidade/perda de plasticidade** devido à perda de solvente, que pode resultar em trincas ou fraturas do revestimento sob força de flexão.
- c) **A fluência por corrosão**, pois a corrosão em uma área exposta “corta por baixo” as áreas revestidas adjacentes e permite que a corrosão se espalhe.

2. Propriedades da barreira: Para evitar que água, oxigênio, eletrólitos ou outros agentes causadores de corrosão penetrem em um revestimento para atingir a superfície protegida abaixo, os revestimentos formam uma barreira física - uma estrutura química reticulada, semelhante a uma rede, que veda a superfície do aço. A falha da barreira ocorre quando um estresse ambiental – como alta temperatura, exposição aos raios UV ou ataque químico – expande ou abre a rede de barreira, criando espaços grandes o suficiente para que os eletrólitos penetrem e iniciem um ataque/corrosão químico.

3. Resistência a Danos: Os sistemas de revestimento devem combinar flexibilidade e dureza, protegendo contra danos físicos ou perda de revestimento por impacto, abrasão e flexão que desgastam, rasgam ou

lascam, expondo assim a superfície do aço à corrosão do ataque químico. Para atingir esse desempenho, o revestimento (ou uma camada protetora suplementar no topo do revestimento) deve ser capaz de absorver ou deslocar a temperatura, o impacto ou as tensões químicas sem falhar.

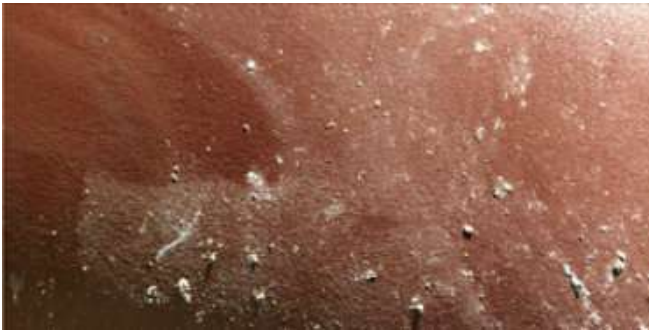


Figura 1. O teste de queda de rocha neste revestimento de FBE provou que ele pode proteger a camada de revestimento de base de FBE de impactos e arranhões que poderiam expor a superfície de aço.



Figura 2. Apesar de flexionar este tubo de amostra na tentativa de quebrar os sistemas de revestimento FBE aplicados, os revestimentos permaneceram intactos, demonstrando sua flexibilidade e resistência a danos.

O QUE OS TESTES PODEM AVALIAR:

Então, como você testa as características importantes em revestimentos para tubulações e equipamentos que serão usados acima do solo, subterrâneos e em ambientes Subsea? Uma ampla gama de testes é necessária para estimar realisticamente as capacidades dos revestimentos Subsea em toda a gama de condições da vida real. Alguns importantes incluem:

- Testes de degradação UV, erosão e/ou corrosão atmosférica são necessários no caso de atrasos no projeto fazerem com que o tubo e o equipamento revestidos sejam armazenados ao ar livre por um período prolongado.
- Testes de resistência ao impacto/danos (Figura 1) são necessários para avaliar a capacidade de um sistema de revestimento de resistir a arranhões ou abrasões que exporiam a superfície do aço.
- Testes de flexão (Figura 2) precisam ser executados para avaliar se os revestimentos podem permanecer intactos quando o tubo ou material subjacente é submetido a flexões repetidas - como durante instalações offshore de assentamento de bobinas.
- O teste térmico também é fundamental para avaliar se altas temperaturas operacionais ou gradientes térmicos extremos afetarão a estrutura molecular do revestimento, alterando ou reduzindo a densidade de reticulação que é essencial para a proteção da barreira.



TESTES SUBSEA PARA REVESTIMENTOS LÍQUIDOS

Hoje, os revestimentos líquidos aplicados a ativos de aço inoxidável e carbono Subsea submersos devem estar em conformidade com as pré-qualificações do Sistema de Revestimento 7B ou 7C da Norsok M-501 Revisão 6. Estes requerem testes de imersão e desprendimento catódico, com a diretriz 7B para temperaturas de operação ambiente e padrão $\leq 50^{\circ}\text{C}$ (122°F), e o padrão 7C para temperaturas acima de $\geq 50^{\circ}\text{C}$ (122°F).

Com base nos requisitos do Sistema de Revestimento 7A Norsok M-501 Revisão 6 para ativos que operam na zona de respingo, as diretrizes 7B foram desenvolvidas para revestimentos usados para proteger equipamentos submersos usados em poços Subsea rasos operando em temperaturas relativamente baixas de óleo e tubulação. Mas no início dos anos 2000, à medida que a perfuração se aprofundava e o óleo extraído se tornava mais quente, a indústria percebeu a necessidade de revestimentos que pudessem funcionar sob o estresse de pressões e temperaturas mais altas. Portanto, uma divisão nos requisitos do Norsok System 7 levou à introdução de uma pré-qualificação 7C separada.

No entanto, o teste de descolamento catódico de alta temperatura Norsok M-501 7C é controverso nos círculos da indústria. Primeiro, aplica-se a uma faixa extremamente ampla de temperaturas. Em segundo lugar, não leva em conta os altos diferenciais de temperatura entre o interior e o exterior de oleodutos e equipamentos de produção, como quando o óleo quente extremamente profundo é movido através de um tubo revestido em um ambiente muito frio como o Mar do Norte. E por último, quando esses testes são conduzidos em temperaturas extremas – 95°C (205°F) e superiores – as condições do teste divergem significativamente das condições da vida real. À medida que os poços Subsea ficam significativamente mais quentes, aproximando-se de $180\text{-}200^{\circ}\text{C}$ ($356\text{-}392^{\circ}\text{F}$), o teste de descolamento catódico de alta temperatura está em sua limitação de projeto, e isso

às vezes pode ser visto nos resultados do teste. Trabalho adicional deve ser feito para modificar o teste para acomodar essas condições de temperatura mais altas.

O descolamento catódico ocorre quando a adesão é perdida entre o revestimento e o substrato. Esta perda de adesão é devido à ruptura da ligação de hidrogênio da reação entre água salgada, oxigênio e eletricidade na célula de teste de descolamento catódico. Essa reação produz hipoclorito, um dos agentes que podem causar o descolamento do revestimento. Em temperaturas mais baixas da água, a quantidade de oxigênio dissolvido na água do mar é suficiente para alimentar essa reação, que é maximizada em temperaturas entre $65\text{-}80^{\circ}\text{C}$ ($149\text{-}176^{\circ}\text{F}$).

No entanto, como a dissolução do oxigênio na água do mar varia inversamente com a temperatura, o nível de oxigênio presente na água do mar usado em testes de alta temperatura deve ser bastante baixo, o que resultaria em níveis muito mais baixos de formação de hipoclorito. Mas a estrutura do aparelho usado para realizar o teste 7C oxigena artificialmente a água do mar de alta temperatura a níveis irreais, produzindo um nível irreal de formação de hipoclorito. Este fator, combinado com o fato de que o teste coloca o ânodo muito próximo da superfície catódica, aumenta drasticamente o potencial de que altas concentrações de hipoclorito atinjam as seções vulneráveis/expostas do tubo ou equipamento. Com essas condições não imitando com precisão as condições do mundo real, os revestimentos testados podem falhar no laboratório muito antes de falharem no campo.

Entre os revestimentos líquidos que passam nos testes Norsok 7C, as diferenças nas formulações do revestimento podem afetar o desempenho a longo prazo. Por exemplo, os revestimentos epóxi fenólicos Subsea líquidos variam com base em seu teor de sólidos, variando de formulações compostas por cerca de 70% de sólidos/30% de solventes a formulações mais recentes de sólidos ultra-altos que praticamente

eliminam solventes. Embora ambos possam passar no teste NORSOK 7C e mostrar bom desempenho em altas temperaturas, a perda de solvente desencadeada pela exposição à água do mar pode fazer com que os revestimentos à base de solvente percam a plasticidade ao longo do tempo. Essa perda torna os revestimentos menos flexíveis e mais propensos à fragilidade, rachaduras e quebras sob impacto ou tensão de flexão. Por outro lado, as formulações líquidas com alto teor de sólidos eliminam o “espaço livre” associado ao teor de solvente, permitindo que produzam uma estrutura densamente reticulada que retém a plasticidade indefinidamente. No entanto, a menos que você reconheça essas diferenças e teste os revestimentos em condições reais, talvez você não consiga reconhecer essa disparidade potencialmente importante no desempenho.

Claramente, os testes de pré-qualificação atuais são mínimos. Portanto, os produtores são mais bem atendidos fazendo testes para avaliar verdadeiramente o desempenho de um produto.

TESTES SUBSEA PARA REVESTIMENTOS EM PÓ

Revestimentos em pó, especificamente revestimentos epóxi fusion-bonded (FBE) de camada única, devem atender aos requisitos da série ISO 21809-2:2014 para a proteção contra corrosão de tubos de aço nu enterrados ou submersos. A última geração de FBEs à base de pó foi projetada para fornecer excelente adesão, proteção contra corrosão e durabilidade em ambientes offshore de alta temperatura. Os aplicadores de revestimentos também se beneficiam dessas formulações sem solvente, pois são mais fáceis de aplicar, exigem menos energia para a cura e reduzem as preocupações com a conformidade regulatória.

No entanto, embora os revestimentos testados de acordo com a ISO 21809-2:2014 atendam aos requisitos mínimos de aplicação subterrânea e

submarina, eles não atendem necessariamente aos requisitos do mundo real. Por exemplo, tubos e equipamentos preparados para instalação subterrânea ou submarina podem estar sujeitos a atrasos – sejam logísticos, políticos, financeiros ou regulatórios – que podem deixar os ativos parados em pátios, docas, navios ou áreas de estágio do projeto por meses ou anos antes da instalação. Nesses locais, os revestimentos à base de epóxi destinados à instalação e uso Subsea são normalmente expostos a danos imprevistos de degradação por UV, corrosão atmosférica e danos por impacto. Os sintomas deste dano podem ser vistos em:

- Escamação, lavagem ou descoloração dos revestimentos
- Rachaduras, bolhas ou rasgos nos revestimentos

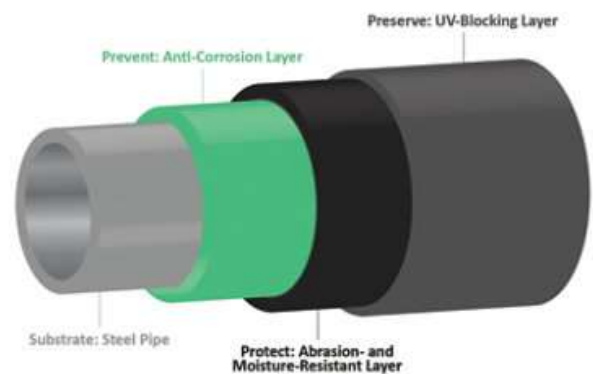


Figura 3. Quando a exposição à degradação por UV, corrosão atmosférica e danos por impacto são prováveis em tubulações, uma abordagem de revestimentos multicamadas é útil. A camada anticorrosiva de base é necessária para evitar a corrosão da tubulação, mas uma camada intermediária pode ser adicionada para proteger a camada anticorrosiva do desgaste. Uma camada de bloqueio de UV também pode ser aplicada no topo para ajudar a preservar as duas primeiras camadas antes de enterrar ou submergir os tubos.

Para limitar ou prevenir tal exposição, este equipamento requer armazenamento e monitoramento especial (que é uma despesa operacional significativa para o fornecedor, instalador ou produtor do equipamento), inspeção e reparo em campo de todos os ativos antes da instalação, ou a proteção de um equipamento adicional camada ou duas de revestimento protetor, aplicado sobre a camada base anticorrosiva FBE, que é capaz de prevenir danos UV, atmosféricos e/ou de impacto (Figura 3).

A Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás (IOGP) antecipou essa necessidade e, portanto, produziu uma norma que recomenda que todos os revestimentos usados para tubulações e equipamentos subterrâneos e Subsea sejam testados não apenas para descolamento catódico de alta temperatura em ambientes Subsea (como em NORSOK M-501 7C), mas também para proteção contra degradação UV e corrosão atmosférica, conforme especificado na ISO 12944-CX. Esta norma ISO aborda diretamente a ameaça de atrasos inesperados – e a exposição resultante à luz UV, umidade atmosférica e névoa salina nas docas ou no armazenamento externo – podem iniciar a degradação e a corrosão do revestimento que prejudicam a qualidade dos revestimentos epóxi destinados a fornecer proteção contra corrosão submarina.

Os testes de envelhecimento cíclico no 12944-CX – ciclos de três dias de exposição aos raios UV/condensação de umidade, mais três dias de névoa salina e temperaturas reduzidas – fornecem o que é hoje o “teste ácido” para revestimentos epóxi usados em ambientes offshore. E nem todos os revestimentos epóxi podem passar neste teste muito exigente. Mesmo os que passam provavelmente apresentarão algum branqueamento e amarelecimento – os primeiros sinais de quebra do revestimento – quando colocados nessas condições. O teste também exige que o revestimento nos painéis

de teste seja marcado de modo que a corrosão seja iniciada no metal subjacente. À medida que esse rascunho se corrói, o teste imita o severo “undercreep” que pode ocorrer quando a corrosão funciona sob a superfície revestida e se espalha. Por exemplo, uma estrutura de árvore de Natal revestida ou outros ativos pré-revestidos que são danificados em trânsito e depois deixados no cais em um local remoto podem desenvolver corrosão severa dentro de 12 a 18 meses, exigindo reparos muito caros, muitas vezes em circunstâncias menos controladas do que o ideal. Do ponto de vista das despesas operacionais, esses reparos (ou a perspectiva de corrosão prematura) são um pesadelo. Portanto, o padrão de teste IOGP faz muito sentido, pois antecipa e aborda o que pode e acontece no mundo real.

TESTE ATÉ FALHAR

Hoje, os testes de revestimento da indústria fornecem um conjunto limitado de padrões mínimos de desempenho. E muitos revestimentos podem atender a esses mínimos. Mas, na medida em que esses padrões não atendem a situações do mundo real, eles podem oferecer poucos ou nenhum dado de tomada de decisão para prever o desempenho de longo prazo, uma vantagem de desempenho em relação a outras opções de revestimento ou menores despesas operacionais ou custos do ciclo de vida. Para obter os melhores resultados, é necessária uma estratégia de várias etapas que testa e especifica revestimentos com base não apenas nos requisitos de desempenho in situ, mas também em uma avaliação realista de todas as circunstâncias, incluindo possíveis atrasos, que podem afetar seu projeto. Ao avaliar o possível uso de uma tecnologia mais recente, aplique seu julgamento, com base não apenas no histórico do revestimento e do fornecedor, mas também no conhecimento detalhado da estrutura e das propriedades mecânicas de um revestimento, obtido por meio de métodos de “teste até falhar”.

SOBRE OS AUTORES

Neil Wilds é Diretor de Produto Global – CUI da Sherwin-Williams Protective & Marine. Com 36 anos de experiência em revestimentos técnicos, Wilds desenvolve estratégias para proteção de ativos de longo prazo e direciona o desenvolvimento de especificações e programas de testes. Ele é membro de várias associações de revestimentos, incluindo AMPP, NORSOK M501, a International Organization for Standardization (ISO) e outras.

Dr. Jeffrey David Rogozinski é Diretor de Produto Global – Fusion Bonded Epoxi para Sherwin-Williams Protective & Marine. Com mais de 30 anos de experiência em tintas e academia, é responsável pelo desenvolvimento de tintas protetoras, tintas em pó, resinas e aditivos para os mercados de óleo e gás, dutos, pontes e rodovias. Sua ênfase na ciência de revestimentos é pesquisar e testar a síntese de polímeros e a caracterização de propriedades de estrutura. Ele é membro de várias associações de revestimentos e consultor para redação de especificações globais para o CSA Group, a International Organization for Standardization (ISO), ASTM International, AMPP e outros. Rogozinski tem doutorado em ciência aplicada para química de polímeros e compostos.



CONTATO SUBSEA BRASIL

Vania Sampaio

Business Development Manager
Oil & Gas and Power

Sherwin-Williams Protective & Marine Coatings

vania.sampaio@sherwin.com.br

Cel: +55(21) 99855-3332