



Mirar más allá de los requisitos mínimos revela las verdaderas expectativas de rendimiento de un recubrimiento.

Por Neil Wilds, Director de Producto Global - CUI, y el Dr. Jeffrey David Rogozinski, Director de Producto Global – Fusion Bonded Epoxi, para Sherwin-Williams Protective & Marine

Se requieren pruebas estándar para validar el rendimiento de los recubrimientos en el entorno Subsea. Pero a menudo, estas pruebas solo prueban que un producto o recubrimiento cumple con los requisitos mínimos. Dada la variedad de tendencias y necesidades emergentes y anticipadas que dan forma a la industria offshore, esto no se considera suficiente.

Estos factores influyentes incluyen:

- **Activos sumergidos:** cada vez más estructuras de producción en alta mar se están colocando bajo el agua, aprovechando los activos flotantes existentes mediante un mayor uso de umbilicales, elevadores y líneas de flujo Subsea (activos SURF).
- **Operación de pozos que funcionan por más tiempo:** las nuevas técnicas de extracción están extendiendo la vida útil de los pozos Subsea, por lo que el equipo que alguna vez estuvo diseñado para una vida útil de 20 años a menudo requiere que funcione mucho más tiempo. Para hacer esto sin costos excesivos de mantenimiento, reparación y/o reemplazo, los productores deben confiar en revestimientos que pueden proporcionar hasta 30 años de protección contra la corrosión.

- **Operaciones más cálidas:** los pozos marinos más profundos extraen petróleo más caliente, lo que da como resultado temperaturas operativas más altas de tuberías y equipos y mayores diferencias de temperatura con el agua de mar. La producción a temperaturas más altas genera un estrés térmico significativo en los equipos y, en particular, en los recubrimientos, lo que puede acelerar las reacciones químicas que conducen a daños por corrosión.
- **Retrasos imprevistos:** las actividades logísticas, políticas y regulatorias a menudo pueden provocar retrasos en los proyectos Subsea, lo que podría exponer las tuberías y los equipos revestidos a los efectos nocivos de la degradación ultravioleta (UV), la corrosión atmosférica marina y los daños físicos durante meses o más antes de la instalación. Cuando los recubrimientos Subsea no pueden enfrentar estos desafíos inesperados, los productores deben arriesgarse a instalar tuberías y equipos potencialmente comprometidos u optar por refugios costosos en el sitio para proteger los equipos o una remediación de recubrimiento de campo de menor calidad y costosa.

Todos los factores anteriores requerirán la confirmación de mediciones de desempeño de recubrimientos adicionales que van más allá de las pruebas comunes actuales que se enfocan en los requisitos mínimos. Esto significa que los propietarios de viviendas y las empresas de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC) deberán mirar más allá de estas pruebas estándar y realizar pruebas de laboratorio más completas y datos que se correlacionen más estrechamente con la estructura específica que se está recubriendo y las propiedades del recubrimiento seleccionado. Además, las pruebas deben tener en cuenta las características del pozo, el petróleo extraído y el ambiente Subsea en el que se utilizarán los activos de producción.



Es por eso que, además de las pruebas según los estándares mínimos establecidos, la industria se beneficia mejor mediante el uso de pruebas adicionales que amplían los estándares existentes y exploran los límites estructurales y mecánicos de los recubrimientos. Al final, la única forma de medir de forma fiable el rendimiento a largo plazo de un revestimiento es probarlo "hasta que se rompa". El proceso de "descomposición" de un recubrimiento revela lo que necesitamos saber sobre sus verdaderos límites de rendimiento, mientras que el deseo de superar esos límites resalta áreas para el desarrollo futuro de recubrimientos.

REQUISITOS DE RENDIMIENTO DEL RECUBRIMIENTO

Antes de explorar los requisitos de prueba de la industria actual, tomemos un momento para ver los requisitos básicos de rendimiento para un sistema de recubrimiento, ya sea que se use sobre el suelo, bajo tierra o Subsea:

1. Adhesión: Después de la aplicación y el curado, una buena adhesión garantiza una unión uniforme entre los activos de acero y los revestimientos en todos los puntos. Naturalmente, esta adhesión debe permanecer después de que el activo esté expuesto y funcionando en su entorno operativo. Los ejemplos de mala adherencia incluyen:

- a) **Desunión catódica:** pérdida de adherencia en la superficie del acero debido a la reacción del recubrimiento con moléculas de hidrógeno libres resultantes de la corriente catódica.
- b) **Fragilidad/pérdida de plasticidad** debido a la pérdida de solvente, lo que puede resultar en agrietamiento o fractura del recubrimiento bajo la fuerza de flexión.
- c) **Deslizamiento de la corrosión**, ya que la corrosión en un área expuesta "socava" las áreas recubiertas adyacentes y permite que la corrosión se propague.

2. Propiedades de barrera: Para evitar que el agua, el oxígeno, los electrolitos u otros agentes causantes de la corrosión penetren en un recubrimiento y lleguen a la superficie protegida que se encuentra debajo, los recubrimientos forman una barrera física: una estructura química reticulada similar a una red que sella la superficie de acero. La falla de la barrera ocurre cuando un estrés ambiental, como alta temperatura, exposición a los rayos UV o ataque químico, expande o abre la red de la barrera, creando espacios lo suficientemente grandes para que los electrolitos penetren e inicien un ataque químico/corrosión.

3. Resistencia al daño: los sistemas de recubrimiento deben combinar flexibilidad y dureza, protegiendo

contra el daño físico o la pérdida del recubrimiento por impacto, abrasión y flexión que se desgastan, rasgan o astillan, exponiendo así la superficie de acero a la corrosión del ataque químico. Para lograr este rendimiento, el revestimiento (o una capa protectora suplementaria sobre el revestimiento) debe ser capaz de absorber o desplazar la temperatura, el impacto o las tensiones químicas sin falta.



Figura 1. Las pruebas de caída de rocas en este revestimiento FBE demostraron que puede proteger la capa base FBE de impactos y rayones que podrían exponer la superficie de acero.



Figura 2. A pesar de doblar este tubo de muestra en un intento de romper los sistemas de revestimiento FBE aplicados, los revestimientos permanecieron intactos, demostrando su flexibilidad y resistencia al daño.

QUÉ PUEDEN EVALUAR LAS PRUEBAS:

Entonces, ¿cómo se prueban las características importantes en los revestimientos para tuberías y equipos que se utilizarán sobre el suelo, bajo tierra y en entornos Subsea? Se requiere una amplia gama de pruebas para estimar de manera realista las capacidades de los recubrimientos Subsea en toda la gama de condiciones de la vida real. Algunos importantes incluyen:

- Se requieren pruebas de degradación UV, erosión y/o corrosión atmosférica en caso de que los retrasos en el proyecto hagan que la tubería y el equipo revestidos se almacenen al aire libre durante un período prolongado.
- Se requieren pruebas de resistencia a impactos/daños (Figura 1) para evaluar la capacidad de un sistema de recubrimiento para resistir rayones o abrasiones que expondrían la superficie de acero.
- Se deben realizar pruebas de flexión (Figura 2) para evaluar si los revestimientos pueden permanecer intactos cuando la tubería o el material subyacente se someten a flexión repetida, como durante las instalaciones de colocación de bobinas en alta mar.
- Las pruebas térmicas también son críticas para evaluar si las altas temperaturas de funcionamiento o los gradientes térmicos extremos afectarán la estructura molecular del recubrimiento, alterando o reduciendo la densidad de reticulación que es esencial para la protección de barrera.



PRUEBAS SUBSEA PARA REVESTIMIENTOS LÍQUIDOS

Hoy en día, los recubrimientos líquidos aplicados al acero inoxidable Subsea y los activos Subsea al carbono deben cumplir con las precalificaciones 7B o 7C del sistema de recubrimiento NORSOK M-501 Revisión 6. Estas requieren pruebas de inmersión y aflojamiento catódico, con la directriz 7B para temperaturas ambientales y de funcionamiento estándar $\leq 50^{\circ}\text{C}$ (122°F) y 7C estándar para temperaturas superiores a $\geq 50^{\circ}\text{C}$ (122°F).

Con base en los requisitos 7A del Sistema de recubrimiento NORSOK M-501 Revisión 6 para los activos que operan en la zona de salpicadura, se desarrollaron las pautas 7B para los recubrimientos utilizados para proteger los equipos sumergidos utilizados en pozos Subsea poco profundos que operan a temperaturas relativamente bajas de petróleo y tuberías. Pero a principios de la década de 2000, a medida que la perforación se hacía más profunda y el petróleo extraído se calentaba, la industria se dio cuenta de la necesidad de recubrimientos que pudieran funcionar bajo el estrés de presiones y temperaturas más altas. Por lo tanto, una división en los requisitos del Sistema 7 de NORSOK condujo a la introducción de una precalificación 7C separada.

Sin embargo, la prueba de desprendimiento catódico a alta temperatura NORSOK M-501 7C es controvertida en los círculos industriales. Primero, se aplica a una gama extremadamente amplia de temperaturas. En segundo lugar, no tiene en cuenta las altas diferencias de temperatura entre el interior y el exterior de los oleoductos y los equipos de producción, como cuando se mueve aceite extremadamente caliente a través de una tubería revestida en un entorno muy frío como el Mar del Norte. Finalmente, cuando estas pruebas se realizan en temperaturas extremas, 95°C (205°F) y más, las condiciones de prueba difieren significativamente de las condiciones de la vida real. A medida que los pozos Subsea se calientan significativamente, acercándose a

$180\text{-}200^{\circ}\text{C}$ ($356\text{-}392^{\circ}\text{F}$), la prueba de desprendimiento catódico a alta temperatura se encuentra en su límite de diseño, y esto a veces se puede ver en los resultados de la prueba. Se debe realizar un trabajo adicional para modificar la prueba para adaptarse a estas condiciones de temperatura más alta.

El desprendimiento catódico ocurre cuando se pierde la adhesión entre el recubrimiento y el sustrato. Esta pérdida de adhesión se debe a la ruptura del enlace de hidrógeno de la reacción entre el agua salada, el oxígeno y la electricidad en la celda de prueba de desunión catódica. Esta reacción produce hipoclorito, uno de los agentes que pueden hacer que el revestimiento se desprenda. A temperaturas del agua más bajas, la cantidad de oxígeno disuelto en el agua de mar es suficiente para impulsar esta reacción, que se maximiza a temperaturas entre 65 y 80°C (149 y 176°F). Sin embargo, como la disolución de oxígeno en el agua de mar varía inversamente con la temperatura, el nivel de oxígeno presente en el agua de mar utilizada en las pruebas de alta temperatura debe ser bastante bajo, lo que daría lugar a niveles mucho más bajos de formación de hipoclorito. Pero la estructura del aparato utilizado para realizar la prueba 7C oxigena artificialmente el agua de mar a alta temperatura a niveles irreales, produciendo un nivel irreal de formación de hipoclorito. Este factor, combinado con el hecho de que la prueba coloca el ánodo muy cerca de la superficie catódica, aumenta drásticamente la posibilidad de que altas concentraciones de hipoclorito lleguen a las secciones vulnerables/expuestas de la tubería o el equipo. Dado que estas condiciones no imitan con precisión las condiciones del mundo real, los recubrimientos probados pueden fallar en el laboratorio mucho antes de que fallen en el campo. Entre los recubrimientos líquidos que pasan las pruebas NORSOK 7C, las diferencias en las formulaciones de los recubrimientos pueden afectar el rendimiento a largo plazo. Por ejemplo, los recubrimientos fenólicos epóxicos líquidos Subsea varían en función de su contenido de

sólidos, desde formulaciones compuestas por alrededor de un 70 % de sólidos/30 % de solventes hasta formulaciones más nuevas con ultra alto contenido de sólidos que prácticamente eliminan los solventes. Si bien ambos pueden pasar la prueba NORSOK 7C y mostrar un buen rendimiento a altas temperaturas, la pérdida de solvente provocada por la exposición al agua de mar puede hacer que los recubrimientos a base de solventes pierdan plasticidad con el tiempo. Esta pérdida hace que los revestimientos sean menos flexibles y más propensos a la fragilidad, el agrietamiento y la rotura bajo impacto o tensión de flexión. Por otro lado, las formulaciones líquidas con alto contenido de sólidos eliminan el "espacio de cabeza" asociado con el contenido de solvente, lo que les permite producir una estructura densamente reticulada que retiene la plasticidad indefinidamente. Sin embargo, a menos que reconozca estas diferencias y pruebe los recubrimientos en condiciones reales, es posible que no pueda reconocer esta disparidad potencialmente importante en el rendimiento.

Claramente, las pruebas de precalificación actuales son mínimas. Por lo tanto, a los productores les conviene más realizar pruebas para evaluar realmente el rendimiento de un producto.

PRUEBAS SUBSEA PARA RECUBRIMIENTOS EN POLVO

Los recubrimientos en polvo, específicamente los recubrimientos epoxi unidos por fusión (FBE) de una sola capa, deben cumplir con los requisitos de la serie ISO 21809-2:2014 para la protección contra la corrosión de tuberías de acero descubiertas enterradas o sumergidas. La última generación de FBE a base de polvo está diseñada para proporcionar una excelente adhesión, protección contra la corrosión y durabilidad en entornos marinos de alta temperatura. Los aplicadores de recubrimientos también se benefician de estas formulaciones sin solventes, ya que son más fáciles de aplicar, requieren menos

energía para curar y reducen las preocupaciones de cumplimiento normativo. Sin embargo, aunque los recubrimientos probados de acuerdo con la norma ISO 21809-2:2014 cumplen con los requisitos mínimos para aplicaciones subterráneas y submarinas, no necesariamente cumplen con los requisitos del mundo real. Por ejemplo, las tuberías y los equipos preparados para la instalación subterránea o submarina pueden estar sujetos a demoras, ya sean logísticas, políticas, financieras o reglamentarias, que pueden dejar los activos varados en patios, muelles, barcos o áreas de preparación del proyecto durante meses o años antes de la instalación. En estos lugares, los revestimientos a base de epoxi destinados a la instalación y el uso Subsea suelen estar expuestos a daños imprevistos por degradación UV, corrosión atmosférica y daños por impacto. Los síntomas de este daño se pueden ver en:

- Lavado, descamación o decoloración de revestimientos.
- Grietas, ampollas o rasgaduras en los revestimientos

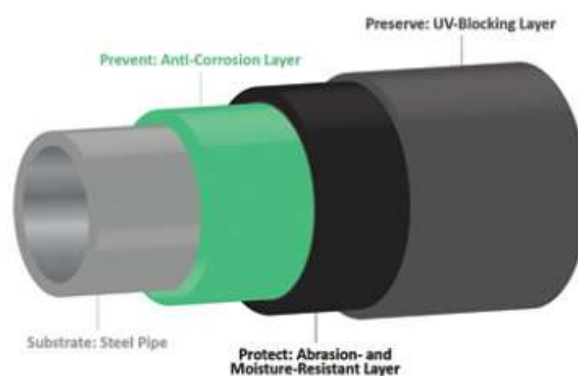


Figura 3. Cuando la exposición a la degradación UV, la corrosión atmosférica y el daño por impacto son probables en las tuberías, es útil un enfoque de recubrimientos multicapa. La capa base anticorrosiva es necesaria para evitar la corrosión de la tubería, pero se puede agregar una capa intermedia para proteger la capa anticorrosiva del desgaste. También se puede aplicar una capa bloqueadora de rayos UV en la parte superior para ayudar a preservar las dos primeras capas antes de enterrar o sumergir las tuberías.

Para limitar o prevenir dicha exposición, este equipo requiere almacenamiento y monitoreo especiales (lo cual es un gasto operativo significativo para el proveedor, instalador o productor del equipo), inspección de campo y reparación de todos los activos antes de la instalación, o la protección de una capa de equipo adicional. o dos de capa protectora, aplicada sobre la capa base anticorrosiva FBE, que es capaz de prevenir daños por rayos UV, atmosféricos y/o por impacto (Figura 3).

La Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) anticipó esta necesidad y, por lo tanto, elaboró un estándar que recomienda que todos los revestimientos utilizados para tuberías y equipos subterráneos y Subsea se prueben no solo para el desprendimiento catódico a alta temperatura en entornos Subsea (como en NORSOK M- 501 7C), sino también para la protección contra la degradación UV y la corrosión atmosférica como se especifica en ISO 12944-CX. Esta norma ISO aborda directamente la amenaza de retrasos inesperados, y la exposición resultante a la luz ultravioleta, la humedad atmosférica y el rocío de sal en los muelles o en el almacenamiento fuera del sitio, puede iniciar la degradación y corrosión del recubrimiento que perjudica la calidad de los recubrimientos epoxi destinados a brindar protección. contra la corrosión submarina.

Las pruebas de envejecimiento cíclico en el 12944-CX (ciclos de tres días de exposición a los rayos UV/condensación de humedad, más tres días de niebla salina y temperaturas reducidas) brindan lo que ahora es la "prueba de fuego" para los recubrimientos epóxicos utilizados en alta mar. Y no todos los recubrimientos epoxi pueden pasar esta exigente prueba. Incluso aquellos que pasan probablemente mostrarán algo de decoloración y amarillamiento, los primeros signos de rotura del recubrimiento, cuando se colocan en estas condiciones. La prueba también requiere que se marque el revestimiento de los paneles de prueba para que se inicie la corrosión en el

metal subyacente. A medida que esta corriente de aire se erosiona, la prueba imita el grave "deslizamiento" que puede ocurrir cuando la corrosión actúa debajo de la superficie recubierta y se propaga. Por ejemplo, una estructura de árbol de Navidad revestida u otros activos pre-revestidos que se dañan en tránsito y luego se dejan en el muelle en un lugar remoto pueden desarrollar una corrosión severa dentro de los 12 a 18 meses, lo que requiere reparaciones muy costosas, a menudo en condiciones menos controladas que las ideales. . Desde la perspectiva de los gastos operativos, estas reparaciones (o la posibilidad de corrosión prematura) son una pesadilla. Por lo tanto, el patrón de prueba de IOGP tiene mucho sentido, ya que anticipa y aborda lo que puede suceder y sucede en el mundo real.

PRUEBA HASTA FALLAR

Hoy en día, las pruebas de recubrimiento de la industria proporcionan un conjunto limitado de estándares mínimos de rendimiento. Y muchos recubrimientos pueden cumplir con estos mínimos. Pero en la medida en que estos estándares no aborden situaciones del mundo real, es posible que ofrezcan pocos o ningún dato para la toma de decisiones para predecir el rendimiento a largo plazo, una ventaja de rendimiento sobre otras opciones de recubrimiento o menores gastos operativos o costos del ciclo de vida. Para obtener los mejores resultados, necesita una estrategia de varios pasos que pruebe y especifique los recubrimientos en función no solo de los requisitos de rendimiento in situ, sino también de una evaluación realista de todas las circunstancias, incluidos los posibles retrasos, que podrían afectar su proyecto. Cuando evalúe el posible uso de una tecnología más nueva, aplique su criterio, basado no solo en el historial del recubrimiento y del proveedor, sino también en el conocimiento detallado de la estructura y las propiedades mecánicas del recubrimiento, obtenido a través de métodos de "prueba" hasta fallar.

SOBRE OS AUTORES

Neil Wilds es Director de Producto Global - CUI en Sherwin-Williams Protective & Marine. Con 36 años de experiencia en recubrimientos técnicos, Wilds desarrolla estrategias para la protección de activos a largo plazo y dirige el desarrollo de especificaciones y programas de prueba. Es miembro de varias asociaciones de recubrimientos, incluidas AMPP, NORSOK M501, la Organización Internacional de Normalización (ISO) y otras.

Dr. Jeffrey David Rogozinski es Director de Producto Global - FBE para Sherwin-Williams Protective & Marine. Con más de 30 años de experiencia en pinturas y academia, es responsable del desarrollo de pinturas protectoras, recubrimientos en polvo, resinas y aditivos para los mercados de petróleo y gas, oleoductos, puentes y carreteras. Su énfasis en la ciencia de los recubrimientos es investigar y probar la síntesis de polímeros y caracterizar las propiedades de la estructura. Es miembro de varias asociaciones de recubrimientos y consultor de redacción de especificaciones globales para CSA Group, la Organización Internacional de Normalización (ISO), ASTM International, AMPP y otros. Rogozinski tiene un doctorado en ciencias aplicadas a la química de polímeros y compuestos.



CONTACTO SUBSEA LATAM

Alejandro Belmares

Business Development Manager - Oil & Gas

Sherwin-Williams Protective & Marine Coatings

alejandro.i.belmares@sherwin.com