

## DURABILIDAD Y COMPATIBILIDAD DE LOS REVESTIMIENTOS PROLONGAN LAS CAPACIDADES DE PRODUCCIÓN

Por Travis Crotwell, Gerente de Desarrollo  
Comercial - Upstream Oil & Gas, Sherwin-  
Williams Protective & Marine



Cientos e incluso miles de pies por debajo de la superficie del océano, los equipos de producción de gas y petróleo Subsea agitan el lecho marino, extraen recursos valiosos de los pozos y los bombean a las operaciones de almacenamiento y producción cercanas en la superficie. Si bien se pueden perforar múltiples pozos en un área determinada, no es factible desde el punto de vista financiero desplegar múltiples plataformas marinas para acomodar estos diferentes yacimientos. En su lugar, los productores de petróleo y gas utilizan conexiones submarinas para conectar cada depósito a una sola operación de procesamiento existente, que puede estar a una distancia de hasta 30 millas.

Dichos amarres involucran una gran cantidad de equipos Subsea encargados de presurizar sistemas, mantener altas temperaturas, separar sólidos y fluidos y otras actividades relacionadas con la extracción de materias primas de la tierra y su bombeo a plataformas fijas y embarcaciones flotantes de almacenamiento y descarga de producción (FPSO). Cuanto más tiempo pueda funcionar este equipo sin mantenimiento, mejor. Y esa línea de tiempo debe coincidir al menos con la vida útil proyectada del campo de producción. De esta forma, los productores de Petróleo y Gas no necesitarán tirar de equipos para servicios intermedios a un costo óptimo.

Dada la vida útil común de 25 años o más para muchos yacimientos de petróleo y gas, los productores esperan esta vida útil o más no solo del equipo en sí, sino también de los recubrimientos aplicados para proteger ese equipo de la corrosión. Si estos recubrimientos fallan prematuramente, el equipo también fallará, lo que provocará pérdidas importantes de productividad y monetarias en un yacimiento que pueden reducir el retorno general de la inversión.

Dado que los reservorios actuales alcanzan una vida útil de 30 años o más, los productores deben considerar tecnologías de recubrimiento protector más sólidas desde el principio para ayudar a extender la vida útil de sus equipos Subsea. Esto les ayudará a mantener el equipo sumergido durante toda la vida útil del reservorio, reduciendo el costo total de operación de los amarres Subsea y ayudando a los productores a proteger el resultado final.

## LA NECESIDAD DE RECUBRIMIENTOS ROBUSTOS PARA PROTEGER EQUIPOS DELICADOS

Cuando las empresas identifican un nuevo yacimiento para la producción de petróleo o gas natural, realizan análisis para determinar la vida útil esperada del campo productor. En muchos casos, se puede esperar que el yacimiento produzca petróleo durante más de dos décadas, lo que proporciona una pauta general de 25 años para proteger los equipos de producción y perforación submarina delicados y muy costosos para que puedan operar de manera confiable durante toda la vida útil del yacimiento. Sin embargo, debido a la creciente tendencia de los vínculos entre los campos Subsea a extender aún más la vida útil de campos específicos, esta vida útil se está extendiendo en algunos yacimientos. Ahora más de 30 años de servicio se está convirtiendo en un objetivo de longevidad más común que los productores de equipos y los fabricantes de revestimientos deben cumplir para garantizar un rendimiento estable e ininterrumpido.

Sujetos a una amplia gama de tensiones durante su vida útil, los equipos Subsea a menudo están presurizados, soportan altas temperaturas de funcionamiento y soportan el envío y la inmersión en entornos marinos duros y corrosivos. En estas condiciones de funcionamiento, los sistemas de revestimiento deben brindar durabilidad, longevidad y protección contra la corrosión, independientemente del tipo de equipo que protejan y de si la protección catódica está disponible o no como protección de respaldo. Sin embargo, hay más en juego en los equipos presurizados, ya que una falla en el recubrimiento que provoque corrosión en dichos equipos puede tener consecuencias catastróficas.

Para garantizar que todos los equipos brinden un rendimiento seguro y confiable durante la vida útil de un yacimiento, la industria del petróleo y el gas sigue los estándares y requisitos establecidos. Incluyen los regidos por la Organización Internacional de Normalización (ISO), el Grupo CSA, NORSOK y NACE International, así como los requisitos complementarios prescritos por operadores como Saudi Aramco, Shell y Chevron. Los estándares y especificaciones para cada instalación dependerán de los parámetros del proyecto, cada uno derivado de los requisitos básicos de ISO, NORSOK y otros.

## MITIGACIÓN DEL ESTRÉS OPERACIONAL Y DE TRANSPORTE

La durabilidad de los equipos Subsea se pone a prueba por una amplia gama de desafíos y tensiones, incluida la presurización debido a su ubicación en el fondo del mar. Sumergidos bajo el agua durante dos o tres décadas, todos los equipos revestidos deben ser suficientemente resistentes a la corrosión y soportar las demandas extremas que implica la extracción submarina de petróleo y gas. Esto incluye garantizar que los revestimientos sean resistentes a los impactos, la abrasión y la penetración de agua. Esto también significa que los revestimientos deben ser resistentes a las temperaturas extremadamente altas del aceite extraído, así como compatibles con los diversos sistemas de aislamiento, incluidos los sistemas de silicona gruesos y sin costuras, instalados sobre tuberías y equipos para mantener el aceite caliente para su procesamiento y transporte bajo el mar a la superficie. Estas propiedades de recubrimiento son cruciales no solo para garantizar la vida útil de los equipos Subsea, sino también para mantener un alto grado de rendimiento y retorno de la inversión.

Sherwin-Williams ofrece una amplia gama de recubrimientos líquidos para satisfacer las diversas necesidades de los equipos Subsea de petróleo y gas, incluida una variedad de exposiciones a temperaturas de funcionamiento. Tanto el epoxi de curado rápido Macropoxy® 646 como el Macropoxy M922 han sido probados según NORSOK M-501, Rev. 6, Categoría 7B y se puede utilizar en componentes estructurales que no funcionan a altas temperaturas. Para los componentes que funcionan a temperaturas más altas, Sherwin-Williams presenta una variedad de recubrimientos probados de acuerdo con las pautas de NORSOK M-501, Rev. 6, Categoría 7C, todos normalmente utilizados de forma aislada. Los sistemas incluyen Macropoxy M922, que puede adaptarse a temperaturas de hasta 80 °C, y el epoxi Dura-Sub™ C1330, que puede usarse para temperaturas de funcionamiento de hasta 180 °C. Además, el epoxi Dura-Sub C1230 puede soportar temperaturas aún más altas de hasta 200 °C.

Si bien gran parte de la preocupación por la durabilidad y la longevidad de los recubrimientos para los equipos Subsea está relacionada con la forma en que los recubrimientos resisten la vida útil del equipo,

los productores deben ser conscientes de las tensiones que estos recubrimientos pueden enfrentar antes de ponerlos en servicio. Dicho equipo primero debe construirse y transportarse al sitio del pozo, introduciendo un conjunto separado de especificaciones de durabilidad. En caso de retrasos en el proyecto, es posible que el fabricante deba almacenar algunos equipos o que permanezcan en los muelles durante semanas o meses. Las exposiciones prolongadas a los rayos ultravioleta (UV) y al entorno marino atmosférico durante este tiempo pueden reducir la durabilidad de los recubrimientos aplicados, lo que podría restar valiosos años a sus capacidades de protección y, por lo tanto, acortar la vida útil de este equipo.

Con este desafío en mente, los productores pueden optar por especificar una solución como el epoxi Dura-Sub C1230 de Sherwin-Williams Protective & Marine. Ha sido probado de acuerdo con NORSOK M-501, Rev. 6, Categoría 7A para zonas de salpicaduras, que incorpora la exposición a los rayos UV y mide la resistencia a los rayos UV y el rendimiento general del recubrimiento. En el transcurso de las pruebas, el revestimiento se expone a los rayos UV durante tres días, seguido de tres días de niebla salina y, finalmente, congelación y descongelación. Este ciclo se repite durante varias semanas hasta que el revestimiento ha demostrado con éxito su durabilidad durante 4200 horas. Dura-Sub C1230 y otros epoxis de Sherwin-Williams mejoran su resistencia a los rayos UV gracias a la estrecha densidad de reticulación de su química de resina novolac de sólidos ultra altos.



## REVESTIMIENTOS PARA TUBERÍAS A ALTA TEMPERATURA DE FUNCIONAMIENTO PARA PERFORACIÓN MARINA MÁS CALIENTE

A medida que los productores de petróleo y gas buscan áreas cada vez más profundas y desafiantes para la perforación en alta mar, los equipos y las carcasas deben poder soportar entornos desafiantes y temperaturas en aumento. Con cada kilómetro de profundidad perforada, la temperatura del contenido extraído aumenta aproximadamente 25°C. Los revestimientos más antiguos no pueden soportar una mayor exposición al calor de pozos excepcionalmente profundos, lo que provoca fallas y amenaza la seguridad de la tubería.

Sin embargo, las nuevas soluciones de recubrimiento han permitido que las actividades de exploración alcancen nuevas profundidades. La gama Sherwin-Williams Dura-Sub™ C de revestimientos de alta temperatura de funcionamiento (HOT) de fusión bonded epoxi (FBE) aplicados a tuberías Subsea ahora puede adaptarse a temperaturas de funcionamiento de hasta 180 °C, con espacio para soportar temperaturas aún más altas en el futuro.

Los revestimientos FBE para altas temperaturas de funcionamiento equilibran varias propiedades de rendimiento interrelacionadas para soportar altas temperaturas. Los recubrimientos FBE actuales presentan valores de temperatura de transición vítrea (Tg) más altos, lo que permite a los operadores de tuberías especificar recubrimientos con valores de Tg que son al menos 5 °C más altos que la temperatura operativa más alta de la tubería. Esto asegura que los recubrimientos permanezcan duros y vídriosos con una mejor adherencia. Sin embargo, los nuevos recubrimientos FBE de alta temperatura operativa también conservan un alto grado de flexibilidad a pesar de sus altos valores de Tg; esto asegura que los tubos se puedan unir en tierra y en bobinas, ahorrando tiempo y dinero en comparación con las juntas de campo soldadas y revestidas en alta mar desde una barcaza. Los valores altos de Tg también proporcionan una barrera más fuerte contra el agua y las partículas que causan corrosión, así como una mayor resistencia al daño.

## COMPATIBILIDAD ENTRE SISTEMAS COMPLICADOS

Las instalaciones Subsea involucran una red compleja de válvulas, tuberías y conectores que controlan y canalizan el flujo de petróleo o gas desde un yacimiento hasta la instalación de procesamiento. En cualquier sistema de producción Subsea, diferentes fabricantes de equipos originales (OEM) pueden construir varios componentes. Luego, los componentes se envían a un fabricante, que ensambla los elementos estructurales y varios componentes en una sola estructura conectada. Finalmente, el fabricante ensambla el sistema de producción Subsea y realiza todos los pasos finales necesarios para preparar el sistema para el servicio.

Cada OEM puede mantener diferentes especificaciones para sus componentes, lo que hace que la compatibilidad de los recubrimientos sea crucial. Los recubrimientos aplicados a los sistemas de producción Subsea deben cumplir con los diferentes estándares de la industria y las especificaciones de los OEM; además, los revestimientos anticorrosivos deben ser compatibles con el aislamiento que se instala sobre ellos. En cada aplicación, Sherwin-Williams evalúa las especificaciones y la compatibilidad entre los recubrimientos de uso común, así como las especificaciones de los aislamientos utilizados en los sistemas de producción Subsea.

Un proyecto determinado utilizará un tipo específico de aislamiento según los requisitos del proyecto: por ejemplo, poliuretano sintético de vidrio o aislamiento térmico a base de silicona para temperaturas de funcionamiento más altas. Es posible que los fabricantes deban abordar un punto de transición entre los revestimientos anticorrosión y el aislamiento, y un proveedor de revestimientos puede ayudar al fabricante a determinar la compatibilidad e identificar una especificación adecuada para los dos materiales.

A medida que los fabricantes y ensambladores de equipos aplican y vuelven a aplicar recubrimientos a los sistemas de producción Subsea, deben trabajar de la manera más eficiente posible para evitar demoras y mantener los equipos en movimiento en sus instalaciones. Sherwin-Williams ayuda a los fabricantes a reducir el tiempo de recubrimiento

requerido durante la producción al precalificar los recubrimientos según las especificaciones requeridas. Además, Sherwin-Williams permite a los fabricantes lograr tiempos de curado más rápidos utilizando epoxis líquidos con ultra alto contenido de sólidos (UHS). Los recubrimientos UHS reducen la cantidad de solvente que necesita evaporarse, ayudándolos a curar más rápido que los productos con 70% a 75% de sólidos por volumen. Con los recubrimientos UHS, los fabricantes pueden aplicar la segunda capa mucho más rápido y mover antes los equipos recubiertos, ambas importantes mejoras en la eficiencia.

El aislamiento utilizado en los sistemas de producción Subsea es generalmente un material grueso y sin costuras, y no se utilizan recubrimientos anticorrosión adicionales sobre el aislamiento. Pero la compatibilidad entre el aislamiento y el revestimiento anticorrosión aplicado debajo es esencial para evitar la delaminación y mantener la eficiencia del flujo. Si bien algunos revestimientos funcionan bien para permitir una fuerte unión entre el revestimiento y el aislamiento, hay espacio para mejorar. Como resultado, Sherwin-Williams actualmente está probando nuevas tecnologías para mejorar la unión entre el revestimiento y el aislamiento, incluidos nuevos revestimientos con promotores de adhesión adicionales.

## MAYOR DURABILIDAD PARA PROYECTOS SUBSEA

A medida que los productores de petróleo y gas buscan nuevas oportunidades de crecimiento y desarrollo, enfrentan el desafío de identificar nuevas áreas para la exploración y hacer que sus operaciones existentes sean más eficientes. Los recubrimientos de alto rendimiento respaldan ambos objetivos, extendiendo la vida útil de los sistemas de producción Subsea y otros equipos, además de proporcionar las mejoras de rendimiento necesarias para resistir el aumento de las temperaturas y las tensiones externas.

## **SOBRE EL AUTOR**

Travis Crotwell es Gerente de Desarrollo de Mercado - Upstream Oil & Gas para Sherwin-Williams Protective & Marine. Las responsabilidades de Crotwell incluyen actuar como especialista en corrosión y brindar apoyo de ingeniería a los propietarios, operadores y empresas de EPC. Además, es responsable de las oportunidades de mercado y el desarrollo del mercado en la industria upstream del petróleo y el gas. Crotwell tiene 16 años de experiencia en la industria, incluidos 15 años en Sherwin-Williams, y anteriormente se desempeñó como representante de servicio técnico de campo, inspector de recubrimientos NACE, especialista en recubrimientos protectores y gerente de desarrollo de proyectos. Crotwell es inspector de recubrimientos certificado por NACE CIP, técnico de recubrimientos certificado por SSPC CCI y miembro de la junta del capítulo de la costa del golfo de SSPC.