

Degradación anticipada de revestimientos tricapa

Por *Sofía Coniglio y Eduardo Carzoglio (TGN S.A.)*

En este trabajo se presenta la experiencia adquirida en la compañía a partir de hallazgos de distintos tipos de fallas en gasoductos con revestimientos de polietileno tricapa y los estudios que se realizan para entender los factores que favorecen los mecanismos de falla y predecir la vida remante de estos revestimientos.

La corrosión externa es el principal mecanismo de falla que afecta la integridad y la vida útil de las cañerías. Los revestimientos, en conjunto con la protección catódica (PC), son el método primario para proteger la cañería del ataque de la corrosión.

El objetivo de combinar la acción de los revestimientos con la protección catódica es que el revestimiento, si se encuentra intacto y bien adherido al acero de la cañería, separa efectivamente la cañería del ambiente y evita que se desarrolle el proceso corrosivo. Cuando el revestimiento falla, ya sea por la porosidad propia, por deterioro con el paso del tiempo o daño mecánico, la protección catódica actúa para proteger la superficie de acero en contacto con el ambiente. Pero, cuando ambos fallan, la cañería se vuelve susceptible a la corrosión externa, a la corrosión bajo tensión (SCC), a la fragilización por hidrógeno (HIC) y a otros procesos de deterioro menos comunes.

Debido a su rol esencial en el mantenimiento de la integridad de la cañería, el revestimiento se ha vuelto vital en el programa de gestión de la integridad y debería ser considerado parte del sistema de cañerías.

Uso de revestimientos

Durante las últimas décadas, se ha utilizado una gran variedad de revestimientos para la protección de las cañerías en la industria del gas y petróleo (Figura 1), entre estos se destacan el alquitrán de hulla (CT), el asfalto (EA), las cintas de polietileno (PT), los epoxies (E) y los tricapas (3LPE o 3LPP, en función de su capa externa de polietileno o polipropileno, respectivamente).

Los revestimientos tricapa comenzaron a utilizarse en cañerías de transporte de hidrocarburos a partir de los años ochenta. Estos se lanzaron al mercado con la promesa de ser la solución definitiva a los problemas de corrosión. Desde entonces, el polietileno tricapa (3LPE) es el tipo de revestimiento más utilizado en cañerías enterradas, y actualmente representa el 66% de las cañerías instaladas en el mundo (Figura 4). Esto se debe a que es un recubrimiento con un diseño de varias capas que permite combinar las mejores propiedades de los materiales de cada capa individual.

Los revestimientos 3LPE se componen de los siguientes materiales:

- Una capa base o primer de FBE (fusión bonded epoxy), que cumple las funciones de adherirse firmemente al sustrato de acero y de dar protección contra la corrosión.
- Una capa intermedia de adhesivo basado en polietileno (PE) de tipo con grupos polares injertados, que per-

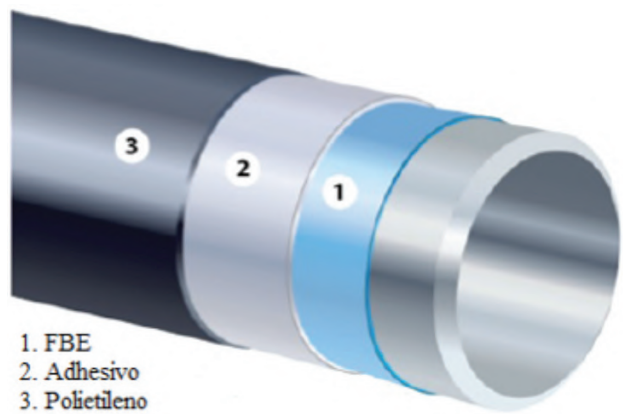


Figura 2. Estructura de un revestimiento 3LPE.

miten formar enlaces entre dos compuestos químicos de propiedades muy diferentes: el polietileno (PE) no polar y el FBE polar.

- Una capa exterior de polietileno, que confiere al revestimiento una incomparable resistencia mecánica, muy elevada resistencia eléctrica y resistencia a la absorción de humedad (Figura 2).

TGN comenzó a instalar las primeras cañerías revestidas con 3LPE en 1993, en las primeras obras de expansión de su sistema de gasoductos. Se utilizaba polietileno de baja densidad. En aquella época, las especificaciones de revestimientos seguían la Norma DIN 30670-1991 [2]. Se

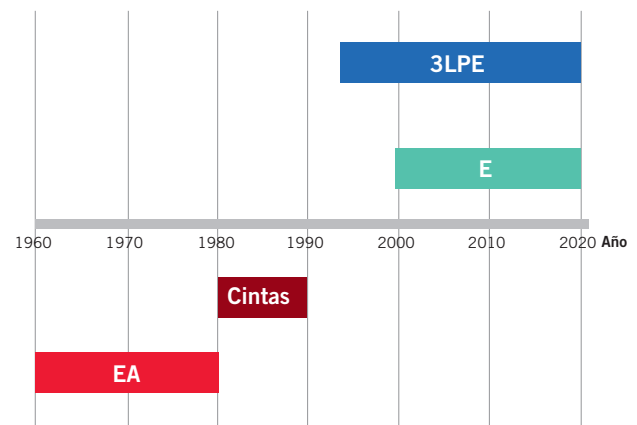


Figura 3. Revestimientos instalados en el sistema operado por Gas del Estado/ TGN desde 1960.

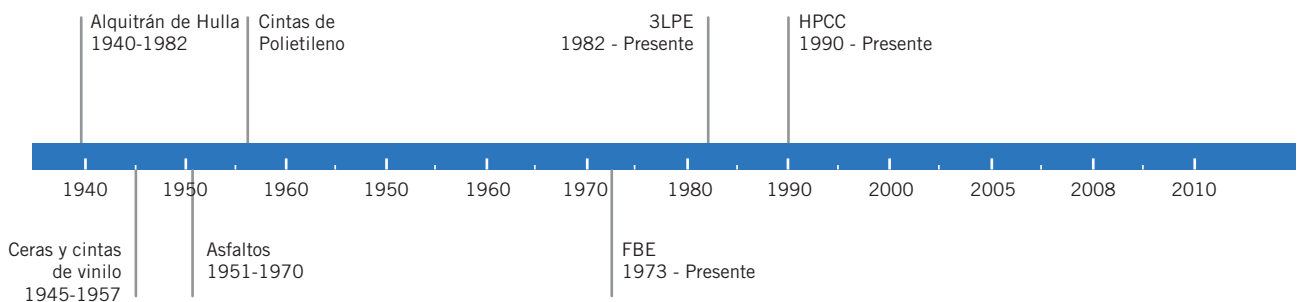


Figura 1. Desarrollo de los revestimientos para cañerías desde 1940 hasta la actualidad [1].

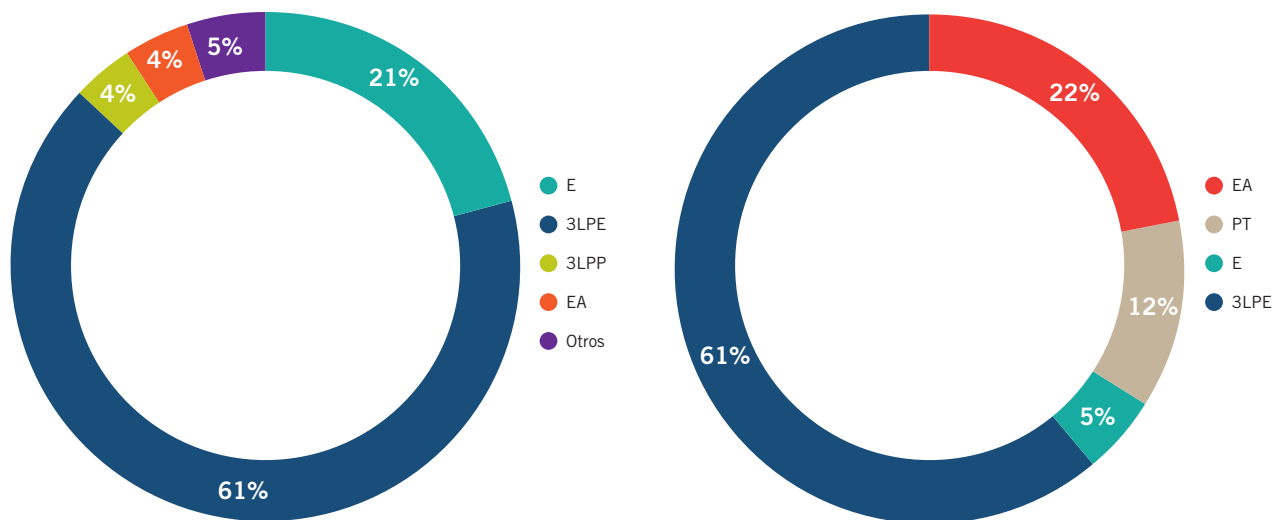


Figura 4. Utilización de revestimientos para sistemas cañerías: (Izq.) alrededor del mundo [2] y (Der.) en TGN.

consideraba que efectuar ensayos de adherencia al acero o resistencia al ampolado eran irrelevantes.

En 1998 TGN adoptó la norma CAN/CSA Z245.21-92 [3], que utilizaba polietileno de alta densidad e incorporaba nuevos ensayos de control de calidad. Utilizó sus sucesivas revisiones hasta 2018.

En los últimos 25 años, TGN ha incorporado en su sistema de gasoductos 6.619 km de cañería con 3LPE, con distintos años de fabricación, especificaciones y fabricantes.

Modos de fallas de los revestimientos 3LPEA

través de sus años de servicio, los revestimientos van sufriendo cambios que afectan su habilidad de aislar la cañería del ambiente. Generalmente, cualquier modificación en las propiedades químicas, físicas o electroquímicas de un revestimiento puede ser considerado como una falla. Algunas fallas son catastróficas, mientras que otras tienen un efecto leve (o nulo) en su desempeño. Los modos más comunes de falla en revestimientos tricapa se describirán brevemente a continuación [3],[4].

- Falta de adherencia: la adherencia es una medida de la fijación entre el recubrimiento y la superficie de la tubería con el que está en contacto. Es una fuerza que mantiene el recubrimiento sobre la superficie de acero en el tiempo y puede ser causada por interacciones químicas, físicas y/o mecánicas. Cuando estas interacciones disminuyen, el recubrimiento pierde su adhesión. Entre los factores que favorecen esta pérdida se encuentran la falta de preparación de la superficie metálica previa a la aplicación, el uso de FBE inadecuado como materia prima y las temperaturas de aplicación inadecuadas del FBE. La pérdida de la adherencia se vuelve una falla grave cuando ingresa humedad entre el revestimiento y el acero.
- Falta de cohesión: la resistencia cohesiva representa la unión entre las capas del recubrimiento, que mantiene el recubrimiento funcionando como una única entidad. Si la resistencia cohesiva es menor que la fuerza de adhesión, se producirá una separación entre

sus capas y dejará parte del recubrimiento adherida la superficie metálica. Debido a que la superficie de la tubería seguirá protegida por el resto del revestimiento, el daño no es tan grave como el causado por la falla de adherencia.

- Apantallamiento catódico: se trata de la pérdida de adhesión producto de la aplicación de la protección catódica luego de que el revestimiento haya sufrido un daño mecánico u otro mecanismo de daño que exponga el acero al ambiente. Los factores que lo contribuyen son en el pH, el potencial catódico, la estabilidad del óxido interfacial, la rugosidad de la superficie del sustrato, la geometría del defecto, las formulaciones de recubrimiento, la humectación y el secado cíclicos y la absorción de agua. Si la protección catódica penetra el recubrimiento despegado, el pH de la solución dentro del recubrimiento estará en el rango de pH alcalinos. No es el caso de los 3LPE, cuya capa externa de PE es un aislante eléctrico y, ante el ingreso de humedad, se produce la corrosión, incluso cuando los potenciales polarizados medidos desde la superficie del suelo cumplen con los criterios de protección.
- Ampollado (*blistering*): la hinchazón de los recubrimientos por absorción de humedad provoca una distorsión lateral de estos respecto al acero. Las tensiones en la interfaz de recubrimiento-acero que surgen de la distorsión producen una pérdida de adhesión, lo que provoca una ampolla. Al igual que en el caso del despegue catódico, podría dar lugar a la corrosión de la cañería incluso cuando los potenciales polarizados medidos cumplen con los criterios de protección.

Degradación por rayos ultravioletas: se sabe que los polímeros expuestos a la luz solar suelen sufrir cambios estéticos (pérdida de brillo, cambios de tonalidad, etc.). Sin embargo, un revestimiento también puede experimentar degradación química y de sus propiedades mecánicas y causar un aumento de su fragilización, rigidez y tensiones internas; pérdida de adherencia al sustrato o delaminación

entre sus capas y cambios en su solubilidad y su densidad de entrecruzamiento.

Degradación química: pueden ser afectados por especies químicas que se encuentran en el ambiente donde están enterradas. Las zonas altamente salinas y/o ácidas pueden degradar químicamente los revestimientos. A pesar de que los polímeros formulados para revestimientos tienen buena resistencia al ataque químico, estos contienen una gran cantidad de aditivos, que pueden ser vulnerables y empobrecer sus propiedades mecánicas.

Degradación térmica: los revestimientos pueden degradarse si se encuentran expuestos a temperaturas fuera del rango de diseño. La operación a muy altas temperaturas puede causar que el revestimiento se deteriore gradualmente y falle. En ambientes extremadamente fríos pueden volverse menos flexibles y fisurarse. Además, los cambios en la temperatura ambiente pueden modificar los estados de tensiones entre la cañería y el revestimiento, las propiedades mecánicas de los polímeros y provocar la difusión de electrolito en la interfase FBE-metal.

- Permeación de gases: los revestimientos poliméricos son permeables a los gases, debido a la presencia de poros en el nivel molecular. Cuando los gases penetran un recubrimiento adherido al acero, la presión dentro del recubrimiento aumenta. A altos niveles de permeación, la acumulación de presión puede reducirse mediante la liberación de gases y provocar el despegue del recubrimiento.
- Permeación de agua: el agua y las sales presentes en el electrolito también pueden penetrar el recubrimiento.

Cuando una membrana semipermeable separa una solución de diferentes concentraciones, el agua penetra desde el lado de la solución concentrada hacia el lado de la solución diluida, de modo que las concentraciones en ambos lados de la membrana se vuelven iguales. Este proceso se llama ósmosis. La ósmosis puede ser favorecida por el flujo de corriente eléctrica causada por la aplicación de protección catódica, en este caso se la denomina electroósmosis.

a) Mapa de fallas encontradas en bibliografía

De acuerdo con artículos publicados en los últimos años, en diferentes partes del mundo, varios sistemas de cañerías revestidas poliolefinas extruidas (3LPE o 3LPP) han experimentado las fallas descritas en el punto anterior, principalmente una severa reducción en su adherencia y degradación de su tercera capa de polietileno (Figura 6) [3], [4], [5], [6].

b) Fallas encontradas en TGN

A partir de 2003 TGN comenzó a detectar, en algunas evaluaciones directas de los gasoductos, falta de adherencia entre la primera capa de epoxi y el sustrato de acero, sin presencia de corrosión. Ante la reiteración esporádica de estas anomalías, se lanzó en 2018 la primera campaña sistemática de verificación de condición de 3LPE. Además de la falta de adherencia, en algunos caños se observó el craqueado de la capa externa de polietileno. La conjunción de mecanismos de falla resultó en una rotura por corrosión externa en una línea de 30" ese mismo año [7].



Figura 5. Fallas de cañerías con 3LPE informadas en la bibliografía. Rojo: degradación PE. Azul: falta de adhesión.



Figura 6. Falla nivel 1.



Figura 7. Falla nivel 2. El 3LPE sin adherencia yace en el suelo.

Recopilando la información obtenida en estos sucesos, se clasificaron los distintos modos de falla de acuerdo con su severidad:

Falla nivel 1: capa de epoxi adherida al metal de la cañería, falta de adherencia entre capa de epoxi y capa de polietileno, capa de polietileno en óptimas condiciones.

Falla nivel 2: capa de epoxi con falta de adherencia al metal de la cañería; adhesión entre capa de epoxi y capa de polietileno; capa de polietileno en óptimas condiciones.

Falla nivel 3: capa de epoxi con falta de adherencia al metal de la cañería, adhesión entre capa de epoxi y capa de polietileno, capa de polietileno con fallas puntuales. Fallas de adherencia en mantas termocontraíbles (Figuras 8 y 9).

Falla nivel 4: capa de epoxi con falta de adherencia al metal de la cañería; adhesión entre capa de epoxi y 3° capa de polietileno; falla generalizada de la capa de polietileno (Figuras 10 y 11).

Plan de acción TGN

A partir de estos hallazgos TGN decidió llevar adelante un plan de acción frente a estas amenazas, que consideró los siguientes aspectos:

- Revisión de la especificación técnica de revestimientos 3LPE. Luego de una exhaustiva lectura de bibliografía y normas internacionales y de consultas con colegas, fabricantes de materias primas y cañerías, se decidió mo-

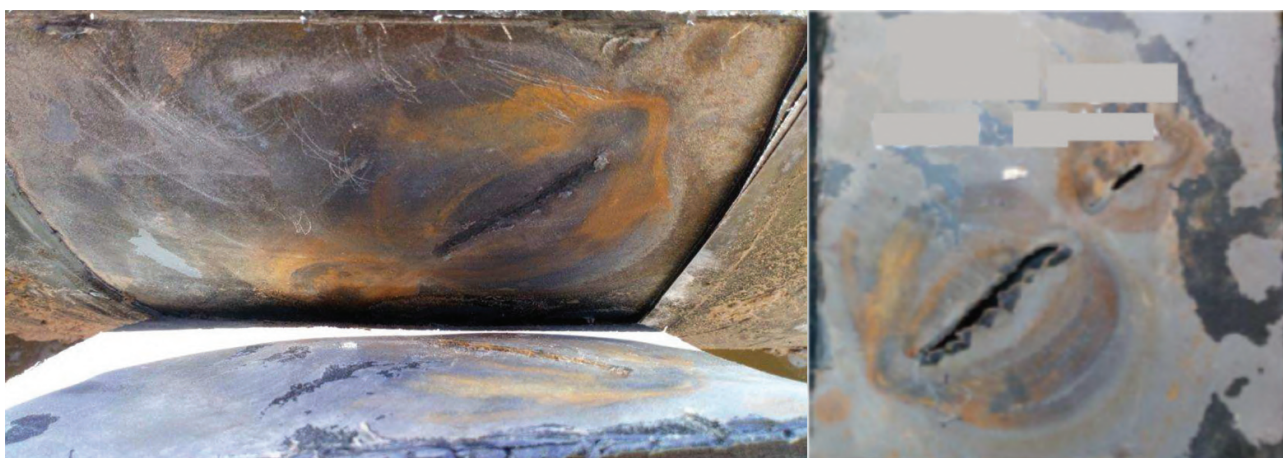


Figura 8. Falla nivel 3.

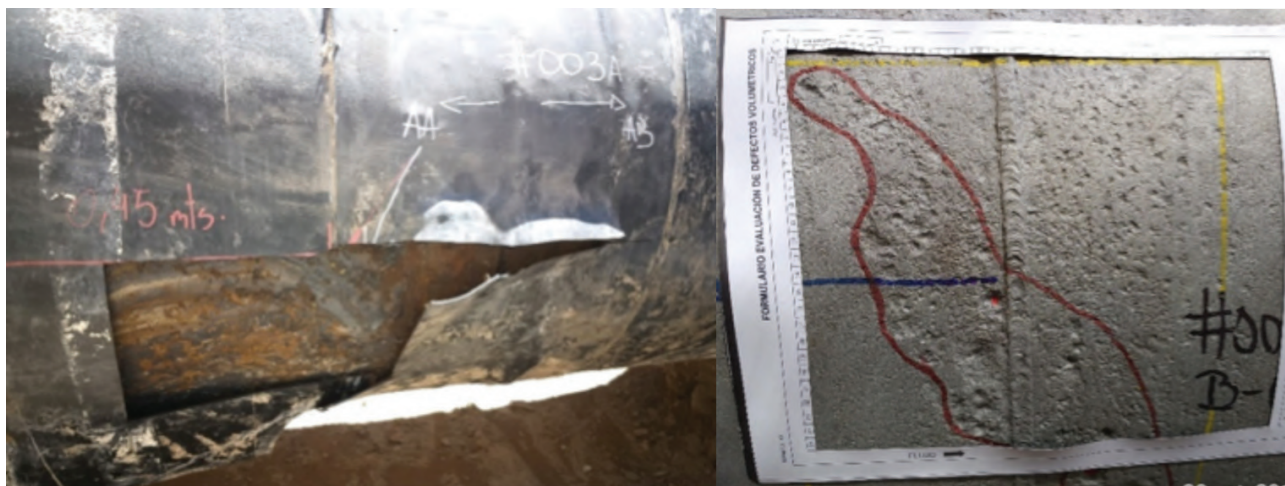


Figura 9. Falla nivel 3, corrosión bajo mantas termocontraíbles.



Figura 10. Falla nivel 4.



Figura 11. Revestimiento con capa de polietileno degradada, encontrada en cañería bajo trinchera.

dificar la especificación de revestimientos tricapa que se encontraba vigente. Se adoptó como referencia la Norma ISO 21809-1:2018 [12], se fue aún más estrictos en la calificación de materias primas, la preparación

de la superficie de la cañería y el plan de inspección y ensayo, entre otros.

- Integración de datos de ILI y CIPS DCVGEL método más eficaz para detección de la pérdida de espesor de

Estado	ILI (MFL)	DCVG	CIS
Bueno	Sin crecimiento significativo de profundidad y cantidad de indicaciones	Sin indicaciones	Cumple criterios
Apantallamiento catódico con corrosión	Crecimiento de profundidad y cantidad de indicaciones	Sin indicaciones	Cumple criterios
Falla revestimiento sin corrosión	Sin crecimiento significativo de profundidad y cantidad de indicaciones	Con indicaciones	Cumple criterios
Falla revestimiento con corrosión apantallada	Crecimiento de profundidad y cantidad de indicaciones	Con indicaciones	Cumple criterios
Falla revestimiento c/corrosión sin apantallamiento	Crecimiento de profundidad y cantidad de indicaciones	Con indicaciones	No cumple criterios

las cañerías enterradas es la inspección en línea (ILI) con las tecnologías MFL (magnetic flux leakage) o UT (ultrasonido). Permite la detección y el dimensionamiento de sitios donde exista pérdida de espesor y la determinación de su ubicación en la superficie externa o interna de la cañería.

Los relevamientos DCVG (gradiente de voltaje de corriente continua) permiten la detección y un dimensionado aproximado de los defectos de los revestimientos, siempre y cuando haya una corriente eléctrica fluyendo entre el acero y el suelo. Una de las desventajas de utilizar esta técnica en revestimientos tricapa es que, por su propiedad de aislante eléctrico, puede apantallar esta corriente y no informar (o no dimensionar) correctamente las indicaciones cuando no hay daño mecánico del revestimiento.

Los relevamientos de potenciales CIPS (relevamiento

de potencial paso a paso) se utilizan para el análisis detallado de los niveles de protección catódica en cañerías enterradas. Al igual que en el caso del DCVG, cuando exista apantallamiento catódico, los valores de potenciales medidos podrían no informar correctamente el potencial del acero en contacto con el ambiente bajo el revestimiento. Los relevamientos realizados en los tramos de TGN con revestimiento tricapa cumplieron los criterios de protección catódica de la Norma NAG 100 y no se detectaron valores de sobrepotencial que pudieran dar lugar al despegue de revestimiento.

Comparando los informes de estas técnicas podemos detectar una cantidad de fallas de los revestimientos y, por ende, su estado:

Es importante resaltar que, con la integración de datos de estas técnicas no es posible detectar el apantallamiento

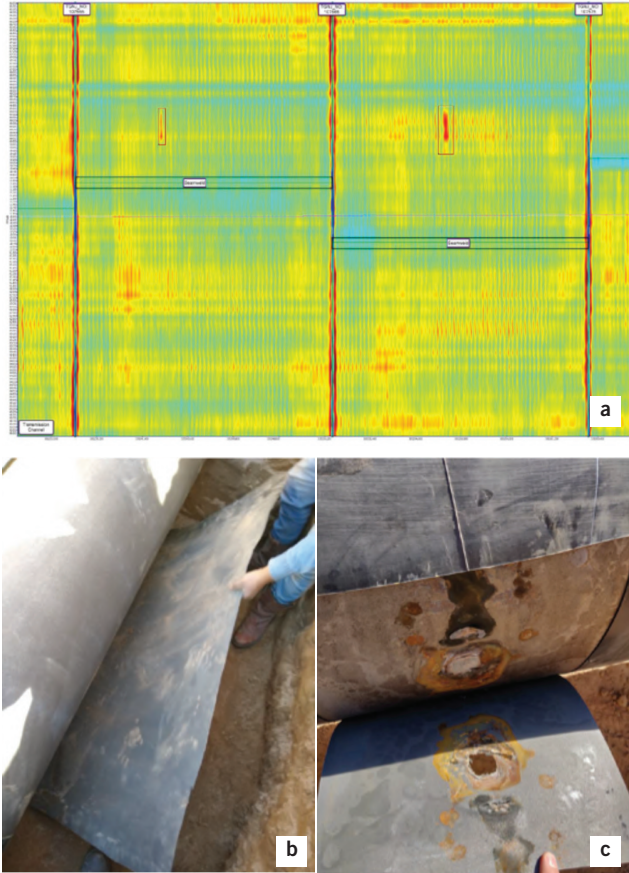


Figura 12. a) informe de la herramienta EMAT que muestra una falla puntual en el revestimiento y falta de adherencia. b) y c) fotos de la condición del revestimiento verificada en las excavaciones.

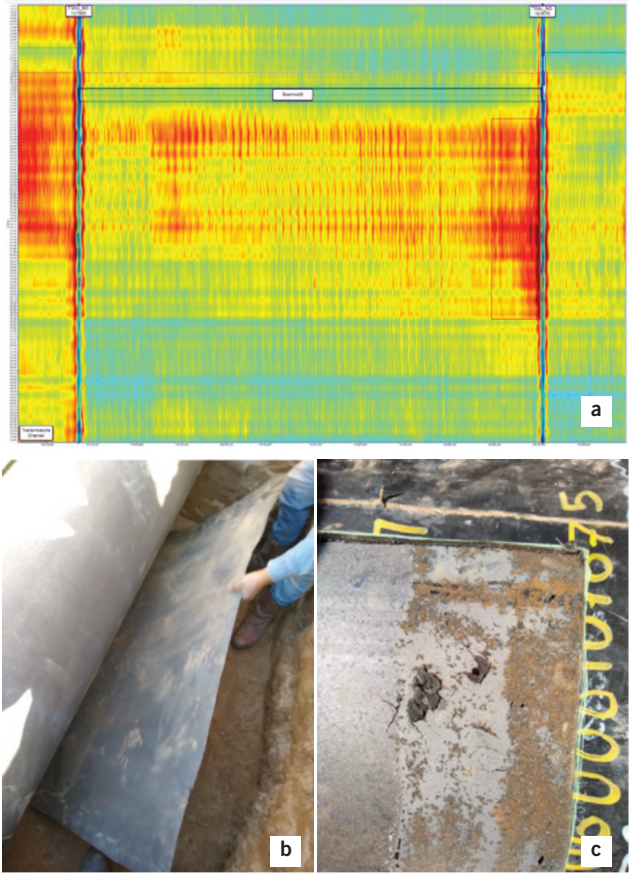


Figura 13. a) informe de la herramienta EMAT que muestra falta de adherencia del revestimiento. b) y c) fotos de la condición del revestimiento verificada en las excavaciones.

catódico de los revestimientos si la cañería aún no ha sufrido una pérdida de espesor por corrosión.

Inspecciones EMAT

La tecnología de inspección EMAT (transductor acústico electro-magnético) fue originalmente diseñada para la detección de fisuras por SCC, sin embargo, se ha comprobado que también es sensible a la adherencia e indicaciones de fisuras, ranuras, cambios de espesor y de composición de los revestimientos [7], [8].

Su gran ventaja es su poder para detectar fallas mecánicas, falta de adhesión y pérdida de espesores del revestimiento de forma independiente al estado del metal de la

cañería. De esta forma, podría detectar una gran variedad de fallas en el revestimiento antes de que estas tengan consecuencias irreversibles en la integridad de la cañería.

En las figuras 12 y 13 se muestran ejemplos de verificaciones de la herramienta EMAT que realizó TGN en el último año, con excelentes resultados.

Reparaciones de revestimiento y recoating de gasoductos:

En las zonas donde la condición del revestimiento estaba muy deteriorada y la cañería presentaba un mayor riesgo de corrosión externa por apantallamiento catódico, se decidió realizar el reforrado con revestimiento epoxy líquido 100% sólidos en zanja.

Ensayos de laboratorio

En el sitio de la rotura se tomó una cantidad de muestras de revestimiento tricapa. Estas muestras analizadas en el Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales (INTEMA) [7].

A simple vista se pudo observar que las muestras presentaban agrietamiento y fisuración en la capa exterior de polietileno (PE), mientras que, en los extremos de cada cañería, donde el PE se encontraba cubierto por mantas termocontraíbles, no se observaban evidencias de degradación. Por lo tanto, las muestras de revestimiento se separaron en dos grupos:

- Muestras a simple vista degradadas (M), como representativas del revestimiento en su estado de operación en la zona de la rotura, en contacto con el medio.
- Muestras de revestimiento que se encontraban bajo una manta termocontraíble próxima al punto de rotura (BM), sin signos evidentes de degradación, como representativa del recubrimiento en estado original, o al menos con menor deterioro.

En ambos grupos se realizaron ensayos para determinar densidad, punto de fusión, grado de cristalinidad, temperatura de deflexión bajo carga, dureza, composición química y deformación en flexión. La estrategia de evaluación utilizada se basó en los lineamientos sugeridos por las nor-



Figura 14. Recoating realizado en segmentos con revestimiento 3LPE muy degradado.

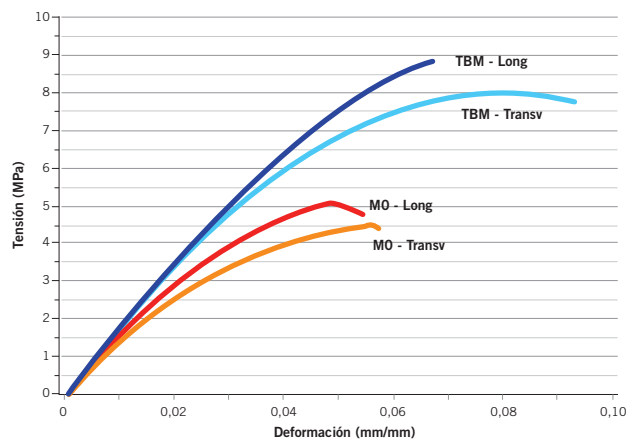


Figura 15. Comportamiento mecánico en flexión.

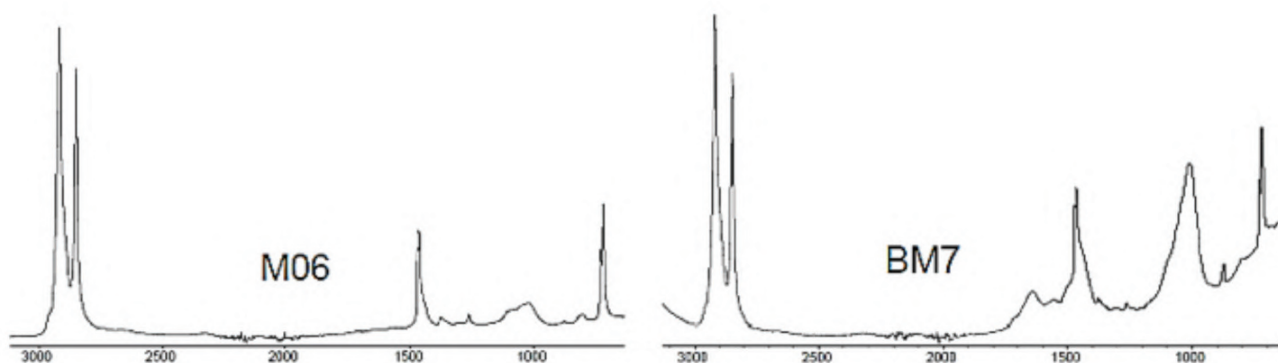


Figura 16. Ejemplo de los espectros de las muestras degradadas (izq.) y bajo manta (BM) ensayadas.

mas DIN 30670 (Polyethylene Coatings of Steel Pipes and Fittings, Requirements and Testing) y DIN 30672 (External organic coatings for the corrosion protection of buried and immersed pipelines for continuous operating temperatures up to 50 °C).

Comparando los ensayos de ambos grupos, se observó que el proceso de envejecimiento no había modificado el contenido de fase cristalina ni el tamaño de los cristales de los materiales. En el mismo sentido, la dureza del material se mantuvo dentro de los valores esperados para polietileno de baja densidad comerciales.

Sin embargo, las consecuencias del proceso de envejecimiento resultaron evidentes en el ensayo de flexión, en el cual la degradación produjo la falla por coalescencia de microfisuras para valores de tensión 40-50% por debajo de la tensión máxima medida en las muestras BM (Figura 15). Los resultados del ensayo de flexión pueden considerarse una señal inequívoca del envejecimiento del material.

En los estudios de espectroscopia infrarroja (FTIR) (Figura 16) ambos grupos presentan los picos característicos del polietileno (números de onda 2909 cm⁻¹, 2849 cm⁻¹ y 1460 cm⁻¹). Además, en las muestras bajo manta se observó la presencia de un pico de gran intensidad a 1000 cm⁻¹, atribuible a los aditivos que componen la formulación del PE (Figura 17). Sin embargo, en las muestras con mayor grado de degradación, la ausencia de esta señal refleja la pérdida de aditivos presentes en la formulación original. El mejor estado de los recubrimientos bajo manta da un claro indicio de los efectos corrosivos que derivan del contacto

con los distintos agentes presentes en el suelo.

Dadas las características generales del caso y los resultados obtenidos, se pudo concluir que el daño observado se debe a la fragilización del material. Las muestras recibidas presentan un fenómeno de fisuración superficial asociada a la pérdida de aditivos durante el servicio y acelerado por la presencia de tensiones internas residuales. El mejor estado del recubrimiento bajo manta da un claro indicio de los efectos degradantes que derivan del contacto con los distintos agentes presentes en el suelo.

En este mecanismo de falla, la coalescencia de las fisuras superficiales atraviesa el espesor generando fisuras pasantes que permiten la migración de agentes corrosivos (agua, oxígeno, agentes iónicos, etc.) hacia la superficie de la tubería de acero y promover su corrosión.

Estudio de la degradación bajo distintas condiciones

Se comenzó un estudio para conocer los posibles factores que dan lugar al agrietamiento del polietileno (materias primas, envejecimiento por calor, efectos de los componentes del suelo, etc.) para identificar otras zonas donde podría darse este fenómeno en la actualidad o en el futuro.

Una vez conocidas estas variables y con el análisis de muestras en distintos grados de degradación, se desea trabajar en la determinación de las velocidades de degradación en función de los distintos escenarios. Estos resultados se podrían utilizar para predecir la vida útil de los revestimientos tricapa y gestionar eficientemente las actividades de inspección y/o reparación.

Con este fin se inició una campaña de evaluación directa de revestimientos 3LPE que incluye inspecciones visuales, ensayos de adherencia, medición de resistividades y potenciales de protección catódica, toma de muestras de suelo y de revestimiento en caños que se instalaron en la misma fecha, y también como un adicional a las campañas de verificación defectos y relevamientos continuos.

Conclusiones

¿El 3LPE es el mejor revestimiento para cañerías enterradas?

Las regulaciones nacionales basadas en ASME B31-4 [15]

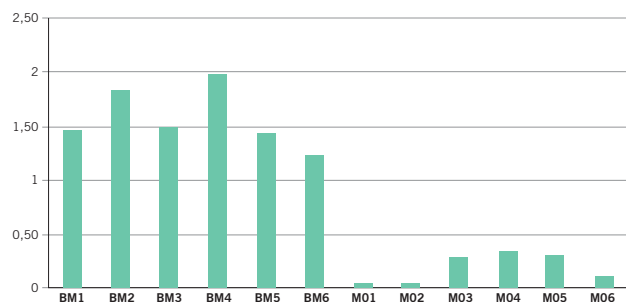


Figura 17. Intensidad relativa del pico de 1000 cm⁻¹ en muestras en contacto con el suelo (M) y bajo manta (BM).

o ASME B31-8 [16] establecen que los ductos enterrados o sumergidos en un medio conductor de la electricidad, a fin de minimizar el riesgo de corrosión externa, deben tener un revestimiento protector y protección catódica.

El revestimiento disminuye efectivamente el contacto del acero con el ambiente y, donde esto ocurre, actúa la protección catódica. En la medida que el revestimiento se deteriora, se necesita mayor cantidad de corriente para mantener el ducto protegido contra la corrosión. También se citan las propiedades que deben tener los revestimientos, entre ellas que tengan suficiente adhesión a la superficie metálica para impedir la migración de la humedad entre el revestimiento y el acero, que tengan alta resistencia eléctrica y baja absorción de humedad.

En estas propiedades los revestimientos tricapa son extremos, tienen extraordinaria adhesión al sustrato metálico, altísima resistencia eléctrica y bajísima absorción de humedad. La corriente eléctrica no puede atravesarlo con la tensión aplicada por el sistema de protección catódica.

Por lo tanto, si la adherencia falla y la humedad ingresa bajo el revestimiento la protección catódica aplicada al ducto no puede penetrar la capa de polietileno aislante. La falla del revestimiento no es segura.

¿Qué podemos mejorar para que no se degrade?

Los revestimientos poseen una amplia variedad de propiedades físicas, químicas y mecánicas que afectan su desempeño y su ciclo de vida. Es esencial tener un conocimiento completo de estas propiedades antes de utilizarlos. Es importante entender y revisar nuestras especificaciones regularmente para asegurarnos de cumplir con los estándares internacionales e incorporar los últimos desarrollos de la industria.

¿Cómo debemos mantenerlo?

Siempre que trabajemos con revestimientos en ductos enterrados debemos asumir que no son infalibles. Teniendo esto en cuenta, deberíamos incluir en los planes de gerenciamento de integridad las tareas de monitoreo y mantenimiento, con especial atención en los revestimientos que no poseen “falla segura”. Una buena estrategia de inspección para una cañería con revestimiento 3LPE con problemas de adherencia debería ser más intensiva y podría incluir la detección de fallas con herramientas ILI (MFL y EMAT), relevamientos CIPS/DCVG y la integración de sus datos y complementarlos con excavaciones para analizar la variación de su condición en el tiempo.

Dicho esto, creemos necesario compartir experiencias y feedback entre compañías, productores y laboratorios, para entender mejor los parámetros que afectan a la integridad de los revestimientos y revisar las especificaciones, incrementar su confiabilidad y reducir el riesgo a la corrosión.

Referencias

[1] Shaw Pipe, www.shawpipe.ca, 2010 [En línea].
[2] DIN 30670-91 Polyethylene coatings for steel pipes and fittings, Deutsches Institut für Normung, Berlín, 1991.

[3] CAN/CSA Z245.21-92 Plant applied external polyethylene coating for steel pipe, Canadian Standard association, 1992.
[4] C. Dasgupta, Innovations in 3LPE coating - Cost reduction with improved performance, de AMI Pipeline Conference, Vienna, 2019.
[5] F. Cheng y R. Norsworthy, Pipeline Coatings, Houston: Nace International, 2017.
[6] S. Papavinasam, M. Attard y W. Revie, External Polymeric Pipeline Coating Failure Modes, Materials Performance, vol. Abril, pp. 28-30, 2006.
[7] M. Roche, D. Melot y G. Paugam, Recent Experience with Pipeline Coating Failures, de 16th Pipeline Protection, Paphos, 2005.
[8] D. Melot, G. Paugam y M. Roche, Disbondments of Pipeline Coatings and Their Effects on Corrosion Risks, Journal of Protective Coatings and Linings, pp. 18-31, 2009.
[9] A. Nazarbeygi y A. Moeini, Three-Layer Polyethylene Coating Performance in Iran, Materials Performance, vol. 11, n° 48, pp. 32-34, 2009.
[10] F. Fernandez Lagos y et all, Study of a delamination failure in a three layer coating of a 24" gas pipeline in Veracruz, South East Mexico, de NACE Corrosion 2010 Conference & Expo, 2010.
[11] A. Moneta y G. Mancuso, “Rotura de Gasoducto por degradación de su revestimiento de polietileno tricapa (Caso de estudio)”, de 4° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas, Buenos Aires, 2020.
[12] ISO 21809-1:2018 External coatings for buried or submerged pipelines used in pipeline transportation Systems - Part 1 Polyolefin coatings, International Organization for Standardization, Ginebra, 2018.
[13] P. Hryciuk, E. Carzoglio, L. Martinetto, P. Guillen y J. Grillenberger, “Experiencia con herramienta ILI de Tecnología EMAT. Pruebas hidráulicas en gestión de SCC en gasoductos de transporte”, Petrotecnia, vol. Abril, 2017.
[14] T. Beuker, R. Alers, B. Brown y Alers George, SCC detection and coating disbondment detection improvements using the high resolution EMAT ILI-technology, de 5th International Pipeline Conference, Alberta, 2004.
[15] Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales, “Análisis de Falla”, Mar del Plata, 2019.
[16] ASME B31.4-2016 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries, American Society of Mechanical Engineers, Nueva York, 2016.
[17] ASME B31.8-2018 Gas Transmission and Distribution Piping Systems, American Society of Mechanical Engineers, Nueva York, 2018.