

Gestión de Corrosión en Instalaciones Convencionales y No Convencionales

¹J.P.Rossi, ²A.Pellicano

¹ Sintec S.A. – Colón 3083 8º Piso - Mar del Plata – Bs. As. – Argentina – jprossi@sintecsa.com.ar

² Sintec S.A. - Colón 3083 8º Piso - Mar del Plata – Bs. As. – Argentina – apellicano@sintecsa.com.ar

1. Sinopsis

Dentro de las amenazas de diverso origen que afectan negativamente la integridad de instalaciones de producción y tratamiento, la corrosión es la de mayor impacto técnico-económico. Los costos directos e indirectos derivados de la ocurrencia de fallas inducidas por corrosión son significativos, a tal punto que la estadística global los sitúa en el orden del 3.4% del PBI mundial. Por otro lado, las formas de corrosión son múltiples y variadas, lo que acompleja sensiblemente su detección, seguimiento, mitigación y control.

Si bien el desarrollo tecnológico de las últimas décadas ha contribuido significativamente a reducir el impacto económico de la corrosión, no es suficiente para reducir el riesgo de falla temprana en sistemas de alta agresividad, cuyo aseguramiento requiere de gestión proactiva y racional de recursos que combinan monitoreo, inspección, mitigación y mantenimiento. Este tipo de enfoque necesariamente requiere de estrategias flexibles y adecuadas a los objetivos de cada negocio, recursos calificados y herramientas avanzadas para el monitoreo y análisis de datos, que provean el soporte necesario para tomar decisiones.

El presente trabajo presenta la metodología propuesta para la gestión racional y eficaz de la corrosión activa en instalaciones convencionales y no convencionales, con soporte en resultados obtenidos durante más de dos décadas de experiencia en el segmento upstream. Los ejes principales del enfoque presentado son los siguientes:

- Monitoreo: técnicas avanzadas (tasa y mecanismos de pérdida de metal), análisis estadístico de datos, correlación con resultados de inspección y retroalimentación de predictivo.
- Tratamiento químico: criterios de implementación, evaluación de performance y optimización.
- Limpieza interna: control de deposición e impacto en sistemas clave.
- Selección de materiales: técnicas para selección y seguimiento (metales-aleaciones-polímeros).

Como núcleo de la gestión racional se ilustran los fundamentos del sistema analítico-predictivo, diseñado con foco en las siguientes premisas particulares:

- Identificación, cuantificación y seguimiento de parámetros clave para la evolución crítica de la corrosión en instalaciones de producción y tratamiento.
- Ajuste adaptativo conforme evolución del proceso y estado de instalaciones severamente afectadas por corrosión.
- Traducción del OPEX en inversión.
- Adecuación del riesgo por corrosión conforme criterio ALARP.

Palabras clave: Corrosión – Gestión - Monitoreo – Tratamiento – Predictivo – CMAS - No Convencional - Convencional

2. Introducción

El presente trabajo está orientado a presentar los beneficios de la gestión racional de corrosión, aplicable a instalaciones convencionales y no convencionales, durante todas las etapas que conforman el ciclo de vida. Para ello se aborda cada uno de las herramientas que constituyen la columna vertebral de la gestión, ilustrando los conceptos fundamentales y el output resultante sobre instalaciones clave seleccionadas como representativas.

El proceso de gestión a presentar se resume en el flujograma de la Figura 1 y se sustenta en las mejores prácticas industriales de los últimos 30 años, plasmadas en una serie de etapas sucesivas, a saber:

- Definición estratégica: que comprende los objetivos de la gestión, circunscriptos al marco de negocio correspondiente

- Programa de análisis y gestión de riesgo, como núcleo del que surgen todos los planes de aseguramiento.
- Planes de inspección y monitoreo, para definición de estado y seguimiento dinámico en el tiempo.
- Planes de mitigación y restitución, para controlar la dinámica de los mecanismos activos y restituir daño crítico y/o sub-crítico.
- Indicadores de performance, auditoría y control de calidad.



Figura 1. Proceso de gestión de corrosión.

En este trabajo se abordarán exclusivamente los elementos de carácter técnico específico que mayor gravedad tienen sobre el seguimiento y control de mecanismos de daño, a saber:

- Monitoreo, que incluye un breve pasaje por las técnicas de mayor eficiencia y su impacto sobre la gestión.
- Inspección, mediante la presentación de casos clave representativos.
- Mitigación interna y externa, incluyendo tratamiento químico, limpieza interna y protección catódica.
- Selección de materiales metálicos en instalaciones de alta exposición.
- Conclusiones.

3. Desarrollo

3.1. Monitoreo

3.1.1. Concepto

El Monitoreo de Corrosión comprende la medición, registro, procesamiento y realimentación de todos los parámetros directa o indirectamente relacionados con los mecanismos de corrosión externa e interna que afectan la integridad de los activos en servicio. Los mecanismos principales que la industria monitorea de forma esporádica o permanente son los siguientes¹:

- Corrosión generalizada y localizada.
- Mecanismos combinados que involucran la sinergia entre corrosión y algún mecanismo de daño acoplado: erosión – corrosión, SSC, SCC, etcétera.

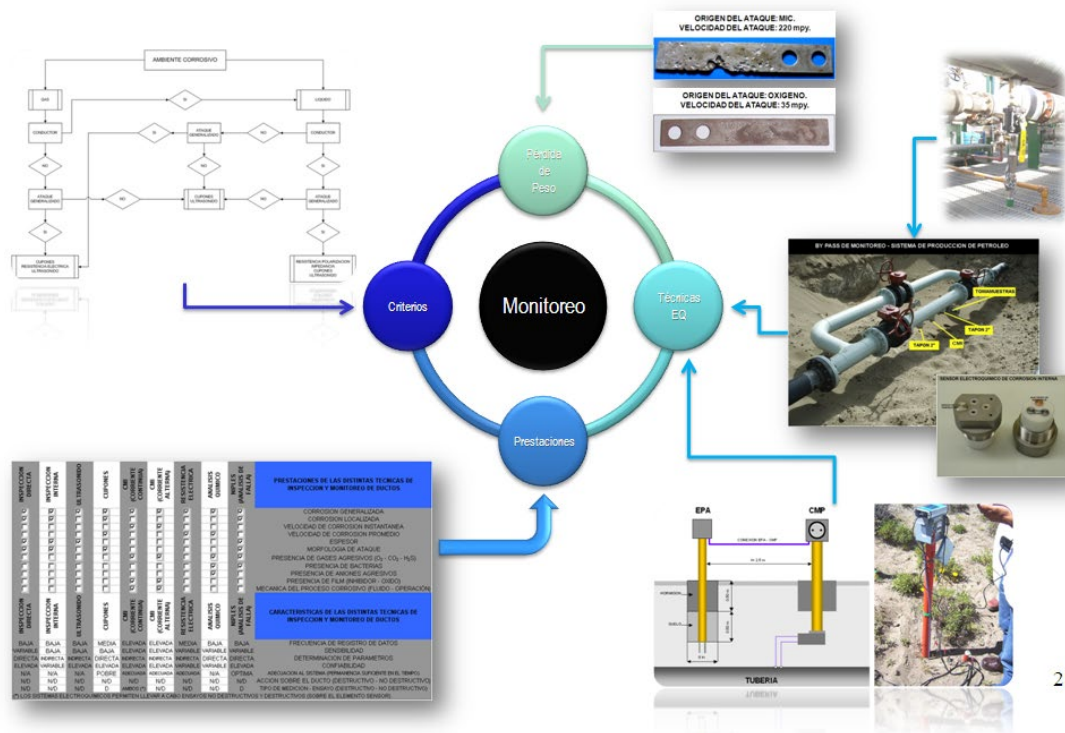
El programa se fundamenta en el uso de técnicas seleccionadas a partir de criterios y evaluación de prestaciones (Figura 2), incluyendo métodos electroquímicos, pérdida de peso y otras técnicas complementarias.

3.1.2. Técnicas Electroquímicas

Este tipo de técnica, originalmente de laboratorio, se ha extendido a la industria a través del uso de equipos portátiles y sensores-interfaces fijas y móviles, que habilitan la medición bajo condiciones equivalentes a las que está sometido el equipo bajo estudio, sea un tubular de producción, recipientes a presión o ductos en servicio (Figura 3). Las mediciones electroquímicas se llevan a cabo en sensores que efectivamente son celdas

de 3 y 5 electrodos (Figura 4), sometidos a las condiciones locales (presión – temperatura – fluido) para llevar a cabo ensayos no destructivos que proporcionan parámetros directamente relacionados con el proceso corrosivo: potencial electroquímico, corriente de corrosión y otros representativos del comportamiento superficial (doble capa). Las técnicas electroquímicas presentan las siguientes ventajas comparativas con respecto a cualquier otra utilizada en la industria:

- Permiten la determinación de velocidades de corrosión instantáneas y el análisis de mecanismos corrosivos.
- Habilitan la evaluación de la performance de sistemas de mitigación en servicio (inhibidores de corrosión, secuestrantes y bactericidas).
- Facilitan el estudio y la evaluación de películas superficiales (óxidos protectores, inhibidores filmicos, películas orgánicas).



28

Figura 3. Métodos y prestaciones de las técnicas para monitoreo de corrosión.

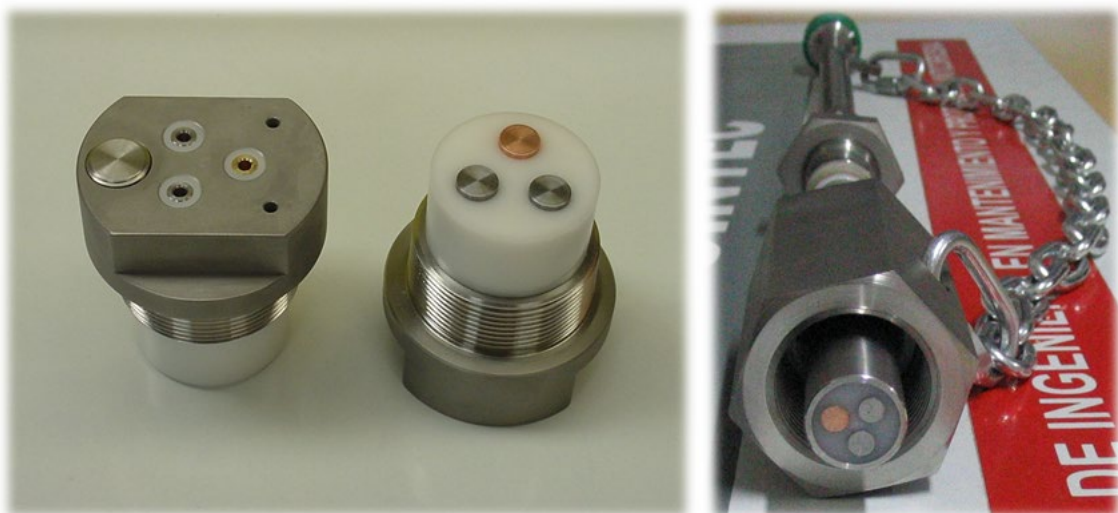


Figura 4. Sensores electroquímicos tipo tapón (izquierda) y retráctil (derecha).

Las técnicas electroquímicas de mayor prestación y eficacia operativa son las siguientes:

- Resistencia de polarización – RP^2 (Figura 5, izquierda): que consiste en un ensayo de corriente continua, cuya duración no supera los 5 minutos y cuyo resultado es la velocidad de corrosión instantánea.
- Impedancia electroquímica – EIS³ (Figura 5, derecha): que consisten en un ensayo de corriente alterna, cuya duración no supera los 60 minutos y cuyo resultado incluye velocidad de corrosión instantánea, comportamiento filmico (óxido – inhibidor) y mecanismo probable (gas agresivo – bacterias).
- Curva de polarización – CP (Figura 6 – izquierda): que en este caso consiste en un ensayo de depolarización de un sensor electroquímico externo, para medir polarización catódica real, en conjunto con velocidad de corrosión instantánea (Figura 6 – derecha).

En la práctica, las técnicas electroquímicas se utilizan para el monitoreo de sistemas clave en varios puntos en simultáneo (planta crítica – ducto troncal) o para el mapeo de varias instalaciones cuyas condiciones de proceso son disímiles (pozos de distintos PADS de producción – Figura 7).

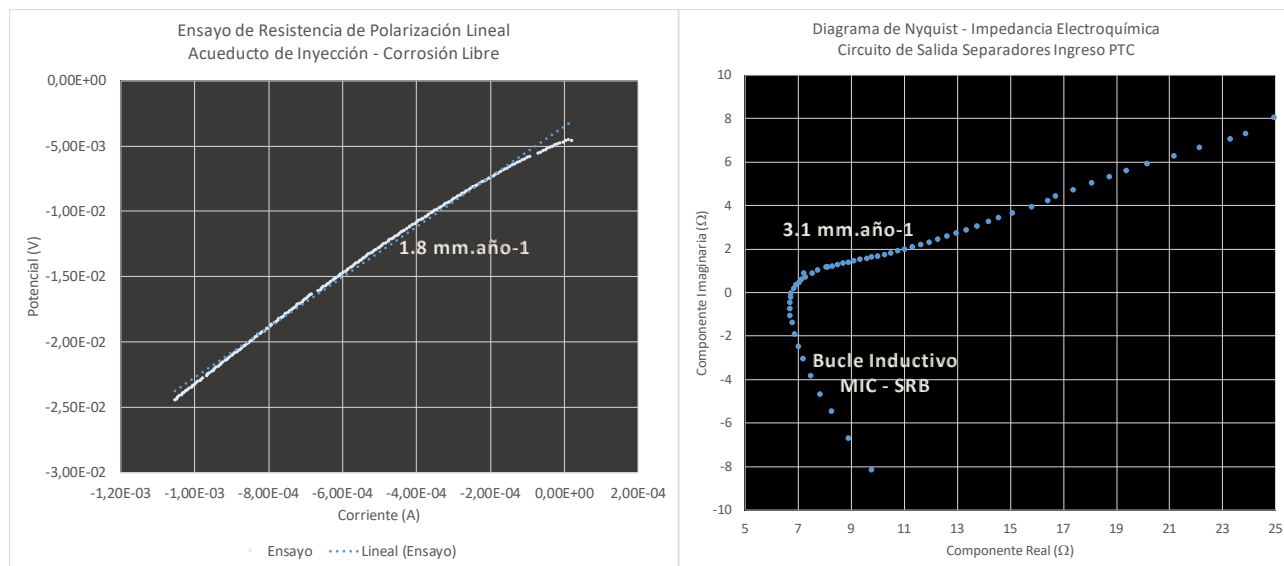


Figura 5. Curvas correspondientes a ensayos de RP (izquierda) y EIS (derecha).

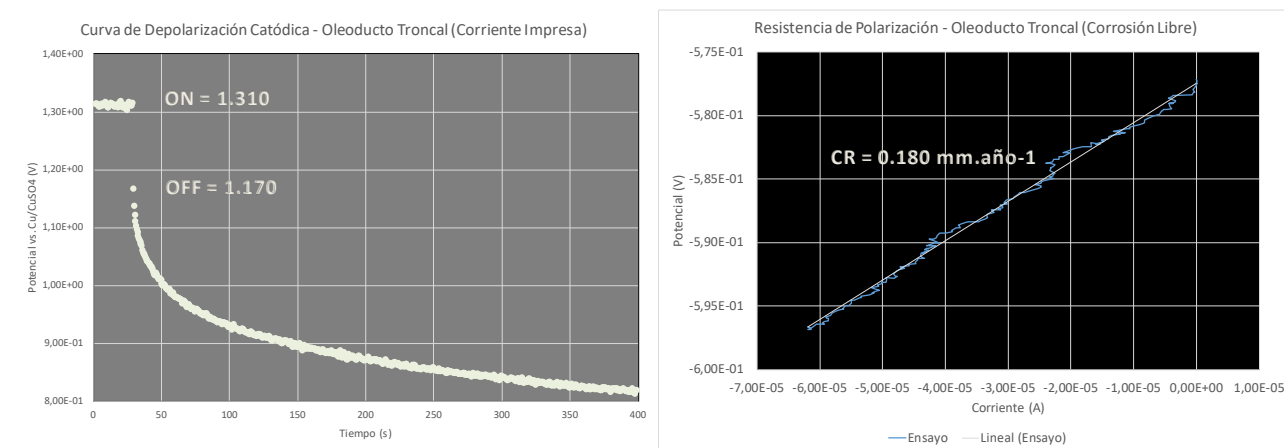


Figura 6. Curvas correspondientes a ensayos de RP (izquierda) y EIS (derecha).

3.1.3. Cupones de Corrosión

El cupón de pérdida de peso es una pequeña pieza de metal construida con el mismo material que el del componente en estudio (Figura 7 - izquierda), utilizada para evaluar la corrosividad promedio del fluido de trabajo, establecida a partir de la medición de la pérdida de peso en un período de tiempo determinado. No obstante, esta prestación es la más básica que el cupón puede proporcionar, ya que existen otras posibilidades de mayor alcance y valor agregado, a saber:

- Cuantificación de la tasa media de picado, por medición de profundidad y aproximación estadística (Figura 7 – izquierda arriba).
- Seguimiento de la evolución histórica de velocidad de corrosión generalizada-localizada (Figura 7 – derecha arriba).

- Determinación de la morfología de daño, como primera aproximación a la identificación de mecanismos y modalidad de falla probable (Figura 7 – izquierda medio).
- Caracterización de productos de corrosión y depósitos, para determinar fehacientemente el causal principal y mecanismo corrosivo dominante (Figura 7 – derecha abajo).

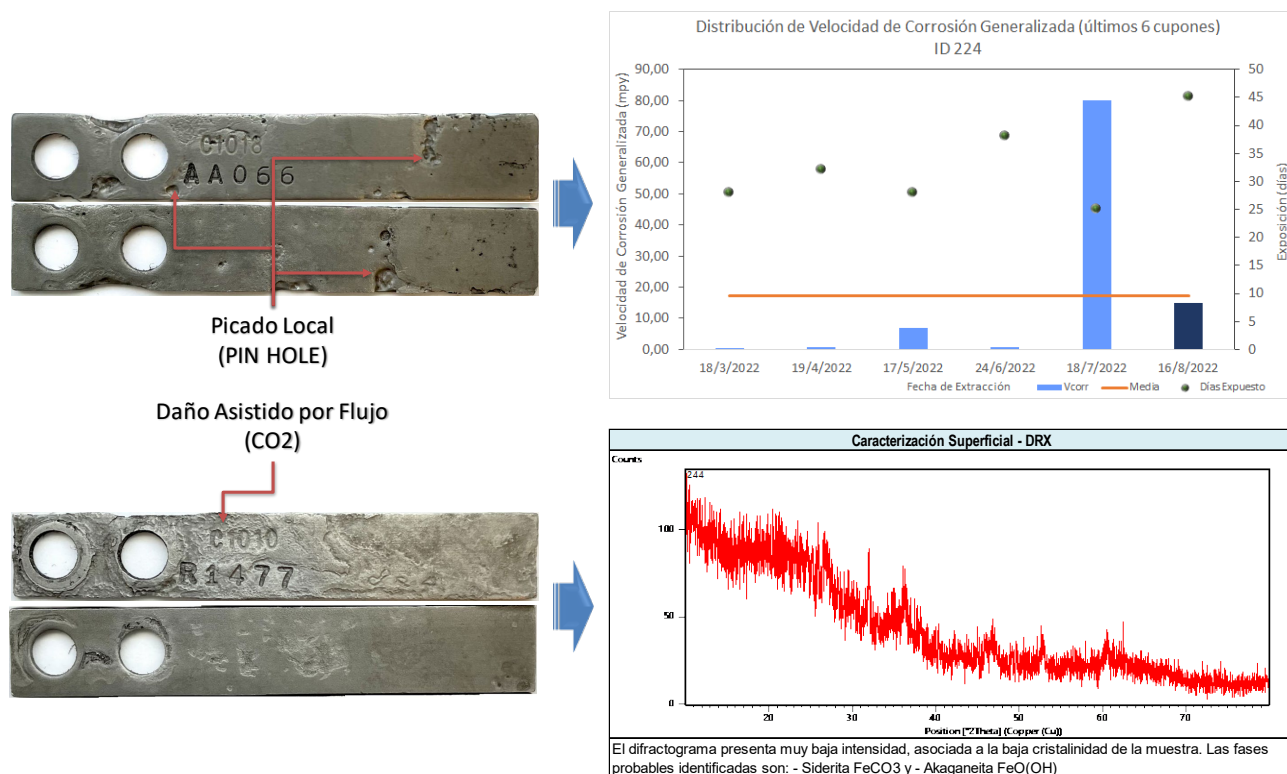


Figura 7. Cupones de pérdida de peso y sus aplicaciones en el monitoreo de corrosión.

3.1.4. Prestaciones Clave

Como corolario dirigido a resalta la importancia del monitoreo en la gestión racional de corrosión, cabe destacar dos aspectos clave e intrínsecamente vinculados (Figura 8):

- Selección de técnica-modalidad de monitoreo (Figura 8 – izquierda): en función de la condición de proceso, la accesibilidad, el alcance y el tipo de daño esperado.
- Prestaciones del plan de monitoreo (Figura 8 – derecha): en función de los recursos humanos afectados (competencias) y del OPEX asignado.

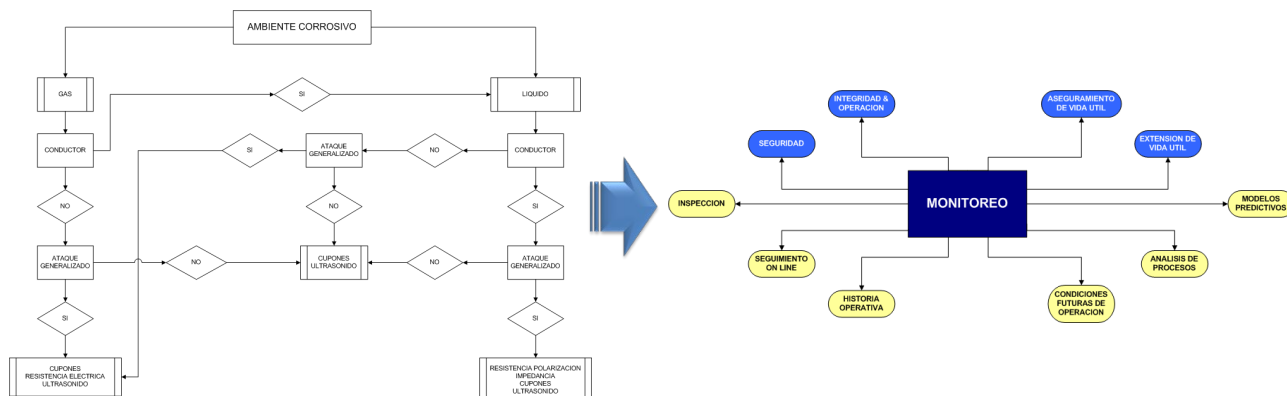


Figura 8. Criterios de selección (izquierda) y prestaciones (derecha) de planes-técnicas de monitoreo.

3.2. Inspección

3.2.1. Concepto

Los planes de inspección vinculados con la gestión de corrosión incluyen⁴:

- Inspección Interna: para detección, clasificación, localización y dimensionamiento de defectos externos e internos, debidos a corrosión, defectos de fabricación y montaje y daños mecánicos en operación.
- Inspección Directa: para dimensionamiento de defectos externos e internos, caracterización de corrosión externa, evaluación de condición del revestimiento y reparación preventiva.
- CIPS-DCVG: para medición de potenciales paso a paso, detección y clasificación de defectos de revestimiento, detección de interferencias y detección de fallas de aislación eléctrica.

3.2.2. Inspección Interna

Para obtener el output esperado de un plan de inspección interna, es necesario considerar las características y prestaciones de las herramientas disponibles en mercado, a saber (Figura 9):

- Flujo magnético de alta resolución: para detección y dimensionamiento de defectos volumétricos, generados por corrosión, por deficiencias de fabricación o por errores de construcción.
- Ultrasónica de flujo angular: para detección y dimensionamiento de defectos planos, generados por SCC, CFC, HIC o por fatiga.
- Calibres: para detección y dimensionamiento de daños por terceros o por factores mecánicos (ovalidad, entalla).

	MFL (Axial)	MFL (Transversal)	US (Espesor)	US (Angular)
Defectos de la Sold. Long.		✓		✓
Defectos de la Sold. Circ.	✓			✓
Pérdida de Metal	✓	✓	✓	
Corrosión Pitting	✓	✓	✓	
SCC				✓
Agrietamiento por Hidrógeno			✓	✓
Laminaciones			✓	
Agrietamiento por Fatiga				✓
Abolladuras	✓	✓	✓	

Figura 9. Criterios generales para selección de tecnologías de inspección.

Las variables de especificación de inspección interna incluyen:

- Detalles de la cañería: material, dimensiones, soldaduras, altimetría, accesorios, curvaturas y restricciones.
- Características de las trampas de lanzamiento y recepción.
- Programa de limpieza interna.
- Fluido: líquido o gas.
- Variables de operación: presión, temperatura y caudal.

Los parámetros de performance de inspección interna son los siguientes:

- Umbrales y probabilidades de detección, clasificación, localización y dimensionamiento de defectos.
- Histórico de inspecciones previas.
- Correlación entre reportes y mediciones de campo.

Un aspecto clave para validar la tecnología utilizada es el programa de calibración inicial, basado en una serie de intervenciones directas, con el objetivo de verificar los errores de detección, clasificación, localización y dimensionamiento (Figura 10). Este proceso de calibración debe tener en cuenta los siguientes aspectos clave para validar la performance de la corrida:

- Mínima cantidad de sondeos estadísticamente representativos.
- Selección de sondeos conforme densidad-distribución-morfología-severidad de defectos reportados.
- Alcance del sondeo tipo.
- Técnicas de inspección directa.
- Registro y procesamiento de datos de sondeo.

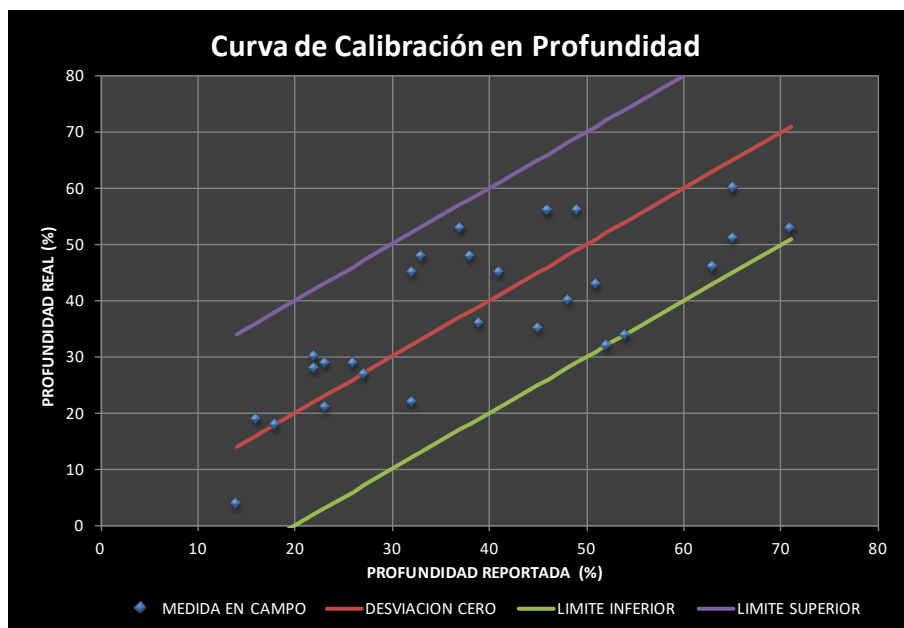


Figura 10. Típica curva de calibración (gasoducto troncal).

3.2.3. Inspección Directa

Constituye una de las herramientas más efectiva para retroalimentar los programas predictivos de gestión de corrosión⁵, a través de (Figura 11):

- Cuantificación intensiva-extensiva de defectos externos-internos, incluyendo morfología, dimensiones, localización e interacción.
- Caracterización de mecanismos, mediante recolección-análisis de depósitos y productos de corrosión.
- Evaluación de estado de revestimiento externo.
- Verificación de reparaciones mecánicas y de revestimiento.
- Retroalimentación de proyecciones de daño y evaluaciones de aptitud para el servicio.



Figura 11. Alcance de la inspección directa en cañerías.

Uno de los roles más importante de la inspección directa es el soporte fehaciente para las evaluaciones de aptitud para el servicio, principalmente en aquellos casos particulares en los que las tecnologías de inspección interna no detectan ni dimensionan adecuadamente los defectos inducidos por distintas formas de corrosión. Para ilustrar adecuadamente este punto, la Figura 12 representa el comparativo entre los registros provenientes de un reporte de inspección interna y los obtenidos mediante sondeo de verificación directa. En este caso, el sistema bajo estudio es un gasoducto de alta presión severamente afectado por corrosión, y en uno de sus tramos la inspección interna reportó picado y pequeñas agrupaciones de defectos volumétricos cuya profundidad máxima aproxima el 64% del espesor nominal de pared (Figura 12 – izquierda arriba). Como resultado del sondeo efectuado en esa sección, en el que se llevó a cabo un barrido continuo con ultrasonido, se detectó un surco extendido de profundidad variable y sección axial que aproxima geométricamente a una ranura (Figura 12 – derecha).

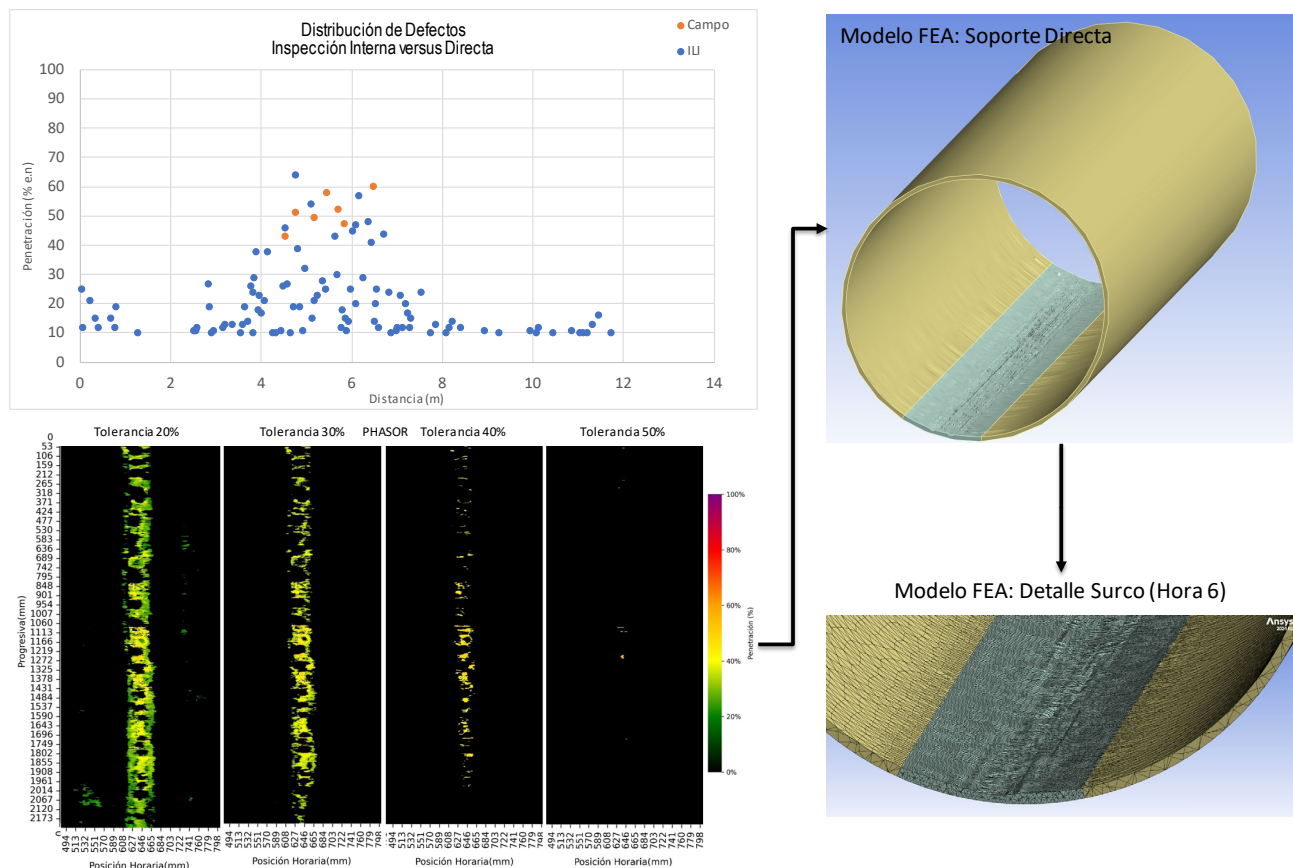


Figura 12. Comparativo entre resultados de inspección interna y directa.

A partir de los registros de sondeo se construyó un modelo tridimensional del segmento afectado para llevar a cabo un análisis de esfuerzos en régimen plástico⁶, cuyos resultados, ilustrados esquemáticamente en la Figura 13, permitieron inferir lo siguiente:

- El defecto-agrupación dimensionado en campo tiene dimensiones sensiblemente distintas a las reportadas por ILI, principalmente en términos de longitud y ancho.
- El comportamiento mecánico de la caería bajo la incidencia de la agrupación de tipo ranura es considerablemente más crítico que el que surge de la evaluación de un defecto volumétrico típicamente asociado a corrosión localizada.
- La presión máxima admisible calculada con soporte exclusivo en los registros de inspección interna supera a la obtenida por simulación tridimensional del segmento inspeccionado in situ, en prácticamente un 22%. Por lo tanto, la valoración de aptitud con soporte exclusivo en ILI habría resultado en una aproximación sensiblemente menos conservadora y de mayor riesgo que la obtenida por inspección directa.

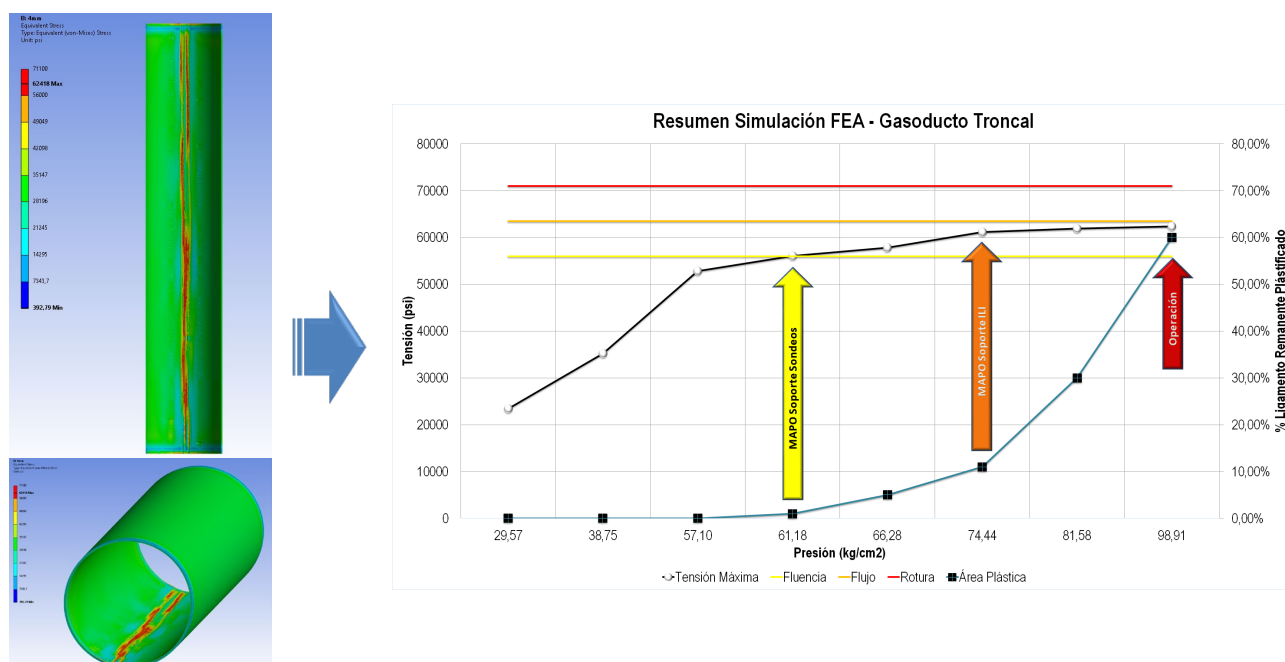


Figura 13. Aptitud para el servicio con soporte en registros de inspección directa. Izquierda: mapa tridimensional de esfuerzo equivalente (Von Mises). Derecha: distribución de tensión equivalente máxima y sección plástica de ligamento remanente, en función de la presión.

3.3. Mitigación

3.3.1. Tratamiento Químico

3.3.1.1. Evaluación inicial

Consiste en la determinación del requerimiento de dosificación, a partir de la detección de un proceso activo de corrosión y de su velocidad de propagación, determinados por medio de registros de monitoreo e inspección, o estimados por simulación. Como resultado de esta etapa surge una recomendación del producto a dosificar, dosis inicial, punto de dosificación y programa de monitoreo asociado durante la implementación. La selección del producto involucra una serie de etapas, las cuales se muestran en la Figura 14, dentro de las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- Caracterización del sistema
- Establecimiento de requisitos para el producto a seleccionar.
- Presentación de productos.
- Evaluación de la compatibilidad de los productos con el sistema.
- Evaluación de la eficiencia del agente químico.
- Generación de ranking de prioridades entre los productos pre-seleccionados.
- Análisis de costo vs. Performance.
- Selección final del producto a utilizar.

3.3.1.2. Caracterización del Sistema: Simulación

Uno de los aspectos más importantes a la hora de seleccionar productos y dimensionar dosis es la caracterización de la condición de proceso del sistema bajo estudio, principalmente si se trata de instalaciones que operan en régimen de flujo multifásico⁷ (Figura 15). Para ilustrar este punto, la Figura 16 resume los resultados de simulación en régimen estacionario, correspondiente a un gasoducto troncal de proceso, que verifican la tendencia al inicio y desarrollo de corrosión localizada por acumulación progresiva de líquido. Por lo tanto, el programa de tratamiento debería contemplar los siguientes aspectos clave:

- Cómo asegurar que el producto llegue en suficiente concentración a la zona principalmente afectada, como por ejemplo si la dosificación se lleva a cabo por pasaje de herramienta-cepillo.
- Cómo asegurar que el producto entre en contacto con la superficie, si se sospecha que puede haber formación y acumulación de depósitos y productos de corrosión.
- Qué tipo de producto y/o combinación de productos es la más adecuada para asegurar mínimo impacto en la tasa de corrosión libre.

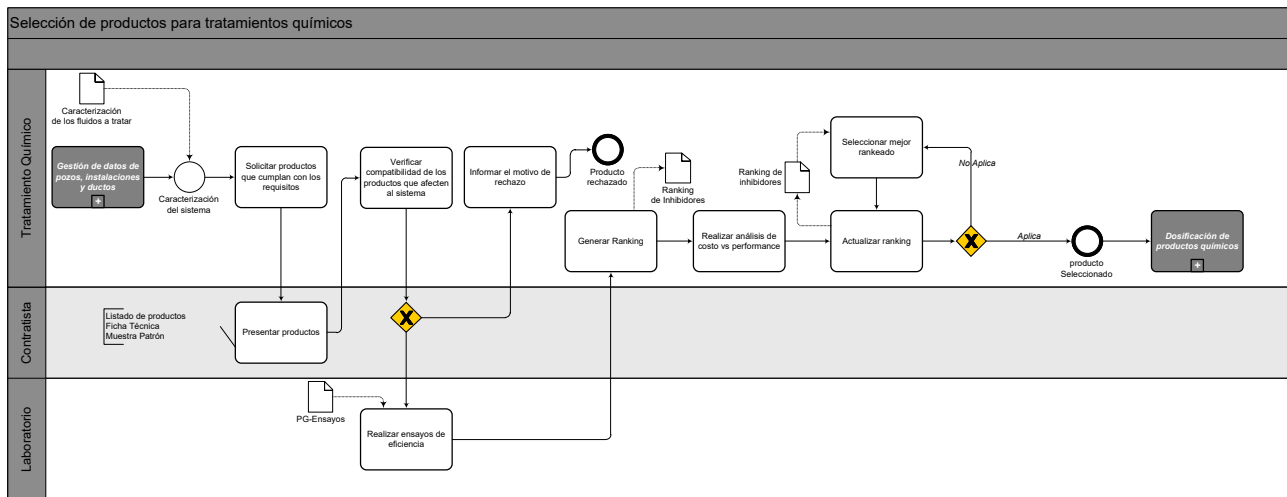


Figura 14. Diagrama del proceso de selección.

Patrones de flujo para tuberías horizontales

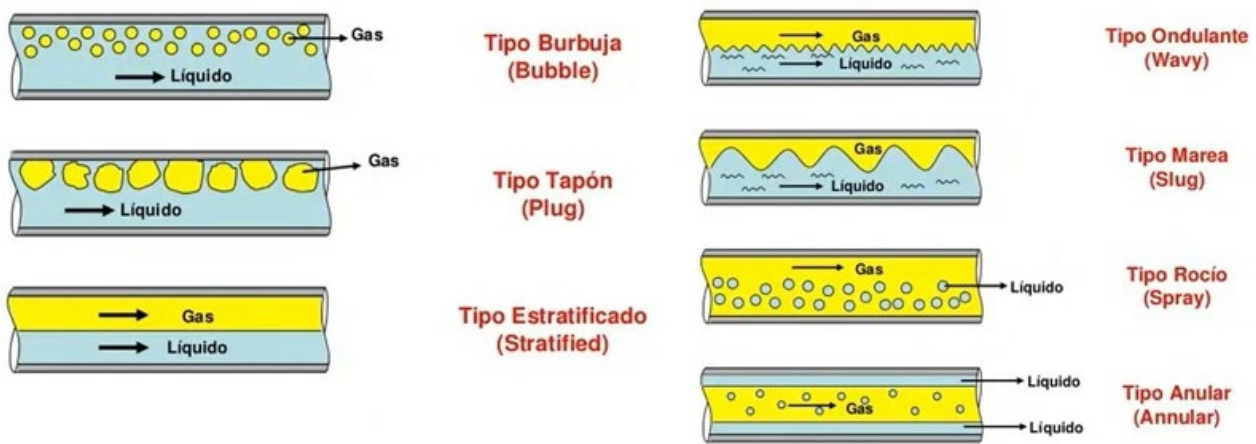


Figura 15. Patrones de flujo en cañerías horizontales.

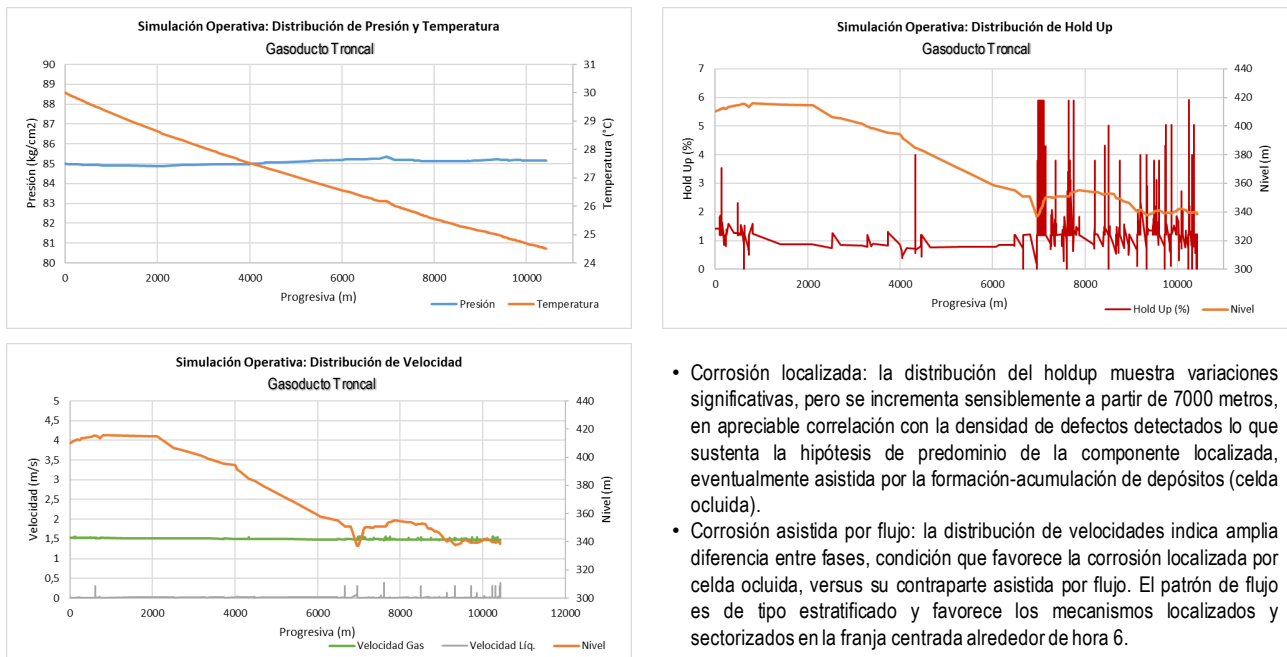


Figura 16. Resultados de simulación de flujo en régimen estacionario, gasoducto de proceso.

3.3.1.3. Programa de Tratamiento: Control por Monitoreo

La formulación del programa consiste en determinar la cantidad, frecuencia y localización de la dosificación, con soporte en los resultados de la simulación de proceso, incluyendo escenarios históricamente representativos. No obstante, el programa debe contemplar el ajuste de la dosis e inclusive del tipo de producto durante una instancia de régimen transitorio, cuya duración está definida por el ciclo de estabilización de la velocidad de corrosión hasta alcanzar el régimen permanente, necesario para el mantenimiento de los indicadores.

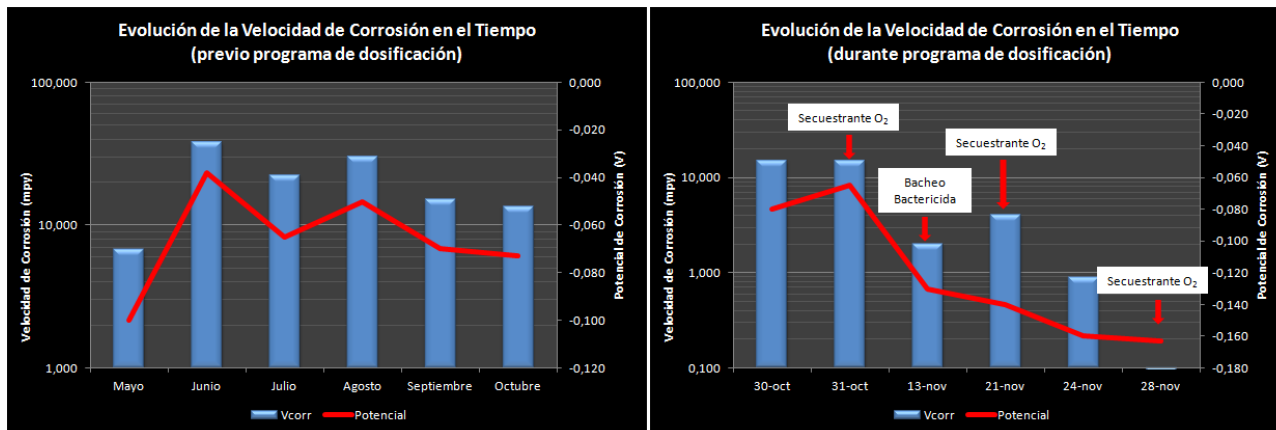


Figura 17. Programa de dosificación y estabilización de la velocidad de corrosión en función del producto y de la dosis.

3.3.1.4. Programa de Tratamiento: Selección de Producto

La selección de productos es un proceso comparativo de carácter cuantitativo, a través del cual se evalúan determinadas propiedades para finalmente seleccionar el producto o la matriz que obtiene el máximo puntaje promedio. En lo que hace estrictamente a la performance en términos de protección anticorrosiva, el químico más adecuado es el que produce el máximo decremento en la tasa de corrosión libre bajo la misma concentración en fase acuosa. No obstante, en determinados casos pueden evaluarse combinaciones que producen mínimo daño en instalaciones. La Figura 18 muestra los resultados de ensayos comparativos de laboratorio, efectuados sobre una matriz de ácidos inhibidos para tratamiento de remoción de incrustaciones en pozos de gas. Las muestras incluyen mezclas orgánicas y clorhídrico inhibido a distintas concentraciones y ensayados por técnicas electroquímicas (impedancia). Los ácidos menos perjudiciales para las instalaciones son aquellos cuya impedancia equivalente es máxima en el espectro de baja frecuencia.

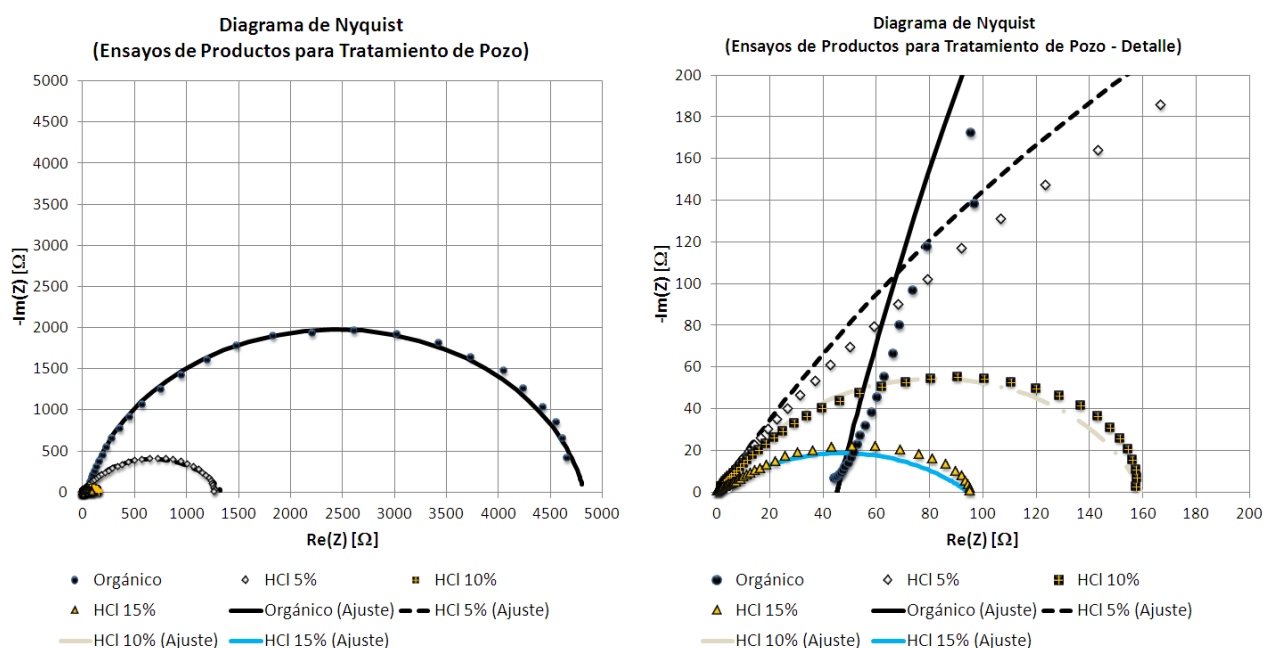


Figura 18. Ensayos electroquímicos comparativos efectuados sobre muestras de ácidos inhibidos, utilizados para remoción de incrustaciones en pozos productores de gas.

3.3.1.5. Programa de Tratamiento: Performance y Optimización

La evaluación de performance se lleva a cabo en régimen permanente, a través de la cuantificación periódica de costo, decremento en velocidad de corrosión y cuantificación de distintos parámetros representativos (bacterias – sólidos – oxígeno).

La optimización constituye el cierre del programa y consiste en el ajuste de la dosificación en régimen permanente, para establecer el punto óptimo que surge como combinación del mínimo costo posible y la máxima velocidad de corrosión admisible (Figura 19).

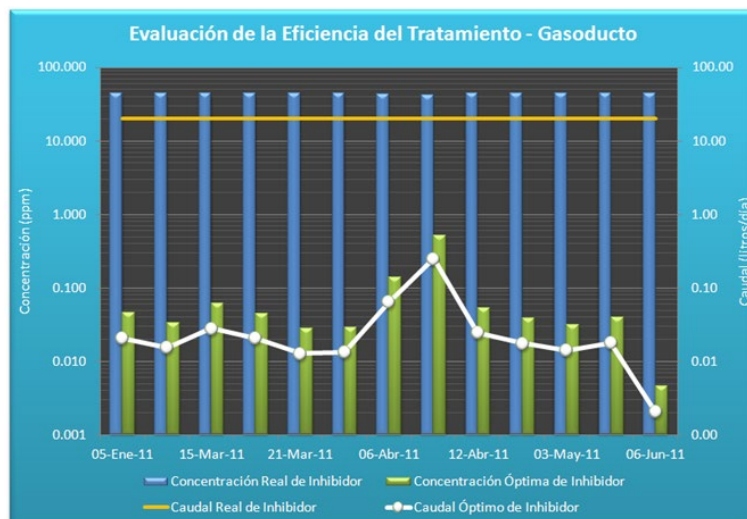


Figura 19. Proceso de optimización en gasoducto troncal.

3.3.2. Limpieza Interna

La limpieza interna es un aspecto clave en la mitigación de corrosión interna, principalmente en ductos y equipos que presentan tendencia a la formación y acumulación de líquido, sólidos, lodos, hidratos y depósitos de distinto origen (parafinas, sales, etcétera). Si bien la limpieza puede llevarse a cabo utilizando químicos específicos, no es tan eficaz como la limpieza mecánica por medio de pasaje de herramienta.

La implementación de un protocolo de limpieza mecánica interna requiere de un estudio previo del proceso, dirigido a maximizar la eficacia técnica-operativa, minimizar el costo y evitar la ocurrencia de eventos transitorios indeseables. En el caso particular de deposiciones que inducen perjuicios sobre la integridad y sobre la operación (hidratos-parafinas), el análisis preliminar cobra importancia significativa. Para ilustrar este punto se desarrolla un caso en el que se analizó en profundidad la deposición y el tratamiento de parafinas, con objetivo dual de asegurar la capacidad operativa y mitigar la incidencia de la corrosión bajo depósitos. El sistema bajo estudio es un oleoducto de transporte en el que se simuló el proceso de deposición utilizando el modelo RRR⁸, para resolver las condiciones de parafina disuelta, precipitada-dispersa y depositada en las paredes de la cañería.

Los resultados del modelo numérico en régimen transitorio se ilustran en las Figura 20 que representa lo siguiente:

- Modelo numérico para simular escenarios de deposición (Figura 20 – izquierda arriba).
- Tendencia a la deposición en función de la presión y de la temperatura (Figura 20 – derecha arriba).
- Espesor acumulado y volumen depositado luego de 40 días de operación (Figura 20 – abajo).

La Figura 21 muestra el efecto combinado de un eventual programa de dosificación de dispersante de parafinas, incluyendo:

- Espesor depositado bajo tratamiento químico (Figura 21 – izquierda). Las curvas ilustran la variación en el espesor del depósito en función de la concentración de dispersante y de la temperatura de operación.
- Costo de tratamiento versus lucro cesante por pérdida de transporte (Figura 21 – derecha). Las curvas representan la variación competitiva de ambos conceptos, como criterio de selección preliminar del programa óptimo (combinación costo-beneficio).

Como corolario del caso presentado, en la Figura 22 se muestran las imágenes obtenidas luego de la limpieza mecánica del oleoducto, previo y posterior a la primera dosis de dispersante de parafinas.

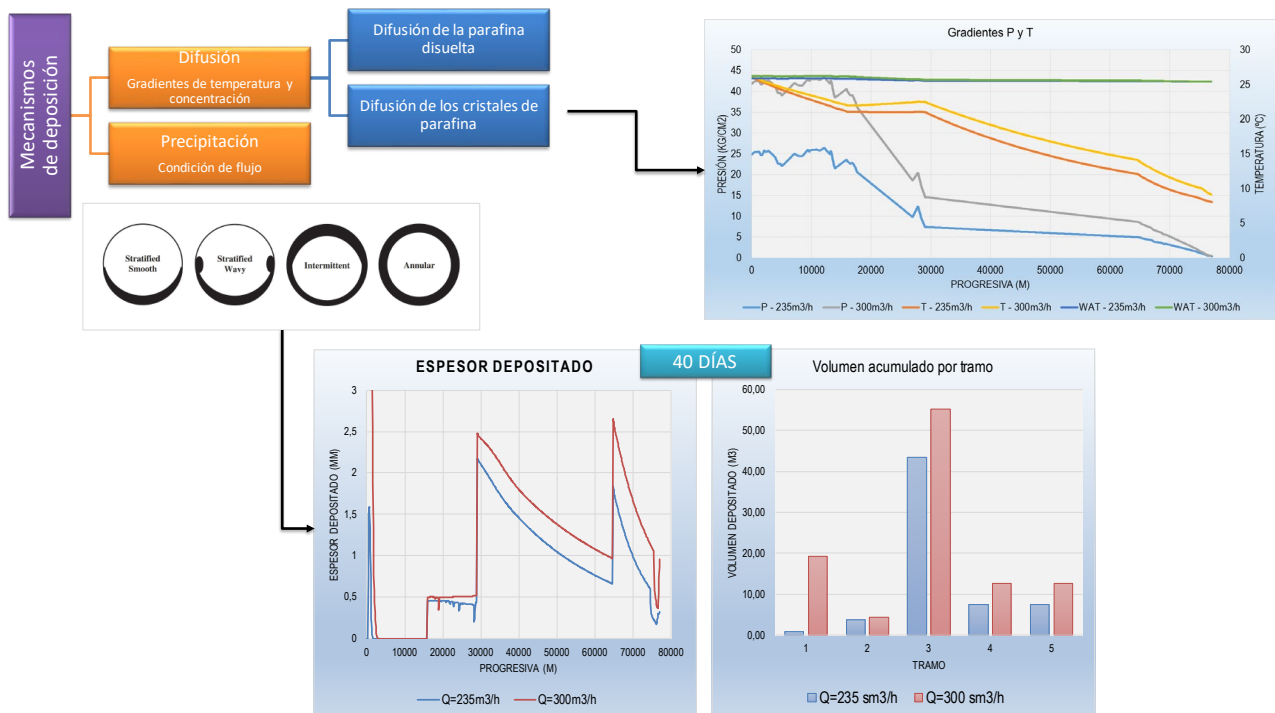


Figura 20. Modelo numérico y resultados de la aproximación para simular deposición de parafinas.

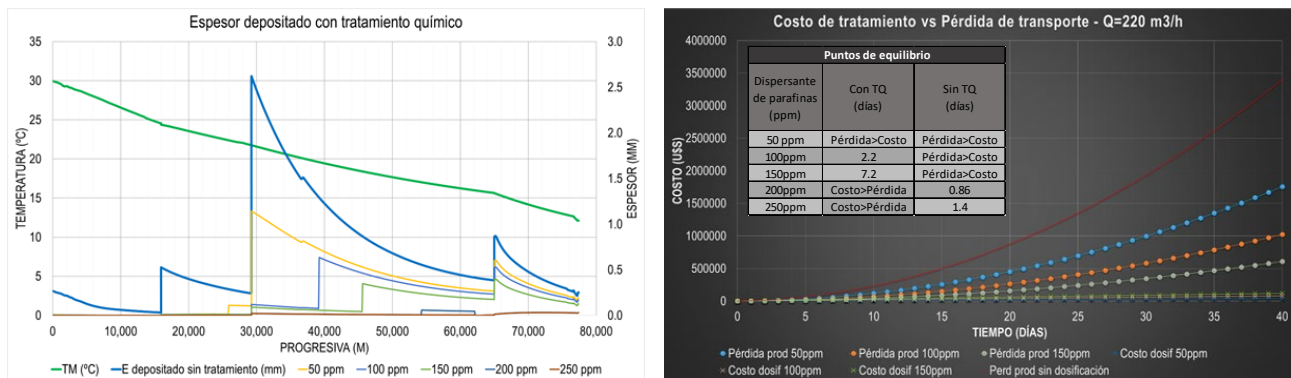


Figura 21. Resultados de simulación de efecto dispersante y análisis comparativo de costos.



Figura 22. Resultados de la implementación del programa combinado de limpieza y tratamiento.

3.4. Selección de Materiales

3.4.1. Introducción

La selección de aleaciones para la producción de petróleo y gas de características corrosivas constituye un proceso complejo y con elevado impacto potencial en OPEX y en la vida útil de las instalaciones. En el caso particular de la producción no convencional, las variables condicionantes del comportamiento en servicio superan ampliamente los límites establecidos para aceros al carbono y eventualmente pueden comprometer la performance de aleaciones resistentes a la corrosión. Si bien en las últimas décadas se han desarrollado materiales resistentes en un amplio espectro de condiciones como las que caracterizan a los pozos de alta presión y temperatura, lo cierto es que el histórico disponible en producciones no convencionales es relativamente reciente.

De acuerdo a la experiencia de la industria en general y de las compañías y especialistas en particular, el proceso de selección de materiales aptos para servicio bajo condiciones agresivas para los aceros al carbono puede llevarse a cabo de diferentes maneras, a saber:

- Mediante programas de ensayo de alcance variable, que permitan aproximar de la mejor manera posible las condiciones particulares de uno o varios yacimientos. Esta alternativa permite definir la ventana de trabajo necesaria para comparar distintas aleaciones comerciales, pero puede ser relativamente costosa y demandante en tiempo, dependiendo del alcance requerido.
- A través de revisión bibliográfica exhaustiva para identificar registros de ensayos-fallas-inspecciones llevados a cabo sobre las aleaciones disponibles bajo condiciones semejantes a las de servicio. Esta opción normalmente permite descartar aquellos materiales cuyo comportamiento no ajusta adecuadamente a las condiciones de servicio aplicables, reduciendo el espectro de ensayo.
- Mediante revisión bibliográfica combinada con la experiencia de especialistas para hacer la selección de forma directa, sin recurrir a ensayos de ningún tipo. Esta alternativa presenta un riesgo elevado de error y compromiso posterior en la instalación, principalmente si no se dispone de experiencia extensiva sobre las aleaciones seleccionadas bajo las condiciones de servicio que apliquen.
- Por simple adquisición de los materiales disponibles en mercado o más económicos, sin un análisis que permita validar su performance en un ciclo de vida determinado.

3.4.2. Matriz de Análisis: Aceros al Carbono

En este apartado se resume brevemente el planteo de un caso particularmente complejo que involucra la selección de aleaciones resistentes a la corrosión para tubulares de pozos productores de gas (no convencionales), cuyas condiciones de proceso habilitan la actividad de mecanismos corrosivos de incidencia potencialmente crítica para la integridad y operación segura.

Como punto de partida se formuló una matriz de correlación sobre el conjunto bajo estudio, sustentada en los siguientes parámetros clave⁹⁻¹⁰ (Figuras 23):

- Condicionantes principales de la corrosión carbónica: presión parcial de CO₂, temperatura, pH calculado por simulación y velocidad de líquido.
- Condicionantes principales de la erosión-corrosión: solamente se utilizó la velocidad de mezcla porque no se dispone de registros suficientes de otros parámetros de importancia clave (tipo, distribución, propiedades y caudal de sólidos).
- Tasa de pérdida de metal localizada: calculada por simulación y retro-proyección, con soporte en los registros de inspección y en el histórico acumulado de producción.

La Figura 24 ilustra los resultados de la matriz de correlación entre parámetros condicionantes y tasa de pérdida de metal, a partir de lo cual se infiere lo siguiente:

- Pozos productores por TBG: el parámetro con mayor grado de correlación es la velocidad de líquido, seguido por el pH y por la velocidad de mezcla. Por lo tanto, cabe suponer que predomina la corrosión carbónica asistida por flujo, con eventual aporte de la componente erosiva en la fase primaria de producción.
- Pozos productores por CSG: el parámetro con mayor grado de correlación es el pH, seguido por la presión parcial, lo cual permite asumir que el mecanismo dominante es la corrosión localizada.

Adicionalmente se caracterizaron en profundidad muestras de tubulares recuperadas durante intervenciones (Figura 25), a partir de lo cual se verificó daño severo concentrado en franjas radialmente acotadas, probablemente asociadas al escurrimiento local de una fase condensada, cuya agresividad es sensiblemente mayor que la del agua de producción.

Como corolario de la evaluación surgió lo siguiente (Figura 26):

- Pozos productores por TBG: la estadística global verifica que prácticamente el 87% de los tubulares inspeccionados presenta daño localizado crítico y el 26% está afectado en no menos del 20% de su área

expuesta. El grado, morfología y distribución del daño observado son consistentes con la hipótesis de corrosión por formación de condensado, adicionalmente sustentada por la correlación con el pH. El alcance del ataque y la correlación con las velocidades de flujo sugieren que tanto la corrosión asistida hidrodinámicamente como la erosión-corrosión podrían ser componentes potencialmente críticas, principalmente durante la fase inicial del ciclo operativo.

- Pozos productores por CSG: la estadística global verifica que prácticamente el 39% de los tubulares inspeccionados presenta daño localizado crítico y aproximadamente el 6% está afectado en no menos del 20% de su área expuesta. Los parámetros de correlación, las características del daño proyectado por inspección y los resultados iniciales de la evaluación global de aptitud permiten inferir que la corrosión localizada sería la componente dominante y el modo de falla probable sería la fuga.

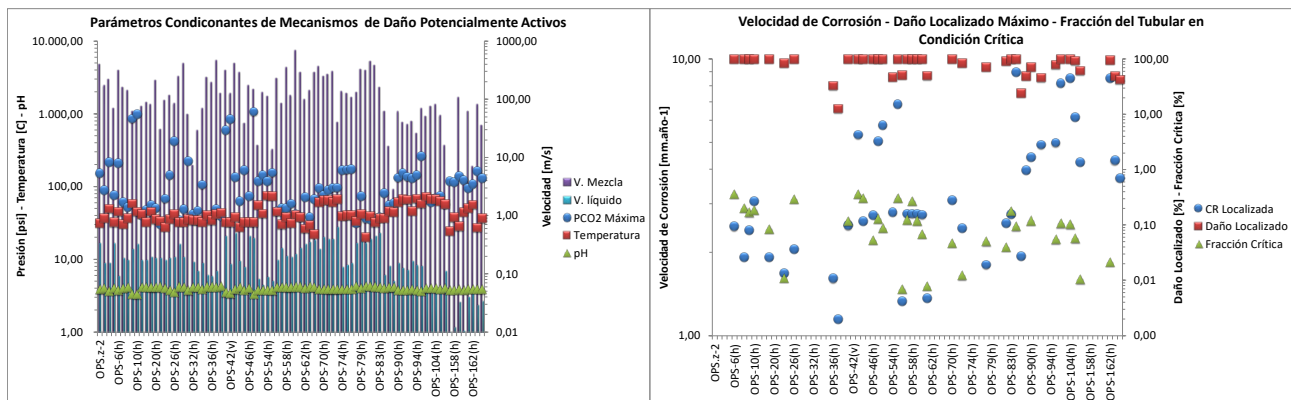


Figura 23. Factores condicionantes (izquierda) y efecto de los mecanismos de daño (derecha).

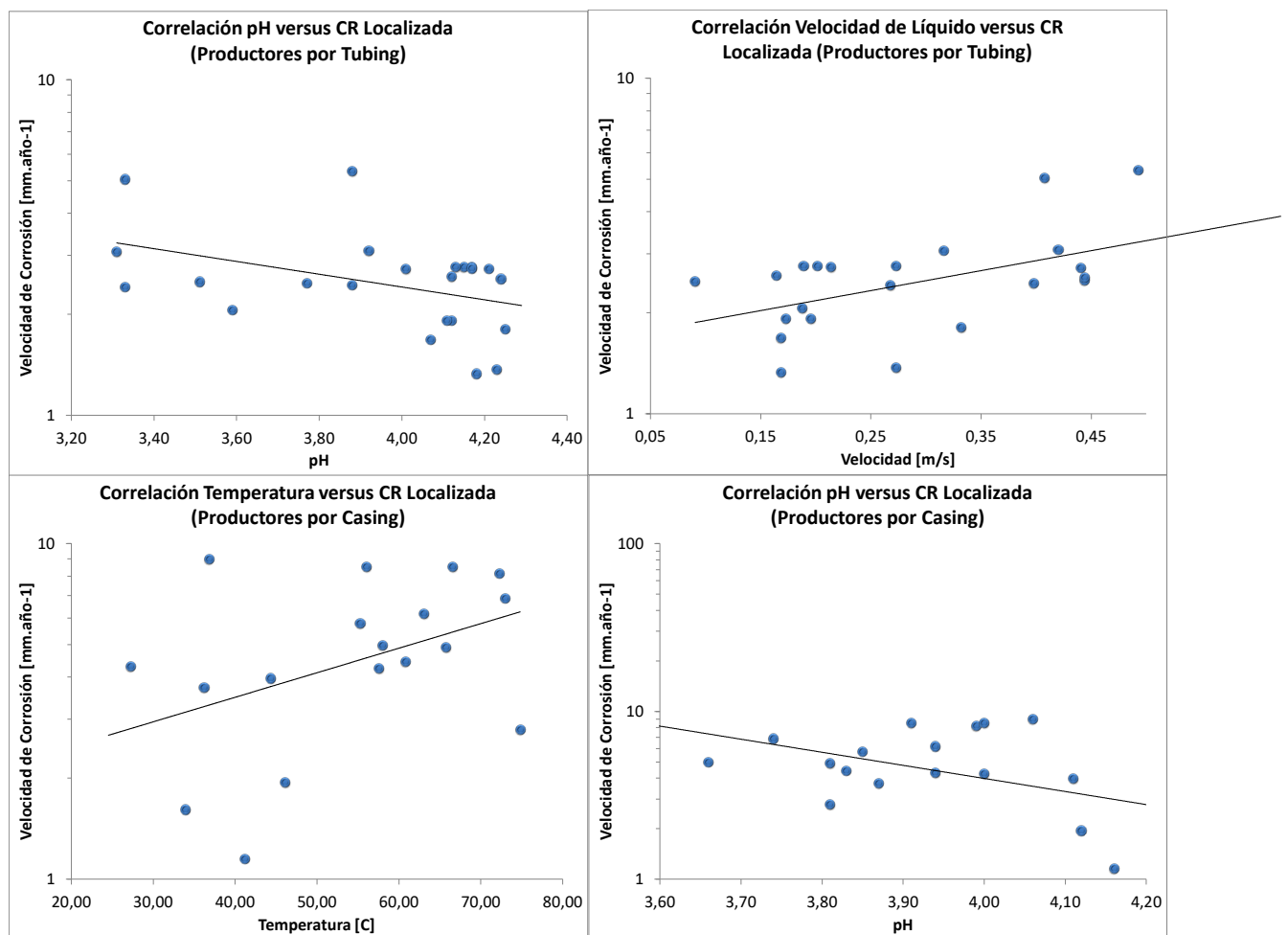


Figura 24. Parámetros de correlación con la velocidad de corrosión. Productores por TBG (arriba) y por CSG (abajo).



Figura 25. Daño identificado en tubulares con formación de agua condensada. Izquierda: distribución axial y radial. Derecha: defecto pasante.

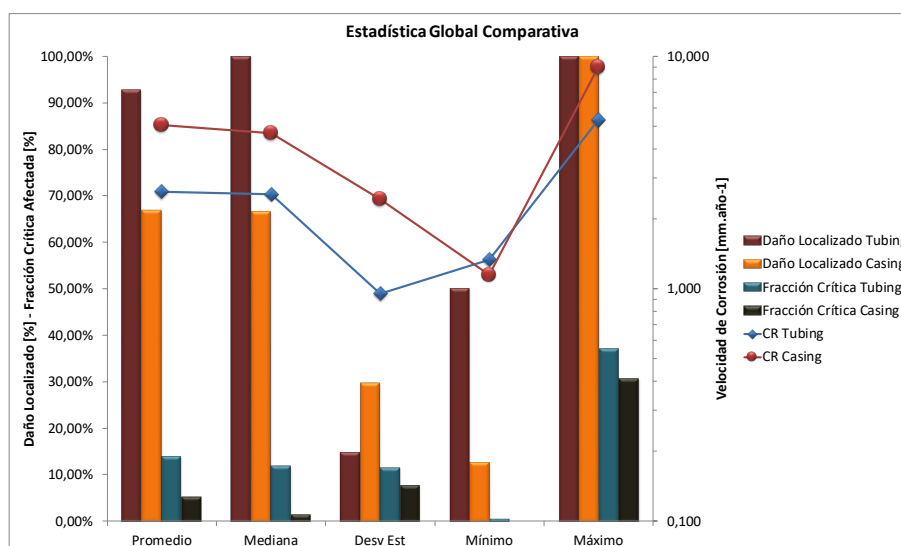


Figura 26. Resultados de la estadística global comparativa entre productores por TBG y CSG.

3.4.3. Evaluación Comparativa: Aleaciones Resistentes a la Corrosión

Como aleaciones de trabajo se consideraron el acero aleado al 3% cromo y el inoxidable martensítico al 13% cromo¹¹, bajo las siguientes premisas:

- La incidencia de la erosión-corrosión en la performance de estas aleaciones, bajo condiciones aproximadas al promedio que representa al área de producción, constituye un factor de incertidumbre.
- La experiencia práctica en el uso de tubulares de 3% cromo no es comparable a la del 13% cromo, pero la evidencia experimental disponible en la literatura permite aproximar estadísticamente su comportamiento, aunque el error inicial es sin duda elevado.
- En el caso particular del 13% cromo (inoxidable), su resistencia a la corrosión localizada depende de la integridad de la película superficial protectora, susceptible a daño localizado por incidencia singular o combinada de daño mecánico, pH reducido y contenido elevado de cloruro. Cabe agregar que la probabilidad de repasivación ante ruptura local del film es incierta, considerando la reducida concentración de oxígeno en pozo.
- Para aproximar el comportamiento del 13% cromo bajo condiciones de integridad y ruptura local del film protector se recurrió a la evidencia experimental disponible (propia-literatura) y estadística obtenida a partir de registros de inspección-ensayo.

En el caso particular del 3% cromo las velocidades de corrosión (máximas y mínimas) se estimaron con soporte en datos de ensayo y parámetros estadísticos de la matriz de correlación, a partir de lo cual surge lo siguiente (Figura 27 – izquierda):

- La velocidad de corrosión mínima estimada oscila en el rango aproximado 0.3-1.2 mm.año-1, sin correlación aparente con la presión parcial.
- La velocidad de corrosión máxima estimada oscila en el rango aproximado 0.6-2.1 mm.año-1, mostrando buena correlación con la presión parcial.

En lo que hace a la performance estimada del 13% cromo, se utilizaron registros provenientes de inspección interna y ensayos de laboratorio, efectuados bajo condiciones similares a las medias de la matriz de correlación, lo que permitió inferir lo siguiente:

- Bajo la condición de película intacta la máxima velocidad de corrosión aproxima 0.1 mm.año-1.
- Bajo condiciones de daño localizado la velocidad de corrosión oscila en el rango 0.4-0.7 mm.año-1, incrementándose en un factor que oscila entre 4.2 y 6.0.

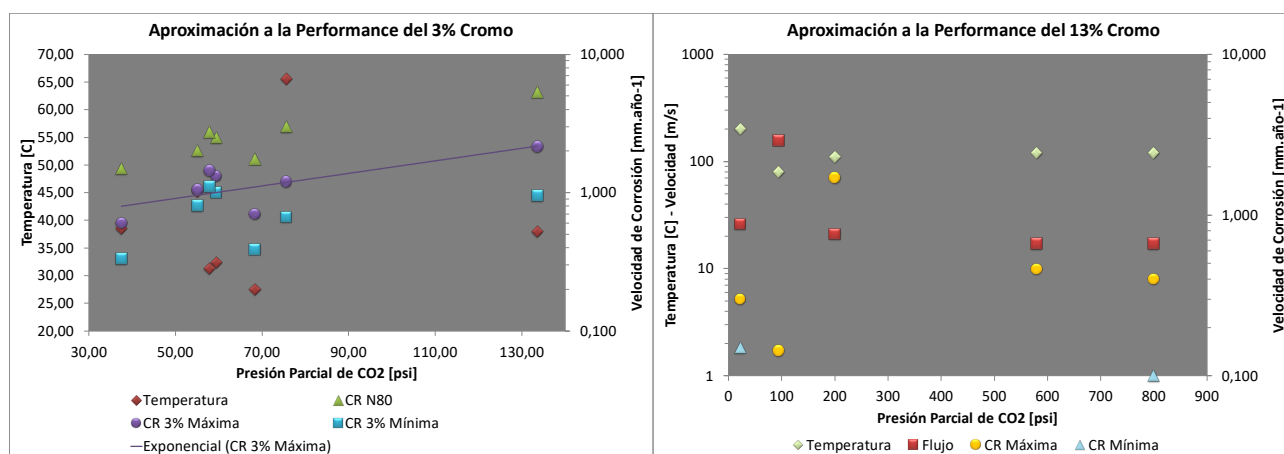


Figura 27. Performance comparativa del 3% cromo (izquierda) y 13% cromo (derecha).

3.4.4. Output

3.4.4.1. Fase Operativa Inicial

Se determinó la conveniencia de iniciar producción por CSG (acero al carbono) durante la fase operativa inicial, con los siguientes objetivos particulares:

- Determinar la dinámica real de degradación por seguimiento combinado (monitoreo-inspección).
- Establecer la condición del CSG aptitud inicial y su evolución probable, con soporte en un histórico de corto plazo, no superior a seis (6) meses.
- Diseñar-planificar instalación final con la aleación de performance óptima para cada grupo de pozos (proceso-degradación-aptitud).

3.4.4.2. Selección de Material

Se establecieron criterios para la selección alternativa de acero aleado e inoxidable, en función de los siguientes parámetros:

- Daño reportado: incluyendo profundidad máxima y área total bajo compromiso crítico.
- Velocidad de corrosión libre; generalizada y localizada.
- Rango de pH y efecto del tratamiento.

4. Conclusiones

En función de los resultados obtenidos es posible concluir lo siguiente:

- 4.1. La gestión de corrosión en su forma racional y estructurada permite adecuar planes de alcance global e iniciativas de carácter particular al marco de negocio corporativo y local, si se define claramente la estrategia, se sustentan analíticamente los planes y se audita periódicamente al sistema para revisión de resultados y metodologías de aplicación.
- 4.2. El monitoreo constituye una herramienta clave de la gestión racional, por su alcance, prestación y reducido factor costo-beneficio. Con el advenimiento de la tecnología móvil surge la posibilidad de flexibilizar

significativamente el alcance de los planes, desde un grupo de pozos hasta varios circuitos de una instalación de proceso. En particular, el uso de técnicas electroquímicas habilita la medición instantánea de parámetros representativos de la dinámica corrosiva, de los mecanismos activos y de la performance de la mitigación en servicio (tratamiento).

- 4.3. El valor agregado de la inspección en la gestión de corrosión se amplifica sensiblemente por medio del análisis-procesamiento-validación de registros crudos, para ganar confiabilidad, ampliar el espectro de información de alto impacto y retroalimentar las evaluaciones de aptitud para el servicio y riesgo. Las nuevas tecnologías de inspección directa complementan eficazmente a las de inspección interna e indirecta, principalmente si se prioriza su aplicación con soporte en análisis pormenorizado.
- 4.4. Para asegurar la performance del tratamiento químico preventivo surge la necesidad de caracterizar adecuadamente el proceso del sistema seleccionado, con técnicas combinadas de simulación y monitoreo in situ. En el caso particular de los sistemas bajo aproximación combinada de tratamiento-limpieza mecánica, es fundamental sustentar el programa en resultados de simulación-ensayo para distintos escenarios operativos posibles, con el objetivo de aproximar la condición óptima (producto-dosis-frecuencia-OPEX).
- 4.5. El proceso de selección de materiales resistentes a la corrosión depende sensiblemente del alcance e importancia de las instalaciones bajo estudio. En el caso de operaciones no convencionales de alto impacto operativo y elevada agresividad potencial, surge la conveniencia de aproximar la selección mediante un esquema combinado de análisis histórico, ensayo comparativo en laboratorio, modelado estadístico predictivo y proyección económica comparativa. Cabe agregar la necesidad de considerar opciones de compromiso ante la dificultad de acceso a determinadas aleaciones de reducida disponibilidad en el mercado.

5. Bibliografía

1. Lietai, Yang, "Techniques for Corrosion Monitoring", Cambridge – MA - USA, Woodhead Publishing - Elsevier (2021).
2. ASTM G 59 – 97, "Standard Test Method for Conducting Potentiodynamic Polarization Resistance Measurements, American Society for Testing Materials, 2002.
3. ASTM STP1188-EB, "Electrochemical Impedance: Analysis and Interpretation", American Society for Testing Materials, 1993.
4. AMPP, "SP0102-2017 (formerly RP0102), In-Line Inspection of Pipelines", National Association of Corrosion Engineers, 2017.
5. AMPP, "NACE SP0116-2022, Multiphase Flow Internal Corrosion Direct Assessment (MP-ICDA) Methodology for Pipelines", National Association of Corrosion Engineers, 2022.
6. API RP 579-1/ASME FFS-1, "Aptitud para el Servicio".
7. S. Nesic, S. Wang, J. Cai y Y. Xiao, "Modelo Integrado de Corrosión Carbónica y Flujo Multifásico", NACE Corrosion 2004.
8. B.B. Kinate, J. Ajienka y S.S. Ikiensikimama, "Evaluation of the Significance of Production Rates in Reduction of Wax Precipitation and Deposition thickness in a flowline", Journal of Earth Energy Science Engineering and Technology, 2021.
9. Andrzej Anderko y Robert D. Young, "Simulación de Corrosión por CO₂/H₂S Utilizando Modelos Termodinámicos y Cinéticos", OLI Systems Inc., NJ 07950, New York (2011).
10. Y.C. Lu y M.B. Ives, "Factores Críticos en la Corrosión Localizada II", PV 95-15, The ECS Proceeding Series, Pennington, NJ (1996).
11. L. Xu, X. Xu, C. Yin y L. Qiao, "Comportamiento frente a la Corrosión por CO₂ de Aceros al 1%-13% Cromo en Relación al Cambio en el Contenido de Cromo", Materials Research Express (2019).

6. Currículum Vitae Resumido



Nombre: Juan Pedro Rossi
Profesión: Ingeniero Mecánico, Master en Ciencia e Ingeniería
Empresa: Socio – Ingeniero Senior en Integridad
SINTEC S.A.
Colón 3083 – Piso 8 - Mar del Plata (7600) - Argentina
Móvil: (54-223) 522-4894

1. Estudios de Postgrado

- University of Manchester Institute of Science and Technology, Corrosion and Protection Centre, Manchester, UK, 1994. Research Project: Transport Process Modeling in Concrete by Finite Element Analysis.
- University of South Florida, College of Engineering, Tampa, FL, USA, 1994-1996. Master of Science and Engineering. Thesis: The Corrosion Behavior Of Galvanized Steel In Mechanically Stabilized Earth Wall Structures.

2. Desempeño Profesional en el Exterior

- Ingeniero contratado por el Departamento de Transporte de Florida (FDOT) para el diseño, especificación e instalación de sistemas de monitoreo de velocidades de corrosión y diseño de sistemas de protección anticorrosiva en Estructuras Enterradas, FDOT, Gainesville, FL, USA, 1994-1996.
- Asistente de Investigación de la División Corrosión del Centro de Corrosión y Protección del Departamento de Química del Instituto Tecnológico de la Universidad de Manchester, Manchester, UK, 1994.
- Asistente de Investigación y Desarrollo de la División Corrosión del Departamento de Ingeniería Civil y Mecánica de la Universidad de South Florida, Tampa, FL, USA, 1994-1996.

3. Desempeño Profesional en el País (Resumen) – Antecedentes de Mayor Relevancia para el Congreso

- Consultor y soporte técnico (Panamerican Energy LLC) para desarrollo, implementación y seguimiento del Sistema de Gestión de Integridad (IMS), con alcance sobre instalaciones de superficie y de pozo, en todas las unidades de gestión, 2002 - 2024.
- Consultor y soporte técnico (YPF S.A.) para desarrollo, implementación y seguimiento del Sistema de Gestión de Integridad (SGI), con alcance sobre instalaciones de superficie, en la unidad de negocio Neuquén Gas, 2013 - 2024.
- Consultor y soporte técnico (YPF S.A.) para desarrollo, implementación y seguimiento del Sistema de Gestión de Integridad (SGI), con alcance sobre instalaciones de superficie y de pozo, en las unidades de negocio No Convencionales (Regional NOC), 2014 - 2024.
- Consultor y soporte técnico (Oleoductos del Valle S.A.) para desarrollo, implementación y seguimiento de un Programa de Análisis y Evaluación de Integridad de Oleoducto, 2001 - 2020.
- Consultor y soporte técnico (TERMAP S.A.) para desarrollo, implementación y seguimiento del Sistema de Gestión de Integridad (IMS), con alcance sobre todas las instalaciones operadas por las terminales marítimas de Caleta Olivia y Caleta Córdoba (onshore y offshore), 2004 - 2024.
- Ingeniero de proyecto contratado por Enapsipetrol Argentina S.A. para la implementación de un Programa de Análisis de Riesgo, con alcance en Oleoductos y Gasoductos (onshore y offshore), Área Magallanes, 2012 - 2014.
- Consultor y soporte técnico (Pluspetrol S.A.) para Consultoría, Asesoramiento y Capacitación en Integridad de Instalaciones, 2021 – 2025.
- Consultor contratado por Pluspetrol (CAMISEA), para la Análisis de Falla y Evaluación de Aptitud para el Servicio, Pozos HPHT, Yacimiento San Martín, Perú, 2012-2015.
- Consultor contratado por Pluspetrol S.A. para la implementación de la Disposición SMeH 029-012 en Pozos Inyectores y Sumideros, Yacimientos Centenario-AB-EPO, 2013 - 2014.

4. Publicaciones Relacionadas

- Albertini C., Pellicano A. and Rossi J. P., “Well Integrity and Corrosion Analysis Techniques Applied to Tubular Design and Remaining Life Extension of Gas Production Wells”, NACE Paper Number 19077, NACE CORROSION 2011, Houston, TX, 2011.
- Albertini C., Pellicano A. and Rossi J. P., “Advanced Process Simulation and Erosion-Corrosion Modeling Applied to Material Selection and Fitness for Service of Gas Production Wells”, NACE CORROSION 2012 Conference and Expo, Salt Lake City, UT, 2012.

5. Presentaciones a Congresos (Relacionadas)

- Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Gas y Petróleo, Técnicas Electroquímicas para el Monitoreo y Evaluación de Sistemas de Producción y Tratamiento de Petróleo y Gas, IAPG, Sheraton Retiro Buenos Aires – Argentina, 20 de mayo de 2014.
- Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Gas y Petróleo, Métodos de Análisis y Evaluación de Corrosión e Integridad, Aplicables a la Determinación de Aptitud para el Servicio y Vida Remante de Instalaciones de Pozos de Gas, IAPG, Sheraton Retiro Buenos Aires – Argentina, 20 de mayo de 2014.
- Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Gas y Petróleo, Técnicas Avanzadas para la Evaluación de Aptitud para el Servicio y Vida Remante de Instalaciones de Pozos No Convencionales, IAPG, Yacht Club Puerto Madero CABA - Argentina, 30 de mayo de 2017.
- Cuarto Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas, Integridad Mecánica de Instalaciones No Convencionales, IAPG, Congreso Virtual, 31 de mayo 2021.
- Cuarto Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación, Técnicas de Evaluación y Aseguramiento - Pozos bajo Condición Crítica, IAPG, Congreso Virtual, 23 de noviembre 2021.
- Cuartas Jornadas de Corrosión e Integridad, “Desafíos Convencionales y No Convencionales”, Mecanismos de Daño y Aptitud para el Servicio – Pozos No Convencionales, IAPG Neuquén, 13 de septiembre 2022.