

GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN OLEODUCTOS: IMPLEMENTACIÓN DE UN ENFOQUE INTEGRAL DE MONITOREO DE CORROSIÓN

Autor/es:

Yugianna Padilla, Pecom Energía S.A, Yugianna.padilla@pecomenergia.com.ar;
Eduardo Ambrosio, eduardo.ambrosio@vistaoilandgas.com; Jimmy Lopez, Pecom Energía S.A,
Jimmy.lopez@pecomenergia.com.ar;

SINOPSIS

Con el objetivo de fortalecer la gestión de integridad en oleoductos que transportan crudo no convencional, se implementó un enfoque integral de monitoreo de corrosión que combina tecnología electrónica de alta resolución con métodos tradicionales y análisis de laboratorio. La instalación de una sonda con probeta tipo Microcor y un data logger permitió obtener registros continuos y detallados de la tasa de corrosión, proporcionando una mayor sensibilidad frente a variaciones en las condiciones operativas y a la composición del fluido transportado.

El sistema se complementa con el uso de cupones de corrosión, análisis de ATP para evaluar la actividad microbológica, y determinaciones periódicas de CO₂ disuelto, H₂S y otros parámetros fisicoquímicos relevantes.

La integración de estas herramientas ha permitido detectar oportunamente eventos de corrosión interna, optimizar la dosificación de inhibidores, y sustentar decisiones operativas clave orientadas a preservar la integridad del sistema de transporte en un entorno de producción desafiante y dinámico.

1. INTRODUCCIÓN

La corrosión interna en oleoductos representa una de las principales amenazas para la integridad de los sistemas de transporte de hidrocarburos, particularmente en escenarios asociados a la producción de crudo no convencional. La presencia de agua libre, gases ácidos disueltos, sólidos arrastrados y actividad microbológica, generan condiciones favorables para el desarrollo de distintos mecanismos de corrosión, cuya intensidad y localización pueden variar significativamente a lo largo del tiempo.

En sistemas que operan bajo condiciones dinámicas (caracterizadas por variaciones en el corte de agua, caudales diversos, incorporación progresiva de nuevos pozos y ajustes en las estrategias de tratamiento químico) la severidad del proceso corrosivo puede modificarse en periodos relativamente cortos. En este contexto, la presencia de la fase acuosa en contacto con la pared del ducto, constituyen factores determinantes en la evolución del fenómeno corrosivo.

Tradicionalmente, la gestión de corrosión interna se ha basado en métodos de monitoreo discontinuos, tales como cupones gravimétricos e inspecciones periódicas. Si bien estas herramientas continúan siendo fundamentales para estimar tasas promedio de pérdida de espesor, presentan limitaciones para detectar eventos transitorios o cambios rápidos asociados a variaciones operativas.

La incorporación de tecnologías de monitoreo electrónico continuo, como las sondas de resistencia eléctrica de alta resolución, permite registrar la evolución del “metal loss” con mayor detalle temporal, facilitando la detección temprana de cambios en la corrosividad del sistema y la evaluación objetiva de la respuesta frente a intervenciones operativas. No obstante, la

confiabilidad de estas tecnologías depende de su correcta implementación, representatividad y validación cruzada con métodos complementarios.

En este marco, el presente trabajo describe la implementación y evaluación de un esquema integrado de monitoreo de corrosión interna en un oleoducto que transporta crudo no convencional, combinando monitoreo continuo mediante sonda tipo Microcor, cupones de corrosión, análisis de actividad microbiológica (ATP) y determinaciones fisicoquímicas. A partir del análisis de un caso real, se evalúa el aporte del monitoreo continuo a la optimización del tratamiento químico, la reducción de incertidumbre en la estimación de tasas de corrosión y el fortalecimiento de la gestión proactiva de integridad del sistema.

2. DESARROLLO

2.1 Marco Conceptual

La corrosión interna en oleoductos de producción está condicionada por la presencia de agua libre y su contacto efectivo con la superficie metálica. En sistemas multifásicos, la continuidad y distribución de la fase acuosa dentro del ducto determinan la posibilidad de que se desarrollen procesos electroquímicos.

En presencia de CO_2 disuelto, el mecanismo predominante corresponde a corrosión por dióxido de carbono, donde la formación de ácido carbónico reduce el pH y favorece la disolución anódica del hierro. La velocidad del proceso depende de variables como temperatura, presión parcial de CO_2 , salinidad del agua producida, régimen de flujo y condiciones de transferencia de masa.

La acumulación de sólidos puede generar corrosión bajo depósito, promoviendo ataques localizados, mientras que la actividad microbiológica puede inducir MIC en presencia de sulfatos y nutrientes. La variabilidad en el corte de agua modifica la continuidad de la fase acuosa y, en consecuencia, la exposición del material.

La mitigación de la corrosión interna en sistemas de transporte de hidrocarburos puede abordarse mediante distintas estrategias, incluyendo selección adecuada de materiales, control de variables operativas, recubrimientos internos, protección catódica (cuando corresponde) y control químico del medio corrosivo.

En sistemas de producción de crudo no convencional, donde la variabilidad operativa y la presencia de agua producida constituyen factores determinantes, el control químico suele desempeñar un rol central dentro del esquema de mitigación.

Este esquema puede incluir:

- Inhibidores de corrosión, orientados a reducir la cinética de las reacciones electroquímicas.
- Biocidas, destinados a controlar la actividad microbiológica y mitigar procesos de MIC.
- Secuestrantes de oxígeno, utilizados para eliminar trazas de O_2 disuelto que puedan incrementar la severidad del proceso corrosivo.
- Otros productos químicos complementarios según las condiciones del sistema.

La efectividad global depende de la correcta selección de productos, su compatibilidad con el fluido, la concentración efectiva alcanzada y la adecuada estrategia de dosificación, en concordancia con las condiciones hidráulicas y la distribución de fases en el ducto.

2.1.1 Tecnologías de monitoreo de corrosión

El monitoreo de corrosión permite evaluar la efectividad de las estrategias de mitigación y detectar variaciones en la severidad del sistema. Las técnicas comúnmente utilizadas incluyen métodos gravimétricos, métodos electroquímicos y tecnologías basadas en pérdida de sección transversal.

Cupones gravimétricos: Permiten estimar la tasa promedio de corrosión a partir de la pérdida de masa durante un período determinado. Si bien son simples y robustos, no capturan variaciones transitorias.

Resistencia eléctrica (ER): Estima la pérdida de espesor mediante la variación de la resistencia eléctrica del elemento sensor. Es aplicable en múltiples medios y permite monitoreo continuo, aunque mide corrosión acumulada y no discrimina fenómenos altamente localizados.

Resistencia a la Polarización Lineal (LPR): Permite estimar la velocidad instantánea de corrosión en medios electrolíticos mediante la relación entre perturbación de potencial y corriente generada. Su aplicación se limita a sistemas con fase conductiva.

Monitoreo continuo mediante impedancia inductiva (Microcor): La tecnología Microcor se basa en la medición de pérdida de metal mediante variaciones de impedancia inductiva. El adelgazamiento del elemento sensor modifica la inductancia de una bobina excitada con corriente alterna, permitiendo determinar la pérdida de metal y estimar la tasa de corrosión con alta resolución temporal.

Esta tecnología combina la aplicabilidad de los métodos ER con mayor sensibilidad frente a pequeños cambios de espesor y puede operar en medios conductivos y no conductivos, incluyendo ambientes multifásicos.

Como en cualquier técnica basada en pérdida de sección, la representatividad depende críticamente de la correcta ubicación de la probeta y su exposición efectiva a la fase corrosiva predominante.

La integración de monitoreo continuo con cupones gravimétricos y análisis fisicoquímicos complementarios permite reducir la incertidumbre en la estimación de tasas de corrosión.

Mientras los cupones proporcionan una referencia acumulativa, el monitoreo continuo permite identificar transientes operativos y evaluar la respuesta del sistema frente a intervenciones químicas o mecánicas. La validación cruzada entre métodos fortalece la confiabilidad del diagnóstico y mejora la gestión de integridad en sistemas con alta variabilidad operativa.

2.2 Descripción general del sistema

El caso de estudio corresponde a un sistema de producción de crudo no convencional compuesto por una batería que incluye un separador general, un sistema de piletas API para la recepción de la producción bruta y un oleoducto de 8 pulgadas de diámetro y 16 km de longitud destinado al transporte hacia una planta de tratamiento (Figura 1).

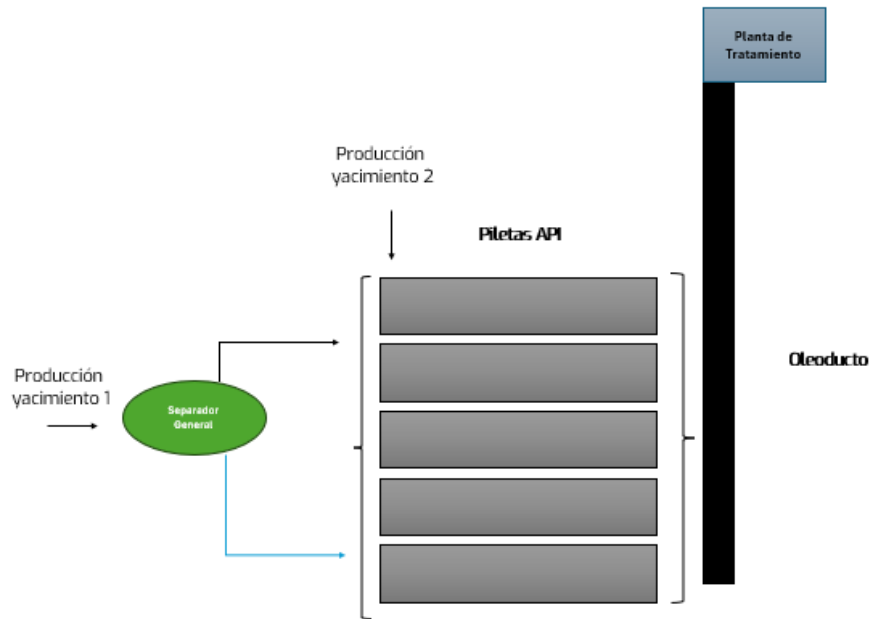


Fig. 1 – Esquema del sistema de producción en estudio

El sistema recibe actualmente la producción del Yacimiento 1, conformado por cinco PADs, y del yacimiento 2, integrado por dos PADs. Aproximadamente el 95 % del volumen total transportado corresponde al Yacimiento 1, mientras que el 5 % restante proviene del yacimiento 2.

En los últimos seis meses, el corte de agua en el ducto ha variado entre 20% y 40%, principalmente como consecuencia de la incorporación de la producción de un nuevo PAD. Esta variación, sumada a la integración de corrientes provenientes de distintos yacimientos, introduce cambios relevantes en las condiciones operativas del sistema.

Desde el punto de vista de la corrosión interna, las fluctuaciones en el contenido de agua modifican las condiciones de exposición del material al medio corrosivo, pudiendo alterar la severidad del proceso y la respuesta del esquema de tratamiento químico aplicado.

El fluido transportado contiene agua producida y sólidos arrastrados (principalmente arena), además de presentar condiciones que pueden favorecer el desarrollo microbiológico. La interacción de estos factores puede dar lugar a distintos mecanismos de deterioro, entre los que se destacan:

- Corrosión por CO₂
- Corrosión bajo depósito asociada a acumulación de sólidos
- Corrosión microbiológicamente inducida (MIC)
- Fenómenos localizados de erosión–corrosión en sectores con mayores velocidades o perturbaciones del flujo

En este escenario, la gestión de integridad del oleoducto requiere un esquema de monitoreo capaz de acompañar la evolución operativa del sistema y detectar de manera temprana desviaciones en las condiciones de corrosividad interna.

2.3 Revisión del tratamiento químico y optimización del esquema de mitigación

Durante el seguimiento del programa de monitoreo, los resultados obtenidos mediante cupones gravimétricos evidenciaron velocidades de corrosión superiores a 5 mpy en determinados periodos, principalmente en el extremo final del oleoducto. Este valor se adopta comúnmente como referencia para mantener el sistema dentro de un régimen de corrosión moderada.

Con el objetivo de evaluar la distribución de la severidad corrosiva a lo largo del ducto, se analizaron los cupones instalados en el inicio y en el extremo final, preparados y procesados conforme a la norma NACE RP-0775. En la Tabla 1 se presentan los resultados correspondientes al inicio del oleoducto.

Tabla 1. Resultados de estado de cupones en el ingreso al oleoducto.

Fecha de Extracción	Tiempo de exposición (días)	Velocidad de corrosión (mpy)	Inicio Oleoducto (Registro fotográfico)	Se obs reacción con el ácido?
29/01/2025	104	2.77		Si
15/04/2025	76	6,29		Si
31/07/2025	72	1.28		No

Como se observa en la tabla 1, la tasa de corrosión en el inicio del ducto mostró valores mayormente inferiores a 5 mpy, con excepción de la campaña correspondiente al 15/04/2025, donde se registró un valor de 6,29 mpy. En las extracciones donde se indicó reacción con HCl, se evidenció presencia de productos de corrosión compatibles con ataque activo.

En la Tabla 2 se presentan los resultados correspondientes al extremo final del oleoducto.

Tabla 2. Resultados de estado de cupones a la salida del oleoducto.

Fecha de Extracción	Tiempo de exposición (días)	Velocidad de corrosión (mpy)	Fin Oleoducto (Registro fotográfico)	Se obs reacción con el ácido?
29/01/2025	82	11.67		Si
29/01/2025	79	14,20(*)		(*)El cupón fue dañado durante la maniobra de cierre de válvula al momento de su extracción.
31/07/2025	72	3.58		leve

En la Tabla 2 se observa una mayor severidad corrosiva en el extremo final del ducto, alcanzando valores de hasta 14,20 mpy en una de las campañas de exposición. Si bien uno de los cupones fue dañado durante la extracción, los resultados evidencian condiciones más agresivas respecto al inicio del sistema. La disminución registrada en la última campaña (3,58 mpy) coincide temporalmente con los ajustes implementados en el esquema de tratamiento químico.

Ante esta condición, se realizó una revisión integral del esquema de tratamiento químico vigente (Figura 2).

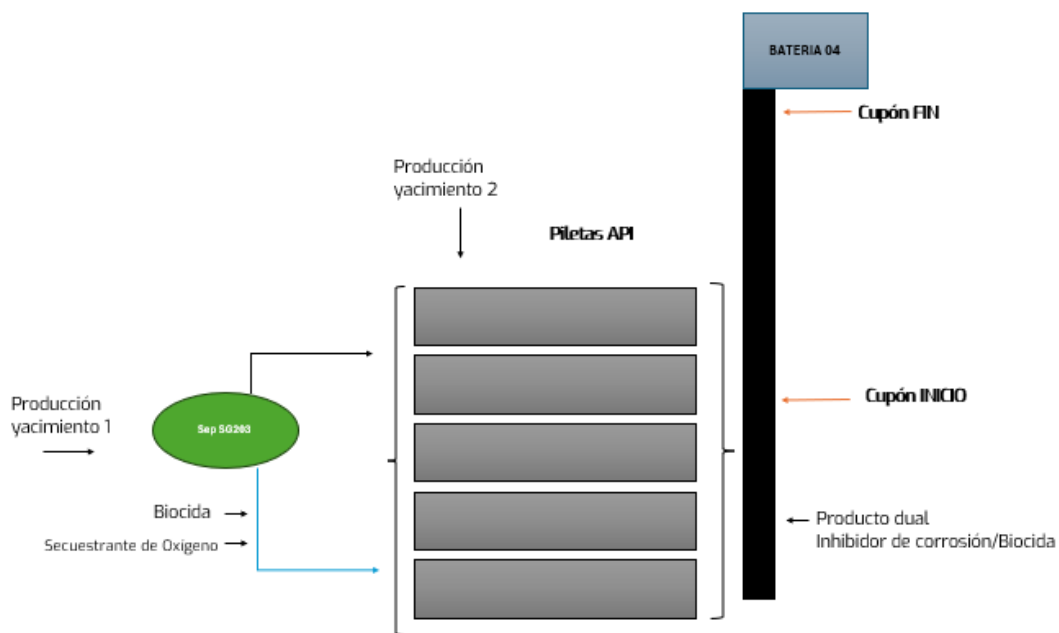


Fig. 2 – Esquema de tratamiento químico del sistema de producción en estudio

La evaluación determinó que los productos en uso habían sido seleccionados tres años atrás, bajo condiciones operativas diferentes. Los cambios registrados en el corte de agua y en la dinámica de producción indicaban que el tratamiento podía no resultar adecuado frente al nuevo escenario operativo.

En consecuencia, se decidió:

- Actualizar los ensayos de selección de productos.
- Revisar y optimizar los puntos de dosificación existentes.

Como resultado de este proceso:

- Se reemplazó el biocida previamente utilizado por un producto seleccionado mediante ensayos de kill test, el cual demostró mayor eficiencia microbiológica a menores concentraciones (ppm).
- Se discontinuó el uso de un producto dual en el oleoducto, optándose por la aplicación independiente de un inhibidor de corrosión filmógeno y un punto específico de dosificación de biocida.
- Se modificó la estrategia de dosificación del inhibidor de corrosión. El sistema tiene limpieza mecánica de forma mensual, esto hace necesario restablecer el film después de cada pasada, dado que el empleo de pig con disco y cepillo genera un agresivo barrido de las deposiciones existentes en la cañería.
 - Dosificación en batch posterior a la corrida de pig, para favorecer la restauración del film protector.
 - Dosificación continúa optimizada para el mantenimiento de dicha película.

La selección del inhibidor de corrosión se realizó en base a ensayos de laboratorio, incluyendo evaluación de eficiencia en celda tipo Sparge Beaker mediante técnica de Resistencia a la Polarización Lineal (LPR).

La figura 3 presenta el sistema con las modificaciones implementadas:

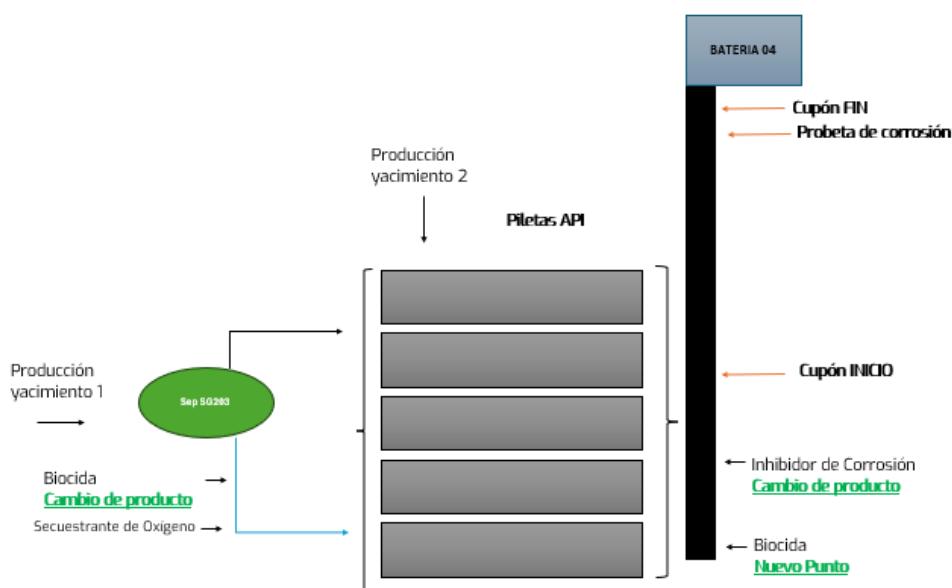


Fig. 3 – Esquema del tratamiento químico del sistema de producción en estudio posterior a la optimización.

4.2 Sistema de monitoreo

El esquema de monitoreo implementado incluye:

- Seguimiento de laboratorio (CO_2 , H_2S , O_2 disuelto y ATP).
- Cupones de corrosión con extracción cada 60 días.
- Sistema de monitoreo continuo mediante probeta de resistencia eléctrica tipo Microcor instalada en el extremo del oleoducto.
- Eficiencia de la dosificación

En relación con el seguimiento de laboratorio, el Gráfico 4 presenta la evolución temporal de parámetros relevantes del sistema, entre ellos CO_2 disuelto y hierro total. Se observa una disminución inicial significativa en la concentración de CO_2 disuelto respecto de los primeros registros, seguida de un comportamiento más estable en el tiempo, lo que sugiere condiciones operativas más controladas desde el punto de vista de la corrosividad asociada a este gas.

Por su parte, el Gráfico 5 muestra la evolución temporal del ATP en el final del ducto como indicador de actividad microbológica. Se identifican incrementos puntuales durante el período analizado, seguidos de descensos posteriores, compatibles con los ajustes aplicados al tratamiento biocida.

La eficiencia de la estrategia de mitigación no depende únicamente de la selección del producto ni de la estrategia de aplicación, sino también del aseguramiento de la dosificación efectiva en campo. En este sentido, el sistema de gestión de productos químicos —software interno de la operación— fue diseñado para mantener la concentración objetivo de los tratamientos en función de las condiciones operativas y generar solicitudes de ajuste a los operadores cuando se detectan desviaciones respecto del rango establecido. La Figura 6 muestra la interfaz del sistema de gestión, utilizada para el control de la dosificación y la verificación del cumplimiento de la concentración objetivo en función del caudal operativo.

Este control se complementa con el monitoreo del desempeño de las bombas dosificadoras mediante su dashboard operativo, lo que posibilita una verificación cruzada entre el caudal programado y la concentración efectiva del producto en el sistema. La integración de ambas herramientas contribuye a minimizar situaciones de sobreinyección o subdosificación, optimizar el consumo químico y por ende, sostener condiciones estables de protección anticorrosiva.

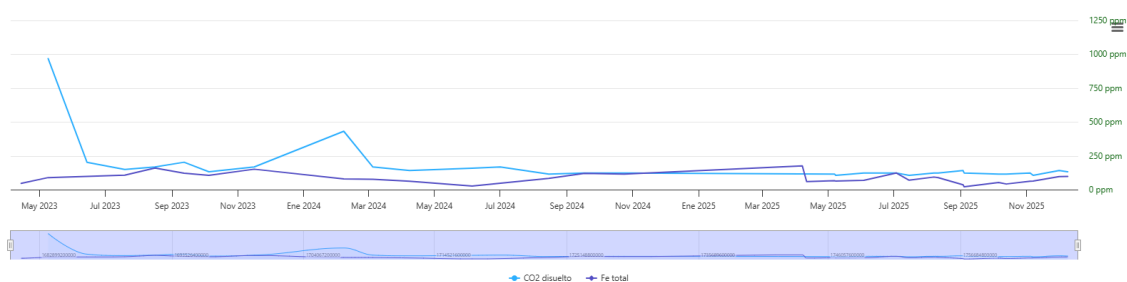


Fig. 4 – Muestra la evolución en el tiempo de variables fisicoquímicas.

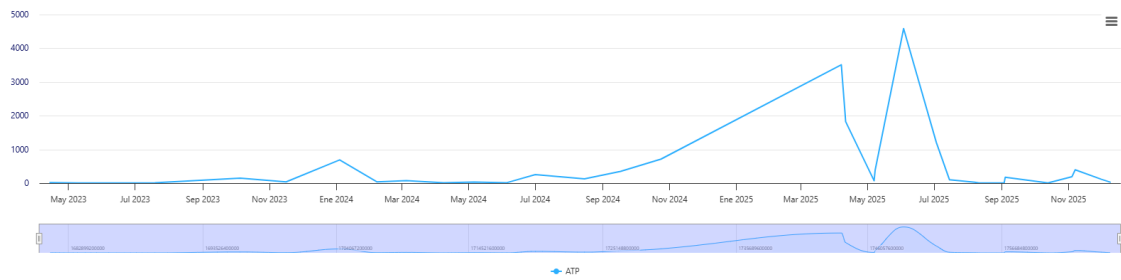


Fig. 5 – Muestra la evolución en el temporal del ATP en la traza del ducto.

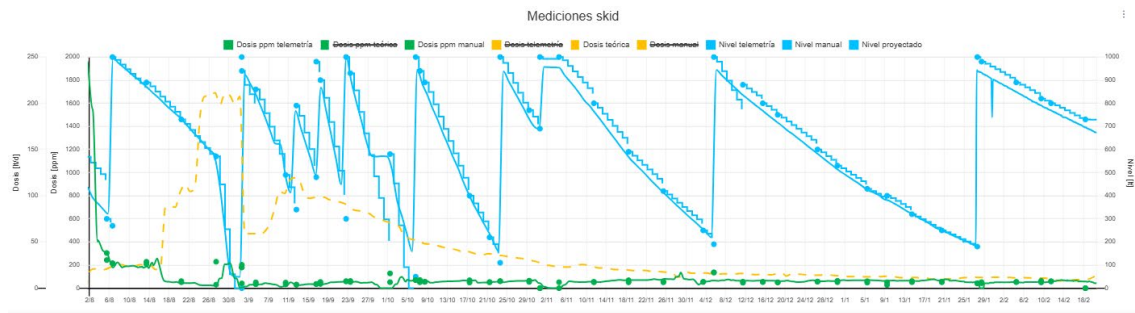


Fig. 6 – Evolución de la dosificación en el tiempo.

4.3 Monitoreo a través de la probeta de corrosión y correlación operativa

La probeta de monitoreo continuo fue instalada en un punto representativo del sistema, priorizando condiciones de exposición acordes a la distribución de fases presente en el ducto (Figura 7).

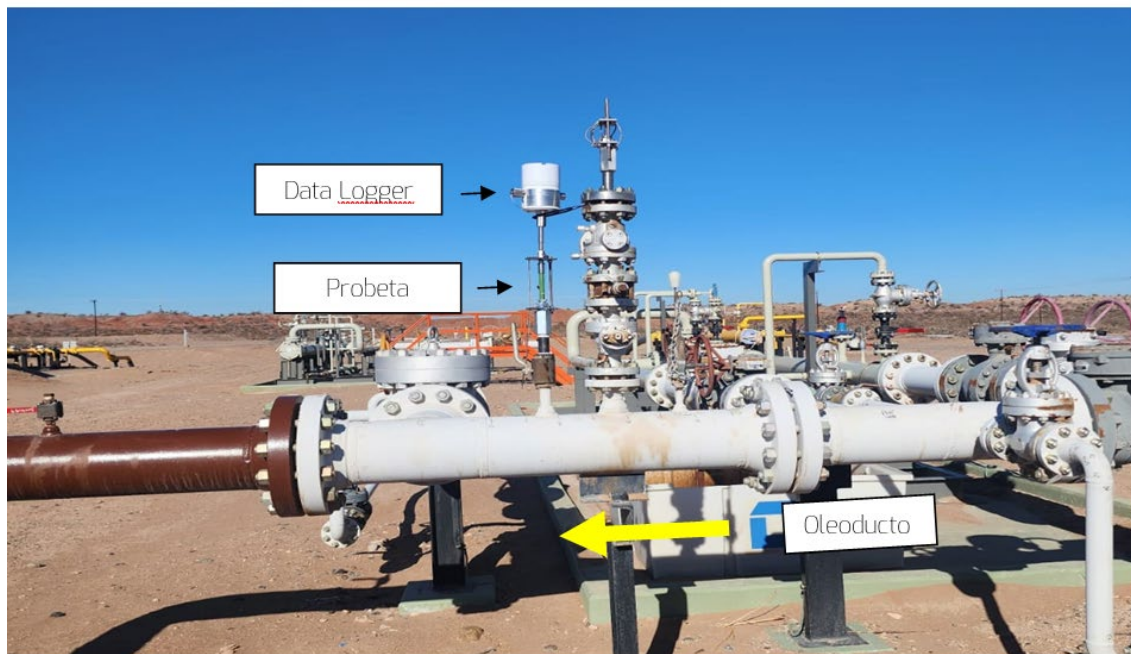


Fig. 7 – Ubicación de la probeta de corrosión en el final del Oleoducto

La probeta permitió registrar la evolución del *metal loss* (pérdida acumulada de espesor del elemento sensor), expresado en mils, y estimar la tasa de variación de dicha pérdida en función del tiempo. Mientras que el *metal loss* representa el adelgazamiento acumulado del material, el

metal loss rate corresponde a la tasa de pérdida de espesor, expresada en mils por año (mpy), utilizada como estimación de la velocidad de corrosión. Ambas variables se presentan como series temporales, aportando una resolución superior a la obtenida mediante cupones gravimétricos.

El equipo fue configurado para realizar mediciones de pérdida de espesor cada 4 horas. La evolución del *metal loss* se presenta en la Figura 8. Por su parte, la tasa de variación (*metal loss rate*) mostrada en la Figura 9 fue calculada mediante el software asociado al sistema, utilizando un algoritmo de regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios (OLS) para estimar la pendiente de la curva de pérdida de espesor dentro de una ventana temporal definida. En consecuencia, el valor de velocidad de corrosión reportado corresponde a una estimación basada en la tendencia del adelgazamiento acumulado.

Durante las etapas iniciales se observaron pendientes poco pronunciadas en la curva de metal loss, lo que sugería una posible subrepresentación del fenómeno corrosivo. Este comportamiento fue atribuido a una exposición no representativa del elemento sensor respecto de la zona de mayor acumulación de agua y sólidos.

Con el fin de verificar esta hipótesis, se ajustó la profundidad de instalación de la probeta. Posteriormente se registró un incremento en la pendiente de metal loss, confirmando que la configuración inicial no reflejaba adecuadamente las condiciones más severas del sistema. Este resultado evidenció la importancia de considerar la distribución interna de fases y la posible acumulación de sólidos al interpretar datos de monitoreo en sistemas multifásicos.

Durante el período analizado se registraron eventos operativos con impacto potencial sobre la corrosión interna, entre ellos: limpiezas mediante scraper, aplicación de batch de inhibidor, modificaciones en la dosificación continua e ingreso de nueva producción al sistema (figura 8 y figura 9). El registro sistemático de estos eventos permitió correlacionar variaciones en la tasa de corrosión con intervenciones específicas.

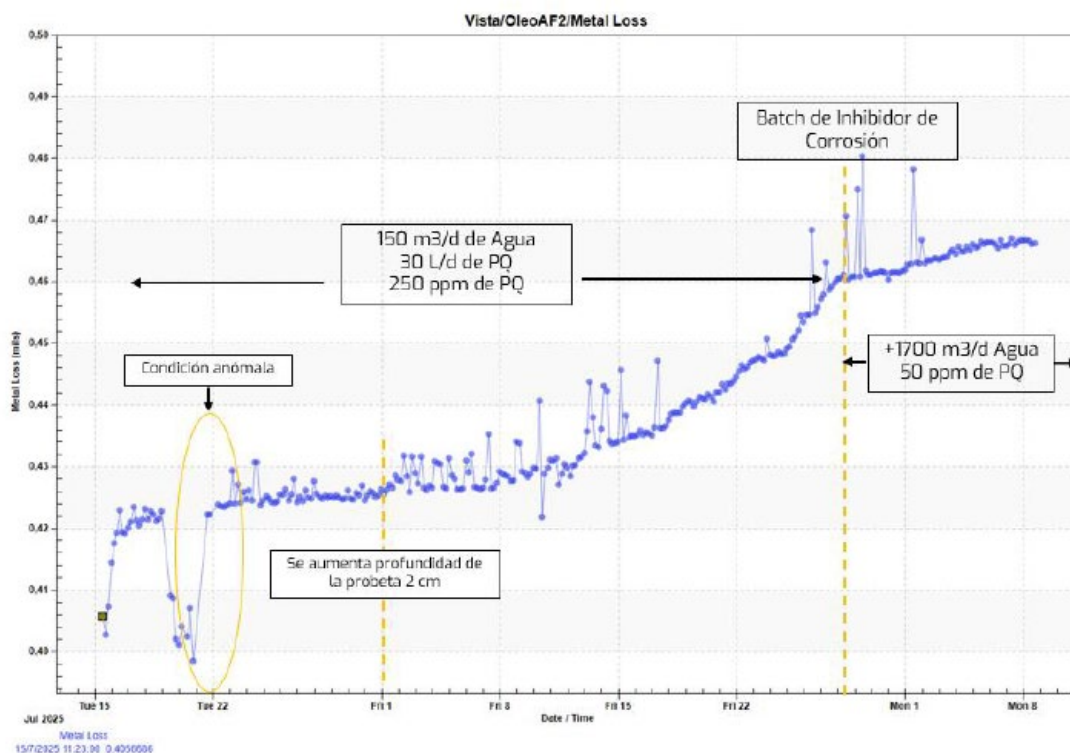


Fig. 8 – Datos obtenidos de la probeta de corrosión

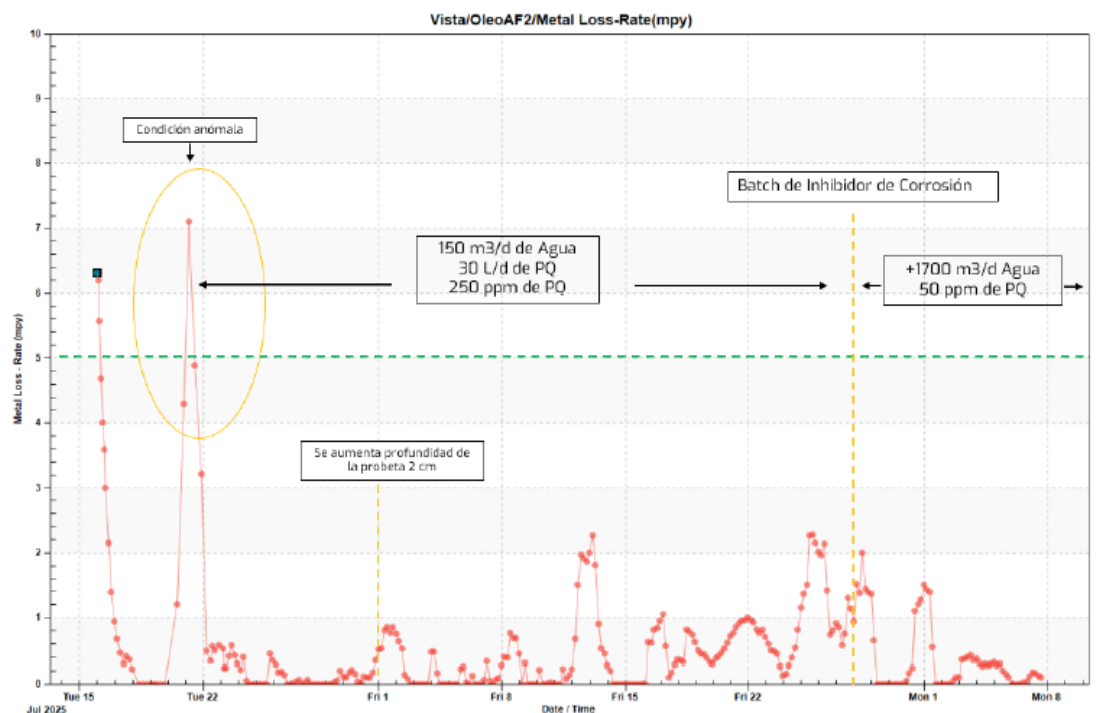


Fig. 9 – Datos obtenidos con el software de la probeta de corrosión

En el análisis de los datos se identificaron episodios caracterizados por disminuciones abruptas del metal loss acumulado, comportamiento físicamente incompatible con los mecanismos de corrosión interna. Estas lecturas fueron clasificadas como anomalías instrumentales mediante el análisis conjunto de la señal registrada y la información operativa disponible, evitando interpretaciones erróneas.

A partir de los registros obtenidos se estimó la tasa de corrosión en mils por año (mpy). Tras el ajuste de la probeta y la optimización del tratamiento químico, la tasa se mantuvo mayoritariamente por debajo de 5 mpy durante períodos prolongados de operación estable. Asimismo, el monitoreo continuo permitió identificar incrementos transitorios asociados a cambios operativos que no habrían sido detectados mediante técnicas integrativas de menor resolución temporal.

La aplicación de batch de inhibidor generó una reducción en la pendiente de la curva de metal loss, consistente con el refuerzo del film protector (esta respuesta no es inmediata, consistente con los 16km de longitud del ducto). La posterior estabilización bajo dosificación continua optimizada confirmó la efectividad del esquema implementado, permitiendo absorber el ingreso de nueva producción sin incrementos sostenidos en la tasa de corrosión.

6.2 Integración de herramientas y robustez del diagnóstico

La experiencia analizada confirma que el monitoreo continuo no reemplaza a los métodos tradicionales, sino que potencia su valor cuando se integran dentro de un esquema de evaluación complementaria.

Los cupones de corrosión aportaron una referencia acumulativa de pérdida de espesor, mientras que los análisis fisicoquímicos y la medición de actividad microbiológica mediante ATP permitieron contextualizar los mecanismos involucrados. La combinación de estas herramientas

facilitó la discriminación entre variaciones reales del fenómeno corrosivo y anomalías instrumentales.

La integración de múltiples fuentes de información incrementa la robustez del diagnóstico y disminuye la probabilidad de decisiones basadas en interpretaciones parciales.

La implementación del sistema evidenció que la representatividad del monitoreo continuo depende críticamente de la correcta ubicación de la probeta y de su contacto efectivo con la fase acuosa.

En sistemas multifásicos con acumulación potencial de sólidos, la distribución de fases puede alterar significativamente la interpretación de los resultados. Asimismo, las operaciones de limpieza mecánica pueden modificar transitoriamente las condiciones internas del ducto, afectando la estabilidad de las mediciones.

La identificación de anomalías instrumentales en los registros de metal loss puso de manifiesto la necesidad de aplicar criterios sistemáticos de validación y control de calidad de datos.

Estas consideraciones deben ser contempladas en futuras implementaciones para maximizar la confiabilidad del monitoreo.

7. CONCLUSIONES

- La implementación de un esquema integral de monitoreo permitió caracterizar con mayor precisión el comportamiento corrosivo de un oleoducto que transporta crudo no convencional bajo condiciones operativas variables.
- El monitoreo continuo mediante probeta de resistencia eléctrica demostró alta sensibilidad frente a cambios operativos y ajustes en la estrategia de tratamiento químico, permitiendo evaluar la efectividad de las intervenciones en tiempo casi real.
- La representatividad de las mediciones depende críticamente del posicionamiento adecuado de la probeta y del aseguramiento del contacto con la fase acuosa en sistemas multifásicos.
- La integración del monitoreo continuo con cupones de corrosión y análisis fisicoquímicos fortaleció la confiabilidad del diagnóstico y redujo la incertidumbre asociada a la interpretación de datos.
- La estrategia de tratamiento químico basada en dosificación correctiva tipo batch seguida de mantenimiento continuo optimizado permitió sostener la tasa de corrosión en valores aceptables para la operación del sistema.
- El monitoreo continuo se consolida como una herramienta estratégica para la gestión proactiva de integridad, particularmente en sistemas asociados a desarrollos no convencionales caracterizados por alta variabilidad operativa.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Sankara Papavinasam, (2014), “Corrosion Control in the Oil and Gas Industry” Mitigation – Internal Corrosion 7, 361-424.
- Yanhui Pi, C. Z. (2013). Microcor Corrosion Monitoring Technology and its applications. State Key Laboratory of Oil and gas reservoir Geology and Exploitation of Southwest Petroleum University, Chengdu, China.
- LOPEZ, H. J., (2008), “*Tratamiento de petróleo crudo, gas y aguas en yacimientos*”, Buenos Aires, Argentina: Edición del autor.

9. BREVE CV

Yugianna Gissel, Padilla Carballo: Ingeniera en petróleo egresada de la Universidad Autónoma Gabriel René Moreno. Actualmente se desempeña en el cargo de Ingeniera de Aplicación en la unidad de negocios Tratamientos químicos de PECOM ENERGIA.

Eduardo Ambrosio es ingeniero químico Universidad del Comahue con más de 25 años de trayectoria en la industria del *oil & gas*. Durante una década lideró roles técnicos y comerciales en empresas de productos químicos, experiencia que luego volcó en operadoras como Petrobras Argentina y Pampa Energía como ingeniero de corrosión y de procesos con foco en el *Flow assurance*. En este periodo, se especializó en gas natural mediante un posgrado en el IGPUBA Universidad de Buenos Aires.

Desde hace 8 años, se desempeña en Vista Energy como ingeniero de tratamientos químicos, brindando soporte transversal en aseguramiento de flujo sector del que forma parte, con foco en la eficiencia operativa y continuidad de la operación.

Jimmy López es Ingeniero Químico de la Universidad Nacional de Colombia y PhD en Ingeniería Química de la Universidad Nacional del Sur - CONICET. Jefe de Ingeniería y Desarrollo Comercial para la unidad de negocio de Tratamientos Químicos de PECOM. Previamente se ha desempeñado como Ingeniero Líder en GE Global Research y otras compañías del rubro del Oil & Gas.