

ANÁLISIS DE VIDA REMANENTE, FFS-1, REPARACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE SEPARADOR TRIFÁSICO

José Jiménez – Petromark SRL – jose.jimenez@petromark.com.ar

Mauricio Bertotto – Petromark SRL – jose.jimenez@petromark.com.ar

Sinopsis

En el marco del servicio de Inspección y Ensayos, se desarrollan tareas orientadas a obtener información confiable para el análisis integral de activos y la toma de decisiones técnicas.

En ejecución de plan de inspección del separador trifásico, se realizó ensayo de Phased Array, para verificar la condición del material base en envoltorio, en zonas definidas.

Se identificaron zonas con pérdida significativa de espesor, por lo que se programa la intervención durante un paro de planta. Se efectuaron los cálculos de vida remanente y aptitud para el servicio aplicando los criterios de API 510, considerando las condiciones actuales de operación. Los resultados sirvieron como base para definir la continuidad operativa del equipo y planificar las acciones correctivas necesarias de acuerdo ASME PCC-2.

Justificación de la inspección: La intervención fue definida por la propietaria del equipo a través de un análisis Inspección Basada en Riesgo, conforme a API 581, estableciendo los ensayos requeridos.

Se llevaron a cabo las actividades planificadas. Los hallazgos permitieron proponer y ejecutar ensayos complementarios para un diagnóstico más preciso.

La información obtenida fue evaluada por el área de Integridad y validada por el equipo técnico, asegurando la calidad de los datos para la toma de decisiones.

Reparación y puesta en servicio: Las reparaciones fueron ejecutadas bajo los lineamientos de ASME PCC-2 y API 510, garantizando la integridad del equipo.

Se avanza en el análisis de la corrosión acelerada y se planifica el seguimiento del activo y de los equipos vinculados en el mismo tren de proceso.

En el marco del servicio de Inspección, se desarrollaron tareas orientadas a obtener información confiable para el análisis integral de activos y la toma de decisiones técnicas dentro del Sistema de Gestión de Integridad de la Planta (SGIP), estructurado bajo metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) conforme a API 581.

Se finaliza, con una propuesta de investigación orientado a determinar la causa raíz de la elevada velocidad de corrosión detectada. Contemplando el análisis del fluido de ingreso al separador ST-1 con determinación de ATP para evaluar actividad microbiológica, toma de muestras de depósitos internos para análisis elemental mediante espectroscopía de energía dispersiva (EDS) asociada a difracción de rayos X, e instalación de cupón de corrosión o probeta ER para estimar con mayor precisión la velocidad de corrosión en servicio.

El caso expone la aplicación dinámica del RBI dentro del SGIP, evidenciando cómo la información obtenida mediante END puede derivar en la reevaluación integral de un lazo de corrosión, la actualización del modelo de riesgo y la implementación de medidas de monitoreo y mitigación orientadas a la extensión controlada de la vida remanente del sistema.

Introducción

La gestión de integridad en instalaciones de proceso requiere la implementación de metodologías estructuradas que permitan identificar, evaluar y controlar los mecanismos de daño que pueden comprometer la confiabilidad y seguridad operacional de los activos. Los Sistemas de Gestión de Integridad de Planta (SGIP) generan herramientas normativas y técnicas orientadas a la toma de decisiones basadas en riesgo, priorizando recursos de inspección y mantenimiento de acuerdo con la criticidad de cada sistema.

La metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI), conforme a API 581, constituye uno de los pilares fundamentales de estos sistemas, al permitir evaluar la Probabilidad de Falla (PoF) y las Consecuencias de Falla (CoF) para establecer planes de inspección acordes al nivel de riesgo identificado. Con la definición de lazos de corrosión, posibilita una evaluación integral del comportamiento del circuito frente a los mecanismos de degradación esperables.

El equipo ST-1 corresponde a un sector de proceso donde se concentran variables operativas que pueden favorecer fenómenos de corrosión interna localizada. Activo crítico para la continuidad operativa de la instalación.

Si bien el análisis RBI inicial clasificaba al sistema con un nivel de riesgo bajo, la evidencia obtenida durante las inspecciones programadas permitió identificar desviaciones respecto de los escenarios de daño previstos. Esta situación motivó la profundización del análisis técnico mediante ensayos no destructivos avanzados, evaluación de Aptitud para el Servicio y posterior actualización del modelo de riesgo tanto del recipiente como del sistema de cañerías asociado.

Desarrollo

La Unidad de Separación Primaria (USP), diseñada para el tratamiento inicial de fluidos multifásicos provenientes de explotación no convencional.

El yacimiento presenta predominio de producción de gas respecto al petróleo, con presencia significativa de agua producida y sólidos en suspensión, particularmente en el tren asociado a explotación no convencional.

La instalación USP principalmente cuenta un sistema que inicia en los colectores general y de control, los cuales concentran la producción proveniente de los PADs de perforación. Previo al ingreso a los equipos de separación principales, el fluido atraviesa los desarenadores principal y línea de control.

El fluido tratado ingresa posteriormente al slug catcher SL-1, en este punto el proceso se divide en dos corrientes principales:

- Línea de gas.
- Línea de líquido.

El cual constituye el inicio del lazo de corrosión – “Líquido Separado”.

El equipo ST-1 constituye el elemento final del lazo de corrosión – “Líquido Separado”, donde convergen las fases líquidas, realizada la separación final de fases líquidas y gaseosas residuales provenientes del slug catcher.

El condensado es derivado al tanque TK-1, mientras que el agua producida es enviada al TK-2.

El gas residual se incorpora al sistema correspondiente de acopio o venteo.

El separador ST-1, es un separador trifásico horizontal instalado en el año 2018 como parte del sistema de separación primaria de la USP, fue diseñado y fabricado conforme a ASME Sección VIII, División 1. Las principales condiciones de diseño y operación son:

- Presión de diseño: 18,1 kg/cm²
- Presión de operación: 4,5 kg/cm²
- Diámetro externo nominal 54"
- Temperatura de diseño: 65 °C
- Nivel de inspección radiográfica: RT-01
- Material de fabricación: SA-516 Grado 70
- Espesor nominal de envoltorio: 15,9 mm
- Corrosión admisible: 3,2 mm

El lazo de corrosión – “Líquido Separado” está sometido a las amenazas de:

- Mayor producción de agua.
- Presencia potencial de bacterias y H₂S.
- Inestabilidad hidráulica.
- Alta producción de agua (flowback), con elevada salinidad y sólidos disueltos que favorecen corrosión bajo depósitos y fenómenos microbiológicamente inducidos.
- Presencia de químicos residuales de fractura.
- Variabilidad composicional del fluido.

El lazo de corrosión fue clasificado en el análisis inicial de RBI con nivel de riesgo BAJO. Categorización bajo las condiciones de operación y mecanismos de daño esperados al momento del estudio, la probabilidad estimada de degradación significativa era reducida y controlable mediante inspecciones periódicas estándar.

El plan base de RBI del equipo separador contempla:

- Inspección Visual Externa (IVE).
- Inspección Visual Interna (IV).
- Medición de Espesores (ME) en puntos representativos.
- Seguimiento conforme intervalos establecidos para equipos bajo API 510 y líneas bajo API 570.

A partir de la condición inicial de riesgo bajo se desarrollaron las primeras actividades de inspección programadas

En enero 2022, se registra el primer evento operacional, dando origen la primera actividad de inspección por gammagrafía método convencional, en la cañería de descarga de líquidos del equipo ST-1, evidenciándose acumulación de sedimentos en la línea.

Se detecta presencia significativa de sólidos y depósitos internos, ver imagen 1.

Este relevamiento se interpreta como el primer indicador de desviación respecto al comportamiento esperado del lazo de corrosión – “Líquido Separado:

- Posible acumulación de sólidos en el recipiente.
- Potencial reducción de eficiencia hidráulica.
- Condiciones favorables a corrosión bajo depósitos.

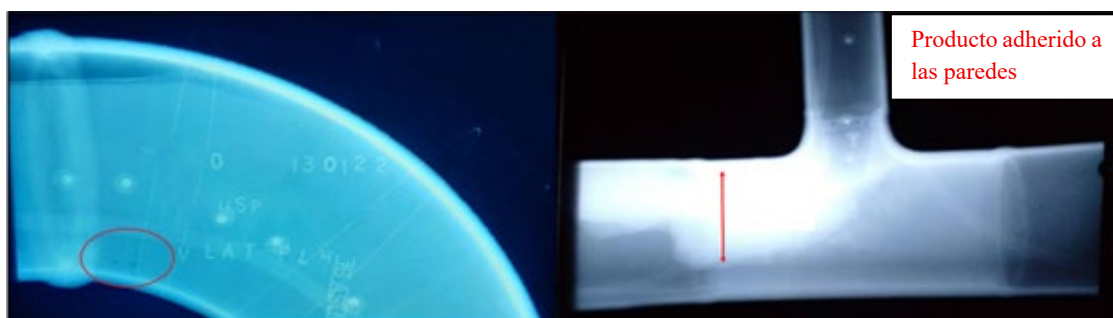


Imagen 1 – Detección de indicaciones relevantes de pérdida de espesor en material base y acumulación de sedimentos.

En abril 2022, se realizan las tareas de Inspección Visual Interna (IVI), de acuerdo con el plan de inspección establecido en el SGIP.

Durante la inspección visual interna se detalla:

- Presencia de líquido en el lecho del recipiente.
- Producto adherido en superficies internas.
- Limitaciones visuales en zonas inferiores.
- Interferencia de internos (coalescedor).

Debido a las condiciones de limpieza, la inspección fue clasificada como no concluyente, particularmente en zonas inferiores del recipiente, donde la acumulación de sólidos y líquidos puede generar ambientes localizados de corrosión. El riesgo real del equipo queda subestimado si no se complementa con técnicas adicionales.

En abril de 2023, se realizó una nueva inspección visual interna, con condiciones de limpieza favorables, permitiendo una evaluación representativa del estado interno del equipo.

Se identificaron:

- Indicaciones con morfología de cavernas en la Boca de Hombre (BH).
- Ataque localizado en hora 3:00.
- Degradación en el lecho inferior cercana a conexiones de descarga.
- Afectación en proximidad de internos.

Las características del daño sugieren corrosión localizada bajo depósitos, con potencial componente microbiológico.

Los valores relevados fueron:

- Espesor remanente mínimo: 11,40 mm.
- Pérdida de material igual al 28,3%.
- Profundidad máxima de indicaciones: 4,5 mm.

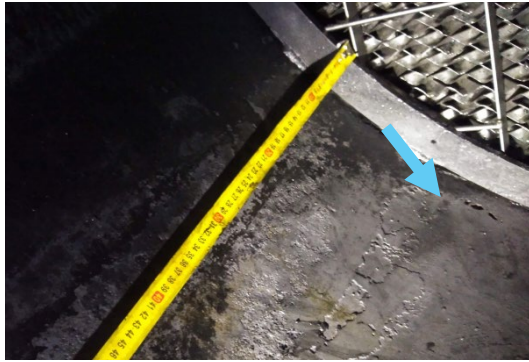


Imagen 2 y 3 – indicaciones críticas en zona de coalescedor

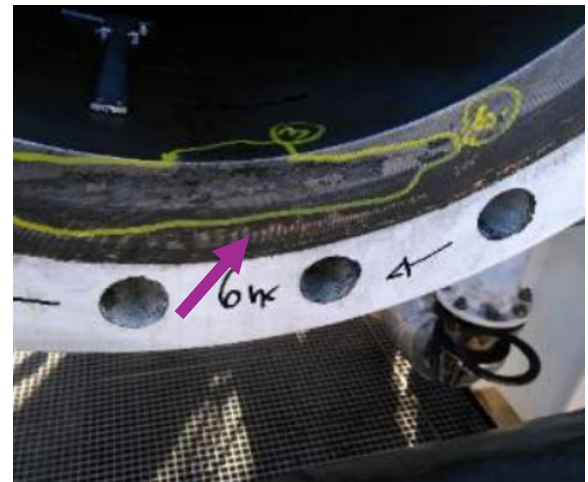


Imagen 4 y 5 – indicaciones críticas en zona de boca de hombre

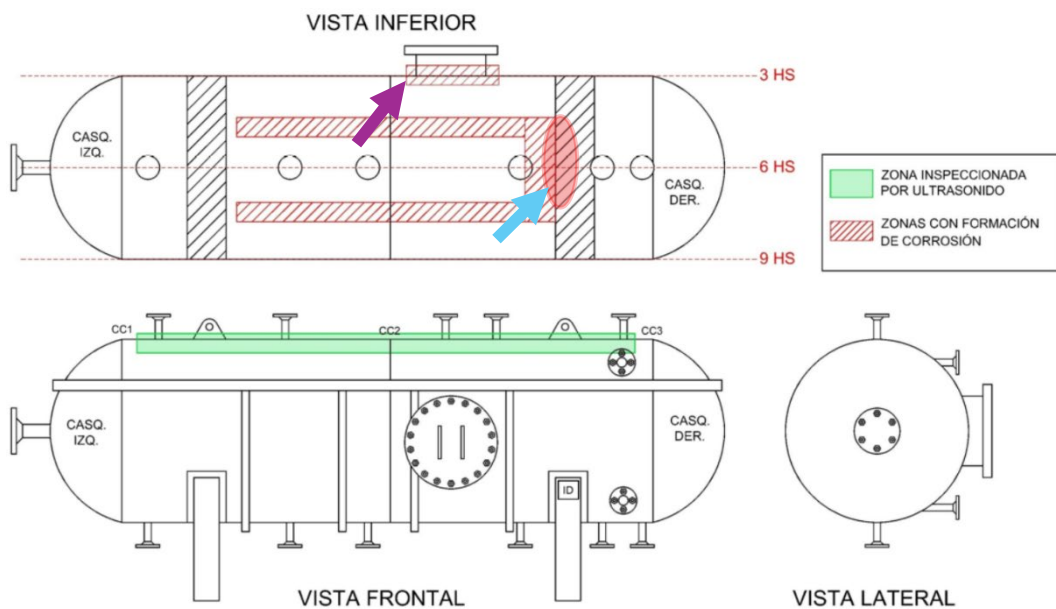


Imagen 6 – representación las zonas con indicaciones críticas

La evidencia diverge al escenario previsto en el análisis RBI inicial.

En función de los hallazgos, se ejecutaron reparaciones no metálicas localizadas en las áreas afectadas, con un objetivo temporal, de:

- Mantener continuidad operativa.
- Restituir barrera de protección.
- Detener progresión del mecanismo.

Bajo las condiciones detectadas y considerando la reducción de espesor a valores críticos, se procedió a la evaluación de vida remanente conforme criterios de API 510, utilizando:

- Espesor mínimo medido.
- Espesor requerido por presión de operación.
- Velocidad de corrosión a largo plazo.

En el análisis de aptitud para el servicio, el espesor remanente cumple con las condiciones de operación segura, sin embargo, la velocidad de corrosión condiciona la apertura del equipo para una inspección interna en un periodo de un (1) año desde la fecha de inspección, quedando establecida en abril 2024.

Este análisis marcó el punto de inflexión entre un escenario de riesgo bajo y un escenario que requería un seguimiento y análisis del lazo de corrosión más exhaustivo, con una velocidad de corrosión, igual a 4,32mm/año.

En julio 2023, nuevamente a la cañería asociada al equipo al ST-1 aguas abajo, se reportan cambios en la operación como el cambio en la velocidad del caudal, se inspeccionan 15 zonas por gammagrafía método convencional, arrojando dos zonas con indicaciones relevantes de corrosión.

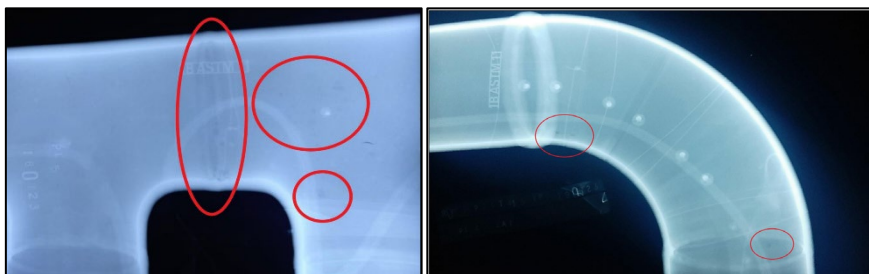


imagen 7 – indicación relevante en cañería asociada ST-1

En octubre 2023, se generó una ventana programada de inspección del separador ST-1, con el objetivo de:

- Verificar el estado de las reparaciones no metálicas aplicadas en abril 2023.
- Evaluar la evolución del mecanismo de corrosión.
- Caracterizar con mayor precisión el daño en la envolvente inferior.

La inspección fue ejecutada en tres etapas diferenciadas:

1. Evaluación previa al arenado del equipo.
2. Inspección posterior al arenado.
3. Verificación del nuevo sistema de revestimiento interno aplicado.

Primera etapa, se constató el estado de los recubrimientos no metálicos instalados anteriormente.

Se observó:

- Falla de adhesión de las reparaciones no metálicas.
- Presencia de nuevas zonas de corrosión con pérdida de material.

Las zonas más relevantes fueron identificadas:

- En proximidad al rompe vórtice de descarga de agua.
- En la zona de nivel de líquido del separador.
- En hora 3 y hora 9 respectivamente.

Se registró una profundidad máxima de ataque de hasta 8 mm en sectores adyacentes al rompe-vórtice.

Desde el punto de vista técnico, este hallazgo es significativo por dos motivos:

1. Evidencia progresión del mecanismo pese a intervención previa.
2. Confirma que la reparación no metálica aplicada no logró interrumpir completamente el proceso corrosivo.

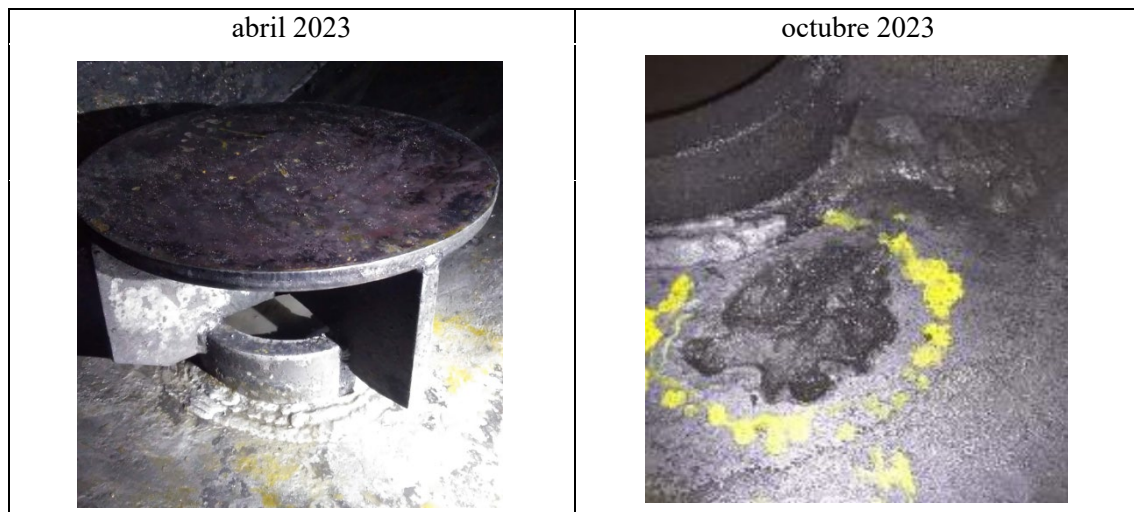


Imagen 8 – comparativa de zonas periodo abril 2023 a octubre 2023 – primera etapa

Segunda etapa, se detectaron zonas de corrosión más extensas en el lecho inferior de la envolvente, particularmente del lado del casquete izquierdo.

La caracterización dimensional arrojó:

- Profundidad máxima medida en envolvente: 8 mm.
- Espesor remanente mínimo: 7,9 mm.
- Ubicación: aproximadamente a 100 mm de hora 6 (sentido horario) y 1590 mm desde soldadura circunferencial ID_CC2.

Asimismo, se detectó afectación en:

- Soldadura circunferencial ID_CC2.
- Zona interna del cuello de la boca de hombre.

Desde el punto de vista estructural, el espesor remanente de 7,9 mm implica una reducción significativa respecto al espesor nominal de 15,9 mm y supera ampliamente la corrosión admisible de 3,2 mm originalmente considerada en diseño.

Este punto marca un hito técnico relevante, el daño ya no se encuentra dentro del margen de corrosión admisible y requiere evaluación formal de aptitud para el servicio.



Imagen 9 y 10–zonas corroídas octubre 2023 – segunda etapa



Imagen 11 y 12 –zonas corroídas descarga de agua y lado casquete izquierdo– segunda etapa

La tercera etapa, la inspección visual interna tuvo como alcance el relevamiento interno revestimiento interno en la totalidad de la superficie del recipiente con acceso.

El sistema aplicado incluyó:

- Masilla epoxi de reconstrucción estructural, para reconstrucción volumétrica de zonas con pérdida localizada de espesor como por ejemplo la vistas en la imagen 11 y 12.
- Recubrimiento epoxi fenólico, formulado para resistencia química elevada en ambientes con presencia de hidrocarburos, agua salina y compuestos sulfurados.
- Revestimiento cerámico de alta resistencia, epoxi reforzado con partículas cerámicas de alta dureza, diseñado para ambientes con abrasión y erosión moderada.



Imagen 13 – recubrimiento epoxi tricapa aplicado internamente

Adicionalmente, se instaló un ánodo de sacrificio en el interior del equipo como medida complementaria de mitigación.

En esta instancia, los componentes internos, particularmente el coalescedor, no habían sido retirados, lo que limitaba la inspección visual completa de la superficie interna, especialmente en el lecho inferior del recipiente. Esta condición constituye un factor de incertidumbre en la caracterización inicial del daño, así como la mitigación.

En enero 2024, al persistir la condición de incertidumbre en la zona correspondiente al coalescedor, donde durante inspecciones internas anteriores no fue posible constatar completamente el estado interno del material base, se ejecutó inspección externa mediante Ultrasonido Phased Array (UTPA), con retiro parcial de aislación térmica en zonas críticas, con el objetivo de:

- Determinar espesor remanente real.
- Caracterizar extensión lateral del daño.
- Evaluar afectación en soldaduras circunferenciales.
- Verificar continuidad del mecanismo bajo el área del coalescedor.

La inspección por UTPA se dividió en 4 zonas.

Zona 1, ubicada entre la soldadura circunferencial CC.1 y la cuna fija de soporte del equipo (virola 1), aproximadamente entre posiciones 3:00 hs y 9:00 hs, incluyendo:

- Barrido aguas arriba del drenaje de agua.
- Zona afectada por calor (ZAC) de la junta CC.1 en el Casquete 1.

Se observaron picaduras profundas distribuidas en la zona baja del equipo, alcanzando valores de pérdida de metal superiores al 80% del espesor nominal (%ML).

El espesor remanente mínimo registrado en el casquete izquierdo fue de 3,04 mm, equivalente a una pérdida del 80,88% respecto al espesor nominal de 15,9 mm.

Zona 2, ubicada en torno a la salida de líquidos hasta la envolvente 2, donde se evidenciaron pérdidas de material adyacente al rompe vórtice.

Zona 3, en el Casquete Izquierdo, donde se identificaron múltiples picaduras profundas y pérdida significativa de material base.

Zona 4, correspondiente a la soldadura circunferencial CC.1, donde se registraron pérdidas de material de hasta el 57,6% del espesor nominal.

RESUMEN DE LA INSPECCIÓN									
ID		Ø	Esp.nom.	Ubicación	Esp.min.	%Pérdida	Tmin.prev.	%previo	Δ%ML
CASQUETE 1	Ref. 1	54"	15,9	-57,61mm desde CC1 / 07:28hs	3,04	80,88%	3,04	80,88%	0,00%
MAPEO A/B	Ref. 1	54"	15,9	+362mm desde CC1 / 07:01hs	7,06	55,60%	7,05	55,66%	-0,06%
	Ref. 2	54"	15,9	+157,05mm desde CC1 / 07:42hs	7,97	49,87%	7,97	49,87%	0,00%
MAPEO C	Ref.1	54"	15,9	+151,96mm desde CC1 / 03:58hs	7,49	52,89%	7,49	52,89%	0,00%
MAPEO D/E	Ref.3	54"	15,9	+888mm desde CC1 / 04:27hs	9,72	38,87%	9,72	38,87%	0,00%
	Ref.4	54"	15,9	+847,11mm desde CC1 / 04:52hs	10,07	36,67%	10,07	36,67%	0,00%
	Ref.2	54"	15,9	+832mm desde CC1 / 7:34hs	8,81	44,59%	8,81	44,59%	0,00%
	Ref.3E	54"	15,9	+877mm desde CC1 / 06:40hs	8,75	44,97%	8,89	44,09%	0,88%
	Ref. 5	54"	15,9	+798mm desde CC1 / 06:21hs	8,25	48,11%	Sin Inspección previa		
MAPEO F	Ref.1	54"	15,9	+1061mm desde CC1 / 06:47hs	7,29	54,15%	7,35	53,77%	0,38%

Tabla 1 – Porcentajes de pérdida de material de las indicaciones detectadas

Con los resultados del UTPA se confirma:

- Presencia de corrosión localizada severa.
- Afectación directa en zona de soldadura circunferencial (ZAC).
- Continuidad del mecanismo hacia el área del coalescedor.

El patrón observado indica que el daño no se encontraba restringido a las zonas previamente reparadas, sino que debajo del área del coalescedor.

Se definió la implementación de una reparación temporal metálica de parche de parches solapados, en concordancia con los lineamientos de API 510 (reparaciones temporales) y ASME PCC-2 Artículo 212.

La propuesta considera múltiples alternativas de alcance (casos), desde configuraciones puntuales hasta soluciones más extensas y conservativas.

Las consideraciones principales de diseño de los parches solapados. Se encuentra, la restricción de diseño, la soldadura periférica del parche debía mantener una distancia mínima respecto de otras soldaduras a filete existentes. En caso de requerirse reparar dentro de esa distancia límite, el criterio adoptado fue extender el parche hasta el elemento interferente y resolver la unión mediante soldadura a tope con penetración completa, con WPS calificado y diseño de junta conforme ASME VIII Div. 1.

Transición de espesores, se estableció realizar conforme a ASME VIII Div. 1, Fig. UW-9-1, evitando concentraciones de esfuerzos y discontinuidades geométricas.

La verificación de esfuerzos mecánico de la soldadura a filete del parche, se incluyó la verificación de los esfuerzos en soldadura a filete del parche conforme ASME PCC-2 212-3.2 y 212-3.4, considerando presión de cálculo $P = 4,5 \text{ kg/cm}^2$ y parámetros geométricos del recipiente, se presentan los términos de carga por presión (FCP y FLP) y la capacidad resistente asociada (FA), verificándose la condición $FA > FCP \text{ y } FLP$.

Se considera para la reevaluación la velocidad de corrosión a corto plazo por las indicaciones relevadas entre abril 2023 y octubre 2023, ver imagen 9

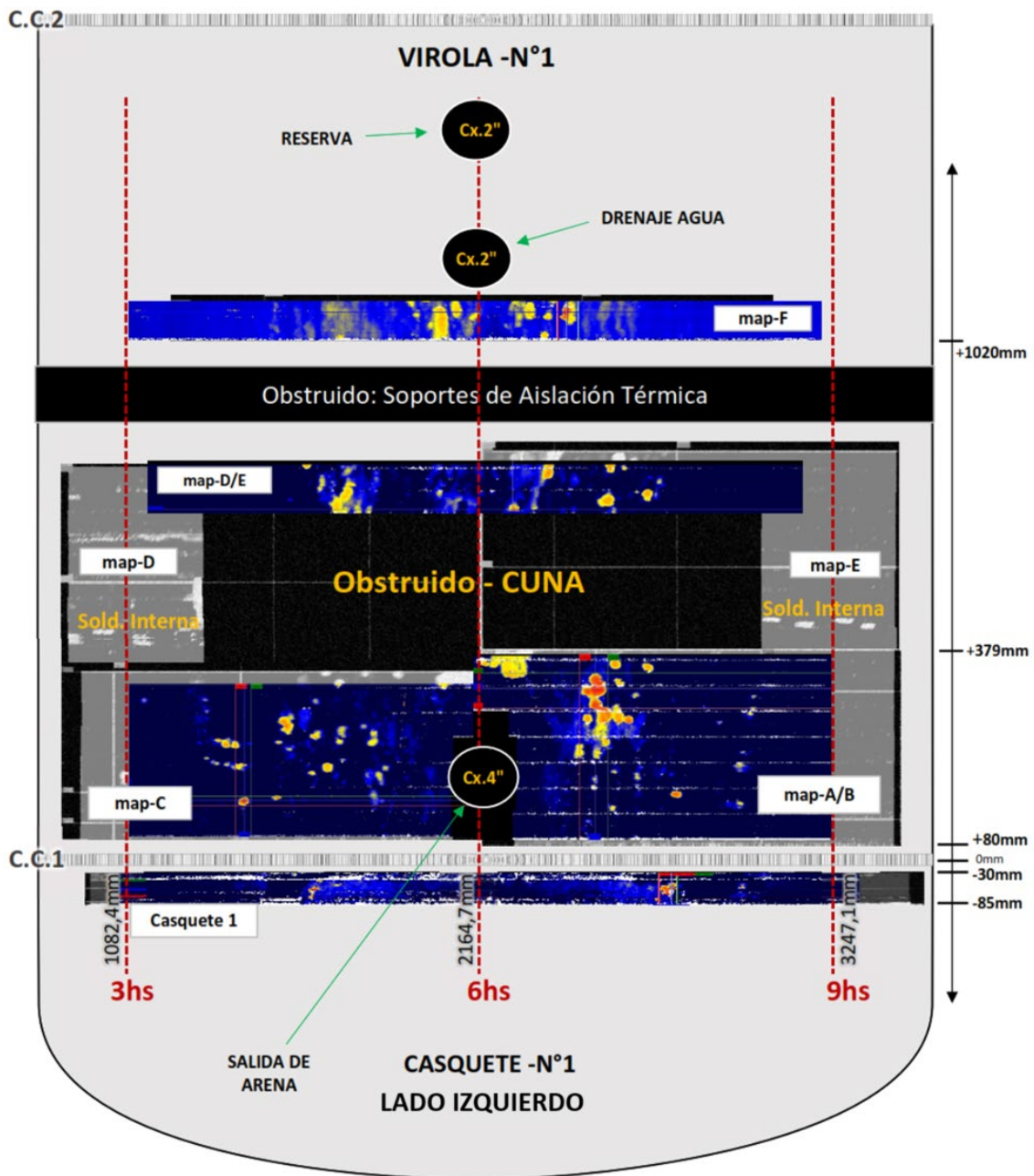


Imagen 14 – Vista Scan C, porcentajes de las indicaciones detectadas

Considerando escenarios de reparación (casos 1 a 4), se establecieron:

- **Casos 1, 2 y 3:** VR = 1,05 años $\Rightarrow$ reinspección / reparación permanente en **0,525 años**
- **Caso 4:** VR = 1,2 años $\Rightarrow$ reinspección / reparación permanente en **0,6 años**

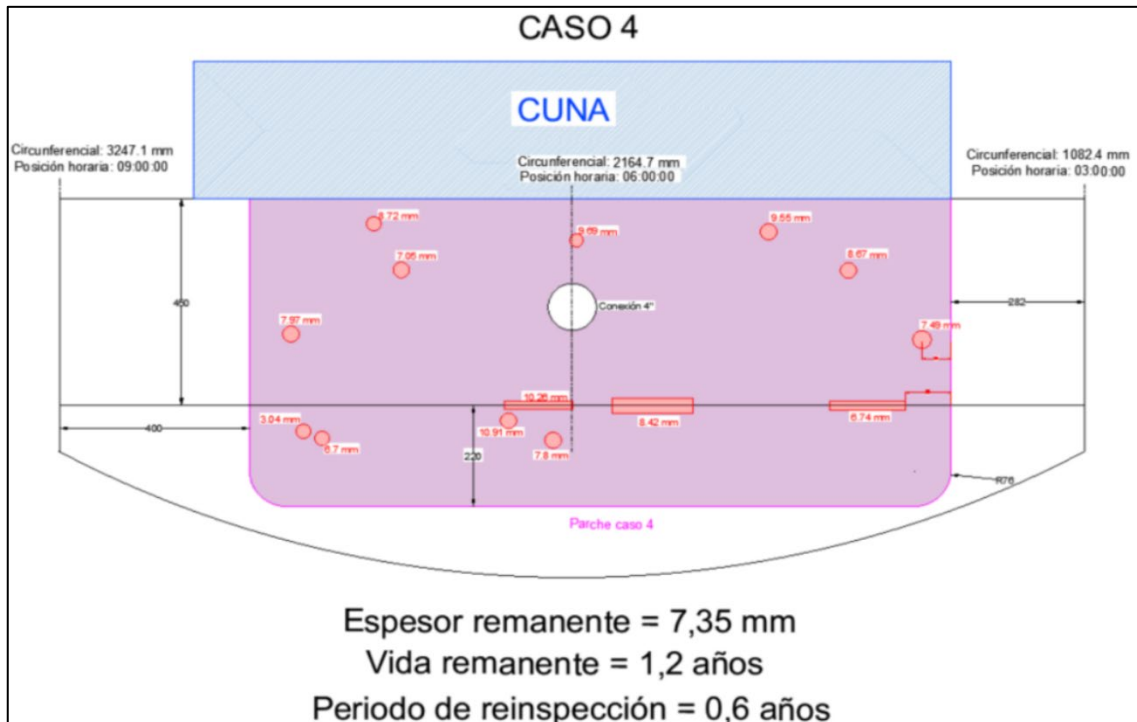


Imagen 15 – Esquema del caso 4, reparación conservativa.

Este enfoque permitió la selección de una reparación temporal con horizonte definido, y la necesidad de planificar una reparación permanente en la próxima ventana de mantenimiento, en plazos compatibles con la alta velocidad de daño.

Finalizada la instalación de los parches temporales y en cumplimiento del programa de seguimiento, se realizó una nueva inspección mediante Ultrasonido Phased Array (UTPA), el objetivo principal fue efectuar un monitoreo comparativo del porcentaje de pérdida de metal (%ML) respecto a los valores obtenidos en la inspección realizada en noviembre de 2023.

Los resultados obtenidos ver imagen 16, indican que:

- No se registran variaciones significativas en el $\Delta\%ML$ en profundidad respecto a la inspección anterior.
- Se mantiene el mismo espesor mínimo medido sobre el casquete.
- No se evidencian nuevas indicaciones de picaduras profundas, ni extensión del daño en las zonas evaluadas.

Desde el punto de vista de integridad mecánica, se confirma que:

- El parche solapado instalado conforme ASME PCC-2 Art. 212 mantiene su comportamiento estructural.
- El sistema de protección aplicado en las zonas intervenidas cumple su función como barrera anticorrosiva.
- La velocidad de corrosión efectiva en las zonas monitoreadas es nula o inferior a la asumida en el escenario conservativo de cálculo.

No obstante, se mantiene el plan de seguimiento intensificado en las zonas críticas del lazo de corrosión – Líquido Separado, considerando el antecedente de alta velocidad de corrosión previamente registrada.

Se propuso un programa complementario orientado a la determinación precisa de la causa raíz y al monitoreo sistemático del mecanismo activo.

- Análisis del fluido de proceso – Determinación de actividad microbiológica
- Análisis de depósitos internos – Caracterización elemental
- Monitoreo directo de velocidad de corrosión

Las muestras deberán ser sometidas a:

- Análisis elemental mediante espectroscopía de energía dispersiva (EDS).
- Difracción de rayos X (XRD), para identificación de fases cristalinas.

Este estudio permitirá:

- Identificar presencia de sulfuros de hierro.
- Detectar compuestos asociados a actividad bacteriana.
- Determinar si existe componente abrasivo asociado.

TABLA DE INSPECCION PHASED ARRAY								
	ID		Ø	Esp.nom.	Ubicación	Esp.min.	%Perdida	Área
CASQUETE 1	MAP-A	Ref.1	54"	15,9	Ind: +5mm / Esc: -252,55mm	8,55	46,23%	MB
	REG.A	Ref.1	54"	15,9	-30,03mm desde Sold. Ref. / 3:02 hs	12,14	23,65%	ZAC.CC1
		Ref.2	54"	15,9	-62,12mm desde Sold. Ref. / 8:57 hs	10,56	33,58%	
COSTURA 1 1087-1400	LADO A	Ref.3	54"	15,9	-59mm desde Sold. Ref. / 8:07 hs	10,57	33,52%	
		Ref.1	54"	15,9	3:17 Hs	7,88	50,44%	SOLD
	LADO B	Ref.2	54"	15,9	3:43 Hs	5,41	65,97%	SOLD
		Ref.1	54"	15,9	3:17 Hs	7,74	51,32%	SOLD
	LADO B	Ref.2	54"	15,9	3:43 Hs	6,5	59,12%	SOLD
		Ref.1	54"	15,9	8:21 Hs	10,53	33,77%	SOLD
COSTURA 1 2900-3247	LADO A	Ref.2	54"	15,9	8:54 Hs	5,72	64,03%	SOLD
		Ref.1	54"	15,9	8:06 Hs	9,54	40,00%	SOLD
	LADO B	Ref.2	54"	15,9	8:51 Hs	5,72	64,03%	SOLD
		Ref.1	54"	15,9	+25,46mm desde Sold. Ref. / 3:33 hs	13,34	16,10%	MB
	Z.A.C. CC-1 A	Ref.2	54"	15,9	+14,04mm desde Sold. Ref. / 3:48 hs	12,61	20,69%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+10,10mm desde Sold. Ref. / 8:55 hs	10,01	37,04%	MB
	Z.A.C. CC-1 B	Ref.2	54"	15,9	+13,87mm desde Sold. Ref. / 8:49 hs	12,48	21,51%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+146mm desde Sold. Ref. / 8:16 hs	10,62	33,21%	MB
	MAP-A	Ref.2	54"	15,9	+264,42mm desde Sold. Ref. / 3:49 hs	9,19	42,20%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+901mm desde Sold. Ref. / 4:26 hs	9,53	40,06%	MB
	MAP-B	Ref.2	54"	15,9	+856,49mm desde Sold. Ref. / 4:50 hs	9,87	37,92%	MB
		Ref.3	54"	15,9	+877mm desde Sold. Ref. / 6:36 hs	8,87	44,21%	MB
		Ref.4	54"	15,9	+833,18mm desde Sold. Ref. / 7:28 hs	9,16	42,39%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+1156mm desde Sold. Ref. / 4:56 hs	11,17	29,75%	MB
	MAP-C	Ref.2	54"	15,9	+1047,43mm desde Sold. Ref. / 5:39 hs	10,41	34,53%	MB
		Ref.3	54"	15,9	+1106,10mm desde Sold. Ref. / 6:22 hs	10,7	32,70%	MB
		Ref.4	54"	15,9	+176,69mm desde Sold. Ref. / 6:37 hs	10,92	31,32%	MB
		Ref.5	54"	15,9	+157,72mm desde Sold. Ref. / 6:44 hs	7,35	53,77%	MB
		Ref.6	54"	15,9	+1169,19mm desde Sold. Ref. / 7:05 hs	10,57	33,52%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+1585,52mm desde Sold. Ref. / 7:01 hs	10,94	31,19%	MB
	MAP-D	Ref.2	54"	15,9	+1620,46mm desde Sold. Ref. / 4:48 hs	12,44	21,76%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+1978,02mm desde Sold. Ref. / 4:43 hs	12,96	18,49%	MB
	MAP-E	Ref.2	54"	15,9	+1938,94mm desde Sold. Ref. / 7:16 hs	13,54	14,84%	MB
		Ref.3	54"	15,9	+2020,18mm desde Sold. Ref. / 7:21 hs	13,19	17,04%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+2138,06mm desde Sold. Ref. / 4:43 hs	13,11	17,55%	MB
	MAP-F	Ref.2	54"	15,9	+2380,92mm desde Sold. Ref. / 7:22 hs	10,98	30,94%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+103,19mm desde Sold. Ref. / 3:49 hs	13,98	12,08%	MB
	MAP-G	Ref.2	54"	15,9	+115,08mm desde Sold. Ref. / 7:06 hs	12,63	20,57%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+503mm desde Sold. Ref. / 4:50 hs	11,91	25,09%	MB
	MAP-H	Ref.2	54"	15,9	+398,20mm desde Sold. Ref. / 7:14 hs	13,19	17,04%	MB
		Ref.1	54"	15,9	+864,05mm desde Sold. Ref. / 4:38 hs	13,26	16,60%	MB
	MAP-I	Ref.2	54"	15,9	+1070,56mm desde Sold. Ref. / 7:15 hs	11,41	28,24%	MB

Imagen 16 – resultados UTPA enero 2025

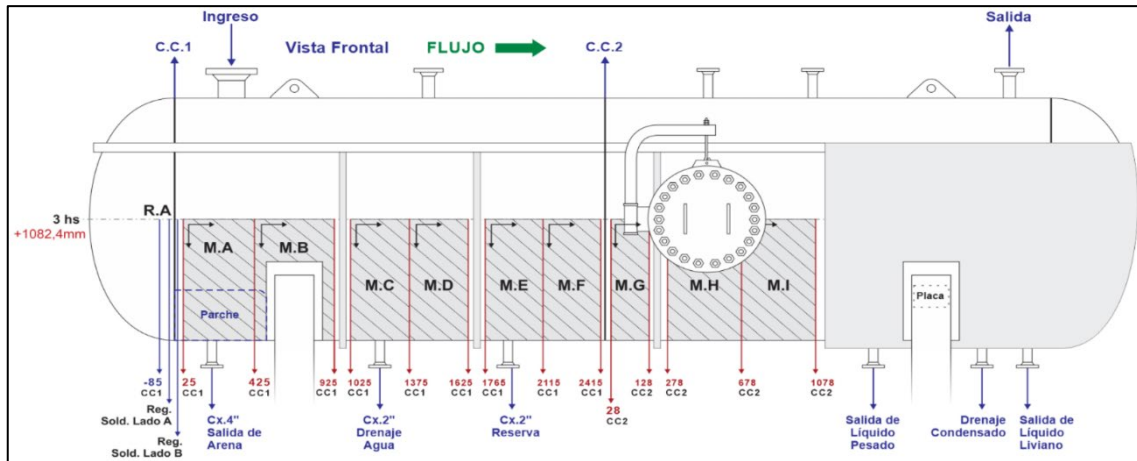


Imagen 17 – Zonas inspeccionadas por UTPA enero 2025

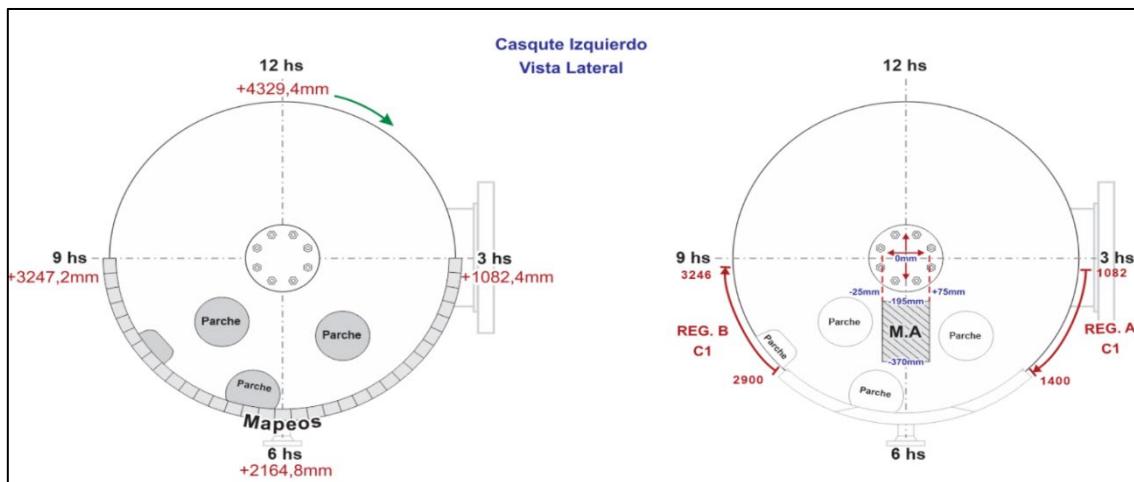


Imagen 18 – Zonas inspeccionadas en casquete por UTPA enero 2025

Cañería asociada	ENE	2022	RI
	FEB		
	MAR		
	ABR		
	MAY		
	JUN		
	JUL		
	AGO		
	SEPT		
	OCT		
	NOV		
	DIC		
Separador	ENE	2023	IVI IVE ME REP EVR
	FEB		
	MAR		
Cañería asociada	ABR		RI
	MAY		
	JUN		
Separador	JUL		IVI ME
Separador	AGO		
	SEPT		
Separador	OCT		REP EVR UTPA
Separador	NOV		
	DIC		
Separador	ENE	2024	UTPA
	FEB		
	MAR		
	ABR		
	MAY		
	JUN		
	JUL		
	AGO		
	SEPT		
	OCT		
	NOV		
	DIC		
Separador	ENE	2025	UTPA
	FEB		
	MAR		
	ABR		
	MAY		
Separador	JUN		UTPA
	JUL		
	AGO		
	SEPT		
	OCT		
	NOV		
	DIC		

Imagen 19 – Cronología de las intervenciones realizadas al ST-1

Conclusiones

El enfoque SGIP + RBI permitió establecer una línea base de integridad para el lazo de corrosión “Líquido Separado”, inicialmente clasificado con riesgo bajo y con un plan de inspección estándar (IVE, IV y ME). Sin embargo, la evidencia obtenida durante la ejecución del plan demostró que los mecanismos de daño activos podían diferir del escenario previsto.

El primer indicio sistémico se manifestó en la cañería asociada al ST-1, con acumulación de sedimentos y afectación operativa, lo que constituyó una señal temprana de condiciones favorables a depósitos, retención de agua y potencial corrosión localizada dentro del circuito.

La inspección interna de abril 2023 permitió confirmar corrosión localizada con morfología tipo cavidades y espesores remanentes reducidos en zonas del lecho inferior y cercanas a descarga.

La ventana de octubre–noviembre 2023 se constató la progresión del daño y la ineficacia de reparaciones no metálicas previas por fallas de adhesión, incluyendo afectación en soldaduras circunferenciales. Deja evidencia un mecanismo activo, favorecido por condiciones de depósito y retención de fase acuosa.

La inspección UTPA posterior (enero 2024) constituyó el punto de inflexión técnico, al confirmar espesores remanentes críticamente bajos (hasta 3,04 mm) y extensión del daño hacia la región del coalescedor, reduciendo significativamente el margen estructural del recipiente respecto al espesor nominal y la corrosión admisible de diseño.

La continuidad operativa se soportó mediante una reparación temporal con parches solapados, diseñada y verificada conforme ASME PCC-2 Art. 212 y API 510. La reparación fue acompañada por la reevaluación de aptitud para el servicio y el establecimiento de períodos de reinspección acotados, compatibles con el antecedente de alta velocidad de corrosión.

Las reinspecciones posteriores mediante UTPA no evidenciaron incrementos significativos de pérdida de material, manteniéndose el mínimo medido y confirmando estabilidad dimensional en las zonas accesibles evaluadas. Este resultado respalda la efectividad del sistema de reparación/mitigación aplicada en el corto plazo, sin perjuicio de mantener el carácter temporal y la necesidad de una reparación permanente.

Como tareas colaterales, la inspección de cañerías aguas arriba arrojó indicaciones críticas de intervención inmediata, confirmando el carácter sistémico del fenómeno dentro del lazo de corrosión y reforzando la necesidad de ampliar el alcance del plan de inspección desde el activo hacia el circuito asociado.

La actualización del RBI con resultados de enero 2025 reclasificó el lazo de corrosión a riesgo medio, condicionando su continuidad a la implementación de una reparación permanente y a un seguimiento intensificado. El caso demuestra la importancia de la retroalimentación del modelo RBI con datos reales de inspección y monitoreo.

Se definió un plan de investigación de causa raíz y reducción de incertidumbre, incorporando análisis de fluido (ATP/químico-bacteriológico), caracterización de depósitos (XRD/EDS) y monitoreo directo de corrosión (cupón/ER), a fin de cuantificar velocidad real y optimizar mitigaciones.

Bibliografía

API 510 – *Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. Edición 2022

ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1 – *Rules for Construction of Pressure Vessels*. Edición 2021

API 571 - *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. Edición 2020

NACE/AMPP SP0775 – *Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations* (cupones de corrosión).

NACE/AMPP SP0106 – *Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems* (prácticas para control de corrosión interna).

NACE/AMPP SP21424 (o práctica vigente equivalente) – *Use of Monitoring Techniques for Corrosion in Oil and Gas Production* (si se incluye ER/LPR/monitoreo).

ISO 8501-1 – *Preparation of steel substrates before application of paints and related products – Visual assessment of surface cleanliness*.

ISO 8503 – *Surface roughness characteristics of blast-cleaned steel substrates*.

ISO 12944 (serie) – *Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems*

NACE/AMPP SP0108

ASME PCC-2 – *Repair of Pressure Equipment and Piping*. Edición 2022.

ASME Section IX – *Welding, Brazing, and Fusing Qualifications*. Edición 2021

API 579-1 / ASME FFS-1 – *Fitness-For-Service*

API 581 – *Risk-Based Inspection Methodology*.

API 580 – *Risk-Based Inspection* (guía de implementación y gestión).

José Jiménez

Tec. Programación

Trayectoria:

En el año 2010 inicia en actividades relacionadas en la industrial OIL&GAS como inspector de END y soldadura de equipo estáticos, ocupando puestos de inspector, supervisor y coordinador de servicios de END, reparación y modificación de equipos de perforación, además de impartir los programas de capacitación en el manejo de Normas y códigos para los sectores Oil&Gas, Naval y civil.

En el año 2022 ingreso a Petromark SRL ocupando el puesto de Supervisor, en el año 2024 ocupa el cargo de Líder Técnico y en el año 2025 inicia como Responsable Técnico del contrato de servicios de END del Área Sur YPF.

Cargo actual en la empresa:

Representante Técnico

Bertotto Mauricio

Ingeniero Mecánico, graduado de la Universidad Nacional de La Plata

Trayectoria:

En el año 2014 inicié las actividades relacionadas con los ensayos no destructivos, ocupando el puesto de representante técnico en diferentes líneas de negocio de empresa de OIL&GAS. Fueron mis funciones impartir capacitaciones y desarrollar documentos técnicos para el correcto desarrollo de las actividades de Ensayos No Destructivos (END).

El año 2019 se incorpora a Petromark SRL, ocupando el puesto de representante Técnico. Desde el año 2022 ocupo funciones como líder técnico en la firma.

Cargo actual en la empresa:

Líder Técnico