

GESTION DE INTEGRIDAD DEL OLEODUCTO LOMA LA LATA

Paez Gustavo (YPF SA), Dilucente Fernando (YPF SA)
gustavo.paez@ypf.com, fernando.dilucente@ypf.com

SINOPSIS

La producción de condensados del yacimiento Loma La Lata es de 1200 m³/día y junto con la producción de yacimientos No convencionales lindantes de la compañía, da un total de 10.000 m³/día los cuales son procesados en la planta Cabecera de Bombeo. Esta producción se transporta a través de un Oleoducto de 93 km de longitud comprendido en 5 tramos de 12"- 8" de diámetro.

Los tramos 2 y 3 con 44 años desde su puesta en marcha, son los que cuentan con mayor antigüedad; con la salvedad que de los primeros 30 años no existen registros de inspección/mantenimiento.

Para mejorar la confiabilidad de los 2 tramos, se comenzó con un plan de inspección de tecnologías de herramientas inteligentes innovadoras para el negocio (MFL-A Ultra y MFL-C), junto con un plan de verificación/repación de los defectos para validar estas tecnologías.

Ambos tramos presentaban un riesgo elevado y una MAPO limitada, ocasionando una restricción para aumentar la capacidad de transporte; para lo cual se plantearon en el tiempo dos hipótesis; inicialmente el reemplazo total de los dos tramos y luego se analizó y evaluó una segunda, la cual contaba de realizar un estudio técnico exhaustivo que nos permita darle una viabilidad técnica-económica con un programa de aseguramiento adecuado. En esta última hipótesis y sobre el tramo 2 nos focalizaremos principalmente en dicho estudio.

INTRODUCCIÓN

El Oleoducto de 93 km de longitud comprendido en 5 tramos de 12"- 8" de diámetro se encuentra ubicado entre la salida planta Cabecera de Bombeo (CABO) y la Plan de Tratamiento Centenario, en la provincia de Neuquén. El tramo 2 de 14,3 km de longitud de 8" se encuentra ubicado entre las trampas ubicadas en el Área Loma La Lata y la estación de Bombeo Planicie Banderita a 66 km de la capital.

A continuación, se ilustra en la Figura 1 la ubicación geográfica en relación con las localidades, rutas provinciales y nacionales.



Figura 1 – Ubicación geográfica

En las Figuras 2, 3 y 4 se detallan de manera satelital la traza del Oleoducto y las instalaciones.



Figura 2 – Ubicación geográfica de la Traza del Oleoducto

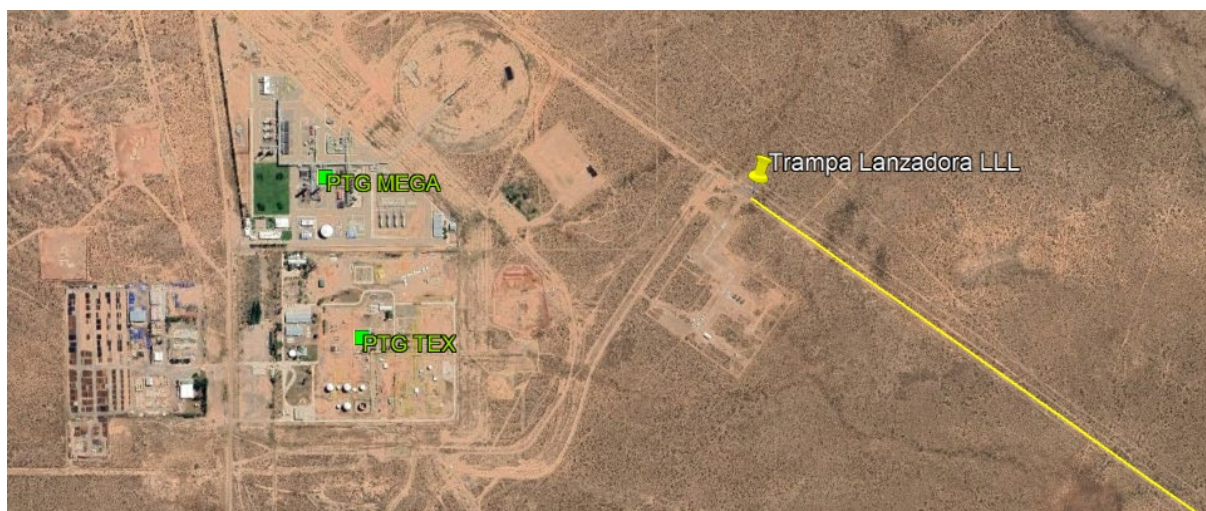


Figura 3 – Ubicación geográfica del Inicio de la Traza del Oleoducto



Figura 4 – Ubicación geográfica del Fin de la Traza del Oleoducto

PLANTEO DEL PROBLEMA

La antigüedad de este ducto es de 44 años y durante los primeros 30 años no existen registros de inspección/mantenimiento. Por esta condición este tramo presentaba un riesgo elevado y una MAPO limitada, ocasionando una restricción para aumentar la capacidad de transporte

Para aumentar la confiabilidad de este oleoducto evaluando el estado de integridad de manera directa se realizó un plan de inspección de tecnologías de herramientas inteligentes con tecnología innovadoras para el negocio MFL-A Ultra (Magnetic Fluke Leakage Axial-Pérdida de Flujo Magnético Axial) y MFL-C Ultra (Magnetic Fluke Leakage Circumferential -Pérdida de Flujo Magnético Circunferencial).

Las tareas de inspección y los planes de mantenimiento que se emplean para evaluar la integridad de ductos son esenciales a la hora de conocer el deterioro de la integridad mecánica por distintos daños mecánicos. La frecuencia de inspección y la efectividad de las tareas son fundamentales para minimizar los riesgos que se pueden producir por una falla no deseada afectando el medio ambiente, la seguridad de las personas y lucro cesante.

La idea de este trabajo es definir actividades de inspección, mantenimiento, reparación y monitoreo para disminuir la probabilidad de falla, lo que origina una disminución del riesgo y aumentando la MAPO.

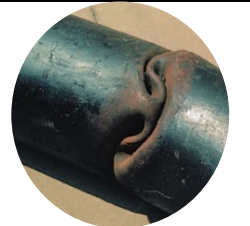
PASAJE DE ILI

Para determinar el estado de integridad de un ducto, existe un método directo que consiste en realizar el pasaje de una herramienta instrumentada (ILI) a lo largo de toda la traza. Permite la localización y caracterización de defectos.

El estándar API 1160 *Management system integrity of hazardous Liquid Pipelines* proporciona una lista de las amenazas (mecanismos de daño):

- Corrosión Externa
- Corrosión Interna
- Corrosión Bajo Tensión (SCC)
- Defectos de Fabricación/Construcción
- Daños Mecánicos (Abolladuras)
- Operaciones incorrectas
- Clima y fuerza exterior

En la Tabla 1, 2 y 3 se listan los diversos tipos de amenazas más detalladas.

Geometría			
Flexión		Esmerilado	
Pliegue		Ovalidades	

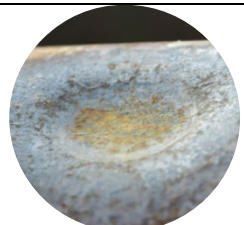
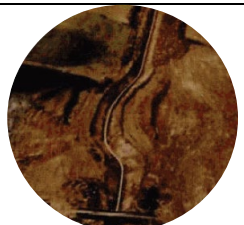
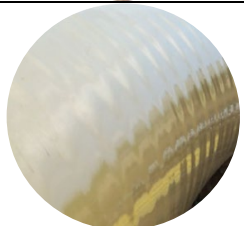
Abolladura		Movimiento de tubería	
Abolladura con pérdida de metal		Arruga	

Tabla 1 - Tipos de Amenazas por Geometría

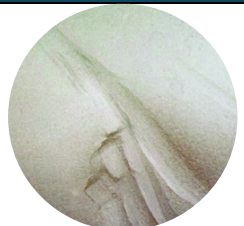
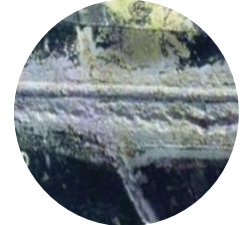
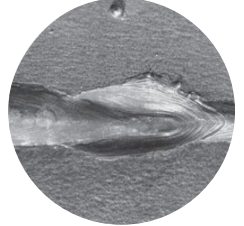
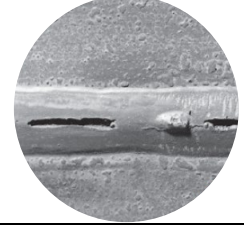
Pérdida de Metal			
Golpe de arco		Ranurado	
Agrupamiento complejo de corrosión		Corrosión inducida microbiológicamente (MIC)	
Corrosión generalizada		Corrosión axial angosta	
Anomalía en soldadura circunferencial		Poro	
Picadura		Anomalía en soldadura longitudinal	

Tabla 2 - Tipos de Amenazas por Pérdida de metal

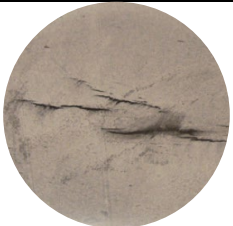
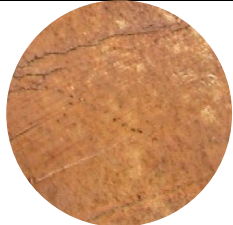
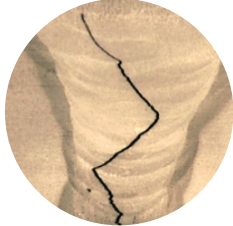
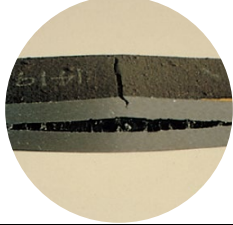
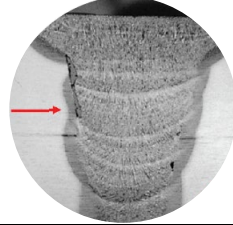
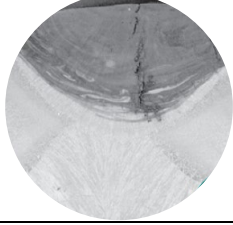
Grieta			
Grieta Axial		Grieta circunferencial	
Grieta en abolladuras		Grieta asistida por el medio ambiente	
Grieta en soldadura circunferencial		Grieta de gancho/en soldadura longitudinal	
Grieta inducida por hidrógeno (HIC)		Falta de fusión	
Grieta en soldadura longitudinal/helicoidal		Agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC)	

Tabla 3 - Tipos de Amenazas por Grieta

La gestión de amenazas de un ducto requiere una comprensión de cómo se manifiestan, así como evaluar el efecto que pueden tener sobre la integridad mecánica y la confiabilidad de un ducto. La gestión de las amenazas del ducto y la minimización del riesgo de falla es un importante impulsor de las regulaciones en todo el mundo.

Existen en el mercado diversidad de herramientas inteligentes para inspeccionar ductos, las cuales deben ser determinadas por distintos factores los cuales se muestran en la Figura 5.

SELECCIÓN DE HERRAMIENTA

Para la selección del tipo de herramienta instrumentada es fundamental conocer cuáles son las amenazas posibles: dependientes del tiempo, independientes del tiempo o estables en el tiempo.

En la tabla 4 se muestran los distintos tipos de herramientas según el tipo de amenaza en referencia a la norma API 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.

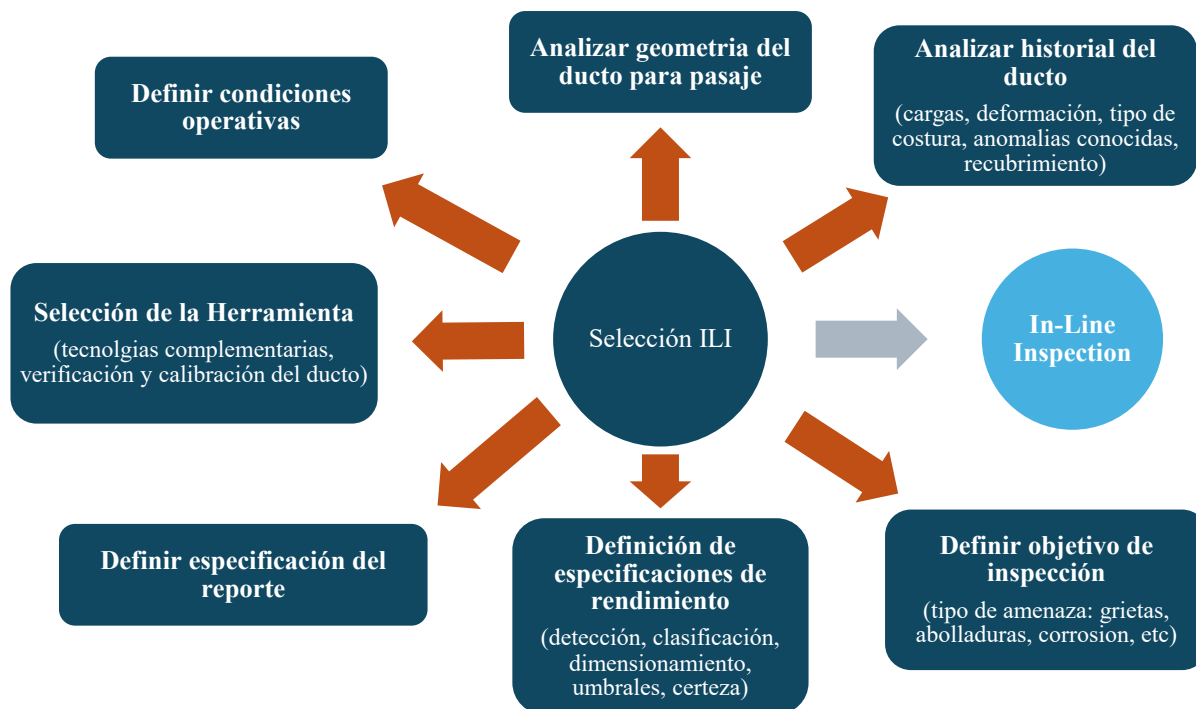


Figura 5 - Selección de ILI

PROPOSITO DE ILI	HERAMIENTAS PARA PÉRDIDA DE METAL			HERRAMIENTAS DETECCIÓN GRIETAS		HERRAMIENTAS GEOMÉTRICAS	
	Pérdida de Flujo Magnética (MLF)		Ultrasonido (Onda Comprimida)	Ultrasonido (Onda cortante)	Transversal MFL	Calibrador	Mapeo
	Resolución Estándar (SR) MLF	Resolución Alta (HR) MFL					
PERDIDA DEL METAL (CORROSIÓN) Corrosión Externa Corrosión Interna	Detección ¹ , Medida ^{3,10} No ID/OD Discriminación	Detección ² Tamaño ³	Detección ² Tamaño ³	Detección ² Tamaño ³	Detección ² Tamaño ³	No Detección	No Detección
CORROSION EXTERNA DEL AXIAL	No Detección	No Detección ⁴	Detección ² Tamaño ³	Detección ² Tamaño ³	Detección ² Tamaño ³	No Detección	No Detección
DEFECTOS DE GRIETAS Y POSIBLES GRIETAS (Axial) Corrosión bajo tensión Grietas por Fatiga Imperfecciones de la Soldadura de Costura Longitudinal Fusión Incompleta (Falta de Fusión) Grietas de Dedos	No Detección	No Detección	No Detección	Detección ² Tamaño ³	Detección ² Tamaño ³	No Detección	No Detección
GRIETAS CIRCUNFERENCIALES	No Detección	Detección ⁵ Tamaño ³	No Detección	Detección ² y Tamaño ³ si es Modificado	No detección	No Detección	No Detección
ABOLLADURAS ARRUGAS PLIEGES	Detección ⁷	Detección ⁷ , Medida No confiable	Detección ⁷ , Medida No confiable	Detección ⁷ , Medida No confiable	Detección ⁷ , Medida No confiable	Detección ^{8,10} y Tamaño	Detección y Tamaño No Confiable
	En caso de detección, se proporciona la posición circunferencial						
FORMONES	Detección ^{1,2} , pero no discriminación como Formones						No Detección
LAMINACIÓN O INCLUSIÓN	Detección Limitada	Detección Limitada	Detección y tamaño ³	Detección y tamaño ³	Detección Limitada	No Detección	No Detección
REPARACIONES PREVIAS	Detección de Camisas de Acero y Parches u otros solo con Marcas Ferrosas		Detección únicamente de parches y camisas de acero soldados en la tubería	Detección únicamente de parches y camisas de acero soldados en la tubería	Detección de Camisas de Acero y Parches u otros solo con Marcas Ferrosas	No Detección	No Detección
ANOMALÍAS RELACIONADAS CON LA FABRICACION	Detección limitada	Detección Limitada	Detección	Detección	Detección Limitada	No detección	No detección
DOBLAJES	No Detección	No Detección	No Detección	No Detección	No Detección	Detección y Tamaño ³	Detección y Tamaño ³
OVALIDADES	No Detección	No Detección	No Detección	No Detección	No Detección	Detección y Tamaño ^{3,11}	Detección y Tamaño ^{3,11}
COORDENADAS DE TUBERÍA	No Detección	No Detección	No Detección	No Detección	No Detección	No Detección	Detección y Tamaño ³
1. Limitado por el mínimo de pérdida de metal detectable 2. Limitado por el mínimo de profundidad, longitud y grosor de los defectos 3. Definido por el tamaño adecuado de la herramienta. 4. Si el grosor es más pequeño que el defecto mínimo detectable por la herramienta 5. Reducción de la Probabilidad de detección (POD) para grietas apretadas 6. Traductores a ser rotados en 90°			7. Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y la forma de la abolladura 8. Dependiendo de la configuración de la herramienta, también posición circunferencial 9. Si está equipado por medidas ovales. 10. Disponibles en herramientas con correas 11. Si está equipado con medidas de doblaje				

1. Limitado por el mínimo de pérdida de metal detectable
2. Limitado por el mínimo de profundidad, longitud y grosor de los defectos
3. Definido por el tamaño adecuado de la herramienta.
4. Si el grosor es más pequeño que el defecto mínimo detectable por la herramienta
5. Reducción de la Probabilidad de detección (POD) para grietas apretadas
6. Traductores a ser rotados en 90°
7. Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y la forma de la abolladura
8. Dependiendo de la configuración de la herramienta, también posición circunferencial
9. Si está equipado por medidas ovales.
10. Disponibles en herramientas con correas
11. Si está equipado con medidas de doblaje

Tabla 4 - Tipos de Anomalías y Herramientas para Detectarlas

OBJETIVO DE INSPECCIÓN-TIPO DE AMENAZA

Por la antigüedad de este Oleoducto importante para la operación es clave conocer el estado de integridad para aumentar la confiabilidad del mismo. Para esto es importante determinar los distintos tipos de amenazas dependientes del tiempo, independientes del tiempo y estables en el tiempo tal como se indica en la Tabla 5.

Dependientes del Tiempo	Independientes del Tiempo	Estables en el Tiempo
Corrosión Externa	Daño Mecánico (terceros)	Defectos de fabricación
Corrosión Interna	Errores de Operación	Defectos de construcción
-----	Presión Excesiva	Falla en sistemas de alivio y seguridad
	Baja Presión	-----

Tabla 5 - Amenazas consideradas para el análisis de riesgo.

Esta clasificación es establecida por el RETTHL (Regulación de Transporte de Hidrocarburos Líquidos) y por los estándares internacionales de referencia.

Para el caso de un Oleoducto de Transporte como practica recomendada en primer instancia se debe correr como herramienta instrumentada, el MFL-A (Pérdida de Flujo Magnético Axial) es el método más comúnmente utilizado ya que es aplicable a las siguientes amenazas:

- Corrosión Interna/Externa
- Defectos de Fabricación/Construcción
- Daño Mecánico (terceros)

Además, por la antigüedad del ducto donde el tipo de construcción de los caños es con soldadura longitudinal y las altas probabilidades de Corrosión Interna en zona baja por el tipo de producto que transporta, se recomienda el MFL-C (Pérdida de Flujo Magnético Circunferencial).

CARACTERÍSTICAS DE HERRAMIENTAS MFL

Esta técnica se basa en magnetizar la pared de la tubería y detectar la fuga de flujo magnético (MFL) donde existen imperfecciones; con el MFL es posible identificar y reconocer defectos de corrosión como pérdida de metal, grietas en soldadura, cordones de soldadura, (costuras), objetos metálicos adyacentes, abolladuras, fragilización de grietas en soldadura e inclusiones no metálicas.

Se origina una fuerza de atracción que es causada por el campo magnético (Figura 6). El espacio de líneas de flujo se llama densidad de flujo. Un numero grande de líneas de flujo representa un campo magnético fuerte. Algunas de esas líneas se dispersan en el medio circundante.

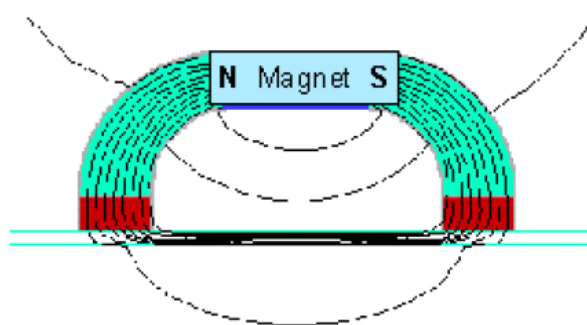


Figura 6 - Campo Magnético

La pérdida de flujo magnético es causada por una disminución local en la pared del espesor. Frente a una zona de menor espesor, las líneas de flujo a través de esta sección son menor cantidad (Figura 7).

Los chanchos inteligentes de MFL están equipados con grandes imanes para magnetizar la pared de la tubería en su longitud axial. El defecto más pequeño que puede ser detectado y medido tiene un ancho igual al espacio del sensor y una longitud igual a tres veces la distancia axial del sensor.

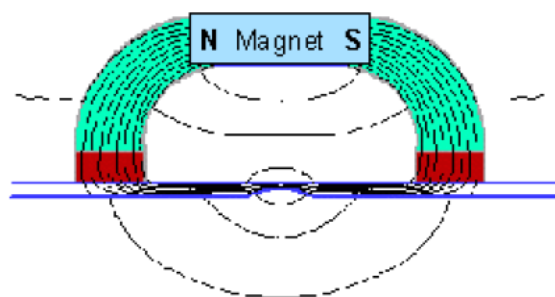


Figura 7 - Pérdida de flujo magnético

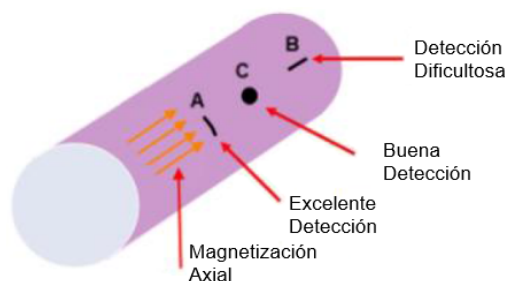
Algunos chanchos inteligentes de MFL contienen sensores adicionales que sirven para discriminar entre defectos internos y externos y obtener medidas de cambios de espesor de pared. El espesor de pared se obtiene midiendo el campo magnético del fondo axial por medio de sensores de efectos de pasillo, el campo magnético se relaciona con la magnetización de la pared del tubo y transmite así el espesor de pared.

Los chanchos inteligentes de MFL registran una gran cantidad de información la cual es analizada automáticamente con ayuda de software para detectar indicaciones o discontinuidades relevantes

MFL-A: Funcionamiento

Se origina una fuerza de atracción que es causada por el campo magnético. Un número grande de líneas de flujo representa un campo magnético fuerte. Algunas de esas líneas se dispersan en el medio circundante.

La pérdida de flujo magnético es causada por una disminución local en la pared del espesor. Frente a una zona de menor espesor, las líneas de flujo a través de esta sección son menor cantidad. La magnetización por la orientación de los imanes es en sentido Axial, logrando detectar defectos circunferenciales y no así longitudinales.



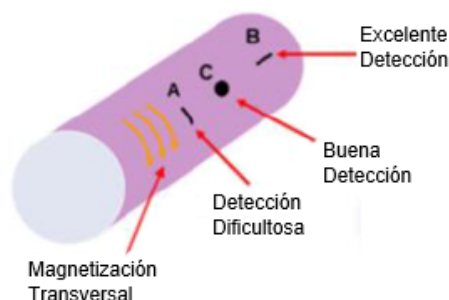
MFL-A

La magnetización por la orientación de los imanes es en sentido Axial, logrando detectar defectos circunferenciales.

MFL-C: Funcionamiento

Un campo magnético circunferencial genera una óptima de cualquier característica volumétrica de tubería orientada axialmente.

Óptimo para la detección y dimensionamiento de defectos orientados axialmente como por ejemplo corrosión en la parte superior de la línea (TOLC)/canaletas a la hora 6. Caracterización precisa de pérdida de metal en tuberías soldadas y sin costura. Clasificación y evaluación precisas de la soldadura longitudinal (orientación horaria).



MFL-C

La magnetización por la orientación de los imanes es en sentido Circunferencial, logrando detectar defectos **axiales**. Identifica soldaduras longitudinales con orientación horaria.

MFL-A Ultra: Funcionamiento

Es una Tecnología de ultra alta resolución para detectar defectos de tubería más pequeños, que opera dentro de las condiciones estándar de un MFL-A convencional. Además, define la estructura exacta de la agrupación de los defectos y la corrosión compleja.

Posee un doble cuerpo de sensores con 64 canales por sensor (Sensores de Ultra alta definición y diseño triaxial) cruzados para cubrir mayor porcentaje de la superficie.

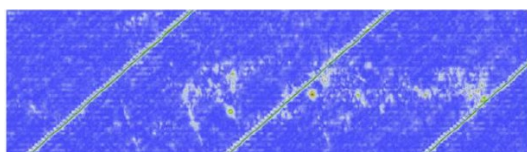
Implementa algoritmos adaptativos de aprendizaje automático basado en la alta resolución de escáneres laser 3D de defectos reales.

Proporciona una evaluación menos conservadora del estado actual de integridad de una tubería.

Los servicios de ILI convencionales no tienen una resolución suficientemente alta para evaluar ciertos tipos de defectos como el MFL-A Ultra:

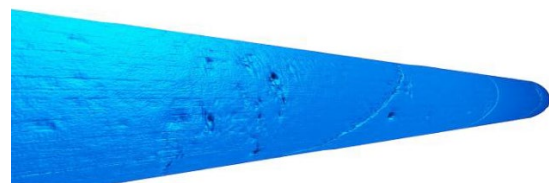
- Corrosión Compleja
- MIC Pin Hole (1 mm)
- Top of Line Corrosión (TOLC)
- Anomalías en soldaduras y Corrosión (circunferencial)

El MFL-A Ultra no solo permite una evaluación realista del estado de integridad actual de una tubería, sino que también garantiza la receptibilidad de los resultados de la inspección, lo que lleva a evaluaciones de integridad mucho más precisas.



MFL-A Ultra

Es una Tecnología de ultra alta resolución para detectar defectos de tubería mas pequeños (Pin Hole), que opera dentro de las condiciones estándar de un MFL-A convencional.



Comparación AP I1163

Los defectos Internos reportados según morfología (dimensionamiento ancho y largo) y zonificación de cada tipo de anomalía se establecen en la norma NACE 1163.

La Figura 8 es una representación gráfica de las clases dimensionales típicamente asociadas con las indicaciones de pérdida de metal. El parámetro A se utiliza para la clasificación geométrica de las anomalías detectadas por una herramienta. Este parámetro es necesario para tuberías con $t < 10$ mm. El parámetro geométrico A está vinculado al espesor de la pared de la tubería de la siguiente manera:

Si $t < 10$ mm $A = 10$ mm

Si $t \geq 10$ mm $A = t$

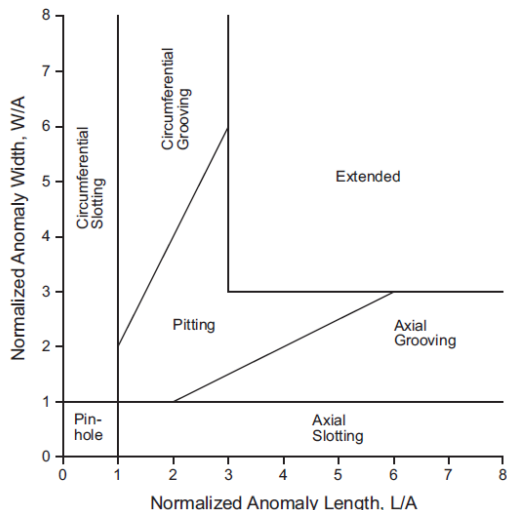


Figura 8 - Clases dimensionales para indicaciones de pérdida de metal

Las dimensiones de las características de pérdida de metal se han definido de la siguiente manera:

General	$\{[W \geq 3A] \text{ and } [L \geq 3A]\}$
Pitting	$\{([1A \leq W < 6A] \text{ and } [1A \leq L < 6A] \text{ and } [0.5 < LW < 2]) \text{ and not } ([W \geq 3A] \text{ and } [L \geq 3A])\}$
Axial grooving	$\{[1A \leq W < 3A] \text{ and } [L/W \geq 2]\}$
Circumferential grooving	$\{[L/W \leq 0.5] \text{ and } [1A \leq L < 3A]\}$
Pinhole	$\{[0 < W < 1A] \text{ and } [0 < L < 1A]\}$
Axial slotting	$\{[0 < W < 1A] \text{ and } [L \geq 1A]\}$
Circumferential slotting	$\{[W \geq 1A] \text{ and } [0 < L < 1A]\}$

Pinhole: agujero menor a 1 x 1 mm

Axial Slotting: Hendidura Axial

Circumferential Slotting: Hendidura Circunferencial

Axial Grooving: Surco Axial

Circunferencial Grooving: Surco Circunferencial

Pitting: Picadura

Extended: Generalizado

En las siguientes Figuras se muestran los tipos de defectos detectados de las distintas herramientas MFL.

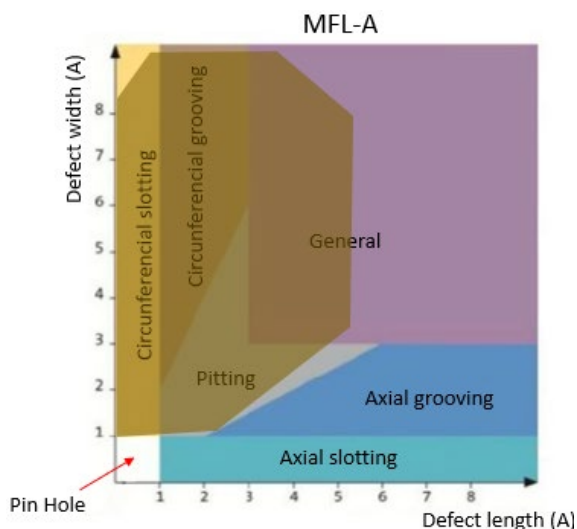


Figura 9 – MFL-A Tipos Defectos API1163

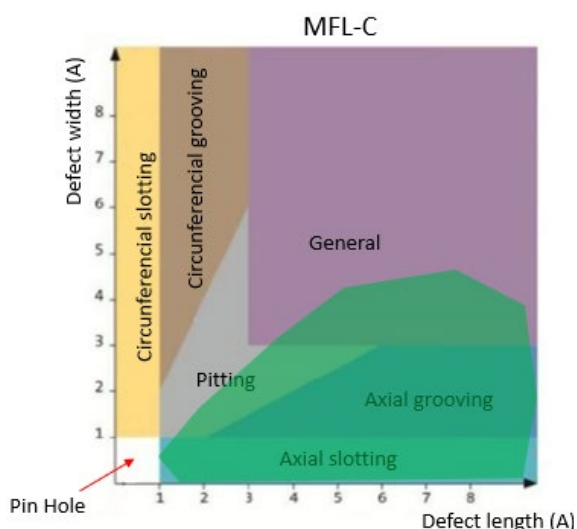


Figura 10 – MFL-C Tipos Defectos API1163

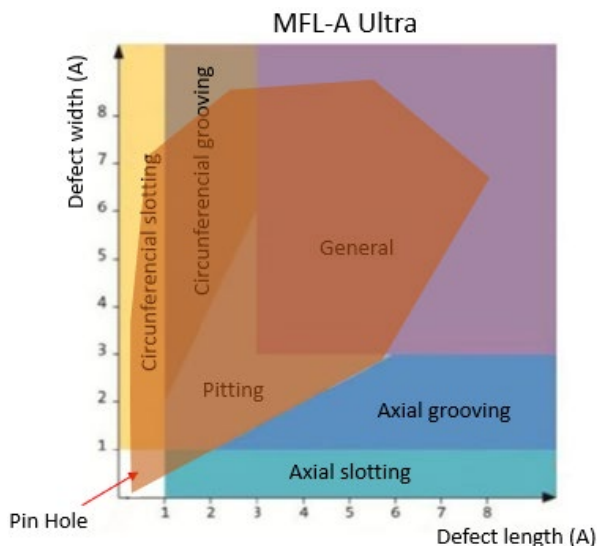


Figura 11 – MFL-A Ultra Tipos Defectos API1163

Requerimiento de Limpieza

Para el caso del uso de la herramienta MFL-A Ultra el ducto se debe encontrar con un grado muy alto de limpieza para evitar el lift off, por lo que se debe diseñar para un Oleoducto con alto contenido de parafinas un programa combinado de limpieza mecánica-química (Figura 12).

Se utilizan los siguientes equipos:

- CLP de Discos con Placa: Diseñado para asegurar el paso disponible para posteriores herramientas y para determinar la presencia de curvas de 1,5D.
- Heavy Duty de copas con imanes como un MFL: limpieza y simulación de grado de limpieza.
- Aggressive-CLP de Copas y Cepillos Doble Cuerpo: limpieza y desincrustación en donde el anillo externo de las copas se equipa con elementos de carburo de tungsteno.
- Knight-CLP de Discos, Cepillos y placas metálicas Doble Cuerpo: limpieza y desincrustación ya que se adicionan delante de los discos placas metálicas.

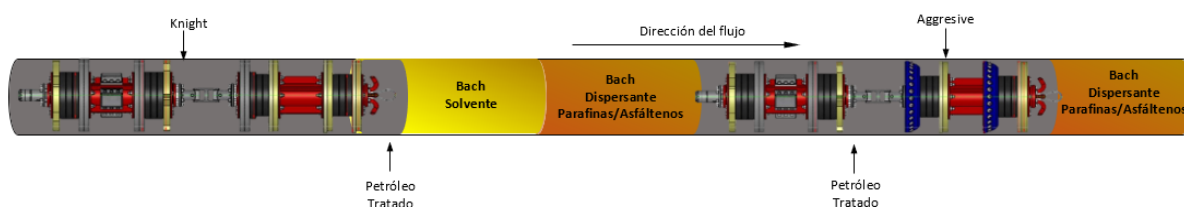


Figura 12 – Diseño de Limpieza Mecánica/Química

MFL-A: Corrida

El tramo de 8"-14,3 km fue inspeccionado internamente por primera vez por la empresa Rosen en ene-2019 con la herramienta de flujo magnético RoCorr MFL-A.

El 99,4% de los defectos reportados corresponden a anomalías internas, en donde el 90% de los defectos internos remanentes se localizan en la zona acotada inferior (5:45 - 6:15).

Se registraron 2 anomalías que superaron el 40% de 47% y 48%.

La tecnología de flujo magnético de tipo axial (MFL-A) posee mayor sensibilidad para la detección de defectos de tipo circunferencial. La morfología que más representación posee es la tipo Pitting.

	Prof. Reportada (%E.N.)	TOTAL	INT	EXT	N/A	MID
Anomalías de Corrosion	> 60%	-	-	-	-	-
	40 - 59%	-	-	-	-	-
	20 - 39%	178	168	10	-	-
	10 - 19%	10859	10784	75	-	-
Anomalías de Pérdida de Metal no Causadas por Corrosión	> 60%	-	-	-	-	-
	40 - 59%	2	2	-	-	-
	20 - 39%	498	498	-	-	-
	10 - 19%	3652	3652	-	-	-
Total Anomalías de Pérdida de metal		15189	15104	85	-	-

Tabla 6 – Cuantificación de defectos MFL-A

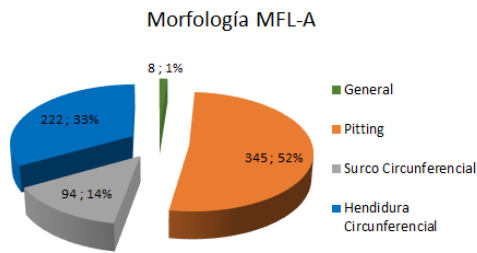


Figura 12 – Morfología de defectos

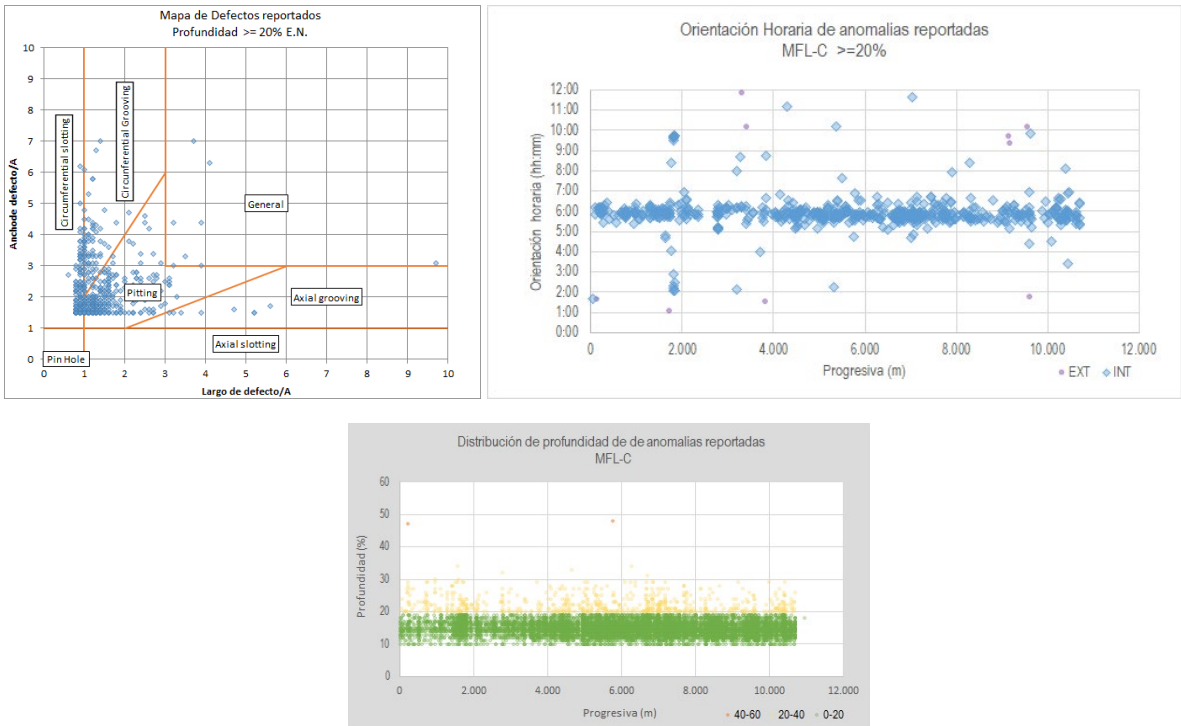


Figura 13 – Características de los defectos MFL-A

MFL-A: Calibración

- La calibración se llevó a cabo sobre una población de 25 defectos mas severos por corrosión interna entre 29-48% de perdida de metal, cuyas posiciones fueron efectivamente corroboradas contra las reportadas para dar validez a la muestra.
- Profundidad máxima ILI equivalente al 54% del espesor nominal contra el 33% obtenida en el relevamiento directo.
- Existe una ligera tendencia al sobre-dimensionamiento por parte del ILI.
- Basado en los criterios API1163 se obtuvo un valor de certeza calculado del 92%, superando el 80% especificado por el proveedor para la herramienta.

dist.del reg. [m]	a sold.aguas arriba [m]	evento / comentario	no.de junta	long. de junta [m]	esp. [mm]	pos.horaria	prof. máx. [%]	long. [mm]	ancho [mm]	prof. Campo [%]	Diferencia
3716,171	-1,937	Corrosión	5300	10,167	6,35	04:00	29	8	15	7	22
6102,975	-0,454	Anomalia - Otra / p. canalización	8700	5,609	6,35	05:52	29	20	26	7	22
233,844	-0,245	Anomalia - Otra / AP #2, p. pérdida de metal	460	5,525	6,35	05:52	47	6	27	30	17
6675,721	-8,614	Anomalia - Otra / p. canalización	9570	8,806	6,35	05:41	29	12	15	22	7
6388,213	-5,908	Anomalia - Otra / p. canalización	9100	5,909	6,35	06:06	29	8	25	23	6
7182,208	-11,483	Anomalia - Otra / p. canalización	10080	11,576	6,35	05:48	29	11	16	23	6
5018,066	-5,738	Anomalia - Otra / p. canalización	7040	5,749	6,35	05:49	29	8	24	24	5
6263,361	-0,234	Anomalia - Otra / p. canalización	8920	5,276	6,35	06:44	29	33	20	24	5
1734,435	-1,555	Corrosión / p. canalización	2780	4,562	6,35	06:18	29	9	15	25	4
758,775	-10,997	Anomalia - Otra / p. canalización	1350	11,367	6,35	06:02	29	9	15	25	4
5085,594	-0,322	Anomalia - Otra / p. canalización	7170	5,852	6,35	05:39	29	10	18	26	3
10423,989	-0,342	Anomalia - Otra / p. canalización	13170	11,455	6,35	05:58	29	18	22	26	3
1723,027	-0,115	Anomalia - Otra / p. canalización	2760	4,536	6,35	05:42	29	13	16	26	3
957,349	-5,212	Anomalia - Otra / p. canalización	1580	5,69	6,35	05:53	30	9	16	28	2
5768,495	-0,322	Anomalia - Otra / AP #4, p. pérdida de metal	8170	5,985	6,35	05:39	48	9	35	46	2
6859,009	-0,272	Anomalia - Otra / p. canalización	9750	11,287	6,35	05:54	29	14	19	28	1
6722,569	-0,153	Anomalia - Otra / p. canalización	9620	9,356	6,35	05:41	31	11	19	31	0
6858,851	-0,114	Anomalia - Otra / p. canalización	9750	11,287	6,35	05:52	29	13	16	29	0
10010,976	-10,448	Anomalia - Otra / p. canalización	12770	10,535	6,35	05:27	29	13	31	30	-1
748,103	-0,325	Anomalia - Otra / p. canalización	1350	11,367	6,35	05:50	29	10	18	32	-3
227,906	-6,666	Anomalia - Otra / p. canalización	440	6,803	6,35	05:54	29	24	34	32	-3
2792,986	-4,371	Corrosión / p. canalización	4210	6,249	6,35	06:20	32	9	17	36	-4
957,391	-5,254	Anomalia - Otra / p. canalización	1580	5,69	6,35	05:53	29	9	23	36	-7
6293,665	-3,136	Corrosión / p. canalización	8960	5,382	6,35	06:21	34	10	33	47	-13
4673,279	-6,651	Anomalia - Otra / p. canalización	6560	6,661	6,35	05:37	33	10	31	61	-28

Tabla 7 – Identificación de defectos MFL-A

Tolerancias aplicables Proveedor:

	Nivel de certeza +	GENERAL MIL	PITTING	AXIAL GROOVING	CIRCUNF. GROOVING	PINHOLE	AXIAL SLOTTING	CIRCUNF. SLOTTING
En cuerpo de tubo	80%	10	10	15	10	10	10	10
En ZAC	80%	15	15	15	15	15	15	15

Tolerancias mediciones campo:

	Medición del espesor de pared [±/-mm]	Medición espesor remanente [±/-mm]
Tolerancias adoptadas para las mediciones realizadas en campo	0,15	0,15

Tabla 8 – Tolerancias lectura herramienta MFL-A

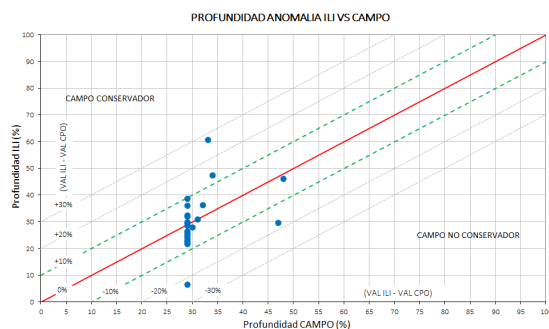


Figura 14 – Comparativa MFL-A vs Campo

MFL-A ULTRA: Corrida

Para determinar defectos más pequeños del tipo Pin Hole se realizó en abr-2021 la corrida del MFL A Ultra. En el mismo se pudo observar que:

- El 99,6% de los defectos reportados corresponden a anomalías internas, en donde el 58% de los defectos internos remanentes se localizan en la zona acotada inferior (5:45 - 6:15).
- Se registraron 60 anomalías que superaron el 40% con un máximo de 56%.
- La tecnología de flujo magnético de tipo axial (MFL-A ULTRA) posee mayor sensibilidad para la detección de defectos de tipo circunferencial. La morfología que más representación posee es al tipo Hendidura Circunferencial.

	Prof. reportada (%E.N.)	TOTAL	INT	EXT	N/A	MID
Anomalías de corrosión	> 60%	-	-	-	-	-
	40 - 59%	60	60	-	-	-
	20 - 39%	30.052	29.947	105	-	-
	10 - 19%	294.148	293.105	1.043	-	-
Anomalías de Pérdida de Metal no Causadas por Corrosión:	> 60%	-	-	-	-	-
	40 - 59%	-	-	-	-	-
	20 - 39%	61	4	-	57	-
	10 - 19%	80	14	-	66	-
Total Anomalías de Pérdida de metal		324.401	323.130	1.148	123	-

Tabla 9 – Cuantificación de defectos MFL-A Ultra

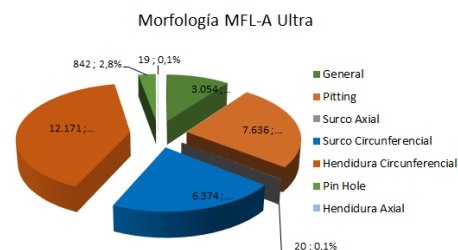


Figura 15 – Morfología de defectos

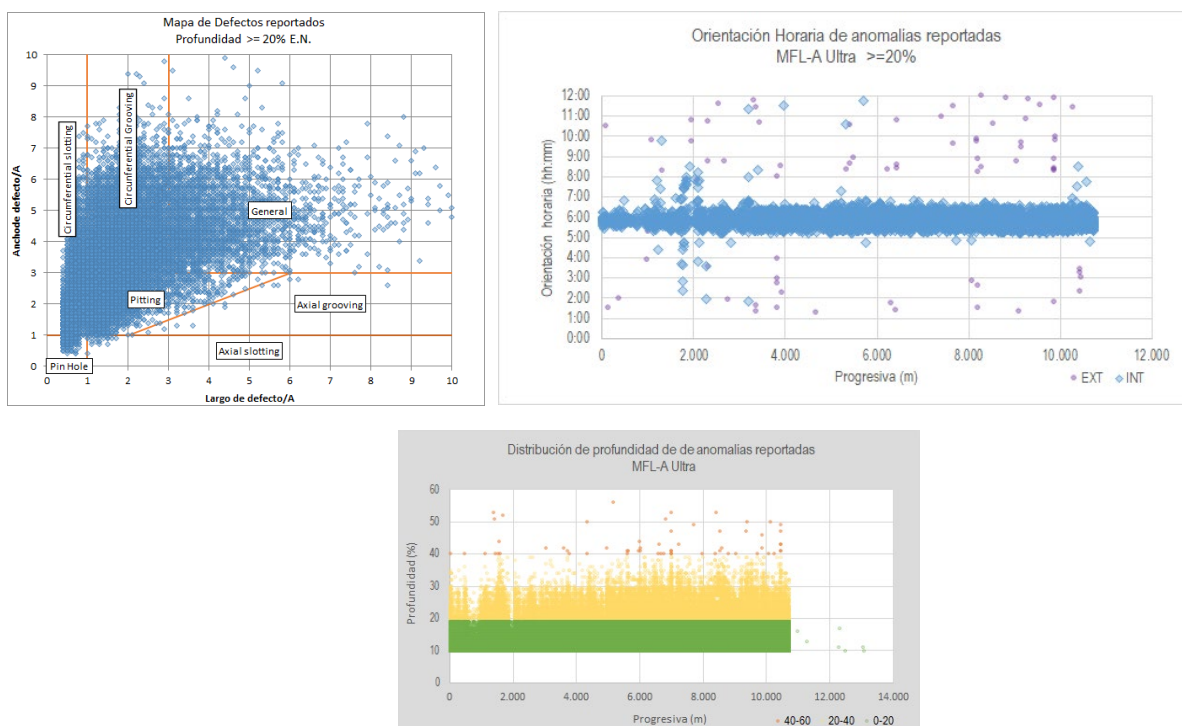


Figura 16 – Características de los defectos MFL-A

MFL-A ULTRA: Calibración

La calibración se llevó a cabo sobre una población de 65 defectos por corrosión interna entre 11-53% de pérdida de metal en la Junta 9900, donde se inspeccionó 5,5 mts de la misma.

- Existe una tendencia al sub-dimensionamiento por parte del ILI.
- Basado en los criterios API1163 se obtuvo un valor de certeza calculado del 94%, superando el 80% especificado por el proveedor para la herramienta.
- De todas maneras, actualmente se continúa realizando verificación de defectos para validar la corrida.

dist.del reg. [m]	a sold.aguas arriba [m]	evento / comentario	no.de junta	long. de junta [m]	esp. [mm]	pos.horaria	prof. máx. MFL Ultra [%]	long. [mm]	ancho [mm]	prof. Campo [%]	Diferencia
7002,524	-3,499	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:47	26	30	45	25	1
7002,595	-3,570	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:42	27	32	43	25	2
7002,653	-3,628	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:38	27	44	49	24	3
7002,935	-3,910	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:53	28	15	32	26	2
7003,111	-4,086	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:46	30	42	41	28	2
7003,269	-4,244	Corrosión	9900	9,034	6,35	5:58	28	4	18	30	-2
7003,401	-4,376	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:55	32	23	26	32	0
7003,504	-4,479	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:37	23	12	44	31	-8
7003,584	-4,559	Corrosión	9900	9,034	6,35	5:58	27	4	14	29	-2
7003,610	-4,585	Corrosión	9900	9,034	6,35	5:59	25	4	17	35	-10
7003,623	-4,598	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:57	24	13	27	34	-10
7003,862	-4,837	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:48	26	35	44	30	-4
7003,897	-4,872	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:49	31	50	42	31	0
7003,993	-4,968	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:50	26	14	33	30	-4
7004,222	-5,197	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:58	22	18	35	28	-6
7004,492	-5,467	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:51	21	31	33	30	-9
7004,532	-5,507	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:54	26	24	41	31	-5
7004,849	-5,824	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:38	29	29	46	31	-2
7004,887	-5,862	Corrosión	9900	9,034	6,35	5:53	22	5	15	30	-8
7004,913	-5,888	Agrupación de Corrosión	9900	9,034	6,35	5:39	23	40	73	33	-10

Tabla 10 – Identificación de defectos MFL-A Ultra

Tolerancias aplicables Proveedor:

	Nivel de certeza :	GENERAL MFL	PITTING	AXIAL GROOVING	CIRCUNF. GROOVING	PINHOLE	AXIAL SLOTTING	CIRCUNF. SLOTTING		Medición del espesor de pared [±/- mm]	Medición espesor remanente [±/- mm]
En cuerpo de tubo	80%	8	8	10	8	8	12	8	Tolerancias adoptadas para las mediciones realizadas en campo	0,15	0,15
En ZAC	80%	13	13	18	13	13	22	13			

Tolerancias mediciones campo:

Tabla 11 – Tolerancias lectura herramienta MFL-A Ultra

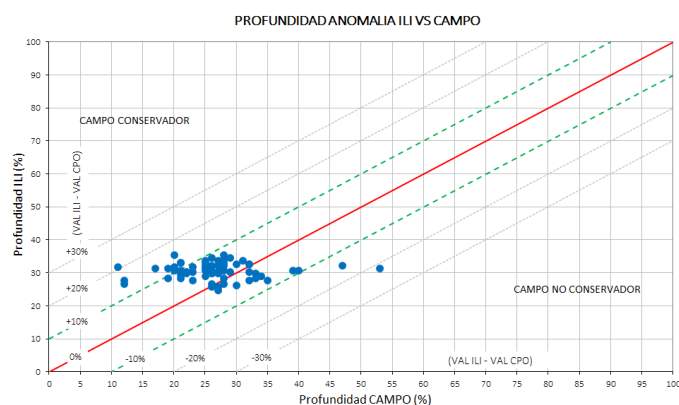


Figura 17 – Comparativa MFL-A Ultra vs Campo

MFL-A vs MFL-A ULTRA

La cantidad de anomalías reportadas por la herramienta MFL-A Ultra (abr-2021) en comparación con la MFL-A (ene-2019) es notablemente superior

MFL-A 2019

Anomalías de Pérdida de Metal:	
Profundidad de la anomalía	Total
≥ 60 %	ninguna
40 – 59 %	2
20 – 39 %	676
10 - 19 %	14511
Total	15189

MFL-A ULTRA 2021

Anomalías de Pérdida de Metal:	
Profundidad de la anomalía	Total
≥ 60 %	ninguna
40 – 59 %	60 → 30x
20 – 39 %	30113 → 45x
10 - 19 %	294228 → 20x
Total	324401 → 21x

MFL-A Ene-2019									
ULTRA MFL Abr-2021									
dist.del reg. [m]	pos.horaria	prof. máx. [%]	long. [mm]	ancho [mm]	prof. máx. [%]	long. [mm]	ancho [mm]	pared int.	Diferencia
1398,437	06:22	16	11	15	53	13	35	INT	37
1418,089	05:53	28	10	38	51	7	35	INT	23
1673,183	05:58	23	8	15	52	8	19	INT	29
4338,426	06:48	19	8	15	50	22	78	INT	31
5181,547	06:14	20	10	15	56	14	21	INT	36
6834,876	06:09	15	8	17	51	7	14	INT	36
7005,437	05:55	18	34	39	53	14	23	INT	35
1418,089	05:47	27	9	38	53	8	19	INT	26
9393,385	06:00	18	8	15	50	17	27	INT	32
10133,338	05:55	13	8	15	50	8	40	INT	37

Tabla 12 – Comparativa entre herramientas MFL-A vs MFL-A Ultra

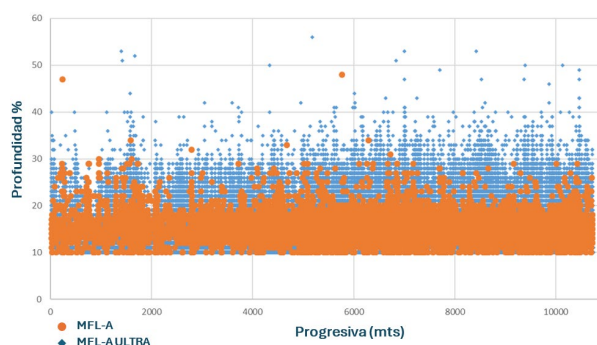
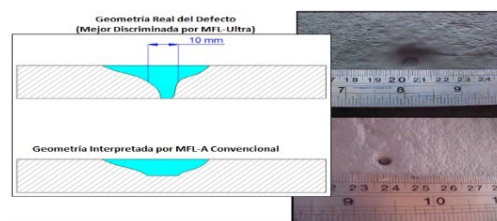


Figura 18 – Comparativa MFL-A vs MFL-A Ultra

La principal diferencia entre ambas herramientas es la cantidad de sensores para recibir las señales:

- MFL A Estándar (8''): tiene 8 canales por sensor.
- MFL ULTRA (8''): 2 cuerpos con 64 canales por sensor (Sensores de Ultra alta definición y diseño triaxial) cruzados para cubrir mayor porcentaje de la superficie. Permite detectar defectos más pequeños y definir la estructura exacta de los grupos de defectos.



MFL-C: Corrida

El tramo de 8''-14,3 km fue inspeccionado internamente por primera vez por la empresa Rosen en jun-2022 con la herramienta de flujo magnético RoCorr MFL-C.

- El 99,6% de los defectos reportados corresponden a anomalías internas, en donde el 72% de los defectos internos remanentes se localizan en la zona acotada inferior (5:45 - 6:15).
- Se registraron 1 anomalía del 42%, y 9 entre 20 y 31%.
- La tecnología de flujo magnético de tipo circunferencial (MFL-C) posee mayor sensibilidad para la detección de defectos de tipo axial. La morfología que más representación posee es la tipo Hendidura Axial.

	Prof. Reportada (%E.N.)	TOTAL	INT	EXT	N/A	MID
Anomalías de Corrosion	> 60%	-	-	-	-	-
	40 - 59%	1	1	-	-	-
	20 - 39%	9	9	-	-	-
	10 - 19%	86271	86015	256	-	-
Anomalías de Pérdida de Metal no Causadas por Corrosión	> 60%	-	-	-	-	-
	40 - 59%	-	-	-	-	-
	20 - 39%	-	-	-	-	-
	10 - 19%	77	-	-	77	-
Total Anomalías de Pérdida de metal		86358	86025	256	77	-

Tabla 13 – Cuantificación de defectos MFL-C

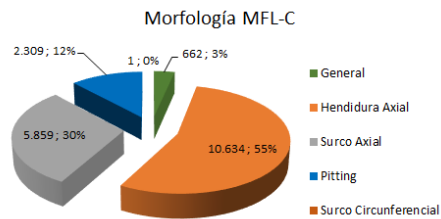


Figura 19 – Morfología de defectos

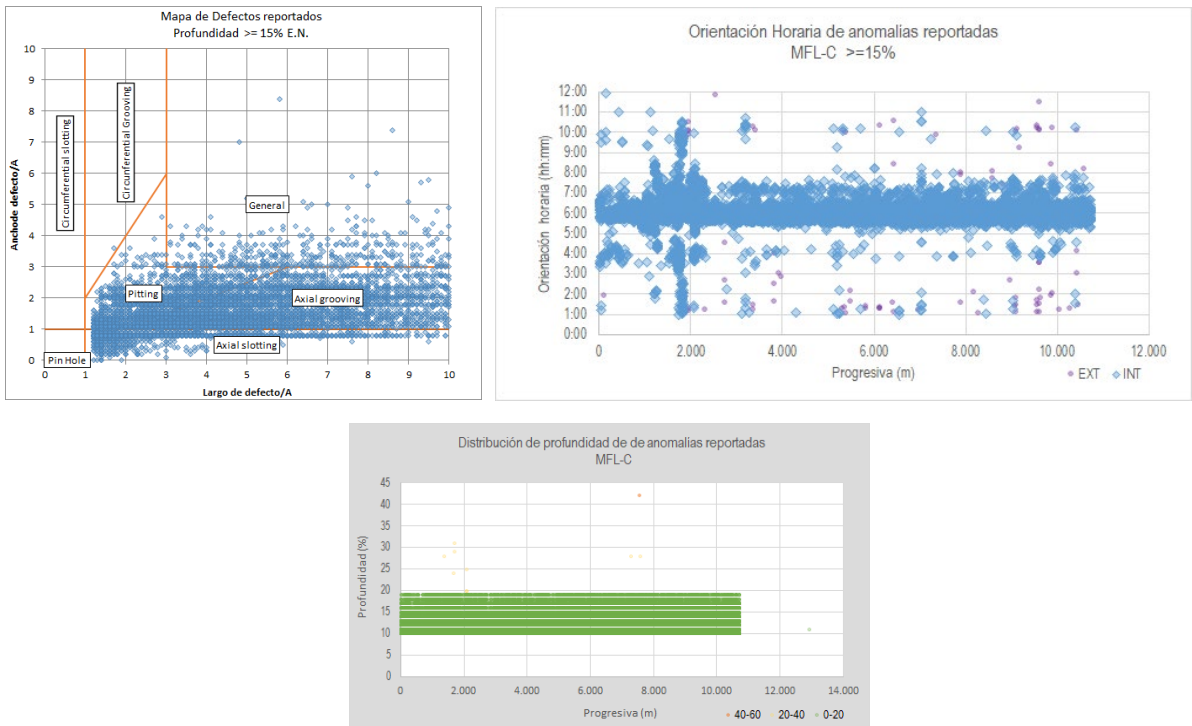


Figura 20 – Características de los defectos MFL-C

- El 98% de los defectos no superan los 100 mm de longitud entre 10-42% de pérdida de material con 85 mm de longitud para el defecto más severo.
- El 1% de los defectos se encuentran entre 100 y 200 mm de longitud entre 10-28%.
- Solo 76 defectos superan los 200 mm de longitud entre 15-29% de pérdida, y 1 solo defecto de 523 mm de longitud con 29% de pérdida.
- 77 Juntas (620 mts) se encuentra entre hora 05:45 y 06:15 donde el 72% de los defectos internos se encuentran en esa zona.

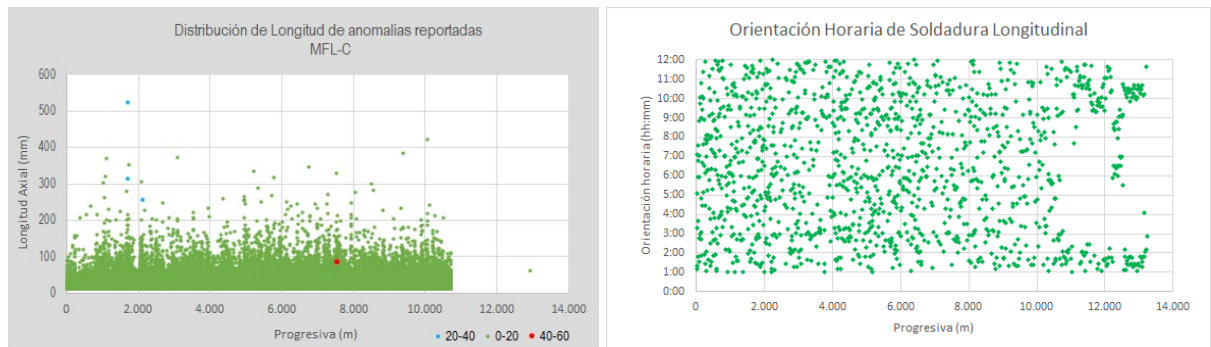


Figura 21 – Distribución y Orientación de los defectos en MFL-C

Calibración MFL-C

- La calibración se llevó a cabo sobre una población de 8 defectos más severos por corrosión interna entre 20-42% de pérdida de metal, cuyas posiciones fueron efectivamente corroboradas contra las reportadas para dar validez a la muestra.
- Profundidad máxima ILI equivalente al 42% del espesor nominal contra el 37% obtenida en el relevamiento directo.
- Existe una ligera tendencia al sub-dimensionamiento por parte del ILI.
- Basado en los criterios API1163 se obtuvo un valor de certeza calculado del 82%, superando el 80% especificado por el proveedor para la herramienta.

dist.del reg. [m]	a sold.aguas arriba [m]	evento / comentario	no.de junta	long. de junta [m]	esp. [mm]	pos.horaria	prof. máx. [%]	long. [mm]	ancho [mm]	prof. Campo [%]	Diferencia
1700,844	-4,015	Agrupación de Corrosión / AP #03	2710	4,863	6,35	6:25	31	94	18	27	4
1701,143	-4,314	Agrupación de Corrosión / AP #04	2710	4,863	6,35	5:53	29	4	12	31	-2
1698,070	-1,241	Agrupación de Corrosión / AP #02	2710	4,863	6,35	6:18	24	316	26	30	-6
2099,481	-4,344	Agrupación de Corrosión / AP #07	3400	5,513	5,56	5:45	25	256	37	37	-12
2095,223	-0,086	Agrupación de Corrosión / AP #05	3400	5,513	5,56	6:28	20	63	9	28	-8
2097,332	-2,195	Agrupación de Corrosión / AP #06	3400	5,513	5,56	6:27	20	148	37	29	-9
7550,828	-7,378	Agrupación de Corrosión / AP#09 nota 2	10420	11,520	6,35	6:04	42	85	15	37	5

Tabla 14 – Identificación de defectos MFL-C

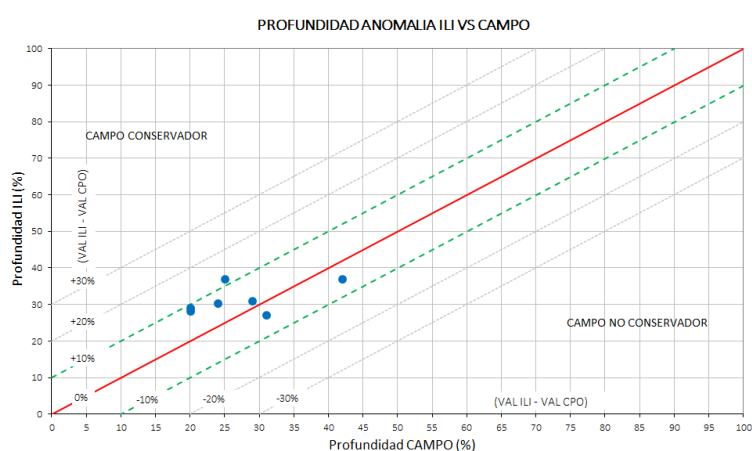


Figura 22 – Comparativa MFL-C vs Campo

Tolerancias aplicables Proveedor:

	Nivel de certeza:	GENERAL ML	PITTING	AXIAL GROOVING	CIRCUNF. GROOVING	AXIAL SLOTTING
En cuerpo de tubo	80%	15	19	15	15	15
En ZAC	80%	25	25	25	25	25

Tolerancias mediciones campo:

	Medición del espesor de pared [± mm]	Medición espesor remanente [± mm]
Tolerancias adoptadas para las mediciones realizadas en campo	0,1	0,1

Tabla 15 – Tolerancias lectura herramienta MFL-C

MFL-C VS MFL-A ULTRA

EL MFL-A Ultra brinda una definición mucho más certera que el MFL-A en lo que respecta a la detección y dimensionamiento de pinholes, pero no para la detección de anomalías que se extienden en sentido axial como el MFL-C.

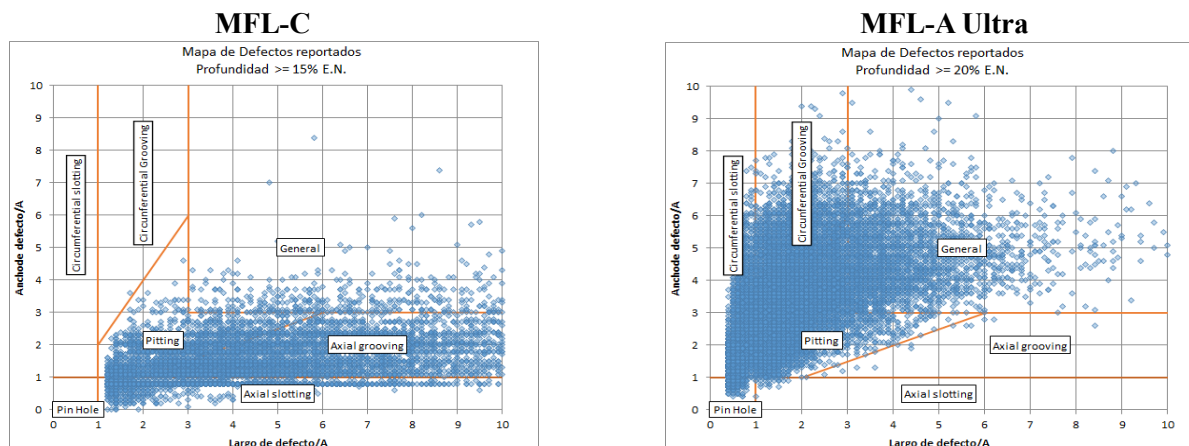


Figura 23 – Comparativa de los defectos en MFL-C vs MFL-A Ultra

APTITUD PARA EL SERVICIO (FFS)

Considerando los registros de inspección interna disponibles se pudo obtener parámetros como profundidad, longitud y ancho de cada defecto, con los cuales se realizó una evaluación analítica de aptitud mecánica.

La capacidad mecánica se calculó mediante ASME B31G, la cual determina la resistencia remanente en función de los defectos determinados por la corrida del MFL-C y MFL-A Ultra.

En la Figura 24 se grafica la evaluación de FFS, las presiones de falla mínima para cada defecto reportado por las corridas ILI.

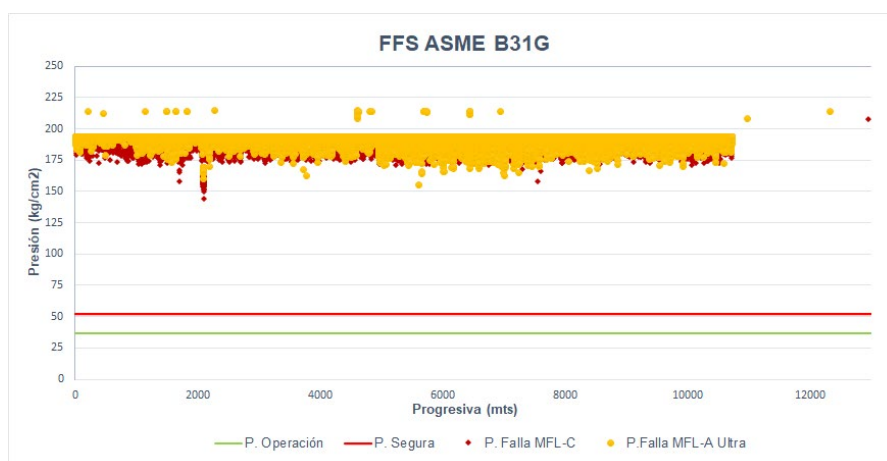


Figura 24 – Aptitud para el servicio

Los resultados obtenidos indican que no existiría riesgo de compromiso mecánico eventual, bajo las condiciones actuales de operación. El defecto condicionante situado en la progresiva 2099,481 con una profundidad del 25% y longitud 256 mm, presenta la mínima presión de falla equivalente a 144,57 kg/cm². La presión segura en este punto es inferior.

PLAN DE ASEGURAMIENTO

- Reparaciones

INSPECCIÓN DIRECTA-MONTAJE DE CAMISAS

Verificación/reparación de los 33 defectos críticos entre 30-56% (promedio 47 %) detectado con el MFL-A Ultra, lo que implicaron 28 Cateos, con un promedio verificado de 30,9 %.

En los mismos se realizó una inspección exhaustiva de phased array entre hora 05:45 – 06:15 con ampliación de la zona de inspección de mínimo 2 mts, reportando ubicación de soldadura longitudinal de cada caño.

Estas acciones concluyeron en la colocación de 84 camisas tipo B con un total de 1071 anomalías reparadas desde 06/2022 a 09/2023.

Se realizó verificación/reparación de los 5 defectos más severos entre 20-42% del MFL-C.



- **Reemplazos parciales**

Se realizó un cambio parcial e/ las Junta 3400 y 3410 con la extracción de una probeta para su verificación.



TRATAMIENTO QUÍMICO

Biocida e inhibidor de corrosión

En Oleoducto CABO-CENT posee tratamiento químico con biocida desde el año 2011.

En Septiembre del año 2021 se realizó un ensayo Kill Test y se identificó un PQ más eficiente

Se actualizó la configuración de tratamiento con algunos cambios de PQ (biocida) y adicionalmente se agregó inhibidor de corrosión en dos puntos.

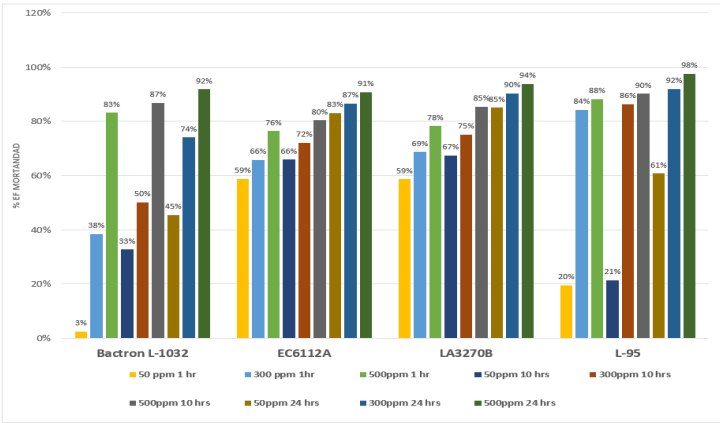


Figura 25 - Kill Test CABO 4 PQs y tres dosis diferentes

Diseño de tratamiento	Instalación - Pozo (Nombre_Corto)	API CD /SAP	Método Tratamiento	Tipo de Tratamiento	Fecha de inicio de TQ	Prod.Químico	Dosis Recomend. [L/D]
Anterior	CABO LLL-Centenario (inicio)	DURELLLCENTES	CONTINUA	Biocida	4/11/2011	BACTRON L1032 BACTERIC. (L	50
Actual	Sda. Oleoducto CABO-CENTENARIO	DURELLLCENTES	CONTINUA	Biocida	10/5/2022	LA3270B	30
	Sda. Oleoducto CABO-CENTENARIO	DURELLLCENTES	CONTINUA	Inh. Corrosión	24/8/2022	CORTONRRN469	10

Tabla 16 –Tratamiento Químico

Contenido bacteriano (c ATP)

PROCEDENCIA	c ATP	c ATP	METODO
	pg ATP/ml	ME/ml	
PURGA TK 537 PTA CENTENARIO	12,56	1,26E+04	Luminiscencia

APLICACIÓN	CONTROL ADECUADO: [pg cATP/ml]	ACCIÓN PREVENTIVO: [pg cATP/ml]	ACCIÓN CORRECTIVA: [pg cATP/ml]
POLIMEROS, CUIDADO PERSONAL, CUIDADO EN CASA	<100	100 a 1000	>1000

MONITOREO DE CORROSIÓN

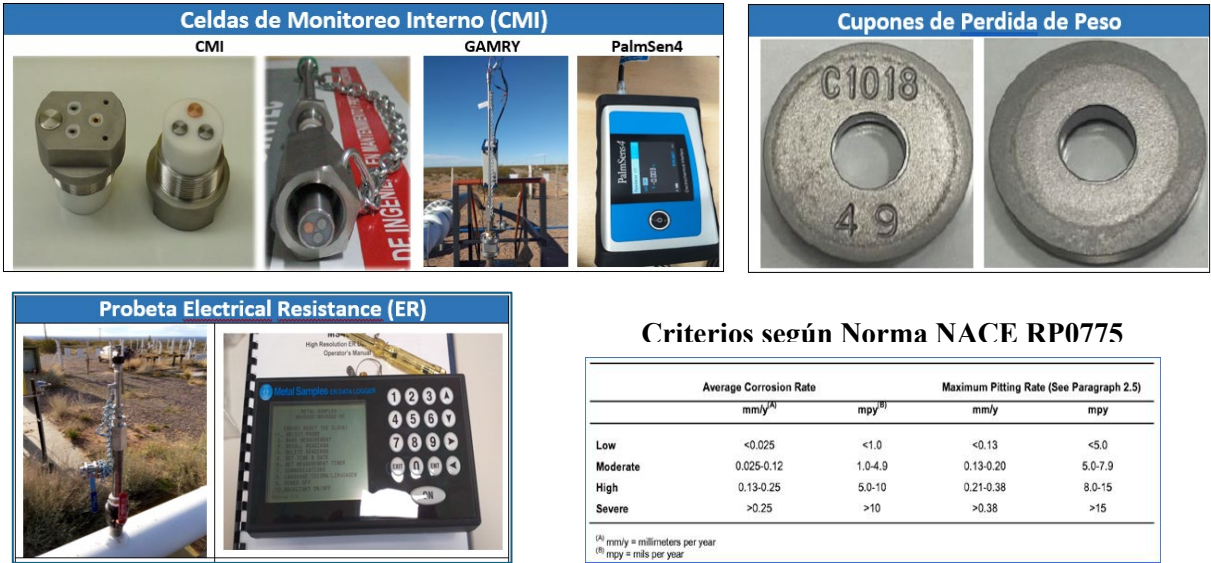


Figura 26 – Monitoreo de Corrosión

Mediciones CMI/ER/CC

DESCRIPCION EQUIPO	Item	Metodo de Medición	SAP	UBICACION	MPY	Observaciones
FIN TRAMO 2	59	CMI	DURELLLCENTES2	PLANICIE BANDERITA	0,0022	Ruido en la medición
		CC			0,426	Medición Promedio
INICIO TRAMO 3	33	CC	DURELLLCENTES3	Trampa de scrapper de 12" PLANICIE BANDERITA	0,105	Medición Promedio
		ER			0,115	Medición Promedio
		CMI				Sensor sin contacto con la fase agresiva
Pta CENTENARIO	30	CC	DURELLLCENTES4	Trampa de scrapper de 8" en Planta Centenario	0,23	Medición Promedio

Tabla 17 – Valores reportados en el Monitoreo de Corrosión

PLAN DE LIMPIEZA

Como fue mencionado precedentemente el Tramo 2 se encuentra bajo un plan de limpieza periódicas desde los últimos 14 años de sus 44 años de su puesta en marcha. Dicho plan se fue optimizando y adecuando en función de los resultados, estudios realizados y en acompañamiento con el tratamiento químico inhibidor de parafinas, en una configuración de dosis y punto de aplicación más efectiva. El mismo derivó en una frecuencia periódica de 30 días con una configuración de discos con muy buenos resultados.

Activo	DUCTO	Denominación Equipo	Diámetro [Pulg]	Longitud [mts]	Frecuencia [Dias]
LLL	DURELLLCENTES2	OLEODUCTO 120-E LOMA LA LATA-CENTENARIO	8	14300	30

Tabla 18 – Frecuencia de Limpieza



Figura 27 – Limpiezas periodicas en Tramo 2.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la evaluación económica se realizó un análisis comparativo considerando las dos hipótesis planteadas en el comienzo del proyecto original. Esto implicaba, por un lado, realizar el reemplazo total del Tramo 2 y por el otro, la realización un estudio técnico exhaustivo que nos permitió darle una viabilidad técnica-económica, considerando las acciones descriptas sobre el mismo.

Para los cual se consideraron los costos asociados a los pasajes de las herramientas instrumentadas, los costos asociados a la verificación-reparación de anomalías, como así también los costos asociados a estudios ingenieriles. Todo esto versus la estimación de costos para el cambio del tramo.

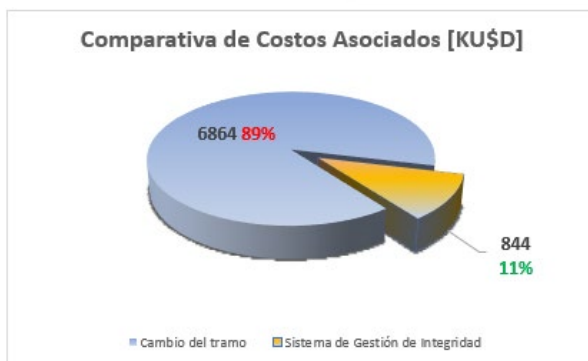


Figura 28 – Evaluación Económica

CONCLUSIONES

- La amenaza dominante es la Corrosión Interna. Lo cual también está asociado con que es uno de los dos tramos con mayor antigüedad.
- El tipo de herramienta recomendada para la inspección de un Oleoducto con amenaza por Corrosión Interna consta de una combinación de las tecnologías MFL-A Ultra y MFL-C, para cubrir toda el área a inspeccionar y disminuir la incertidumbre de los defectos. Podría utilizarse UTWM (Ultrasonic Wall Thickness Measurement), pero el costo es sumamente elevado (10X) comparado con el MFL.
- Los costos asociados a la Gestión de Integridad para definir el reemplazo de un Oleoducto son relativamente inferiores.
- Para validar las corridas de las herramientas MFL-C y MFL-A Ultra es recomendable utilizar la técnica de Phased Array con Hydroform.
- La limpieza combinada mecánica-química con una configuración alternada demuestra una alta eficiencia de limpieza, acorde a las condiciones necesarias para el pasaje de la herramienta y así evitar el Lift Off.
- Para ductos con antigüedad > 40 años y que no cuenten con datos constructivos, es recomendable la clasificación y evaluación precisas de la soldadura longitudinal (orientación horaria) mediante la tecnología MFL-C.

BIBLIOGRAFÍA

- NACE Standard RP0775-2005 - Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.
- API STANDARD 1163 SECOND EDITION, APRIL 2013 In-line Inspection Systems Qualification.
- PIPELINE REPAIR MANUAL, Pipeline Research Council International, Inc. August 8, 2006.
- Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines 2016, Pipeline Operators Forum.
- Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, ASME B31G – 2023.

CURRICULUM VITAE (CV) INTEGRANTES:**PAEZ, Gustavo Ariel (YPF SA)**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Químico – UTN – Facultad Regional Córdoba (FRC).

Trayectoria: 14 años de experiencia en la industria petrolera en el área producción, principalmente en las etapas de Upstream y Midstream, orientado a la optimización e integridad de las instalaciones. Certificación de Internal Corrosion Technologist (NACE) nivel básico y nivel avanzado. Algunos de los Paper más recientes: Improvements in the application of corrosion inhibitors in oil Wells (LATINCORR 2018); Dual chemical treatment thru a capillary injection system in tight gas wells (LATINCORR 2018); Sistema de Gestión de Corrosión (Congreso Integridad 2023 YPF).

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Integridad de Ductos – YPF SA

DILUCENTE, Fernando (YPF SA)

Título y lugar de estudio: Ingeniero Químico – UTN – Facultad Regional Neuquén (FRN). Post grado en Especialización en Ingeniería y Gestión del Mantenimiento – Universidad Austral

Trayectoria: 20 años de experiencia en Ingeniería de Integridad y Corrosión e Ingeniería de Mantenimiento en la industria Oil&Gas.

Ha trabajado en empresas de Downstream y Upstream en el control del tratamiento de corrosión, incrustación y ensuciamiento microbiológico, como así también en la operación del tratamiento de petróleo y agua. Se ha desempeñado como Ingeniero de Confiabilidad, Corrosión e Integridad en equipos de superficie y de subsuelo en yacimientos convencionales y no convencionales, y como referente técnico de tratamiento químico. Certificación de Internal Corrosion Technologist nivel básico, Cathodic Protection Tester y Cathodic Protection Technician (NACE).

Cargo actual en la empresa: Jefe de Ingeniería de Integridad – YPF SA