

Inspección basada en riesgo de cañerías no piggeables en estaciones de bombeo

Rivas Beorchia Nicolas, Oldelval S.A., Nicolas.Rivas@oldelval.com

Sinopsis

El presente trabajo tiene por objetivo presentar las inspecciones de verificación directa en cañerías aéreas y soterradas dentro de las instalaciones de las estaciones de bombeo del sistema de oleoductos de OLDELVAL S.A. La complejidad de estas instalaciones reside en la imposibilidad de inspección interna (ILI) siendo que las mismas están sometidas a exigentes condiciones operativas. La escasa información disponible sobre su fabricación y el mantenimiento, potenciadas por su antigüedad son agravantes de esta situación. Debido a la gran extensión de las mismas dentro de la planta, resulta muy importante jerarquizar las cañerías de modo tal de centrar los esfuerzos en aquellas que resulten de mayor riesgo. La combinación de estudios RBI y análisis ICDA-ECDA con los modos de falla de las cañerías en los diferentes sectores de la planta, así como la experiencia de los operadores fueron los pilares para seleccionar las zonas a ser inspeccionadas de carácter directo.

La metodología implica el análisis del estado de la tierra y el revestimiento; la realización de estudios mediante phased array y por partículas magnetizables en las cañerías; y el relevamiento in situ de potenciales dentro de la planta.

En base a los resultados obtenidos se derivan diferentes acciones: ampliación o reducción de frecuencia de inspección, necesidad de control puntual en determinadas zonas (control de potenciales, velocidades de corrosión), acciones de remediación (reparaciones, recoating, reemplazo).

Palabras claves: Inspección de cañerías, Planta, ICDA-ECDA, Phased Array, RBI

Introducción

Oleoductos del Valle (Oldelval S.A.) comienza la operación del Sistema de Oleoductos el 12 de Abril de 1993. El Estado Nacional, a través de YPF S.A, cedió el 70% de su participación accionaria a una sociedad concesionaria formada por los más importantes productores de petróleo de la cuenca Neuquina.

El objetivo de esta empresa es transportar hidrocarburo de los distintos Clientes hasta los puntos de entrega. El Sistema de Oleoductos colecta el hidrocarburo proveniente de las zonas de Rincón de los Sauces, Catriel, Plaza Huincul, Challacó, Centenario y Allen, transportándolo a diferentes destinos como la Terminal de embarque Oiltanking EBYTEM S.A. de Puerto Rosales en la Costa Atlántica, en el descargadero de camiones propiedad de YPF S.A en Challacó y en el Complejo Industrial Plaza Huincul de YPF S.A, ver Figura 1.



Figura 1.- Ubicación geográfica del sistema de oleoductos

Alcance

Dentro de las instalaciones del sistema de bombeo, la mayoría de las cañerías se encuentran soterradas. La información existente previa a la realización de las inspecciones no permitía inferir ninguna certeza respecto de la integridad de estos activos. La mayoría de los eventos e incidentes dentro de las Estaciones de Bombeo registrado al momento fueron por defectología de tipo corrosión interna y externa. De esta forma, para dar tratamiento a estas problemáticas, se llevó a cabo el proyecto de inspección basada en riesgo de cañerías no piggeables dentro de la instalación.

Debido a la imposibilidad de inspeccionar la totalidad de las cañerías, se utilizaron dos criterios para definir los puntos de inspección: por un lado se decidió hacer foco en aquellas cañerías que resultaron con los mayores niveles de riesgo; y por otro lado se busca inspeccionar diferentes puntos dentro de la planta para tener un panorama amplio de la instalación.

El riesgo se define como el producto de la probabilidad de la falla por la consecuencia de la misma, y se representa en una matriz de riesgo de 5 x 5 tal como se muestra en la Figura 2.

		E.B. Allen							E.B. Pichi				
		CONSECUENCIA							CONSECUENCIA				
P R O B A B I L I D A D		E	D	C	B	A	P R O B A B I L I D A D		E	D	C	B	A
	5							5					
	4	Descarga (x7)		Red contra incendio (x3)	Alivio (x3)			4		Descarga (x10) / Gas (x1)			
	3		Gas (x1)	Cañerías Tanques (x7)	By-pass (x3)			3				By-pass (x3)	
	2			Cargaderos (x4)		Drenajes		2			Ingresos (x4)	Alivio (x2)	Drenajes
	1							1					

		E.B. Medanito				
		CONSECUENCIA				
P R O B A B I L I D A D		E	D	C	B	A
	5					
	4		Descarga (x7)	Red contra incendio (x4)		
	3				By-pass (x1) / Cañerías tanques (x1)	Drenajes (x4)
	2			Cargaderos (x5)	Alivio (x1)	
	1					

Figura 2.- Matriz de riesgo inicial de inspecciones en las diferentes estaciones de bombeo.

El objetivo a través de las inspecciones es reducir el riesgo de la instalación, por medio de la reducción de la probabilidad de falla. Las inspecciones mediante END se llevaron a cabo en aquellas zonas que resultan de mayor posibilidad de encontrar un defecto, conforme al fenómeno corrosivo que se pueda evidenciar en cada zona en particular.

En aquellos casos en que las inspecciones efectuadas en las cañerías no resulten con anomalías de alta criticidad, la probabilidad de falla se reduce; mientras que si los defectos identificados son de relevancia la probabilidad de falla tiende a aumentar. De esta forma, para controlar el riesgo se deben llevar a cabo acciones de mitigación..

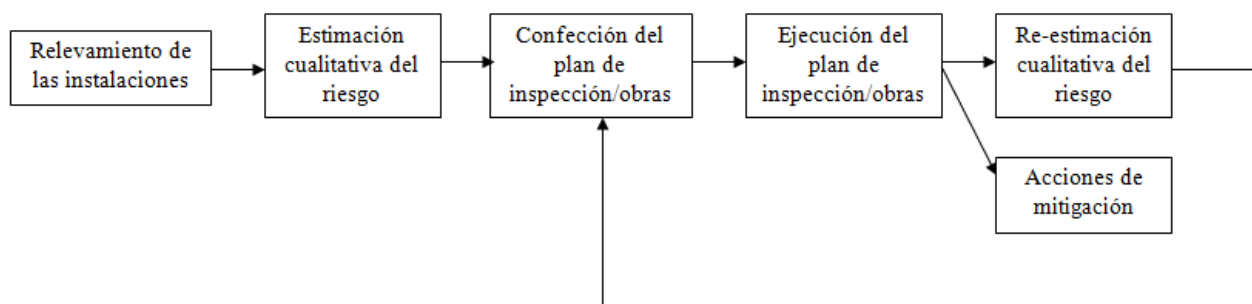


Figura 3.- Proceso de integridad de ductos en estaciones de bombeo.

Limitaciones y dificultades del proyecto

Dentro de las limitaciones del método se pueden enumerar las siguientes: falta de información previa; debido al desconocimiento del estado de la cañería fue necesario restringir las presiones en cañerías de descarga de planta para resguardar la integridad de las personas que realizan la ejecución de los trabajos; presencia de interferencias (cañeros, cables, veredas) ; no se puede inspeccionar la totalidad de la instalación. Se asume la muestra como representativa del resto de las partes no inspeccionadas, por eso el muestreo es parte fundamental de la técnica y tiende a ser conservador.

Desarrollo

Relevamiento de las instalaciones

El relevamiento de las instalaciones se llevó a cabo mediante estudios realizados en campo. Para el caso de las cañerías soterradas, se realizó utilizando la técnica de georadar en combinación con la radiotección.

Una vez efectuado el relevamiento, se identificó cada cañería con un código único para hacer trazable las inspecciones y la información recopilada durante el estudio.

Estimación cualitativa del riesgo

Para la estimación cualitativa del riesgo se consideraron diferentes factores dentro de los diferentes subsistemas distribuidos en la estación de bombeo en base a los lineamientos descriptos en la norma API 580 y otras consideraciones prácticas.

Para la probabilidad se tuvo en cuenta: presión de operación, geometría, frecuencia de circulación de la cañería, información pre-existente, consideraciones del sector de Operaciones.

Para la consecuencia se consideró: caudal, dispositivos de seguridad operativos, importancia en el sistema de bombeo, importancia en el sistema de mitigación.

Del producto de ambas variables se llega a la estimación del riesgo.

Confección del plan de inspección y mapa de equipos

Para la generación de los planes de inspección se propusieron diferentes fenómenos de degradación dentro de diferentes zonas de las instalaciones, respondiendo al análisis ICDA (enfocado en corrosión tipo interna). Paralelamente se consideraron los estudios PCM (Pipeline Current Mapper) y las mediciones de potenciales relevadas a la fecha.

En las zonas de alta presión, particularmente en zonas con cambios de dirección, se propuso que existían posibilidades de encontrar defectos de tipo erosión-corrosión, corrosión externa y posible presencia de fisuras.

En zonas de baja o nula circulación (como las cañerías de alivio y los drenajes) se podrían encontrar defectos tanto de corrosión interna (en la porción inferior de la cañería u hora 06:00) como de corrosión externa.

En las cañerías de interconexión de los tanques, existía la posibilidad de encontrar defectos tipo corrosión externa.

Para el caso de los cargaderos (cañerías de ingreso de planta) se propuso la posibilidad de encontrar defectos de tipo corrosión externa.

Ejecución del plan de inspección

Para ejecutar dichos planes de inspecciones se evaluaron las interferencias presentes en la zona adonde se realizaría la inspección. A posteriori se realizaron las tareas de excavación (en el caso de cañerías soterradas), evaluación inicial de la locación, quita de revestimiento, arenado y END (Ensayos No Destructivos). Los métodos de inspección para llevar adelante los END se seleccionaron de forma tal de identificar la defectología mencionadas anteriormente, con lo cual se utilizó ultrasonido mediante phased array (para evaluar el cuerpo de las cañerías) y partículas magnetizables (para evaluar las costuras).

En caso de que la defectología encontrada no tuviera necesidad de reparación, se prosiguió con la aplicación de nuevo revestimiento y/o pintura, el control del potencial de aplicación del mismo y la tapada (para cañerías soterradas).

En paralelo se realizaron ensayos de espectrometría de chispa para determinar los materiales existentes dentro de las instalaciones, principalmente en las cañerías de descarga por ser las cañerías de mayor exigencia mecánica en las estaciones de bombeo.

En la Tabla Nro. 1 se presentan en forma resumida los resultados obtenidos:

<i>Característica de la cañería</i>	<i>Circulación</i>	<i>Disposición</i>	<i>Sub-sistema</i>	<i>Corrosión externa</i>	<i>Corrosión interna</i>	<i>Corrosión galvánica</i>	<i>Ampollas</i>	<i>Erosión</i>
Operativa auxiliar	Periódica	Soterrada	Drenajes	x				
		Soterrada	By-pass		x			
Operativa principal	Constante	Soterrada	Descarga	x			x	x
		Soterrada	Gas	x				
		Soterrada/Aérea	Cargaderos	x				
		Soterrada	Tanques	x		x		
Seguridad	Eventual	Soterrada	RCI		x			
		Soterrada/Aérea	Alivio		x			

Tabla 1.- Defectología encontrada en función de las características operativas y la disposición

Dentro de los defectos detectados, se encontraron defectos no contemplados inicialmente tal como ampollas en la cañería de descarga y defectos de corrosión externa en codos de cañerías soterradas. En las Figuras 6 a 13 del Anexo se registran evidencias de los defectos encontrados.

En base a la experiencia desarrollada se enumeran cuestiones a considerar durante la ejecución del plan de inspección:

- Durante las tareas de arenado e inspección no destructiva, puede existir un derrame. Con lo cual es necesario de tener un kit de contención para mitigar tales situaciones.
- Cuando hay escasa información de las instalaciones, se debe convocar al personal con mayor antigüedad y conocimiento de las mismas.
- Ante de las eventualidad de encontrar un defecto que revista gravedad sería ideal contar con grampas para colocación temporaria del defecto. Este hecho se dificulta ante el desconocimiento de los diámetros y espesores de las cañerías soterradas como así también en zonas con geometrías complejas.
- Ante la necesidad de inspeccionar las cañerías de alta presión sin conocer su integridad, es necesario reducir la presión de operación.
- La comunicación entre las inspección y la operación debe ser constante ante la posibilidad de encontrar defectos que puedan alterar la normal operación del sistema de bombeo.

Acciones de mitigación

En aquellos casos en que los defectos encontrados eran de una criticidad tal que implicaban un riesgo para la instalación se llevaron a cabo acciones de mitigación tales como cambios de tramo, colocación de refuerzo de material compuesto, colocación de camisa con material adhesivo (Ver Figura 14) y parches para geometrías complejas.

Una vez ejecutado el plan de inspección se realizó la re-estimación del riesgo. De la totalidad de las cañerías analizadas, se encontraron defectos que por su dimensión y morfología tendieron a aumentar el nivel de riesgo, mientras que la ausencia de defectos de relevancia redujeron el nivel de riesgo de la instalación.

Re-estimación cualitativa del riesgo

Para la re-estimación del riesgo se tuvieron en cuenta los resultados obtenidos de las inspecciones de verificación directa considerando: tipo de defectología encontrada, disposición (aérea o soterrada), potencial ON, estado del revestimiento, espesor encontrado y/o profundidad de defectos, la capacidad de recirculación de la línea, importancia relativa de la línea en la operación del sistema de oleoductos y la configuración en campo real de las cañerías (puesto que muchas de ellas se encuentran soterradas y no siempre se conoce exactamente su traza, incluso utilizando las técnicas de radiodetección). Las inspecciones directas afectan los valores de probabilidad y en consecuencia también modifican el riesgo.

De un total de 71 inspecciones realizadas en diferentes zonas de las instalaciones se obtuvieron 6 zonas con riesgo alto y 8 con riesgo medio alto. Estas zonas representan un 19,7 % del total inspeccionado.

		E.B. Allen							E.B. Pichi				
		CONSECUENCIA							CONSECUENCIA				
P R O B A B I L I D A D		E	D	C	B	A	P R O B A B I L I D A D		E	D	C	B	A
	5	2		3	1			5				1	
	4			1				4		1	1		
	3	1						3					
	2	1						2		6			
	1	3	1	9	4			1		4	3	4	

		E.B. Medaño				
		CONSECUENCIA				
P R O B A B I L I D A D		E	D	C	B	A
	5			1		1
	4					
	3					
	2		3			1
	1		4	7	3	2

Figura 4.- Re-estimación del riesgo posterior a la ejecución del plan de inspección.

Confección del plan de obras

En base a los resultados obtenidos se llevará a cabo un plan de obras e inversiones haciendo foco en aquellas zonas que resultaron con los niveles más altos de riesgo (ALTO y MEDIO-ALTO). El objetivo de llevar adelante estas obras es reducir el nivel de riesgo de la instalación priorizando las inversiones en aquellas cañerías que atentan en mayor medida frente a la integridad de la misma.

Conclusiones

A partir del estudio y de las inspecciones realizadas se derivan las siguientes conclusiones:

- El 20% de las cañerías resultan con un riesgo alto y medio-alto con lo cual el foco de las inversiones de obra e inspección deben concentrarse en dichas cañerías.
- Respecto de la defectología propuesta inicialmente, hubo defectos que se pudieron evidenciar y también hubieron defectos no contemplados inicialmente (como el caso del ampollado y los defectos de corrosión externa en los codos).
- Resultó una técnica eficiente para detectar la defectología propuesta inicialmente
- La efectividad de la técnica podría mejorarse con el uso de PCM/ACVG para poder identificar defectos de revestimientos en cañerías rectas y soterradas.
- La técnica tiene limitaciones debido a la imposibilidad de inspeccionar la totalidad de las cañerías dentro de la locación, sin embargo apunta a intervenir aquellas zonas que resultan con la mayor probabilidad de encontrar una falla.
- Hay consideraciones importantes a tener en cuenta durante la ejecución de las tareas, tal como reducir las presiones, posibilidad de derrames, reparaciones provisorias y permanentes.

En base a los resultados obtenidos, se generó un mapa de defectos para las distintas zonas ubicadas en la estación de bombeo tal como se muestra en la Figura 5.

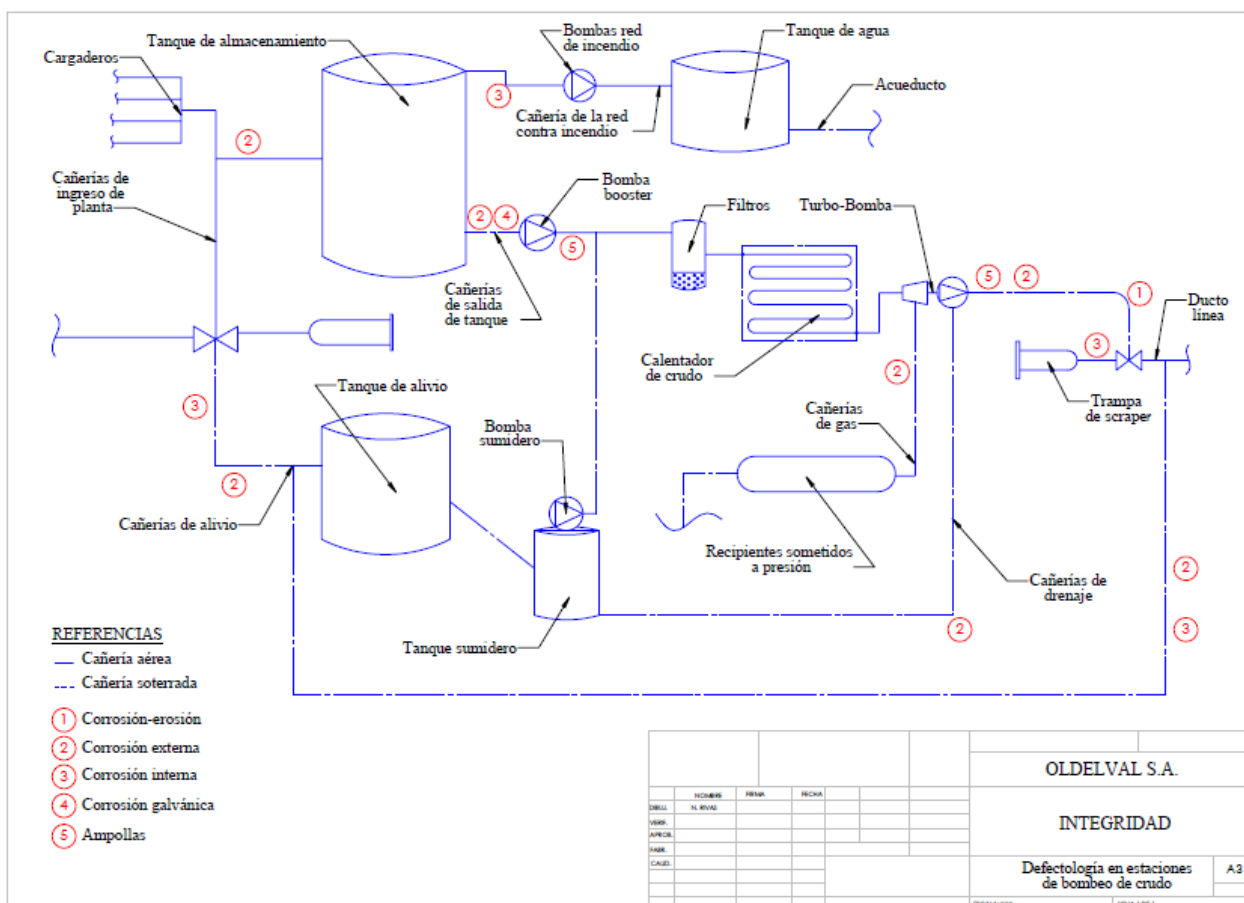


Figura 5.- Distribución de defectología en las diferentes zonas de la estación de bombeo.

Esta metodología no sólo permitió identificar aquellos defectos planteados originalmente sino que también dio lugar al conocimiento de otros defectos, no considerados en el análisis preliminar, siendo fundamental desde el punto de vista del conocimiento interno de nuestras instalaciones.

A su vez permitió fijar órdenes de prioridad para los servicios de inspección y las obras de mitigación dentro de las estaciones de bombeo, jerarquizando la necesidad de recursos.

Permite a la compañía tener proactividad respecto de las posibles afectaciones de tipo ambiental y operativa por medio de la detección de diferentes defectos.

En línea con la estrategia global de Integridad de la compañía tal como : protección catódica, CIS/DCVG inspección de equipos estáticos y rotantes, ILI, estudios de corrosión interna complementa al mejoramiento en la confiabilidad de la instalación.

Bibliografía

- API 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, Second Edition, Includes Errata (2013)
- SMRP Material de estudio de certificación (GIE S.A.), 2016
- API 580 Risk-Based Inspection, Third Edition
- ASME B31.3, Process Piping, 2014
- Cañerías y Recipientes a presión, J. L. Otegui y Esteban Rubertis, Eudem, 2008
- NACE SP - 0502 "Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology"
- NACE SP - 0208-2008 "Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines".

Anexo

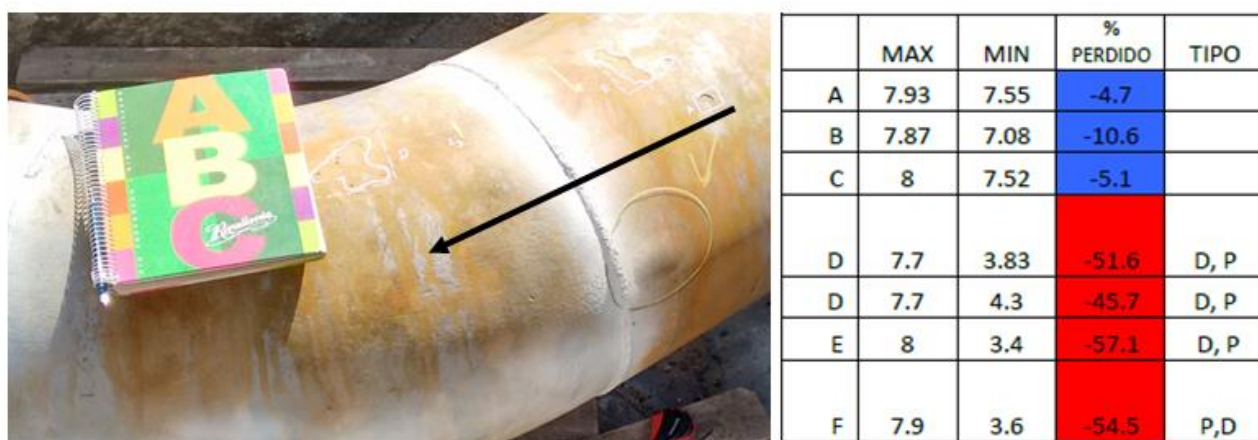


Figura 6.- Defecto con deformación plástica en cañería de descarga. La flecha negra indica el sentido de flujo.



Figura 7.- Defecto de erosión en codo de descarga. No presenta deterioro externo, pero desde el punto de vista interno presentaba una pérdida de metal del 81%.



Figura 8.- A la izquierda, defecto de erosión en cañería de descarga, aguas debajo de accesorio tipo codo 90°; A la derecha, defecto de tipo erosión aguas debajo de la reducción de $\varnothing n=14''$ a 20''.



Figura 9.- Corrosión externa generalida y corrosión galvánica en cañería de ingreso y egreso de tanques de almacenamiento.



Figura 10.- Corrosión interna en cañería sin circulación.



Figura 11.- Corrosión externa en cañería de aspiración.



Figura 12.- Corrosión externa en cañería de drenaje



Figura 13.- Reparación en la red de incendio con problemas de pérdida de espesor interior



Figura 14.- *Reparación provisoria en cañería de descarga.*

Curriculum Vitae

Rivas Beorchia Nicolas, graduado en la carrera de Ingeniería Mecánica en la Universidad Nacional del Comahue. Trayectoria en el Laboratorio de Metalografía y Soldadura de la Universidad Nacional del Comahue, en INVAP S.A. como calculista y en Oldelval como Supervisor de Mantenimiento de Ductos. Actualmente como Ingeniero de Integridad en Oldelval. Certificación SMRP como Profesional de Confiabilidad y Mantenimiento (ID: 162677)

