



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**"EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGO POR
CORROSIÓN DE UN DUCTO DE ACERO MEDIANTE
INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO"**

TESINA

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA QUÍMICA METALÚRGICA**

PRESENTA

DAFNE JACQUELINE LUIS SANABRIA



CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX, 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Dr. Francisco Javier Rodríguez Gómez
VOCAL: Dr. Alfonso Durán Moreno
SECRETARIO: Dr. Miguel Ángel Hernández Gallegos
1er. SUPLENTE: Dr. José Agustín García Reynoso
2° SUPLENTE: M. en C. Jaime Francisco García Robledo

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

Centro de Ingeniería de Superficies y acabados

ASESOR DEL TEMA:

Dr. Miguel Ángel Hernández Gallegos

SUSTENTANTE:

DAFNE JACQUELINE LUIS SANABRIA

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor, Dr. Miguel Ángel Hernández Gallegos, porque sin conocerme me brindó su total confianza para trabajar con él, por tener paciencia y ser accesible en todo momento.

A mi jefe, Juan Carlos Soto, quién me ha permitido durante estos meses crecer profesionalmente y me brindó su apoyo en este proyecto para concluir mi formación académica a nivel Licenciatura.

A mi amada Facultad de Química y los profesores, que me han llenado de innumerables experiencias y una inmejorable formación académica.

DEDICATORIA

A mi madre, que ha sido mi más grande motivación. Agradezco todos los desvelos, la compañía, los consejos, la confianza, la paciencia, el apoyo que me has brindado durante estos años, sin ti no habría logrado llegar a ser quién soy ahora.

Mis hermanos, Jesús y Abigail, que son por quiénes lucho para ser una mejor persona y darles el mejor ejemplo posible.

Mi madrina, que siempre ha sido mi ejemplo a seguir y a pesar de su difícil carácter, le agradezco tu apoyo incondicional.

A mis tíos, Domingo, María L. y Ana, que se han preocupado por mí durante estos años y que cuando he necesitado de ustedes, me han brindado su apoyo.

Miguel Ángel Novara, que desde que lo conocí me ha apoyado y motivado para que concluya satisfactoriamente esta etapa de mi vida. Le agradezco que siempre me escuche y me haga sonreír hasta en los peores momentos y de mayor frustración.

Mis amigos (Gretel, Mariana, Jano, Yisus, Andrés, Sergio, Víctor, Dante, Yael, Yon), que cuando más los necesité me brindaron su apoyo, y me llenaron de momentos de alegría.

CONTENIDO

Resumen	ii
Objetivo General	iii
Objetivos Particulares	iii
Capítulo I: Antecedentes	1
1.1 Corrosión.....	1
1.2 Velocidad de corrosión.....	1
1.3 Criterios de protección de la corrosión.....	5
1.4 Protección de tuberías en superficie.....	7
1.5 Protección de tuberías enterradas.....	8
1.6 Corrosión en la industria petrolera.....	11
1.7 Propiedades de los aceros API 5L.....	15
1.8 Tubos SAW (Arco sumergido).....	18
1.9 Tubos DSAW (Doble arco sumergido).....	19
1.10 Ensayos no destructivos.....	19
1.11 Ultrasonido.....	20
1.12 Normatividad.....	22
Capítulo II: Desarrollo Experimental	24
2.1 Preparación del ducto.....	24
2.2 Inspección del ducto por ultrasonido.....	27
2.3 Obtención de datos.....	30
2.4 Análisis de datos.....	30

2.5 Validación en campo.....	32
Capítulo III: Resultados	33
3.1 Análisis de datos.....	39
3.2 Validación en campo.....	56
Capítulo IV: Discusión de Resultados.....	62
Capítulo V: Conclusiones.....	64
Capítulo VI: Bibliografía.....	65

Figuras

Figura 1. Curva de polarización (Diagrama de Tafel)	2
Figura 2. Curva de polarización ideal	3
Figura 3. Ejemplos de curvas de polarización en función del tipo de corrosión que se genere sobre el metal	4
Figura 4. Funcionamiento de un sistema de protección catódica	9
Figura 5. Tramo de tubería con área afectada convertido en cátodo	9
Figura 6. Celda de corrosión	10
Figura 7. Celda de corrosión Circuito eléctrico equivalente	10
Figura 8. Soldadura por arco sumergido	18
Figura 9. Cerdos de espuma cilíndricos	25
Figura 10. a) Cerdos de limpieza con discos raspadores, b) cerdos de limpieza con discos raspadores y cepillos de alambres de acero	25
Figura 11. Cerdos de descascarillado	26
Figura 12. Discos de medición	26
Figura 13. Eliminación de depósitos, arcilla, arena, entre otros desechos de pared interna de las tuberías	27
Figura 14. Diablo de inspección	27
Figura 15. Esquema general de trampa de lanzamiento	28
Figura 16. Esquema de lanzamiento herramienta: paso 1	28
Figura 17. Esquema de lanzamiento herramienta: paso 2	28
Figura 18. Esquema de lanzamiento herramienta: paso 3	29
Figura 19. Esquema de lanzamiento herramienta: paso 4	29
Figura 20. Esquema del paso de herramienta y detección de pérdida interna y externa en la tubería	29
Figura 21. Escala de colores (PE: pared externa y PI: pared interna). Espesor de pared en mm	31
Figura 22. Pérdida de metal interna detectada en el software	31
Figura 23. Perfil de profundidad de pérdidas externas e internas	31
Figura 24. Trayectoria Línea A y Línea B	34
Figura 25. Posición circunferencial (°) de tubos	42
Figura 26. Ejemplo de laminación en tubería	52
Figura 27. Ejemplo de abolladura en tubería	55

Tablas

Tabla 1. Composición Química PSL1 en %peso	15
Tabla 2. Composición Química PSL2 en %peso	16
Tabla 3. Propiedades mecánicas PSL1	16
Tabla 4. Propiedades mecánicas PSL2	17
Tabla 5. Descripción de actividades a realizar para validación en campo	32
Tabla 6. Características generales de Línea A y Línea B	33
Tabla 7. Parámetros de inspección Línea A y Línea B	34
Tabla 8. Criterios de inspección Línea A	35
Tabla 9. Criterios de inspección Línea B	35
Tabla 10. Cantidad de anomalías detectadas Línea A	38
Tabla 11. Cantidad de anomalías detectadas Línea B	38
Tabla 12. Instalaciones Línea A	38
Tabla 13. Instalaciones Línea B	38
Tabla 14. Distribución de pérdidas de metal Línea A según su profundidad en mm	40
Tabla 15. Distribución de pérdidas de metal Línea A según su profundidad en % del espesor de pared de referencia	40
Tabla 16. Distribución de pérdidas de metal Línea B según su profundidad en mm	41
Tabla 17. Distribución de pérdidas de metal Línea B según su profundidad en % del espesor de pared de referencia	41
Tabla 18. Áreas de mayor interés para verificación en campo	45
Tabla 19. Características generales de la inspección en línea	57
Tabla 20. Características generales de la inspección en campo	57
Tabla 21. Características generales de la inspección en línea	59
Tabla 22. Características generales de la inspección en campo	59

Graficas

Gráfica 1. Perfil de velocidad Línea A	36
Gráfica 2. Perfil de velocidad Línea B	36
Gráfica 3. Perfil de Temperatura Línea A	37
Gráfica 4. Perfil de Temperatura Línea B	37
Gráfica 5. Distribución de pérdidas de metal externas Línea A Número de características vs Distancia (km), profundidad en mm	43
Gráfica 6. Distribución circunferencial de pérdidas de metal externas Línea A Profundidad en mm	44
Gráfica 7. Distribución circunferencial de pérdidas de metal externas Línea A Profundidad en %	44
Gráfica 8. Distribución de pérdidas de metal externas Línea B Número de características vs Distancia (km), profundidad en mm	46
Gráfica 9. Distribución circunferencial de pérdidas de metal externas Línea B. Profundidad en mm	46
Gráfica 10. Distribución circunferencial de pérdidas de metal externas Línea B Profundidad en %	47
Gráfica 11. Distribución de pérdidas de metal internas Línea A Número de características vs Distancia (km), profundidad en mm	48
Gráfica 12. Distribución circunferencial de pérdidas de metal internas Línea A Profundidad en mm	49
Gráfica 13. Distribución circunferencial de pérdidas de metal internas Línea A Profundidad en %	49
Gráfica 14. Distribución de pérdidas de metal internas Línea B. Número de características vs Distancia (km), profundidad en mm	50
Gráfica 15. Distribución circunferencial de pérdidas de metal internas. Profundidad en mm	51
Gráfica 16. Distribución circunferencial de pérdidas de metal internas. Profundidad en %	51
Gráfica 17. Distribución circunferencial de laminaciones Línea A	54
Gráfica 18. Distribución circunferencial de laminaciones Línea B	54
Gráfica 19. Distribución circunferencial de abolladuras Línea A	55
Gráfica 20. Distribución circunferencial de abolladuras Línea B	56

Fotografías

Fotografía 1. Aspecto general de la anomalía1	58
Fotografía 2,3. Aspecto general del dimensionamiento la anomalía 2	58
Fotografía 4,5. Ajuste en sitio del equipo de ultrasonido y medición del área de mayor profundidad en la anomalía 2	58
Fotografías 6,7. Limpieza de la superficie externa con chorro de arena.	60
Fotografía8. Medición de la longitud de carrete y ubicación de referencias	60
Fotografía 9. Vista general del carrete inspeccionado, se observa el área con pérdida de metal delimitada, dirección del flujo izquierda derecha	60
Fotografías 10,11. Preparación block de calibración previo a ajuste del equipo de UT y ajuste en sitio de equipo de ultrasonido portátil, haz recto	61
Fotografías 12,13. Detalle de una zona que presenta desbaste mecánico. Medición del espesor remanente en la zona con desbaste	61

Resumen

Los materiales metálicos que se encuentran en lugares en los que se desarrollan operaciones petroleras (extracción, transporte, almacenamiento) presentan condiciones de degradación metálica (corrosión) dado que las condiciones medio-ambientales y de operación (temperatura, presión, humedad; por mencionar los principales.) aceleran el proceso de desgaste. Una de las áreas críticas de mayor incidencia de la corrosión la presenta la tecnología de transporte de fluidos en la industria, ya que el avance de la corrosión tanto interna como externa es continua.

Los operadores que evalúan el grado de avance, el tipo y las características macro de la corrosión en cada tramo de una tubería, necesitan información precisa del sistema con el fin de tomar decisiones para mejorar el plan de prevención y/o directamente intervenir en reparaciones inmediatas. La investigación constante y los avances introducidos en tecnologías como Inspección por ultrasonido han permitido a los operadores tener mayor seguridad integral de operación reduciendo riesgos en las áreas del sector petrolero pese a las condiciones extremas de corrosión.

La inspección por ultrasonido es un método no destructivo para la detección de fallas. Las ondas mecánicas viajan a través del material, cuando las ondas mecánicas son reflejadas se analizan para definir la presencia y localización de fallas, defectos o discontinuidades en campo.

Este trabajo presenta un análisis de riesgo para dos tramos de tubería real (subterránea/subacuática) con defectos importantes de corrosión analizados con ultrasonido, tomando en cuenta las condiciones geográficas por las que pasa el ducto, así como las características de manufactura del material.

La línea A se refiere a un ducto construido en el año de 1978 con una longitud de 62543.94 m, mientras que la línea B es un ducto que fue construido en el año de 1995 con una longitud de 59614.41 m. Ambas líneas tienen un diámetro de 36", transportan Crudo API 22.2 y sus tuberías son de acero API 5LX52.

Los resultados indican que ambas líneas presentan mayoritariamente corrosión interna a 180°, pero la línea A es la más afectada, debido a los años de funcionamiento han sido más en comparación con la línea B. Además de que la producción de línea A es constante, mientras que la línea B depende de los inventarios de crudo (reservas), si son altos inventarios esta línea no opera.

Objetivo General

Evaluar el grado de deterioro existente en dos tramos de tubería real (subterránea) mediante un análisis de riesgo con datos obtenidos por la técnica de inspección por ultrasonido y a partir de éste, obtener un factor estimado de reparación para notificar al cliente si es necesaria una reparación y realizar sugerencias de los materiales que pueden utilizarse como recubrimientos en los tubos más deteriorados.

Objetivos Particulares

- Determinar si alguna de las dos tuberías en paralelo presenta algún grado de deterioro por medio de los datos obtenidos mediante inspección por ultrasonido para notificarlo al cliente y se tomen las medidas pertinentes.
- Diferenciar las características de pérdida de metal (tales como corrosión interna y externa), características en la pared media (tales como laminaciones) y abolladuras, para identificar los riesgos en las tuberías y obtener un factor estimado de reparación.
- Comparar la efectividad de los datos obtenidos en inspección en línea y en campo obteniendo un margen de error que no afecte el análisis de riesgo.

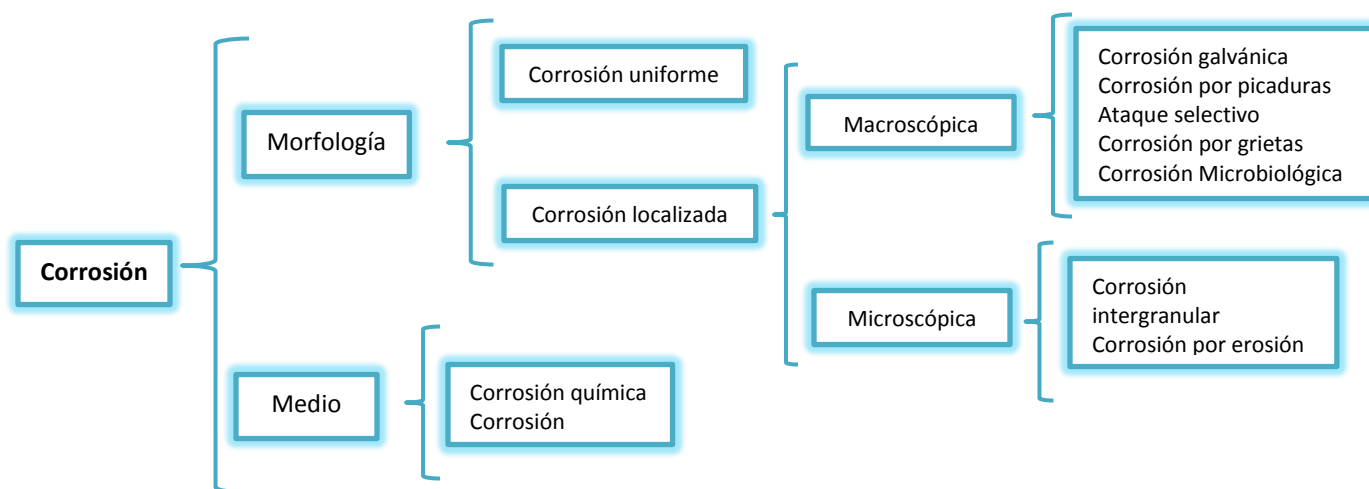
I. Antecedentes

1.1 Corrosión

La palabra corrosión se deriva del latín *corrodere*, que significa "roer en pedazos", siendo la definición general de corrosión, desgastarse gradualmente.

El proceso de corrosión se define como una reacción química o electroquímica que sufre un material, usualmente un metal, y el ambiente (todo lo que se encuentra en contacto con el material) que produce un deterioro del material y sus propiedades. [1]

La corrosión se puede clasificar según su morfología o según el medio en que se desarrolla, es decir:



1.2 Velocidad de corrosión

Los métodos electroquímicos para determinar la velocidad de corrosión de metales se basan en ensayos de polarización, de bajo y alto campo.

Para determinar las velocidades de corrosión de los materiales metálicos por "Polarización Electroquímica" se conocen dos métodos derivados de la teoría del potencial mixto:

- Extrapolación de Tafel
- Resistencia de Polarización

Método de extrapolación de Tafel

La extrapolación de Tafel requiere un único proceso electroquímico cuya etapa determinante de la velocidad sea la transferencia de carga (control por activación).

Se trabaja con curvas de polarización experimentales (en estado estacionario) y aparentes, ya que no se ajustan exactamente al proceso de corrosión, dado que su registro es necesario sacar al sistema del equilibrio.

La extrapolación de la región de Tafel permite conocer E_{corr} y I_{corr} .

Cuando el metal en contacto con un medio alcanza el potencial de corrosión la corriente neta (I_{neta}) es cero, puesto que $|I_{\text{anódica}}| = |I_{\text{catódica}}|$, y como ambas tienen signos opuestos resulta:

$$I_{\text{neta}} = I_{\text{anódica}} + I_{\text{catódica}} = 0 \quad (1)$$

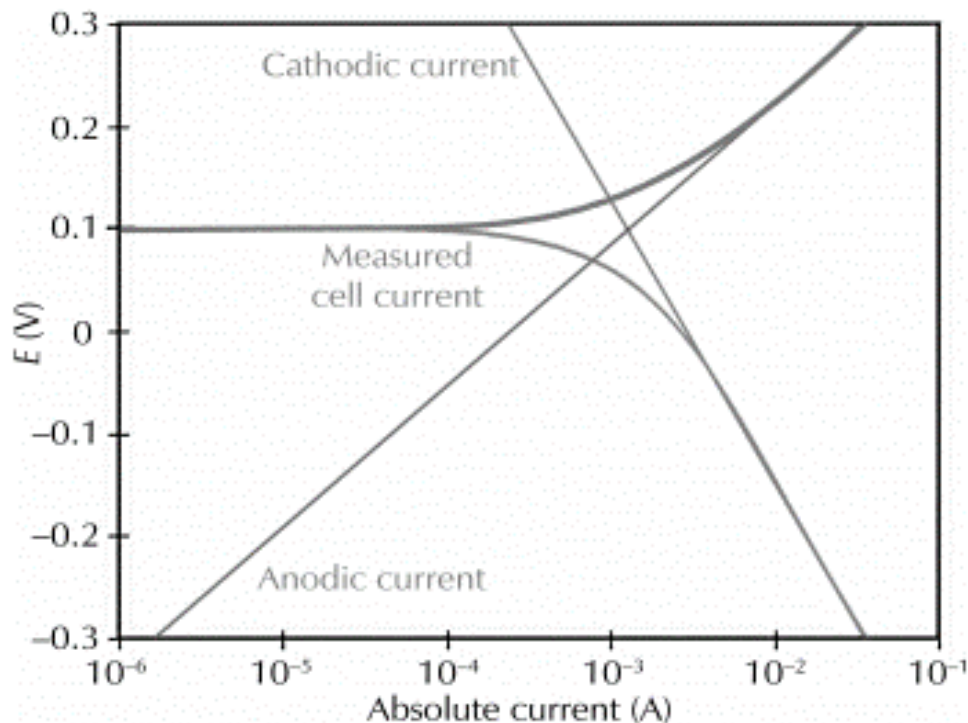


Figura 1. Curva de polarización (Diagrama de Tafel) [2]

En general, la curva de polarización anódica, frecuentemente, presenta falta de linealidad debido a diversos factores:

- Disolución anódica irreversible del metal
- La disolución anódica causa contaminación de la solución antes de completar la curva de polarización

- La superficie puede cambiar de rugosidad al disolverse o al depositarse sobre el metal los productos de corrosión.

Método de Resistencia de polarización

Basado en la linealidad que presenta la curva de polarización en la región de potenciales próximos al potencial de equilibrio.

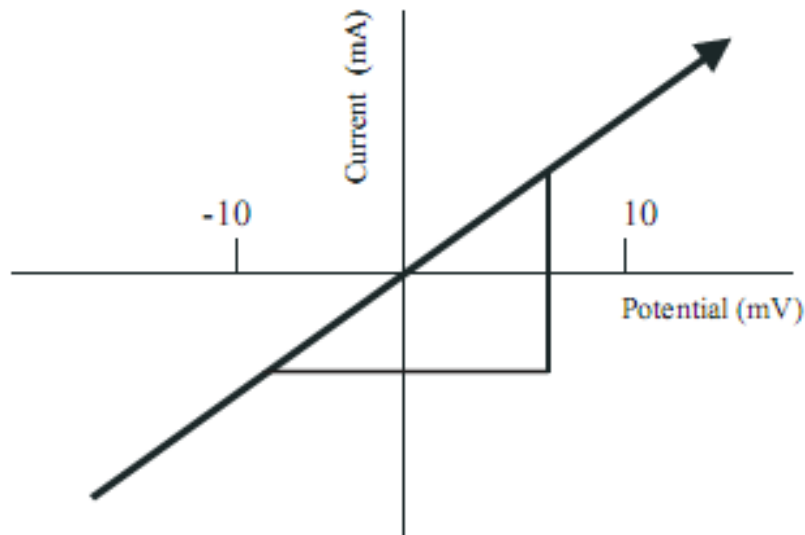


Figura 2. Curva de polarización ideal [2]

Se define como resistencia de polarización:

$$j = j_{corr} \left\{ \exp \frac{2.3\Delta E}{b_a} - \exp \frac{2.3\Delta E}{b_c} \right\} \quad (2)$$

$$i_{corr} = \frac{b_a \cdot b_c}{2.3(b_a + b_c)} \cdot \frac{\Delta i}{\Delta E} = \frac{B}{R_p} \quad (3)$$

Siendo:

$$B = \frac{b_a \cdot b_c}{2.3(b_a + b_c)} \quad (4) \quad R_p = \left(\frac{\Delta E}{\Delta i} \right)_{\Delta E \rightarrow 0} \quad (5)$$

$$\Delta E = E - E_{corr} \quad (6)$$

R_p = Resistencia a la polarización

b_a y b_c = pendientes de Tafel (anódica y catódica)

E_{corr} = potencial de corrosión

i_{corr} = densidad de corriente de corrosión

La ecuación de Stern y Geary (ec. 3) establece la relación entre la densidad de corriente de corrosión (i_{corr}), es decir, la velocidad de corrosión, con la resistencia a la polarización, Esta ecuación recuerda la conocida Ley de Ohm, donde se establece que la diferencia de potencial entre dos puntos resulta en un flujo de corriente limitado por la presencia de una resistencia. La constante B (ec. 4) sirve para pasar de la proporcionalidad a la igualdad y presenta una relación existente entre las pendientes de Tafel. [3]

A partir de esta ecuación, el método de resistencia de polarización para obtener las velocidades de corrosión es simple y rápido, pero posee, entre otras, la limitación de la incertidumbre en los valores de las pendientes de Tafel.

El método de los tres puntos de polarización, introducido por Barnatt, soluciona algunos de los problemas del método de resistencia de polarización, ya que no requiere el conocimiento de las pendientes de Tafel para obtener el valor de la corriente de corrosión. La mayor desventaja de este método es que puede dar soluciones imaginarias cuando los parámetros de Tafel son muy grandes y/o cuando las perturbaciones son muy pequeñas.

En la figura 3 se muestran algunos ejemplos de curvas de polarización de: a) metales que sufren corrosión generalizada; b) que se pasivan, y c) que sufren corrosión por picaduras.

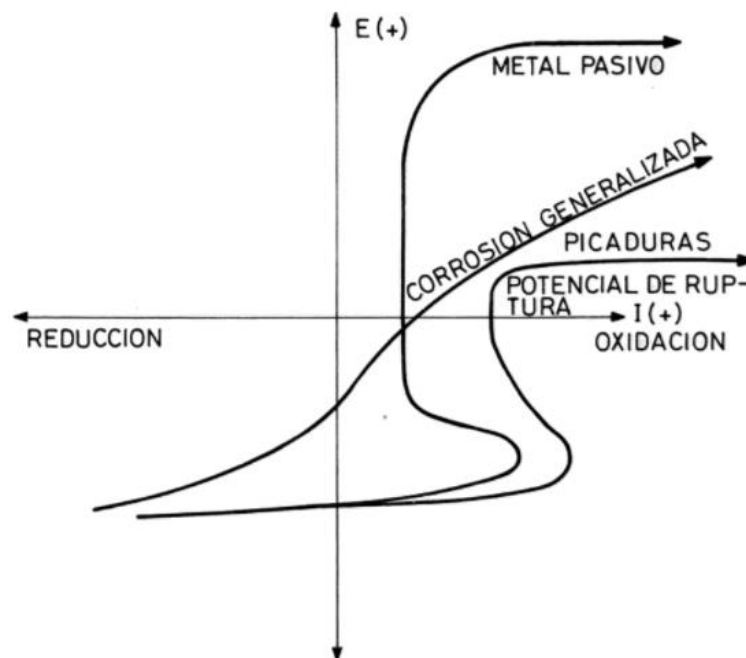


Figura 3. Ejemplos de curvas de polarización en función del tipo de corrosión que se genere sobre el metal [4]

1.3 Criterios de protección de la corrosión

Todo material metálico sin la debida protección y en un medio que propicie el intercambio de electrones es susceptible a corroerse.

Existen cuatro métodos comúnmente utilizados para controlar la corrosión en tuberías, éstos son: a) *recubrimientos protectores y revestimientos*, b) *protección catódica*, c) *selección de materiales* e d) *inhibidores de corrosión*.

Recubrimientos y revestimientos: estas son las principales herramientas contra la corrosión, a menudo son aplicados en conjunto, con sistemas de protección catódica para optimar el costo de la protección de tuberías siendo la mayoría de ellos de carácter orgánico.

Protección Catódica: es una tecnología que utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la generada por la corrosión externa del metal del que está constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde toda la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo el agua. En tuberías nuevas, la protección catódica ayuda a prevenir la corrosión desde el principio; en tuberías con un período de operación considerable puede ayudar a detener el proceso de corrosión existente y evitar un deterioro mayor.

Existen dos tipos de sistemas de protección catódica, los cuales se pueden emplear en forma individual o combinada:

- a) ánodos galvánicos o de sacrificio
- b) Corriente impresa

Ánodos galvánicos o de sacrificio; la fuente de corriente eléctrica de este sistema utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y la tubería. La protección de las tuberías se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo.

En todos los casos, se debe asegurar que la diferencia de potencial disponible del sistema seleccionado sea suficiente para que drene la corriente eléctrica de protección, de acuerdo con lo indicado en los criterios de protección catódica.

Corriente impresa; Este sistema consiste en inducir corriente eléctrica directa a una tubería enterrada mediante el empleo de una fuente y una cama de ánodos inertes que pueden ser de

hierro, grafito, ferrosilicio, plomo y plata entre otros. La fuente de corriente eléctrica directa se conecta en su polo positivo a una cama de ánodos inertes y el polo negativo a la tubería a proteger

- Criterios de protección catódica. Para proteger catódicamente a las tuberías enterradas y/o sumergidas se debe cumplir como mínimo, con uno de los criterios siguientes:

Para ello se recomienda las técnicas de medición indicadas en el código NACE-TM-0497-1997

- a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄), en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada.
- b) Un potencial de protección tubo/suelo (catódico) de -950 milivolts. cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén presentes bacterias sulfato-reductoras; para una interpretación válida se debe efectuar la corrección a que haya lugar debido a la caída de voltaje originada durante la medición
- c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -100 milivolts, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄) en contacto con el electrolito.

Este cambio de potencial de polarización se debe determinar interrumpiendo la corriente eléctrica de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Al interrumpir la corriente eléctrica ocurre un cambio inmediato de potencial. La lectura del potencial después del cambio inmediato se debe usar como base de la lectura a partir de la cual se mide el abatimiento de la polarización.

Los periodos de suspensión de corriente eléctrica de protección durante los cuales se puede realizar dicha medición están en el rango de 0.1 a 3 segundos. ^[5]

Selección de Materiales: se refiere a la selección y empleo de materiales resistentes a la corrosión, tales como: acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales que alarguen la vida útil de una estructura, por ejemplo, de una tubería. Sin embargo, en la selección de materiales resistentes a la corrosión el criterio fundamental no es, en esencia, la protección de una estructura, sino la protección o conservación del medio donde ésta existe.

Inhibidores de Corrosión: son sustancias orgánicas que, aplicadas a un medio particular, reducen el ataque del medio ambiente sobre el material ya sea que éste se encuentre desnudo o se trate de un acero de refuerzo en concreto. Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías, previniendo fallas y evitando escapes involuntarios.

Evaluar el ambiente en el cual está la tubería o en el sitio donde se ha de colocar, es muy importante para el control de la corrosión, no importa cual método o combinación de éstos se emplee. Modificar el ambiente en las inmediaciones de la tubería, como por ejemplo reducir la humedad o mejorar el drenaje, puede ser una manera simple y efectiva de reducir la potencialidad de la corrosión. Además, emplear personal entrenado en el control de la corrosión es crucial para el éxito de cualquier programa de mitigación de corrosión.

1.4 Protección de tuberías en superficie

Las tuberías expuestas al aire libre, son propensas al depósito o acumulación de agua, polvo, herrumbre, escapes de vapor, salitre, etc. La acumulación de estas sustancias en tuberías aéreas forma pequeñas pilas galvánicas que eventualmente corroen la superficie del metal. La aplicación de pintura y un programa de limpieza superficial y mantenimiento son suficientes para alargar la vida útil de la tubería. Sin embargo, la aplicación del recubrimiento de pintura debe hacerse con especial cuidado, para que cumpla su misión de aislante de agentes externos. A continuación, se describe el tratamiento que debe aplicarse.

- Eliminar la grasa y depósitos de aceite, depositada en la superficie del metal, mediante el empleo de trapos limpios saturados con un adelgazador o gasolina blanca (libre de plomo).
- Para eliminar el barniz de fábrica, escamas de laminación, herrumbre, salpicaduras de soldadura y humo, tierra, etc. deberá frotarse la tubería con un cepillo de alambre hasta obtener una superficie completamente limpia, de color gris metálico brillante. En caso de existir depósitos fuertes de óxido y escorias de fundición, se removerán, con martillo y cincel y luego se utilizará cepillo de alambre.
- Antes de aplicar el fondo o pintura base, la superficie deberá limpiarse cuidadosamente con un paño humedecido en solvente para eliminar partículas de hierro y alambre producidas al utilizar la limpieza con cepillo metálico.
- Como primera capa de recubrimiento se debe aplicar dos manos de un imprimador de agarre. Como película intermedia se utiliza comúnmente rojo óxido de plomo, igualmente a dos capas.

Por último, como capa de acabado utilice dos manos de un esmalte compatible con el sistema imprimante y película intermedia.

– En aquellos puntos donde la pintura tienda a deslizarse dejando puntos propicios para la corrosión, tales como: soldadura, ángulos, bordes y esquinas se efectuarán retoques de fondo a fin de aumentar el espesor de la película.

Es recomendable que, como sistema de recubrimiento, se apliquen las películas de imprimante, capa intermedia y capa de acabado de un mismo fabricante de pintura. Igualmente, conveniente es cumplir con las recomendaciones del fabricante del recubrimiento en cuanto a la preparación de la superficie, implementos de pintura, mezcla del producto y técnica de aplicación.

El cumplimiento de este proceso y un programa de inspección y mantenimiento de la línea garantizará la prolongación de la vida útil de la tubería.

1.5 Protección de tuberías enterradas

Las tuberías enterradas, a diferencia de las superficiales, se encuentran completamente sumergidas en un medio electrolítico. Cada suelo tiene características particulares de resistividad-conductividad específicas, y a lo largo de la longitud de la línea esta resistividad varía por efectos de cercanías a cuerpos de agua, instalaciones enterradas, bases de edificaciones, torres de alta tensión, otras tuberías, etc. Para garantizar la protección contra la corrosión de una tubería enterrada no es suficiente un recubrimiento de pintura, sino que es necesario la aplicación de revestimientos que aíslen la tubería del medio en que se encuentra.

Estos revestimientos pueden ser: polietileno o polipropileno, resina epóxica, brea epóxica, imprimante y cinta plástica adhesiva, etc. El polietileno, polipropileno y resina epóxica son de aplicación industrial y las tuberías deben enviarse a plantas de revestimiento especializadas en aplicar este tipo de protección a los tubos. La brea y la combinación de imprimantes y cinta plástica adhesiva pueden aplicarse en sitio.

Ningún revestimiento garantiza una protección del 100%. Las impurezas en el material o el proceso de aplicación de la capa protectora, golpes o ralladuras al momento del transporte o instalación pueden desmejorar el aislamiento. Es por esta razón que para garantizar la prolongación de la vida útil de una tubería revestida se acompaña de un sistema de protección catódica.

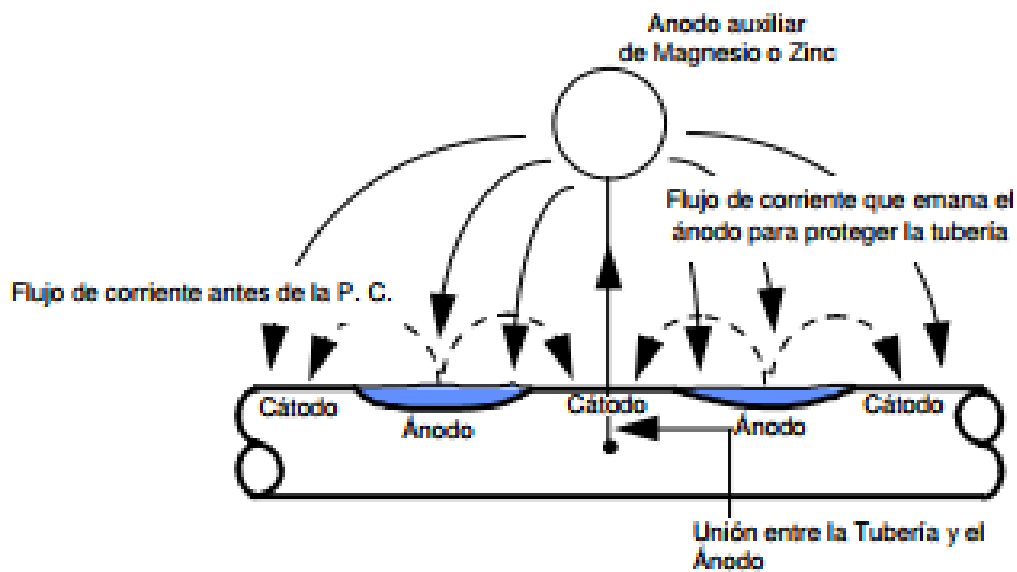


Figura 4. Funcionamiento de un sistema de protección catódica ^[6]

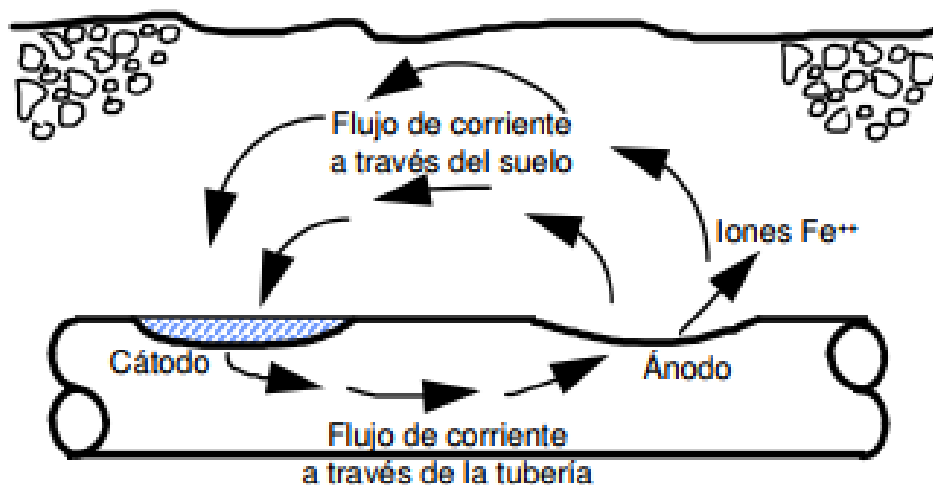


Figura 5. Tramo de tubería con área afectada convertido en cátodo ^[6]

La manera básica como funciona un sistema de protección catódica se ilustra en la figura 4 y muestra como el área afectada del tramo de tubería mostrado en la figura 5 es convertido en cátodo con la cancelación de todas las áreas de descarga de corriente (ánodos) a través de la superficie de la tubería; es decir, el ánodo auxiliar (magnesio o zinc) suministra la corriente que antes suministraban las áreas anódicas de la superficie del tubo. El circuito eléctrico equivalente se muestra en la figura 6.

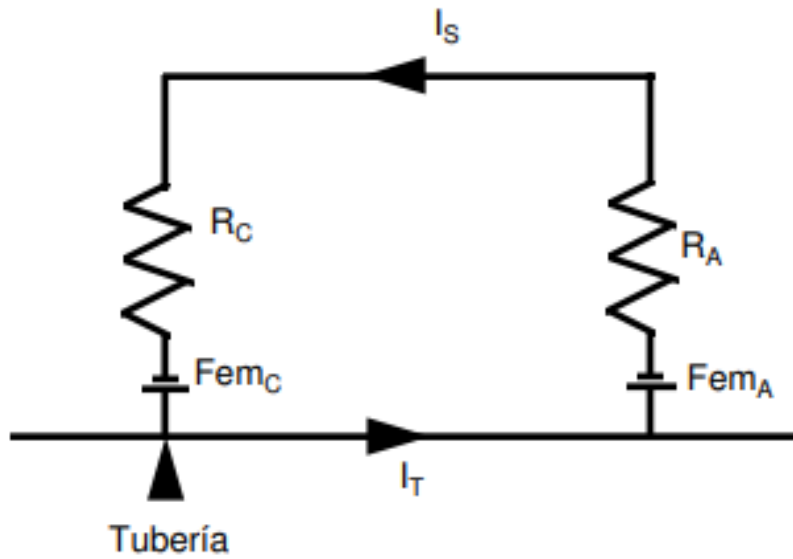


Figura 6. Celda de corrosión

En el interfase entre el metal y el suelo existe una fuerza electromotriz (FEM), también llamado potencial de referencia. Cuando la corriente fluye, la fuerza electromotriz cambia de tal manera que las proximidades entre el metal y el suelo pueden ser representada por una resistencia en serie con una fuente de FEM.

Estos circuitos juntos representan una celda de corrosión en la cual Fem_C es el potencial del cátodo, R_C la resistencia del cátodo, Fem_A es el potencial del ánodo, R_A es la resistencia del ánodo y finalmente I es la corriente a través del circuito.

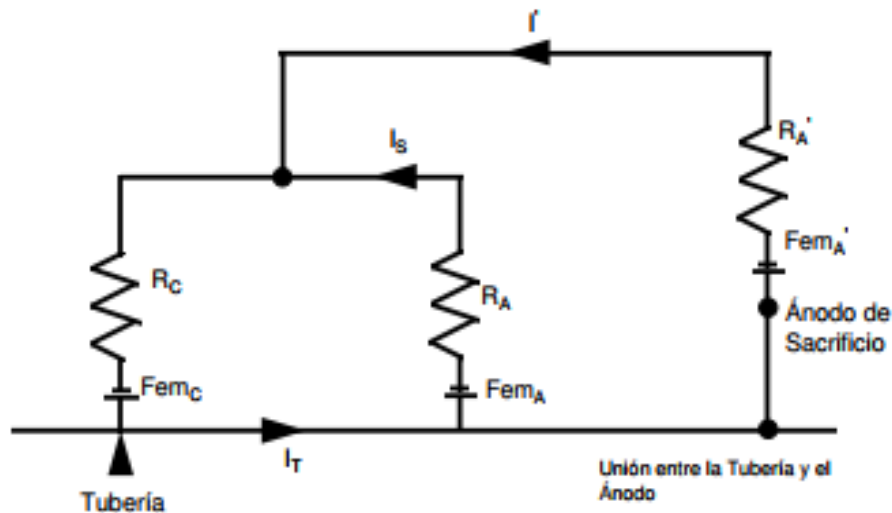


Figura 7. Celda de corrosión Circuito eléctrico equivalente

A diferencia del circuito de celda de corrosión, esta muestra una **FemA'** como potencial auxiliar del ánodo, una **RA'** como una resistencia auxiliar entre el ánodo y el suelo e **I'** como la corriente proveniente del ánodo externo.

El circuito mostrado en la figura 7, se puede plantear de una manera más compleja si se incluye la resistencia del revestimiento y la resistencia de los rellenos utilizados en los lechos de ánodos para mejorar la capacidad de emisión de corriente del mismo.

Asimismo, se puede incluir el rectificador utilizado en los sistemas de protección por corriente impresa, donde la corriente cedida por el ánodo es aportada por una fuente de corriente directa. Sin embargo, para todos los casos el principio es el mismo, un elemento denominado ánodo de sacrificio, suple la corriente que, eventualmente, las zonas anódicas de la superficie de la tubería (puntos de corrosión) estarían en situación de entregar para hacer funcionar la celda de corrosión.

Otras situaciones como interferencia con estructuras metálicas, distanciamiento entre líneas enterradas y torres de alta tensión son áreas de atención especial donde se deben de tener previsiones adicionales, para evitar fugas de carga o corrosión acelerada de alguno de los dos elementos en interferencia. Igualmente, cuando la tubería aflora a la superficie o se interconecta con alguna instalación superficial, se debe colocar empacaduras aislantes para evitar escapes de corriente de protección, no necesarias en instalaciones aéreas.

1.6 Corrosión en la industria petrolera

El control de la corrosión es un proceso continuo y dinámico. La clave de un efectivo control de la corrosión en tuberías está en la calidad del diseño y la instalación de los equipos; en el empleo de la tecnología apropiada, un mantenimiento continuo y monitoreo ejecutado por personal entrenado. Un efectivo programa de monitoreo e inspección puede ser la mejor garantía contra problemas relacionados con la corrosión.

El control efectivo de la corrosión extiende la vida útil de cualquier tubería. El costo de una parada inesperada por un escape supera en magnitud los gastos que acarrea la instalación de un sistema de protección contra la corrosión. Controlar el deterioro de las tuberías por corrosión ahorra dinero, preserva el ambiente, protege la integridad de las instalaciones y de las vidas humanas

Seguridad Industrial

Como caso de estudio se muestra la siguiente información ocurrida durante el año 2017, Pemex registró en cuatro trimestres los siguientes incidentes:

Índice de frecuencia*

- Como resultado de los incidentes presentados durante el Primer Trimestre del 2017 (1T17), el índice de frecuencia se ubicó en 0.52 lesiones por millón de hora–hombre (MMhh), 20.9% más que en el Primer Trimestre del 2016 (1T16).
- Al cierre del Segundo Trimestre del 2017 (2T17), el índice de frecuencia se ubicó en 0.15 lesiones por millón de hora–hombre laboradas (MMhh), 60.9% menor comparado con el Segundo Trimestre del 2017 (2T16). Cabe recordar que en el mismo trimestre de 2016 se registraron incidentes en el Complejo Petroquímico Cangrejera y en la Terminal Marítima Dos Bocas-Cactus, que impactaron este indicador.
- Al cierre del Tercer Trimestre del 2017 (3T17), el índice de frecuencia se ubicó en 0.23 lesiones por millón de hora–hombre laboradas (MMhh), 34.7% menor comparado con el Tercer Trimestre del 2017 (3T16).
- Durante el Cuarto Trimestre del 2017 (4T17), el índice de frecuencia se ubicó en 0.26 lesiones por millón de horas hombre laboradas (MMhh). Esta cifra representa una reducción de 2.0% con respecto al mismo periodo de 2016

En el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017, el índice de frecuencia se ubicó en 0.34 lesiones por millón de horas hombre laboradas, 5.3% por abajo del mismo periodo del 2016.

Índice de gravedad**

- Al cierre del 1T17, el índice de gravedad de lesiones se ubicó en 22 días perdidos por MMhh, cifra 20.6% mayor a la registrada en el 1T16.
- Al cierre del 2T17, el índice de gravedad de lesiones se ubicó en 17 días perdidos por MMhh, cifra 39.3% menor a la registrada en el 2T16.
- Al cierre del 3T17, el índice de gravedad de lesiones se ubicó en 24 días perdidos por MMhh, cifra 8.3% menor a la registrada en el mismo periodo de 2016.

* El índice de frecuencia es el número de accidentes con lesiones incapacitantes por millones de horas – hombre (MMhh) de exposición al riesgo en el periodo considerado. Un accidente incapacitante es un suceso repentino e inesperado que produce una lesión orgánica, perturbación funcional o la muerte, inmediata o posterior, en ejercicio o con motivo de trabajo. Las horas hombre de exposición al riesgo son el número de horas laboradas por todo el personal en el interior de las instalaciones o fuera de éstas, en su jornada o fuera de la misma, por lo que incluye el tiempo extra y el tiempo empleado en destajos o tareas.

** El índice de gravedad es el total de días perdidos por MMhh de exposición al riesgo en el periodo considerado. Los días perdidos son los días de incapacidad médica por lesiones consecuencia de accidentes de trabajo, más los días de arrastre, más los días de indemnización por incapacidad parcial o total, permanente o muerte, correspondientes.

- Al cierre del 4T17, el índice de gravedad de lesiones se ubicó en 20 días perdidos por MMhh, cifra 2.3 % menor a la registrada en el mismo periodo de 2016.

Al cierre de 2017 el índice de gravedad se ubicó en 22 días perdidos por MMhh, cifra 7.6% menor a la registrada en el 2016.

- Para revertir esta tendencia, se están reforzando iniciativas de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) como el seguimiento al programa de auditorías y soporte técnico a la ejecución efectiva del SSPA (Binomio), evaluaciones al liderazgo de SSPA, cumplimiento a las 12 directrices de CERO tolerancias de SSPA, planes individuales de desarrollo y planes de carrera de SSPA. Adicionalmente, durante el 2017 se están implementando las campañas “Seguridad, Orden y Limpieza”, “Prevención de caídas al mismo nivel” (este tipo de accidentes representa cerca del 23% de las lesiones con incapacidad registradas en los dos últimos años).

Incidentes

El 12 de enero de 2017, durante trabajos de limpieza de intercambiadores de la planta hidrodesulfuradora de destilados intermedios U-501 de la Refinería Francisco I. Madero, se presentó emanación de ácido sulfhídrico ocasionando el fallecimiento de un trabajador.

El 15 de marzo de 2017, se presentó una explosión en la Terminal de Almacenamiento y Despacho de Salamanca durante trabajos para destapar una línea de combustóleo pesado. Como resultado de la explosión fallecieron 8 trabajadores, tres de ellos de PEMEX y cinco de contratistas privados. Pemex Logística contrató los servicios de “TUV Rheinland” para que realice el análisis causa raíz (ACR) de este lamentable accidente. Se espera tener los resultados de este análisis para junio de 2017.

El 23 de marzo de 2017, se registró un accidente en el Complejo Petroquímico Independencia (CPI) durante maniobras de acomodo de carrotanques que transportan Diésel UBA al interior del CPI. Como resultado de este accidente, falleció un trabajador de la empresa transportista. El análisis de causa raíz identificó la falla de comunicación durante las maniobras como la principal causa de este accidente.

El 29 de marzo de 2017, se presentó un flamazo al interior de un tanque de carga del Chalán Pemex 580, ubicado en la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios Madero, al

efectuarse trabajos de corte y retiro de serpentines de calentamiento. Como resultado de este incidente 17 trabajadores sufrieron lesiones leves.

El 31 de marzo de 2017, durante trabajos para la eliminación de una toma clandestina en el sector Ductos Mendoza, se suscitó una fuga e incendio que lesionó a 3 trabajadores; desafortunadamente uno de ellos falleció.

El 14 de junio de 2017 se produjo una explosión e incendio en la casa de bombas 6 de la Refinería Antonio Dovalí, ubicada en Salina Cruz, Oaxaca, donde se localizan las bombas de crudo de exportación y de crudo de carga a las plantas de la refinería.

El incendio fue precedido por una inundación provocada por la tormenta tropical Calvin. La inundación provocó el desbordamiento de agua con residuos de crudo en los tanques de almacenamiento. Lamentablemente, en el incendio falleció un trabajador de PEMEX que formaba parte del personal de bomberos de la refinería. Se estima reiniciar operaciones el 30 de julio del presente año.

Proceso de crudo

Durante el 2T17, el proceso total de petróleo crudo se mantiene relativamente estable comparado con el 1T17. Respecto al proceso en el 2T16, disminuyó en 11.4%, principalmente como resultado del menor proceso de crudo en la refinería de Salina Cruz, debido a que a partir del 14 de junio se encuentra en paro de emergencia por un incidente en el área de bombas para movimiento de producto.

Cabe mencionar que, aprovechando el paro total de esta refinería, se adelantaron los mantenimientos programados, con lo cual se prevé reducir el impacto financiero del paro de emergencia.

La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 7.3 puntos porcentuales, debido principalmente al paro de emergencia antes mencionado. En contraste, las refinerías de Cadereyta, Salamanca y Tula registraron mejora en su desempeño con una utilización por arriba del promedio.

1.7 Propiedades de los aceros API 5L

Los aceros API 5L se clasifican en dos tipos los PSL 1 y PSL 2; estas designaciones definen los niveles diferentes de requisitos técnicos usuales. Cada tipo tiene requisitos obligatorios. Cuando se indica sólo PSL (Product Specification Level), los requisitos aplican para ambos.

Existen diferentes grados estándar de aceros A25, A, B, X46, X56, X60, X70 y X80 (y cualquier grado intermedio).

PSL1 son aquellas tuberías que pueden ser suministradas en los grados de A25 hasta X70 y pueden medir de 0.405” hasta 80” de diámetro; mientras que PSL2 pueden ser suministradas en los grados B hasta X80 y pueden medir de 4.5” hasta 80”.

El tratamiento térmico para estos aceros se debe realizar de acuerdo al procedimiento documentado en la especificación API 5L, pueden ser normalizado, templado y, endurecimiento por envejecimiento.

Las tablas 1 y 2 muestran la composición química especificada para PSL 1 y 2.

Tabla 1. Composición Química PSL1 en %peso [7]

(1) Grade & Class	(2) Carbon, Maximum ^a	(3) Manganese, Maximum ^a	(4) Phosphorus		(5) Sulfur, Maximum	(6) Titanium, Maximum	(7) Other
			Minimum	Maximum			
Seamless							
A25, Cl I	0.21	0.60		0.030	0.030		
A25, Cl II	0.21	0.60	0.045	0.080	0.030		
A	0.22	0.90		0.030	0.030		
B	0.28	1.20		0.030	0.030	0.04	b, c, d
X42	0.28	1.30		0.030	0.030	0.04	c, d
X46, X52, X56	0.28	1.40		0.030	0.030	0.04	c, d
X60 ^f	0.28	1.40		0.030	0.030	0.04	c, d
X65 ^f , X70 ^f	0.28	1.40		0.030	0.030	0.06	c, d
Welded							
A25, Cl I	0.21	0.60		0.030	0.030		
A25, Cl II	0.21	0.60	0.045	0.080	0.030		
A	0.22	0.90		0.030	0.030		
B	0.26	1.20		0.030	0.030	0.04	b, c, d
X42	0.26	1.30		0.030	0.030	0.04	c, d
X46, X52, X56	0.26	1.40		0.030	0.030	0.04	c, d
X60 ^f	0.26	1.40		0.030	0.030	0.04	c, d
X65 ^f	0.26	1.45		0.030	0.030	0.06	c, d
X70 ^f	0.26	1.65		0.030	0.030	0.06	c, d

Tabla 2. Composición Química PSL2 en %peso^[7]

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Grade	Carbon, Maximum ^a	Manganese, Maximum ^a	Phosphorus, Maximum	Sulfur, Maximum	Titanium, Maximum	Other
Seamless						
B	0.24	1.20	0.025	0.015	0.04	c, d, e
X42	0.24	1.30	0.025	0.015	0.04	c, d
X46, X52, X56, X60 ^f	0.24	1.40	0.025	0.015	0.04	c, d
X65 ^f , X70 ^f X80 ^f	0.24	1.40	0.025	0.015	0.06	c, d
Welded						
B	0.22	1.20	0.025	0.015	0.04	c, d, e
X42	0.22	1.30	0.025	0.015	0.04	c, d
X46, X52, X56	0.22	1.40	0.025	0.015	0.04	c, d
X60 ^f	0.22	1.40	0.025	0.015	0.04	c, d
X65 ^f	0.22	1.45	0.025	0.015	0.06	c, d
X70 ^f	0.22	1.65	0.025	0.015	0.06	c, d
X80 ^f	0.22	1.85	0.025	0.015	0.06	c, d

Siendo:

b= Suma del columbio (Niobio) y vanadio el contenido no debe exceder 0.03%

c= columbio, vanadio, titanio o combinaciones de éstos que son usados para la deserción de la manufactura.

d=Suma del columbio, vanadio y titanio; el contenido no debe exceder 0.15%

e= Suma del columbio, vanadio y titanio; el contenido no debe exceder 0.06%

Las tablas 3 y 4 muestran las propiedades mecánicas deben ajustarse a los requerimientos de tensión de la especificación API 5L de acuerdo a cada tipo y grado de acero.

Tabla 3. Propiedades mecánicas PSL1 ^[7]

(1)	(2)		(3)		(4)
Grade	Yield Strength, Minimum		Ultimate Tensile Strength, Minimum		Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	
A25	25,000	(172)	45,000	(310)	a
A	30,000	(207)	48,000	(331)	a
B	35,000	(241)	60,000	(414)	a
X42	42,000	(290)	60,000	(414)	a
X46	46,000	(317)	63,000	(434)	a
X52	52,000	(359)	66,000	(455)	a
X56	56,000	(386)	71,000	(490)	a
X60	60,000	(414)	75,000	(517)	a
X65	65,000	(448)	77,000	(531)	a
X70	70,000	(483)	82,000	(565)	a

Tabla 4. Propiedades mecánicas PSL2^[7]

(1) Grade	(2)		(3)		(4)		(5)		(6) Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	Yield Strength, Minimum		Yield Strength, Maximum ^b		Ultimate Tensile Strength, Minimum		Ultimate Tensile Strength, Maximum ^c		
	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	
B	35,000	(241)	65,000 ^d	(448)	60,000	(414)	110,000	(758)	a
X42	42,000	(290)	72,000	(496)	60,000	(414)	110,000	(758)	a
X46	46,000	(317)	76,000	(524)	63,000	(434)	110,000	(758)	a
X52	52,000	(359)	77,000	(531)	66,000	(455)	110,000	(758)	a
X56	56,000	(386)	79,000	(544)	71,000	(490)	110,000	(758)	a
X60	60,000	(414)	82,000	(565)	75,000	(517)	110,000	(758)	a
X65	65,000	(448)	87,000	(600)	77,000	(531)	110,000	(758)	a
X70	70,000	(483)	90,000	(621)	82,000	(565)	110,000	(758)	a
X80	80,000	(552)	100,000 ^e	(690)	90,000	(621)	120,000	(827)	a

Siendo:

a= elongación mínima en 2 pulgadas (50.8mm) determinada por la ecuación

$$e = 1,944 \frac{A^{0.2}}{U^{0.9}}$$

e= elongación mínima en 2 pulgadas (50.8mm) en porcentaje redondeado

A= área de la muestra de ensayo de tracción aplicable

U= resistencia a la tracción mínima especificada en psi

1.8 Tubos SAW (Arco Sumergido)

El procedimiento de soldadura con arco sumergido (Figura 8) utiliza el metal de aportación en forma de varillas o bobinas de alambre desnudos y el arco y el metal fundido permanecen debajo de una capa de fundente pulverizado, que protege de la corrosión.

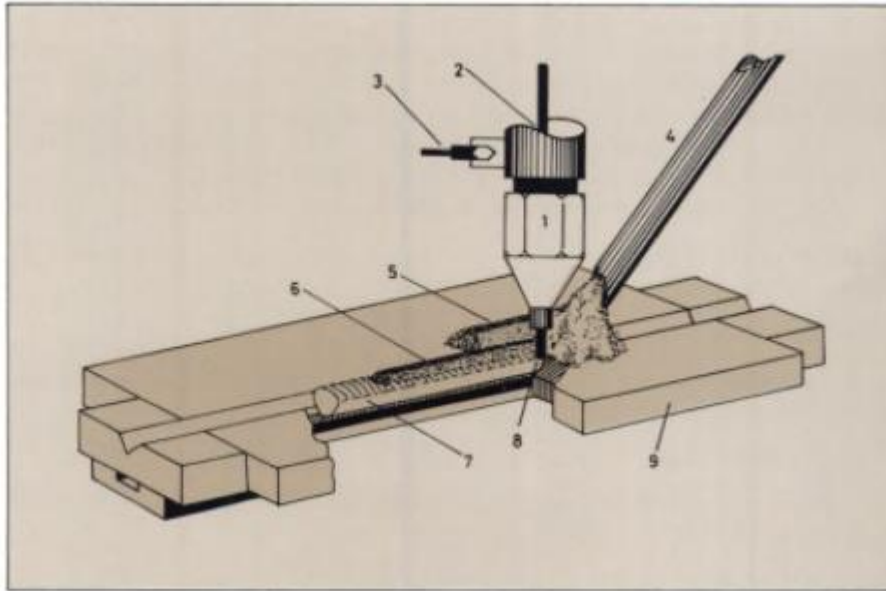


Figura 8. Soldadura por arco sumergido: 1) boquilla; 2) paso del alambre; 3) cable de alimentación de soldadura; 4) tipo de fundente; 5) fundente no fundido; 6) fundente fundido (escoria); 7) cordón de soldadura; 8) alambre electrodado; 9) material base o pieza de trabajo ^[8]

La penetración o cantidad de metal base fundido es mucho mayor en la soldadura con electrodo revestido respecto a la oxiacetilénica, y el metal fundido se mezcla con el metal de aportación depositado con el electrodo. Según el tipo de electrodo y la intensidad empleada, la cantidad de dilución del metal base puede llegar a un 30%. Este hecho ha repercutido notablemente en el desarrollo de los electrodos. por ejemplo, si se usa un electrodo de acero normal para reparar una pieza de fundición, el cordón resultante puede tener aproximadamente 1% de carbono y, con las velocidades relativamente altas de enfriamiento de la soldadura eléctrica al arco, el depósito se transformará en martensita que, debido a su fragilidad inherente, causará grietas bajo la acción de las tensiones de contracción. Esta figuración por temple es muy fácil que ocurra, incluso empleando electrodos tipo básicos que hayan sido presecados a una temperatura de 450°C antes de su utilización.

Este procedimiento fue utilizado entre 1935 y 1940, tanto en los Estados Unidos como en Rusia. Se aplica principalmente al acero y, según su principio, el arco se establece entre un

hilo continuo (generalmente cobreado) que se introduce en un polvo llamado fundente y la pieza de soldadura cubierta con este polvo.

El hilo va enrollado en una bobina llamada devanadera. Un poco por encima de la superficie de la pieza, pasa a través de un depósito conectado al generador de corriente. El hilo se va desenrollando a medida que se va fundiendo, estando regulados, por regla general, el avance del portaelectrodo con relación a la pieza, así como la longitud del arco, por medio de dispositivos automáticos.

Los parámetros operacionales en orden de importancia son:

1. Intensidad de corriente eléctrica de soldadura
2. Fuerza electromotriz de soldadura
3. Tipos de fundentes
4. Velocidad de soldadura
5. Diámetro y tipo de alambre
6. Fundentes (de un pase múltiple de recubrimientos)

1.9 Tubos DSAW (Doble arco sumergido)

El tubo con soldadura por arco sumergido (SAW) deriva su nombre del proceso en el que el arco de soldadura está sumergido en flujo mientras se lleva a cabo la soldadura. Cuando se necesitan realizar ambas soldaduras (interna y externa), el proceso de la soldadura se realiza en forma separada y la tubería se considera soldada con doble arco sumergido (DSAW). Este proceso de doble arco sumergido protege el acero de la contaminación de impurezas en el aire cuando se calienta a temperaturas de soldadura.

1.10 Ensayos no destructivos

La utilización de técnicas no destructivas para la determinación de la integridad de un material, componente o estructura es de vital importancia de estructuras reales. Es necesario detectar los materiales defectuosos antes de ser conformados mecánicamente que sirvan para localizar defectos antes de la puesta en servicio en una máquina o para detectar componentes defectuosos antes de ensamblar. Así mismo, se evalúan defectos que permitan medir los espesores de los materiales, así como determinar el nivel de sólido o líquido en recipientes opacos o bien para identificar y clasificar materiales y para localizar defectos que pudieran desarrollarse durante el procesamiento. También se pueden examinar las estructuras cuando

están en servicio, lo que permitirá su remoción previa a la ocurrencia de una falla. A continuación, se enumeran las principales metodologías de inspección.

Métodos de Ensayos no destructivos

- ✓ Inspección visual
- ✓ Líquidos Penetrantes
- ✓ Partículas Magnéticas
- ✓ Ultrasonidos
- ✓ Corrientes Inducidas (Eddy currents)
- ✓ Rayos X

1.11 Ultrasonido

Generalidades e Historia

La primera utilización importante conocida de ultrasonido fue realizada por Langevin durante la Primera Guerra Mundial, para sondeos subacuáticos.

En 1929 el profesor S. Sokolov descubre que las vibraciones ultrasónicas pueden penetrar en grandes espesores de metal, y ser transmitidas por alambres a grandes distancias. A partir de este descubrimiento, se dio cuenta que se podría utilizar para descubrir imperfecciones en los metales. Esto le llevó a idear un instrumento que denominó Defectoscopio. Aplicó su aparato al estudio de las cualidades estructurales de los metales, y del temple de los aceros, así mismo, lo utilizó para revelar la presencia de objetos contenidos en bloques opacos de material. Para ello ideó un aparato que enviaba sobre una pantalla especial, la imagen de los objetos ocultos que podían encontrarse en los cuerpos metálicos.

Fue hasta 1942, con el descubrimiento y aplicación del sónar por Firestone, para localización de buques, y medida de profundidades marinas, que no empezó el despegue en la utilización de los ultrasonidos en la detección de heterogeneidades en los materiales con la técnica de impulso-eco.

Aplicaciones

De acuerdo a la gama de frecuencias:

- Frecuencias entre 30 y 100 KHz: se utilizan en procesos industriales como: comunicaciones, navegación y pesca, química, biología, soldadura, mecanizado, colada-moldeo.
- Frecuencias entre 100 KHz y 100 MHz: utilizadas en control de calidad, para ensayos de: defectología, metrología y caracterización.

Además, se tienen otras aplicaciones tales como:

- En construcciones navales y metálicas, para el control de productos semielaborados y de uniones.
- En la industria metalúrgica, para el control de productos fundidos, forjados y laminados, como, por ejemplo: chapas, tubos y alambres.
- En comunicaciones, para el control de material rodante, aeronáutico y vías de comunicación (railes).
- En instalaciones de potencia, para inspección de recipientes solicitados por presión y temperaturas elevadas.
- En la industria química, para inspección de instalaciones susceptibles de ser atacadas por sustancias químicas.

El método del ultrasonido en la ingeniería es una técnica de ensayo no destructivo (END) y tiene diversas aplicaciones, en especial para conocer el interior de un material o sus componentes según la trayectoria de la propagación de las ondas sonoras, ya que al procesar las señales de las ondas sonoras se conoce el comportamiento de las mismas durante su propagación en el interior de la pieza. La evaluación depende de las discontinuidades del material examinado, lo que permite evaluar aquella discontinuidad acerca de su forma, tamaño, orientación, debido que la discontinuidad opone resistencia (conocida como impedancia acústica) al paso de una onda. Las ondas ultrasónicas son ondas longitudinales con frecuencias por encima del intervalo audible (20 Hz a 20 000 Hz) para los seres humanos, que van de los 20 Hz a 20 KHz. ^[11]

1.12 Normatividad

El desarrollo de la industria petrolera ha propiciado grandes beneficios para la humanidad y ha contribuido al desarrollo de los procesos de manufactura industrial, el transporte (terrestre, aéreo y marino) además de la exploración espacial.

En su primera etapa, este desarrollo fue acompañado de caos, procesos inseguros, falta de regulación y control. Se generó mala reputación para la industria por los daños ocasionados al medio y fatalidades.

La “normatividad” dio solución a esta problemática. Hoy contamos con una industria regulada por leyes de aplicación internacional e instituciones con campos de acción bien definidos.

Norma o Estándar

Son los documentos que establecen y definen reglas para poder adquirir, comprar, medir o juzgar un bien, parte, componente y servicio, estableciendo definiciones, símbolos o clasificaciones, controlando pruebas y materiales.

Ejemplos:

- Estándar API 1163 (Calificación de sistemas de inspección en línea).
- Estándar ANSI/ASNT-ILI-PQ-2005 (Calificación y certificación del personal de inspección en línea).

Documentos API

API ha desarrollado diversos códigos, estándares y practicas recomendadas complementado algunas áreas que los códigos ASME no especifican. Actualmente se utilizan complementariamente respetando su jurisdicción de aplicación.

- ***Estándar API 1163 (Calificación de sistemas de inspección en línea).***

Los operadores de oleoductos, proveedores de servicios, y la comunidad reguladora se esfuerzan continuamente por mejorar la seguridad y la integridad de las tuberías de gas y líquidos.

Dentro de la línea de inspección de tuberías es una tecnología clave utilizada por la industria para ayudar a mantener la seguridad y la integridad de los sistemas.

Esta norma sirve como un documento guía utilizado con las normas y complementos de la compañía. NACE RP0102-2002, "Práctica Recomendada estándar, Inspección en línea de ductos" y ANSI/ASNT-ILI-PQ-2005 "Calificación y certificación del personal de inspección en línea" todos se han desarrollado para permitir que los proveedores de servicios y operadores de tuberías proporcionen procedimientos rigurosos, que calificará constantemente los equipos, personas, procesos y software utilizados en la inspección en línea.

Certificación de personal

Todas las instituciones que cuentan con programas de certificación de personal se basan en la demostración documental de experiencia, nivel de estudios, capacitación, capacidades físicas y resultados de exámenes teórico prácticos.

- ***Estándar ANSI/ASNT-ILI-PQ-2005 (Calificación y certificación del personal de inspección en línea).***

Establece los requerimientos mínimos para la calificación y certificación del personal de inspección en línea cuyos puestos de trabajo requieren un conocimiento específico de los principios físicos de operación de las tecnologías de ILI, operación de las mismas, requerimientos regulatorios y estándares aplicables a los sistemas de tuberías.

Práctica recomendada

Son documentos con recomendaciones que al seguirse se obtienen resultados consistentes, su aplicación no es obligatoria ni mandataria, describen lo que es una "buena práctica" o la forma más recomendable de hacer una actividad. Tienen su origen en la experiencia de la industria lograda a través del tiempo.

Ejemplos:

- Práctica NACE 0102 (Inspección en línea de ductos)

II. Desarrollo Experimental

Se realizó inspección por ultrasonido en línea a dos tuberías (subterráneas) en paralelo, las etapas fueron las siguientes:

1. Preparación del ducto
2. Inspección del ducto por ultrasonido
3. Obtención de datos
4. Análisis de datos
5. Validación en campo

2.1 Preparación del ducto

Procedimiento de exploración, limpieza y medición del diámetro interno del ducto

a) Exploración

El primer enfoque es una misión de exploración mediante el uso de cerdos de espuma cilíndricos con diferentes densidades (figura 9). Están hechas de poliuretano, en forma de misiles y pueden ser equipados con cerdas de alambre. Cerdos de espuma prueban si el paso a través de la tubería es posible.

- Cerdo de espuma cilíndrico con una densidad baja.
- Cerdo de espuma cilíndrico con una densidad alta.
- Cerdo de limpieza con discos raspadores.
- Cerdo de limpieza con discos raspadores y disco de medición con un diámetro igual al mínimo agujero interno que pueda pasar la herramienta inteligente de inspección.
- Cerdo de limpieza con discos raspadores y disco de medición de 95% del diámetro interno del ducto.
- Cerdo de limpieza con discos raspadores y cepillos (hacer corridas hasta que el objetivo de limpieza sea alcanzado).



Figura 9. Cerdos de espuma cilíndricos

b) Limpieza

El siguiente paso consiste en usar cerdos de limpieza que están equipados con discos raspadores (Figura 10). Al ser presionados contra la superficie interna del tubo son capaces de eliminar o raspar los residuos acumulados.

Después de un número convenido de corridas de limpieza con cerdos raspadores, cerdos de limpieza equipados con una combinación de discos raspadores y cepillos de alambres de acero realizan la última etapa de limpieza del ducto.



Figura 10. a) Cerdos de limpieza con discos raspadores, b) cerdos de limpieza con discos raspadores y cepillos de alambres de acero

En casos cuando también los cerdos con cepillos no son capaces de alcanzar el objetivo de limpieza las corridas de limpieza pueden también ser ejecutadas con líquidos especiales como diésel o keroseno que tienen un cierto efecto de limpieza.

Para depósitos muy duros son removidos por cerdos de descascarillado. Estos cerdos son equipados con discos de uso pesado equipados con puntas de acero redondeadas y endurecidas.



Figura 11. Cerdos de descascarillado

c) Medición del diámetro interior del ducto (Gauging)

Aparte de la limpieza, el diámetro interior a lo largo de la tubería tiene que ser revisado. El diámetro interior puede ser reducido por abolladuras o ampollas las cuales pueden afectar el desplazamiento del diablo inteligente. Para revisar el diámetro menor en el ducto se utilizan discos de medición (figura 12). Los discos de medición pueden ser montados en cerdos de espuma, así como en cerdos de limpieza, son manufacturados con un diámetro específico y son elaborados de aluminio.

La condición de los discos proporciona información sobre el menor diámetro existente, sin embargo, su localización sigue sin ser conocida.

Si el diámetro detectado es demasiado pequeño para no garantizar un libre paso a la herramienta de inspección, se deberá localizar dicho diámetro para realizar trabajos de reparación. Para localizar el defecto, un cerdo de caliper tendrá que utilizarse.



Figura 12. Discos de medición

Finalmente se eliminan los depósitos, arcilla, arena, entre otros desechos de la pared interna de la tubería (figura 13). Si no se hace una limpieza correctamente y en su totalidad de la línea antes de la corrida del diablo de inspección, la herramienta de inspección sufre un desgaste excesivo, las ruedas de la herramienta se pueden bloquear y hay falla de los sensores de la herramienta instrumentada.



Figura 13. Eliminación de depósitos, arcilla, arena, entre otros desechos de pared interna de las tuberías

2.2 Inspección del ducto por ultrasonido

Para realizar la inspección del ducto por ultrasonido se inserta en la tubería un diablo de inspección (figura 14), estos son dispositivos mecánicos que permiten la colecta de datos en todo el perímetro interno/externo y en la trayectoria total del ducto, para determinar el estado físico de la tubería.



Figura 14. Diablo de inspección

A continuación, se muestra un esquema de la trampa de lanzamiento (figura 15) para su posterior descripción paso a paso.



Figura 15. Esquema general de trampa de lanzamiento

Paso 1: Para el lanzamiento de la herramienta por la tubería, se debe despresurizar la trampa de lanzamiento, cerrando la válvula principal y la válvula "Kicker" de la trampa para evitar el paso del medio que se transporta (Figura 16).

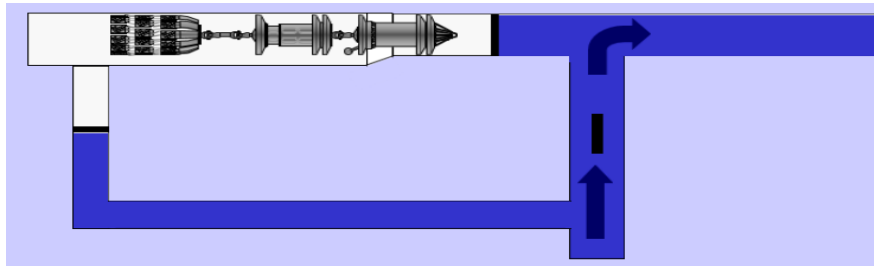


Figura 16. Esquema de lanzamiento herramienta: paso 1

Paso 2: Ya que se introduce la herramienta a través de la compuerta, se procede a abrir parcialmente la válvula "Kicker", para comenzar a tener flujo del medio (Figura 17).

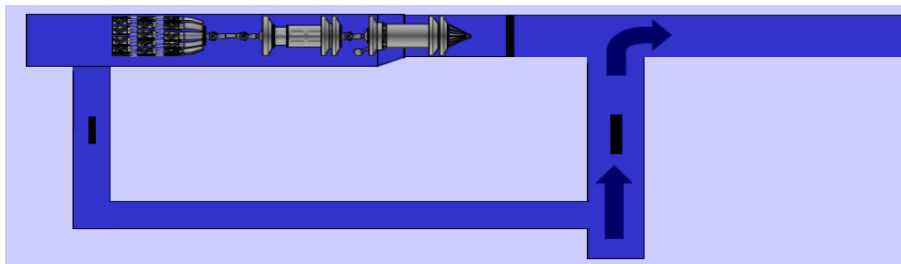


Figura 17. Esquema de lanzamiento herramienta: paso 2

Paso 3: Posteriormente, se abre por completo la válvula principal y la válvula "Kicker" para que se tenga un flujo completo con la presión de operación del medio.

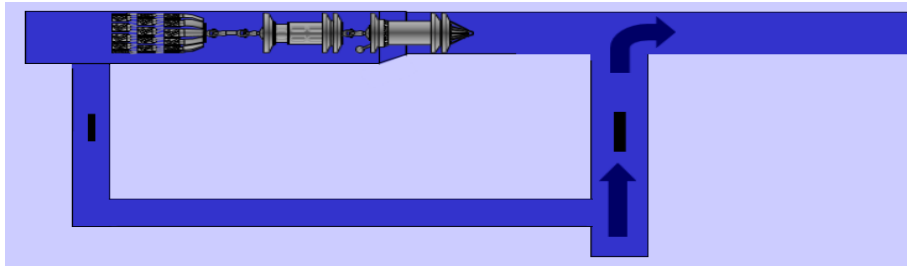


Figura 18. Esquema de lanzamiento herramienta: paso 3

Paso 4: Finalmente, se cierra parcialmente la válvula principal del bypass, generando un empuje o arrastre para que la herramienta comience el análisis.

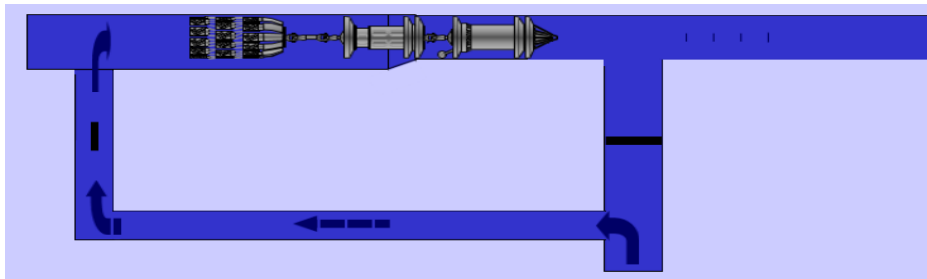


Figura 19. Esquema de lanzamiento herramienta: paso 4

En la figura 20 se muestra un esquema del paso de la herramienta y cómo pueden encontrarse las afectaciones a lo largo de la tubería a partir de su localización en la pared interna o externa.

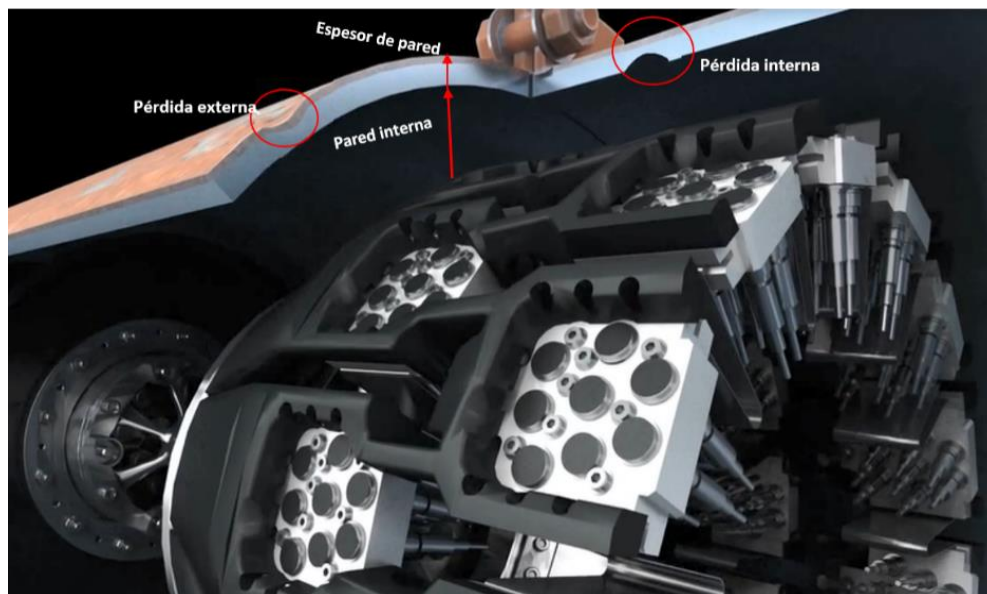


Figura 20. Esquema del paso de herramienta y detección de pérdida interna y externa en la tubería

2.3 Obtención de datos

Una vez finalizada la corrida de inspección, los datos de la inspección ultrasónica se descargan de la herramienta y se verifica tanto su calidad como la totalidad de los datos. Los datos de la inspección y los demás documentos de esta se envían al departamento de análisis en donde se realiza un reprocesamiento de la información y el análisis completo.



1. Adquisición de la señal analógica: El sensor recibe los ecos provenientes del tubo (ondas mecánicas) convirtiéndolos en voltaje.
2. Digitalización de la señal: La herramienta toma muestras de la señal de voltaje cada t segundos y guarda valores. La señal digital representa los valores positivos y negativos de la señal analógica original.

2.4 Análisis de datos

En el primer paso del análisis se determinan las posibles anomalías mediante una búsqueda automática con criterios predefinidos y se almacenan en una base de datos. En un segundo paso se seleccionan las posibles anomalías de la base de datos de acuerdo con criterios predeterminados (longitud, profundidad, etc.) Dichos datos seleccionados son analizados, medidos y clasificados por expertos en el análisis de datos con la ayuda del software especializado para el análisis de los datos.

A partir de una escala de colores (figura 21), se puede observar la afectación (figura 22) de la tubería (pérdidas de metal) y se realiza la clasificación dependiendo a los perfiles característicos de cada uno y la localización en la pared (interna o externa).

Los resultados se recopilan en la lista de anomalías que será revisada por un analista senior que verificará la calidad del análisis.

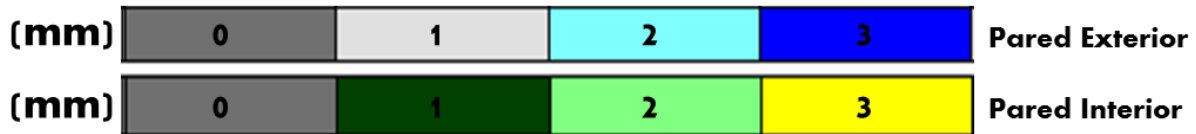


Figura 21. Escala de colores (Pared exterior y pared interior).
Espesor de pared en mm

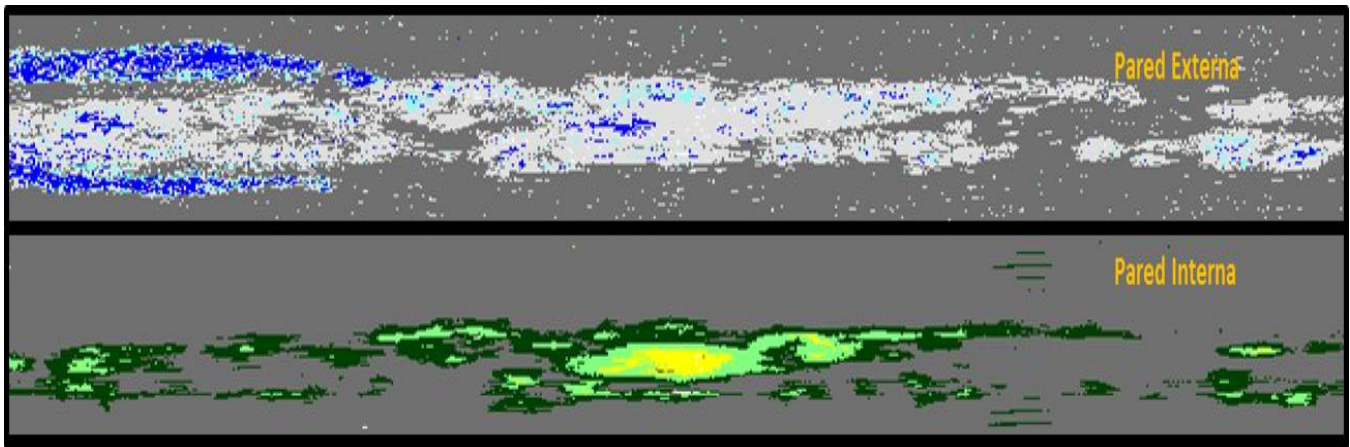


Figura 22. Pérdida de metal interna detectada en el software

A partir de estas imágenes detectadas y con la ayuda de la escala podemos dirigirnos a los puntos que presentan mayor profundidad y así obtener con una mayor precisión el área más afectada y de mayor riesgo. Cada una de las características que se detecta muestra un perfil (figura 23) en el cual se puede medir en mm la profundidad y detectar el punto más profundo para que pueda reportarse al cliente.

Además de la detección de pérdidas de metal internas y externas, este método permite detectar otros tipos de anomalías como laminaciones, sedimentos y otras inclusiones, pues la señal ultrasónica también es reflejada por otras inhomogeneidades presentes en el interior de la pared de la tubería.

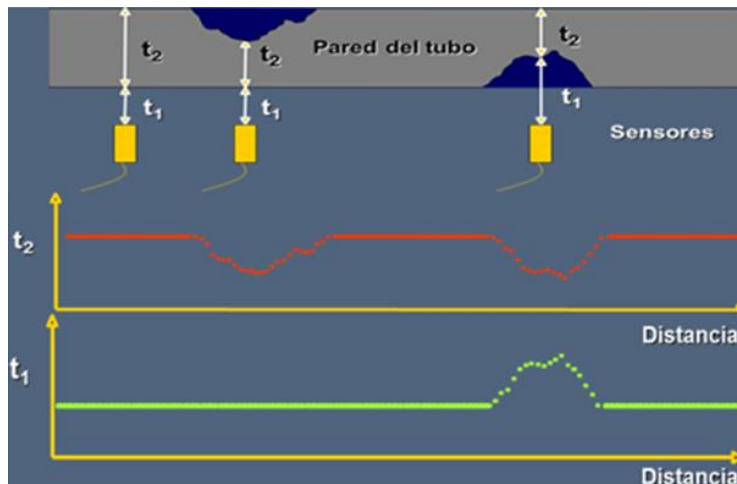


Figura 23. Perfil de profundidad de pérdidas externas e internas

2.5 Validación en campo

Para la detección de anomalías en campo, el cliente selecciona algunas de las características que fueron reportadas para verificar que los datos detectados y analizados sean confiables.

La medición y recopilación de la condición actual de la tubería es un elemento esencial del proceso de verificación. La anomalía solo podrá ser considerada como detectada si los datos medidos son correlativos a los datos proporcionados por la herramienta de inspección.

La información adicional que se puede reunir durante el procedimiento se puede usar para determinar la causa fundamental de la anomalía y puede ser empleada por el analista y el cliente para corregir las condiciones existentes y prevenir así futuros problemas con la tubería.

No se deberá realizar ninguna excavación o investigación de lugar de excavación más hasta que la localización haya sido confirmada por la guía facilitada por este procedimiento.

El reporte de excavación deberá exponer claramente el procedimiento de verificación de localización empleado para cada uno de los lugares de excavación de anomalías.

Las excavaciones de verificación se deberán realizar de acuerdo con el siguiente procedimiento (tabla 5):

Tabla 5. Descripción de actividades a realizar para validación en campo

Descripción de actividades
1. Localización del sitio de excavación y referenciación
2. Excavación del carrete de interés
3. Remoción del recubrimiento anticorrosivo externo
4. Limpieza de la superficie externa de la tubería utilizando chorro de arena
5. Inspección visual de la tubería
6. Medición de la pared de la tubería por muestreo, utilizando ultrasonido de haz recto
7. Medición del espesor de pared de la tubería por muestreo
8. Registro de las indicaciones detectadas y toma de evidencia fotográfica
9. Elaboración de reporte escrito con resultados, evaluación y recomendaciones

III. Resultados

La información que fue proporcionada por el cliente de ambas tuberías se muestra a continuación:

Tabla 6. Características generales de Línea A y Línea B

Características generales Línea A	
Año de construcción	1978
Longitud analizada de la línea	62543.94 m
Diámetro de la línea	36"
Tipo de soldadura	DSAW soldadura longitudinal
Grados de acero de tuberías	API 5L X52
Presión de operación	62.9 bar
Medio usual	Crudo API 22.2
Características generales Línea B	
Año de construcción	1995
Longitud analizada de la línea	59614.41 m
Diámetro de la línea	36"
Tipos de soldadura	SAW soldadura longitudinal, soldadura espiral
Grados de acero de tuberías	API 5L X52
Presión de operación	66.68 bar
Medio usual	Crudo API 22.2

En cada Línea las fechas de inserción y recuperación de la herramienta fueron programadas de la siguiente manera:

- **Línea A.-** Inserción de herramienta 07 Jun 2017, 09:00 am
Recuperación de herramienta 08 Jun 2017, 07:23 pm
- **Línea B.-** Inserción de herramienta 24 Nov 2017, 03:53 pm
Recuperación de herramienta 25 Nov 2017, 04:15 pm

El tiempo entre inserción y recuperación de la herramienta fue distinto en ambas líneas debido a que la velocidad a la que recorrió la herramienta en la A fue menor, por lo tanto, tardó más en recorrerla. Cabe mencionar que estas inspecciones sólo se llevaron a cabo una vez para cada línea.

La figura 24 muestra la trayectoria de ambas líneas que viajan en paralelo. El total de la superficie geográfica está conformada principalmente en un 34% por selva, un 29% por

bosques de pinos y 16% de pastizales. Su clima es tropical, caracterizado por ser caluroso y con abundantes precipitaciones. En general, las temperaturas medias son de hasta 28° C y los altos son fríos con temperaturas promedio de 14° C

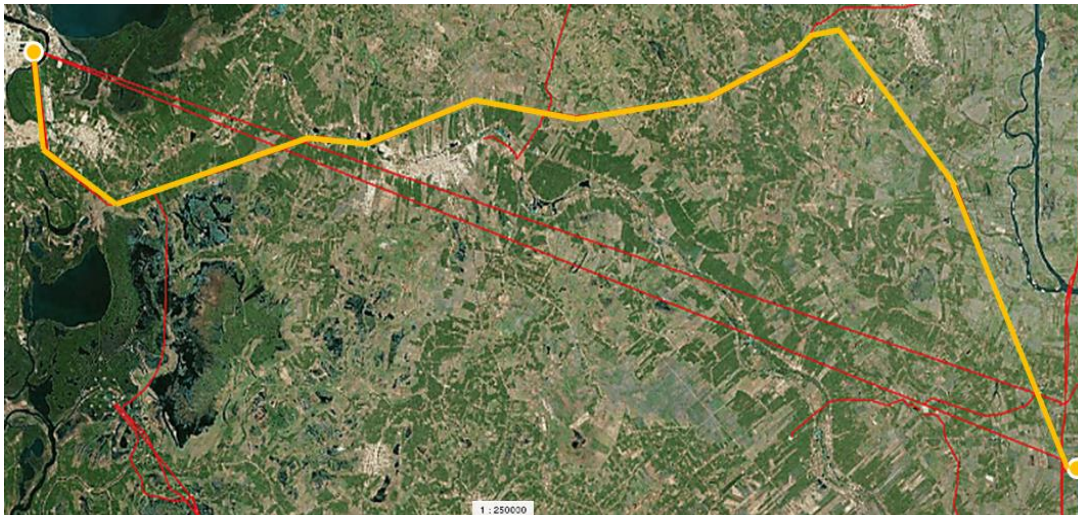


Figura 24. Trayectoria Línea A y Línea B

Con los datos mencionados en la tabla 6 fue posible ajustar la herramienta de inspección a los parámetros necesarios (tabla 7) para la detección de anomalías a lo largo de la tubería de acuerdo a los requerimientos del cliente y los criterios de inspección que se muestran en las tablas 8 y 9.

Tabla 7. Parámetros de inspección Línea A y Línea B

Información de inspección Línea A	
Rango de espesores de pared	10.3 mm - 24.70 mm Predominante: 12.10-12.90 mm
Temperatura durante la inspección (medio)	Pm. 53°C
Temperatura durante la inspección (herramienta)	Pm. 73 °C
Velocidad de herramienta	Pm. 0.54 m/s Máx. 0.71 m/s
Información de inspección Línea B	
Rango de espesores de pared	17.00 mm - 24.70 mm Predominante: 17.40 mm
Temperatura durante la inspección (medio)	Pm. 43.2°C
Temperatura durante la inspección (herramienta)	Pm. 66 °C
Velocidad de herramienta	Mín. 0.60 m/s Pm. 0.71 m/s Máx. 1.00 m/s

Tabla 8. Criterios de inspección Línea A

Tipo	Descripción	Cantidad
Pérdida de metal	Profundidad	≥10% del espesor de pared
Laminación/Inclusión	Longitud	≥100 mm
	Ancho	≥4 mm
Abolladura	Despegue del porta-sensor	≥3 mm

Tabla 9. Criterios de inspección Línea B

Tipo	Descripción	Cantidad
Pérdida de metal	Profundidad	≥1.2 mm
Laminación/Inclusión	Longitud	≥100 mm
	Ancho	≥4 mm
Abolladura	Despegue del porta-sensor	≥3 mm

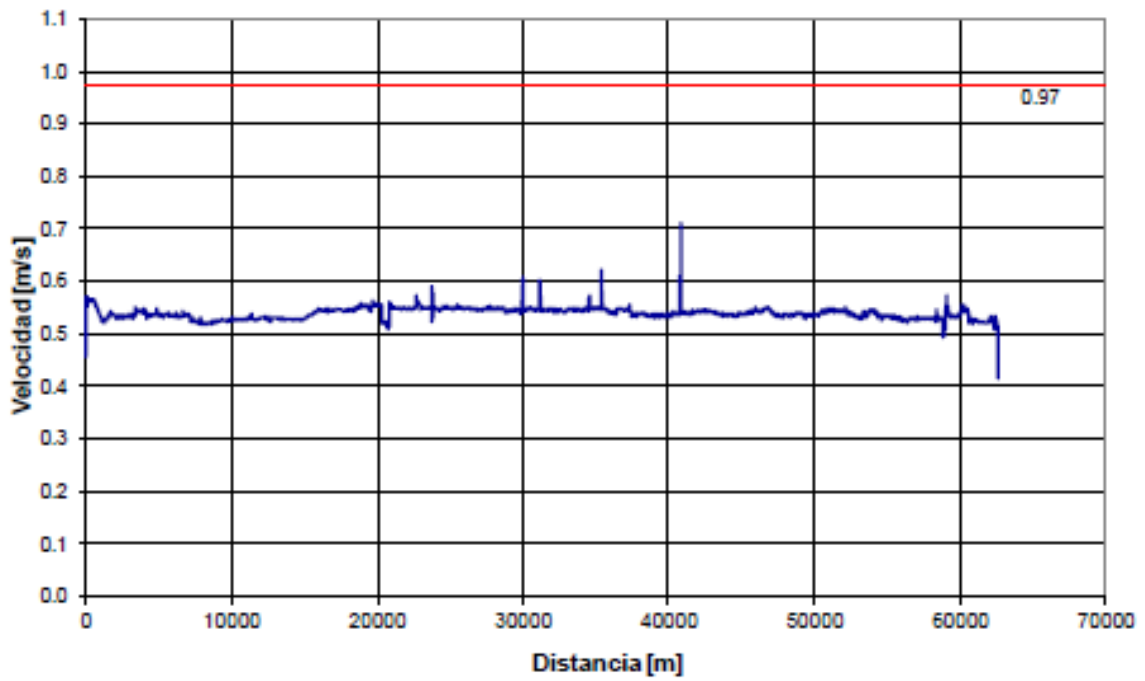
La herramienta tiene la capacidad de almacenar su velocidad y temperatura mientras recorre todo el tubo.

Perfil de Velocidad

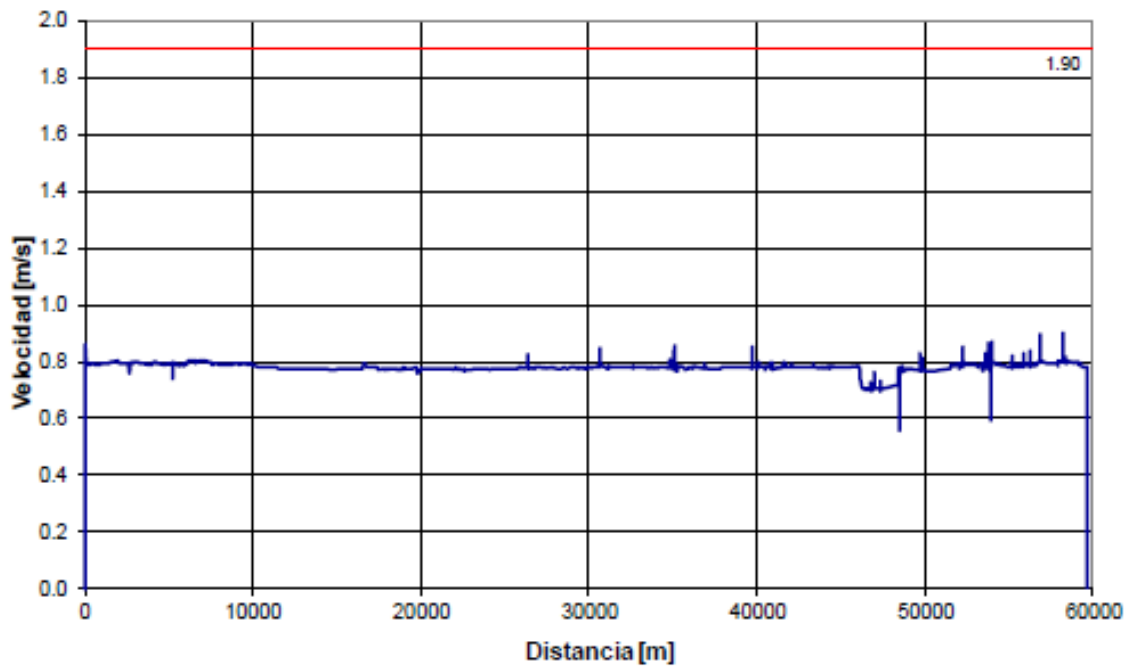
El diagrama de velocidad muestra que durante todo el rango de distancia la velocidad de la herramienta estuvo por debajo de la velocidad máxima especificada de 0.97 y 1.90 m/s (Gráficas 1 y 2), es decir, las especificaciones de las características no son afectadas por la velocidad de la herramienta. Para la velocidad máxima va a influir el medio que se está transportando y el espesor de pared, ya que para la Línea B el espesor predominante es mayor al de la Línea A, por lo tanto, existe una menor limitante para que la herramienta recorra la Línea B. Debido a que la velocidad a la que recorrió la herramienta en la Línea A fue menor esto generó que el tiempo fuera mayor para la recuperación de la herramienta.

Perfil de Temperatura

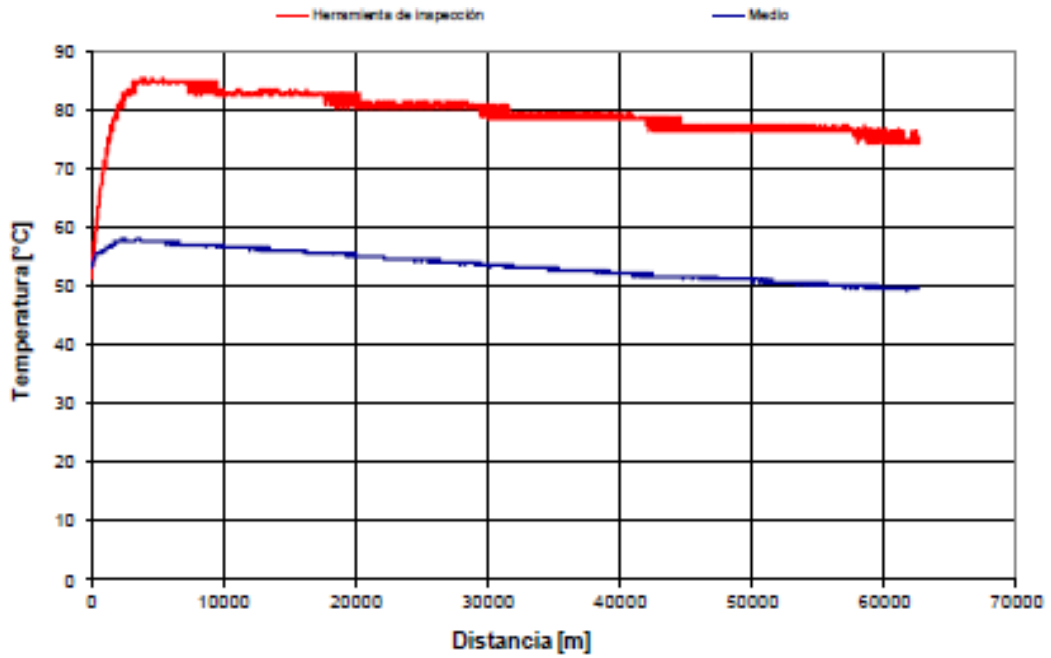
Algo que también contribuye a la velocidad de la herramienta es la temperatura, las gráficas 3 y 4 muestran que la herramienta recorrió la tubería a una temperatura mayor debido a que todo el recopilado y almacenamiento de datos genera un aumento de energía en la batería de la herramienta, mientras hace su recorrido almacena miles de millones de datos. En ambas gráficas el comportamiento es muy similar, a excepción de que existe una diferencia de 10°C en la herramienta de inspección y de aproximadamente 5°C en el medio entre ambas líneas, esto se debe a que el crudo de la línea A es calentado ligeramente para disminuir su viscosidad y que se tenga menos carga de bombeo.



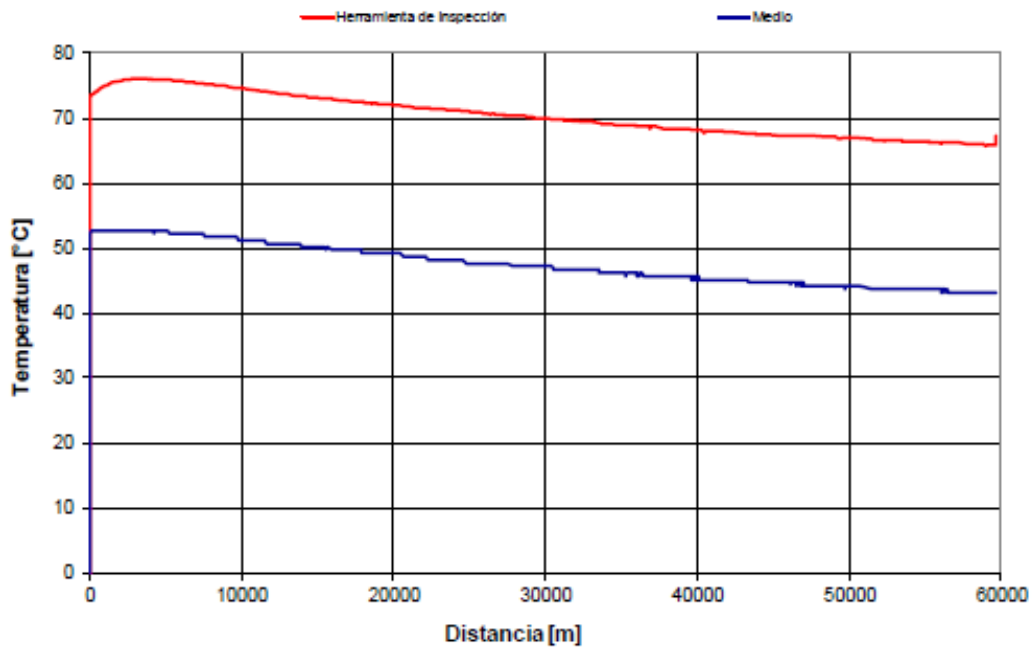
Gráfica 1. Perfil de velocidad Línea A



Gráfica 2. Perfil de velocidad Línea B



Gráfica 3. Perfil de Temperatura Línea A



Gráfica 4. Perfil de Temperatura Línea B

Tabla 10. Cantidad de anomalías detectadas Línea A

Tipo	Descripción	Cantidad de anomalías
Pérdida de metal	Interna	6314
	Externa	5034
Laminación/Inclusión	Pared media	8334
Abolladura	-	89

Tabla 11. Cantidad de anomalías detectadas Línea B

Tipo	Descripción	Cantidad de anomalías
Pérdida de metal	Interna	3499
	Externa	6477
Laminación/Inclusión	Pared media	526
Abolladura	-	10

Tabla 12. Instalaciones Línea A

Tipo de instalación	Cantidad
Válvula	9
Brida	5
Pieza T	5
Vueltas	59
Tapón	40
Reparaciones (encamisado)	290
Parche	13
Otras	8

Tabla 13. Instalaciones Línea B

Tipo de instalación	Cantidad
Válvula	5
Brida	5
Pieza T	9
Tapón	23
Reparaciones (encamisado)	7
Parche	3
Otras	9

Así mismo, la herramienta es capaz de detectar las instalaciones que poseen ambas líneas, esto nos permite saber si tienen algún tipo de encamisado (reparación) en pérdidas de metal muy profundas o en áreas muy afectadas; así como, conocer las válvulas, bridas. piezas T, vueltas, etc.

3.1 Análisis de datos

Línea A

El número total de pérdidas de metal detectadas es de 11348. Sin embargo, hay 2063 anomalías reparadas por encamisados, por lo tanto, las pérdidas de interés para el cliente son de 9285. La distribución total de pérdidas de metal en la línea A de acuerdo su profundidad (mm) se muestran en la tabla 15, la cual nos presenta que la mayoría de las anomalías se presentan en el intervalo con profundidad de 1.0 -1.9 mm, y de éstas en mayor cantidad en la pared interna. Sin embargo, para el cliente es aún más importante el porcentaje de las anomalías con respecto al espesor de pared, ya que de ahí se determinará si se hace o no alguna reparación. En la tabla 16 se presentan 428 anomalías mayores al 30%, pero de éstas 106 no están reparadas, por lo tanto, éstas tendrían que ser revisadas una a una su porcentaje y se debe determinar si se van a verificar o no a campo para realizar alguna reparación y evitar daños en la tubería y por consiguiente en la producción.

Línea B

El número total de pérdidas de metal detectadas es de 11348. Sin embargo, hay 14 anomalías reparadas por encamisados, por lo tanto, las pérdidas de interés para el cliente son de 11334. La distribución total de pérdidas de metal en la línea A de acuerdo su profundidad (mm) se muestran en la tabla 17, la cual nos presenta que la mayoría de las anomalías se presentan en el intervalo con profundidad de 1.0 -1.9 mm, y contrario a la Línea A de éstas en mayor cantidad en la pared externa. Para realizar una determinación en reparar o no, el cliente considera más importante el porcentaje de las anomalías con respecto al espesor de pared, en la tabla 18 muestra que únicamente 9 pérdidas rebasan el 30%, de las cuales 1 ya se encuentra reparada. Por lo tanto, es necesario revisar el porcentaje de estas anomalías y determinar cuáles son las que se verificarán en campo para saber si es o no necesaria alguna reparación.

Tabla 14. Distribución de pérdidas de metal Línea A según su profundidad en mm

Profundidad (mm)	Externa		Interna		Total	
	Cantidad	Porcentaje (%)	Cantidad	Porcentaje (%)	Cantidad	Porcentaje (%)
<1.0	34	0.7	38	0.6	72	0.6
1.0-1.9	3290	65.4	5789	91.7	9079	80
2.0-2.9	993	19.7	450	7.1	1443	12.7
≥3.0	717	14.2	37	0.6	754	6.6
Total	5034 (44.4%)	100	6314 (55.6%)	100	11348 (100%)	100

Tabla 15. Distribución de pérdidas de metal Línea A según su profundidad en % del espesor de pared de referencia

Profundidad (%)	Externa		Interna		Total	
	Cantidad	Porcentaje (%)	Cantidad	Porcentaje (%)	Cantidad	Porcentaje (%)
<10	969	19.2	1370	21.7	2339	20.6
10-19	2944	58.5	4815	76.3	7759	68.4
20-29	695	13.8	123	1.9	818	7.2
≥30	426	8.5	6	0.1	428	3.8
Total	5034 (44.4%)	100	6314 (55.6%)	100	11348 (100%)	100

Tabla 16. Distribución de pérdidas de metal Línea B según su profundidad en mm

Profundidad (mm)	Externa		Interna		Total	
	Cantidad	Porcentaje (%)	Cantidad	Porcentaje (%)	Cantidad	Porcentaje (%)
<1.0	7	0.1	10	0.3	17	0.2
1.0-1.9	5303	81.9	2789	74.3	8092	79.1
2.0-2.9	952	14.7	693	18.5	1645	16.1
≥3.0	215	3.3	264	7.0	479	4.7
Total	6477 (63.3%)	100	3756 (36.7%)	100	10233 (100%)	100

Tabla 17. Distribución de pérdidas de metal Línea B según su profundidad en % del espesor de pared de referencia

Profundidad (%)	Externa		Interna		Total	
	Cantidad	Porcentaje (%)	Cantidad	Porcentaje (%)	Cantidad	Porcentaje (%)
<10	4915	75.9	2651	70.6	7566	73.9
10-19	1515	23.4	1009	26.9	2524	24.7
20-29	39	0.6	95	2.5	134	1.3
≥30	8	0.1	1	0.0	9	0.1
Total	6477 (63.3%)	100	3756 (36.7%)	100	10233 (100%)	100

Para un mejor entendimiento de las gráficas que se muestran posteriormente, la figura 25 muestra un tubo y sus respectivos grados ($^{\circ}$), y una vista del mismo tubo en forma de placa con sus respectivos grados ($^{\circ}$).



Figura 25. Posición circunferencial ($^{\circ}$) de tubos

Pérdida de Metal Externa

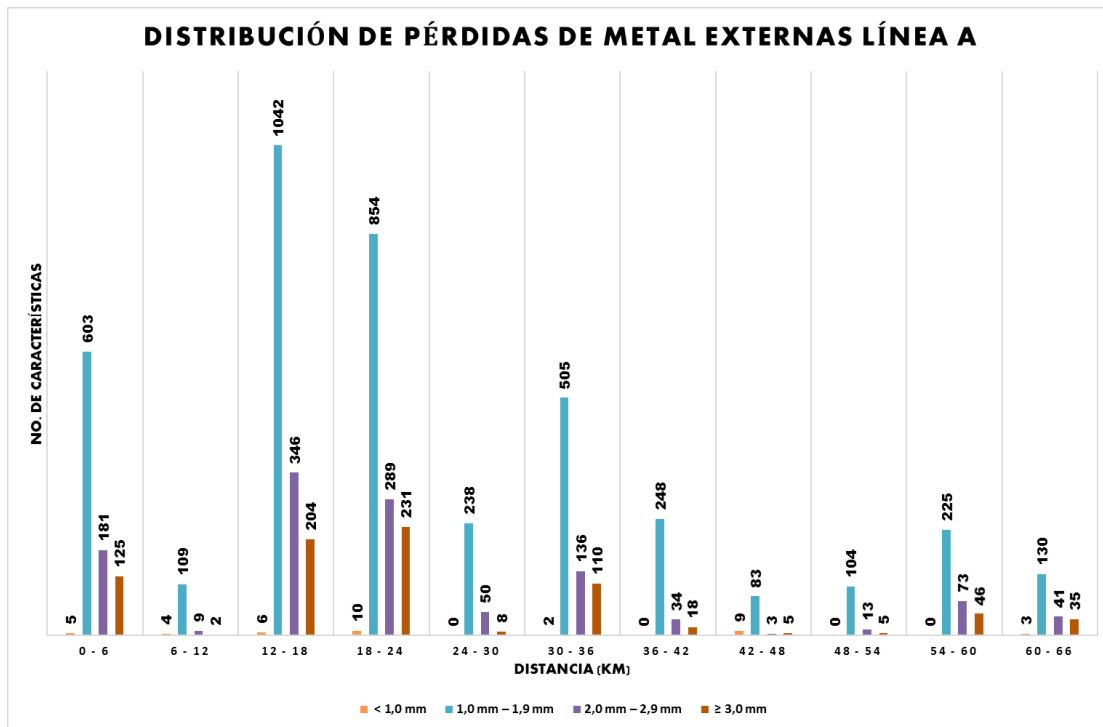
Línea A

En términos generales, la siguiente información fue presentada al cliente para que tuviera conocimiento de las indicaciones que se encontraron.

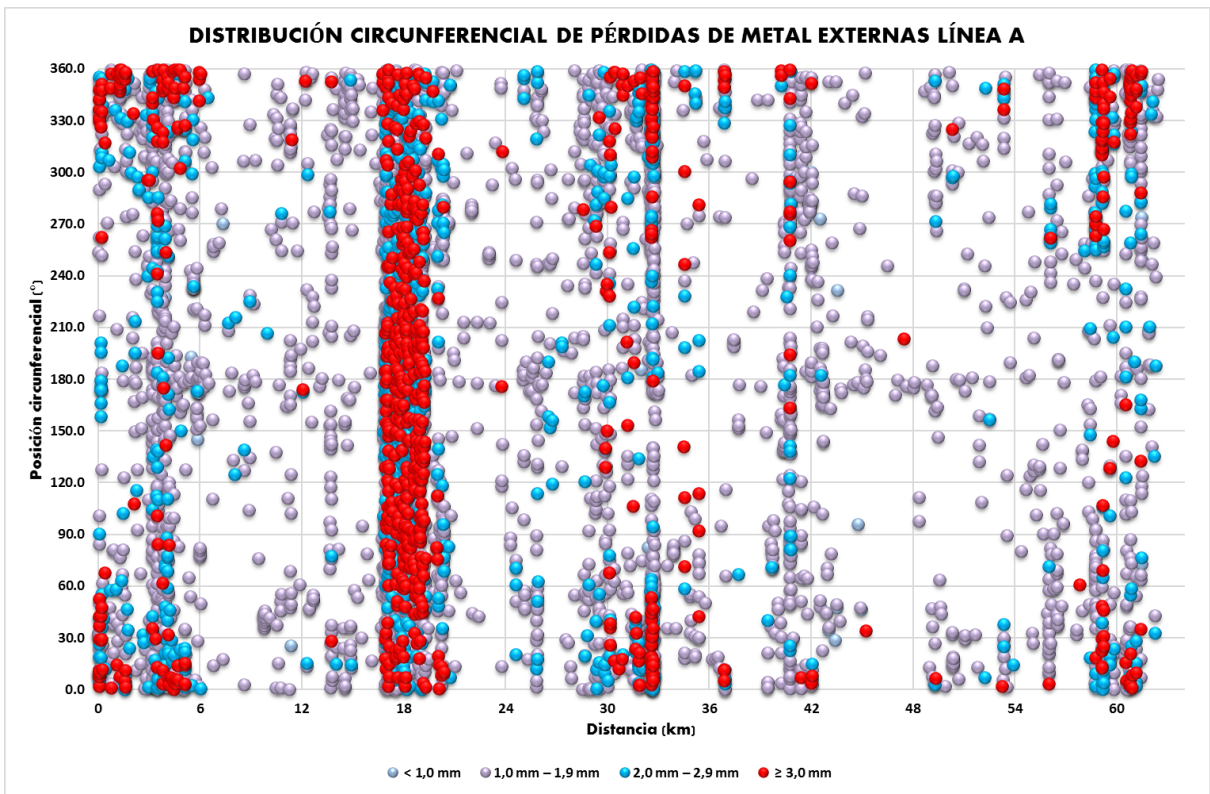
- 1) 5034 características de pérdida de metal externa fueron localizadas a lo largo de la línea A.
- 2) 228 de las anomalías por pérdida de metal externa están relacionadas con el proceso de manufactura.
- 3) Los valores de profundidad de las características de pérdida de metal externa abarcan entre el 4 % y el 81 % del espesor de pared referencial.
- 4) En la tubería, se han detectado 67 características de pérdida de metal externa superior al 50 % del espesor de pared referencial.
- 5) La característica de pérdida de metal externa más profunda muestra una profundidad del 81 % (15.0 mm) y un espesor de pared remanente de 3.6 mm. Se encuentra en la distancia 716.37 m, reparada con una envolvente.
- 6) La característica de pérdida de metal externa con la segunda mayor profundidad muestra una profundidad del 80 % (9.5 mm) y un espesor de pared remanente de 2.4 mm. Se encuentra en la distancia 61143.64 m, sin reparar.

Para que el cliente seleccione alguna anomalía a verificar debe considerar que las pérdidas sean mayores al 50%, ya que pueden llegar a ocasionar catástrofes si es que no se tiene el

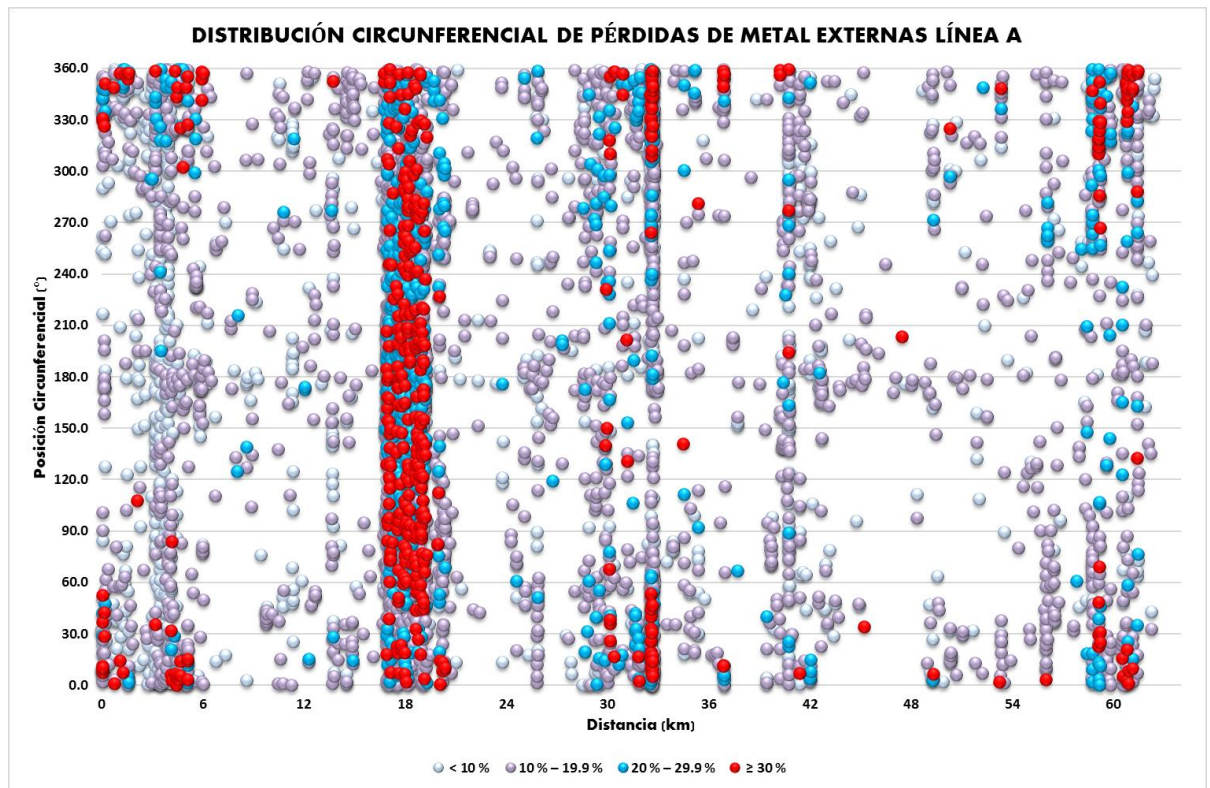
debido cuidado e intervención oportuna. En la gráfica 5 muestra que el intervalo de 12-18 km es el que posee mayor distribución de anomalías, mientras que, en las gráficas 6 y 7 se observa en ese mismo rango de distancia y de manera circunferencial la concentración de anomalías es en todo el tubo y con profundidades mayores a 3mm. En este último intervalo se tiene que en la distancia 18km presenta profundidades mayores debido a que se encuentran los encamisados (tabla 19), por lo tanto, las pérdidas que se localizan en esa área sin reparaciones son 10 pérdidas en un rango del 30-40%. Así que, al revisar las áreas con mayor presencia de pérdidas $\geq 30\%$ nos percatamos que de la distancia 0-6km y 30-33 km, se tienen 30 y 22 pérdidas de metal sin encamisado, pero en este caso el intervalo de profundidad va del 30-70%. Finalmente, en la distancia de 59-62 km, se tiene la pérdida de 80%, la cual fue seleccionada por la cliente para su verificación en campo y en caso de no pasar el factor estimado de reparación (FER) hacer una sustitución del tubo, un recubrimiento o un encamisado.



Gráfica 5. Distribución de pérdidas de metal externas Línea A
Número de características vs Distancia (km), profundidad en mm



**Gráfica 6. Distribución circunferencial de pérdidas de metal externas Línea A
Profundidad en mm**



**Gráfica 7. Distribución circunferencial de pérdidas de metal externas Línea A
Profundidad en %**

Tabla 18. Áreas de mayor interés para verificación en campo

Distancia (km)	# Pérdidas de metal externas	# Pérdidas de metal externas Sin encamisado	Intervalo profundidad
0-6	52	30	30-72%
17-19	225	10	30-40%
30-33	68	22	30-70%
59-62	39	14	30-80%

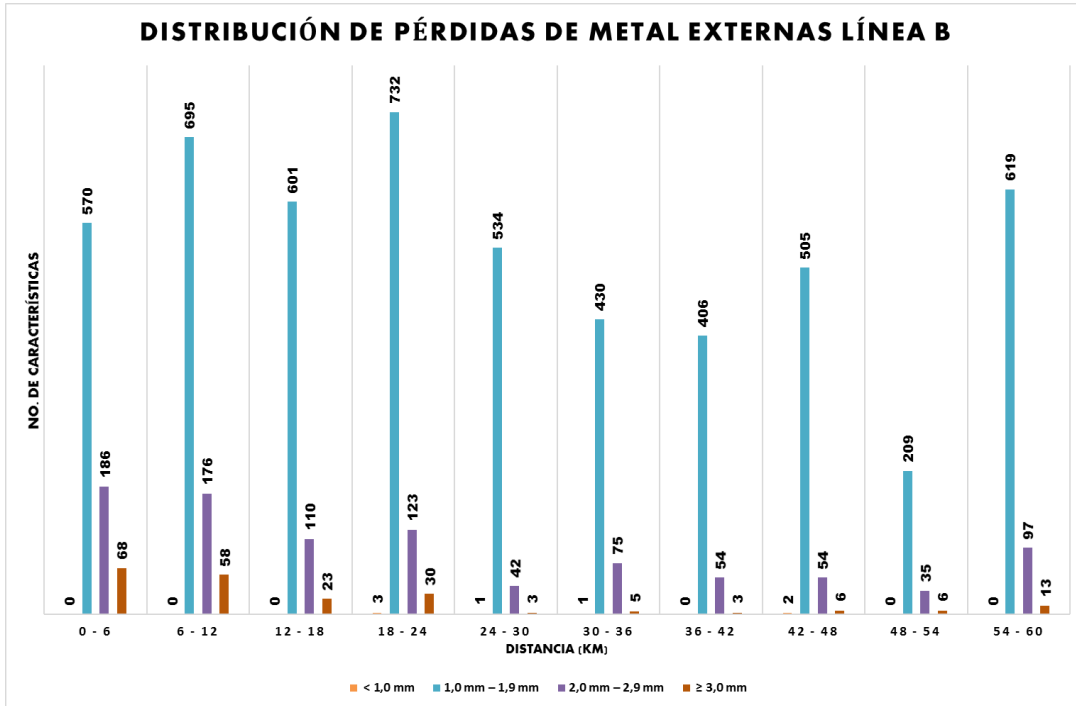
Línea B

La siguiente información fue presentada al cliente para que tuviera conocimiento de las indicaciones que se encontraron.

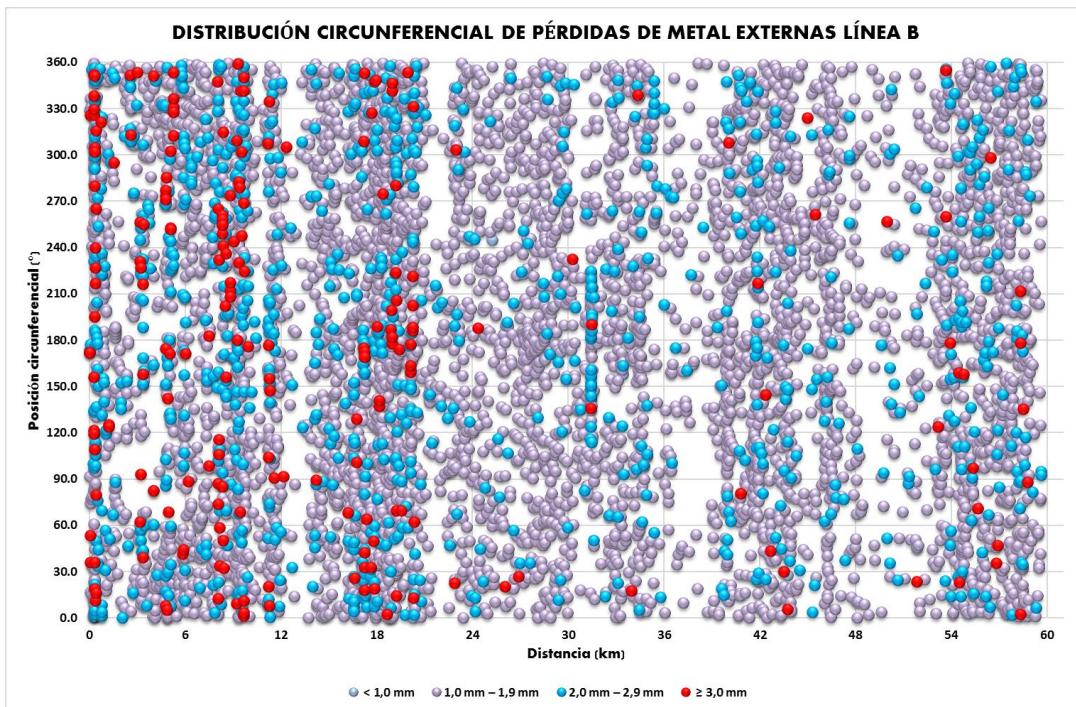
- 6477 características de pérdida de metal externa han sido incluidas en las listas de resultados.
- La pérdida de metal externa es el tipo de anomalía predominante detectado en la tubería: 63 % de las características de pérdida de metal incluidas en el reporte se clasificaron como externas.
- 320 de las anomalías por pérdida de metal externa están relacionadas con el proceso de manufactura.
- Los valores de profundidad de las características de pérdida de metal externa abarcan entre el 4 % y el 79 % del espesor de pared referencial.
- En la tubería, se han detectado 2 características de pérdida de metal externa superior al 50 % del espesor de pared referencial.
- La anomalía de pérdida de metal externa con mayor profundidad muestra una profundidad del 53 % del espesor de pared referencial, muestra una profundidad de 9.3 mm y un espesor de pared remanente del 8.1 mm. Se encuentra en la distancia 53141.22m

En este caso, la cantidad de anomalías con un porcentaje $\geq 30\%$ son muy pocas a comparación de las mayores a 3mm de profundidad (gráficas 9 y 10), a pesar de que la cantidad de anomalías encontradas fue mayor en esta Línea (gráfica 8), no presentan un riesgo mayor de integridad para el ducto y se encuentran distribuidas en todo el ducto. Además de que esta línea tiene menor tiempo operando (1995), no cuenta con muchas envolventes (reparaciones) y sólo 12 pérdidas se encuentran dentro de éstas, además de que esta línea no tiene operación continua, depende de las necesidades, por ejemplo, si hay altos inventarios de crudo

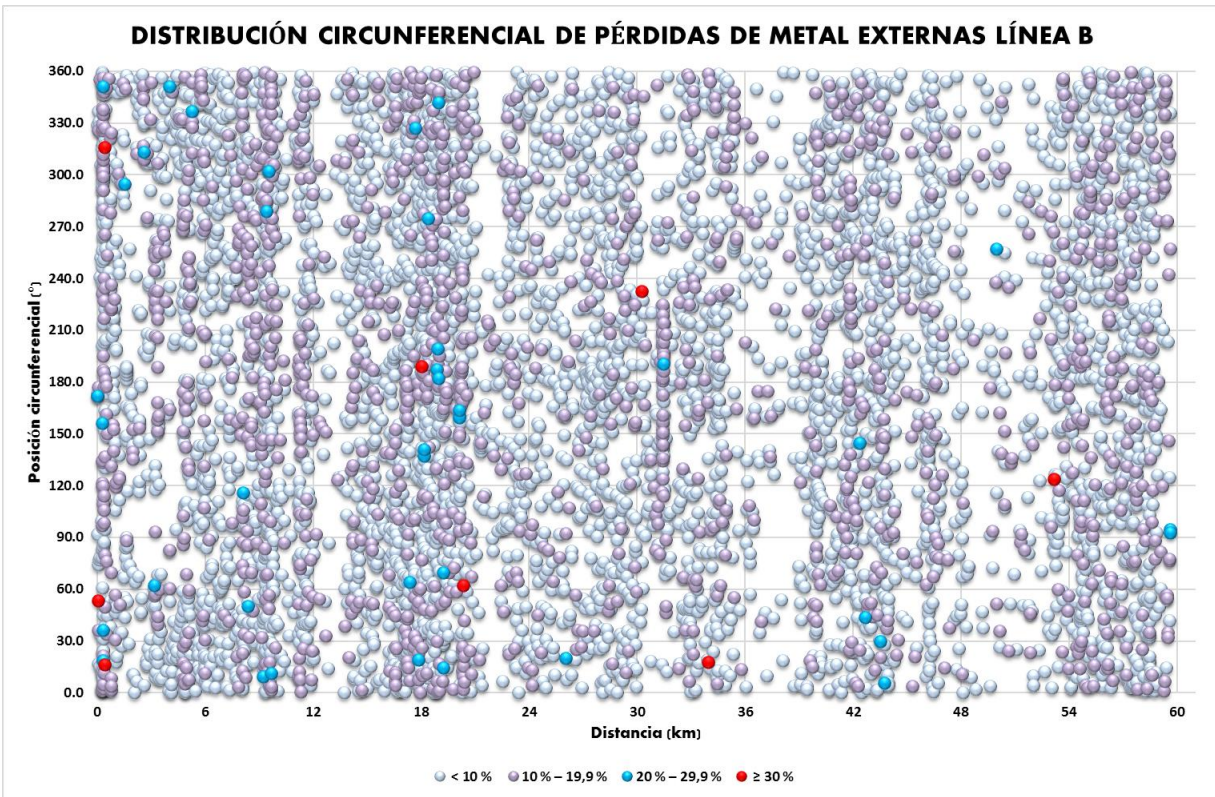
(reservas) esta línea no opera. Así que, para seleccionar alguna anomalía para la inspección en campo serían únicamente las que presentan un porcentaje $\geq 30\%$ (8 pérdidas de metal externas), de ahí el cliente selecciona de acuerdo a las características más relevantes: profundidad y tamaño.



Gráfica 8. Distribución de pérdidas de metal externas Línea B
Número de características vs Distancia (km), profundidad en mm



Gráfica 9. Distribución circunferencial de pérdidas de metal externas Línea B
Profundidad en mm



Gráfica 10. Distribución circunferencial de pérdidas de metal externas Línea B
Profundidad en %

Pérdida de Metal Interna

Línea A

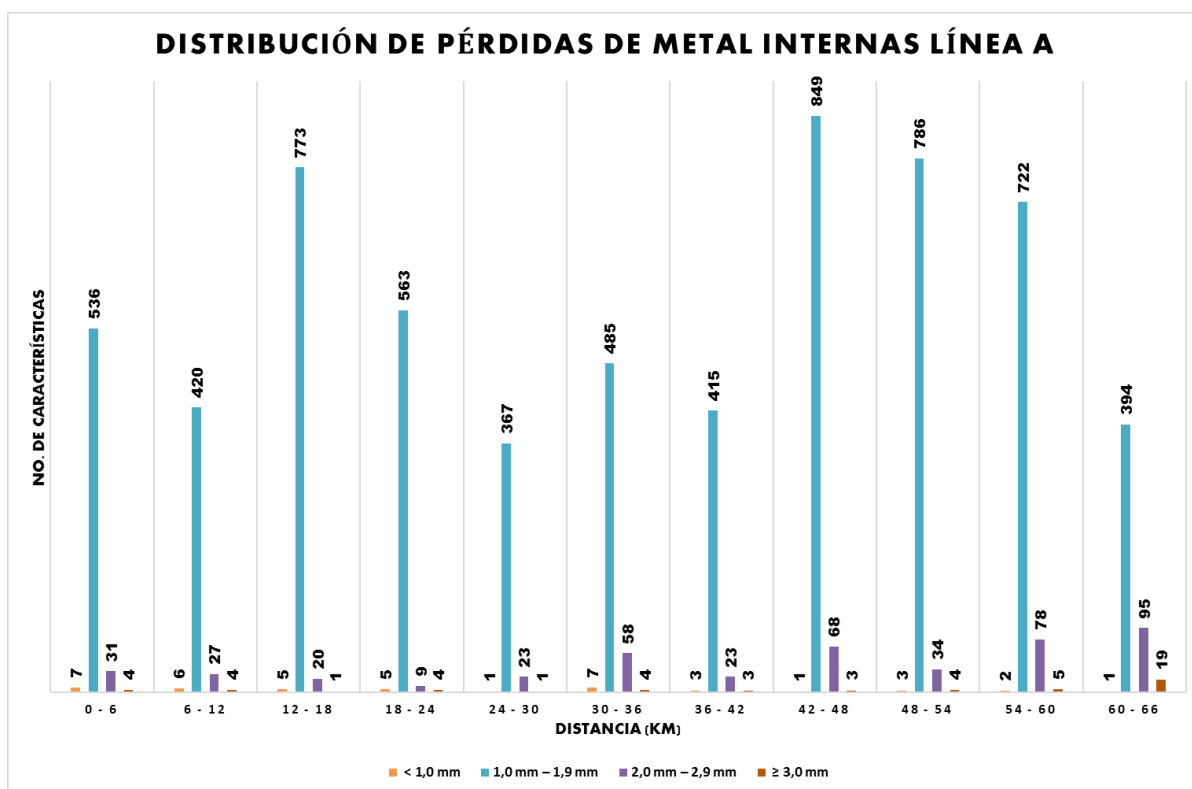
La siguiente información fue presentada al cliente para que tuviera conocimiento de las indicaciones que se encontraron.

- 1) 6314 características de pérdida de metal interna han sido incluidas en las listas de resultados.
- 2) Las anomalías de pérdida de metal internas se detectaron, principalmente, en la parte inferior de la tubería. 2954 de las anomalías por pérdida de metal interna fueron clasificadas como canales.
- 3) Los valores de profundidad de las características de pérdida de metal interna abarcan entre el 4 % y el 39 % del espesor de pared referencial.
- 4) La característica de pérdida de metal interna más profunda muestra una profundidad del 39 % (4.6 mm) y un espesor de pared remanente del 7.1 mm. La anomalía se encuentra en la distancia 51829.37 m.

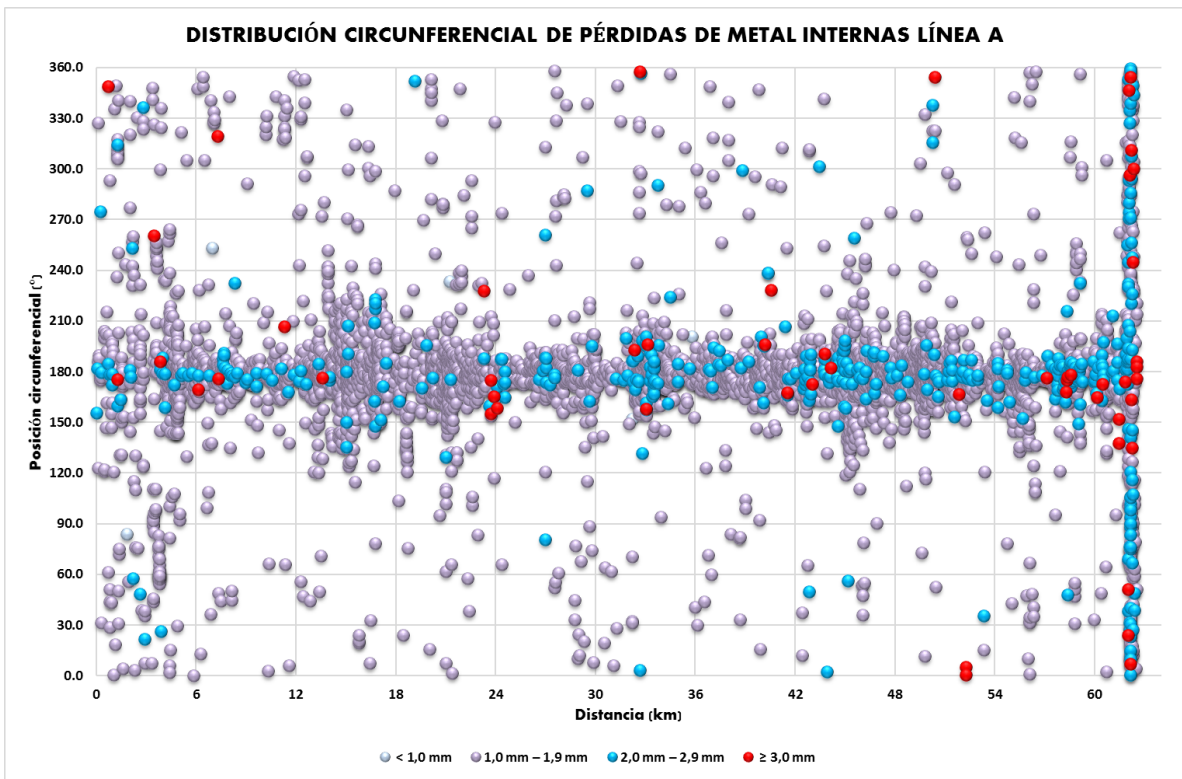
- 5) La característica de pérdida de metal interna con la segunda mayor profundidad muestra una profundidad del 33 % (3.8 mm) y un espesor de pared remanente del 7.9 mm. La anomalía se encuentra en la distancia 6091.71 m.

La mayoría de las pérdidas internas tienen una profundidad $\leq 30\%$ (gráfica 11), por lo tanto, es más fácil descartar las que son de interés para el cliente. Sin embargo, las que tienen una profundidad $\geq 30\%$ se encuentran debajo de encamisados y no presentan algún riesgo para la línea.

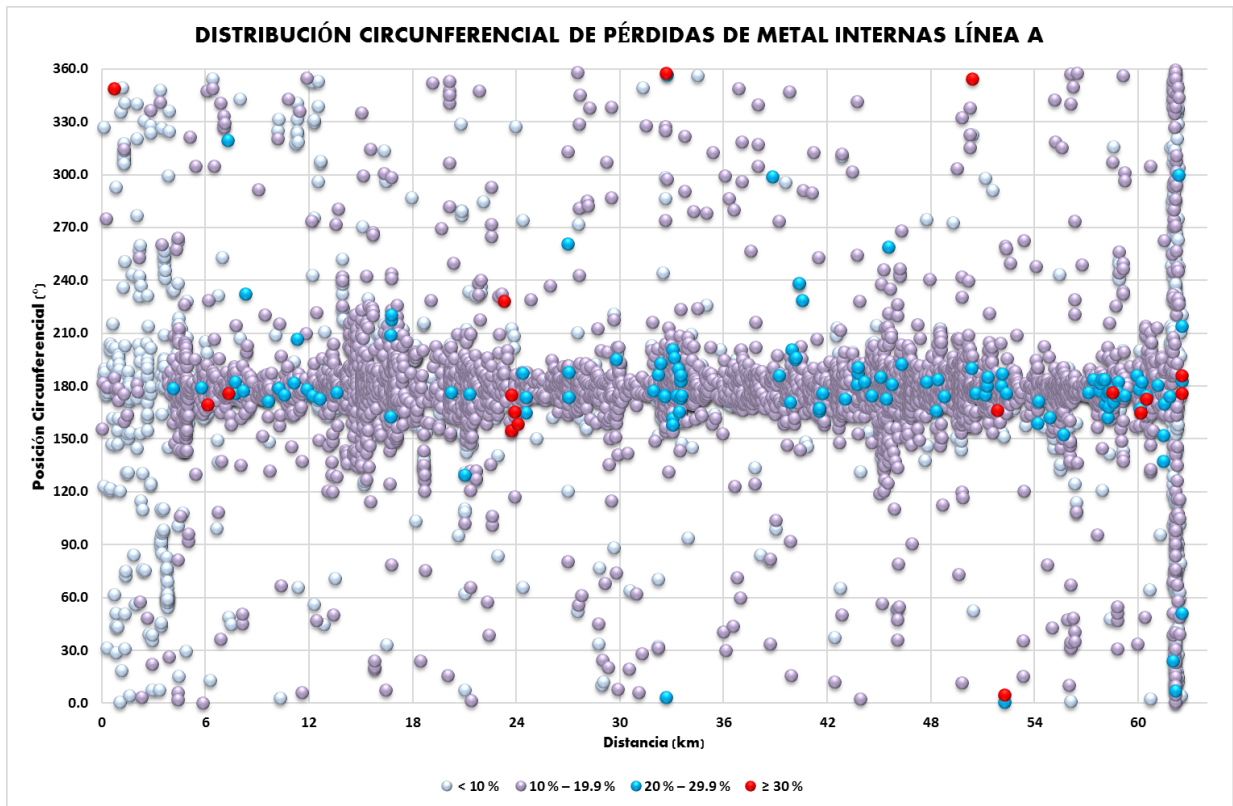
En esta línea se presenta pérdida interna en la parte inferior del tubo (gráficas 12 y 13), generada por agua congénita. El agua congénita es agua salada que se encuentra dentro de la roca, asociada a la presencia de hidrocarburos. Contiene sales disueltas, como cloruros de calcio y sodio, carbonatos de sodio, cloruros de potasio, sulfatos de calcio o de bario, entre otros; puede incluso contener algunos metales, puede viajar en la parte inferior (180°) del ducto o a los costados (90° y 270°).



Gráfica 11. Distribución de pérdidas de metal internas Línea A
Número de características vs Distancia (km), profundidad en mm



Gráfica 12. Distribución circunferencial de pérdidas de metal internas Línea A
Profundidad en mm



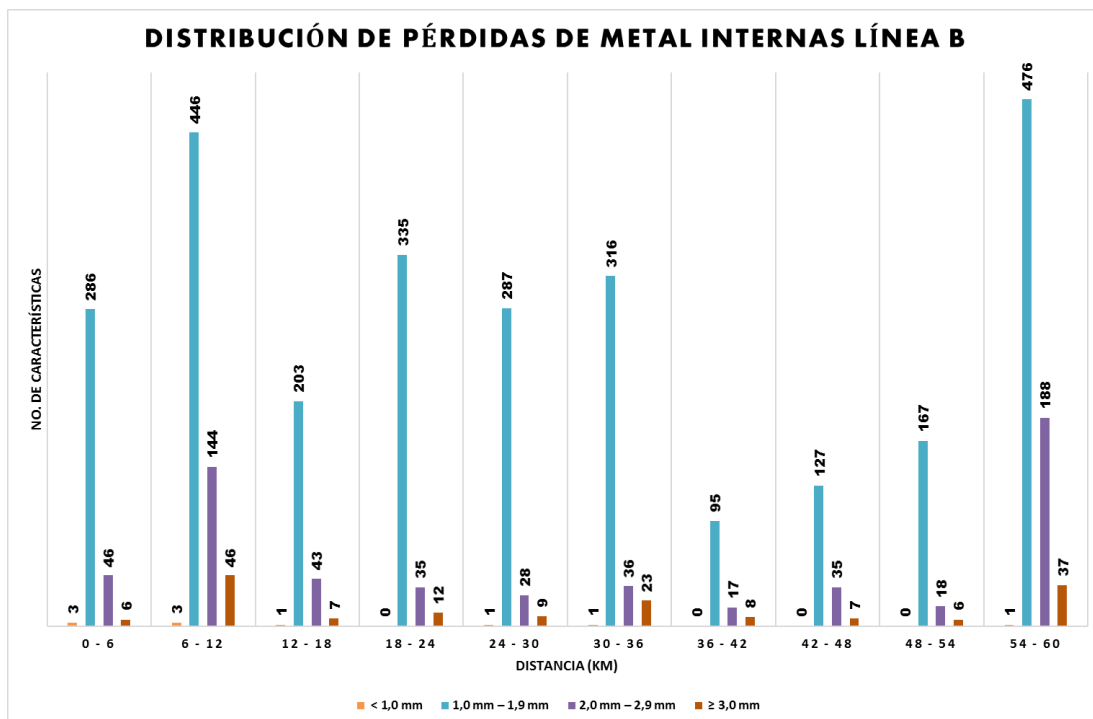
Gráfica 13. Distribución circunferencial de pérdidas de metal internas Línea A
Profundidad en %

Línea B

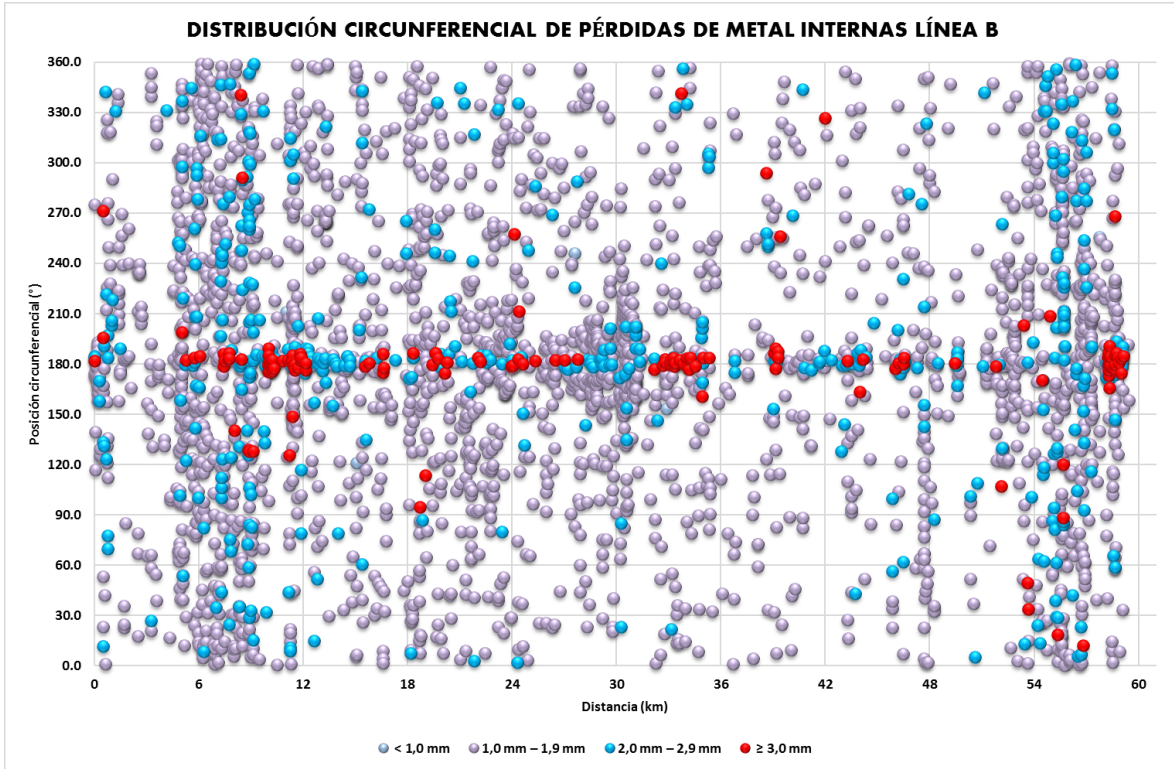
La siguiente información fue presentada al cliente para que tuviera conocimiento de las indicaciones que se encontraron.

- 3499 características de pérdida de metal interna han sido incluidas en las listas de resultados.
- Los valores de profundidad de las características de pérdida de metal interna abarcan entre el 4 % y el 32 % del espesor de pared referencial.
- La característica de pérdida de metal interna más profunda muestra una profundidad de 7.4 mm y un espesor de pared remanente de 15.9mm.

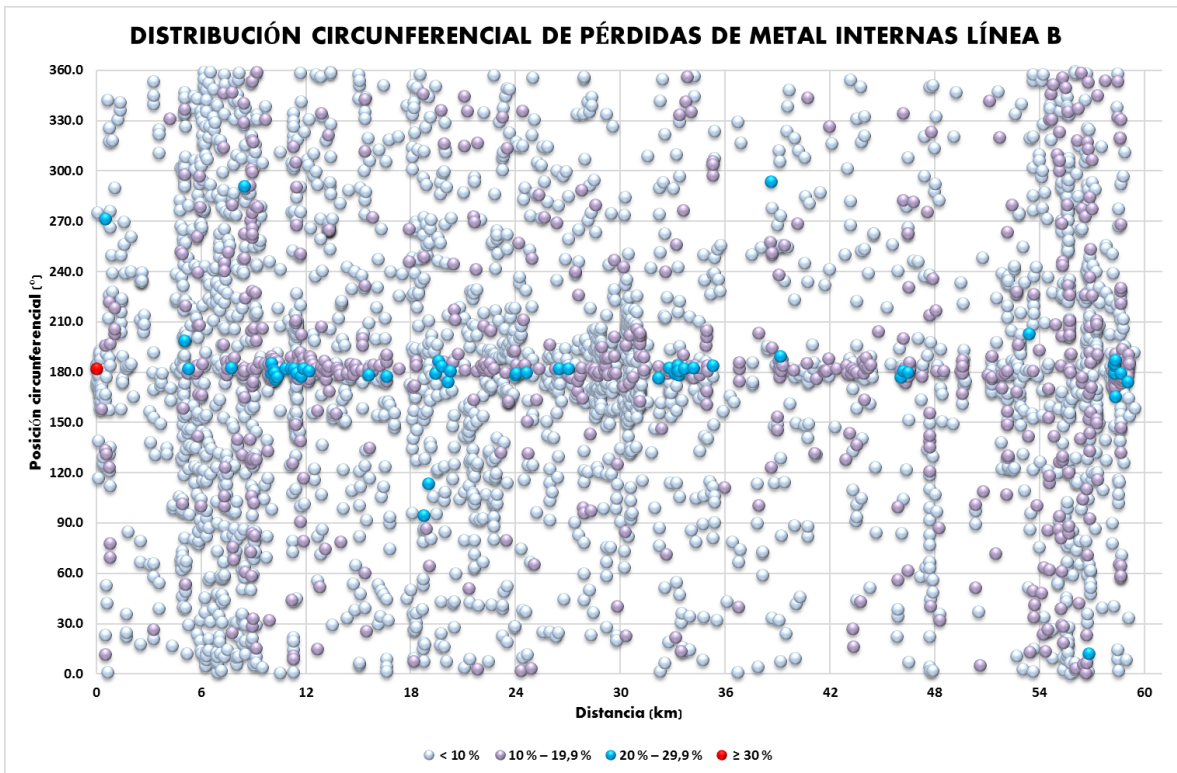
Para esta Línea, podemos observar que tiene una ligera afectación por el agua congénita a 180°, sin embargo, presenta una mayor distribución de pérdidas internas en toda la circunferencia del ducto (gráfica 14), así mismo, el porcentaje de profundidad en las pérdidas es mucho menor en comparación de la Línea A. Si comparamos las gráficas 15 y 16, observamos que a pesar de tener un número más elevado de anomalías mayores a 3mm, únicamente presenta una anomalía al inicio de la línea con una profundidad $\geq 30\%$ y sería la pérdida interna mencionada previamente con una profundidad de 7.4 mm, esto es, 32% del espesor de pared referencial.



Gráfica 14. Distribución de pérdidas de metal internas Línea B
Número de características vs Distancia (km), profundidad en mm



Gráfica 15. Distribución circunferencial de pérdidas de metal internas
Profundidad en mm



Gráfica 16. Distribución circunferencial de pérdidas de metal internas
Profundidad en %

Laminaciones

Imperfección o discontinuidad con una separación de capas, que se entienden paralelas o angulares a la superficie de la pared del tubo (figura 26). Ocurren durante la producción de la placa o tira desde la que se fabrica la tubería. Los procedimientos modernos de fabricación y garantía de calidad deberían garantizar que cualquier defecto importante sea detectado y eliminado antes de que comience la construcción de la tubería. Sin embargo, muchas tuberías antiguas en todo el mundo están operando con anomalías tales como laminaciones que se considerarían inaceptables para las especificaciones de tuberías modernas.



Figura 26. Ejemplo de laminación en tubería

Línea A

Las separaciones de material en la pared de la tubería (laminaciones) se presentan en la tubería debido al proceso de manufactura (rolado de la placa/proceso de producción) y por ampollas presumiblemente desarrolladas in situ durante la operación de la línea.

- 8334 áreas de laminación han sido incluidas en las listas de resultados. Las laminaciones son principalmente paralelas a la superficie de la pared de la tubería.
- 13 laminaciones fueron clasificadas como abultadas. La laminación se encuentra en la distancia 11970.97 m
- 6834 áreas de ampollas, pero clasificadas como laminaciones. Se encuentran principalmente en la parte baja de la tubería. Presumiblemente fueron desarrolladas in situ durante la operación de la línea y pueden ser identificadas por el comentario "Blister".
- 39 laminaciones en contacto con alguna superficie han sido incluidas en las listas de resultados.

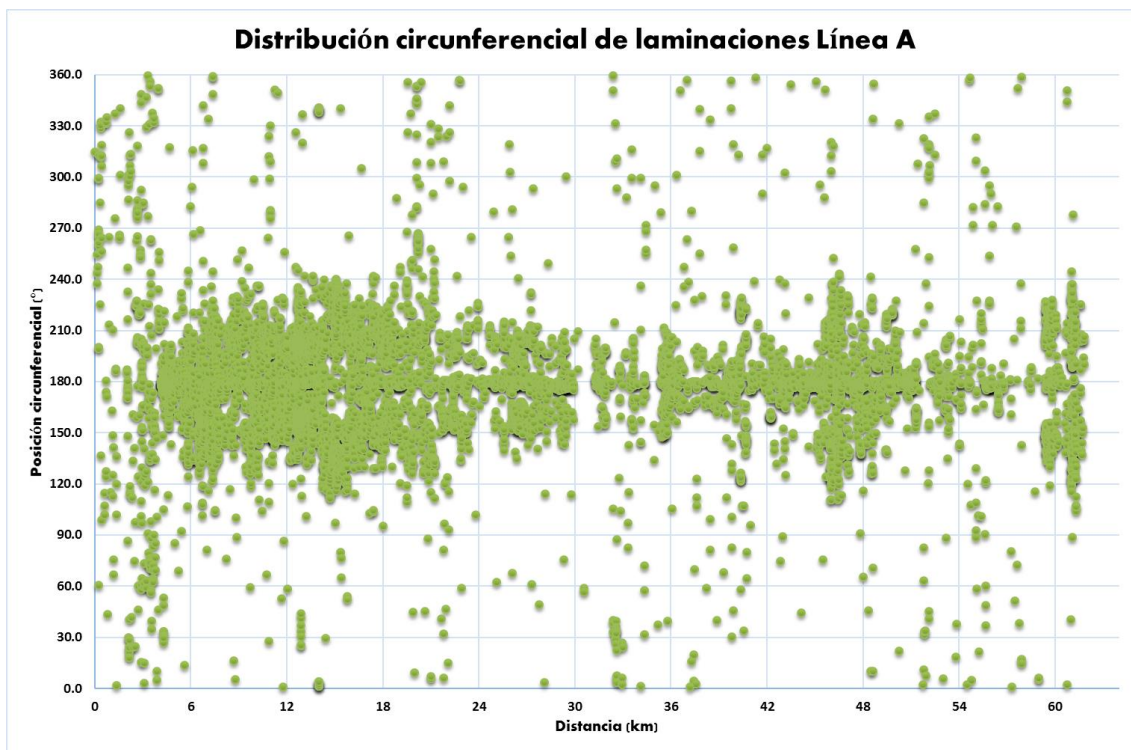
La gran cantidad de "laminaciones e inclusiones" que tiene esta línea se debe a la presencia de ampollas, pero al no existir esa clasificación en el software con el que se analizó la línea se determinó que se colocarían los comentarios de "Blister" para identificar esas anomalías de las laminaciones por manufactura, que si observamos la gráfica 17 la mayor distribución de estas anomalías se presenta en la parte inferior del tubo (180°). Las tuberías utilizadas para el transporte de crudo y gas son de acero API 5L X52, cuando estos aceros al carbono y aquellos de baja aleación son expuestos a medios acuosos contaminados con H₂S son susceptibles al fenómeno conocido como daño por hidrógeno. El hidrógeno es absorbido por el metal de forma atómica (H), causando su fragilización, agrietamiento y/o ampollamiento. ^[10]

Línea B

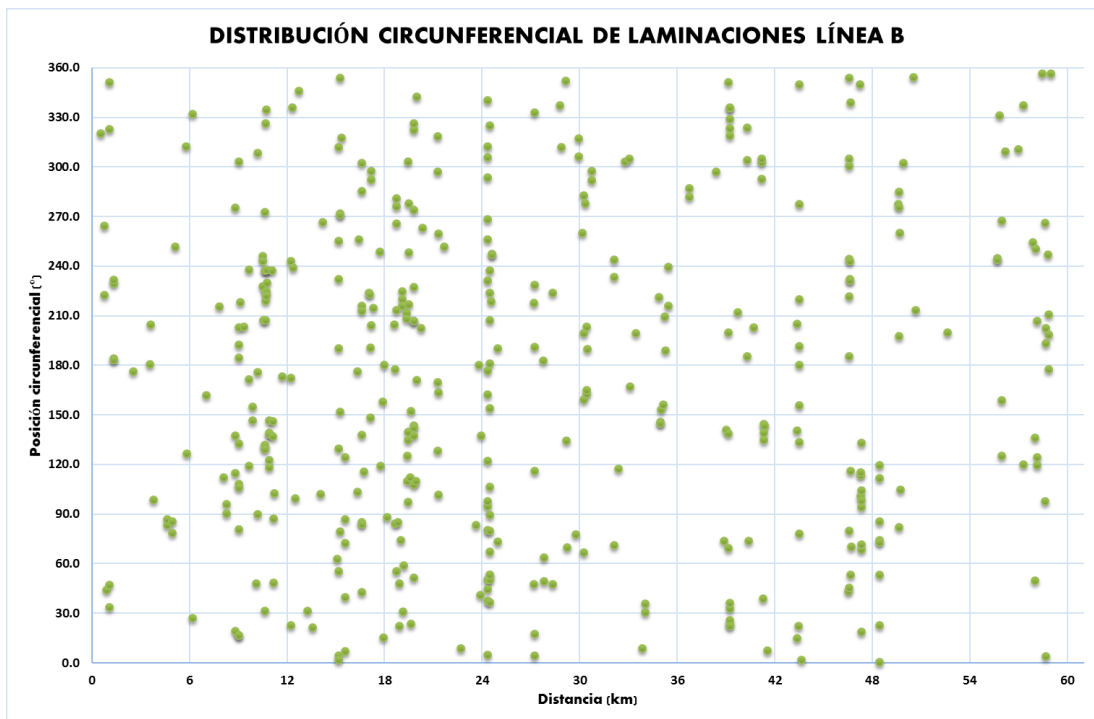
Se han detectado 520 separaciones de material en la pared de la tubería (laminaciones, inclusiones). Ellas están relacionadas con el proceso de manufactura (rolado de la placa/proceso de laminado).

- 526 áreas de laminación han sido incluidas en las listas de resultados. Las laminaciones son principalmente paralelas a la superficie de la pared de la tubería.
- 3 laminaciones que rompen la superficie

A diferencia de la línea A, la distribución de laminaciones (Gráfica 18) es mucho menor en la línea B, principalmente se debe a que en esta línea no se encontraron ampollas, todas las laminaciones fueron relacionadas al proceso de manufactura. Recordemos que, en estos casos, las laminaciones por proceso de manufactura se mantienen siempre a ese tamaño, a excepción de las laminaciones que rompen a la superficie interna, ya que en algunos casos puede haber presencia de pérdida de metal interna.



Gráfica 17. Distribución circunferencial de laminaciones Línea A



Gráfica 18. Distribución circunferencial de laminaciones Línea B

Abolladuras

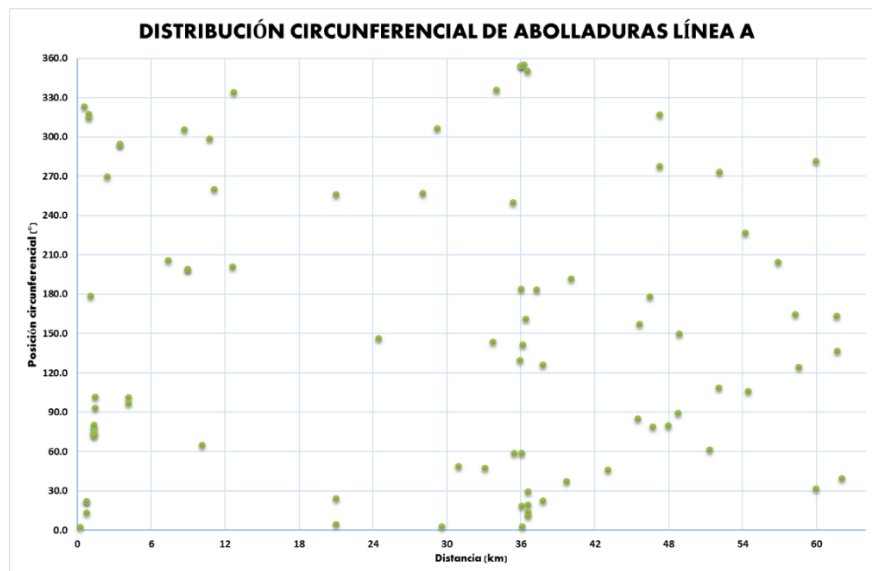
Una abolladura es una deformación hacia el interior de la pared de la tubería causado por fuerzas externas (figura 27), pero principalmente por golpes, por ejemplo, piedras y rocas (en la parte superior o inferior) que son presionados contra el oleoducto.



Figura 27. Ejemplo de abolladura en tubería

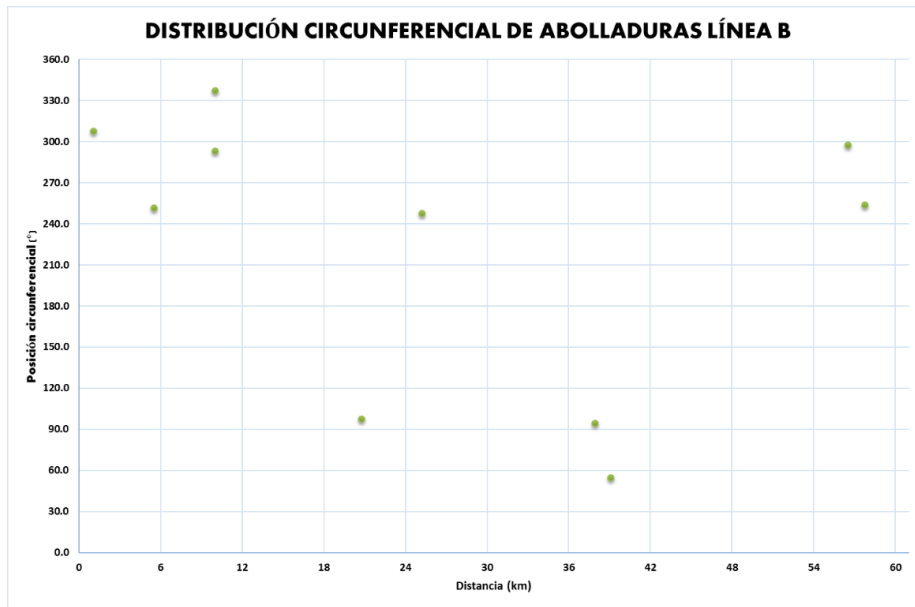
De acuerdo a las gráficas 19 y 20, la cantidad de abolladuras es mayor en la línea A, una de las razones principales es el tiempo que ha estado funcionando, por lo tanto, las tuberías han estado más expuestas a algún golpe o a rocas. Otro factor muy importante, es que, aunque corran en paralelo ambas líneas (tienen una distancia de 12 metros entre cada), el medio no es el mismo, ya que la Línea A se encuentra menos profunda que la Línea B, es por esto que se encuentra más expuesta a golpes de piedras, por ejemplo, en tiempo de lluvias.

Línea A



Gráfica 19. Distribución circunferencial de abolladuras Línea A

Línea B



Gráfica 20. Distribución circunferencial de abolladuras Línea B

3.2 Validación en campo

Para las inspecciones de campo, el cliente quiso enfocarse a las pérdidas de metal externas, ya que un incidente en la línea A se había suscitado unos cuantos meses atrás y quería descartar algún otro incidente o problemática en las líneas que corren en paralelo y que son parte fundamental de la producción de este cliente.

Como se describió en la tabla 5, es necesario seguir un listado de pasos para la inspección en campo, después de que el cliente selecciona las anomalías a verificar se debe contemplar que se tenga acceso a ese punto y las condiciones del área a inspeccionar.

Ya localizados los sitios de excavación, se procede a excavar el carrete o la zona de interés y a remover el recubrimiento anticorrosivo externo, limpiando la superficie externa de la tubería utilizando un chorro de arena.

Para la inspección visual en ambas líneas, fue necesario lo siguiente:

1. Micrómetro de Profundidades, Marca: STARRET, No. Serie: ATD165000026, Precisión: 0.01mm/0.0001plg.
2. Cinta métrica metálica de 20m.
3. Nivel de burbuja.

Mientras que, para la inspección mediante ultrasonido industrial en ambas líneas, fue necesario un detector de fallas, Resolución: 0.01mm y un transductor de haz recto, Marca: OLYMPUS, No. Serie: 1111651, Frecuencia: 10.0Mhz, Tamaño: 0.250plg.

Línea A

En la línea A se decidió ir a inspeccionar dos pérdidas de metal que se analizaron y los datos arrojaron una profundidad de 45.21% y 49.5% respectivamente (tabla 19). Para el cliente fueron de interés ya que mediante esta inspección se validaron los datos que se obtuvieron en el software. Esta comparativa representaba tener o no la confiabilidad para hacer posteriores inspecciones y tener un mayor control del análisis de riesgo para el ducto.

Tabla 19. Características generales de la inspección en línea

Medida de la inspección en línea							
Tipo de anomalía	Espesor de pared (mm)	Profundidad (mm)	Profundidad (%)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Posición Horaria	INT/EXT
Pérdida de metal	18.8	8.5	45.2	2933	451	11:06	Externa
Pérdida de metal	18.8	9.3	49.5	3439	648	10:38	Externa

Tabla 20. Características generales de la inspección en campo

Medida de la inspección en campo							
Tipo de anomalía	Espesor de pared (mm)	Profundidad (mm)	Profundidad (%)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Posición Horaria	INT/EXT
Pérdida de metal	18.7	8.1	43	2936	600	10:59	Externa
Pérdida de metal	18.7	9.4	50	3440	647	10:34	Externa

Si se realiza una comparativa entre ambos resultados (en línea y campo), podemos percatarnos que la diferencia entre uno y otro es mínima (tablas 19 y 20), esto debido al espesor de pared que se toma como referencia, las profundidades no sobrepasan los 0.4 mm de diferencia de profundidad, el largo y ancho de las anomalías no sobrepasan los 3mm. Esto

habla de la confiabilidad de la inspección en línea para que en ductos que recorren grandes distancias se tomen las medidas preventivas y se eviten catástrofes.

Las fotografías 1-3 muestran el aspecto general de ambas anomalías, así como su dimensionamiento. Mientras que, las fotografías 4-5 nos muestran el ajuste en sitio del equipo de ultrasonido y medición del área de mayor profundidad en la anomalía 2.



Fotografía 1. Aspecto general de la anomalía 1



Fotografía 2,3. Aspecto general del dimensionamiento la anomalía 2



Fotografía 4,5. Ajuste en sitio del equipo de ultrasonido y medición del área de mayor profundidad en la anomalía 2

Posterior a la inspección en campo se hacen ciertas recomendaciones para el ducto en caso de requerir un mejor recubrimiento o remover la tubería.

Recomendaciones:

Los resultados de la evaluación realizada indican que las discontinuidades se encuentran aceptadas para permanecer en servicio bajo las condiciones de operación actuales ($Pop=60\text{kg/cm}^2$) al presentar un FER menor a 1.0, se recomienda rehabilitar el recubrimiento anticorrosivo externo de la tubería previa limpieza de la superficie metálica con chorro de arena, utilizar un material compatible con alquitrán de hulla, cuidar y proporcionar empalmes suficientes en los extremos de la tubería a recubrir.

Línea B

Para la línea B, una de las pérdidas que se decidió inspeccionar fue con una profundidad de 5.0 mm, nuevamente las diferencias entre ambos resultados (tablas 21 y 22) son mínimas, la más significativa es la del ancho ya que existe una diferencia de 37 mm, sin embargo, se encuentra dentro de los parámetros. El área con mayor profundidad fue ubicada y medida de la mejor manera con una diferencia del 0.04.

Tabla 21. Características generales de la inspección en línea

Medida de la inspección en línea						
Tipo de anomalía	Espesor de pared (mm)	Profundidad (mm)	Profundidad (%)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	INT/EXT
Pérdida de metal	16.1	5.0	31	11944	2363	EXT

Tabla 22. Características generales de la inspección en campo

Medida de la inspección en campo						
Tipo de anomalía	Espesor de pared (mm)	Profundidad (mm)	Profundidad (%)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	INT/EXT
Pérdida de metal	16.3	4.96	30.42	11950	2400	EXT

Las fotografías 6 y 7 nos muestran la limpieza que se realiza a todo el carrete con chorro de arena, y depende de la ubicación (medio) que pueda ser o no complicada la excavación y la limpieza. En las fotografías 8 y 9, se mide el carrete y se identifica la anomalía, para posteriormente trazar el contorno de ésta. y Finalmente en las fotografías 10-13 se calibra y ajusta el equipo de ultrasonido por haz recto y se seleccionan puntos profundos para realizar las mediciones hasta ubicar el punto con mayor profundidad y comparar el resultado en campo con el obtenido en línea.



Fotografías 6,7. Limpieza de la superficie externa con chorro de arena.



Fotografía8. Medición de la longitud de carrete y ubicación de referencias



Fotografía 9. Vista general del carrete inspeccionado, se observa el área con pérdida de metal delimitada, dirección del flujo izquierda derecha.



Fotografías 10,11. Preparación block de calibración previo a ajuste del equipo de UT y ajuste en sitio de equipo de ultrasonido portátil, haz recto



Fotografías 12,13. Detalle de una zona que presenta desbaste mecánico
Medición del espesor remanente en la zona con desbaste

Recomendaciones:

Con base en los resultados obtenidos de la evaluación de resistencia remanente realizada a la discontinuidad detectada, se recomienda rehabilitar el recubrimiento externo de la sección del carrete intervenido previa limpieza con chorro de arena, proporcionando el perfil de anclaje adecuado para el recubrimiento a instalar, mismo que deberá contar con los empalmes suficientes en sus extremos y ser compatible con cemento monolítico epóxico.

IV. Discusión de Resultados

La tecnología de inspección por ultrasonido en línea es un método que en la actualidad es muy utilizado en la industria petrolera, ya que tiene la capacidad para abarcar la circunferencia interna del ducto e inspeccionar toda la trayectoria del mismo. Durante la inspección, la herramienta tiene la capacidad de detección y grabación de imperfecciones en pared interna, media y externa, operando en un rango de velocidad adecuado.

Línea A es un ducto que siempre se encuentra en constante producción, por lo tanto, la cantidad de anomalías que presenta es mayor y el riesgo que existe de sufrir algún daño es más alto, es por esto que presenta mayores reparaciones (encamisados) en los tubos ya que al inicio de operación esta línea transportaba otro crudo grado API con un mayor contenido de azufre, es por eso que se presentan las ampollas que fueron generadas a lo largo de la operación. Cabe resaltar que a partir de los datos que son proporcionados al cliente, la empresa es la encargada en decidir si se realiza algún encamisado o se retira el tubo en dado caso que éste se encuentre muy dañado por la corrosión.

La línea B al ser un ducto sin tanto desgaste porque no opera de manera continua y además el tiempo que ha estado en operación es menor, presenta menor cantidad de anomalías y no se tiene tantos encamisados a lo largo del ducto. Sin embargo, presenta cierta corrosión interna en la parte baja del tubo (180°) como la de Línea A, ya que recordemos que es el mismo medio que se transporta por ambas líneas. Por lo tanto, el tipo de afectación debería de ser similar, y conforme pase el tiempo se debería asemejar aún más al comportamiento que presenta la otra línea, ya que además sus condiciones de operación son muy similares, teniendo en cuenta que la operación no es tan constante en la línea B.

Si comparamos los resultados obtenidos en Línea A y Línea B, observamos que, sin importar el tiempo que ha operado en los tubos, el diámetro, espesor de pared y material que transporta, la cantidad de datos recibidos por parte de la herramienta es demasiada y el análisis que se realiza de todos los datos es indispensable para que el cliente dé la confianza a la inspección por ultrasonido en línea cuando se compare con la inspección en campo y se verifiquen las anomalías que son de mayor riesgo. Los datos que fueron presentados en línea, tienen diferencias mínimas con las inspecciones en campo, por lo que deja ver el gran alcance que posee la herramienta para la detección de anomalías en pared interna, media y externa.

Además, de que toda esta inspección a lo largo de los ductos ayuda a prevenir en gran medida muchas catástrofes que permiten salvar vidas y ecosistema que se llegue a encontrar a los alrededores.

Para contar con un análisis integral utilizando la técnica de ultrasonido es necesario incluir el análisis de riesgo mediante la evaluación de % de pérdida de material en los 360° del tubo (externa e interna), la cantidad de características (evento, laminaciones, abolladuras) de las líneas, así como la distribución de pérdidas en función de la distancia (Km). Todos los parámetros anteriores permiten evaluar el riesgo asociado al deterioro de las líneas debido al efecto por corrosión, a defectos mecánicos (manufactura) y a defectos producidos durante la instalación y operación de los ductos.

V. Conclusiones

- Se realizó una evaluación y un análisis de riesgo por corrosión de dos líneas de acero mediante inspección por ultrasonido, utilizando un software especializado para la detección y análisis de anomalías, para una posterior verificación en campo. Se obtuvo un factor estimado de reparación (FER) menor a 1, el cual fue presentado al cliente con sugerencias para rehabilitar los recubrimientos anticorrosivos externos compatibles con alquitrán de hulla y con cemento monolítico epóxico; para los tramos más deteriorados de ambas líneas.
- Ambas tuberías transportan crudo API 22.2, presentando mayoritariamente corrosión interna a 180° (parte inferior del tubo) siendo la línea A la más afectada, debido a la producción constante y a la diferencia en los años de funcionamiento con respecto a la línea B. Este deterioro se evidenció por la presencia de una mayor cantidad de eventos localizados que variaron en tamaño y profundidad de daño a lo largo de la tubería (60 km)
- La inspección realizada en línea por medio de un programa especializado permitió una adecuada localización y detección de las anomalías en campo, presentando características muy similares (tamaño, profundidad, localización en pared), autenticando la efectividad de la inspección en línea, presentando un margen de error mínimo de profundidad en la verificación en campo (<0.4mm), y de largo y ancho (<0.2 mm).
- Mediante el gran alcance de detección (profundidad) que posee la herramienta, ésta fue capaz de detectar anomalías en pared interna, media y externa, sin importar el tiempo de operación de la línea o el diámetro y espesor de pared de la tubería o el tipo de material que ha transportado durante todos los años de servicio.

VI. Bibliografía

- [1] Joseph R. Davis. (2000). Corrosion: Understanding the Basics. Ohio: ASM International.
- [2] J. Genescá. Técnicas Electroquímicas de Corriente Directa para la Determinación de la Velocidad de Corrosión: Técnica de extrapolación de Tafel o de intersección, de Dpto. Ingeniería Metalúrgica. Facultad Química. UNAM
Sitio web: <http://depa.fquim.unam.mx/labcorr/libro/Tafel2.pdf>
- [3] Francisco Javier Rodríguez Gómez. Técnicas electroquímicas de corriente directa para la Determinación de la Velocidad de Corrosión: Resistencia a la Polarización, de Dpto. Ingeniería Metalúrgica. Facultad Química. UNAM
Sitio web: <http://depa.fquim.unam.mx/labcorr/libro/LPR.PDF>
- [4] M.C. Andrade. (1991). Corrosión y protección metálicas, Volumen 1. Madrid: Consejo Superior de Investigaciones Científicas
- [5] Norma Oficial Mexicana NOM-008-SECRE-1999. (1999). Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas. Sitio web: <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/wo69925.pdf>
- [6] Richard A. Corbett. (1985). Cathodic Protection as an Equivalent Electrical Circuit, de IEEE Transactions on Industry Applications Sitio web:
https://www.researchgate.net/publication/3172902_Cathodic_Protection_as_an_Equivalent_Electrical_Circuit
- [7] American Petroleum Institute. (2004). Specification for Line Pipe. API SPECIFICATION 5L, Ed. 43. Washington D.C.: API Publications
- [8] Pere M. Solá. (1992). Soldadura industrial: clases y aplicaciones. Barcelona: Marcombo.
- [9] Eduardo Gómez de León. (2006). END. Ultrasonidos Nivel II. España: FC Editorial.
- [10] R. Réquiz. (2008). Estudio del daño por hidrógeno en uniones soldadas de un acero API 5LX52. Revista de Metalurgia, 44, 101-112.
- [11] Raymond A. Serway. (2001). Física 5ta Edición. México: Pearson.